

UNIVERSIDAD ANTONIO RUIZ DE MONTOYA

Facultad de Ingeniería y Gestión



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE PLANTA DE ENERGÍA
EÓLICA DE 233 MW PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA CON LA FINALIDAD DE ABASTECER A CLIENTES
LIBRES UBICADOS EN LIMA**

Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Industrial

Presentan los Bachilleres:

EDUARDO DANIEL DEL CARPIO CASANI

JAIME KUWAE GOTO

JORGE MAQUÉN FAYÓ

Presidente: Hernán Barriga Véliz

Asesor: Luis Enrique Peña Mendoza

Lector: José Rau Álvarez

Lima – Perú

Agosto de 2018

DEDICATORIA

A Dios, a nuestros padres, esposas e hijos que confiaron en nosotros y nos acompañan permanentemente en alcanzar nuestros sueños



AGRADECIMIENTO

A nuestros hijos, Yaiza Kuwae, Rafael Maquén, Abigail Maquén y Annie Del Carpio por ser nuestro motivo de superación.

A nuestras esposas Carla Flores, Lourdes Rodriguez y Nora Zamora por su paciencia, comprensión y motivación.

A nuestro profesor, Ingeniero Martín Portugal Orejuela, quien nos orientó y encaminó para realizar nuestro estudio.

A nuestro asesor, Ingeniero Luis Peña Mendoza, por formar parte de este desafío, quien con su exigencia profesional nos ayudó a concretar cada punto tratado en la presente tesis.

A la Universidad Antonio Ruiz de Montoya y al Instituto Tecsup por brindarnos la oportunidad de alcanzar nuestro grado profesional.

RESUMEN DE TESIS

En el presente estudio realizado, se demuestra la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de una planta eólica, con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a clientes denominados “peaje”, ubicados en la zona de concesión de una de las más grandes empresas distribuidoras de la ciudad de Lima Metropolitana.

En este trabajo se identifica la oportunidad de desarrollar una nueva unidad de negocio en la compañía, con lo cual se espera obtener un Valor Actual Neto Financiero (VANF) de S/ 1,198 millones de soles, con un ratio de Beneficio Costo (B/C) de 10.05, y una Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) del 55.98%, calculada en base a un costo de oportunidad ponderado de capital (WACC) del 6.75%. Cabe indicar que se trata de un proyecto a largo plazo, el cual tendrá un horizonte de 20 años.

Para alcanzar el objetivo del proyecto, es necesario que la compañía realice una inversión aproximada de S/ 627 millones de soles, la cual tendrá un período de recuperación de 2.41 años y se estima que el Margen Neto de Utilidad promedio sea del 57% (Utilidad Neta / Ingresos Operativos) durante el período de vida del proyecto.

Finalmente, con la construcción de la planta de energía eólica de 233 MW, la compañía tendrá como activo principal al parque eólico más grande del país.

Palabras clave: Estudio, peaje, factibilidad, desarrollar, VANF, TIRF.

ABSTRACT

This study provides the technical, economic and financial feasibility of building a wind farm to supply electrical energy to customers called “toll”, in the concession area of one of the most important distribution company of Metropolitan Lima.

In this paper we identified the opportunity to develop a new business unit in the company, so we expect to obtain a Net Present Value (NPV) of S/ 1,198 million soles, with a cost benefit ratio (C/B) of 10.05 and an Internal Rate of Financial Return (IRFR) of 55.98%, calculated based on a weighted Average Cost of Capital (WACC) of 6.75%. It should be noted that this is a long-term project, which will have a horizon of 20 years.

To achieve the objective of the project, it is necessary that the company make an approximate investment of S/ 627 million soles, which will have a payback period of investment of 2.41 years and it is estimated that the Net Profit Margin is 57% (Profit Net / Operating Income) during the life of the project.

Finally, with the construction of the 233 MW wind power plant, the company will have as its main asset, the largest wind farm in the country.

Keywords: Study, toll, feasibility, develop, NPV, IRFR

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	21
CAPÍTULO I: ESTUDIO ESTRATÉGICO.....	24
1.1 Análisis del macroentorno.....	24
1.1.1 Factor demográfico	24
1.1.2 Factor económico.....	27
1.1.3 Factor ambiental	29
1.1.4 Factor tecnológico.....	32
1.1.5 Factor legal	34
1.1.6 Factor cultural	38
1.2 Análisis de microentorno	39
1.2.1 Amenaza de entradas de nuevos competidores.....	39
1.2.2 Rivalidad entre competidores	40
1.2.3 Poder de negociación de los proveedores	43
1.2.4 Poder de negociación de los compradores o clientes.....	43
1.2.5 Amenaza de ingreso de productos sustitutos	44
1.2.6 Público	45
1.3 Planeamiento estratégico.....	47
1.3.1 Visión.....	47
1.3.2 Misión	48

1.3.3	Valores:.....	48
1.3.4	Análisis foda	48
1.3.5	Estrategia genérica.....	54
1.3.6	Objetivos.....	54
CAPÍTULO II: ESTUDIO DE MERCADO		57
2.1	Aspectos generales	57
2.1.1	El consumidor	57
2.1.2	Servicios.....	63
2.2	Análisis de demanda	65
2.2.1	Demanda histórica	66
2.2.2	Demanda proyectada.....	72
2.3	Análisis de la oferta.....	78
2.3.1	Análisis de la competencia	82
2.3.2	Oferta histórica	83
2.3.3	Oferta proyectada.....	85
2.4	Demanda insatisfecha.....	88
2.4.1	Demanda insatisfecha de los clientes libres peaje.	89
2.4.2	Demanda insatisfecha total	90
2.5	Demanda del proyecto.....	90
2.6	Comercialización.....	93
2.6.1	Método Delphi aplicado a energías renovables	94
2.6.2	Precios.....	96
2.6.3	Proyección del mercado.....	102
CAPÍTULO III: ESTUDIO TÉCNICO		105
3.1	Localización	105
3.1.1	Macrolocalización.....	105
3.1.2	Microlocalización	114

3.2	Tamaño.....	122
3.2.1	Zona de aerogeneradores	122
3.2.2	Accesos	123
3.2.3	Edificios	123
3.2.4	Zona de transformadores	124
3.2.5	Zona de maniobra y seccionamiento	124
3.2.6	Área total.....	124
3.3	Características físicas	125
3.3.1	Infraestructuras	125
3.3.2	Equipamiento	130
3.4	Concesión:.....	169
3.5	Estudio de impacto ambiental:	170
3.6	Certificado de inexistencia de restos arqueológicos:	170
3.7	Cronograma de actividades	171
CAPÍTULO IV: ESTUDIO LEGAL Y ORGANIZACIONAL		174
4.1	Tipo de sociedad	174
4.2	Afectación tributaria.....	175
4.2.1	Impuesto a la renta.....	175
4.2.2	Impuesto general a las ventas (IGV).....	175
4.2.3	Impuesto a las transacciones financieras (ITF).....	176
4.2.4	Aportaciones ESSALUD	176
4.2.5	Seguro complementario de trabajo de riesgo (SCTR)	177
4.2.6	Seguro de vida del 688.....	177
4.3	Normas competentes	177
4.3.1	Marco Normativo de los RER en el Perú	177
4.3.2	Marco Institucional de los RER.....	179
4.4	Estructura organizacional.....	180

4.5	Funciones del personal	181
4.6	Requerimientos del personal	182
CAPÍTULO V: ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO		184
5.1	Inversión del proyecto	184
5.1.1	Activos fijos intangibles	184
5.1.2	Activos fijos tangibles	190
5.1.3	Inversión en capital de trabajo	196
5.1.4	INVERSIÓN TOTAL.....	196
5.2	Financiamiento del proyecto	197
5.2.1	Costo de oportunidad de capital.....	199
5.2.2	Costo de oportunidad ponderado de capital.....	199
5.3	Presupuesto de ingresos y egresos	200
5.3.1	Presupuesto de ingresos	200
5.3.2	Presupuesto de costos	203
5.3.3	Presupuesto de gastos administrativos.....	206
5.4	Punto de equilibrio	207
5.5	Estados financieros.....	208
5.5.1	Estado de Pérdidas y Ganancias	208
5.5.2	Estado de Pérdidas y Ganancias Financiero	210
5.5.3	Flujo de Fondos Financiero	212
5.6	Análisis de sensibilidad del proyecto	213
5.6.1	Valor actual neto financiero (VANF)	213
5.6.2	Tasa interna de retorno financiera (TIRF)	213
5.6.3	Ratio de beneficio costo (B/C).....	213
5.6.4	Período de recuperación (PR).....	214
5.7	Análisis de sensibilidad del proyecto	215
5.7.1	Según tipo de financiamiento	215

5.7.2	Según variación de precios	215
5.7.3	Flujo de fondo financiero esperado	216
	CONCLUSIONES	219
	RECOMENDACIONES.....	222
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	223
	ANEXOS	233



ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla N° 1: Coeficiente de Correlación Lineal, Población total en el Perú vs. Demanda de electricidad en el Perú	27
Tabla N° 2: Coeficiente de Correlación Lineal, PBI vs. Demanda de Electricidad	29
Tabla N° 3: Parques eólicos en el Perú.....	33
Tabla N° 4: Inversión realizada en los Parques Eólicos en el Perú	40
Tabla N° 5: Principales centrales de generación que iniciaron operación entre los años 1995-2015	41
Tabla N° 6: Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados.	42
Tabla N° 7: Empresas concesionarias de los parques eólicos en el Perú	43
Tabla N° 8: Regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en Perú...	46
Tabla N° 9: Matriz de Evaluación de Factores Internos.....	49
Tabla N° 10: Calificación Matriz EFI.....	49
Tabla N° 11: Matriz de Evaluación de Factores Externos.....	50
Tabla N° 12: Calificación Matriz EFE	50
Tabla N° 13: Matriz Interna - Externa	51
Tabla N° 14: Matriz FODA	52
Tabla N° 15: Estrategias	53
Tabla N° 16: Escala de calificaciones.....	53
Tabla N° 17: Precio por KWh.....	54
Tabla N° 18: Consumo de Energía Eléctrica del año 2014	59
Tabla N° 19: Consumo de Energía Eléctrica del año 2015	59
Tabla N° 20: Consumo de Energía Eléctrica del año 2016	60
Tabla N° 21: Evolución del consumo de clientes Peaje	61
Tabla N° 22: Evolución del consumo de clientes libres LDS.....	62
Tabla N° 23: Tolerancias de armónicas individuales y THD	64

Tabla N° 24: Clientes Libres Peaje de Empresas Suministradoras diferentes a Luz Del Sur SAA.....	66
Tabla N° 25: Consumo total de Energía Activa GWh Año 2014 – Clientes Peaje	67
Tabla N° 26: Consumo total de Energía Activa GWh Año 2015 – Clientes Peaje	68
Tabla N° 27: Consumo total de Energía Activa GWh Año 2016 – Clientes Peaje	69
Tabla N° 28: Producto Bruto interno (Variación porcentual real).....	73
Tabla N° 29: Proyección del consumo en energía GWh de los clientes Peaje, años 2017 al 2021.....	74
Tabla N° 30: Proyección de la máxima demanda en MW de los clientes Peaje años 2017 al 2021.....	76
Tabla N° 31: Máxima demanda anual (MW)	77
Tabla N° 32: Potencial Eólico en el Perú Año 2008.....	79
Tabla N° 33: Potencial Eólico en el Perú Año 2016.....	81
Tabla N° 34: Centrales eólicas en operación en el Perú.....	82
Tabla N° 35: Centrales eólicas en proyecto en el Perú.....	82
Tabla N° 36: Potencial eólico desarrollado en el Perú por Departamento.	83
Tabla N° 37: Potencial eólico utilizado en el Perú.....	85
Tabla N° 38: Potencial eólico en operación y en desarrollo.....	86
Tabla N° 39: Análisis de la tendencia – Oferta histórica.....	87
Tabla N° 40: Proyección de la oferta histórica.	87
Tabla N° 41: Resumen del consumo de clientes Peaje histórico y proyectado.....	89
Tabla N° 42: Tabla del consumo de clientes Peaje histórico y proyectado.....	89
Tabla N° 43: Máxima demanda anual (MW)	91
Tabla N° 44: Cálculo del factor de seguridad del proyecto.....	92
Tabla N° 45: Cálculo de la demanda del proyecto	93
Tabla N° 46: factor de utilización de la demanda del proyecto.....	93
Tabla N° 47: Variables a utilizar para el método Delphi.....	94
Tabla N° 48: Escala de valoración aplicando el método Delphi en la escala de Likert .	95
Tabla N° 49: Resultado del cálculo final – Método Delphi utilizando la escala de Likert	96
Tabla N° 50: Precio promedio en barra de generación de Clientes Libres Peaje en los últimos tres años.	99
Tabla N° 51: Precio promedio de centrales eólicas en operación.....	100
Tabla N° 52: Precio promedio de centrales eólicas en proyecto	101

Tabla N° 53: Variación de la participación del mercado de clientes libres	103
Tabla N° 54: Criterios de Macrolocalización	106
Tabla N° 55: Criterios de evaluación de tabla N° 56.....	108
Tabla N° 56: Puntaje por Departamento en relación a la densidad de la potencia	108
Tabla N° 57: Criterios de evaluación de tabla N° 58.....	108
Tabla N° 58: Puntaje por Departamento en relación a la velocidad media del viento .	108
Tabla N° 59: Criterios de evaluación de tabla N° 60.....	108
Tabla N° 60: Puntaje por Departamento en relación a la cantidad de puertos marítimos	108
Tabla N° 61: Puntaje por Departamento en relación a longitud de red vial existente..	109
Tabla N° 62: Criterios de evaluación de tabla N° 61.....	109
Tabla N° 63: Criterios de evaluación de tabla N° 64.....	110
Tabla N° 64: Puntaje por Departamento en relación a la PEAO.....	110
Tabla N° 65: Criterios de evaluación de tabla N° 66.....	110
Tabla N° 66: Puntaje por Departamento en relación a la longitud de las líneas de transmisión.....	110
Tabla N° 67: Criterios de evaluación de tabla N° 68.....	111
Tabla N° 68: Pendiente del terreno por Departamento.....	111
Tabla N° 69: Criterios de evaluación de tabla N° 70.....	111
Tabla N° 70: Parque eólicos en operación en el Perú año 2016.....	111
Tabla N° 71: Criterios de evaluación de tabla N° 72.....	112
Tabla N° 72: Distancias en Km desde las zonas de mayor potencial eólico hacia Cliente Peaje.....	112
Tabla N° 73: Criterios de evaluación de tabla N° 74.....	113
Tabla N° 74: Red vial existente departamental y vecinal 2016.....	113
Tabla N° 75: Criterios de evaluación de tabla N° 76.....	113
Tabla N° 76: Densidad poblacional año 2016	113
Tabla N° 77: Evaluación de Macrolocalización	114
Tabla N° 78: Criterios de Microlocalización	116
Tabla N° 79: Densidad de Potencia según Provincias de Ica	116
Tabla N° 80: Velocidad del viento según Provincias de Ica.....	117
Tabla N° 81: Precio de terrenos en Ica (US\$ / m ²).....	117
Tabla N° 82: Disponibilidad de terreno, sin restricción de zonas protegidas.....	118
Tabla N° 83: Pendiente del terreno según Provincias de Ica.....	118

Tabla N° 84: Porcentaje de viviendas con acceso a agua y desagüe según Provincias de Ica.....	119
Tabla N° 85: Porcentaje de cobertura móvil por Provincias de Ica.....	119
Tabla N° 86: Longitud de líneas de transmisión (km).....	119
Tabla N° 87: Parques eólicos existentes	120
Tabla N° 88: Cercanía a los clientes peaje	120
Tabla N° 89: Red Nacional de Carreteras Existente según Provincias de Ica.....	120
Tabla N° 90: Evaluación de Microlocalización.....	121
Tabla N° 91: Cantidad de aerogeneradores	123
Tabla N° 92: Cantidad de transformadores.....	124
Tabla N° 93: Área total del proyecto	125
Tabla N° 94: Área detallada de la SET.....	126
Tabla N° 95: Área total de los aerogeneradores	126
Tabla N° 96: Método Delphi para la selección del tipo de turbina.....	131
Tabla N° 97: Tabla de puntajes para la elaboración de la tabla N° 94	131
Tabla N° 98: Presupuesto de aerogeneradores en US\$.....	132
Tabla N° 99: Presupuesto de las cimentaciones en US\$	134
Tabla N° 100: Presupuesto de viales y plataformas en US\$.....	135
Tabla N° 101: Presupuesto de zanjas y canalizaciones en US\$	138
Tabla N° 102: Presupuesto de estudios previos en US\$.....	139
Tabla N° 103: Presupuesto de redes interiores en US\$	144
Tabla N° 104: Presupuesto de redes interiores en US\$	151
Tabla N° 105: Datos técnicos de la línea de transmisión de la central eólica de Cupisnique	152
Tabla N° 106: Presupuesto de la línea de transmisión en US\$.....	153
Tabla N° 107: Presupuesto de las pruebas de cables US\$.....	154
Tabla N° 108: Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos EMA... 156	
Tabla N° 109: Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos Tareas . 157	
Tabla N° 110: Matriz de Evaluación de Aspectos Ambientales.....	164
Tabla N° 111: Presupuesto en seguridad y salud en US\$.....	166
Tabla N° 112: Presupuesto del terreno en US\$	167
Tabla N° 113: Presupuesto General en MMUS\$.....	169
Tabla N° 114: Sociedad anónima abierta	175
Tabla N° 115: Marco normativo de los RER en el Perú.....	178

Tabla N° 116: Marco Institucional de los RER	179
Tabla N° 117: Funciones de Personal	181
Tabla N° 118: Perfil requerido de Personal	182
Tabla N° 119: Contratos y Remuneraciones del Personal	183
Tabla N° 120: Inversión en estudios previos	184
Tabla N° 121: Inversión en estudios definitivos.....	185
Tabla N° 122: Inversión en organización	185
Tabla N° 123: Inversión en supervisión pre operativa	186
Tabla N° 124: Inversión en gastos de puesta en marcha	186
Tabla N° 125: Inversión en gastos pre operativos - concesiones	187
Tabla N° 126: Inversión en sueldos - Mensual.....	187
Tabla N° 127: Inversión en sueldos – Proyección anual	187
Tabla N° 128: Intereses pre operativos.....	188
Tabla N° 129: Inversión en activos fijos intangibles.....	189
Tabla N° 130: Inversión en terreno.....	190
Tabla N° 131: Porcentaje de área ocupada por el parque eólico, línea de transmisión y subestación.....	191
Tabla N° 132: Inversión total en edificaciones de planta	191
Tabla N° 133: Inversión en oficinas administrativas.....	192
Tabla N° 134: Inversión en maquinaria y equipo	192
Tabla N° 135: Inversión en maquinaria y equipo	193
Tabla N° 136: Inversión en imprevistos fabriles	193
Tabla N° 137: Tabla de depreciación de activos tangibles.....	194
Tabla N° 138: Inversión en activos tangibles	195
Tabla N° 139: Inversión en capital de trabajo	196
Tabla N° 140: Inversión en capital de trabajo	197
Tabla N° 141: Programa de bonos corporativos e Instrumentos de corto plazo de Luz del Sur S.A.A.....	197
Tabla N° 142: Financiamiento del proyecto	198
Tabla N° 143: Costo de oportunidad del capital.....	199
Tabla N° 144: Costo de oportunidad del capital.....	200
Tabla N° 145: Presupuesto de ingresos	202
Tabla N° 146: Costos de mano de obra directa	203
Tabla N° 147: Proyección de los costos de mano de obra directa a 20 años.....	203

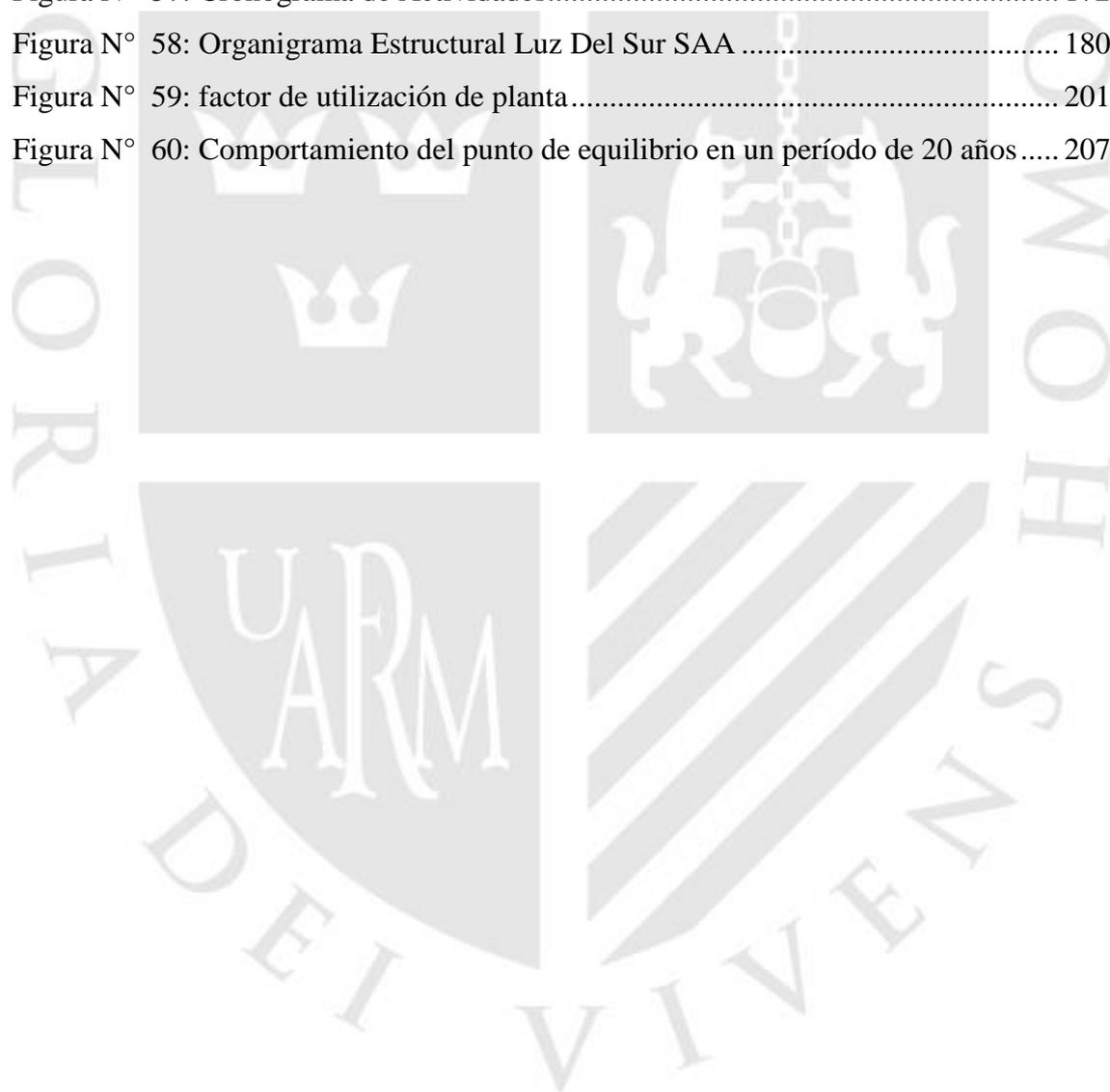
Tabla N° 148: Costo total de mantenimiento y seguro	204
Tabla N° 149: Costos total de mantenimiento y seguro a 20 años	204
Tabla N° 150: Cotización anual de mantenimiento del grupo electrógeno de 65 kW..	205
Tabla N° 151: Costo total del mantenimiento del grupo electrógeno proyectado a 20 años	205
Tabla N° 152: Presupuesto de gastos administrativos	206
Tabla N° 153: Presupuesto de gastos administrativos proyectados a 20 años.....	206
Tabla N° 154: Punto de equilibrio calculado en un período de 20 años.....	207
Tabla N° 155: Estado de Pérdidas y Ganancias para un período de 20 años	209
Tabla N° 156: Estado de Pérdidas y Ganancias para un período de 20 años	211
Tabla N° 157: Flujo de Fondos Financiero para un período de 20 años	212
Tabla N° 158: VAN Financiero	213
Tabla N° 159: TIR Financiero	213
Tabla N° 160: Ratio B/C.....	214
Tabla N° 161: Período de recuperación	214
Tabla N° 162: Período de recuperación	214
Tabla N° 163: Análisis de sensibilidad del proyecto con y sin financiamiento	215
Tabla N° 164: Análisis de sensibilidad del proyecto con y sin financiamiento	216
Tabla N° 165: Análisis de sensibilidad del proyecto con y sin financiamiento	217
Tabla N° 166: VANF esperado.....	218

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura N° 1: Evolución de la demanda de electricidad en el Perú, Latinoamérica y en el mundo	25
Figura N° 2: Consumo de energía Eléctrica per cápita 1995 - 2015	26
Figura N° 3: Relación entre el consumo de electricidad y el PBI per cápita, 2013.....	28
Figura N° 4: Venta de energía eléctrica por sectores 2014.....	28
Figura N° 5: Consumo de energía eólica 1990 - 2015.....	32
Figura N° 6: Principales instrumentos legislativos del subsector electricidad	35
Figura N° 7: El Negocio Eléctrico en el Perú.....	44
Figura N° 8: Precios promedio de los proyectos adjudicados	45
Figura N° 9: 5 Fuerzas de Porter	47
Figura N° 10: Zona de Concesión de Luz del Sur SAA	58
Figura N° 11: Consumo de Energía Eléctrica del año 2014.....	59
Figura N° 12: Consumo de Energía Eléctrica del año 2015	60
Figura N° 13: Consumo de Energía del año 2016	60
Figura N° 14: Porcentaje de participación del consumo de energía eléctrica de los Clientes Libres entre Empresas Generadoras y Luz del Sur SAA de los años 2014, 2015 y 2016	62
Figura N° 15: Diagrama de Pareto en base a la tabla N° 25.....	67
Figura N° 16: Diagrama de Pareto en base a la tabla N° 26.....	68
Figura N° 17: Diagrama de Pareto en base a la tabla N° 27	69
Figura N° 18: Sumatoria de demandas máximas de Clientes Libres que representan el 85,2% del consumo total, tabla N° 25.	71
Figura N° 19: Sumatoria de demandas máximas de Clientes Libres que representan el 84,1% del consumo total, tabla N° 26.	71

Figura N° 20: Sumatoria de demandas máximas de Clientes Libres que representan el 85,6% del consumo total, tabla N° 27.	72
Figura N° 21: Proyección del consumo histórico (GWh).....	74
Figura N° 22: Evolución de la máxima demanda proyectada (MW)	76
Figura N° 23: Proyección de la máxima demanda anual (MW).....	77
Figura N° 24: Diagrama de Pareto del potencial eólico aprovechable 2008.	79
Figura N° 25: Diagrama de Pareto del potencial eólico aprovechable 2016.	81
Figura N° 26: Potencia eólica total en el Perú.	84
Figura N° 27: Potencia eólica instalada en el Perú por año.	84
Figura N° 28: Potencia eólica instalada y autorizada por año.	86
Figura N° 29: Proyección de la oferta histórica.	88
Figura N° 30: Demanda Insatisfecha Total (GWh)	90
Figura N° 31: Gráfica de control de máximas demandas (MW) año 2021	91
Figura N° 32: Precios de usuarios libres y regulados.	97
Figura N° 33: Duración de contratos de usuarios libres	98
Figura N° 34: Comportamiento de precios ofertados por las centrales eólicas	100
Figura N° 35: Comportamiento de precios ofertados por las centrales eólicas en proyecto	101
Figura N° 36: Porcentaje de incremento de participación del mercado de clientes libres – Luz Del Sur SAA	104
Figura N° 37: Mapa Provincial de Ica	115
Figura N° 38: Ubicación de la Planta Eólica	121
Figura N° 39: Subestación Planta Central	127
Figura N° 40: Esquema unifilar de aerogeneradores	128
Figura N° 41: Esquema unifilar de aerogeneradores (continuación).....	129
Figura N° 42: Plano de cimentación de aerogeneradores	133
Figura N° 43: Cimentaciones de los aerogeneradores	133
Figura N° 44: Secciones tipo viales y zanjas red de MT	137
Figura N° 45: cables de potencia	140
Figura N° 46: composición del cable de fibra óptica del tipo estructura ajustada.....	141
Figura N° 47: red general de tierras emplazamiento	143
Figura N° 48: esquema unifilar de la subestación de transformación	145
Figura N° 49: subestación de generación, disposición general de planta.....	147
Figura N° 50: subestación de generación, disposición general secciones	148

Figura N° 51: subestación de generación, disposición aparellaje.....	149
Figura N° 52: subestación de generación, edificio de control	150
Figura N° 53: medición de la distancia de la línea de transmisión km.....	152
Figura N° 54: estructura concluida de la L.T. Cupisnique	153
Figura N° 55: señalizaciones de seguridad	165
Figura N° 56: Protecciones personales y normas de seguridad en obras.....	165
Figura N° 57: Cronograma de Actividades.....	172
Figura N° 58: Organigrama Estructural Luz Del Sur SAA	180
Figura N° 59: factor de utilización de planta.....	201
Figura N° 60: Comportamiento del punto de equilibrio en un período de 20 años.....	207





INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica en la actualidad se ha convertido en la principal fuerza motriz que impulsa al crecimiento económico del país, en tal sentido debemos esforzarnos en cuidar esta fuente la cual, en nuestro país hasta el año 2015 se utilizaba un 47.4%¹ de recursos no renovables como fuentes de energía primaria. Por tal motivo, surge la necesidad de utilizar como fuentes de energía primarias a recursos energéticos renovables, los cuales nos ayuden a cuidar de una mejor manera al lugar en donde vivimos.

Con la finalidad no sólo de poder desarrollar en nuestro país, sino también de crear una cultura del uso de los recursos energéticos renovables, nace la necesidad de realizar el presente estudio promoviendo el uso de la energía eólica como fuente primaria en la generación de energía eléctrica y de esta manera incentivar al desarrollo económico del país.

Cabe mencionar que el Estado Peruano desde el año 2008 a través de la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002 de Promoción de la inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, inició el camino para el desarrollo de energías limpias, fomento de la diversificación de la matriz energética y el cuidado del medio ambiente.

¹ Recurso virtual:

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf, página 191, gráfico 5-11, se considera la sumatoria de la producción de energía eléctrica con gas natural y otros.

Por otro lado, hasta el año 2016, según información del Ministerio de Energía y Minas, sólo el 1% del potencial eólico es aprovechado en el Perú por medio de cuatro centrales de generación de energía eléctrica, las cuales suman una potencia de 239 MW².

El presente estudio ha sido motivado por todos estos antecedentes y es el resultado de la utilización de diversas herramientas de ingeniería, con lo cual se busca fomentar el incremento de la inversión privada en nuestro país.

A través de los cinco capítulos desarrollados, se demuestra la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de una planta de energía eólica con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a clientes libres ubicados en la ciudad de Lima.

En el primer capítulo del Estudio Estratégico, se analizaron los factores del macroentorno y microentorno en donde la empresa se sitúa actualmente. Los resultados obtenidos luego del análisis FODA son favorables para el desarrollo del proyecto ya que estratégicamente es una gran oportunidad para el crecimiento de la empresa.

En el segundo capítulo se efectuó el análisis de mercado, pudiendo observar las demandas históricas y proyectadas de las tres variables que se toman en cuenta para establecer los contratos, las cuales son: Potencia en Hora Punta, Energía Activa en Hora Punta y Energía Activa en Hora Fuera de Punta. Se ha determinado que existe una demanda proyectada que beneficia al proyecto y, además los precios actuales que se manejan en el mercado están dentro de los márgenes proyectados en nuestro estudio.

En el tercer capítulo se han analizado las diferentes alternativas de generación de energía eléctrica, concluyendo que la energía eólica es la óptima para el desarrollo de nuestro proyecto. Además, se ha seleccionado el tipo de aerogenerador para la construcción de nuestro parque eólico; se han determinado las áreas correspondientes a las tres locaciones principales del proyecto: Parque Eólico, Líneas de Transmisión (incluyendo la faja de servidumbre) y la Subestación Eléctrica de Transformación. Finalmente, en este capítulo se ha establecido un presupuesto general basado en la información del equipamiento, estructuras y materiales requerido.

En el cuarto capítulo se muestran las regulaciones existentes en el marco de las energías renovables (RER), además se detallan las instituciones responsables del negocio eléctrico

² Recurso virtual:

<https://gestion.pe/economia/mem-1-potencial-eolico-peru-concretado-centrales-generacion-115924>.

en el Perú a las cuales debemos acudir para poder cumplir con los requerimientos legales del proyecto, construcción y operación de la Central de Energía Eólica. Asimismo, esta nueva unidad de negocio de la cual dependerá el proyecto estará a cargo de la Gerencia de Desarrollo correspondiente a la empresa materia de estudio, la cual administrará los recursos necesarios para la implementación respectiva.

Finalmente, en el quinto capítulo se realizó el análisis económico financiero del proyecto, en donde se seleccionó la mejor alternativa de inversión, teniendo la opción de poder escoger entre algún tipo de financiamiento parcial o total, o realizarlo en su totalidad a través de recursos propios. Luego de la selección de la mejor alternativa, se calcularon los indicadores financieros tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Beneficio Costo (B/C) y Período de Recuperación (PR) con la finalidad de comprobar que nuestro proyecto es económicamente viable.

CAPÍTULO I: ESTUDIO ESTRATÉGICO

En el primer capítulo se analizarán los factores estratégicos tales como el macroentorno y microentorno, asimismo se definirá la misión y visión empresarial y a través de un análisis FODA se podrá identificar la estrategia óptima a aplicar en el proyecto para alcanzar los objetivos estratégicos.

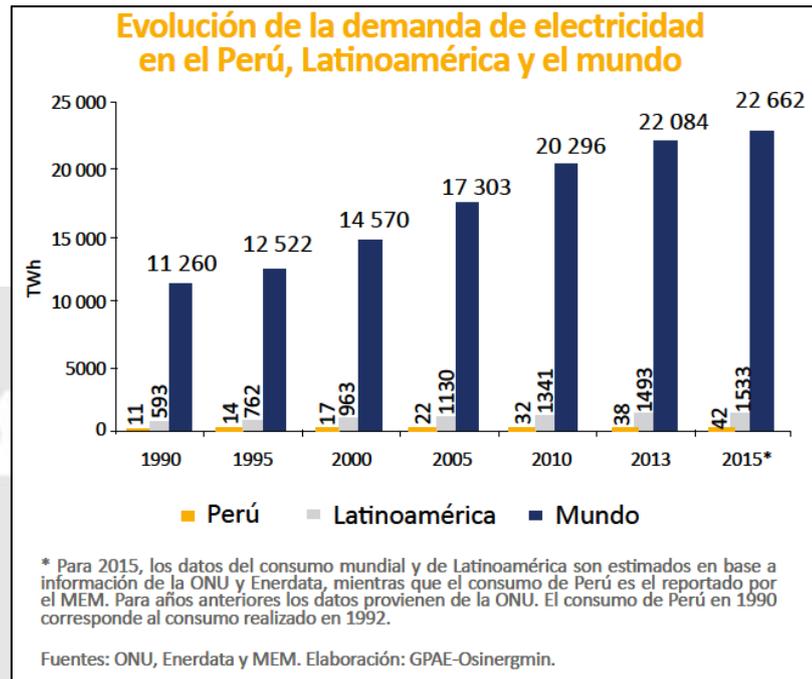
1.1 Análisis del macroentorno

A continuación, se mostrarán los factores del análisis del macroentorno.

1.1.1 Factor demográfico

A nivel mundial, la demanda de electricidad entre los años 1990 y 2015 se incrementó en un 101.3%; a nivel de Latinoamérica, en el mismo periodo se incrementó en un 158.5% y en el Perú en un 281.8%, tal como se muestra en la figura N°1:

Figura N° 1: Evolución de la demanda de electricidad en el Perú, Latinoamérica y en el mundo

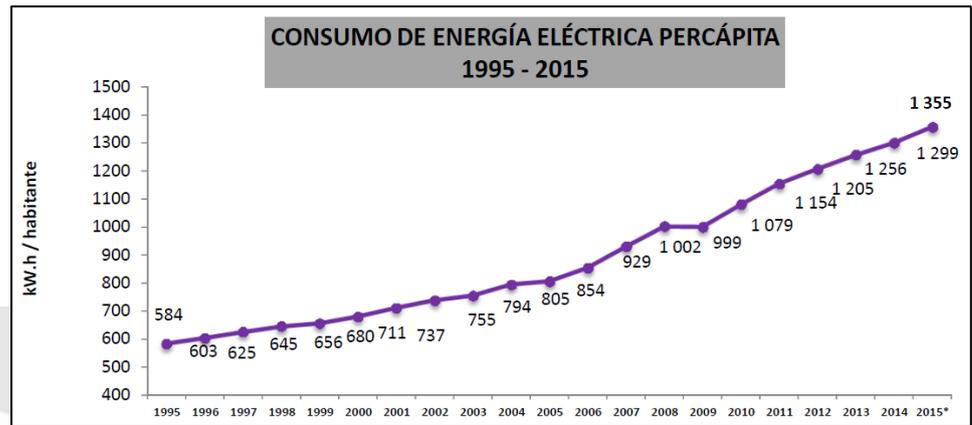


Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – OSINERGMIN

Elaboración: GPAE - OSINERGMIN

En el Perú, la Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico (1995 – 2015), con cifras preliminares del año 2015, publicado por el Ministerio de Energía y Minas, el consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/habitante), entre los años 2010 y 2015 se incrementó en un 26% y se observa que la variación media en los últimos 10 años se mantiene constante en un 5%. Tal como se muestra en la figura N°2:

Figura N° 2: Consumo de energía Eléctrica per cápita 1995 - 2015



Fuente: Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995 – 2015

Elaboración: Ministerio de Energía y Minas

Demográficamente, en el Perú se demuestra que existe una relación directa entre el crecimiento de la población y el incremento del consumo de energía eléctrica tal como se aprecia en la siguiente Tabla 1:

Tabla N° 1: Coeficiente de Correlación Lineal, Población total en el Perú vs. Demanda de electricidad en el Perú

Año	Población total en el Perú - Xi (miles)	Demanda de electricidad en el Perú - Yi (GWh)	Xi Yi	Xi ²	Yi ²
1,995	24,039	16,880.00	405778320	577,873,521	284,934,400.00
1,996	24,441	17,280.00	422340480	597,362,481	298,598,400.00
1,997	24,827	17,953.00	445719131	616,379,929	322,310,209.00
1,998	25,200	18,583.00	468291600	635,040,000	345,327,889.00
1,999	25,561	19,050.00	486937050	653,364,721	362,902,500.00
2,000	25,915	19,923.00	516304545	671,587,225	396,925,929.00
2,001	26,261	20,786.00	545861146	689,640,121	432,057,796.00
2,002	26,601	21,982.00	584743182	707,613,201	483,208,324.00
2,003	26,938	22,923.00	617499774	725,655,844	525,463,929.00
2,004	27,273	24,267.00	661833891	743,816,529	588,887,289.00
2,005	27,610	25,510.00	704331100	762,312,100	650,760,100.00
2,006	27,950	27,370.00	764991500	781,202,500	749,116,900.00
2,007	28,293	29,943.00	847177299	800,493,849	896,583,249.00
2,008	28,642	32,463.00	929805246	820,364,164	1,053,846,369.00
2,009	29,002	32,945.00	955470890	841,116,004	1,085,373,025.00
2,010	29,374	35,908.00	1054761592	862,831,876	1,289,384,464.00
2,011	29,760	38,803.00	1154777280	885,657,600	1,505,672,809.00
2,012	30,159	41,020.00	1237122180	909,565,281	1,682,640,400.00
2,013	30,566	43,330.00	1324424780	934,280,356	1,877,488,900.00
2,014	30,974	45,550.00	1410865700	959,388,676	2,074,802,500.00
2,015	31,377	48,066.00	1508166882	984,516,129	2,310,340,356.00
	580,763	600,535	17,047,203,568	16,160,062,107	19,216,625,737.00

r: **0.98**

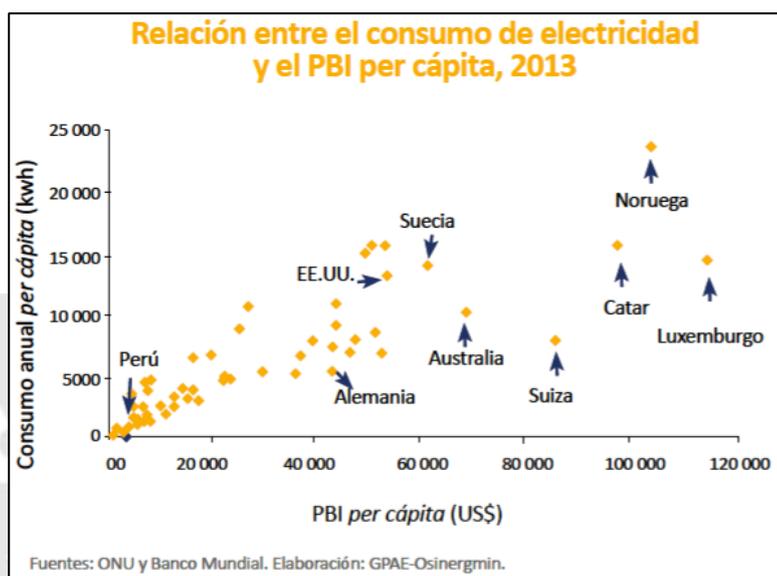
Fuente: Población total en el Perú, Banco Mundial; Demanda de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

En la tabla N° 1 se comprueba mediante el coeficiente de correlación lineal de Pearson, que la relación del crecimiento de la población (Xi) y el incremento de consumo de energía eléctrica (Yi) es directa, dado que el coeficiente “r” tiene un valor de 0,98 en un periodo de evaluación de 25 años.

1.1.2 Factor económico

A nivel mundial, los países de mayor ingreso per cápita (US\$) son los que presentan un mayor consumo de energía eléctrica per cápita (kWh) y de la misma forma, los que presentan menores ingresos son los que menor consumo de energía eléctrica tienen, tal como se muestra en la figura N° 3:

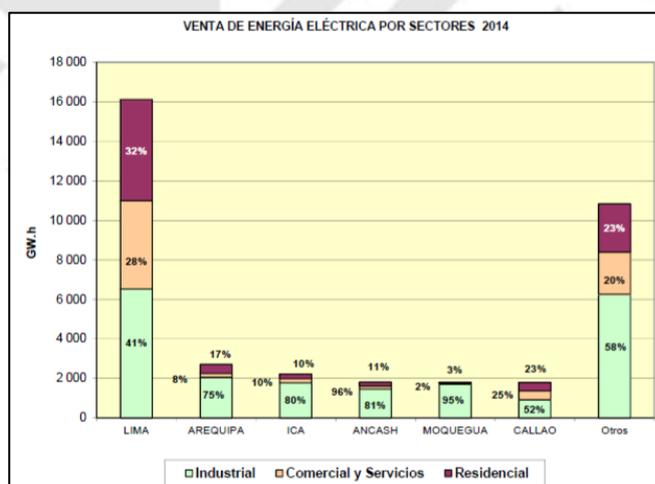
Figura N° 3: Relación entre el consumo de electricidad y el PBI per cápita, 2013



Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – OSINERGMIN
Elaboración: GPAE – OSINERGMIN

En el Perú, en la Estadística Eléctrica por Regiones del año 2014, publicada por el Ministerio de Energía y Minas, se observa que la mayor cantidad de venta de energía eléctrica a nivel nacional se da en Lima con una participación del 43,2%, del cual el 41% es utilizado para el sector industrial, 28% para el sector comercial y servicios y un 32% para uso residencial tal como se muestra en la figura N° 4:

Figura N° 4: Venta de energía eléctrica por sectores 2014



Fuente: Estadística Eléctrica por Regiones 2014
Elaboración: Ministerio de Energía y Minas

Económicamente, en el Perú se demuestra que existe una relación directa entre el PBI (expresados en millones de S/.) y la demanda de electricidad (GWh), tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Tabla N° 2: Coeficiente de Correlación Lineal, PBI vs. Demanda de Electricidad

Año	PBI en el Perú - Xi (millones S/.)	Demanda de electricidad en el Perú - Yi (GWh)	Xi Yi	Xi ²	Yi ²
1,995	117.28	16,880.00	1979669.52	13754.36	284934400.00
1,996	132.47	17,280.00	2289133.44	17549.10	298598400.00
1,997	151.41	17,953.00	2718191.92	22923.78	322310209.00
1,998	159.75	18,583.00	2968690.00	25521.02	345327889.00
1,999	166.97	19,050.00	3180721.35	27877.98	362902500.00
2,000	177.92	19,923.00	3544660.31	31654.81	396925929.00
2,001	180.99	20,786.00	3762078.93	32757.74	432057796.00
2,002	191.49	21,982.00	4209377.14	36669.19	483208324.00
2,003	205.38	22,923.00	4707902.82	42180.53	525463929.00
2,004	227.68	24,267.00	5525207.63	51840.00	588887289.00
2,005	247.08	25,510.00	6303036.31	61049.02	650760100.00
2,006	287.71	27,370.00	7874704.81	82778.77	749116900.00
2,007	319.69	29,943.00	9572567.50	102203.61	896583249.00
2,008	355.65	32,463.00	11545595.80	126489.77	1053846369.00
2,009	364.43	32,945.00	12006047.52	132807.04	1085373025.00
2,010	418.15	35,908.00	15014750.66	174845.24	1289384464.00
2,011	464.83	38,803.00	18036914.90	216069.72	1505672809.00
2,012	498.54	41,020.00	20450192.84	248544.13	1682640400.00
2,013	534.71	43,330.00	23168854.31	285911.58	1877488900.00
2,014	576.38	45,550.00	26254109.00	332213.90	2074802500.00
2,015	612.50	48,066.00	29440617.26	375161.15	2310340356.00
	6,391	600,535.00	214553023.97	2440802.44	19216625737.00

r: **0.99880**

Fuente: PBI en el Perú, INEI y BCRP; Demanda de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

En la Tabla N° 2 se comprueba mediante el coeficiente de correlación lineal de Pearson, que la relación del crecimiento del PBI en el Perú (Xi) y el incremento de consumo de energía eléctrica (Yi) es directa, dado que el coeficiente “r” tiene un valor de 1,00 en un periodo de evaluación de 25 años.

1.1.3 Factor ambiental

Estados Unidos ve a la energía eólica como la vía más rápida y barata para reducir las emisiones de dióxido de carbono.

La AWEA³ explica que la integración de grandes volúmenes de energía eólica en sus redes ayuda en cumplir con el plan de energía limpia (Clean Power Plan) de la Agencia de Protección Ambiental de Los Estados Unidos.

Por otro lado, la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) apoyan el financiamiento para el Fondo Verde a los países en vías de desarrollo⁴.

En el Perú, Según el Estudio de Impacto Ambiental realizado por la empresa Pacific Protección Integral de Recursos (PIR) S.A.C. para la empresa Energía Eólica S.A., acerca del proyecto Construcción y Operación de la Central Eólica Talara y su Interconexión al SEIN⁵, los factores ambientales que pueden verse afectados por el proyecto son:

Medio Físico:

- Material en partículas (polvo): Habilitación de caminos y accesos, movimiento de tierra para la construcción de los cimientos de los aerogeneradores, zanjas para la interconexión eléctrica, construcción de plataformas. La emisión de partículas no será tóxica porque se trata del mismo material de la superficie que se interviene
- Emisión de gases (CO₂, NO_x, SO_x): Debido al incremento del tránsito vehicular y el movimiento de maquinaria pesada aumenta también la emisión de los gases mencionados por la utilización de combustible para el funcionamiento de dichas maquinarias.
- Ruido: Movimiento de tierras, utilización de maquinaria pesada, tránsito vehicular, utilización de explosivos (eventualmente) para la construcción de la cimentación de los aerogeneradores.

³ AWEA: Siglas en inglés de American Wind Energy Association, que es la principal Asociación Comercial Nacional que representa los intereses de la industria de la energía eólica en Estados Unidos.

⁴ Recurso virtual <http://finanzascarbono.org/financiamiento-climatico/canales-bilaterales-de-financiamiento/fondo-verde-para-el-clima>.

⁵ SEIN: Significa Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- Vibraciones: Utilización de maquinaria pesada, tránsito de vehículos.
- Campo electromagnético: de las líneas de transmisión.
- Uso del suelo: Movimiento de tierras para la construcción de cimientos y zanjas, construcción de plataformas de montaje. Posibilidad de contaminación del suelo por agentes químicos.

Medio Biológico:

- Flora: Eliminación de la cobertura vegetal por la construcción de vías de acceso, edificaciones, almacenes.
- Fauna: Alteración del hábitat de la fauna debido a la habilitación de caminos de acceso, edificaciones, almacenes, estructura del aerogenerador (torre y aspas), etc.
- Paisaje (alteración estética del paisaje): Implementación de campamentos, construcción de vías de acceso, carreteras, almacenes temporales, edificaciones anexas, desbroce de la vegetación.

Medio Socioeconómico:

- Uso de la tierra: La línea de transmisión puede afectar a las comunidades o comercio debido a la cercanía de éstas con áreas ocupadas (faja de servidumbre)
- Empleo: Impacto positivo en la generación de empleo con mano de obra no calificada de la zona.
- Actividad comercial: Incremento de la actividad comercial en los alrededores del proyecto debido al incremento de empleo (directo e indirecto)
- Infraestructura: Impacto positivo en la construcción de carreteras y mejoramiento de las vías de acceso actuales para el transporte de los pobladores.

Por disposición del Ministerio del Ambiente se ha creado el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) que tiene

por objetivo la identificación, prevención, supervisión y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos significativos.

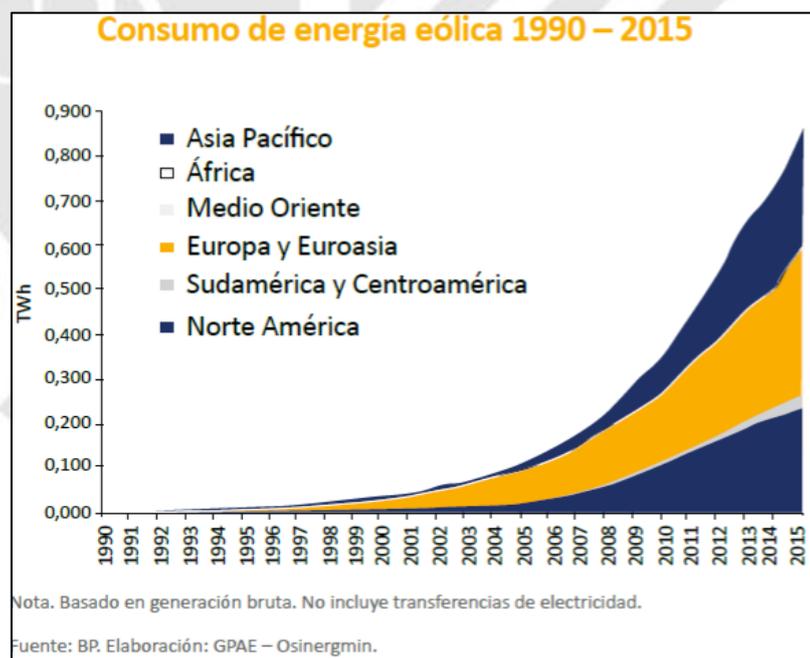
La justificación de la instalación de la planta de energía eólica para la generación de energía eléctrica se basa en la casi nula emisión de CO₂ y de Gases de Efecto Invernadero por cada MWh generado, en comparación con la energía fósil, lo cual contribuye a la atenuación del cambio climático⁶.

1.1.4 Factor tecnológico

La energía eólica es aquella que se produce a través de la energía cinética originada por las corrientes del viento.

A nivel mundial, el consumo de energía eólica ha tenido un crecimiento sostenido en los últimos 25 años, tal como se muestra en la figura N° 5:

Figura N° 5: Consumo de energía eólica 1990 - 2015



Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – OSINERGMIN

Elaboración: GPAE - OSINERGMIN

⁶ Recurso virtual

http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Victor_Ormenio_y_Arturo_Vasquez-Competitividad_de_las_Energias_Renovables-Experiencia_del_Peru.pdf, página 3.

China como líder mundial en tecnología de energía eólica, anuncia un crecimiento del 3% en el uso de electricidad para el 2017⁷.

Apple tiene muchos productos que fabrica en China, el gigante de la tecnología está invirtiendo en el país más poblado del mundo en alcanzar su objetivo de obtener el 100% de sus energías renovables.

El gigante del iPhone llegó a un acuerdo para comprar el 30% de la participación de tres subsidiarias de Goldwind, el mayor fabricante de turbinas en China.⁸

La UE⁹ autoriza la fusión eólica entre SIEMENS y GAMESA convirtiéndose en uno de los grandes en suministro de aerogeneradores.

Según la información obtenida de la página web¹⁰ perteneciente a la compañía The Wind Power, los parques eólicos en el Perú han utilizado las siguientes marcas y modelos de aerogeneradores, tal como se muestra en la Tabla N° 3:

Tabla N° 3: Parques eólicos en el Perú

PARQUE EÓLICO	Cantidad de turbinas	Marca	Modelo	Potencia (kW)	Diámetro (m)
Cupisnique (81MW)	45	Vestas	V 100/1800	1,800	100
Marcona Parte 1 (24MW)	8	Siemens	SWT-3.0-108	3,000	108
Marcona Parte 2 (6.9MW)	3	Siemens	SWT-2.3-108	2,300	108
San Juan de Marcona (0.45MW)	1	Mitsubishi	MWT-450-39	450	39
Talara (30,6MW)	17	Vestas	V 100/1800	1,800	100
Tres Hermanas Parte 1 (18,4MW)	8	Siemens	SWT-2.3-108	2,300	108
Tres Hermanas Parte 2 (78,75MW)	25	Siemens	SWT-3.0-108	3,150	108

Fuente: The Wind Power

Elaboración: Propia

⁷ Recurso electrónico www.evwind.com/2017/01/31/consumo-de-electricidad-en-china-crecera-3-en-2017

⁸ Recurso electrónico www.evwind.com/2016/12/12/apple-invierte-en-turbinas-eolicas-en-china

⁹ UE: Significa Unión Europea

¹⁰ Recurso electrónico www.thewindpower.net

Por otro lado, la selección correcta de los aerogeneradores depende de los siguientes factores:

- Integridad frente a cargas extremas (fuerza centrífuga, rotor en bandera, vientos huracanados, etc.)
- Integridad frente a cargas de fatiga (cargas dinámicas frente al giro de las palas, transitorias por maniobras de orientación o mecanismos de regulación, efecto estela)
- Nivel de vibraciones y deformaciones en condiciones de servicio.
- Nivel de viento en la zona.

Los modelos que se instalan en la actualidad son por lo general, tripala, de paso variable (este sistema permite una producción óptima con vientos bajos y una reducción de cargas con vientos altos) de alta calidad en el suministro eléctrico y bajo mantenimiento. Su vida estimada, como mínimo es de 20 años.

1.1.5 Factor legal

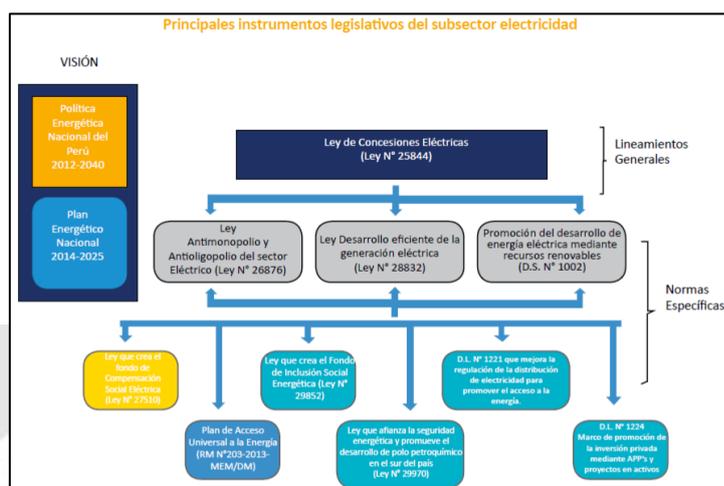
En Europa el sistema legal reglamenta el uso de energías renovables. Según el “Boletín Oficial del Estado del 1 de abril del 2017. Sec. III Pag 25504 III. OTRAS DISPOSICIONES MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL.

Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por la que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.”

“El cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, el presente Real Decreto establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables que se ubiquen en el sistema eléctrico peninsular.”

En el Perú, el subsector electricidad se encuentra regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas, tal como se muestra en la figura N° 6:

Figura N° 6: Principales instrumentos legislativos del subsector electricidad



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: OSINERGMIN (2016)

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas 25844 del 19 de noviembre de 1992, para la concesión definitiva está comprendida en el artículo 3 inciso “d” de la presente Ley “La generación de energía con recursos energéticos renovables conforme a ley de la materia, con potencia instalada mayor a 500 KW.

“Mediante Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02 de mayo del 2008, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”, se modificó el artículo 3°, cuyo texto rige en la actualidad.

Artículos que aplican la normatividad al estudio de factibilidad.

De la Concesión

“Artículo. 7°.- Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación. El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones”

De los precios

“Artículo 8°.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley. Los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la ley.”

De las tarifas

“Artículo 8°.- Dichos contratos serán de dominio público y puestos a disposición de la Comisión de Tarifas de Energía y del OSINERGMIN en un plazo máximo de 15 (quince) días de suscritos. El incumplimiento de lo dispuesto será sancionado con multa. El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo definirá los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la Ley”

De acuerdo a los Artículos 1° y 2° de la Resolución Directoral 019-2002-EM/DGE de fecha 07.11.2002, se aprobó las estructuras de las tablas de base de datos y el formato reporte, contenidos en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2 de dicha norma y, se dispuso que los titulares de Generación para el mercado eléctrico y de Distribución comprendidos en los Artículos 3°, 4° y 7° de la Ley de Concesiones Eléctricas, presentarán mensualmente a la Dirección General de Electricidad la información referida al consumo de energía eléctrica de los usuarios finales, tanto libres como regulados, clasificándolos por actividad económica, compuesta por una (01) letra y

cuatro (04) dígitos de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU), según los anexos mencionados anteriormente.

De la conservación del medio ambiente

“Artículo. 9°.- El Estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como del uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.”

De los plazos por tipo de concesión

“Artículo. 22°.- La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios de factibilidad.”

“Artículo. 23°.- La concesión temporal permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbre temporal. El titular asume la obligación de realizar estudios de factibilidad relacionados con las actividades de generación y transmisión; específicamente, la de realizar estudios de centrales de generación, subestaciones o líneas de transmisión, cumpliendo un cronograma de estudios. El plazo de vigencia de la concesión temporal es de dos (2) años, pudiendo extenderse una (1) sola vez, a solicitud del titular, hasta por un (1) año adicional, sólo cuando el cronograma de estudios no haya sido cumplido por razones de fuerza mayor o caso fortuito. La concesión temporal será otorgada por resolución ministerial y su plazo de vigencia se cuenta desde la fecha de publicación de la resolución de otorgamiento. Al vencimiento del plazo se extingue de pleno derecho. La solicitud de concesión temporal, así como la de extensión del plazo, se sujetan a los requisitos, condiciones y garantías establecidos en el Reglamento correspondiente. El titular de concesión temporal tendrá derecho preferente para solicitar la concesión definitiva correspondiente, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento. El derecho preferente caduca a los veinte (20) días hábiles, contados desde la fecha

de publicación del aviso de la solicitud de concesión definitiva presentada por el tercero.”

1.1.6 Factor cultural

En la Unión Europea y en los Estados Unidos de Norteamérica se han realizado investigaciones que denotan la falta de conocimiento de la población acerca de la energía eólica¹¹. Este factor resulta ser influyente en la toma de decisiones acerca de aceptar o no dicha tecnología, sin considerar siquiera los aspectos técnicos, ambientales o económicos. La investigación realizada, se basa en un modelo teórico desarrollado por Fishbein y Azjen (Asjen, I., y Fishben, M, 1980), en donde se indica que las actitudes sociales pueden diferenciarse en tres dimensiones: cognitiva, afectiva y conductual. Con estas tres dimensiones, los individuos generan un concepto acerca de la nueva tecnología, los cuales pueden ser aceptados o rechazados, dependiendo de la percepción de cada uno de ellos. Los aspectos más considerados para la implementación de centrales eólicas son: beneficios o afectaciones ambientales, ruidos por los aerogeneradores y efectos sobre la flora y fauna.

Por otro lado, en nuestro país, se tienen algunos ejemplos de proyectos mineros paralizados en su etapa de estudio por la negativa de las comunidades aledañas a la zona de concesión, debido a factores internos (sociales y políticos) y no a factores técnicos, económicos o ambientales tales como los proyectos de Conga en Cajamarca, Río Blanco en Piura y Tía María en Arequipa. Si bien es cierto, aún no se han detectado problemas socioculturales en el Perú en algún proyecto con tecnología eólica, se puede tomar como ejemplo los movimientos sociales antes mencionados.

. Tomando como referencia al proyecto minero Río Blanco, el cual tendrá una inversión estimada de US\$ 2,500 millones, se estarían creando unos 5,000 puestos de trabajo directo en su etapa de construcción, 1,200

¹¹ Prades, Ana, libro: Energía, tecnología y sociedad, página 165.

puestos en su etapa de operación y 7,000 puestos de trabajo indirecto¹². Cabe resaltar que, según dato del Ministerio de Energía y Minas, la paralización por conflictos sociales de los proyectos mineros de Conga, Río Blanco y Tía María sumarían una inversión de US\$ 8,700 millones¹³.

Podemos concluir que la falta de información sobre el uso e implementación de la planta de energía eólica puede ser un factor determinante para la aceptación o rechazo del proyecto. Es una necesidad la difusión de esta tecnología resaltando los beneficios en un corto, mediano y largo plazo para que la población dentro y en zonas aledañas a la concesión puedan entender y aceptar la construcción de una planta eólica, la cual será para el beneficio de todos.

1.2 Análisis de microentorno

El análisis del microentorno se realiza en base al modelo de las cinco fuerzas de Porter.

1.2.1 Amenaza de entradas de nuevos competidores

Actualmente sólo hay dos propietarias de los principales parques eólicos en el Perú: Contour Global (Cupisnique, Pacasmayo / Talara, Piura) y Cobra/Sigma (Marcona, Ica / Tres Hermanas, Ica). Las empresas que han ganado la buena pro para el desarrollo de los proyectos eólicos en el Perú se han quedado como empresas concesionarias.

La inversión elevada de implementación de una central RER puede ser excluyente para el ingreso de nuevos competidores. La generación con

¹² Recurso virtual <https://gestion.pe/economia/empresas/renace-proyecto-rio-blanco-piura-us-2-500-millones-121233>

¹³ Recurso virtual <https://gestion.pe/panelg/conozca-que-proyectos-mineros-impulsarian-economia-2018-2205663>

RER¹⁴ implica una mayor inversión en activos fijos que con otras fuentes de energías¹⁵.

Tal como se muestra en la tabla N° 4, en promedio en las centrales eólicas instaladas en el Perú se ha invertido 2,54 MM US\$/MW de potencia instalada.

Tabla N° 4: Inversión realizada en los Parques Eólicos en el Perú

PARQUE EÓLICO	Año de operación	Inversión (MM US\$)	Potencia Instalada (MW)	MM US\$/MW
Cupisnique (La Libertad)	2014	242	80	3.03
Marcona (Ica)	2014	61	32	1.91
Talara (Piura)	2014	101	30	3.37
Tres Hermanas (Ica)	2016	186	90	2.06
Promedio total		590	232	2.54

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

1.2.2 Rivalidad entre competidores

De acuerdo al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad¹⁶, los Clientes Libres pueden comprar electricidad a uno o más suministradores a la vez los cuales deben estar conectados a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. En ese sentido según reporte de Osinergmin¹⁷ en los último 20 años entraron en operación 32 nuevas centrales de

¹⁴ RER: Significa Recursos Energéticos Renovables

¹⁵ Página web Osinergmin, diciembre 2014. Recurso virtual en http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Victor_Ormenio_y_Arturo_Vasquez-Competitividad_de_las_Energias_Renovables-Experiencia_del_Peru.pdf

¹⁶ Aprobado el 16/04/2009 según Decreto Supremo N° 022-2009-EM del Ministerio de Energía y Minas.

¹⁷ Recurso electrónico:

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf

generación a nivel nacional, tal como se muestra en la tabla N° 5, las cuales podrían entrar en competencia, sin embargo, se debe de considerar que los Clientes Libres a abastecer se encuentran ubicados en la Capital.

Tabla N° 5: Principales centrales de generación que iniciaron operación entre los años 1995-2015

Cuadro 7-3
Principales centrales de generación que iniciaron operación*, 1995-2015

Central	Empresa	Potencia instalada (MW)	Monto Inversión (millones US\$)	Fecha de Puesta en Servicio
C.H. Gallito Ciego	Statkraft	38.1	47.6	Nov. 1997
Santa Rosa (WESTINGHOUSE (TG-7))	Edegel	121.3	41.0	Nov. 1997
Aguyña - GN	Termoselva	156.3	286.0	Jul. 1998
C.H. Yanango	Edegel	52.6	51.0	Feb. 2000
Ilo 21 (Carbón)	Enersur	141.1	225.0	Ago. 2000
C.H. Chimay	Edegel	42.6	51.0	Oct. 2000
C.H. Yuncán	Enersur	126.0	140.0	Jul. 2005
Ventanilla - Ciclo Combinado - GN	Endesa	185.0	100.0	Oct. 2006
C.T. Emergencia de Trujillo (Trujillo)	ELP/APR Energy	60.0	45.5	Jun. 2009
C.T. Chilca 1 - Ciclo Simple (Chilca)	Enersur	560.0	336.0	I (Dic. 2006), II (Jul. 2007), III (Ago. 2009)
C.T. Kallpa I, II y III - Ciclo Simple (Chilca)	Kallpa Generación	560.0	249.9	I (Jul. 2007), II (Jun. 2009), III (Mar. 2010)
C.T. Ocuendo (Lima)	SDF Energía	30.0	23.0	Abr. 2009
C.H. El Pitantal (Cañete)	Celepsa	220.0	350.0	Mar. 2010
C.T. Las Flores - Ciclo Simple (Chilca)	Egenor	192.5	110.0	May. 2010
C.T. Pisco (Pisco)	Egasa	70.0	8.3	Oct. 2010
C.T. Independencia (Pisco)	Egesur	24.0	13.5	Oct. 2010
C.T. Huachipa (Lima)	Illapu Energy	13.6	14.0	Set. 2011
C.T. Kallpa IV - Ciclo Combinado (Chilca)	Kallpa Generación	293.0	395.0	Ago. 2012
C.T. Tablazo (Paíta)	Sudamericana de Energía (SDE)	30.0	22.5	Set. 2012
C.T. Chilca 1 - Ciclo Combinado (Chilca)	Enersur	292.0	374.0	Nov. 2012
C.T. Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Simple (Chilca)	Termochilca S.A.C.	197.6	128.5	Oct. 2013
C.T. Lagunas Norte (La Libertad)	Minera Barrick Misquichilca S.A.	12.8	-	Ene. 2014
C.H. Huanza (Lima)	Empresa de Generación Huanza	96.8	251.0	Jun. 2014
C.T. Chilca - Ciclo Combinado (Chilca)	Fénix Power Perú	570.1	857.0	Dic. 2014
C.T. Éten (Lambayeque)	Consorcio Cobra-Enersa S.A.	230.0	145.0	Jul. 2015
C.H. Machupicchu (Cusco)	Egema	101.8	148.8	Ago. 2015
C.H. Cheves (Lima)	Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A. - SN Power	168.2	505.8	Ago. 2015
C.H. Santa Yreza (Cusco)**	Luz del Sur S.A.A.	98.2	154.5	Set. 2015
C.T. Recka (Lambayeque)	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	181.3	102.5	Set. 2015
C.H. Quitaraca (Ancash)	Enersur	112.0	464.0	Oct. 2015
C.T. Chilca 1 - Ampliación Ciclo Combinado (Chilca)	Enersur	75.0	140.0	May. 2016
C.T. Puerto Bravo (Arequipa)	Samay I S.A.	720.0	390.0	May. 2016

* No incluye la inversión realizada en la construcción de centrales RER, presentadas en el capítulo 5 del presente libro.
 ** Fue entregada en concesión mediante R.S. N° 075-2011-EM el 24 de julio de 2011 a Egema. Mediante R.S. N° 033-2012-EM se aprobó la transferencia de la concesión definitiva del proyecto, de Egema a Luz del Sur.
 Fuente y elaboración: DSE - Osinergmin.

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – DSE OSINERGMIN
 Elaboración: DSE - OSINERGMIN

Adicionalmente Osinergmin menciona que en lo que corresponde a Proyectos de Energías Renovables se han adjudicado 64 proyectos equivalentes a 1,274 MW a nivel nacional, tal como se muestra en la tabla

N° 6. Cabe mencionar que muchos de estos proyectos ya tienen su demanda comprometida por lo que no representarían una competencia directa.

Tabla N° 6: Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados

Cuadro 5-6
Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados

Tecnología	Proyecto	Potencia central (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Fecha de la subasta	Inversión estimada (MM US\$)
Biomasa	Paramonga	23.0	52.00	2009	31.0
Biogás	Huaycoloro	4.4	110.00	2009	10.5
	La Gringa V	2.0	99.90	2011	5.6
	El Callao	2.0	77.00	2016	-
	Huaycoloro II	2.0	77.00	2016	-
Eólica	Marcona	32.0	65.50	2009	43.6
	Cupisnique	80.0	85.00	2009	242.4
	Talara	30.0	87.00	2009	101.2
	Tres Hermanas	90.0	69.00	2011	180.0
	Parque Nazca	126.0	37.83	2016	-
	Huambos	18.0	36.84	2016	-
	Duna	18.0	37.49	2016	-
Solar	Panamericana	20.0	215.00	2009	94.6
	Majes	20.0	222.50	2009	73.6
	Repartición	20.0	225.00	2009	73.5
	Tacna	20.0	223.00	2009	9.6
	Moquegua	16.0	119.90	2011	43.0
	Rubí	144.5	47.98	2016	-
Pequeñas Hidro	Intipampa	40.0	48.50	2016	-
	17 plantas	179.7	~60.00	2009	285.1
	7 plantas	102.0	~53.60	2011	227.6
	15 plantas	204.7	~56.50	2013	450.3
	6 plantas	79.7	~43.8	2016	-
Total	64	1273.96			1956.6

Fuentes: MEM y Osinergrmin. Elaboración: Osinergrmin.

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – MEM OSINERGMIN
Elaboración: OSINERGMIN

Podemos apreciar en la tabla N° 6 que, la inversión estimada de las centrales eólicas es mayor en comparación a la generación de energía eléctrica por otro tipo de fuente. Esto puede crear cierto rechazo de los inversionistas en un primer momento. Sin embargo, se aprecia que los precios monómicos de este tipo de generación se mantienen por debajo del promedio en comparación a otras fuentes de energía.

1.2.3 Poder de negociación de los proveedores

Normalmente, dada la envergadura del proyecto, se contratan proveedores para la implementación de las centrales cuya característica es haber desarrollado proyectos similares [know how] y del tipo EPC (Engineering, Procurement and Construction). En el Perú, tal como se muestra en la tabla N° 7, existen pocas empresas que puedan desarrollar este tipo de proyectos (normalmente transnacionales como Cobra, Isolux, Abengoa, Elecnor, etc.), por lo cual a dichas compañías les da un elevado poder de negociación.

Tabla N° 7: Empresas concesionarias de los parques eólicos en el Perú

PARQUE EÓLICO	Año de operación	Inversión (MM US\$)	Potencia Instalada (MW)	Empresa Concesionaria	Empresa Matriz
Cupisnique (La Libertad)	2014	242	80	ENERGÍA EÓLICA S.A.	CONTOUR GLOBAL
Marcona (Ica)	2014	61	32	PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L.	COBRA PERÚ S.A.
Talara (Piura)	2014	101	30	ENERGÍA EÓLICA S.A.	CONTOUR GLOBAL
Tres Hermanas (Ica)	2016	186	90	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	COBRA PERÚ S.A.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Como se aprecia en el cuadro anterior, la utilización del viento como fuente de energía en el Perú para centrales mayores a 30 MW data recién del año 2014. Esto en cierta manera favorece al desarrollo de nuestro proyecto debido a la disponibilidad del recurso eólico y al espacio propicio para la instalación del parque de aerogeneradores. Por otro lado, lo desfavorable de esta reciente utilización del recurso del viento es la falta de experiencia y la escasez de recursos (proveedores, mano de obra, etc.) locales para el desarrollo de proyectos relacionados a la tecnología eólica.

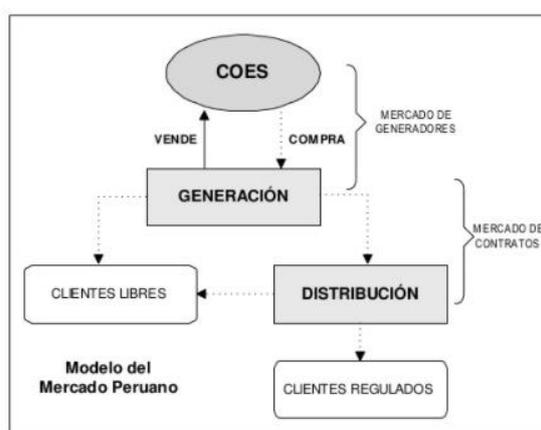
1.2.4 Poder de negociación de los compradores o clientes

El poder de negociación de los clientes libres¹⁸ se basa en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad aprobado según Decreto Supremo N° 022-2009-EM, el cual define como Usuarios Libres a

¹⁸ Clientes Libres: Son aquellos usuarios con una potencia superior a 2500 kW.

aquellos que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional quienes no están sujetos a la regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Por otro lado, en la página de Osinergmin¹⁹ se indica que los usuarios libres tienen el poder de negociación para acordar los niveles de precios de generación con su suministrador, el cual puede ser una empresa distribuidora o generadora perteneciente al SEIN²⁰, tal como se muestra en la figura N° 7, en donde aparece otro actor en el escenario del negocio eléctrico en el Perú, el COES²¹:

Figura N° 7: El Negocio Eléctrico en el Perú



Fuente: REP Perú

Elaboración: REP Perú

1.2.5 Amenaza de ingreso de productos sustitutos

La energía eólica puede ser reemplazada por otro tipo de generación de energía eléctrica (fotovoltaica, hidroeléctrica, termoeléctrica, solar, gas, etc.)

Por otro lado, el cliente podría implementar su propio sistema de generación de energía para su autoabastecimiento.

El mismo cliente, al generar su propia energía podría realizar un estudio para determinar su capacidad instalada y por utilizar, pudiendo vender la

¹⁹ Véase Recurso virtual <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>

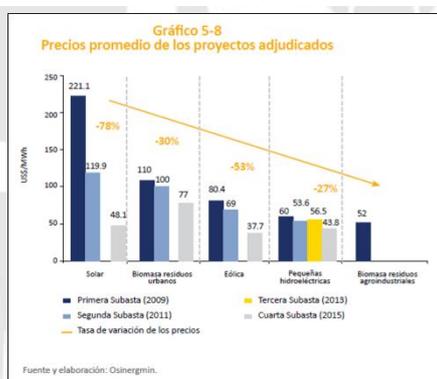
²⁰ SEIN: Significa Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

²¹ COES: Significa Comité de Operación Económica del Sistema

energía “sobrante” al Sistema Interconectado Nacional, produciendo un nuevo ingreso para la compañía.

Sin embargo, de acuerdo a la publicación realizada por Osinergmin²² los precios promedio de los proyectos RER²³ adjudicados en la cuarta subasta (2015), presentan un precio promedio de 43,1 US\$/MWh²⁴ tal como se muestra en la figura N° 8, cabe mencionar que la energía eólica presenta el menor precio con un valor de 37,7 US\$/MWh, en comparación con los otros recursos de energías renovables.

Figura N° 8: Precios promedio de los proyectos adjudicados



Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – OSINERGMIN

Elaboración: OSINERGMIN

1.2.6 Público

Dentro del Sector Público el principal ente normativo es el Ministerio de Energía y Minas (MEM) quien a través de la Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento Ley 25844, y la Ley para asegurar el Desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica y Reglamentos Ley N° 28832 ha regulado al sector eléctrico.

Por otro lado, Proinversión promueve la inversión en los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica.

²²Recurso virtual:

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf

²³ RER: Significa Recursos Energéticos Renovables.

²⁴ US\$/MWh: Significa dólares por megavatio hora.

Cabe indicar que, según el Reglamento de usuarios libres de electricidad, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) interviene en los aspectos de contratación.

A continuación, se muestra la Tabla N° 8, donde se muestra el rol de las entidades en temas de regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en el Perú²⁵.

Tabla N° 8: Regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en Perú

Cuadro 4-3
Regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en Perú

Rol de entidades	Actividades del sector de electricidad			
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización
Ente Normativo	MEM	MEM	MEM	MEM
Promoción de la Inversión	Proinversión	Proinversión	Proinversión	Proinversión
Contratante	MEM	MEM	MEM	MEM
Supervisión del Contrato	-	Osinergrmin	Osinergrmin	
Regulador- Tarifas	-	Osinergrmin	Osinergrmin	
Operador del Sistema	COES	COES		-
Supervisión y Fiscalización:				
a) Normas técnicas y de seguridad	Osinergrmin	Osinergrmin	Osinergrmin	Osinergrmin
c) Normas de salud y seguridad ocupacional	Sunafil	Sunafil	Sunafil	Sunafil
Supervisión de la libre y leal competencia y control de fusiones y adquisiciones.	Indecopi	Indecopi	Indecopi	

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú – OSINERGMIN

Elaboración: OSINERGMIN

En resumen, de las 5 Fuerzas de Porter analizadas se obtiene la figura N° 09, en donde se puede apreciar cada una de ellas y su relación entre sí.

De dicha figura podemos concluir que las fuerzas de mayor competencia son, en primer lugar, el poder de negociación de los proveedores y en segundo lugar el poder de los clientes.

En cuanto al poder de negociación de proveedores, debemos tener en cuenta a todas las empresas proveedoras a nivel nacional, determinadas

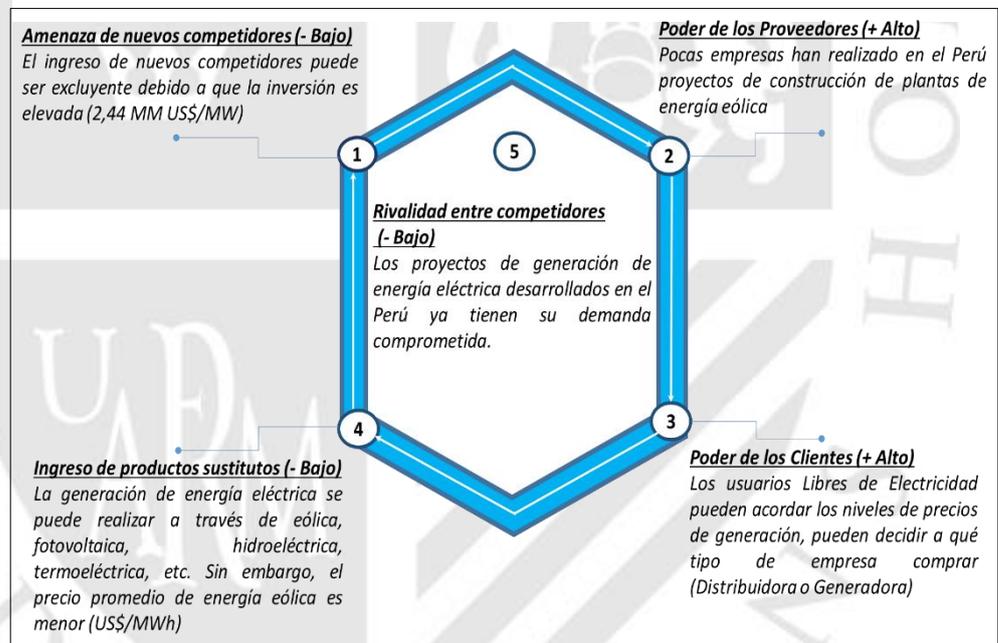
²⁵ Recurso virtual:

http://www.osinergrmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergrmin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf

no sólo por el nivel de precios que manejan sino también por la experiencia adquirida en el mercado local.

En cuanto al poder de los clientes, para nuestro caso al estar en un mercado libre de precios, la competencia está dada por la empresa generadora que les pueda ofrecer un precio menor al que en la actualidad adquieren la energía eléctrica, en ese sentido el precio de los proyectos adjudicados de energía eólica viene siendo menor en comparación con las otras energías renovables, lo cual nos permitirá competir en el mercado con precios atractivos para nuestros clientes.

Figura N° 9: 5 Fuerzas de Porter



Elaboración: Propia

1.3 Planeamiento estratégico

A continuación, se analizarán los factores de mayor importancia para realizar un balance estratégico orientado a la implementación de la planta de energía eólica.

1.3.1 Visión

Ser una empresa líder a nivel nacional en generación de energía eléctrica, promoviendo el uso de energía eólica.

1.3.2 Misión

Impulsar el uso de energías renovables, a través del uso de energía eólica para la generación de energía eléctrica, con la finalidad de brindar un servicio de calidad a los clientes libres a un precio competitivo promoviendo el cuidado del medio ambiente.

1.3.3 Valores:

Actuar con honestidad, transparencia, responsabilidad, justicia y respeto en todas nuestras acciones, con la finalidad de alcanzar la máxima satisfacción de nuestros clientes y colaboradores, fomentando de este modo relaciones a largo plazo.

1.3.4 Análisis FODA

Se empleará una matriz FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas) con la finalidad de desarrollar e implementar las mejores estrategias.

a. Matriz EFI – Evaluación de factores internos.

En la tabla N° 9 se evalúan los factores internos utilizando la tabla N° 10. Cada factor interno tiene asignado un peso de acuerdo a su importancia relativa.

Se obtiene un total ponderado de 2.95.

b. Matriz EFE – Evaluación de factores externos.

En la tabla N° 11 se evalúan los factores externos utilizando la tabla N° 12. Cada factor externo tiene asignado un peso de acuerdo a su importancia relativa.

Se obtiene un total ponderado de 2.70.

Tabla N° 9: Matriz de Evaluación de Factores Internos

MATRIZ EFI			
FACTOR A ANALIZAR	PESO	CALIFICACIÓN	PESO PONDERADO
FORTALEZAS			
1. Experiencia empresarial en negocios eléctricos de más de 20 años.	0.15	4	0.60
2. Margen de utilidad neta versus ventas superior al 14% en los últimos cuatro años.	0.15	4	0.60
3. Los costos de generación con energía eólica son menores que los utilizados con combustibles fósiles.	0.15	4	0.60
4. La generación de energía eólica reduce el impacto medioambiental.	0.10	3	0.30
5. Personal altamente calificado para el uso de nuevas tecnologías.	0.10	3	0.30
DEBILIDADES			
1. Incumplimiento del Personal hacia la política de conducta apropiada del negocio.	0.10	2	0.20
2. Inexistencia en el mercado local de componentes para la implementación de la planta de energía eólica .	0.05	1	0.05
3. Se requiere de una inversión en el estudio de impacto ambiental y ubicación de la planta de energía eólica.	0.05	1	0.05
4. Se requiere de un terreno bastante amplio para la instalación de la planta de energía eólica.	0.05	1	0.05
5. Redes de transmisión de la empresa limitadas sólo a la zona de concesión.	0.10	2	0.20
TOTAL	1.00		2.95

Tabla N° 10: Calificación Matriz EFI

CALIFICACIÓN MATRIZ EFI	
Puntuación	Nivel
1	Debilidad menor
2	Debilidad mayor
3	Fuerza menor
4	Fuerza mayor

Elaboración: Propia

Elaboración: Propia

Tabla N° 11: Matriz de Evaluación de Factores Externos

Tabla N° 12: Calificación Matriz EFE

MATRIZ EFE				CALIFICACIÓN MATRIZ EFE	
FACTOR A ANALIZAR	PESO	CALIFICACIÓN	PESO PONDERADO	Puntuación	Nivel
OPORTUNIDADES				1	Respuesta mala
1. Potencial eólico aprovechable de Lima es de 429 MW.	0.20	4	0.80	2	Respuesta media
2. Reducción de emisiones de CO ₂ y acceso a los bonos de carbono con la implementación de la planta eólica.	0.15	3	0.45	3	Respuesta buena
3. Generación de puestos de trabajo estables y especializados.	0.10	3	0.30	4	Respuesta superior
4. Disponibilidad del mercado del 63,6% del consumo de energía eléctrica de los clientes libres.	0.10	3	0.30		
5. Crecimiento de demanda de energía eléctrica del país en relación directa al crecimiento del PBI.	0.10	3	0.30		
AMENAZAS					
1. Poder de negociación de los clientes libres en decidir a qué empresa de generación de energía eléctrica comprar.	0.10	2	0.20		
2. Competencia de otras empresas generadoras de energía eléctrica con menores costos.	0.10	2	0.20		
3. Desacuerdo con los pobladores de zonas aledañas por desconocimiento del proyecto.	0.05	1	0.05		
4. Zona de concesión afectada por fenómenos climatológicos extremos como lluvias y huaycos.	0.05	1	0.05		
5. Reducción considerable de costos de materias primas de otros tipos de energías renovables	0.05	1	0.05		
TOTAL	1.00		2.70		

Elaboración: Propia

Elaboración: Propia

c. Matriz Interna – Externa (I -E)

Utilizando los totales ponderados de la de la matriz de evaluación de factores internos y de la matriz de evaluación de factores externos se obtiene la posición de la matriz interna-externa (Ver tabla N° 13) con la finalidad de determinar las estrategias óptimas a plantear en el análisis de la matriz FODA. El resultado nos indica que la intersección se encuentra en el cuadrante V “retener y mantener”, lo que indica que las estrategias a emplear serían el desarrollo del producto y la penetración en el mercado.

Tabla N° 13: Matriz Interna - Externa

		MATRIZ INTERNA - EXTERNA			
		TOTAL PONDERADO EFI: 2.95			
		4.0	3.0	2.0	1.0
TOTAL PONDERADO EFE: 2.70	4.0	I	II	III	
	3.0	IV	V	VI	
	2.0	VII	VIII	IX	
		1.0			

Elaboración: Propia

d. Matriz FODA.

A través de la matriz FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas) se plantean los cuatro tipos de estrategias tal como se muestran en la tabla N° 14.

Tabla N° 14: Matriz FODA

MATRIZ FODA		
	FORTALEZAS	DEBILIDADES
MATRIZ FODA	1. Experiencia empresarial en negocios eléctricos de más de 20 años.	1. Incumplimiento del Personal hacia la política de conducta apropiada del negocio.
	2. Margen de utilidad neta versus ventas superior al 14% en los últimos cuatro años.	2. Inexistencia en el mercado local de componentes para la implementación de la planta de energía eólica .
	3. Los costos de generación con energía eólica son menores que los utilizados con combustibles fósiles.	3. Se requiere de una inversión en el estudio de impacto ambiental y ubicación de la planta de energía eólica.
	4. La generación de energía eólica reduce el impacto medioambiental.	4. Se requiere de un terreno bastante amplio para la instalación de la planta de energía eólica.
	5. Personal altamente calificado para el uso de nuevas tecnologías.	5. Redes de transmisión de la empresa limitadas sólo a la zona de concesión.
OPORTUNIDADES	ESTRATEGIAS FO	ESTRATEGIAS DO
1. Potencial eólico aprovechable de Lima es de 429 MW.	1. Invertir en la implementación de la planta de energía eólica para el abastecimiento de energía eléctrica al mercado de clientes libres. 2. Obtener la certificación respectiva para acceder a los bonos de carbono.	3. Implementar la Gerencia de Contraloría y auditoría interna. 4. Buscar diversos proveedores en Latinoamérica para reducir los costos en la implementación de planta de energía eólica. 5. Coordinar con el Ministerio del Ambiente a través del SEIA (Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental)
2. Reducción de emisiones de CO ₂ y acceso a los bonos de carbono con la implementación de la planta eólica.		
3. Generación de puestos de trabajo estables y especializados.		
4. Disponibilidad del mercado del 63,6% del consumo de energía eléctrica de los clientes libres.		
5. Crecimiento de demanda de energía eléctrica del país en relación directa al crecimiento del PBI.		
AMENAZAS	ESTRATEGIAS FA	ESTRATEGIAS DA
1. Poder de negociación de los clientes libres en decidir a qué empresa de generación de energía eléctrica comprar.	6. Ofrecer a los clientes libres un precio menor de energía eléctrica que el promedio del mercado. 7. Mantener reuniones con los dirigentes de zonas aledañas a la planta de energía eólica. 8. Considerar todas las vías de acceso a la planta de energía eólica y coordinar inspecciones con el Instituto Nacional de Defensa Civil.	9. Evaluar varias alternativas de costos de terrenos para la planta de energía eólica. 10. Evaluar el uso de los sistemas de transmisión a través del sistema eléctrico interconectado nacional.
2. Competencia de otras empresas generadoras de energía eléctrica con menores costos.		
3. Desacuerdo con los pobladores de zonas aledañas por desconocimiento del proyecto.		
4. Zona de concesión afectada por fenómenos climatológicos extremos como lluvias y huaycos.		
5. Reducción considerable de costos de materias primas de otros tipos de energías renovables		

Elaboración: Propia

e. Matriz Cuantitativa de Estrategias.

A través de la Matriz Cuantitativa de Planeamiento Estratégico²⁶, han sido evaluadas en función a su impacto las estrategias formuladas en la matriz FODA teniendo como base a las Matrices de Evaluación de Factores Internos y Externos, la escala de calificación se muestra en la tabla N° 16. El análisis de la Matriz Cuantitativa de Planeamiento Estratégico²⁷ se encuentra desarrollada en los anexos. En base a los puntajes obtenidos se han definido las estrategias principales y secundarias las cuales se muestran en la tabla N° 15.

Tabla N° 15: Estrategias

ESTRATEGIAS	
ESTRATEGIAS	PUNTAJE TOTAL
PRINCIPALES	
1. Invertir en la implementación de la planta de energía eólica para el abastecimiento de energía eléctrica al mercado de clientes libres.	5.40
6. Ofrecer a los clientes libres un precio menor de energía eléctrica que el promedio del mercado.	4.80
10. Evaluar el uso de los sistemas de transmisión a través del sistema eléctrico interconectado nacional.	4.10
5. Coordinar con el Ministerio del Ambiente a través del SEIA (Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental)	3.80
9. Evaluar varias alternativas de costos de terrenos para la planta de energía eólica.	3.80
SECUNDARIAS	
4. Buscar diversos proveedores en Latinoamérica para reducir los costos en la implementación de planta de energía eólica.	3.60
2. Obtener la certificación respectiva para acceder a los bonos de carbono.	3.50
7. Mantener reuniones con los dirigentes de zonas aledañas a la planta de energía eólica.	2.70
3. Implementar la Gerencia de Contraloría y auditoría interna.	2.30
8. Considerar todas las vías de acceso a la planta de energía eólica y coordinar inspecciones con el Instituto Nacional de Defensa Civil.	2.15

Tabla N° 16: Escala de calificaciones

ESCALA DE CALIFICACIONES	
Puntuación	Nivel
1	No es atractiva
2	Algo atractiva
3	Bastante atractiva
4	Muy atractiva

Elaboración: Propia

Elaboración: Propia

²⁶ La MCPE (Matriz Cuantitativa de Planeamiento Estratégico) permite establecer una evaluación de las estrategias formuladas de una forma objetiva, basándose en el trabajo previo realizado por las matrices MEFE y MEFI.

²⁷ Véase Anexo 01: Matriz Cuantitativa de Planeamiento Estratégico.

1.3.5 Estrategia genérica

En base al análisis del microentorno realizado por medio de las cinco fuerzas de Porter y las estrategias planteadas a través del análisis FODA, la estrategia genérica más adecuada a emplear es la Estrategia de Precios.

Dicha estrategia se encuentra orientada en base a los precios ofertados por las centrales eólicas las cuales se encuentran en operación, tal como se muestra en la tabla N° 17.

Por otro lado, los Clientes Libres en evaluación ubicados en Lima utilizan los sistemas de transmisión de propiedad de Luz Del Sur SAA y actualmente dejan ingresos por peaje, sin embargo, al ofrecer un precio atractivo a dichos Clientes podrían tomar la decisión de cambiar de empresa generadora.

Tabla N° 17: Precio por KWh

PARQUE EÓLICO	Año de operación	Inversión (MM US\$)	Potencia Instalada (MW)	Precio ofertado (US\$/kWh)
Cupisnique (La Libertad)	2014	242	80	8.5 Cts.
Marcona (Ica)	2014	61	32	6.552 Cts.
Talara (Piura)	2014	101	30	8.7 Cts.
Tres Hermanas (Ica)	2016	186	90	8.9 Cts.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

1.3.6 Objetivos

Los objetivos se clasifican en estratégicos y financieros:

Objetivos Estratégicos

- Implementar la planta de energía eólica para abastecer de energía eléctrica al mercado de clientes libres dentro del área de concesión de Luz Del Sur SAA.

- Ofertar a través de los directivos de los clientes libres denominados Peaje²⁸ de mayor consumo, un precio menor que el promedio ofrecido por las empresas generadoras.
- Interconectar a la planta de energía eólica al SEIN²⁹ con la finalidad de disponer de los sistemas de transmisión de manera adecuada para el abastecimiento de energía eléctrica de los clientes libres.
- Realizar el estudio de impacto ambiental a través del Ministerio del Ambiente con la finalidad de cumplir con la normativa vigente.
- Evaluar la mejor alternativa de costos de terrenos tanto en Lima como en Provincias de acuerdo al potencial eólico aprovechable.

Objetivos Financieros

- Mantener o mejorar una tasa anual del 14% de ganancia neta sobre ventas para los próximos diez años.
- Lograr que el período de recuperación con respecto a la inversión se realice en un plazo no mayor a cinco años.
- Incrementar la participación en ventas de energía eléctrica a clientes libres de 36,3% a 90.5% en un período de 5 años.

En este Primer Capítulo a través del análisis del macroentorno, ha quedado demostrado que la demanda de energía eléctrica a nivel mundial, Latinoamérica y en nuestro país viene creciendo año a año. La importancia del consumo de energía eléctrica no sólo se ve reflejado en el crecimiento económico del país, sino que también mejora la calidad de vida de la población.

Lamentablemente para la generación de energía eléctrica se utilizan mayormente combustibles fósiles, los cuales producen gases de efecto invernadero y afectan al medio ambiente dado que generan grandes cantidades de CO₂. Dicha preocupación ha hecho que no sólo a nivel

²⁸ Clientes libres Peaje: Clientes libres quienes utilizan los sistemas de transmisión de Luz Del Sur SAA, sin embargo, compran la energía eléctrica directamente a las empresas generadoras.

²⁹ SEIN: Significa Sistema Eléctrico interconectado Nacional del Perú.

mundial, sino también que en nuestro país empecemos a producir energía eléctrica a través de recursos de energías renovables, principalmente a través de energía eólica.

Siguiendo nuestro lineamiento, a través del análisis del microentorno se ha podido determinar que en el Perú la generación de energía eléctrica a través de energía eólica se presenta como un mercado atractivo el cual no está siendo aprovechado adecuadamente dado que sólo el 1% del potencial de nuestro país se viene utilizando. Sin embargo, a través de un adecuado planteamiento estratégico, se ha podido definir que la compañía Luz del Sur SAA se encuentra en la capacidad para poder explotar dicho recurso inicialmente en aquellos clientes que presentan una gran demanda llamados Clientes Libres. Además, otro factor muy importante en el uso de energía eólica, es que presenta menores costos en generación lo cual permitirá ofrecer de igual forma un menor precio a dichos Clientes, siguiendo los lineamientos propuestos por las entidades del estado, no sólo en materia de negociación sino también en cuidado del medio ambiente.

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE MERCADO

Para el estudio del presente capítulo se obtuvo la información disponible en el Sistema de Usuarios Libres publicada en la página web de Osinergmin, de los registros de consumos de energía eléctrica de los clientes libres, dicha información es considerada como fuente de información primaria. Los clientes materia de estudio se encuentran ubicados en Lima, específicamente dentro de la zona de concesión de la empresa Luz Del Sur SAA.

2.1 Aspectos generales

Se analizarán en primer lugar la definición del perfil del consumidor y en segundo lugar la definición del servicio que ofrecerá la planta de energía eólica para la generación de energía eléctrica. Cabe mencionar que la definición del segundo punto está basada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos³⁰.

2.1.1 El consumidor

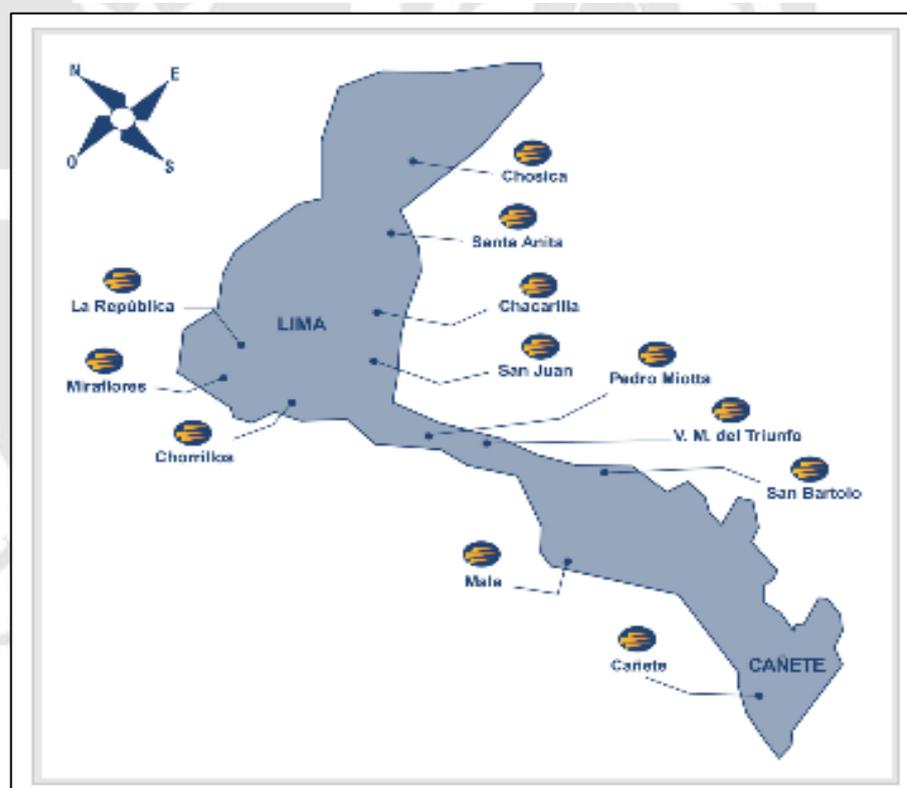
El presente Estudio de Factibilidad está orientado al consumidor que según el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad son considerados como usuarios libres dado que no están sujetos a la regulación de precios debido al nivel de energía o potencia que consumen. Dichos usuarios tienen esta condición cuando su máxima demanda anual supera los 2500 kW, según el Decreto Supremo N° 022-2009-EM (16/04/2009).

³⁰ Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos: Norma aprobada según Decreto Supremo N° 020-97-EM.

Dentro de los clientes libres, se presentan dos grupos: un primer grupo formado por aquellos que compran directamente su energía a Luz del Sur SAA y un segundo grupo que son los Clientes denominados “Peaje”, los cuales compran su energía a una generadora y utilizan las redes de Luz del Sur SAA, pagando sólo por el uso de las redes de transmisión. Este último grupo de clientes son los que están dentro de nuestro alcance de estudio.

Los Clientes Libres que son analizados en nuestro caso de estudio se encuentran ubicados en la zona de concesión de la Empresa Luz del Sur SAA, la misma que se detalla en la figura N° 10:

Figura N° 10: Zona de Concesión de Luz del Sur SAA



Fuente: LUZ DEL SUR SAA

Elaboración: LUZ DEL SUR SAA

Según la información obtenida en el Sistema de Usuarios Libres³¹ publicada en la página web de Osinergmin, a continuación, analizaremos

³¹ Recurso virtual: <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>

el consumo de los dos grupos de clientes libres de los años 2014, 2015 y 2016, las unidades de consumo se encuentran expresadas en GWh.

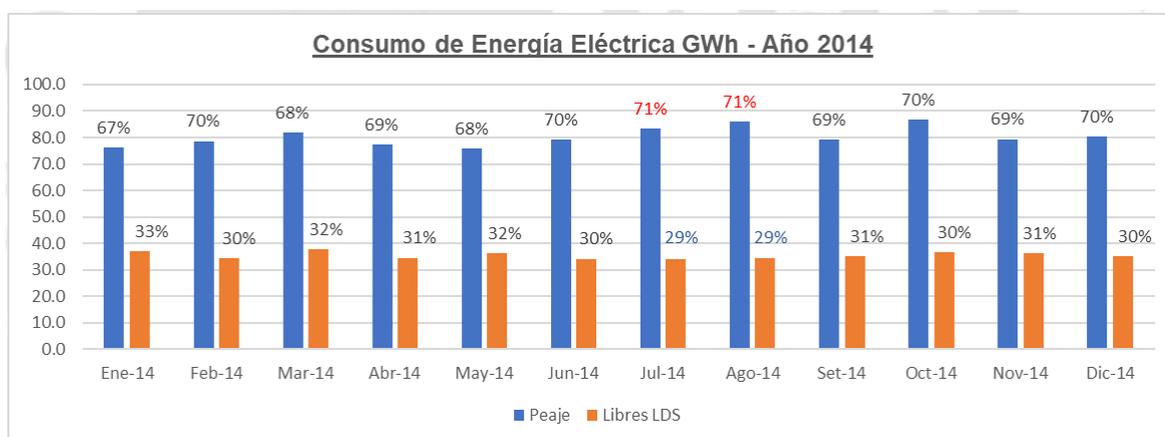
Tabla N° 18: Consumo de Energía Eléctrica del año 2014

Clientes	Ene-14	Feb-14	Mar-14	Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	Set-14	Oct-14	Nov-14	Dic-14	Total (GWh)
Peaje	76.2	78.6	81.9	77.2	75.7	79.3	83.2	86.1	79.3	86.6	79.3	80.4	963.8
Libres LDS	37.0	34.3	37.9	34.5	36.3	34.2	34.1	34.5	35.2	36.7	36.3	35.1	426.0

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 11: Consumo de Energía Eléctrica del año 2014



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

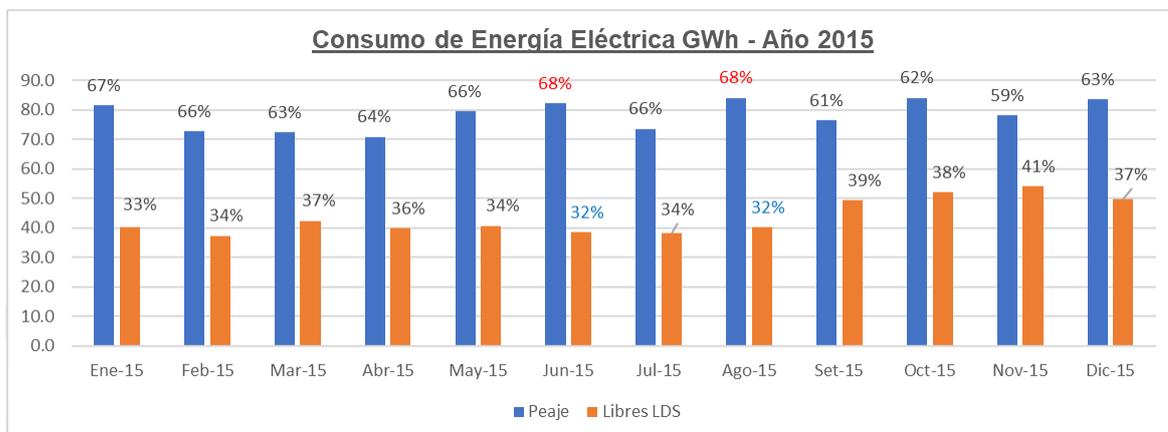
Tabla N° 19: Consumo de Energía Eléctrica del año 2015

Clientes	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Set-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Total (GWh)
Peaje	81.7	72.6	72.5	70.9	79.5	82.1	73.6	84.1	76.6	84.1	78.3	83.5	939.4
Libres LDS	40.4	37.3	42.4	39.8	40.8	38.6	38.1	40.2	49.4	52.1	54.2	49.9	523.2

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 12: Consumo de Energía Eléctrica del año 2015



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

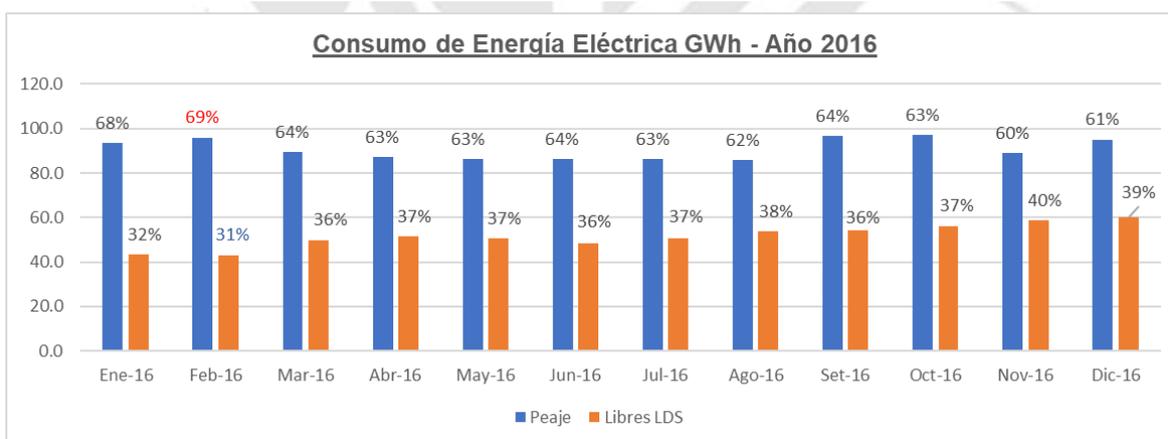
Tabla N° 20: Consumo de Energía Eléctrica del año 2016

Clientes	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total (GWh)
Peaje	93.4	96.0	89.5	87.1	86.2	86.2	86.1	85.7	96.6	97.3	89.1	95.1	1,088.4
Libres LDS	43.4	43.1	49.9	51.3	50.5	48.2	50.8	53.6	54.1	56.2	58.5	60.2	619.8

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 13: Consumo de Energía del año 2016



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tal como se muestra en las tablas 18, 19 y 20 y en las figuras 11, 12 y 13, el volumen de energía de los clientes Peaje con respecto a los clientes libres LDS siempre es mayor.

Por ejemplo, en el año 2014 podemos apreciar que en los meses de julio y agosto el porcentaje de participación de los clientes Peaje alcanza su mayor valor con un 71% y los clientes libres de LDS representan sólo el 29% del volumen total de energía. Además, en los meses de junio y agosto del 2015 se observa que el consumo de los clientes Peaje toma su mayor valor de participación con un 68% del volumen total de energía, mientras que los clientes de LDS alcanzan sólo el 32%. Finalmente, en el año 2016, se muestra que, en el mes de febrero los clientes Peaje tienen una mayor participación correspondiente al 69% del volumen total de energía, mientras que los clientes libres de LDS tienen una participación de sólo el 31%, siendo un valor inferior al del año anterior.

Por otro lado, en la tabla N° 21, se aprecia que el porcentaje de variación anual del consumo de energía de los clientes Peaje del año 2015 con respecto al año 2014 fue de -2.53% (reducción de consumo de energía), sin embargo, la variación en el consumo de energía del año 2016 con respecto al 2015 se incrementó en un 15.86%. Para los clientes libres de LDS, en la tabla N° 22 se aprecia la variación en el consumo de energía entre los años 2015 y 2014 tuvo un incremento de 22.80%, mientras que la variación entre los años 2016 y 2015 se redujo a 18.48%.

Tabla N° 21: Evolución del consumo de clientes Peaje

Año	Datos reales		
	2014	2015	2016
Total de Clientes "Peaje"	19	19	23
Total de energía (GWh)	963.8	939.4	1,088.4
% Variación de energía		-2.53%	15.86%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración Propia

Tabla N° 22: Evolución del consumo de clientes libres LDS

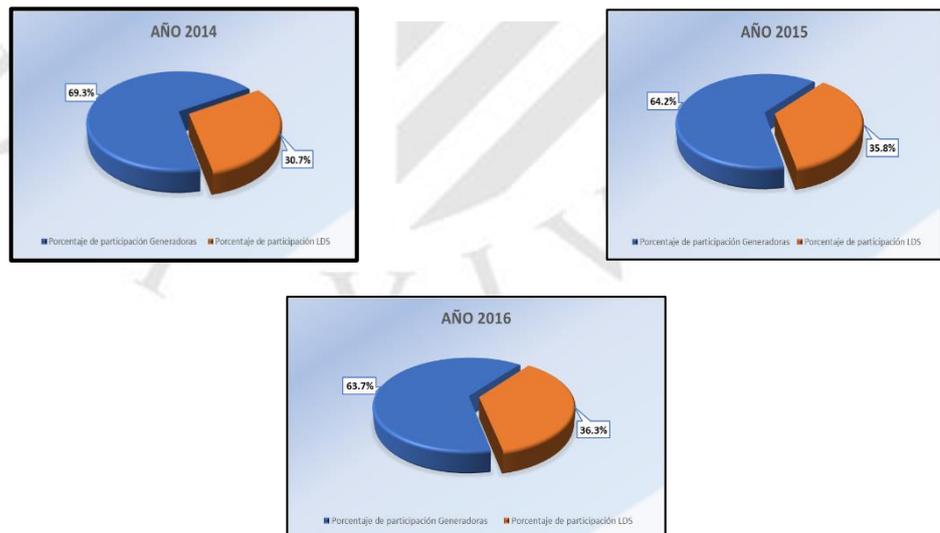
Año	Datos reales		
	2014	2015	2016
Total de Clientes Libres LDS	20	30	73
Total de energía (GWh)	426.0	523.2	619.8
% Variación de energía		22.80%	18.48%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Finalmente, en el año 2014 se puede apreciar que el porcentaje de participación de las generadoras equivale al 69.3% del valor total de energía, mientras que el porcentaje de participación de LDS es sólo del 30.7%. Para el año 2015, el escenario no es diferente, siendo la participación de las generadoras de un 64.2%, dejando un 35.8% como participación de LDS. Igualmente sucede para el año 2016, con un porcentaje de participación de las generadoras de un 63.7% y sólo un 36.3% de participación de LDS, tal como se muestra en la figura N° 14. Por tal motivo, uno de los objetivos principales de nuestro estudio de factibilidad es mejorar este porcentaje de participación en el mercado de clientes libres, en un 52.8% a favor de la Empresa Luz del Sur SAA.

Figura N° 14: Porcentaje de participación del consumo de energía eléctrica de los Clientes Libres entre Empresas Generadoras y Luz del Sur SAA de los años 2014, 2015 y 2016



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración Propia

2.1.2 Servicios

Para nuestro estudio de factibilidad, se toma en cuenta la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos para identificar las tolerancias a las cuales nuestro servicio estará sujeto a fiscalización de Osinergmin. Los aspectos a tomar en cuenta según la NTCSE son: Calidad de Producto y Calidad de Servicio.

a) **Calidad de Producto:**

Punto de medición: Punto de acoplamiento común entre el suministrador y el cliente (*PAC*).

Período de medición: Tensión y Frecuencia: 15 minutos; Perturbaciones: 10 minutos.

Tensión: Para nuestro caso la tensión en el punto de entrega tiene una tolerancia de $\pm 5\%$ por estar dentro de zona urbana.

Frecuencia: Variaciones sostenidas: $\pm 0.6\%$; Variaciones súbitas: $\pm 1\text{Hz}$

Perturbaciones, El período de medición es de 10 minutos:

- Flicker (índice de severidad de corta duración, P_{st}): no debe superar la unidad: $P_{st} \leq 1$
- Tensiones Armónicas: Tensiones armónicas individuales y THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, según la siguiente tabla:

Tabla N° 23: Tolerancias de armónicas individuales y THD

ORDEN (n) DE LA ARMONICA o THD	TOLERANCIA V _r ' o THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60 kV
(Armónicas Impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	0.1 + 2.5/n	0.2 + 12.5/n
(Armónicas Impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.5
mayores de 12	0.2	0.2
THD	3	8

Elaboración: Ministerio de Energía y Minas

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

b) Calidad de Suministro

Número de interrupciones:

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión (nuestro caso de estudio): 2 interrupciones por semestre

Clientes en Media Tensión: 4 interrupciones por semestre

Clientes en Baja Tensión: 6 interrupciones por semestre

Control: Seis meses calendario

Duración total ponderada de interrupciones por cliente:

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión (nuestro caso de estudio): 4 horas / semestre.

Clientes Media Tensión: 7 horas / semestre

Clientes Baja Tensión: 10 horas / semestre

El incumplimiento a esta Norma Técnica de Servicios Eléctricos está sujeta a compensaciones por mala calidad.

2.2 Análisis de demanda

La fuente de información de datos de la demanda histórica ha sido obtenida del Sistema de Usuarios Libres disponible en la página web de Osinergmin³².

Para un mejor proceso y análisis, las unidades de energía activa consumida estarán expresadas en GW-h.

La información proporcionada como volumen de energía incluye a los clientes libres de Luz Del Sur SAA y a los clientes libres Peaje. Para nuestro estudio de factibilidad nos vamos a enfocar en el consumo de los clientes Peaje dado que, como hemos visto en el análisis del comportamiento del consumidor, estos clientes representaron en el año 2014 el 69,3% del volumen total, el año 2015 el 64,2% y en el año 2016 el 63,7%.

Cabe indicar que para nuestro estudio se han seleccionado a 23 Clientes Peaje cuya empresa suministradora es diferente a Luz del Sur SAA, sin embargo, la barra de suministro si está ubicada dentro de la concesión de la empresa Luz del Sur SAA tal como se muestra en la tabla N° 24.

³² Recurso virtual: <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>

Tabla N° 24: Clientes Libres Peaje de Empresas Suministradoras diferentes a Luz Del Sur SAA

Item	Clientes	Suministrador (Dic 2016)	Barra Suministro	Barra Referencia
1	UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)	Celepsa	ATOCONGO	SAN JUAN
2	MINERA CONDESTABLE 2	Statkraft	BUJAMA	CHILCA
3	ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER	Kallpa	MONTERRICO	SANTA ROSA
4	OWENS ILLINOIS PERÚ (PRADERA - NUEVA LÍNEA)	Engie	PRADERA	SAN JUAN
5	OPP FILM 2	Celepsa	LURIN	SAN JUAN
6	OPP FILM 1	Celepsa	LURIN	SAN JUAN
7	TEJIDOS SAN JACINTO	Enel Generación Perú	SANTA ANITA	SANTA ROSA
8	PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ	Enel Generación Perú	SANTA ANITA	SANTA ROSA
9	CERÁMICA SAN LORENZO	Kallpa	PRADERA	SAN JUAN
10	MOLY-COP ADESUR (LIMA)	Enel Generación Perú	PUENTE	SANTA ROSA
11	CARVIMSA	Kallpa	HUACHIPA	SANTA ROSA
12	KIMBERLY-CLARK PERÚ (SANTA CLARA)	Coelvisac	SANTA CLARA	SANTA ROSA
13	CERVECERÍAS BACKUS Y JOHNSTON (VITARTE)	Kallpa	INGENIEROS	SANTA ROSA
14	Creditex	Enel Generación Perú	INGENIEROS	SANTA ROSA
15	CERÁMICA SAN LORENZO 2	Kallpa	PRADERA	SAN JUAN
16	INDUSTRIAL PAPELERA ATLAS	Engie	ÑAÑA	SANTA ROSA
17	Corporación Miyasato	Electroperú	SANTA CLARA	SANTA ROSA
18	LINDLEY	Enel Generación Perú	CHILCA	CHILCA
19	UNIVERSIDAD DE LIMA	Engie	MONTERRICO	SANTA ROSA
20	INTERBANK	Enel Generación Perú	LIMATAMBO	SANTA ROSA
21	GLORIA	Kallpa	SANTA CLARA	SANTA ROSA
22	MANUFACTURA DE METALES Y ALUMINIO RECORD	Engie	PUENTE	SANTA ROSA
23	EXSA	Termochilca	LURIN	SAN JUAN

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

2.2.1 Demanda histórica

Para analizar la demanda histórica real de los clientes Peaje se ha empleado los datos publicados en el Sistema de Usuarios Libres de la página web de Osinergmin, en el periodo de los años 2014 al 2016.

A través de la elaboración de los Diagramas de Pareto para los años de análisis y utilizando los datos del consumo de energía de los clientes Peaje se muestran en los siguientes cuadros y figuras:

2014: Tabla N° 25 y Figura N° 15

2015: Tabla N° 26 y Figura N° 16

2016: Tabla N° 27 y Figura N° 17

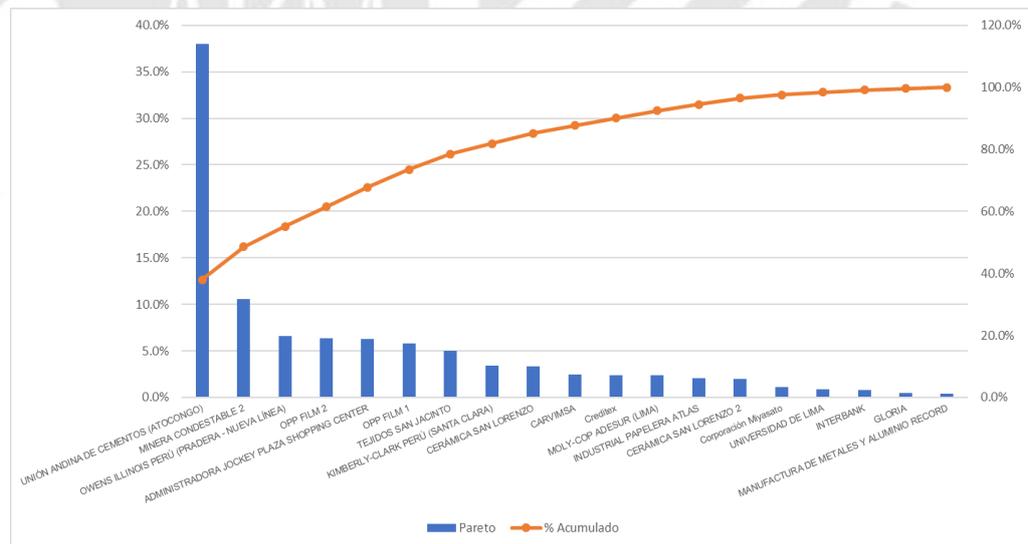
Tabla N° 25: Consumo total de Energía Activa GWh Año 2014 – Clientes Peaje

Clientes	Totales	Pareto	% Acumulado
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)	366.09	38.0%	38.0%
MINERA CONDESTABLE 2	101.91	10.6%	48.6%
OWENS ILLINOIS PERÚ (PRADERA - NUEVA LÍNEA)	63.14	6.6%	55.1%
OPP FILM 2	61.09	6.3%	61.5%
ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER	60.58	6.3%	67.7%
OPP FILM 1	55.74	5.8%	73.5%
TEJIDOS SAN JACINTO	47.98	5.0%	78.5%
KIMBERLY-CLARK PERÚ (SANTA CLARA)	32.52	3.4%	81.9%
CERÁMICA SAN LORENZO	31.98	3.3%	85.2%
CARVIMSA	23.99	2.5%	87.7%
Creditex	22.90	2.4%	90.1%
MOLY-COP ADESUR (LIMA)	22.81	2.4%	92.4%
INDUSTRIAL PAPELERA ATLAS	19.92	2.1%	94.5%
CERÁMICA SAN LORENZO 2	19.24	2.0%	96.5%
Corporación Miyasato	10.57	1.1%	97.6%
UNIVERSIDAD DE LIMA	8.05	0.8%	98.4%
INTERBANK	7.26	0.8%	99.2%
GLORIA	4.16	0.4%	99.6%
MANUFACTURA DE METALES Y ALUMINIO RECORD	3.84	0.4%	100.0%
	963.77	100.0%	

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 15: Diagrama de Pareto en base a la tabla N° 25



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

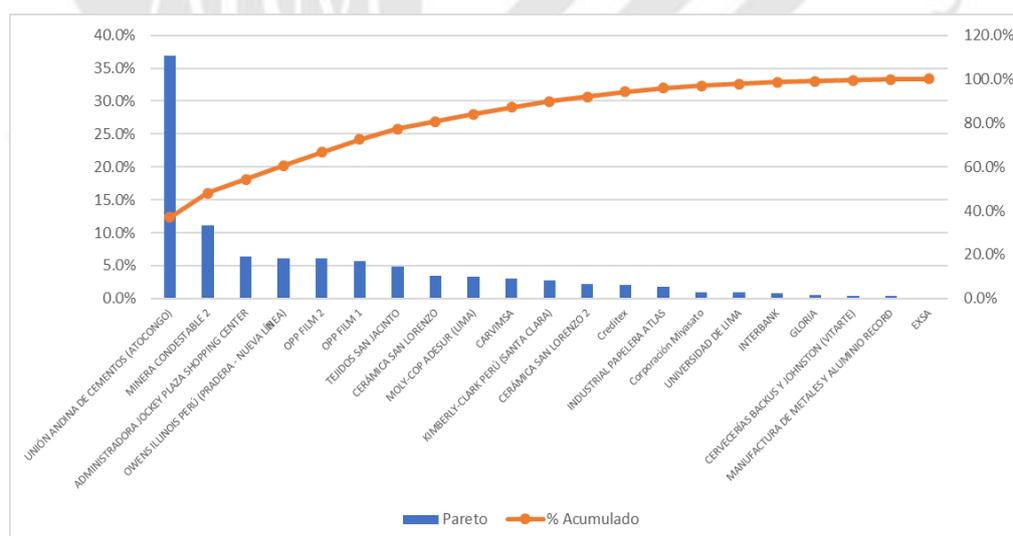
Tabla N° 26: Consumo total de Energía Activa GWh Año 2015 – Clientes Peaje

Clientes	Totales	Pareto	% Acumulado
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)	346.78	36.9%	36.9%
MINERA CONDESTABLE 2	104.11	11.1%	48.0%
ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER	60.46	6.4%	54.4%
OWENS ILLINOIS PERÚ (PRADERA - NUEVA LÍNEA)	57.81	6.2%	60.6%
OPP FILM 2	57.72	6.1%	66.7%
OPP FILM 1	53.71	5.7%	72.5%
TEJIDOS SAN JACINTO	46.14	4.9%	77.4%
CERÁMICA SAN LORENZO	31.83	3.4%	80.8%
MOLY-COP ADESUR (LIMA)	31.24	3.3%	84.1%
CARVIMSA	27.96	3.0%	87.1%
KIMBERLY-CLARK PERÚ (SANTA CLARA)	26.43	2.8%	89.9%
CERÁMICA SAN LORENZO 2	20.26	2.2%	92.0%
Creditex	19.88	2.1%	94.1%
INDUSTRIAL PAPELERA ATLAS	16.92	1.8%	95.9%
Corporación Miyasato	9.14	1.0%	96.9%
UNIVERSIDAD DE LIMA	8.30	0.9%	97.8%
INTERBANK	7.60	0.8%	98.6%
GLORIA	4.86	0.5%	99.1%
CERVECERÍAS BACKUS Y JOHNSTON (VITARTE)	3.82	0.4%	99.5%
MANUFACTURA DE METALES Y ALUMINIO RECORD	3.77	0.4%	99.9%
EXSA	0.65	0.1%	100.0%
	939.39	100.0%	

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 16: Diagrama de Pareto en base a la tabla N° 26



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

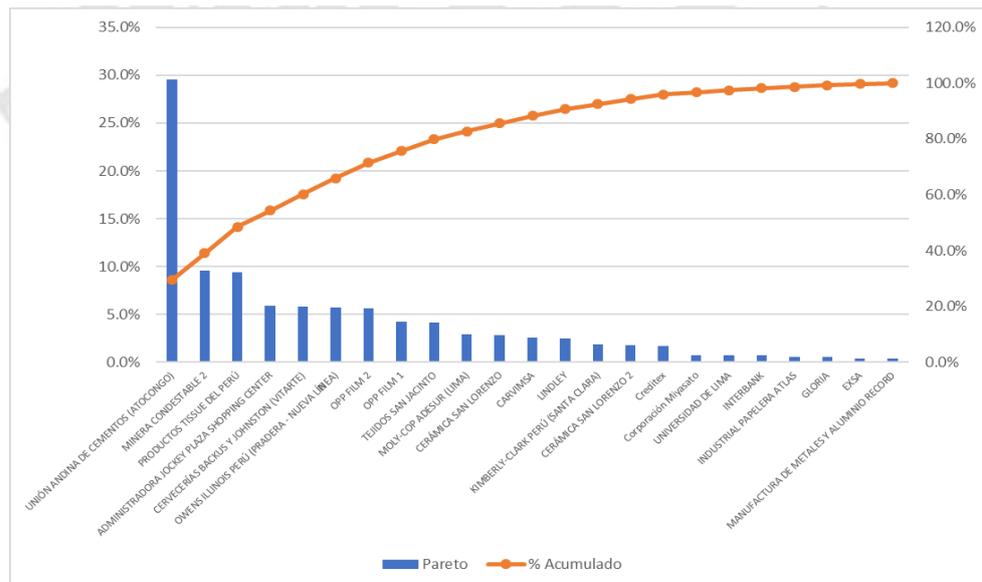
Tabla N° 27: Consumo total de Energía Activa GWh Año 2016 – Clientes Peaje

Clientes	Totales	Pareto	% Acumulado
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)	321.31	29.5%	29.5%
MINERA CONDESTABLE 2	103.85	9.5%	39.1%
PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ	102.48	9.4%	48.5%
ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER	64.19	5.9%	54.4%
CERVECERÍAS BACKUS Y JOHNSTON (VITARTE)	62.89	5.8%	60.2%
OWENS ILLINOIS PERÚ (PRADERA - NUEVA LÍNEA)	62.25	5.7%	65.9%
OPP FILM 2	60.88	5.6%	71.5%
OPP FILM 1	46.05	4.2%	75.7%
TEJIDOS SAN JACINTO	45.51	4.2%	79.9%
MOLY-COP ADESUR (LIMA)	31.37	2.9%	82.8%
CERÁMICA SAN LORENZO	31.28	2.9%	85.6%
CARVIMSA	28.19	2.6%	88.2%
LINDLEY	26.70	2.5%	90.7%
KIMBERLY-CLARK PERÚ (SANTA CLARA)	19.94	1.8%	92.5%
CERÁMICA SAN LORENZO 2	18.96	1.7%	94.3%
Creditex	18.23	1.7%	95.9%
Corporación Miyasato	8.38	0.8%	96.7%
UNIVERSIDAD DE LIMA	8.29	0.8%	97.5%
INTERBANK	7.75	0.7%	98.2%
INDUSTRIAL PAPELERA ATLAS	6.04	0.6%	98.7%
GLORIA	5.85	0.5%	99.3%
EXSA	4.17	0.4%	99.6%
MANUFACTURA DE METALES Y ALUMINIO RECORD	3.84	0.4%	100.0%
	1,088.40	100.0%	

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 17: Diagrama de Pareto en base a la tabla N° 27



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Luego del análisis del consumo (GWh) de los clientes Peaje en los años 2014, 2015 y 2016, mediante la elaboración de los diagramas de Pareto se puede concluir que en el año 2014 se observa que el 85.2% del consumo total de energía utilizado en nuestro análisis, representa el consumo de 9 clientes. En el año 2015, el 84,1% del total de energía eléctrica es consumida por 9 clientes, de los cuales 8 son los mismos que el año anterior. Para el año 2016, el 85.6% del consumo total de energía eléctrica, corresponden a 11 clientes, de los cuales 8 son los mismos que los dos años anteriores, lo cual nos indica que la información de clientes obtenidas en la página web de Osinergmin, es relevante para nuestro estudio.

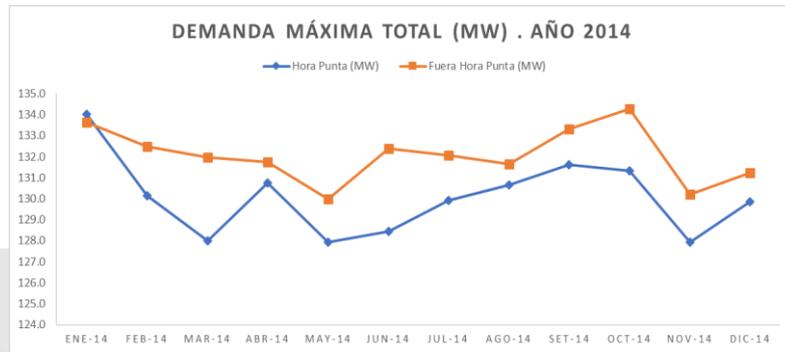
Además de haber analizado el consumo, es importante analizar el comportamiento de la máxima demanda (MW)³³ de los clientes seleccionados según el diagrama de Pareto. Tal como se muestra en las figuras N° 18, N° 19 y N° 20, la demanda histórica de los clientes de los años 2014, 2015 y 2016, presentan un comportamiento estable de la demanda de energía eléctrica (MW) a lo largo de los años, tanto en las Horas Punta (HP)³⁴ como en las Horas Fuera de Punta (HFP)³⁵.

³³ Máxima Demanda: Es el valor más alto integrado en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período de un mes.

³⁴ HP: Significa Hora Punta, es el periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas todos los días, todos los meses del año, excepto los días domingos y feriados siempre y cuando el cliente asuma los costos para la medición adicional.

³⁵ HFP: Significa Horas Fuera de Punta, al resto de horas del mes no comprendidas en las Horas de Punta (HP)

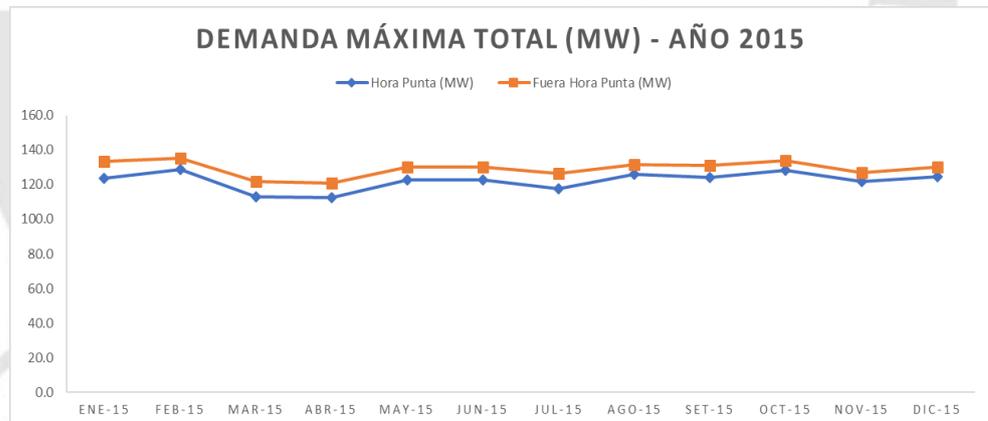
Figura N° 18: Sumatoria de demandas máximas de Clientes Libres que representan el 85,2% del consumo total, tabla N° 25.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

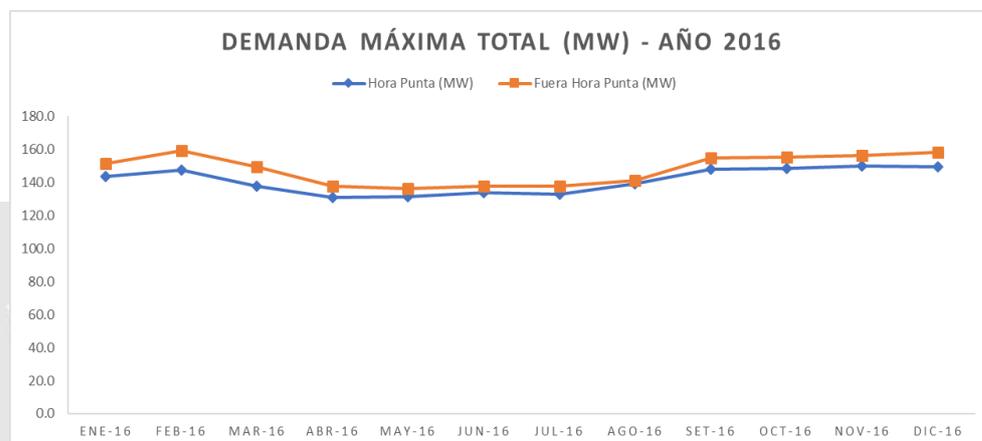
Figura N° 19: Sumatoria de demandas máximas de Clientes Libres que representan el 84,1% del consumo total, tabla N° 26.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 20: Sumatoria de demandas máximas de Clientes Libres que representan el 85,6% del consumo total, tabla N° 27.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

2.2.2 Demanda proyectada

El horizonte de proyección del proyecto será calculado en base a una proyección de demanda de 5 años debido a que la inversión a realizar es elevada y este plazo representa un período de recuperación más atractivo, sin embargo, en los casos de proyectos de energía eólica la proyección se puede realizar en una base de 20 años³⁶ dado que los componentes pueden llegar a este período sin casi ningún tipo de mantenimiento de los componentes utilizados.

Para nuestro análisis se tendrá en cuenta en primer lugar la proyección de la demanda en base a los consumos anuales en GWh de los clientes seleccionados en base al diagrama de Pareto desarrollado en base a la demanda histórica (2.2.1) y en segundo lugar la máxima demanda fuera de hora punta y en hora punta de dichos clientes.

a) Proyección del consumo histórico

³⁶ Plazo indicado en el libro Análisis de viabilidad económico -financiero de un proyecto de energías renovables, página 25.

Nuestra proyección de la demanda histórica se ha calculado en base a los consumos anuales en GWh de los clientes Peaje, dicho cálculo se basa en los Clientes seleccionados en el análisis según diagrama de Pareto.

En base al consumo total de los Clientes Peaje del año 2016 los cuales representan el 85,6% del consumo total, se ha proyectado el incremento desde el año 2017 al 2021 en base a la variación porcentual proyectada del PBI tal como se indica en la tabla N° 28, dado que ambos se encuentran en relación directa según el coeficiente de correlación lineal de Pearson $r: 0,97$ el cual fue calculado en el análisis del factor económico del capítulo I.

Tabla N° 28: Producto Bruto interno (Variación porcentual real)

Años	2016	2017	2018	2019	2020	2021
% PBI (Variación porcentual real)	3.9	3.0	4.5	5.0	5.0	5.0

Fuente: MEF – Informe de Actualización de Proyecciones Macroeconómicas.

Elaboración: Propia

De la proyección efectuada del consumo total de los Clientes Peaje, se ha considerado para el primer año de operación del proyecto abarcar el 64% del consumo total lo cual involucraría abastecer de energía eléctrica a los 5 primeros clientes los cuales obtuvieron los mayores consumos, para el segundo año de operación se ha previsto abarcar el 70% del consumo total lo cual representaría incrementar nuestro abastecimiento a 6 clientes, para el tercer año de operación se ha previsto abarcar el 76% del consumo total incrementando nuestra operación a 7 clientes, para el cuarto año se ha previsto alcanzar un 80% del consumo total lo cual involucraría el abastecimiento a 8 clientes y finalmente en el quinto año se estima llegar al 85% del consumo total lo cual involucraría abastecer a un total de 9 clientes; cabe mencionar que de estos 9 clientes 7 de ellos vienen presentado un consumo regular desde el año 2014 tal como se muestra en la tabla N° 29.

Tabla N° 29: Proyección del consumo en energía GWh de los clientes Peaje, años 2017 al 2021.

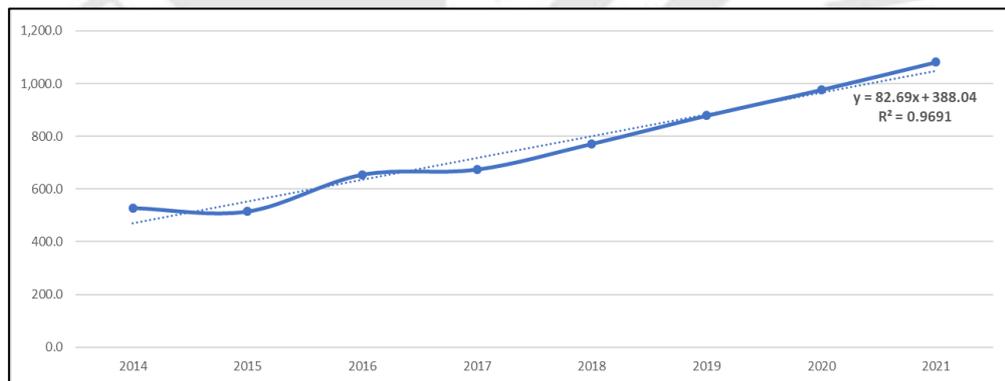
Cientes seleccionados (Pareto)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS-ATOCONGO (GWh)	366.1	346.8	321.3	330.9	345.8	363.1	381.3	400.4
MINERA CONDESTABLE 2 (GWh)	101.9	104.1	103.9	107.0	111.8	116.8	122.1	127.6
PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ (GWh)			102.5	105.6	110.3	115.8	121.6	127.7
ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER (GWh)	60.6	60.5	64.2	66.1	69.1	72.6	76.2	80.0
CERVECERÍAS BACKUS Y JOHNSTON-VITARTE (GWh)		3.8	62.9	64.8	67.7	71.1	74.6	78.4
OWENS ILLINOIS PERÚ: PRADERA - NUEVA LÍNEA (GWh)	63.1	57.8	62.3		67.0	70.4	73.9	77.6
OPP FILM 2 (GWh)	61.1	57.7	60.9			68.8	72.2	75.9
OPP FILM 1 (GWh)	55.7	53.7	46.1				54.6	57.4
TEJIDOS SAN JACINTO (GWh)	48.0	46.1	45.5					56.7
MOLY-COP ADESUR-LIMA (GWh)	22.8	31.2	31.4					
CERÁMICA SAN LORENZO (GWh)	32.0	31.8	31.3					
CARVIMSA (GWh)	24.0	28.0	28.2					
KIMBERLY-CLARK PERÚ-SANTA CLARA (GWh)	32.5	26.4	19.9					
CERÁMICA SAN LORENZO 2 (GWh)	19.2	20.3	19.0					
Creditex (GWh)	22.9	19.9	18.2					
INDUSTRIAL PAPELERA ATLAS (GWh)	19.9	16.9	6.0					
% de Operación				64%	70%	76%	80%	85%
Total de incremento de energía GWh (Clientes seleccionados según pareto)				674.37	771.72	878.55	976.55	1,081.47
Incremento de la Energía total GWh (En base PBI)	929.9	905.1	1,023.4	1,054.1	1,101.6	1,156.6	1,214.5	1,275.2

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 21: Proyección del consumo histórico (GWh)



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tal como se puede apreciar en la figura N° 21 de la demanda histórica proyectada, el consumo de los clientes libres Peaje, los cuales formarán parte de la cartera de Luz Del Sur SAA, tendrán un crecimiento lineal de acuerdo a la proyección del PBI, este comportamiento se presenta dado que la industria en el país utiliza como fuente primaria a la energía eléctrica.

b) Proyección de la demanda histórica

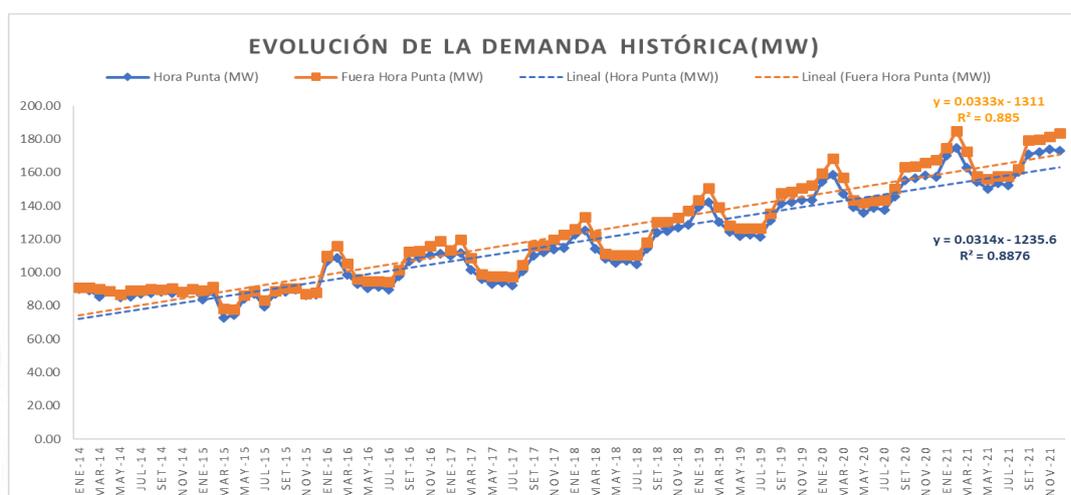
En base a los clientes definidos en la proyección del consumo histórico, se ha obtenido información del Sistema de Usuarios Libres de la página web de Osinergmin, de los valores de máxima demanda³⁷ en horas punta y en horas fuera de punta. Para nuestro análisis se ha utilizado la escala de MW³⁸ y el cálculo realizado corresponde a la sumatoria de las máximas demandas de los clientes establecidos para la proyección de los consumos históricos.

Tal como se muestra en la figura N° 22 los coeficientes de determinación a lo largo del tiempo muestran valores cercanos a la unidad, en el caso de la máxima demanda fuera de hora punta presenta un valor de 0,885 y en el caso de la máxima demanda en hora punta el valor también es de 0,887. Cabe indicar que el comportamiento de las máximas demandas tanto en horas punta como en fuera de punta de los clientes Peaje quienes formarán parte de la cartera de clientes de Luz Del Sur SAA, presentan un comportamiento similar a lo largo del tiempo.

³⁷ Máxima Demanda: Es el valor más alto integrado en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período de un mes.

³⁸ MW: significa mega vatios, o el equivalente a un millón de vatios.

Figura N° 22: Evolución de la máxima demanda proyectada (MW)



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tabla N° 30: Proyección de la máxima demanda en MW de los clientes Peaje años 2017 al 2021

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda total 2014	Hora Punta (MW)	90.3	89.5	85.5	88.3	85.0	85.7	87.0	87.7	88.4	87.5	87.9	89.6
	Fuera Hora Punta (MW)	91.1	91.1	90.3	88.8	86.6	89.2	89.3	90.1	89.6	90.6	88.6	90.2
Demanda total 2015	Hora Punta (MW)	83.8	88.4	73.0	74.5	84.3	87.2	79.7	87.1	88.4	89.8	86.2	86.6
	Fuera Hora Punta (MW)	89.5	91.4	78.4	77.8	86.2	88.9	83.2	89.0	90.5	90.6	87.2	88.1
Demanda total 2016	Hora Punta (MW)	106.8	108.5	98.4	93.2	90.5	91.3	89.7	97.8	106.8	108.7	110.4	111.4
	Fuera Hora Punta (MW)	110.1	116.1	105.4	95.9	94.7	94.8	94.3	101.5	112.4	113.2	116.1	119.0
Demanda total 2017	Hora Punta (MW)	110.0	111.8	101.3	96.0	93.2	94.0	92.4	100.7	110.0	112.0	113.7	114.7
	Fuera Hora Punta (MW)	113.4	119.6	108.6	98.8	97.6	97.6	97.2	104.5	115.8	116.5	119.6	122.6
Demanda total 2018	Hora Punta (MW)	122.6	125.1	114.2	108.4	105.7	106.9	105.1	114.1	124.0	125.0	126.7	128.6
	Fuera Hora Punta (MW)	126.3	133.3	121.8	111.2	110.3	110.6	110.3	118.0	130.1	130.3	132.9	137.1
Demanda total 2019	Hora Punta (MW)	139.3	142.0	130.3	124.5	121.7	122.5	121.3	131.0	141.1	142.3	143.5	143.3
	Fuera Hora Punta (MW)	143.3	150.8	139.1	128.1	126.7	126.5	126.7	135.3	147.5	148.5	150.7	152.4
Demanda total 2020	Hora Punta (MW)	154.5	158.8	147.4	139.3	135.7	138.6	137.4	145.6	155.3	156.7	158.1	157.5
	Fuera Hora Punta (MW)	159.4	168.5	157.1	143.3	141.9	142.9	143.4	150.3	163.4	163.9	165.7	167.4
Demanda total 2021	Hora Punta (MW)	169.9	174.9	162.8	154.3	150.1	153.4	152.1	160.3	170.9	172.1	173.7	173.1
	Fuera Hora Punta (MW)	174.8	184.7	172.6	157.6	156.3	157.8	157.8	162.1	179.2	179.6	181.3	183.5

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

La proyección de la máxima demanda, debido a que año tras año crecerá el porcentaje de participación de manera similar al del consumo histórico, y además según las proyecciones del incremento del PBI, la demanda también crecerá en los años del proyecto. Para nuestros cálculos se ha determinado un incremento porcentual del 3% para el primer año de operación y aumentará hasta un 5% en el

quinto año tal como se muestra en la tabla N° 28. Estos valores nos servirán más adelante para poder determinar la demanda total del proyecto.

c) Proyección de la demanda total

Finalmente, en base a los valores obtenidos de la máxima demanda, se ha calculado los valores máximos de las demandas máximas mensuales en el período de doce meses consecutivos tanto en los valores de hora punta y hora fuera de punta entre los años de estudio, es decir desde el año 2014 hasta el año 2021. A este cálculo se le denomina máxima demanda anual³⁹.

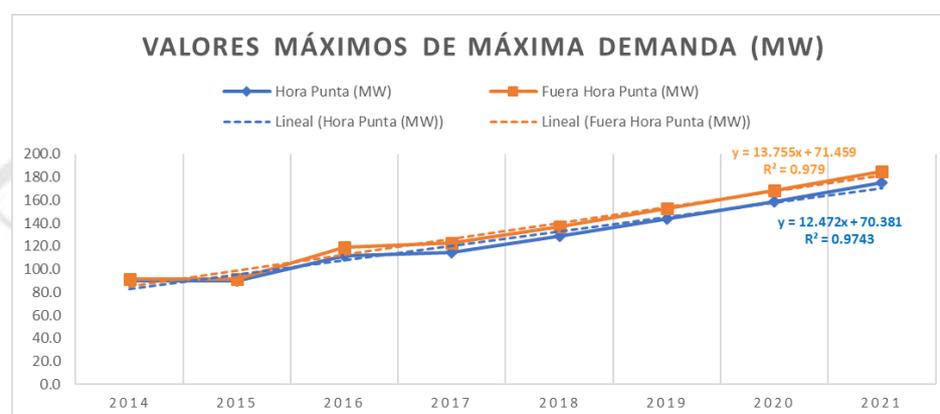
Tabla N° 31: Máxima demanda anual (MW)

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Máxima demanda anual	Hora Punta (MW)	90.3	89.8	111.4	114.7	128.6	143.5	158.8	174.9
	Fuera Hora Punta (MW)	91.1	91.4	119.0	122.6	137.1	152.4	168.5	184.7

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 23: Proyección de la máxima demanda anual (MW)



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

³⁹ Máxima demanda anual: Definición dada por la comisión de tarifas eléctricas resolución N° 024-97 P/CTE.

Tal como se muestra en la figura N° 23 el crecimiento de la máxima demanda fuera de hora punta y en hora punta se da de manera constante a lo largo del tiempo, según los valores calculados la máxima demanda obtenida se dará en el año 2021 con un valor estimado de 184,7 MW. Cabe mencionar que actualmente la planta de energía eólica de mayor capacidad instalada en el país es la de Tres Hermanas ubicada en Ica, con una capacidad de 90 MW, por lo que nuestro estudio de factibilidad genera un desafío dado que podría llegar a ser la planta de energía eólica más grande del Perú.

2.3 Análisis de la oferta

En este análisis se tomará en cuenta el recurso eólico del Perú, su potencial utilizado y no utilizado, de acuerdo al mapa eólico publicado en el Atlas Eólico del Perú. Asimismo, se analizará las centrales eólicas existentes en el Perú, tomando en consideración la información oficial disponible en el sitio web del Osinergmin. A partir de este análisis, se procederá con la elaboración de la proyección de la oferta en un periodo de 5 años, tomando en consideración la data histórica analizada en los puntos anteriores de este estudio.

De acuerdo a la publicación del Atlas Eólico en el 2008 realizada por el Ministerio de Energía y Minas, el potencial eólico aprovechable en el Perú se concentra en los departamentos de Ica, Piura y Cajamarca tal como se muestra en la tabla N° 32.

Tabla N° 32: Potencial Eólico en el Perú Año 2008

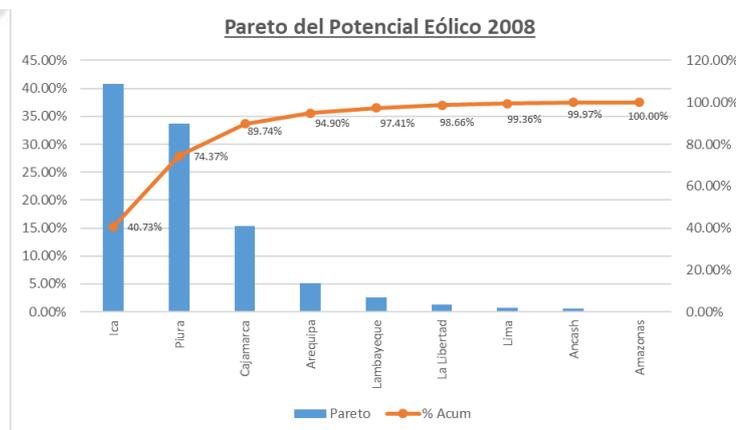
Item	Departamento	2008			
		Potencia Eólica Total (MW)	Potencial Eólico Aprovechable 2008 (MW)	Pareto	% Acum
1	Ica	18,360	9,144	40.73%	40.73%
2	Piura	17,628	7,554	33.65%	74.37%
3	Cajamarca	18,360	3,450	15.37%	89.74%
4	Arequipa	1,992	1,158	5.16%	94.90%
5	Lambayeque	2,880	564	2.51%	97.41%
6	La Libertad	4,596	282	1.26%	98.66%
7	Lima	1,434	156	0.69%	99.36%
8	Ancash	8,526	138	0.61%	99.97%
9	Amazonas	1,380	6	0.03%	100.00%

Fuente: MEM (2008)

Elaboración: Propia

Tal como se puede apreciar en la figura N° 24 estos 3 departamentos concentran el 89.74% de potencial eólico aprovechable en el país, cabe mencionar que de la potencia eólica aprovechable es calculada restando de la potencia eólica total el potencial eólico excluido, dicho potencial eólico excluido no se puede aprovechar dado que la construcción de parque eólicos no está permitida por disposiciones legales (zonas arqueológicas, reservas naturales, zonas históricas, etc).

Figura N° 24: Diagrama de Pareto del potencial eólico aprovechable 2008.



Fuente: MEM

Elaboración: Propia

En la actualidad el Ministerio de Energía y Minas ha publicado un nuevo Atlas Eólico del Perú 2016⁴⁰, en esta nueva publicación se puede apreciar que los departamentos de Ica y Piura se mantienen con el mayor potencial eólico aprovechable en el país, además de Lambayeque tal como se puede apreciar en la tabla N° 33. Cabe precisar que el trabajo realizado en el año 2008 fue un estudio preliminar con la finalidad de determinar el potencial eólico, basándose en técnicas de modelamiento y simulaciones para llegar a reproducir el comportamiento del viento a grandes escalas. Por otro lado, en el año 2016 se ejecutó un proyecto que consistió en la recopilación de datos para el modelamiento y simulación, trabajo de gabinete para el análisis de los resultados y campañas de medición para la validación de los datos (incluyendo tres torres meteorológicas de 20 metros de altura y un sistema de medición remota). Además, como valor agregado, en este proyecto se contempló la identificación de zonas de mayor interés para el desarrollo de fases posteriores de estudio. Así, con los estudios de simulación y campañas de medición se obtuvo un resultado más aproximado a la realidad en comparación a las estimaciones realizadas en el año 2008. Adicionalmente, con los datos obtenidos luego del estudio del año 2016, se creó la aplicación web-GIS del Atlas Eólico del Perú, mediante el cual se pueden mostrar las áreas con mejor disponibilidad del recurso eólico e información como altitud, tipo de terreno, densidad de viento, distancias, vías terrestres principales, límites provinciales y departamentales, áreas protegidas, etc.

⁴⁰ Atlas Eólico del Perú 2016: SBCC-05/PROSEMER-MINEM Estudio para aprovechamiento eólico con fines energéticos y actualización del atlas eólico del Perú

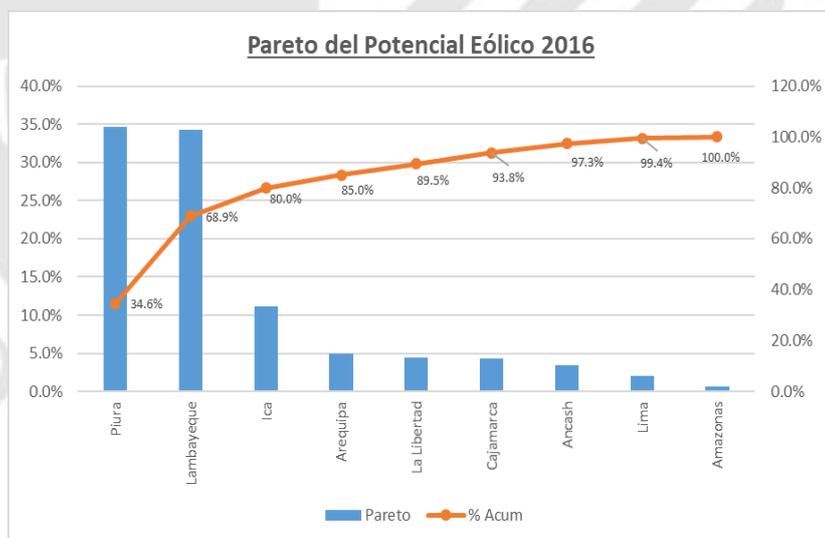
Tabla N° 33: Potencial Eólico en el Perú Año 2016

2016					
Item	Departamento	Potencia Eólica Total (MW)	Potencial Eólico Aprovechable 2016 (MW)	Pareto	% Acum
1	Piura	8,601	7,098	34.6%	34.6%
2	Lambayeque	9,114	7,017	34.2%	68.9%
3	Ica	5,295	2,280	11.1%	80.0%
4	Arequipa	1,176	1,020	5.0%	85.0%
5	La Libertad	1,185	921	4.5%	89.5%
6	Cajamarca	1,173	891	4.3%	93.8%
7	Ancash	816	708	3.5%	97.3%
8	Lima	618	429	2.1%	99.4%
9	Amazonas	417	129	0.6%	100.0%

Fuente: MEM (2016)

Elaboración: Propia

Figura N° 25: Diagrama de Pareto del potencial eólico aprovechable 2016.



Fuente: MEM

Elaboración: Propia

Tal como se puede apreciar en la figura N° 25 estos 3 departamentos concentran el 80% de potencial eólico aprovechable en el país, lo cual es un indicador importante para poder desarrollar parques eólicos.

2.3.1 Análisis de la competencia

Actualmente, son sólo 4 las centrales eólicas en operación en el Perú, con una potencia instalada total de 232 MW, dichas centrales están ubicadas en Ica, Piura y La Libertad, cabe mencionar que dos de ellos representa a los departamentos con mayor potencial eólico aprovechable. A continuación, se detalla en la tabla N° 34, dichas centrales:

Tabla N° 34: Centrales eólicas en operación en el Perú.

N°	Nombre de la Central Eólica (CO)	Concesionaria	Ubicación (Departamento)	Potencia Instalada (MW)	Cantidad de aerogeneradores	Puesta en Operación	Energía anual ofertada (MWh)	Precio de energía ofertado (Ctvs. US\$/kWh)
1	Cupisnique	Energía Eólica S.A.	La Libertad	80	45	30/08/2014	302,952	8.50
2	Marcona	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	Ica	32	11	25/04/2014	148,378	6.55
3	Talara	Energía Eólica S.A.	Piura	30	17	30/08/2014	119,673	8.70
4	Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Ica	90	33	31/12/2015	415,760	8.80

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Por otro lado, en la actualidad se tienen tres proyectos eólicos en desarrollo, según el MINEM: Parque Eólico Nazca, con 126 MW, ubicado en Ica; Parque Eólico Huambos, con 18 MW, ubicado en Cajamarca y Parque Eólico Duna, con 18 MW, ubicado también en Cajamarca tal como se muestra en la tabla N° 35.

Tabla N° 35: Centrales eólicas en proyecto en el Perú.

Proyecto	Tecnología	Potencia Central (MW)	Precio monómico (US\$/MWh)	Fecha de la subasta
Parque Nazca (Ica)	Eólica	126	37.83	2016
Huambos (Cajamarca)	Eólica	18	36.84	2016
Duna (Cajamarca)	Eólica	18	37.49	2016

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En resumen, se tiene que el potencial eólico desarrollado en el Perú es el que se muestra en la tabla N° 36, en donde se puede apreciar que el Departamento de Ica concentrará el 63% de potencia instalada (MW) una vez que entre en operación el Parque Nazca:

Tabla N° 36: Potencial eólico desarrollado en el Perú por Departamento.

DEPARTAMENTO	POTENCIA INSTALADA Y AUTORIZADA
Ica	248 MW
La Libertad	83.15 MW
Piura	30.86 MW
Cajamarca	36 MW

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: MINEM

Para nuestro estudio, consideraremos la zona geográfica del recurso eólico disponible que nos ofrezca una mejor alternativa técnica y económica.

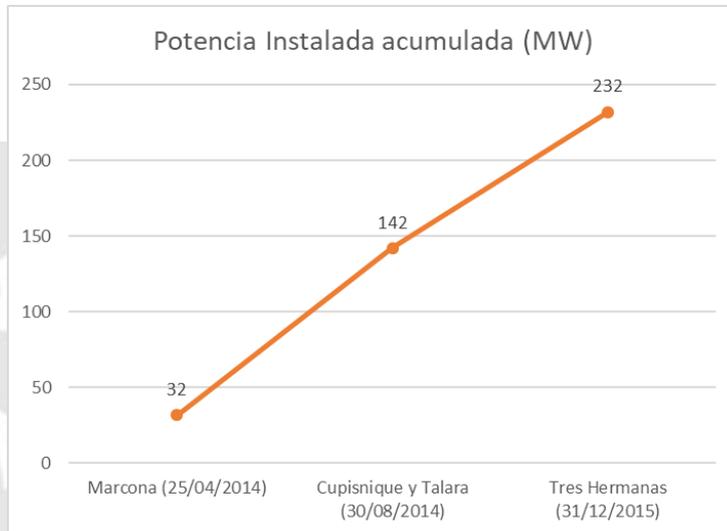
2.3.2 Oferta histórica

En el Perú la utilización del recurso eólico es reciente. En el año 2008 se publicó el Reglamento de la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables⁴¹ y recién en abril del año 2014 se puso en operación la primera central eólica en el Perú: Macona, con 32 MW de potencia. En ese mismo año en el mes de agosto, se pusieron en operación las centrales Cupisnique y Talara con una potencia de 110 MW entre ambas. En el año 2015 se puso en operación la central Tres Hermanas, con una potencia de 90 MW. Actualmente, se tiene una potencia instalada

⁴¹ Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables: Aprobado según D.S. N° 050-2008-E.M. el 01-10-2008.

acumulada de 232 MW y su crecimiento histórico ha sido tal como se muestra en la figura N° 26:

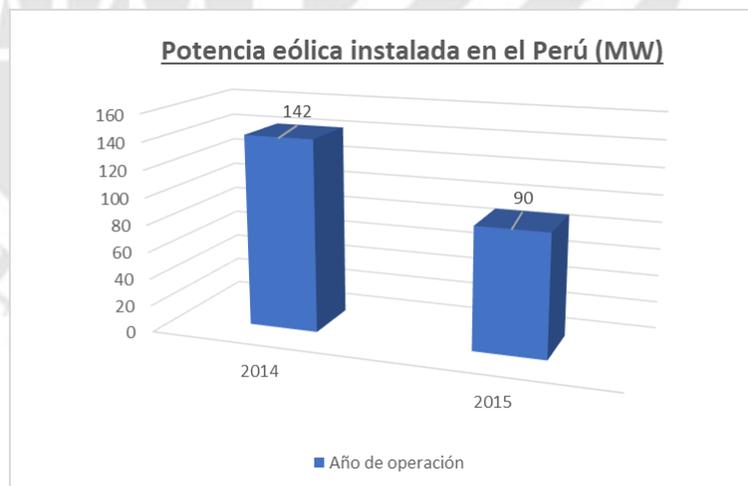
Figura N° 26: Potencia eólica total en el Perú.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Figura N° 27: Potencia eólica instalada en el Perú por año.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Si bien la potencia instalada acumulada en el Perú (MW) se ha incrementado desde el año 2014, tal como se observa en la figura N° 27 en el año 2015 sólo entró en operación la central eólica Tres Hermanas con una potencia instalada de 90 MW, siendo un valor inferior al desarrollado en el 2014. Por otro lado, tomando como referencia el potencial eólico aprovechable en el Perú en comparación con la potencia instalada total a la fecha, se puede deducir que sólo el 1,13% ha sido utilizado. Tal como se puede apreciar, se presenta una gran oportunidad de desarrollo de proyectos de energía eólica en el país.

Tabla N° 37: Potencial eólico utilizado en el Perú.

Item	Departamento	2016			
		Potencia Eólica Total (MW)	Potencial Eólica Aprovechable 2016 (MW)	Potencia Instalada (MW)	Factor de utilización %
1	Ica	5,295	2,280	122	5.35%
2	La Libertad	1,185	921	80	8.69%
3	Piura	8,601	7,098	30	0.42%
4	Lambayeque	9,114	7,017	-	-
5	Arequipa	1,176	1,020	-	-
6	Cajamarca	1,173	891	-	-
7	Ancash	816	708	-	-
8	Lima	618	429	-	-
9	Amazonas	417	129	-	-
Total Perú		28,395	20,493	232	1.13%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

2.3.3 Oferta proyectada

Para el análisis de la oferta proyectada, se ha tomado en cuenta a las centrales eólicas instaladas en los años 2014 y 2015, adicionalmente se han considerado a las centrales eólicas las cuales entrarán en operación en el año 2018 según autorización de la cuarta subasta RER⁴² para suministro de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tal como se muestra en la tabla N° 38.

⁴² RER: Significa Recursos Energéticos Renovables.

Tabla N° 38: Potencial eólico en operación y en desarrollo.

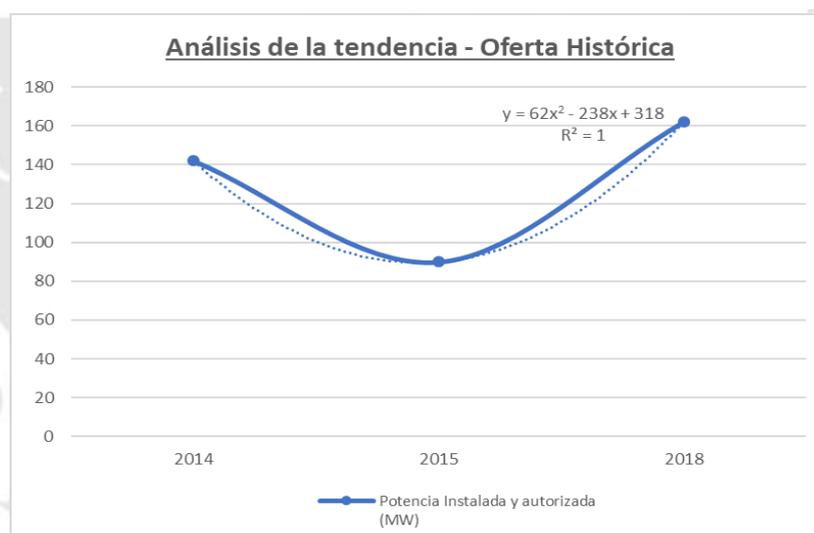
Año de operación / Año puesta en servicio	Potencia Instalada y autorizada (MW)	Departamentos
2014	142	La Libertad, Ica y Piura
2015	90	Ica
2018	162	Ica, Cajamarca

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

De los valores totales por año se puede apreciar que, en el año 2018, las tres centrales eólicas que entrarán en operación suman una potencia total de 162 MW siendo una cifra superior a la del 2014 tal como se muestra en la figura N° 28. El Perú tendrá una potencia instalada acumulada de 394 MW.

Figura N° 28: Potencia eólica instalada y autorizada por año.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Para analizar la tendencia se ha utilizado aproximaciones de tipo lineal, logarítmica, potencial, exponencial y polinomial. En la tabla N° 39 se indican los coeficientes de correlación, siendo el de mayor valor el 1,0 para la tendencia polinomial.

Tabla N° 39: Análisis de la tendencia – Oferta histórica.

Análisis de la tendencia Oferta Histórica	
Tendencia	Oferta histórica de potencia (MW)
Coeficientes de determinación (R2)	
Lineal	0.072
Logarítmica	0.015
Potencial	0.004
Exponencial	0.046
Polinomial	1.000

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tomando como base la ecuación calculada en la figura N° 28 se ha proyectado la oferta para los siguientes cinco años tal como se muestra en la tabla N° 40.

Tabla N° 40: Proyección de la oferta histórica.

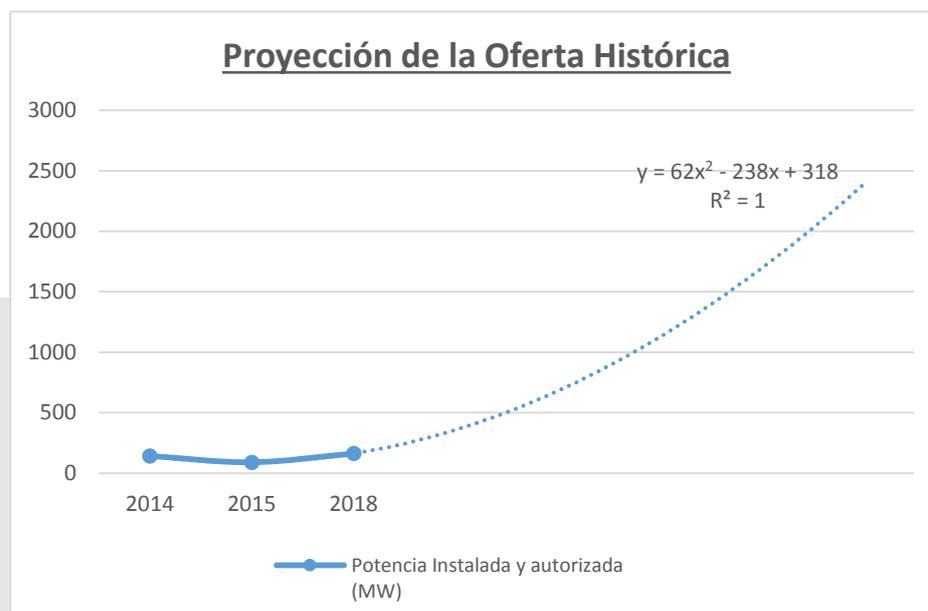
Año	2014	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Potencia Instalada y autorizada (MW)	142	90	162	358	678	1,122	1,690	2,382

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

A pesar de que la proyección de la oferta se va incrementando año tras año tal como se muestra en la figura N° 29, al final del quinto año de proyección la potencia total instalada acumulada en el Perú se incrementará de 1,13% a 32,32% lo que representa un total de 6,624 MW de un total de 20,493 MW de potencial eólico aprovechable, lo que significa que todavía es factible seguir desarrollando proyectos de energía eólica después de este período.

Figura N° 29: Proyección de la oferta histórica.



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

2.4 Demanda insatisfecha

Para este análisis, la demanda insatisfecha estará expresada en energía activa consumida (GWh), sin considerar la cantidad de clientes, ni la fuente de energía eléctrica, ya que para los clientes el recurso utilizado para la generación de dicha energía no es relevante. Cabe mencionar que nuestro objeto de estudio son los clientes que se encuentran dentro de la zona de concesión de Luz del Sur SAA y que se denominan clientes Peaje. Como se puede apreciar en la tabla N° 41, la demanda de energía de los clientes denominados Peaje disminuyó un 2.53% del año 2015 con respecto al año 2014, pero aumentó un 15.86% del año 2016 con respecto al año 2015 y se tiene una proyección de crecimiento anual de 3% para el año 2017, 4.5% para el año 2018 y 5% anual para el 2019, 2020 y 2021, conforme a lo establecido en la tabla N° 02, Coeficiente de Correlación Lineal PBI vs. Demanda de Electricidad, del cual además se comprueba que el comportamiento de la proyección de la demanda es directamente proporcional al crecimiento del PBI.

Tabla N° 41: Resumen del consumo de clientes Peaje histórico y proyectado.

Año	Datos reales			Datos proyectados				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total de Clientes "Peaje"	19	19	23	23	24	25	26	27
Total de energía (GWh)	963.8	939.4	1,088.4	1,121.1	1,171.5	1,230.1	1,291.6	1,356.2
% Variación de energía		-2.53%	15.86%	3.00%	4.50%	5.00%	5.00%	5.00%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

2.4.1 Demanda insatisfecha de los clientes libres peaje.

El consumo obtenido en la tabla N° 41 corresponde a la sumatoria de consumos mensuales de los clientes libres Peaje, los cuales son materia de nuestro estudio, tal como se detalla en la tabla N° 42.

Solamente se está considerando el consumo total de los clientes libres denominados Peaje dado que, el objetivo principal de nuestro estudio es cubrir parte de la demanda de este grupo de clientes quienes actualmente solo dejan ingresos a la compañía por el uso de las redes de transmisión y distribución, y no por el volumen de energía que consumen (GWh).

Tabla N° 42: Tabla del consumo de clientes Peaje histórico y proyectado.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gwh
2014	76.2	78.6	81.9	77.2	75.7	79.3	83.2	86.1	79.3	86.6	79.3	80.4	963.8
2015	81.7	72.6	72.5	70.9	79.5	82.1	73.6	84.1	76.6	84.1	78.3	83.5	939.4
2016	93.4	96.0	89.5	87.1	86.2	86.2	86.1	85.7	96.6	97.3	89.1	95.1	1,088.4
2017	96.2	98.9	92.2	89.7	88.8	88.8	88.7	88.3	99.5	100.2	91.8	97.9	1,121.1
2018	100.6	103.3	96.4	93.7	92.8	92.8	92.7	92.3	104.0	104.7	95.9	102.3	1,171.5
2019	105.6	108.5	101.2	98.4	97.4	97.4	97.3	96.9	109.2	109.9	100.7	107.4	1,230.1
2020	110.9	113.9	106.3	103.4	102.3	102.3	102.2	101.7	114.7	115.4	105.7	112.8	1,291.6
2021	116.4	119.6	111.6	108.5	107.4	107.4	107.3	106.8	120.4	121.2	111.0	118.4	1,356.2

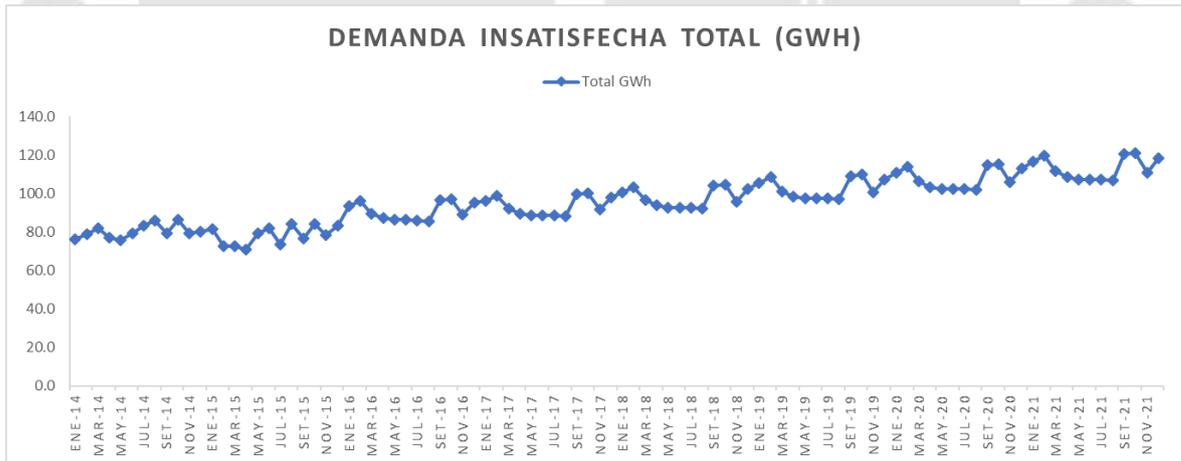
Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

2.4.2 Demanda insatisfecha total

La demanda insatisfecha del proyecto está relacionada al consumo en energía de los clientes denominados clientes peaje, los cuales son en su totalidad un consumo tipo industrial.

Figura N° 30: Demanda Insatisfecha Total (GWh)



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

La figura N° 30, muestra el comportamiento de las demandas insatisfechas calculadas previamente. En esta gráfica podemos observar claramente que el consumo (GWh) a partir del año 2016, es mayor en el periodo de setiembre a diciembre en comparación con el periodo de enero a agosto.

2.5 Demanda del proyecto

Para el cálculo de nuestra demanda del proyecto tomaremos como referencia los valores de la tabla N° 31 en donde se indican las máximas demandas anuales desde los años 2014 al 2021 en horas punta y horas fuera de punta, cabe mencionar que de estos dos valores tomamos en cuenta el máximo valor proyectado, que para nuestro estudio sería el del año 2021 tal como se muestra en la tabla N° 43.

Tabla N° 43: Máxima demanda anual (MW)

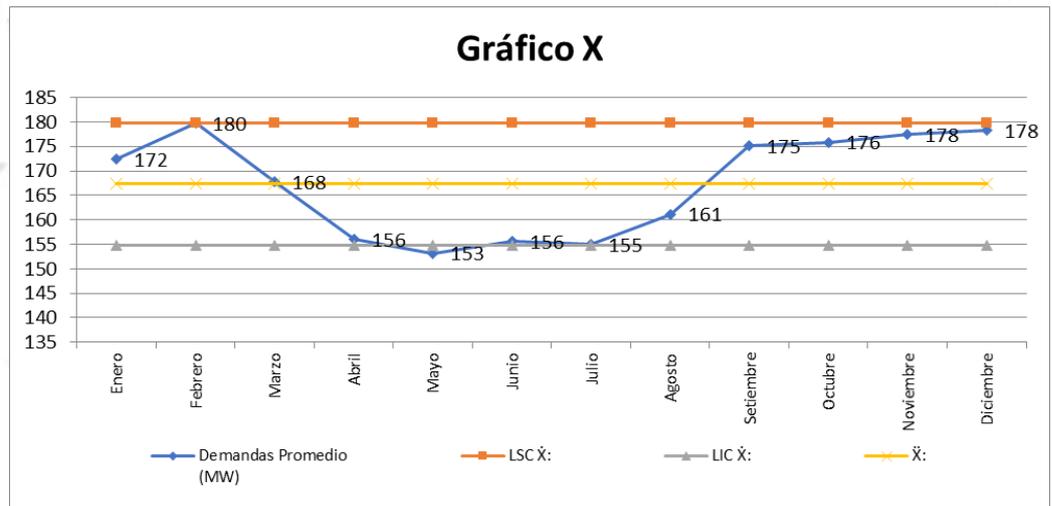
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Máxima demanda anual (MW)	91.1	91.4	119.0	122.6	137.1	152.4	168.5	184.7

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tomando como referencia el último año proyectado (2021), se puede observar a través de la gráfica de control N° 31, que los valores de demandas promedio no superan el límite de control superior. Sólo en el mes de mayo se observa que dicho valor está por debajo del límite de control inferior, además se puede apreciar que en los meses de setiembre a diciembre los valores se mantienen casi constantes.

Figura N° 31: Gráfica de control de máximas demandas (MW) año 2021



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

Para poder calcular la potencia total, se está considerando el máximo valor, es decir del año 2021 y además se está considerando una eficiencia de los aerogeneradores del 95%⁴³ sumada a las pérdidas técnicas del transformador

⁴³ Ajuste de la curva de potencia declarada +/- 5%: Libro Energías Renovables para el desarrollo, autor José María de Juana Sardón.

de potencia el cual entre un rango de potencia nominal de 100 y 200 MVA tiene una tasa de 0.4%⁴⁴, además se ha considerado las pérdidas en transmisión las cuales en promedio alcanzan un 3.29%⁴⁵ y finalmente se está considerando un 15%⁴⁶ de factor de reserva. De la sumatoria de las pérdidas más el factor de reserva obtenemos un porcentaje total de 23,69% tal como se muestra en la tabla N° 44.

Tabla N° 44: Cálculo del factor de seguridad del proyecto

Pérdidas Técnicas en aerogeneradores 5%	Pérdidas Técnicas en líneas de transmisión 3.29%	Pérdidas Técnicas en transformador de potencia 0.4%	Factor de Reserva 15%
Porcentaje total = 23.69%			

Fuente: ABB / Energías renovables para el desarrollo /Osinermin

Elaboración: Propia

Finalmente se han realizado dos tipos de cálculos de potencia de la capacidad instalada de la planta tal como se muestra en la tabla N° 45, el primer cálculo se ha obtenido dividiendo la energía total (MWh) que se cubrirá en el 2021, entre la cantidad de horas promedio de utilización tomando como base a la central eólica de Marcona (Ica), obteniendo una demanda de 233 MW. El segundo cálculo se ha efectuado en base a la máxima demanda anual del 2021 (MW), a la cual se le ha añadido el factor de seguridad obtenido en la tabla N° 44, da como resultado una demanda máxima de 230 MW. Dado que ambos valores son similares se ha elegido el de mayor valor, el cual nos servirá más adelante para el dimensionamiento de la planta. Cabe indicar que habiendo definido la demanda del proyecto en el primer año estaríamos trabajando a un

⁴⁴ Recurso electrónico en <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/abb-customer-day-un-mundo-en-transformacion/transformador-de-potencia-en-alta-tension.pdf?sfvrsn=2>

⁴⁵ Pérdidas en transmisión: Cálculo efectuado en base a la energía de barra generada versus la energía de la barra entrega expresado en porcentaje, de los 9 Clientes a abastecer en el año 2021.

⁴⁶ Factor de Reserva: Se asume un porcentaje del 15% como un margen adicional al valor nominal del proyecto.

53% de capacidad y en el quinto año llegaríamos a un 79% de la capacidad total de la planta, tal como se muestra en la tabla N° 46.

Tabla N° 45: Cálculo de la demanda del proyecto

Año	2021
Total de incremento de energía MWh (Clientes seleccionados según pareto)	1,081,470
Total de horas al año (12,70*365)	4,637
Potencia diaria en base a consumos (MW)	233
Máxima demanda anual (MW)	184.7
Pérdidas del transformador 0.4% (MW)	0.74
Pérdidas en aerogeneradores 5% (MW)	9.24
Pérdidas en transmisión 3.29% (MW)	5.36
factor de seguridad	15.0%
Potencia total del proyecto en base a máxima demanda (MW)	230

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

Tabla N° 46: factor de utilización de la demanda del proyecto

	2017	2018	2019	2020	2021
Máxima demanda anual (MW)	122.6	137.1	152.4	168.5	184.7
Porcentaje de Operación	53%	59%	65%	72%	79%

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

2.6 Comercialización

En esta última sección finaliza el estudio del mercado, realizando la justificación del uso de energía eólica a través del método Delphi, además se realizará el análisis de precios y la proyección del mercado.

2.6.1 Método Delphi aplicado a energías renovables

Con la finalidad de justificar el uso de energía eólica en la generación de energía eléctrica se ha tomado en cuenta cuatro variables: En primer lugar se ha tomado en cuenta la inversión estimada de acuerdo al tipo de tecnología (MM US\$/MW)⁴⁷, en segundo lugar se ha tomado en cuenta los precios promedio de los proyectos adjudicados (US\$/MWh)⁴⁸, en tercer lugar se ha tomado en cuenta la evolución de precios máximos (US\$/MWh)⁴⁹ y finalmente se ha considerado la cantidad de empleos en construcción, operación y mantenimiento que demanda una central utilizando energías renovables (Empleos/MW)⁵⁰ tal como se muestra en la tabla N° 47.

Tabla N° 47: Variables a utilizar para el método Delphi

Tipo de Tecnología	Inversión estimada MM US\$/MW	Tipo de Tecnología	Precios promedio de proyectos adjudicados US\$/MWh - Subasta 2015
Solar	3.07	Solar	48.1
Biomasa residuos urbanos	1.35	Biomasa residuos urbanos	77.0
Eólica	2.44	Eólica	37.7
Pequeñas hidroeléctricas	1.98	Pequeñas hidroeléctricas	43.8

Tipo de Tecnología	Evolución de precios máximos US\$/MWh - Subasta 2015	Tipo de Tecnología	Empleos en construcción, operación y mantenimiento / MW
Solar	88.0	Solar	25.3
Biomasa residuos urbanos	158.0	Biomasa	9.3
Eólica	66.0	Eólica	3.1
Pequeñas hidroeléctricas	60.0	Hidroeléctrica	20.0

Fuente: Osinermin / Libro: Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables

Elaboración: Propia

⁴⁷ Cálculo realizado en base a la publicación efectuada por Osinermin en el libro La Industria de la Electricidad en el Perú, Cuadro 5-5, página 184.

⁴⁸ Cálculo realizado en base a la publicación efectuada por Osinermin en el libro La Industria de la Electricidad en el Perú, Figura 5-8, página 188.

⁴⁹ Cálculo realizado en base a la publicación efectuada por Osinermin en el libro La Industria de la Electricidad en el Perú, Cuadro 5-4, página 184.

⁵⁰ Cálculo realizado en base a la publicación efectuada por el autor Alfonso Aranda Usón, Sabina Scarpellini en el libro Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables, Tablas 1.2 y 1.3, página 18.

Luego de haber definido las variables, se ha tomado en cuenta cuatro tipos de energías renovables como son: solar, biomasa, eólica e hidroeléctrica. Luego se le ha otorgado un peso porcentual a cada una de las variables (En total deben sumar 100%) basado en la relevancia con respecto a las variables definidas en la tabla N° 45. Posteriormente se ha utilizado la escala de Likert reducida con una valoración del 1 al 3 y en base a los datos mostrados en la tabla N° 47 se le otorgado el mayor valor al que presente el mejor indicador y viceversa tal como se muestra en la tabla N° 48.

Tabla N° 48: Escala de valoración aplicando el método Delphi en la escala de Likert

Proyecto	Variable			
	Inversión estimada	Precios de proyectos adjudicados	Evolución de precios	Cantidad de Empleos
	A	B	C	D
	Inversa	Inversa	Inversa	Inversa
	30%	30%	20%	20%
Solar	1	2	2	1
Biomasa	3	1	1	2
Eólica	2	3	2	3
Hidroeléctrica	3	2	3	1

Fuente: Osinergmin / Libro: Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables

Elaboración: Propia

Finalmente, de los valores obtenidos en la tabla N° 48 se realiza la sumatoria por cada tipo de proyecto de los productos de los porcentajes asignados multiplicados por el valor asignado según la escala de Likert, del resultado de dicha sumatoria se escogerá el que obtenga el mayor valor tal como se muestra en la tabla N° 49.

De dicho resultado se puede apreciar que el proyecto que utiliza energía eólica obtuvo el valor de 2.5, el cual es superior al obtenido en

comparación con las otras energías renovables, con lo cual se justifica la utilización de energía eólica para nuestro estudio de factibilidad.

Tabla N° 49: Resultado del cálculo final – Método Delphi utilizando la escala de Likert

Proyecto	Variable				Total
	Inversión estimada	Precios de proyectos adjudicados	Evolución de precios	Cantidad de Empleos	
	A	B	C	D	
	Inversa	Inversa	Inversa	Inversa	
	30%	30%	20%	20%	100%
Solar	1	2	2	1	1.5
Biomasa	3	1	1	2	1.8
Eólica	2	3	2	3	2.5
Hidroeléctrica	3	2	3	1	2.3

Fuente: Osinergmin / Libro: Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables

Elaboración: Propia

2.6.2 Precios

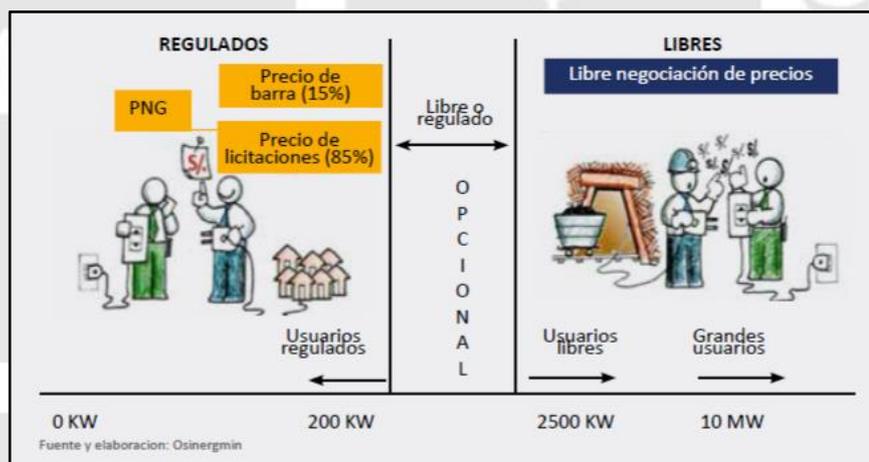
De acuerdo al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad los precios en barra (BRG)⁵¹ son publicados por Osinergmin, en este punto analizaremos los precios actuales de los Clientes Libres Peaje y los precios ofertados por las centrales eólicas en operación y las que se encuentran en proyecto, con la finalidad de poder definir un precio competitivo que nos permita penetrar en el mercado. A continuación, trataremos cuatro puntos los cuales nos guiarán en nuestro estudio.

- a) De acuerdo al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, se define como usuario libre aquel que tiene una demanda máxima anual de 2500 kW. Estos usuarios conectados al SEIN no están sujetos a regulación de

⁵¹ BRG: Significa Barra de Referencia de Generación, es la subestación más próxima al punto de suministro, de la relación de subestaciones base cuyos precios en barra son publicados por Osinergmin que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al usuario, según Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

precios por la energía o potencia que consumen⁵². Es decir, los Usuarios Libres de Electricidad tienen la facultad de negociar libremente sus contratos con las centrales de generación y distribuidoras, tal como se muestra en la figura N° 32.

Figura N° 32: Precios de usuarios libres y regulados.



Fuente: Osinermin

Elaboración: Osinermin

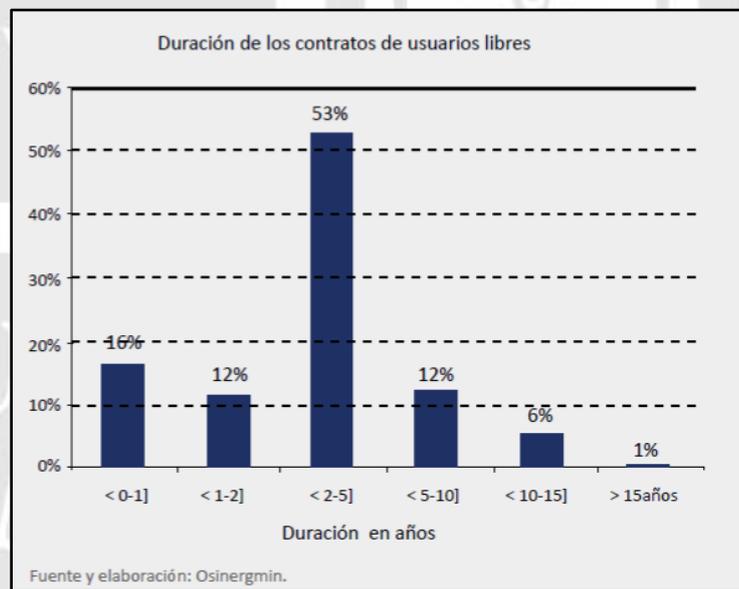
b) Actualmente la regulación de precios se encuentra establecida en un sistema de subastas el cual ampara en la Ley N° 28832⁵³ la cual entró en vigencia en el año 2006. Para el caso de empresas distribuidoras están obligadas a abastecer la demanda esperada por sus clientes con tres años de anticipación, la firma de contratos de plantas nuevas y existentes deberán tener una duración superior a cinco años para el 75% de la demanda, opcionalmente pueden participar los usuarios libres. Según publicación de Osinermin en su libro La Industria de la Electricidad en el Perú, la mayoría de los contratos de los usuarios libres tienen una duración entre dos y cinco años, tal como se muestra en la figura N° 33.

⁵² Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

⁵³ Ley 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

Por otro lado, en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad se indica que todo contrato deber ser remitido al Osinergmin y además se hace mención que los precios de energía y potencia se negocian en la Barra de Referencia de Generación correspondiente al punto o puntos de suministro del usuario libre. Los cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son regulados también por Osinergmin⁵⁴.

Figura N° 33: Duración de contratos de usuarios libres



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Osinergmin

- c) Actualmente los precios en barra de generación publicados por Osinergmin, de los 9 Clientes Libres Peaje seleccionados en nuestro estudio según diagrama de Pareto, en los últimos tres años presentan un precio medio de 51,89 US\$/MWh, siendo el de menor precio el correspondiente al Cliente Productos Tissue del Perú, con un valor de 46,83 US\$/MWh y el de mayor precio al del Cliente Unidad Andina de Cementos (Atocongo) con un valor de 56,62 US\$/MWh tal como

⁵⁴ Artículo N° 6.- Aspectos Generales de Contratación, publicado en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

se muestra en la tabla N° 50. Sin embargo, se observa que en el último año los precios han tenido una reducción en promedio del 25,6%, en donde el precio más bajo es de 34,79 US\$/MWh y el más alto de 53,89 US\$/MWh, dichos precios nos servirán más adelante para compararlos con los precios ofertados por las centrales eólicas.

Tabla N° 50: Precio promedio en barra de generación de Clientes Libres Peaje en los últimos tres años.

Clientes Libres Peaje	Precio Promedio BG - Año 2014 (US\$/MWh)	Precio Promedio BG - Año 2015 (US\$/MWh)	Precio Promedio BG - Año 2016 (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)	54.59	61.37	53.89	56.62
TEJIDOS SAN JACINTO	58.64	63.32	41.70	54.55
CERVECERÍAS BACKUS Y JOHNSTON (VITARTE)	59.85	65.72	37.38	54.32
OWENS ILLINOIS PERÚ (PRADERA - NUEVA LÍNEA)	52.61	61.13	46.29	53.34
OPP FILM 1	50.09	55.93	46.62	50.88
OPP FILM 2	49.88	56.08	46.41	50.79
ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER	56.51	59.73	34.79	50.34
MINERA CONDESTABLE 2	46.90	49.79	51.37	49.35
PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ	49.94	55.62	34.91	46.83
	53.22	58.74	43.71	51.89

Fuente: Osinermin

Elaboración: Propia

- d) En la actualidad tenemos en el Perú cuatro centrales eólicas de generación de energía eléctrica, las cuales según información publicada por Osinermin tienen un precio promedio ofertado el cual llega a 81,63 US\$/MWh tal como se muestra en la tabla N° 51.

Tabla N° 51: Precio promedio de centrales eólicas en operación

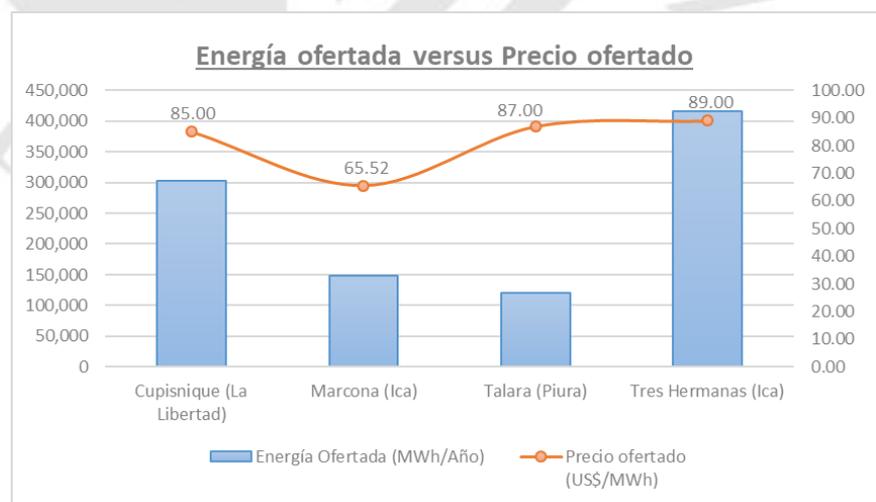
PARQUE EÓLICO	Año de operación	Energía Ofertada (MWh/Año)	Potencia Instalada (MW)	Precio ofertado (US\$/MWh)
Cupisnique (La Libertad)	2014	302,952	80	85.00
Marcona (Ica)	2014	148,378	32	65.52
Talara (Piura)	2014	119,673	30	87.00
Tres Hermanas (Ica)	2015	415,760	90	89.00
Precio ofertado promedio (US\$/MWh)				81.63

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

Según la figura N° 34, se puede apreciar que los precios ofertados no tienen una relación con respecto a la energía ofertada, es decir que el comportamiento de precios se torna de forma irregular, por ejemplo, en la central eólica Tres Hermanas (Ica) pese a presentar una mayor energía anual ofertada tiene el precio más alto en comparación con las demás centrales.

Figura N° 34: Comportamiento de precios ofertados por las centrales eólicas



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

Por otro lado, tal como se muestra en la tabla N° 52, las centrales eólicas que entrarán en servicio en el año 2018, presentan un menor precio promedio ofertado US\$/MWh en comparación con el precio promedio de las centrales eólicas actualmente en operación.

Tabla N° 52: Precio promedio de centrales eólicas en proyecto

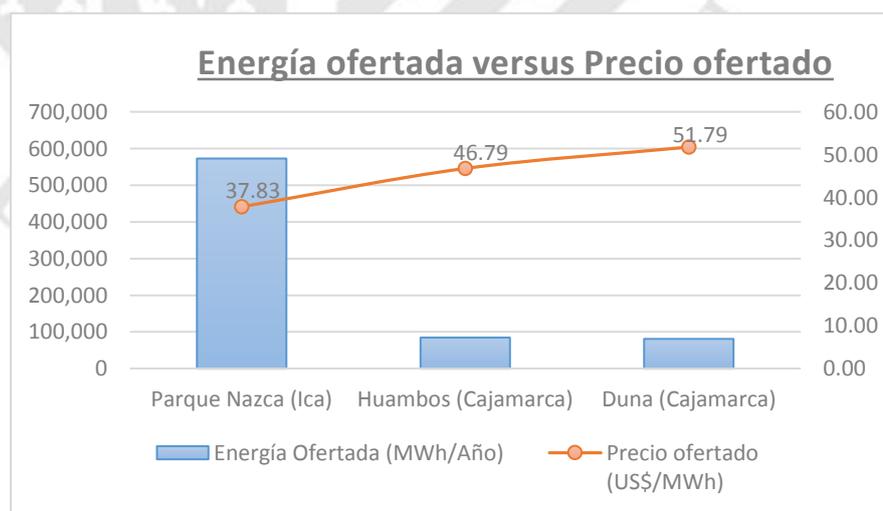
Proyecto	Fecha de la subasta	Energía Ofertada (MWh/Año)	Potencia Central (MW)	Precio ofertado (US\$/MWh)
Parque Nazca (Ica)	2016	573,000	126	37.83
Huambos (Cajamarca)	2016	84,600	18.4	46.79
Duna (Cajamarca)	2016	81,000	18.4	51.79
Precio ofertado promedio (US\$/MWh)				45.47

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

Por último, tal como se muestra en la figura N° 35, las centrales eólicas que tiene una mayor energía ofertada presentan un menor precio ofertado, es decir en este caso la relación entre ambas variables es inversa.

Figura N° 35: Comportamiento de precios ofertados por las centrales eólicas en proyecto



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Propia

Finalmente, se puede concluir que nuestra escala de precios sería variable de acuerdo al precio de barra generado para cada Cliente Peaje indicado en la tabla N° 50, con lo cual tendríamos que ofrecer un precio menor de manera individual a cada uno de ellos.

2.6.3 Proyección del mercado

Actualmente el mercado de clientes libres está ubicado en la zona de concesión de Luz del Sur SAA, algunos clientes libres le compran energía a Luz del Sur SAA y otro grupo de clientes libres les compran energía eléctrica a las generadoras, sin embargo, utilizan las redes de transmisión y distribución de propiedad de Luz Del Sur SAA. A este tipo de clientes libres se les ha denominado Peaje. Nuestro objetivo principal es que a través de la generación de energía eléctrica utilizando energía eólica podamos ofrecer a los clientes libres denominados Peaje, un menor precio a fin de que puedan comprar energía eléctrica directamente a Luz del Sur SAA. Cabe indicar que la estrategia de precio reducido para la atracción de clientes se muestra dentro del análisis realizado en la Matriz FODA (tabla N° 14) y además se ha establecido dentro de las estrategias principales del proyecto (tabla N° 15). En tal sentido como se ha mencionado en la tabla N° 29, nuestro proyecto en el primer año de operación deberá abastecer a cinco clientes libres potenciales tipo Peaje, quienes representan el mayor consumo según el análisis del diagrama de Pareto tal como se muestra en la tabla N° 27, posteriormente nuestro proyecto seguirá incrementándose hasta el quinto año a un total de nueve clientes potenciales (Unión Andina de Cementos, Minera Condestable 2, Owens Illinois Perú, OPP Film 2, Administradora Jockey Plaza Shopping Center, OPP Film 1, Tejidos San Jacinto, Kimberly Clark Perú y Cerámica San Lorenzo). Dicha variación ha sido calculada en base al consumo total de energía al año GWh/año consumida por los actuales clientes libres de Luz del Sur SAA y se les ha añadido la incorporación de los Clientes libres de tipo Peaje que pasarán a ser Clientes directos de Luz Del Sur SAA. Cabe indicar que se ha considerado una tasa de crecimiento en base al incremento del PBI de los próximos cinco años. Por otro lado, tal como se

puede apreciar en la tabla N° 53 el crecimiento en el primer año es más del doble lo cual representa un 111.80% y a partir del segundo año hasta el quinto el crecimiento presenta un crecimiento del 9.01% en promedio. Adicionalmente el consumo que ha pasado en participación a Luz del Sur SAA ha sido restado de la participación de las empresas generadoras, por tal motivo en nuestro primer año de operación su demanda se reduce en un 58,96% y en los siguientes años mantiene un porcentaje promedio de reducción del 18.35%.

Tabla N° 53: Variación de la participación del mercado de clientes libres

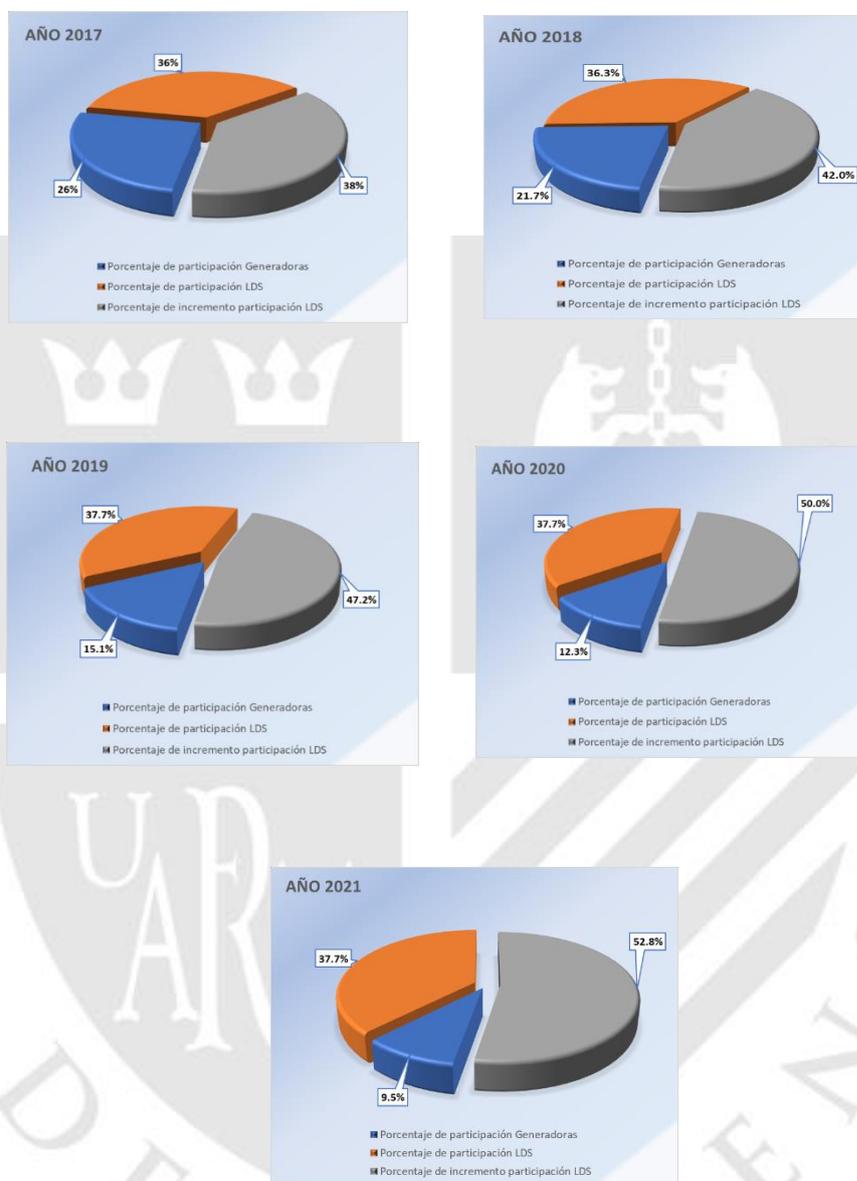
Año	Datos reales			Datos proyectados				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total de Clientes "Peaje"	19	19	23	18	18	18	18	18
Total de energía (GWh)	963.8	939.4	1,088.4	446.7	399.8	280.6	240.0	195.3
% Variación de energía		-2.53%	15.86%	-58.96%	-10.50%	-29.81%	-14.48%	-18.63%

Año	Datos reales			Datos proyectados				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total de Clientes Libres LDS	20	30	73	80	84	88	93	98
Energía Clientes Libres (GWh)	426.0	523.2	619.8	638.4	667.1	700.5	735.5	772.3
Energía Clientes "Peaje" (GWh)				674.4	771.7	878.6	976.5	1,081.5
Total de Energía LDS				1,312.8	1,438.9	1,579.1	1,712.1	1,853.8
% Variación de energía		22.80%	18.48%	111.80%	9.60%	9.74%	8.42%	8.28%

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Finalmente debemos decir que, nuestro porcentaje de participación en el primer año de operación será del 74,6% el cual tiene dos componentes: el primer componente corresponde a un 36,3% de los clientes libres que normalmente le compran a Luz del Sur SAA y el segundo componente corresponde a un 38.3% de los clientes libres del tipo Peaje que pasarán a Luz del Sur SAA, posteriormente al finalizar el quinto año llegaremos a un total de 90,5% de participación del mercado, del cual nuestro porcentaje de incremento sería del 52,8% tal como se puede apreciar en la figura N° 36.

Figura N° 36: Porcentaje de incremento de participación del mercado de clientes libres – Luz Del Sur SAA



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

El Estudio de Mercado nos ha ayudado a determinar los clientes potenciales y el posible comportamiento de la demanda en un mediano plazo (5 años), sin embargo, en el Capítulo V del Estudio Económico y Financiero se determinará si esta proyección es viable en el largo plazo (20 años).

CAPÍTULO III: ESTUDIO TÉCNICO

En este tercer capítulo de nuestro estudio de factibilidad, se definirán los aspectos técnicos relacionados a determinar la localización, tamaño y diseño de la planta de energía eólica, teniendo en cuenta a diversos aspectos relacionados según la legislación nacional vigente. Además, se establecerá el cronograma de actividades y los requerimientos necesarios para la implementación respectiva.

3.1 Localización

Para determinar la ubicación de la planta de energía eólica, se tendrá en cuenta la macrolocalización y microlocalización. En cuanto a la macrolocalización, es importante considerar el potencial eólico aprovechable por departamento⁵⁵ y la distancia en referencia a la ubicación de los clientes libres peaje, con respecto a la microlocalización se determinará la disponibilidad del terreno de acuerdo a la zona definida. En ambos casos se evaluarán las alternativas en base a factores involucrados como infraestructura, acceso a clientes y proveedores, acceso a servicios básicos y telecomunicaciones, marco normativo entre otros. A cada uno se le asignará un peso ponderado de acuerdo a la importancia para el proyecto.

3.1.1 Macrolocalización

En el presente estudio de macrolocalización de la planta de energía eólica se ha tomado en cuenta la información obtenida del Atlas Eólico del

⁵⁵ Potencial eólico aprovechable por departamento: Según publicación del atlas eólico del Perú 2016, efectuada por el Ministerio de Energía y Minas, páginas 103 y 104.

año 2016, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas en donde se describen los estudios de viento que se han desarrollado por cada departamento del Perú⁵⁶. Además, en la creación de los cuadros para el análisis respectivo, se han tomado en cuenta los siguientes factores: Recurso eólico, Comercial, Laboral, Infraestructura y Operacional, considerados por nosotros como los más influyentes en la toma de decisión para ubicar la óptima localización de la planta de energía eólica. Asimismo, los criterios de evaluación de cada factor y sus porcentajes calculados están indicados en la Tabla N° 54⁵⁷. El método utilizado para calcular los porcentajes de cada criterio es el de Comparaciones Pareadas⁵⁸.

Tabla N° 54: Criterios de Macrolocalización

FACTOR	Criterio		Porcentaje
Recurso Eólico	R1	Densidad de potencia desde moderado a excelente ($P/A > 300$ W/m ²) a 100 m	17%
	R2	Velocidad media del viento a 100 m (m/s)	19%
Comercial	C1	Cercanía a puerto marítimo (proveedores)	14%
	C2	Red vial existente Nacional (Km)	7%
Laboral	L1	Disponibilidad de mano de obra idónea	5%
	L2	Clima sindical	0%
Infraestructura	I1	Longitud de líneas de transmisión en operación (220 kV)	9%
	I2	Pendiente del terreno menor o igual al 15% en zonas de mayor potencial eólico	10%
	I3	Parques eólicos existentes	2%
Operacional	O1	Cercanía a los Clientes Peaje	9%
	O2	Red vial existente Departamental y Vecinal (Km)	3%
	O3	Densidad Poblacional (hab/km ²)	5%

Elaboración: Propia

Según los porcentajes obtenidos en la tabla N° 54, el criterio del clima sindical considerado dentro del factor laboral obtuvo un valor de 0%,

⁵⁶ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/, tabla de contenidos: Infraestructura Eléctrica, Vías de Comunicación, Eólica, Topografía.

⁵⁷ Ver Anexo 02: Tabla de Ponderación de Factores de Macrolocalización.

⁵⁸ Véase en Preparación y Evaluación de Proyectos, Sexta Edición, Nassir Sapag, Reinaldo Sapag, José Manuel Sapag. Método de Comparaciones Pareadas, Capítulo 9, Decisiones de localización, Cuadro 9.6

por tal motivo no será tomado en cuenta dentro de nuestro análisis. Por otro lado, en el Atlas Eólico del Perú del año 2016, sólo 9 Departamentos presentan potencial eólico aprovechable⁵⁹, sin embargo, para el presente análisis se ha eliminado al Departamento de Amazonas por no contar con el recurso eólico requerido para la potencia instalada calculada de la planta de energía eólica⁶⁰; a partir de estas consideraciones previas, se ha realizado el estudio correspondiente.

Para el primer criterio R1, se ha tomado en cuenta la información disponible del mapa eólico del Perú, puesta a disposición por el Ministerio de Energía y Minas⁶¹, en donde se han considerado las zonas de mayor potencial eólico por departamento, tomando como referencia una altura de 100 metros⁶², tal como se muestra en la tabla N° 56 utilizando los criterios de evaluación de la tabla N° 55. De igual forma utilizando el mismo recurso virtual para el segundo criterio R2, se han considerado las zonas de mayor velocidad del viento (m/s) para cada uno de los departamentos evaluados, tal como se muestra en la tabla N° 58 utilizando los criterios de evaluación de la tabla N° 57.

Para el tercer criterio C1, se ha contabilizado la cantidad de puertos marítimos disponibles para cada uno de los departamentos evaluados, dicha información también se encuentra disponible en el mapa eólico del Perú. En la tabla N° 60 se muestran los puntajes obtenidos, de acuerdo al criterio de evaluación de la tabla N° 59.

⁵⁹ Potencial eólico aprovechable por departamento: Según publicación del atlas eólico del Perú 2016, efectuada por el Ministerio de Energía y Minas, Tabla N° 23, página 104.

⁶⁰ Valor definido en la Tabla N° 45, Cálculo de la demanda del proyecto, 233 MW.

⁶¹ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁶² Altura de 100 metros: Se toma como referencia el potencial eólico aprovechable a una altura de 100 metros, tal como se indica en la tabla N° 23 del Atlas Eólico del Perú 2016, página 104.

Tabla N° 56: Puntaje por Departamento en relación a la densidad de la potencia

R1		
Dep.	Densidad de Potencia (100 m)	Puntaje
Piura	Excelente3: >800 W/m ²	5
Lambayeque	Excelente3: >800 W/m ²	5
Ica	Excelente3: >800 W/m ²	5
Arequipa	Excelente3: >800 W/m ²	5
La Libertad	Excelente3: >800 W/m ²	5
Cajamarca	Excelente3: >800 W/m ²	5
Ancash	Excelente3: >800 W/m ²	5
Lima	Excelente1: 500 a 600 W/m ²	3

Elaboración: Propia

Tabla N° 58: Puntaje por Departamento en relación a la velocidad media del viento

R2		
Dep.	Velocidad media del viento a 100 m (m/s)	Puntaje
Piura	16.48 m/s	5
Lambayeque	16.48 m/s	5
Ica	16.48 m/s	5
Arequipa	12.52 m/s	4
La Libertad	12.52 m/s	4
Cajamarca	12.52 m/s	4
Ancash	8.55 m/s	3
Lima	8.55 m/s	3

Elaboración: Propia

Tabla N° 60: Puntaje por Departamento en relación a la cantidad de puertos marítimos

C1		
Dep.	Cantidad de puertos marítimos	Puntaje
Piura	9	5
Lambayeque	1	5
Ica	4	5
Arequipa	3	5
La Libertad	2	5
Cajamarca	0	1
Ancash	6	5
Lima	16	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 55: Criterios de evaluación de tabla N° 56

Densidad de Potencia (100 m)	Puntaje
Pobre: 0 a 200 W/m ²	1
Escaso: 200 a 300 W/m ³	1
Moderado: 300 a 400 W/m ²	2
Bueno: 400 a 500 W/m ³	2
Excelente1: 500 a 600 W/m ²	3
Excelente2: 600 a 800 W/m ²	4
Excelente3: >800 W/m ²	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 57: Criterios de evaluación de tabla N° 58

Velocidad media del viento a 100 m (m/s)	Puntaje
0.62 m/s	1
4.59 m/s	2
8.55 m/s	3
12.52 m/s	4
16.48 m/s	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 59: Criterios de evaluación de tabla N° 60

Cantidad de puertos marítimos	Puntaje
0	1
>= 1	5

Elaboración: Propia

Para el cuarto criterio C2, se ha tomado en cuenta la longitud total (km) de carretera perteneciente a la red vial nacional, según información publicada por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones al 2016⁶³, los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 61 y los criterios de evaluación en la tabla N° 62.

Tabla N° 61: Puntaje por Departamento en relación a longitud de red vial existente

C2		
Dep.	Red vial existente Nacional 2016 (Km)*	Puntaje
Piura	1,740	5
Lambayeque	469	1
Ica	697	1
Arequipa	1,498	4
La Libertad	1,263	3
Cajamarca	1,740	5
Ancash	1,895	5
Lima	1,726	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 62: Criterios de evaluación de tabla N° 61

Fi	Fs	Puntaje
469	754	1
754	1,039	2
1,039	1,324	3
1,324	1,610	4
1,610	1,895	5

Elaboración: Propia

Para el quinto criterio L1, se ha tomado en cuenta al porcentaje de la población económicamente activa ocupada con estudios superiores del año 2013 como referencia, según información publicada por el Instituto Peruano de Economía⁶⁴, los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 64 y los criterios de evaluación en la tabla N° 63.

⁶³ Recurso virtual <http://www.mtc.gob.pe/estadisticas/transportes.html>

⁶⁴ Recurso virtual <http://www.ipe.org.pe/grandesavances>

Tabla N° 64: Puntaje por Departamento en relación a la PEAO

L1		
Dep.	% PEAO con estudios sup. (2013)*	Puntaje
Piura	26	3
Lambayeque	25	2
Ica	38	5
Arequipa	41	5
La Libertad	29	3
Cajamarca	15	1
Ancash	26	3
Lima	42	5

Elaboración: Propia

Para el sexto criterio I1, se ha tomado en cuenta la longitud de líneas de transmisión de 220 kV (km) para cada uno de los departamentos en evaluación, considerando la herramienta de medida disponible en el mapa eólico del Perú⁶⁵, los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 66 y los criterios de evaluación en la tabla N° 65.

Tabla N° 63: Criterios de evaluación de tabla N° 64

Fi	Fs	Puntaje
14.5	20.1	1
20.1	25.7	2
25.7	31.3	3
31.3	36.9	4
36.9	42.5	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 66: Puntaje por Departamento en relación a la longitud de las líneas de transmisión

I1		
Dep.	Líneas de transmisión operativas 220 kV (Km)	Puntaje
Piura	317.8	1
Lambayeque	228.6	1
Ica	463.8	3
Arequipa	485.5	3
La Libertad	316.0	1
Cajamarca	214.1	1
Ancash	612.8	4
Lima	800.0	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 65: Criterios de evaluación de tabla N° 66

Fi	Fs	Puntaje
213.6	330.9	1
330.9	448.3	2
448.3	565.7	3
565.7	683.1	4
683.1	800.5	5

Elaboración: Propia

Para el séptimo criterio I2, se ha tomado en cuenta los mapas de pendientes de la opción de topografía según tabla de contenidos,

⁶⁵ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

disponible en el mapa eólico del Perú⁶⁶, los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 68 y los criterios de evaluación en la tabla N° 67.

Tabla N° 68: Pendiente del terreno por Departamento

I2		
Dep.	Pendiente del terreno <= 15%	Puntaje
Piura	Ligeramente ondulado (3-8%)	5
Lambayeque	Plano o casi plano (<3%)	5
Ica	Plano o casi plano (<3%)	5
Arequipa	Ondulado (15-30%)	4
La Libertad	Ligeramente ondulado (3-8%)	5
Cajamarca	Fuertemente ondulado (30-60%)	3
Ancash	Ondulado (15-30%)	4
Lima	Ligeramente ondulado (3-8%)	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 67: Criterios de evaluación de tabla N° 68

Pendiente del terreno <= 15%	Puntaje
Plano o casi plano (<3%)	5
Ligeramente ondulado (3-8%)	5
Moderadamente ondulado (8-15%)	5
Ondulado (15-30%)	4
Fuertemente ondulado (30-60%)	3
Escarpado (60-75%)	2
Fuertemente escarpado (75%)	1

Elaboración: Propia

Para el octavo criterio I3, se ha tomado en cuenta la información disponible de la publicación del atlas eólico del Perú 2016 de los parques eólicos en operación⁶⁷, los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 70 y los criterios de evaluación en la tabla N° 69.

Tabla N° 70: Parque eólicos en operación en el Perú año 2016

I3		
Dep.	Parque eólicos en operación	Puntaje
Piura	1	3
Lambayeque	0	5
Ica	2	1
Arequipa	0	5
La Libertad	1	3
Cajamarca	0	5
Ancash	0	5
Lima	0	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 69: Criterios de evaluación de tabla N° 70

Fi	Fs	Puntaje
-0.5	0.1	5
0.1	0.7	4
0.7	1.3	3
1.3	1.9	2
1.9	2.5	1

Elaboración: Propia

⁶⁶ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁶⁷ Atlas eólico del Perú 2016: Ver tabla N° 21 de la página 102.

Para el noveno criterio O1, se ha utilizado la herramienta de medidas (distancia en kilómetros) disponible en el mapa eólico del Perú⁶⁸, la medición efectuada se ha realizado desde la zona de mayor potencial eólico de los departamentos en estudio hacia el distrito de Villa María del Triunfo en Lima, en donde se ubica el cliente Unidad de Cementos Atocongo tomado como referencia. Los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 72 y los criterios de evaluación en la tabla N° 71.

Tabla N° 72: Distancias en Km desde las zonas de mayor potencial eólico hacia Cliente Peaje

O1		
Dep.	Distancia de referencia (km)	Puntaje
Piura	885.3	1
Lambayeque	690.2	2
Ica	339.7	4
Arequipa	512.6	3
La Libertad	497.3	3
Cajamarca	765.3	1
Ancash	234.9	4
Lima	13.8	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 71: Criterios de evaluación de tabla N° 72

Fi	Fs	Puntaje
13.3	187.8	5
187.8	362.3	4
362.3	536.8	3
536.8	711.3	2
711.3	885.8	1

Elaboración: Propia

Para el décimo criterio O2, se ha tomado en cuenta la longitud total (km) de carretera perteneciente a la red vial departamental y vecinal, según información publicada por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones al 2016⁶⁹, los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 74 y los criterios de evaluación en la tabla N° 73.

⁶⁸ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁶⁹ Recurso virtual <http://www.mtc.gob.pe/estadisticas/transportes.html>

Tabla N° 74: Red vial existente departamental y vecinal 2016

O2		
Dep.	Red vial existente Departamental y Vecinal 2016 (Km)	Puntaje
Piura	7,202	3
Lambayeque	2,720	1
Ica	2,786	1
Arequipa	7,915	3
La Libertad	7,492	3
Cajamarca	12,840	5
Ancash	8,927	4
Lima	5,851	2

Elaboración: Propia

Para el último criterio O3, se ha tomado en cuenta la densidad de la población al 2016 (habitante por kilómetro cuadrado) tomando en cuenta a los departamentos en estudio, según información disponible del INEI⁷⁰. Los puntajes obtenidos se muestran en la tabla N° 76 y los criterios de evaluación en la tabla N° 75.

Tabla N° 76: Densidad poblacional año 2016

O3		
Dep.	Densidad Poblacional 2016 (hab/km ²)	Puntaje
Piura	52.12	5
Lambayeque	87.76	4
Ica	37.27	5
Arequipa	20.54	5
La Libertad	73.82	4
Cajamarca	46.05	5
Ancash	32.18	5
Lima	286.71	1

Elaboración: Propia

Tabla N° 73: Criterios de evaluación de tabla N° 74

Fi	Fs	Puntaje
2,719	4,743	1
4,743	6,768	2
6,768	8,792	3
8,792	10,816	4
10,816	12,841	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 75: Criterios de evaluación de tabla N° 76

Fi	Fs	Puntaje
20.0	73.5	5
73.5	126.9	4
126.9	180.3	3
180.3	233.8	2
233.8	287.2	1

Elaboración: Propia

⁷⁰ Recurso virtual

http://www.inei.gov.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitaless/Est/Lib1391/libro.pdf

Al finalizar el análisis se obtiene que la mejor opción es el departamento de Ica, dado que obtuvo la mayor puntuación tal como se muestra en la Tabla N° 77.

Tabla N° 77: Evaluación de Macrolocalización

Factor	Peso (%)	Ubicaciones posibles							
		Piura	Lambayeque	Ica	Arequipa	La Libertad	Cajamarca	Ancash	Lima
R1	17%	5	5	5	5	5	5	5	3
R2	19%	5	5	5	4	4	4	3	3
C1	14%	5	5	5	5	5	1	5	5
C2	7%	5	1	1	4	3	5	5	5
L1	5%	3	2	5	5	3	1	3	5
I1	9%	1	1	3	3	1	1	4	5
I2	10%	5	5	5	4	5	3	4	5
I3	2%	3	5	1	5	3	5	5	5
O1	9%	1	2	4	3	3	1	4	5
O2	3%	3	1	1	3	3	5	4	2
O3	5%	5	4	5	5	4	5	5	1
		4.10	3.78	4.26	4.22	3.90	3.16	4.21	3.97

Elaboración: Propia

En base a los porcentajes calculados en los criterios de evaluación. A pesar de la existencia de otros parques eólicos en operación en el mismo departamento, en el atlas eólico del Perú, desarrollado por el Ministerio de Energía y Minas, se puede apreciar que existe aún potencial eólico aprovechable.

3.1.2 Microlocalización

Para del análisis de la microlocalización de la planta de energía eólica, se ha tomado en cuenta el resultado obtenido del análisis de macrolocalización, que corresponde al departamento de Ica. En esta etapa de estudio, se debe considerar, como parte fundamental para la selección de la zona de ubicación de la planta, que en este departamento se ubica La Reserva Nacional de Paracas, la cual fue creada con el fin de dar protección a la flora y fauna silvestre que vive en el lugar. En el presente estudio se

aplica el mismo método de Análisis por Comparaciones Pareadas⁷¹. A continuación, en la figura N° 37 se muestran las provincias del departamento de Ica, las cuales nos servirán para el análisis de Microlocalización:

Figura N° 37: Mapa Provincial de Ica



Fuente: Peru Tourist Guide

En la creación de los cuadros para el análisis respectivo, se han tomado en cuenta los siguientes factores: Recurso eólico, Terreno, Disponibilidad de Servicios Básicos, Infraestructura y Operacional, tal como se muestra en la Tabla N° 78⁷²:

⁷¹ Véase en Preparación y Evaluación de Proyectos, Sexta Edición, Nassir Sapag, Reinaldo Sapag, José Manuel Sapag. Método de Comparaciones Pareadas, Capítulo 9, Decisiones de localización, Cuadro 9.6

⁷² Ver Anexo 03: Tabla de Ponderación de Factores de Microlocalización.

Tabla N° 78: Criterios de Microlocalización

FACTOR	Criterio		Peso
Recurso Eólico	R1	Densidad de potencia desde moderado a excelente ($P/A > 300$ W/m^2) a 100 m	16%
	R2	Velocidad media del viento a 100 m (m/s)	18%
Terreno	T1	Precio por metro cuadrado	13%
	T2	Disponibilidad del terreno (zonas intangibles)	15%
	T3	Pendiente del terreno menor o igual al 15%	2%
Disponibilidad de Servicios Básicos	D1	Acceso a agua y desagüe	4%
	D2	Cobertura móvil	2%
Infraestructura	I1	Longitud de líneas de transmisión en operación 220kV	7%
	I2	Parques eólicos existentes	5%
Operacional	O1	Cercanía a los Clientes Peaje	11%
	O2	Red vial existente Departamental y Vecinal (Km)	7%

Elaboración: Propia

Las alternativas han sido evaluadas en función de estos criterios de selección con una escala de valor de 1 a 5 de acuerdo a su desempeño relativo.

Con respecto al primer factor, se han tomado en consideración la escala de valores de acuerdo a las tablas N° 79 y N° 80, según información obtenida del mapa eólico del Perú, puesto a disposición por el Ministerio de Energía y Minas⁷³:

Tabla N° 79: Densidad de Potencia según Provincias de Ica

R1		
Provincia	Densidad de Potencia (100 m) en zona costera aprovechable	Puntaje
Palpa, Chincha	Pobre: 0 a 200 W/m^2	1
	Escaso - Moderado: 200 a 500 W/m^3	2
Pisco	Excelente1: 500 a 800 W/m^2	3
	Excelente2: 600 a 800 W/m^2	4
Ica, Nazca	Excelente3: $>800 W/m^2$	5

Elaboración: Propia

⁷³ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

Tabla N° 80: Velocidad del viento según Provincias de Ica

R2		
Provincia	Velocidad del viento (100 m) en zona costera aprovechable	Puntaje
Palpa, Chincha	0.62 m/s	1
	4.59 m/s	2
Pisco	8.55 m/s	3
	12.52 m/s	4
Ica, Nazca	16.48 m/s	5

Elaboración: Propia

Con respecto al segundo factor, se han tomado en consideración los siguientes valores para cada criterio, mostrados a continuación en las tablas N° 81, N° 82 y N° 83:

Tabla N° 81: Precio de terrenos en Ica (US\$ / m²)

T1		
Provincia	Precio US\$/m ²	Puntaje
Pisco	8	1
Nazca	8	2
Chincha	6	3
Ica	6	4
Palpa	3	5

Elaboración: Propia

Para obtener los precios de los terrenos en Chincha⁷⁴, Pisco⁷⁵, Ica⁷⁶, Palpa⁷⁷ y Nazca⁷⁸ se consultaron diversas páginas web disponibles en Internet.

⁷⁴ Recurso virtual http://chinchaalta.locanto.com.pe/ID_1252908297/OCACION-SE-VENDE-TERRENO-AGRICOLA-DE-PRIMERA.html

⁷⁵ Recurso virtual <https://pisco.olx.com.pe/vendo-terreno-iid-958598724>

⁷⁶ Recurso virtual <https://ciudadica.olx.com.pe/terreno-agricola-en-el-valle-de-ica-iid-952615217>

⁷⁷ Recurso virtual <https://palpa.olx.com.pe/terreno-en-palpa-ica-3m-2-km-400-de-la-panamericana-iid-942746642>

⁷⁸ Recurso virtual <https://nazca.olx.com.pe/venta-de-terreno-4-hectareas-iid-898996316>

Tabla N° 82: Disponibilidad de terreno, sin restricción de zonas protegidas

T2		
Provincia	Disponibilidad de terreno (zonas costeras aprovechables, sin restricción de zona arqueológica)	Puntaje
Palpa	No tiene vientos favorables para el desarrollo del proyecto	1
Pisco	La zona con vientos favorables está dentro de zona protegida	1
Chincha	No tiene vientos favorables para el desarrollo del proyecto	1
Ica	67.6 Km2	4
Nazca	82.9 Km2	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 83: Pendiente del terreno según Provincias de Ica

T3		
Provincia	Pendiente del terreno menor o igual al 15%	Puntaje
Palpa	Fuertemente ondulado 30-60%	1
	Ondulado 15-30%	2
Ica, Nazca	Moderadamente ondulado 8-15%	3
Pisco	Ligeramente ondulado 3-8%	4
Chincha	Plano o casi plano <3%	5

Elaboración: Propia

Para la elaboración de las tablas N° 82 y 83, se ha utilizado la información disponible en el mapa eólico del Perú, puesto a disposición por el Ministerio de Energía y Minas⁷⁹.

Para el factor de la disponibilidad de servicios básicos, se tienen las tablas N° 84 y N° 85. Para la elaboración de dichas tablas se utilizó información disponible del Instituto Nacional de Estadística e Informática⁸⁰ y del Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones⁸¹ respectivamente.

⁷⁹ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁸⁰ Fuente INEI, mapa de déficit de agua y saneamiento básico a nivel distrital 2007, cuadro N° 2.9. páginas 39, 40 y 41.

⁸¹ Recurso virtual <http://www2.osiptel.gob.pe/Coberturamovil/#>

Tabla N° 84: Porcentaje de viviendas con acceso a agua y desagüe según Provincias de Ica

D1		
Provincia	Acceso a agua y desagüe	Puntaje
Palpa	46%	1
Pisco	48%	2
Chincha	57%	3
Ica	58%	4
Nazca	60%	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 85: Porcentaje de cobertura móvil por Provincias de Ica

D2		
Provincia	Cobertura móvil	Puntaje
Nazca	43%	1
Chincha	50%	2
Palpa	51%	3
Pisco	71%	4
Ica	87%	5

Elaboración: Propia

Para el análisis de la infraestructura, se ha tomado en consideración la información detallada en las tablas N° 86 y N° 87. En la elaboración de dichas tablas se utilizó la información disponible en el mapa eólico del Perú, puesto a disposición por el Ministerio de Energía y Minas⁸² y de la base de datos mundial sobre la energía eólica, respectivamente⁸³.

Tabla N° 86: Longitud de líneas de transmisión (km)

I1		
Provincia	Longitud de líneas de transmisión en operación 220kV	Puntaje
Palpa	8.22 Km	1
Chincha	36.6 Km	2
Pisco	110 Km	3
Nazca	113 Km	4
Ica	120 Km	5

Elaboración: Propia

⁸² Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁸³ Recurso virtual https://www.thewindpower.net/country_windfarms_en_62_peru.php

Tabla N° 87: Parques eólicos existentes

I3		
Provincia	Parques eólicos existentes	Puntaje
Nazca	4 (Wayra I, Marcona, San Juan de Marcona, Tres Hermanas)	1
		2
		3
		4
Chincha, Pisco, Palpa, Ica	Ninguno	5

Elaboración: Propia

Finalmente, para el análisis del factor operacional, se han considerado los datos de las tablas N° 88 y N° 89, en donde se ha utilizado la información disponible en el mapa eólico del Perú, puesto a disposición por el Ministerio de Energía y Minas⁸⁴ y la información disponible en internet del Google Maps⁸⁵, respectivamente.

Tabla N° 88: Cercanía a los clientes peaje

O1		
Provincia	Cercanía a los clientes peaje	Puntaje
Nazca	414.57 Km	1
Palpa	358.27 Km	2
Ica	335.44 Km	3
Pisco	200.39 Km	4
Chincha	175.98 Km	5

Elaboración: Propia

Tabla N° 89: Red Nacional de Carreteras Existente según Provincias de Ica

O2		
Provincia	Red Nacional de Carreteras Existente	Puntaje
Chincha	36.1 Km	1
Pisco	41.2 Km	2
Palpa	43 Km	3
Ica	118.7 Km	4
Nazca	135.57 Km	5

Elaboración: Propia

⁸⁴ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁸⁵ Recurso virtual <https://www.google.com.pe/maps/>

Al finalizar el análisis se obtiene que la mejor opción, es la provincia de Ica, dado que obtuvo la mayor puntuación tal como se muestra en la Tabla N° 90.

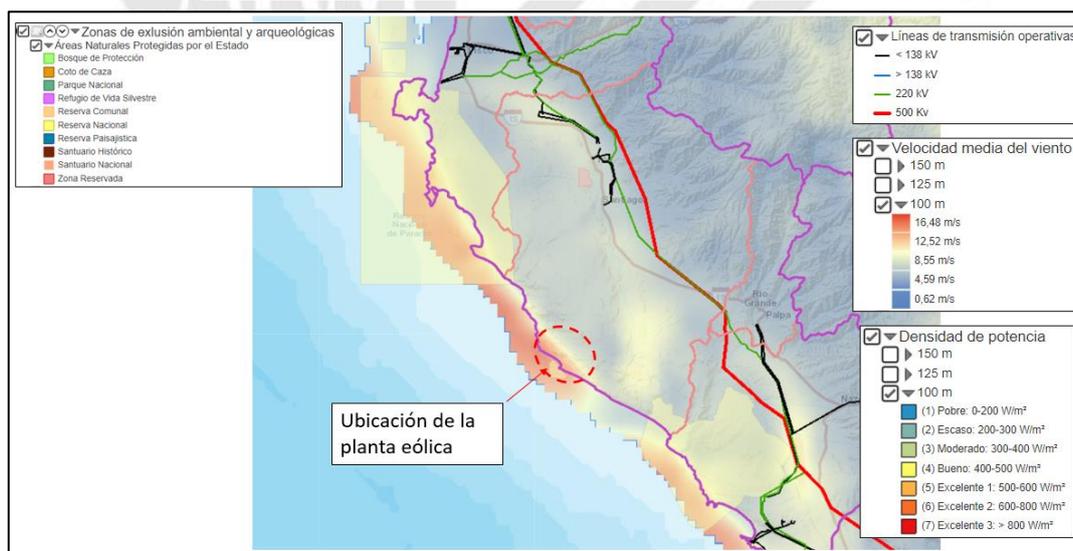
Tabla N° 90: Evaluación de Microlocalización

	Peso %	Chincha	Pisco	Ica	Palpa	Nazca
R1	16%	1	3	5	1	5
R2	18%	1	3	5	1	5
T1	13%	3	1	4	5	2
T2	15%	3	2	4	1	5
T3	2%	5	4	3	1	3
D1	4%	5	4	5	4	5
D2	2%	2	4	5	3	1
I1	7%	2	3	5	1	4
I2	5%	5	5	5	5	1
O1	11%	5	4	3	2	1
O2	7%	1	2	4	3	5
		2.51	2.82	4.40	2.13	3.78

Elaboración: Propia

El área en donde estaría ubicada la futura planta de energía eólica es la que se muestra en la figura N° 38.

Figura N° 38: Ubicación de la Planta Eólica



Elaboración: Propia

Dicha figura ha sido obtenida a través del recurso virtual puesto a disposición del Ministerio de Energía y Minas⁸⁶, en el cual se ha definido que la zona costera de la provincia de Ica, es la que presenta mayor recurso eólico y las mejores condiciones tomadas en cuenta durante el análisis previo.

3.2 Tamaño

El tamaño de la central de energía eólica se divide en cinco zonas principales: Zona de aerogeneradores, accesos, edificios, zona de transformadores, zona de maniobra y seccionamiento (patio de llaves).

Para el cálculo de la superficie total de distribución, se ha tomado en cuenta el cálculo de las tres superficies parciales como son: Superficie estática (Ss)⁸⁷, Superficie de gravitación o superficie de giro (Sg)⁸⁸ y la superficie de evolución (Se)⁸⁹, según el manual de Estudios de Factibilidad de Inversión Privada⁹⁰. Cabe mencionar que sólo para el cálculo del área de la zona de aerogeneradores, se ha tomado en cuenta la distancia de separación de 4 veces el diámetro del modelo seleccionado, y en paralelo una distancia de 7 veces el diámetro del modelo seleccionado⁹¹.

3.2.1 Zona de aerogeneradores

⁸⁶ Recurso virtual http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/

⁸⁷ Superficie estática (Se): Se refiere a la superficie ocupada por una máquina, equipo, mueble o instalación, considerando la vista de planta.

⁸⁸ Superficie de giro (Sg): Se refiere a la superficie utilizada alrededor de los puestos de trabajo por el obrero y por el material acopiado para las operaciones en curso.

⁸⁹ Superficie de evolución (Se): Se refiere a la superficie que se debe reservar entre los puestos de trabajo para los desplazamientos del personal, del material y para el mantenimiento.

⁹⁰ Manual de Estudios de Factibilidad de Inversión Privada: Profesor José Cieza Zevallos, UARM, páginas 67, 68, 69 y 70.

⁹¹ Localización óptima de los generadores en un parque eólico: Libro El ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos, Autor Enríquez Harper, página 88.

Corresponde al parque eólico, el cual contará con 56 aerogeneradores de la marca Vesta de 4.2 MW⁹² cada uno, ubicados en el área con mejor velocidad y densidad del viento de la zona.

La cantidad de aerogeneradores ha sido calculada en base a la potencia total del proyecto que es de 233 MW, tal como se muestra en la tabla N° 91.

Tabla N° 91: Cantidad de aerogeneradores

Marca	Modelo	Potencia por turbina (MW)	Potencia del Proyecto (MW)	Cantidad de turbinas
Vestas	V150-4.2MW	4.20	233	56
Vestas	V136-4.2MW	4.20		56
Vestas	V136-3.45MW	3.45		68
Vestas	V126-3.45MW	3.45		68
Vestas	V117-4.2MW	4.20		56
Vestas	V117-3.45MW	3.45		68
Vestas	V112-3.45MW	3.45		68
Vestas	V105-3.45MW	3.45		68
Vestas	V120-2.0MW	2.00		117
Vestas	V116-2.0MW	2.00		117
Vestas	V110-2.0MW	2.00		117
Vestas	V100-2.0MW	2.00		117
Vestas	V90-2.0MW	2.00		117
Vestas	V90-3.0MW	3.00		78

Elaboración: Propia

3.2.2 Accesos

Son los caminos al interior de la central eólica, los cuales debe tener espacio para maniobrar grúas de 160 toneladas. Además, se debe considerar caminos de acceso peatonal a los edificios.

3.2.3 Edificios

Para el desarrollo de las edificaciones se toma en cuenta el Reglamento Nacional de Edificaciones de junio 2006. Los edificios de la central de energía eólica corresponden a: caseta de control, caseta de tableros auxiliares, caseta de grupo electrógeno, garita de vigilancia, servicios higiénicos, estacionamiento y almacén.

⁹² Recurso virtual <https://www.vestas.com/>

3.2.4 Zona de transformadores

Corresponde a las obras civiles para cimientos de transformadores, fosa para aceite en caso de derrames, muros cortafuegos, pórticos para cables y aisladores.

Para nuestro estudio de factibilidad, se considerarán 3 transformadores de 100 MVA cada uno, con la finalidad de poder programar trabajos de mantenimiento sin afectar la continuidad del servicio, tal como se muestra en la tabla N° 92.

Tabla N° 92: Cantidad de transformadores

Factor de Potencia (Promedio)	0.97
Potencia MVA	241
Potencia por Transformador (MVA)	100
Cantidad de transformadores	3
Potencia total MVA	300

Elaboración: Propia

3.2.5 Zona de maniobra y seccionamiento

Esta zona es el espacio donde está instalado todo el equipamiento eléctrico para la maniobra y seccionamiento, como son los interruptores y seccionadores. Además, cuenta con pórticos para el anclaje de los cables aéreos / subterráneos. Se debe tomar en cuenta la separación eléctrica de acuerdo a la Código Nacional de Electricidad.

3.2.6 Área total

Se aprecia en la Tabla N° 93, que el área mínima requerida para la conformación de la central eólica es de un total de 5108 hectáreas⁹³, las cuales incluyen el área del parque eólico, la línea de transmisión y el área de la subestación de transformación.

⁹³ Ver Anexo 04: Cálculo de la superficie total de distribución.

Tabla N° 93: Área total del proyecto

	m ²	ha
Superficie total del Parque Eólico (Stt)	48,682,501.7	4,868.3
Superficie total de la Línea de Transmisión (Stt)	2,385,292.3	238.5
Superficie total de la Subestación La Esperanza (Stt)	13,162.3	1.3
Superficie total de trabajo (Stt)	51,080,956	5,108.1

Elaboración: Propia

Cabe indicar que, en referencia al área calculada, el parque eólico Tres Hermanas ubicado en Ica, con una potencia nominal de 90 MW y 33 aerogeneradores instalados, ocupa un área de 1800 hectáreas según publicación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería⁹⁴.

3.3 Características físicas

En este punto se detallan las características de la infraestructura, equipamiento y la distribución de los mismos en la central eólica.

3.3.1 Infraestructuras

a) **Subestación Eléctrica de Transformación:** Se compone de los siguientes elementos indicados en la tabla N° 94.

⁹⁴ Recurso virtual <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/noticias/noticias/energias-renovables/Osinergmin-informa-puesta-en-operacion-comercial-del-parque-eolico-Tres-Hermanas>

Tabla N° 94: Área detallada de la SET

Elementos Estáticos	St (m²)
SE 20/220 kV	1,609.9
Sala de telecontrol	322.0
Áreas administrativas	193.2
Comedor	85.9
Almacén de Repuestos	10,732.5
SSH	25.8
Cocheras	193.2
Superficie total de la Subestación La Esperanza (Stt)	13,162.3

Elaboración: Propia

Los elementos están distribuidos desde la alimentación de los aerogeneradores (20 kV), pasando por la etapa de transformación (conformada por los tres transformadores de 100MVA cada uno) hacia el punto de entrega a la línea de transmisión (220 Kv), la cual se conectará al sistema interconectado nacional, tal como se muestra en la figura N° 39.

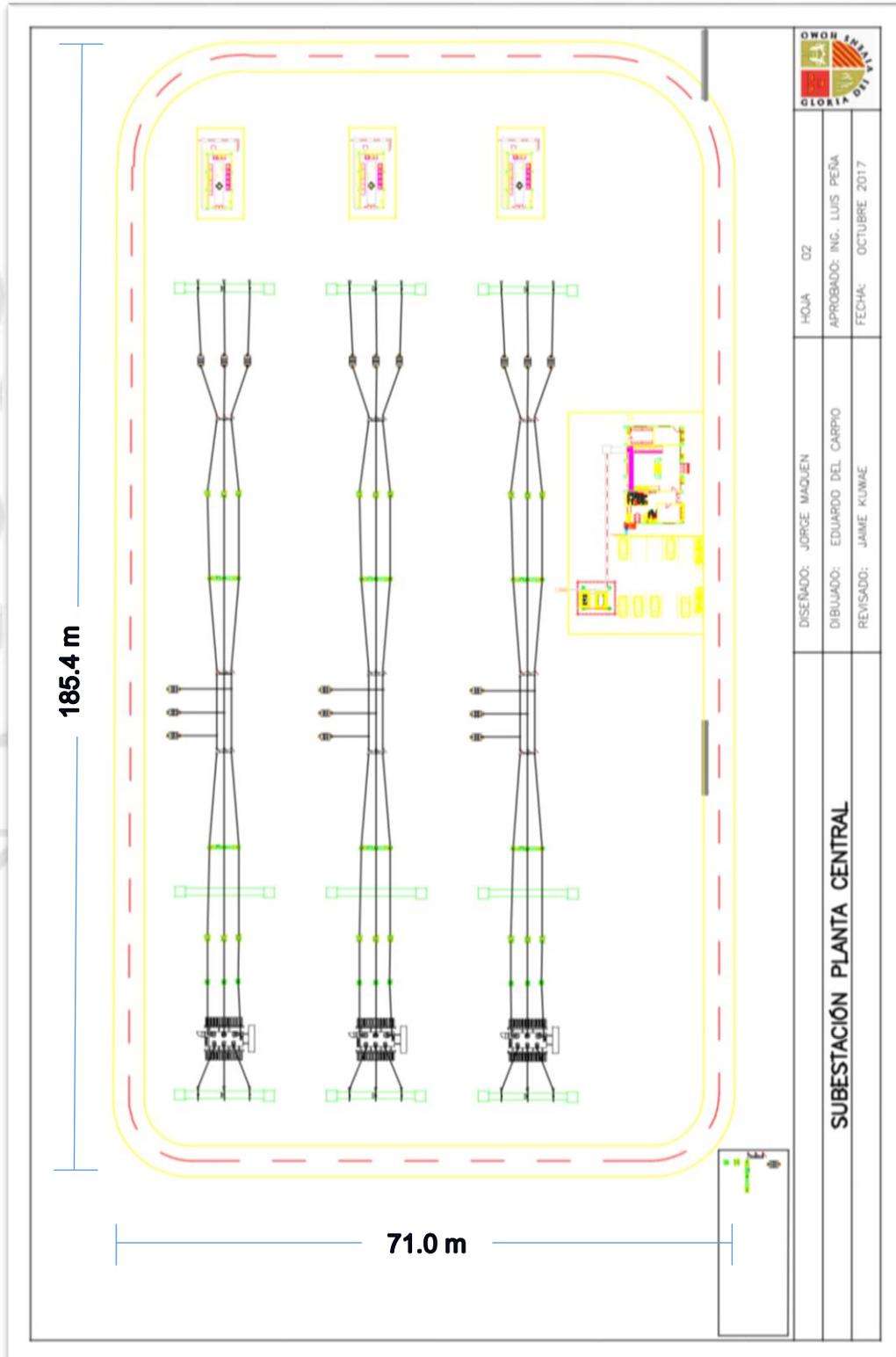
- b) Parque Eólico (Esquema Unifilar):** Se compone de 56 aerogeneradores. El área que ocuparían se indica en la tabla N° 95, y en las figuras N° 40 y 41 se muestra la distribución de los aerogeneradores por cada transformador de potencia.

Tabla N° 95: Área total de los aerogeneradores

Elementos Estáticos	St (m²)
Turbinas Vestas V 150/4200	48,682,501.7

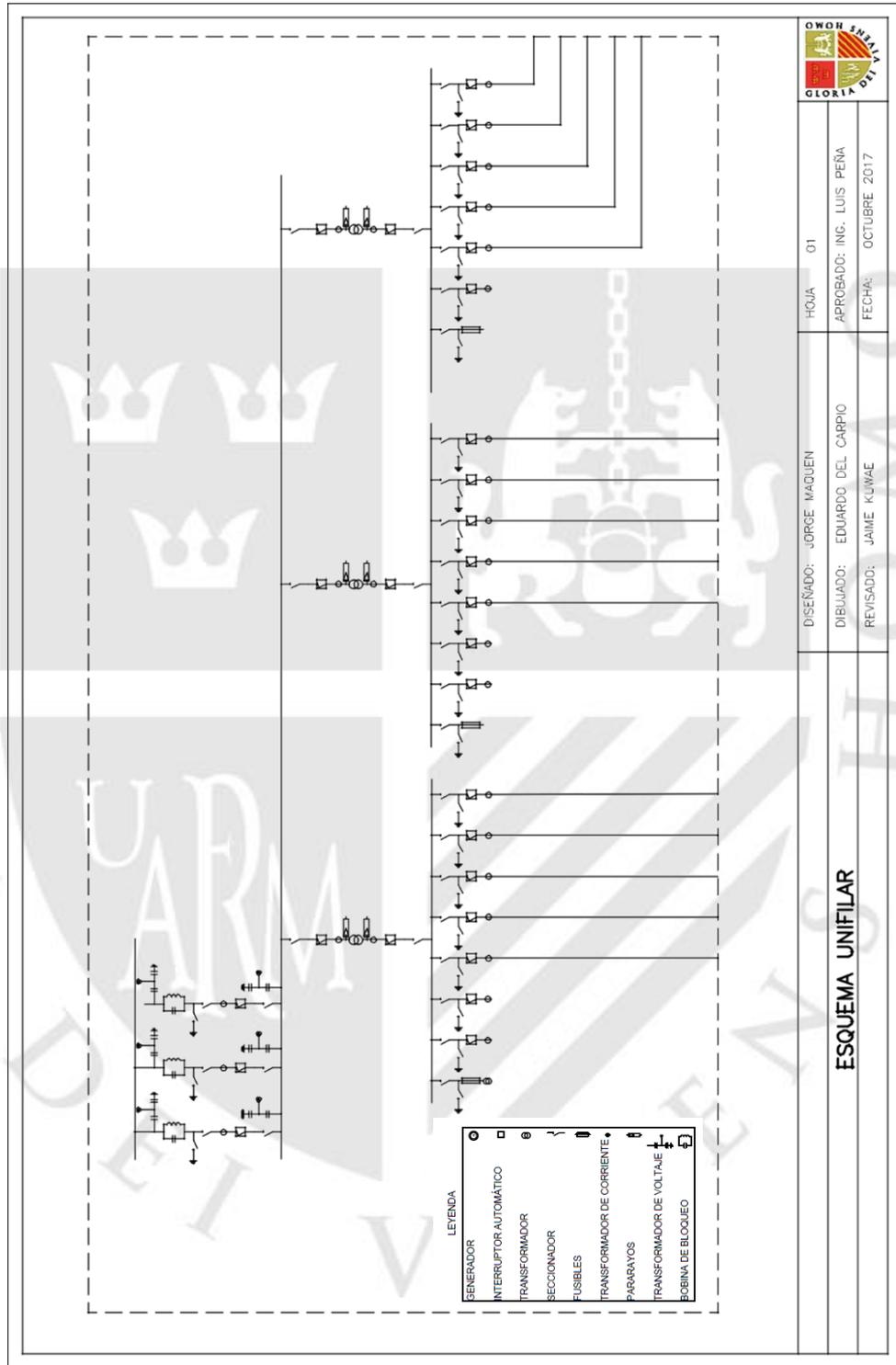
Elaboración: Propia

Figura N° 39: Subestación Planta Central



Elaboración: Propia

Figura N° 40: Esquema unifilar de aerogeneradores



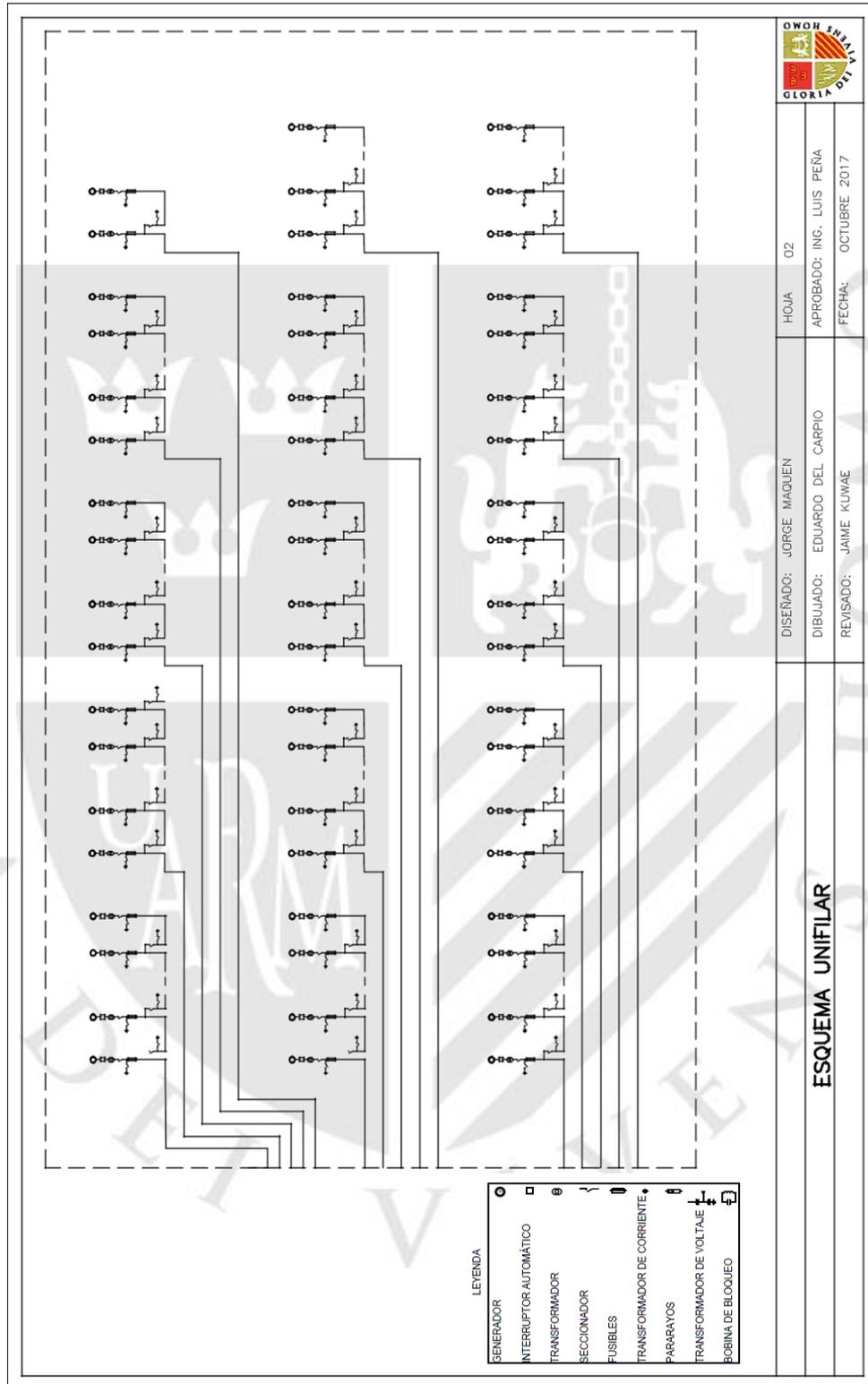
HOJA	01
APROBADO:	INC. LUIS PEÑA
FECHA:	OCTUBRE 2017

DISEÑADO:	JORGE MADUEN
DIBUJADO:	EDUARDO DEL CARPIO
REVISADO:	JAI ME KUWAE

ESQUEMA UNIFILAR	
-------------------------	--

Elaboración: Propia

Figura N° 41: Esquema unifilar de aerogeneradores
(continuación)



Elaboración: Propia

3.3.2 Equipamiento

Para el equipamiento de la central eólica se tomará en cuenta la implementación del parque eólico, el cual no sólo incluye la compra de los aerogeneradores, sino también las obras civiles asociadas a la instalación de estos, además la construcción de la subestación de transformación⁹⁵, la línea de transmisión⁹⁶ desde la subestación hasta la línea de transmisión de 220 kV perteneciente al sistema interconectado nacional, y la compra respectiva del terreno necesario para las operaciones.

a) Aerogeneradores

Para la selección de los aerogeneradores, se ha tomado en consideración a las dos marcas utilizadas en los parques eólicos en operación en el Perú⁹⁷, las cuales son Vestas y Siemens⁹⁸.

Adicionalmente se ha tomado en cuenta a la inversión estimada total, la cantidad de turbinas a utilizar y al área de barrido del rotor en metros cuadrados⁹⁹, la cual se encuentra en relación directa a la potencia nominal, lo que significa que a mayor área de barrido tenemos una mayor potencia nominal del aerogenerador¹⁰⁰.

Con toda la información obtenida y utilizando el método DELPHI con la escala de Likert reducida¹⁰¹, se ha determinado que el modelo V 150-4.2 MW de la marca Vestas, sería el más adecuado para nuestro proyecto tal como se muestra en la tabla N° 96, utilizando la tabla de puntuación N° 97.

⁹⁵ Subestación de transformación: Estará conformada por tres transformadores de 100 MVA cada uno, y el nivel de transformación será de 20/220 kV.

⁹⁶ Línea de transmisión: Tendrá una longitud de 44.5 km desde la ubicación del parque eólico hasta la línea de transmisión del sistema interconectado nacional.

⁹⁷ Atlas Eólico del Perú 2016: Ver tabla N° 21 de la página 102.

⁹⁸ Recurso virtual https://www.thewindpower.net/country_windfarms_es_62_peru.php

⁹⁹ Ver Anexo 05: Cuadro de Inversión estimada, cantidad de aerogeneradores y área de barrido.

¹⁰⁰ Ver tabla Regla de dedo para el área de barrido, diámetro del rotor y potencia nominal, del libro el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos del autor Enríquez Harper, página 77.

¹⁰¹ Escala de Likert reducida, se consideran los valores del 1 al 3.

Tabla N° 96: Método Delphi para la selección del tipo de turbina

Marca	Modelo	Variable			Total
		Inversión estimada	Cantidad de turbinas	Área de barrido	
		A	B	C	
		Inversa	Inversa	Directa	
		45%	35%	20%	100%
Vestas	V150-4.2MW	3	3	3	3.0
	V136-4.2MW	3	3	2	2.8
	V136-3.45MW	3	3	2	2.8
	V126-3.45MW	3	3	2	2.8
	V117-4.2MW	3	3	2	2.8
	V117-3.45MW	3	3	2	2.8
	V112-3.45MW	3	3	1	2.6
	V105-3.45MW	3	3	1	2.6
	V120-2.0MW	1	1	2	1.2
	V116-2.0MW	1	1	2	1.2
	V110-2.0MW	1	1	1	1.0
	V100-2.0MW	1	1	1	1.0
	V90-2.0MW	1	1	1	1.0
	V90-3.0MW	2	2	1	1.8
Siemens	SWT-3.0-101	2	2	1	1.8
	SWT-3.2-101	2	2	1	1.8
	SWT-3.4-101	3	3	1	2.6
	SWT-3.0-108	2	2	1	1.8
	SWT-3.2-108	2	2	1	1.8
	SWT-3.4-108	3	3	1	2.6
	SWT-3.0-113	2	2	2	2.0
	SWT-3.2-113	2	2	2	2.0
	SWT-3.3-130	2	2	2	2.0
	SWT-2.3-101	1	1	1	1.0
SWT-2.3-108	1	1	1	1.0	
SWT-2.3-120	1	1	2	1.2	

Elaboración: Propia

Tabla N° 97: Tabla de puntajes para la elaboración de la tabla N° 94

Inversión estimada MMUS\$	Puntaje
De 300 a 400	3
De 401 a 500	2
De 501 a 600 +	1

Cantidad de turbinas	Puntaje
De 50 a 70	3
De 71 a 90	2
De 91 a 110 +	1

Área de barrido (m ²)	Puntaje
De 5000 a 10000	1
De 10000 a 15000	2
De 15001 a 20000	3

Elaboración: Propia

En base a la cantidad de aerogeneradores requerida y, considerando el costo unitario actualizado hasta el año 2016, de acuerdo a la variación porcentual anual de la inflación¹⁰². Se ha estimado el presupuesto respectivo de los aerogeneradores, tal como se muestra en la tabla N° 98.

Tabla N° 98: Presupuesto de aerogeneradores en US\$

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P01	Capítulo		EQUIPOS	1	86,199,069.1	86,199,069.1
P0101	Partida	u	AEROGENERADOR 4.2 MW	56	1,539,269	86,199,069.1

Aerogenerador 4.2 MW
 Incluye:
 1. Rotor (bujes y palas)
 2. Góndola (adaptador, corono de giro, chasis, generador, acoplamiento elástico, freno, multiplicador, eje principal, rodamiento principal, sistema hidráulico, sistema de orientación y otros sistemas auxiliares y carcasa)
 3. Torre
 4. Carrete de anclaje
 5. Armario de potencia y control
 6. Protección contra rayos
 7. Transformador de potencia (4,200 kVA, 20/0.69 kV) en el interior
 8. Celdas de conexión de 24 kV, en la base del aerogenerador
 9. Sistema de telecontrol
 Se contempla el suministro, el transporte, el montaje, las pruebas y la puesta en marcha.

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
 Elaboración: Propia

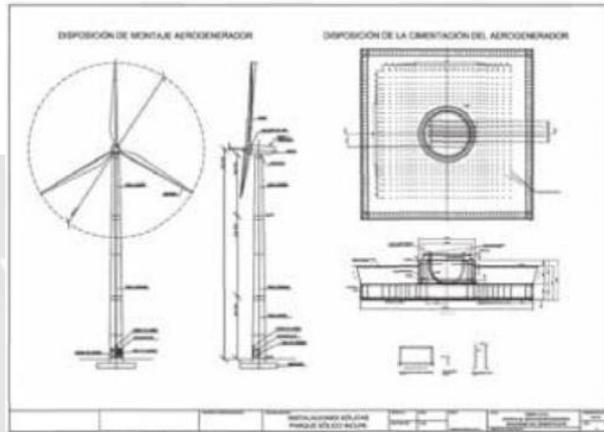
Cada aerogenerador debe tener una cimentación respectiva. Además, se deberá contar con el plano de cimentación y toma a tierra del aerogenerador, el cual debe contener los detalles de la cimentación, excavación, elementos de fijación y diseño de la ferralla que se utilizará, tal como se muestra en la figura N° 42.

Las cimentaciones son muy importantes dado que, en ella se apoyarán todos los elementos electromecánicos y por lo tanto tienen que estar

¹⁰² Variación porcentual de la inflación: Desde el año 2012 al 2015 se toma como referencia a los datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática. Para el año 2016 se toma como referencia la información del Banco Central de Reserva del Perú.

preparadas para soportar esfuerzos y vibraciones tal como se muestra en la figura N° 43.

Figura N° 42: Plano de cimentación de aerogeneradores



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 77
Elaboración: Luis Romero Lozano

Figura N° 43: Cimentaciones de los aerogeneradores



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 78
Elaboración: Luis Romero Lozano

En base a la cantidad de aerogeneradores requerida y, considerando el costo unitario actualizado hasta el año 2016, de acuerdo a la variación

porcentual anual de la inflación¹⁰³. Se ha estimado el presupuesto respectivo de las cimentaciones, tal como se muestra en la tabla N° 99.

Tabla N° 99: Presupuesto de las cimentaciones en US\$

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P02	Capítulo		CIMENTACIONES	1	9,870,122.4	9,870,122.4
P0201	Partida	u	CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 4.2 MW	56	176,252	9,870,122
			Cimentación para aerogenerador 4.2 MW, completamente terminada, incluso colocación y nivelación de virola de torre y sellado de tubos de entrada. Red de puesta a tierra para aerogenerador, incluyendo conductor de cobre de 70 mm ² , soldaduras, conectores y picas de puesta a tierra.			

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
Elaboración: Propia

Para proceder con la instalación de los aerogeneradores, se requiere instalar plataformas de montaje. Dichas plataformas deberán situarse junto a los viales, con la finalidad de facilitar la descarga de equipos y montaje de la grúa, la cual nos ayudará al izado de las torres. Otros aspectos importantes son la construcción de caminos de acceso y viales interiores, los cuales formarán parte de la obra civil¹⁰⁴ del proyecto.

Las cantidades a utilizar han sido calculadas en base a la instalación de los 56 aerogeneradores y, en cuanto a los costos unitarios han sido actualizados en base a la variación porcentual de la inflación, de similar forma que la tabla N° 97.

Los valores obtenidos se muestran a continuación, en la tabla N° 100.

¹⁰³ Variación porcentual de la inflación: Desde el año 2012 al 2015 se toma como referencia a los datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática. Para el año 2016 se toma como referencia la información del Banco Central de Reserva del Perú.

¹⁰⁴ Obra civil: Ver libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica, autor Luis Romero Lozano, páginas 217 y 218.

Tabla N° 100: Presupuesto de viales y plataformas en US\$

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P03	Capítulo		VIALES Y PLATAFORMAS	1	4,884,296.6	4,884,296.6
P0301	Partida	u	PLATAFORMA MONTAJE AEROGENERADOR 40x30	56	7,050	394,804.9
			Plataforma de montaje de aerogeneradores, paralela a vial, de superficie 40x30 m, incluyendo extendido, humectación y compactación del terraplén y de una capa de zahorra artificial, de característica según PG3, en una sola tongada de 10 cm de espesor, totalmente terminada.			
P0302	Partida	m	CAMINO DE NUEVA EJECUCIÓN 6m	27670.98	35	975,414.2
			Metros lineales de camino de nueva ejecución, de 6 m de ancho firme, formando una sub base de 25 cm de espesor de zahorra natural y una base de 10 cm de zahorra artificial, totalmente terminado, incluyendo el acondicionamiento de cuneta y refuerzo de las mismas con hormigón si fuera necesario.			
P0303	Partida	m	TUBO DE FIBROCEMENTO DIÁMETRO 400/600 mm	498	94.0	46,791.7
			Metros lineales de tubo de fibrocemento de 400/600 mm de diámetro, recubierto de hormigón, situado transversalmente al camino.			
P0304	Partida	u	BOQUILLA PARA EMBOCADURA CAÑO HORMIGÓN	124	352.50	43,867.2
			Boquilla para embocadura caño de hormigón de diámetro 400/600 mm, incluyendo orejetas laterales o arqueta de recogida, totalmente terminado.			
P0305	Partida	pa	SEÑALIZACIÓN PROVISIONAL DE OBRA	2	5,875	11,750.1
			Boquilla para embocadura caño de hormigón de diámetro 400/600 mm, incluyendo orejetas laterales o arqueta de recogida, totalmente terminado.			
P0306	Partida	u	ENTRONQUE DE ACCESO DESDE CARRETERA	5	14,276	71,382.1
			Entronque de acceso desde carretera, que será acondicionado adecuadamente para acceder al parque eólico, incluyendo ampliación de drenajes, ampliación de firmes, señalización vertical y horizontal, y resto de trabajos necesarios para su completa ejecución.			
P0307	Partida	m ³	DESBROCE Y LIMPIEZA SUPERFICIAL DEL TERRENO	72,501	13.16	954,129.4
			Desbroce y limpieza superficial del terreno por medios mecánicos hasta una profundidad de 25 cm y retirado de arbolado de diámetro menor de 10 cm, carga y transporte de la tierra vegetal y de los productos resultantes a vertedero.			
P0308	Partida	m ³	EXCAVACIÓN EN DESMONTE	85,867	14.61	1,254,119.7
			Excavación en desmonte para explanación por medios mecánicos en cualquier clase de terreno, incluso clasificación y transporte de los productos a vertedero o lugar de empleo perfilado de taludes y rasanteo, totalmente terminado.			
P0309	Partida	m ³	EXTENDIDO DE TERRAPLÉN	85,867	13.18	1,132,037.2
			Formación de terraplén con productos seleccionados extendido, humectación y compactación (95% PM) incluso perfilado de taludes y rasanteo de la superficie de coronación, totalmente terminado.			

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
Elaboración: Propia

A continuación, se considerarán los trabajos respectivos de zanjas y canalizaciones, esta labor va referida al tendido del cable subterráneo de media tensión tal como indica el autor Luis Romero Lozano (2012):

Se realiza a través de una red de zanjas cuyo trazado discurre paralelo a los viales de servicio del parque. En el fondo de las zanjas se instala el cable de tierra, de cobre desnudo, se rellena con una capa de arena de 10 cm antes de tender el cable de MT¹⁰⁵ para evitar que piedras u otros elementos duros puedan dañarlo y para servir de drenaje. Una vez tendidos los cables se extenderá otra capa de arena fina de río hasta completar 185 mm de espesor y cubrir los cables.

En los esquemas tipo de zanja se pueden colocar varias capas de cables en la misma zanja con sus respectivos materiales de relleno, arena, protección mecánica con ladrillos o placas de PVC rígido y cinta señalizadora. Por la misma zanja discurren los cables de potencia (media tensión), los cables de la red general de tierras y los cables de control (conductor multipolar o fibra óptica).

En los cruces de la red de zanjas con los viales de acceso o servicio del parque o en otros lugares convenientes para el tendido se montan arquetas de registro en ambos lados y se instalan los cables dentro de tubos de hormigón o PVC que permitan sustituir los cables sin interrumpir el tráfico rodado (75, 76), tal como se muestra en la figura N° 44.

¹⁰⁵ MT: significa media tensión

Tabla N° 101: Presupuesto de zanjas y canalizaciones en US\$

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P04	Capítulo		ZANJAS Y CANALIZACIONES	1	926,067.1	926,067.1
P0401	Partida	m	ZANJA TIPO PARA CANALIZACIÓN 1 CIRCUITO ELÉCTRICO	17,605.09	25.85	455,097
			Zanja tipo para canalización de 1 circuito eléctrico, 0.6 x 1.2 m (anchura x profundidad), incluyendo excavación, rellenos, placa de protección de PVC y cinta de señalización, completamente terminada. El tendido de conductores se valorará dentro del suministro del mismo.			
P0402	Partida	m	ZANJA TIPO PARA CANALIZACIÓN VARIOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS	9,579.62	30.55	292,661
			Zanja tipo para canalización de más de un circuito eléctrico, 1.8 x 1.2 m (anchura x profundidad), incluyendo excavación, rellenos, placa de protección de PVC y cinta de señalización, completamente terminada. El tendido de conductores se valorará dentro del suministro del mismo.			
P0403	Partida	m	ZANJA TIPO PARA CRUCE DE VIALES	169.24	105.75	17,898
			Zanja tipo para cruzamiento de viales según memoria y planos. Incluye excavación, rellenos, placa de protección de PVC y cinta de señalización, tubo de PVC de 200 mm de diámetro y dado de hormigón, completamente terminada. El tendido de conductores se valorará dentro del suministro del mismo.			
P0404	Partida	u	HITOS SEÑALIZACIÓN	423	54.99	23,267
			Señalización de hormigón (cada 50 m y en cambios de dirección)			
P0405	Partida	u	ARQUETAS-BUZONES	423	205.63	87,003
			Arqueta de 80 x 80 cm con tapa para acceso a cables			
P0406	Partida	m	TUBO CORRUGADO PROTECCIÓN F.O. DN 40 mm	27,353.96	1.83	50,140
			Tubo corrugado de PVC de diámetro nominal 40 mm para protección mecánica de fibra óptica, instalado en zanja.			

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
Elaboración: Propia

Para el desarrollo del proyecto, según la legislación nacional vigente en el Perú, se ha tomado en consideración a tres tipos de estudios que debemos realizar. El primero es el estudio de impacto ambiental, el cual se basa en la Ley N° 27446¹⁰⁶, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. El segundo es el estudio para la obtención del certificado de inexistencia de restos

¹⁰⁶ Ley 27446: Publicada el 23 de abril de 2001 y modificada por DL N° 1078, publicado el 28 de junio de 2008.

arqueológicos, el cual se basa en la Ley N° 28296¹⁰⁷, Ley General del Patrimonio Cultural de la Nación y el tercero es el estudio geotécnico, el cual se basa en el estudio del terreno en el cual se va a desarrollar el parque eólico.

Los costos unitarios de los estudios han sido actualizados de acuerdo a la variación porcentual anual de la inflación¹⁰⁸, hasta el año 2016. En la tabla N° 102 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla N° 102: Presupuesto de estudios previos en US\$

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P05	Capítulo		ESTUDIOS	1	340,754.23	340,754.2
P0501	Partida	u	ESTUDIO Y SEGUIMIENTO AMBIENTAL DE LA OBRA	1.00	141,001.75	141,001.7
P0502	Partida	u	ESTUDIO Y SEGUIMIENTO ARQUEOLÓGICO	1.00	58,750.73	58,750.7
P0503	Partida	u	ESTUDIO GEOTÉCNICO	1.00	141,001.75	141,001.7

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
Elaboración: Propia

Finalmente tenemos el tendido de las redes interiores, las cuales están conformadas por los cables de media tensión, fibra óptica y las redes de puesta a tierra de todo el parque eólico. Las características se muestran a continuación, tal como indica el autor Luis Romero Lozano (2012):

Cables de potencia, el cableado entre el sistema (centro de transformación) generador, centros de recogida (centro de seccionamiento) y subestación, forman la red de MT dotada de los conductores de sección calculada con los criterios técnicos siguientes:

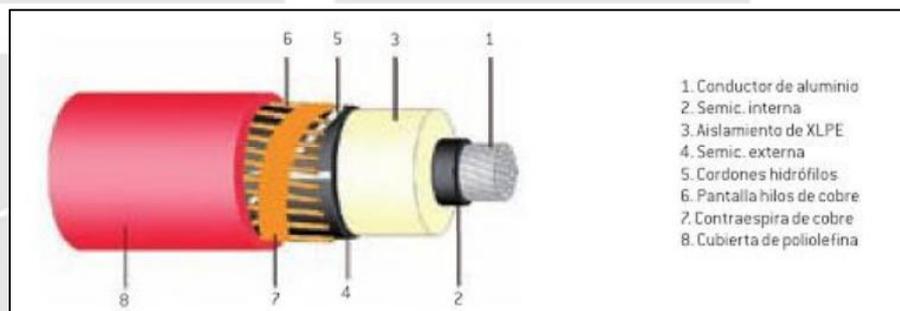
¹⁰⁷ Ley 28296: Publicada el 22 de julio de 2004 y modificada por DL N° 1003, publicado el 02 de mayo de 2008.

¹⁰⁸ Variación porcentual de la inflación: Desde el año 2012 al 2015 se toman como referencia los datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática, publicados en su Síntesis Estadística 2016, página 133. Para el año 2016 se toma como referencia la información del Banco Central de Reserva del Perú, publicado en su Reporte de Inflación 2016, página 16.

- Intensidad máxima admisible.
- Intensidad máxima de cortocircuito admisible.
- Caída de tensión.
- Pérdida de potencia.

Los cables que constituyen los circuitos anteriores tienen las siguientes características: tensión específica (U_0/U) kV, Recomendación UNESA 3305B, Normas de construcción y ensayo UNE-21123 IEC-502, designación UNE RHZ1-0L (conductor obturado longitudinalmente al agua), tal como se muestra en la figura N° 45.

Figura N° 45: cables de potencia



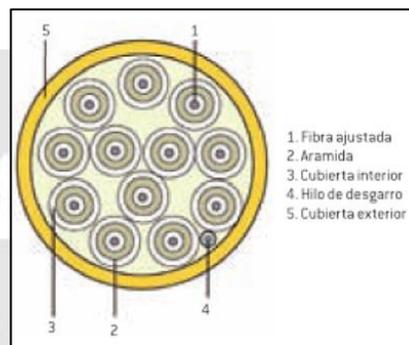
Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 71
Elaboración: Luis Romero Lozano

Cables de comunicaciones de fibra óptica, para las comunicaciones del sistema de control y protección del parque, y para las comunicaciones del sistema de control eólico con torres meteorológicas, se emplean los cables de fibra óptica.

Todos los aerogeneradores se comunican con el sistema de control eólico, situado en el edificio de control de la subestación, mediante un circuito de fibra óptica, se realiza con un recorrido en bucle (ida

y vuelta). A continuación, en la figura N° 46 se muestra un tipo de cable de fibra óptica de estructura ajustada.

Figura N° 46: composición del cable de fibra óptica del tipo estructura ajustada



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 72
Elaboración: Luis Romero Lozano

Las principales características de las cubiertas de los cables de fibra óptica utilizados en instalaciones eólicas son las siguientes:

- Resistencia al fuego (pasa según UNE-E-50266)
- Contenido libre de halógenos.
- Protección contra penetración de agua.
- Protección contra roedores.
- Para tendido subterráneo directamente enterrado.

Redes de tierra, tiene el objetivo de proteger a las personas y a los equipos eléctricos contra los contactos a tierra de los elementos en tensión de cualquier instalación y garantice el buen funcionamiento de las protecciones.

La normativa y la experiencia aconsejan realizar un sistema de tierra único, que estará formado por los siguientes subsistemas unidos entre sí limitando las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación.

- Red de tierras en el sistema generador.
- Red de tierras del sistema colector.
- Red de tierras de la subestación.
- Red de tierras aéreas de las líneas de alta tensión.

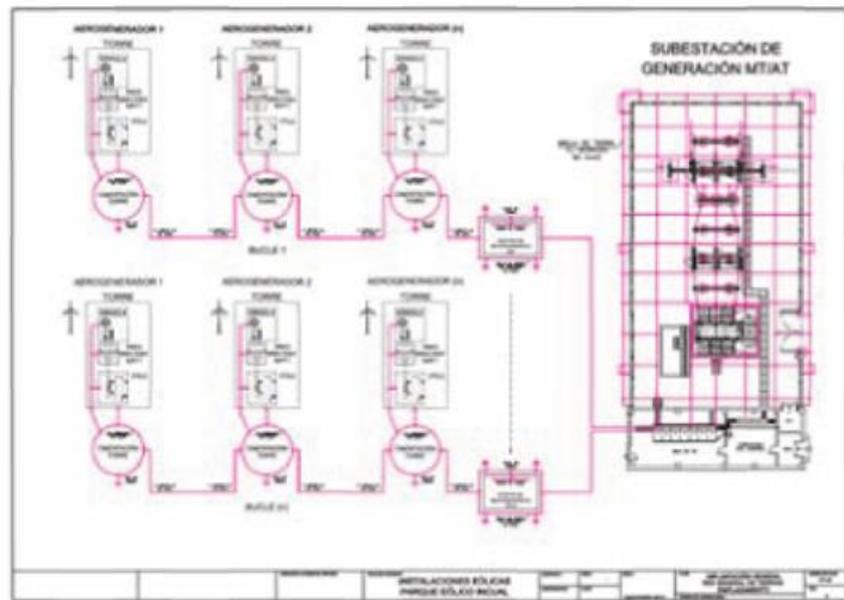
La red de tierras en el sistema generador formada con anillos y electrodos donde se conectan la armadura de la zapata y todos los elementos del aerogenerador situados en la góndola, las pantallas de cables, armarios, pararrayos, las masas del generador y del bastidor, las tomas de tierra de los elementos de la torres, cable de tierra de las celdas del centro de transformación, neutro del lado de 690 V en el transformador de generación y armarios eléctricos situados en la base del aerogenerador.

La red de tierras en el sistema colector está formada por un bucle conductor de cobre desnudo y sección calculada montado en el interior de las zanjas que recorren todo el parque eólico y a donde se conectan todos los elementos electromecánicos de los centros de seccionamiento y de la red de media tensión incluida las arquetas de conexión de cables de media tensión en el caso de disponer de las partes metálicas.

La red de tierras de la subestación transformadora está formada por una malla enterrada de conductor desnudo que se incluye en el proyecto de la misma.

Línea aérea de interconexión con la red de alta tensión conectará su conductor de tierra a la red del parque a través del pórtico de entrada de la subestación tal como se muestra en la figura N° 47 (71, 72 y 73).

Figura N° 47: red general de tierras emplazamiento



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 74
Elaboración: Luis Romero Lozano

Las cantidades a utilizar han sido calculadas en base a la instalación de los 56 aerogeneradores y, en cuanto a los costos unitarios han sido actualizados en base a la variación porcentual de la inflación, de similar forma que la tabla N° 100.

Los valores obtenidos se muestran a continuación, en la tabla N° 103.

Tabla N° 103: Presupuesto de redes interiores en US\$

<i>cCódigo</i>	<i>cNat</i>	<i>cUd</i>	<i>cResumen</i>	<i>rCanPres</i>	<i>cPrPres</i>	<i>clmpPres</i>
P06	Capítulo		REDES INTERIORES	1	6,581,499.18	6,581,499.2
P0601	Partida	m	CONDUCTOR UNIPOLAR TIPO RHZ1 12/20 KV 1x95 mm ² Cu	44,105.60	29.4	1,295,618.1
			Suministro y tendido de conductor unipolar tipo RHZ1 12/20 KV 1x95 mm ² Cu, incluyendo suministro e instalación de terminales de 24 kV completamente instalados.			
P0602	Partida	m	CONDUCTOR UNIPOLAR TIPO RHZ1 12/20 KV 1x150 mm ² Cu	18,984.00	32.90	624,581.35
			Suministro y tendido de conductor unipolar tipo RHZ1 12/20 KV 1x150 mm ² Cu, incluyendo suministro e instalación de terminales de 24 kV completamente instalados.			
P0603	Partida	m	CONDUCTOR UNIPOLAR TIPO RHZ1 12/20 KV 1x240 mm ² Cu	18,692.80	36.43	680,893.68
			Suministro y tendido de conductor unipolar tipo RHZ1 12/20 KV 1x240 mm ² Cu, incluyendo suministro e instalación de terminales de 24 kV completamente instalados.			
P0604	Partida	m	CONDUCTOR UNIPOLAR TIPO RHZ1 12/20 KV 1x400 mm ² Cu	76,413.87	47.00	3,591,496.28
			Suministro y tendido de conductor unipolar tipo RHZ1 12/20 KV 1x400 mm ² Cu, incluyendo suministro e instalación de terminales de 24 kV completamente instalados.			
P0605	Partida	m	CONDUCTOR Cu DESNUDO 1x50 mm ²	30,089.36	4.70	141,421.75
			Suministro y tendido de conductor de cobre desnudo 1x50mm ² a modo cable de tierra de acompañamiento, incluyendo parte proporcional de soldaduras aluminotérmicas en los puntos de conexión.			
P0606	Partida	m	FIBRA ÓPTICA MULTIMODO	30,089.36	8.23	247,488.06
			Fibra óptica multimodo, armadura de fibra de vidrio, estructura ajustada provista de protección contra humedad y roedores, incluyendo parte proporcional de conectores.			

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011

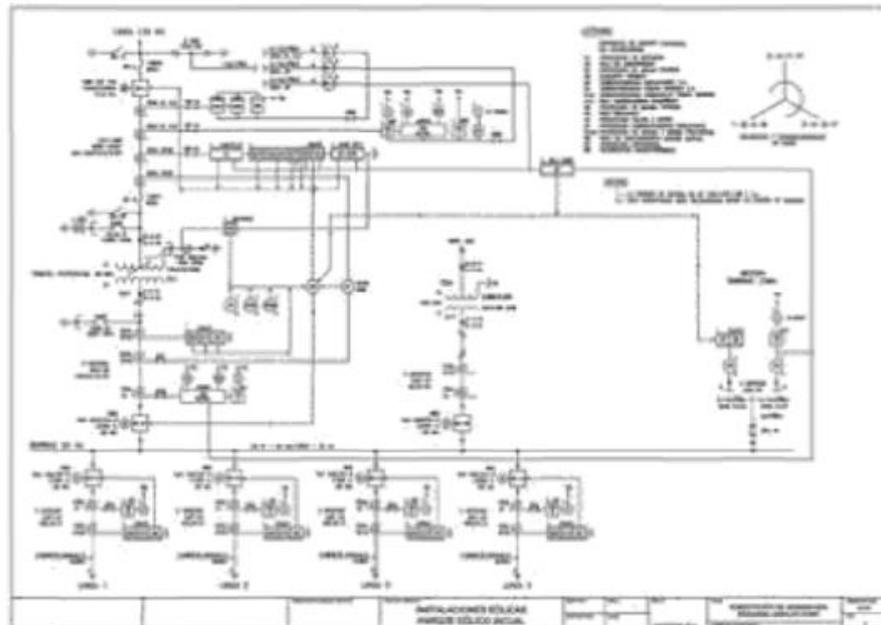
Elaboración: Propia

b) Subestación de transformación (20/220 kV)

Con la finalidad de poder trasladar toda la energía generada por el parque eólico hacia el sistema interconectado internacional¹⁰⁹, es necesario construir una subestación de transformación de 20 a 220 kV. La construcción física de la subestación deberá ser en una zona aledaña al parque eólico, para nuestro caso se instalarán tres transformadores de una potencia de 100 MVA cada uno.

En primer lugar, para el diseño de la subestación se construye el diagrama unifilar, en donde se definen los equipos a instalar, estructuras, sistemas de protección y control, etc. Tal como se muestra en la figura N° 48.

Figura N° 48: esquema unifilar de la subestación de transformación



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 80

Elaboración: Luis Romero Lozano

¹⁰⁹ Sistema interconectado nacional: Se refiere a la línea de transmisión de 220 kV.

A continuación, se detallará la configuración física y composición tal como indica el autor Luis Romero Lozano (2012):

La subestación se compone de dos zonas, parque intemperie y edificio de control.

Parque intemperie, estará formado por las siguientes posiciones, que son conjuntos con entidad común:

- 1 posición de línea que conecta a través de un pórtico de estructura metálica con la línea aérea de AT.
- 3 transformadores de 20/220 kV de 100 MVA cada uno¹¹⁰.

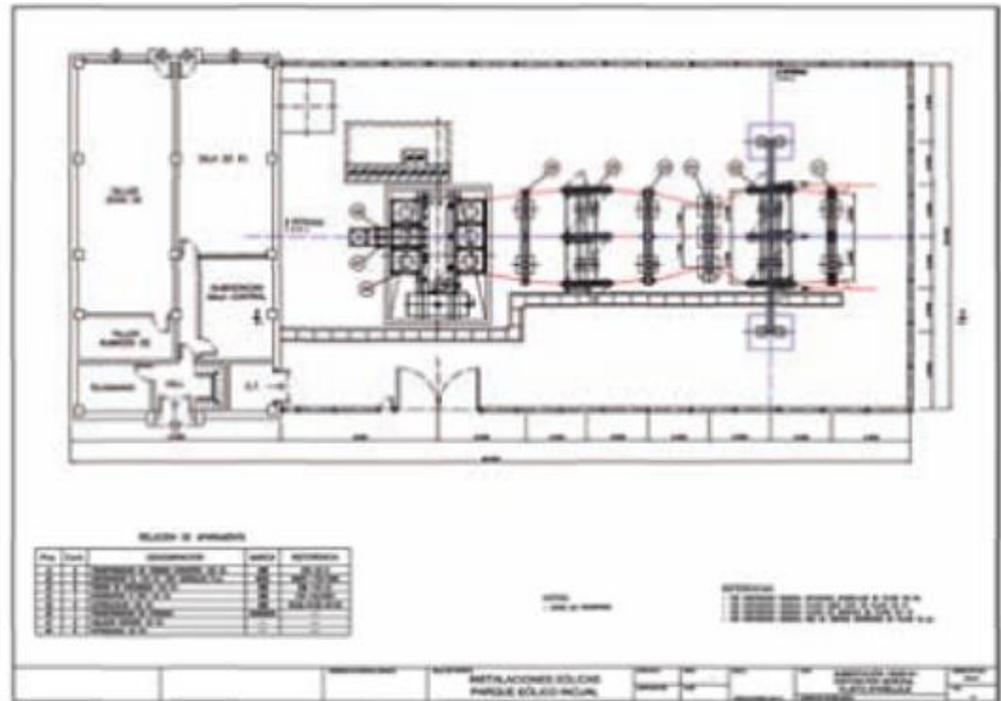
La conexión en el lado de media tensión del transformador de potencia se hace a través de cables subterráneos desde las celdas situadas en el interior del edificio de control, que también forma parte de la subestación.

Cada una de estas posiciones estará debidamente equipada con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura que se describe a continuación.

Aparamenta, el aparellaje y equipo eléctrico de alta y media tensión definen la disposición general en planta y secciones de la subestación y consta de los siguientes elementos tal como se muestran en la figura N° 49.

¹¹⁰ Potencia total 300 MVA: potencia calculada en base al proyecto.

Figura N° 49: subestación de generación, disposición general de planta



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 81

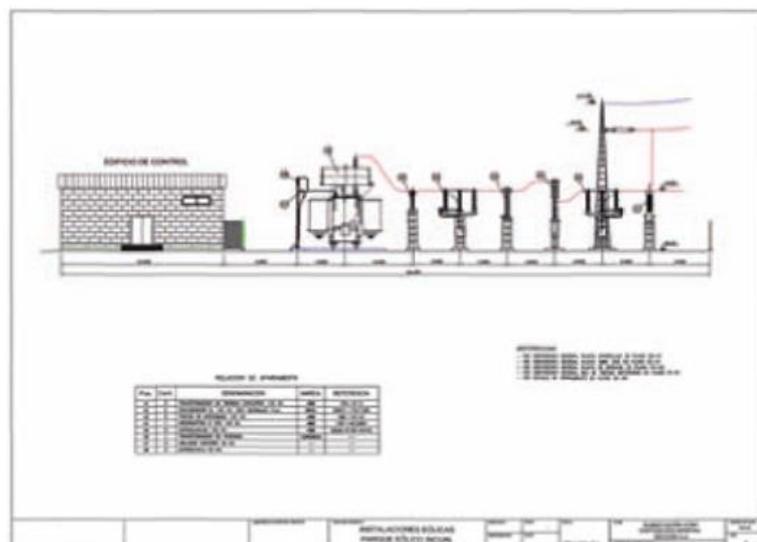
Elaboración: Luis Romero Lozano

- Elementos de soporte físico: aisladores soporte y cadena de aisladores, embarrados de alta y media tensión.
- Elementos de corte de circuitos: seccionadores, seccionadores con cuchillas de puesta a tierra, seccionadores fusibles e interruptores automáticos.
- Elementos de protección: pararrayos, auto válvulas, resistencia o reactancia de puesta a tierra del neutro del transformador de potencia.
- Elementos de medida: transformador de tensión inductivo, divisor capacitivo, transformador de intensidad.

- Elementos de potencia: transformador de potencia (AT/MT)¹¹¹, transformadores de servicios auxiliares y grupos electrógenos.

Estructuras metálicas, para soporte de los elementos relacionados anteriormente y para fijación de la línea de alta tensión de llegada se disponen las siguientes estructuras metálicas: pórtico de entrada, de estructura metálica, soportes de estructura metálica de celosía para fijación de : seccionador, transformadores de tensión, transformadores de intensidad, interruptor, soportes de estructura metálica, fijación del embarrado de media tensión desde bornes de media tensión del transformador, soporte de la resistencia de puesta a tierra. Tal como se muestra en la figura N° 50.

Figura N° 50: subestación de generación, disposición general secciones



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 82

Elaboración: Luis Romero Lozano

Instalaciones auxiliares, en el parque a la intemperie se dispondrán de las siguientes instalaciones auxiliares: red de tierras,

¹¹¹ AT/MT: significa alta tensión/media tensión.

sistema de alumbrado y tomacorrientes, sistema de detección de incendios, sistema de protección contra intrusos.

Edificio de control, el edificio de control anexo al parque intemperie se construye con el resto de la obra civil de la subestación. Tendrá una sola planta con la siguiente distribución mínima: sala de potencia, sala de control, sala taller-almacén y aseos.

La sala de potencia alberga a los siguientes equipos: cabinas de media tensión del secundario del transformador de potencia, cabinas de media tensión de llegada a subestación encargada de servir de unión entre el sistema colector (centros de seccionamientos), el parque intemperie y transformador de servicios auxiliares, tal como se muestra en la figura N° 51.

Figura N° 51: subestación de generación, disposición aparellaje



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 83
Elaboración: Luis Romero Lozano

La sala de control alberga a los siguientes equipos:

- Cuadro de servicios auxiliares, cuadro de protecciones, mando y medida, equipo rectificador.
- Batería de corriente continua de 125 V y su cuadro de distribución, equipo rectificador.
- Batería de corriente continua de 48 V y su cuadro de distribución, equipo de medida y facturación, equipo de telecontrol y telemando para conexión con sistema de la compañía eléctrica, sistema de control central, equipo de recepción de señales de control de aerogeneradores y conexión al sistema de control central, equipo de protección personal y maniobra.

Instalaciones auxiliares, el edificio de control está dotado de las siguientes instalaciones auxiliares: sistemas de alumbrado y tomacorrientes, sistemas de detección de incendios, sistema de protección contra intrusos, sistema de ventilación /aire acondicionado/calefacción, el alumbrado de emergencia (81, 82, 83 y 84). En la figura N° 52 se muestran algunas imágenes del edificio de control.

Figura N° 52: subestación de generación, edificio de control



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 84

Elaboración: Luis Romero Lozano

Los costos unitarios correspondientes a la implementación de la subestación han sido actualizados de acuerdo a la variación porcentual

anual de la inflación¹¹², hasta el año 2016. En la tabla N° 104 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla N° 104: Presupuesto de redes interiores en US\$

P07	Capítulo		SUBESTACIÓN LA ESPERANZA 20/220 KV - 300 MVA	1	24,587,179.94	24,587,179.9
P0701	Partida	pa	SUMINISTROS DE MATERIALES PRINCIPALES Y COMPLEMENTARIOS	1.00	20,269,001.39	20,269,001.39
P0702	Partida	pa	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	1.00	1,806,584.91	1,806,584.91
P0703	Partida	pa	OBRAS CIVILES	1.00	2,511,593.65	2,511,593.65

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
Elaboración: Propia

c) Línea de transmisión de 220 kV (44,5 km)

Para nuestro proyecto la línea de transmisión tendrá una longitud estimada de 44.5 km, este valor se ha calculado con la herramienta de medición disponible del mapa eólico del Perú, desde la posible ubicación de la subestación de transformación hasta la línea de 220 kV perteneciente al sistema interconectado nacional. En la figura N° 53 se muestra la medición realizada.

¹¹² Variación porcentual de la inflación: Desde el año 2012 al 2015 se toman como referencia los datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática, publicados en su Síntesis Estadística 2016, página 133. Para el año 2016 se toma como referencia la información del Banco Central de Reserva del Perú, publicado en su Reporte de Inflación 2016, página 16.

Figura N° 53: medición de la distancia de la línea de transmisión km



Fuente: Mapa eólico del Perú / MINEM
Elaboración: Propia

A continuación, en la tabla N° 105 se muestra como referencia los datos técnicos de la línea de transmisión de la central eólica de Cupisnique (80 MVA)

Tabla N° 105: Datos técnicos de la línea de transmisión de la central eólica de Cupisnique

DATOS TÉCNICOS	
Tensión nominal	220 kV
Capacidad	80 MVA
Longitud	27,87 km
Ancho de faja de servidumbre	25 m
Estructuras	Celosía metálica auto soportadas.
Perfiles	Angulares de acero galvanizado.
Número de ternas	1
Configuración	Triangular
Conductor	ACAR 481 mm ²
Cable de Guarda	OPGW de 24 fibras
Aislamiento	Porcelana tipo suspensión anti neblina
Puesta a Tierra	Conductor de acero recubierto con cobre de 35 mm ² y varilla de acero recubierto con cobre de 16 mm x 2,4 m

Fuente: Osinergmin
Elaboración: Osinergmin

En la figura N° 54, se muestra una imagen de la estructura de la línea de transmisión concluida de la central eólica de Cupisnique.

Figura N° 54: estructura concluida de la L.T. Cupisnique



Fuente: Osinergmin
Elaboración: Osinergmin

Los costos unitarios correspondientes a la implementación de la línea de transmisión han sido actualizados de acuerdo a la variación porcentual anual de la inflación de manera similar que la tabla N° 102, hasta el año 2016. Por otro lado, las cantidades han sido modificadas de acuerdo a la potencia calculada del proyecto¹¹³. En la tabla N° 106 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla N° 106: Presupuesto de la línea de transmisión en US\$

P08	Capítulo		LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV	1	3,035,855.62	3,035,855.6
P0801	Partida	pa	SUMINISTROS DE MATERIALES PRINCIPALES Y COMPLEMENTARIOS	3.00	765,341.75	2,296,025.26
P0802	Partida	pa	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	3.00	153,068.35	459,205.05
P0803	Partida	pa	OBRAS CIVILES	3.00	93,541.77	280,625.31

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011

Elaboración: Propia

¹¹³ Potencia calculada del proyecto: 241 MVA, según se indica en la tabla N° 92.

d) Pruebas

Las pruebas corresponden a los siguientes rubros:

- Pruebas previas a la puesta en servicios de las celdas de media tensión.
- Pruebas de megado de cables de media y baja tensión.
- Pruebas de cables de fibra óptica
- Mediciones de las resistencias de puesta a tierra de los aerogeneradores, tensiones de paso y contacto.

Todas las mediciones realizadas, deberán estar comprendidas en lo especificado por el Código Nacional de Electricidad publicado por el Ministerio de Energía y Minas¹¹⁴.

Los costos unitarios correspondientes a las pruebas han sido actualizados de acuerdo a la variación porcentual anual de la inflación de manera similar que la tabla N° 102, hasta el año 2016. Por otro lado, las cantidades han sido modificadas de acuerdo a la potencia calculada del proyecto¹¹⁵. En la tabla N° 107 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla N° 107: Presupuesto de las pruebas de cables US\$

P09	Capítulo	VARIOS	1	173,432.15	173,432.2
P0901	Partida	PRUEBAS CELDAS MT	3.00	16,920.21	50,760.63
		Pruebas funcionales previas a la puesta en servicio de las celdas de MT.			
P0902	Partida	PRUEBAS CABLES BT Y MT	3.00	7,167.59	21,502.77
		Pruebas en cables de BT y MT, incluyendo timbrado y megado entre fases y a tierra.			
P0903	Partida	PRUEBAS CABLES DE FIBRA ÓPTICA	3.00	11,750.15	35,250.44
		Pruebas en cables de fibra óptica, incluyendo medidas de atenuación en ambos sentidos.			
P0904	Partida	MEDICIONES RESISTENCIA PAT	3.00	21,972.77	65,918.32
		Mediciones de la resistencia de puesta a tierra de los aerogeneradores y tensiones de paso y contacto, por Organismo de control autorizado.			

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011

Elaboración: Propia

e) Seguridad y Salud

El rubro de seguridad y salud corresponde a lo siguiente:

¹¹⁴ Código Nacional de Electricidad-Utilización: En vigencia desde el 01 de julio de 2006.

¹¹⁵ Potencia calculada del proyecto: 233 MW, según tabla N° 45.

- Equipos de protección personal individuales.
- Equipos de protección colectivos.
- Equipos y prevención de primeros auxilios.
- Instalaciones de higiene y bienestar.
- Formaciones y reuniones.
- Material de seguridad dentro de los aerogeneradores.
- Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos (Tablas N° 108 y N° 109)
- Matriz de Evaluación de Aspectos Ambientales (Tabla N° 110)

Los seis primeros elementos corresponden a la etapa pre operativa del proyecto, sin embargo, los dos últimos elementos corresponden a la etapa operativa del mismo. La entidad que promueve supervisa y fiscalía el cumplimiento del ordenamiento jurídico sociolaboral y el de seguridad y salud en el trabajo es la SUNAFIL¹¹⁶, adicionalmente brinda asesoría técnica, realiza investigaciones y propone la emisión de normas sobre dichas materias. En la figura N° 55, se muestran algunos tipos de señalizaciones de seguridad y salud en el trabajo, y en la figura N° 56 se muestran algunos tipos de equipos de protección personal y normas de seguridad en obras.

¹¹⁶ SUNAFIL: Significa, Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral.

Tabla N° 108: Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos EMA

DEPARTAMENTO / ÁREA	RESPONSABLE JARIBÉ ROMÁN GÓZDZ	DESCRIPCIÓN DEL PELIGRO		Consecuencia (max. recuento) Cada 10 años Cada 10 años Cada 10 años	Frecuencia Frecuencia Frecuencia	Medidas de control existentes	PROBABILIDAD	RIESGO RESIDUAL	Consecuencia Alto Alto	Frecuencia Alto Alto	Nivel de Riesgo Alto Alto
		Peligro	Riesgo								
Lugar de trabajo / Equipo, máquina											
Sala de control / Tableros electrónicos		Contacto eléctrico, sobrecarga	Quemaduras por arco eléctrico, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de tableros eléctricos. 2. Procedimiento para la inspección de tableros eléctricos. 3. Herramientas para el bloqueo de tableros, interruptores, lavas.	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	3	3	Alto
Taller de reparaciones / Herramientas mecánicas manuales: llaves de boca, llaves sonda, tornavita, destornillador, juego de destornilladores ajustados, multímetro, pinza amperimétrica, juego de Alicates, alicates		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	2	1. Lista de verificación de herramientas mecánicas. 2. Procedimiento para el bloqueo de la herramienta eléctrica	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Taller de reparaciones / Tablero de banco		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	2	1. Lista de verificación de herramientas con accionamiento eléctrico	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Taller de reparaciones / Trabajo portátil		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de herramientas estacionarias.	2	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	2	Bajo
Taller de reparaciones / Piloto de calor		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de herramientas estacionarias.	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Taller de reparaciones / Máquina de soldar		Herramienta en mal estado	Quemaduras, descarga eléctrica	3	1	1. Lista de verificación de herramientas con accionamiento eléctrico	2	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	2	Bajo
Taller de reparaciones / Elemento portátil		Herramienta en mal estado	Quemaduras	3	1	1. Lista de verificación de herramientas con accionamiento eléctrico	2	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	2	Bajo
Taller de reparaciones / Compresoras		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	1	1. Lista de verificación de herramientas con accionamiento eléctrico	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Taller de reparaciones / Banco de trabajo		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	2	1. Lista de verificación de herramientas con accionamiento eléctrico	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Taller de reparaciones / Banco de pruebas		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes, escorcones, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de banco de trabajo	2	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	3	2	Moderado
Taller de reparaciones / Banco de pruebas		Contacto eléctrico	Quemaduras por arco eléctrico, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de banco de trabajo 2. El banco de trabajo está equipado con protección diferencial	2	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	3	2	Moderado
Almacén / Estantes		Estantes en mal estado	Caida de objetos, cortes, golpes	3	3	1. Lista de verificación de almacén	3	1. Colocar señales de peso máximo permitido en los estantes.	2	3	Moderado
Almacén / Teje		Herramienta en mal estado	Caida de objetos, cortes, golpes	3	2	1. Lista de verificación de herramientas mecánicas.	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Almacén / Máquina		Soprote de tete en mal estado	Caida de objetos, cortes, golpes	3	2	1. Lista de verificación de herramientas mecánicas.	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Almacén / Máquina		Cadena y gancho en mal estado	Caida de objetos, cortes, golpes	3	2	1. Lista de verificación de herramientas mecánicas.	3	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Almacén / Máquina		Máquina en mal estado	Atropellos, golpes, cortes	3	2	1. Lista de verificación de herramientas mecánicas.	2	1. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	2	Bajo
Almacén / Máquina		Contacto eléctrico	Quemaduras por arco eléctrico, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de herramientas de electricista.	3	1. Se tiene stock de las herramientas de mayor uso para reemplazar inmediatamente los deteriorados. 2. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Varios / Herramientas manuales de electricista: Juego de destornilladores ajustados (RV), Juego de alicates aislados (RV), multímetro digital (calibración vigente 1 año), pinza amperimétrica digital (calibración vigente 1 año)		Contacto eléctrico	Quemaduras por arco eléctrico, descarga eléctrica	3	3	1. Lista de verificación de herramientas de electricista.	3	1. Se tiene stock de las herramientas de mayor uso para reemplazar inmediatamente los deteriorados. 2. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	3	Moderado
Varios / Equipos de Protección Personal: Casco clase E, barbijo con tela anti-arco 25cal/cm ² , ropa de trabajo con tela anti-arco 25cal/cm ² , guantes dieléctricos clase 0 (fecha de prueba vigente 1 año), guantes dieléctricos clase 2 (fecha de prueba vigente 1 año), guantes dieléctricos clase 3 (fecha de prueba vigente 1 año), empuñadura de protección, botines dieléctricos con punta compuesta, guantes de cuero, guantes protectores, mangos para soldador, máscara para soldar, escarpines de cuero		Contacto eléctrico, mal estado	Descarga eléctrica, cortes, golpes, afectación a la vista, deterioro de uniforme de trabajo	3	2	1. Lista de verificación de EPPs	2	1. Se tiene stock de las herramientas de mayor uso para reemplazar inmediatamente los deteriorados. 2. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	3	2	Moderado
Varios / Herramientas manuales de mecánicos: Juego de llaves de boca, corona, allen, torn, torquómetro (con calibración vigente 1 año), martillo, cincel, Juego de alicates		Herramienta en mal estado	Cortes, golpes	3	2	1. Lista de verificación de herramientas mecánicas.	2	1. Se tiene stock de las herramientas de mayor uso para reemplazar inmediatamente los deteriorados. 2. Anualmente se realiza chara / taller sobre el uso y cuidado de la herramienta	2	2	Bajo

Elaboración: Propia

Tabla N° 109: Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos Tareas

DEPARTAMENTO / AREA:	DESCRIPCIÓN DEL PELIGRO		Consecuencia (fat. corporal)		MEDIDAS DE CONTROL EXISTENTES	PROBABILIDAD	RIESGO RESIDUAL	Consecuencia		Nivel de Peligro	Nivel de Riesgo	
	Evento	Consecuencia	Daño a la persona	Daño a la propiedad				Alto	Bajo			
Actividad/Fuente de peligro												
1. Revisión de componentes móviles y eléctricas de aerogeneradores	Caída de altura	Fracturas, muerte	5	1	2	3	Buzcar un punto de anclaje adecuado para el arnés	3	3	Alto	3	
	Contacto eléctrico	Quemaduras, fibrilación ventricular, paro cardíaco respiratorio	5	1	3	2	Los circuitos a intervenir deben estar con candado de bloqueo, puestos a tierra y verificado la ausencia de tensión	3	2	Moderado	2	
	Caída de objetos	Cortes, golpes	3	3	2	3	Estar fuera de la línea de fuego	3	3	Alto	3	
	Problemas ergonómicos	Calambres, lesiones osteo-musculares	2	1	1	3	Realizar cambios de postura y movimiento	1	3	Bajo	1	

MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

FECHA:

RESPONSABLE: JHON DAVID GONZALEZ

2. Cambio de componentes en los aerogeneradores (desmontaje y montaje de partes móviles)	Caida de altura	Fracturas, muerte	5	1	3	3	Buscar un punto de anclaje adecuado para el amés	3	3	3	Alto	3
	Contacto eléctrico	Quemaduras, fibrilación ventricular, paro cardíaco respiratorio	5	2	3	3	Los circuitos a intervenir deben estar con cascado de bloques, puestos a tierra y verificado la ausencia de tensión	3	3	3	Alto	3
	Caida de objetos	Contus, golpes	3	4	1	3	1. Todo trabajo de zaje o descenso de materiales, equipos, herramientas, etc. debe realizarse utilizando una soga de servicio de material nylon con un diámetro no menor a 5/8", con la longitud de acuerdo a la tarea. El trabajador no debe subir a la plataforma, andamio o carastilla de brazo hidráulico sin asegurar sus herramientas. 2. Todo trabajador debe utilizar los EPP correspondientes, como mínimo: casco clase E con barbiquejo, botines eléctricos con punta de composite, lentes de protección. 3. Todas las herramientas que se utilicen deben ser amarradas con una soga o eslinga en un punto fijo del andamio, carastilla de brazo hidráulico o plataforma. 4. En el caso de trabajos en andamios, éste debe contar con nodapés.	3	3	3	Alto	3
	Problemas ergonómicos	Calambres, lesiones osteomusculares	2	1	1	3	1. Toda persona que realice trabajos con posturas forzadas debe haber llevado el curso-valer de ergonomía. 2. Todo trabajador expuesto a este riesgo debe estar habilitado a través de un examen médico ocupacional, el cual no debe tener una antigüedad mayor a 1 año.	3	1	3	Bajo	1
3. Inspección de estructura de los aerogeneradores	Caida de altura	Fracturas, muerte	5	1	1	3	1. Todo trabajador que realice trabajos en altura (> 1.80 metros) debe tener el certificado de aprobación de curso de Trabajos en Altura. Esta certificación no debe tener una antigüedad mayor a 1 año. 2. Todo trabajador que realice trabajos en altura debe utilizar los EPP adecuados para la tarea y conforme a su talla, los EPP mínimos son: amés de seguridad, casco con barbiquejo, lentes de protección, guantes de cuero liso, botines eléctricos con punta de composite. 3. Todos los EPP deben ser revisados antes del inicio de cada tarea y registrado su revisión en la lista de verificación correspondiente. 4. Todo trabajo en altura (> 1.80 metros) debe realizarse en plataforma, andamio o carastilla de brazo hidráulico. No está permitido realizar trabajos en escaleras.	3	3	3	Moderado	2
	Caida de objetos	Contus, golpes	3	2	1	3	1. Todo trabajo de zaje o descenso de materiales, equipos, herramientas, etc. debe realizarse utilizando una soga de servicio de material nylon con un diámetro no menor a 5/8", con la longitud de acuerdo a la tarea. El trabajador no debe subir a la plataforma, andamio o carastilla de brazo hidráulico sin asegurar sus herramientas. 2. Todo trabajador debe utilizar los EPP correspondientes, como mínimo: casco clase E con barbiquejo, botines eléctricos con punta de composite, guantes de cuero, lentes de protección. 3. Todas las herramientas que se utilicen deben ser amarradas con una soga o eslinga en un punto fijo del andamio, carastilla de brazo hidráulico o plataforma. 4. En el caso de trabajos en andamios, éste debe contar con nodapés.	3	2	3	Moderado	2
	Problemas ergonómicos	Calambres, lesiones osteomusculares	2	1	1	3	1. Toda persona que realice trabajos con posturas forzadas debe haber llevado el curso-valer de ergonomía. 2. Todo trabajador expuesto a este riesgo debe estar habilitado a través de un examen médico ocupacional, el cual no debe tener una antigüedad mayor a 1 año.	3	1	3	Bajo	1

5. Inspección y pruebas periódicas de transformadores de potencia	<p>Contacto eléctrico</p> <p>Quemaduras, fibración ventricular, paro cardiaco respiratorio</p>	5	3	5	<p>1. Toda persona que realice trabajos con electricidad debe haber llevado el curso de Riesgos Eléctricos, Conducta Segura y LOTTO.</p> <p>2. Antes de la intervención en un circuito, independiente del nivel de tensión que sea, el trabajador deberá seguir las 5 reglas de oro de la electricidad.</p> <p>3. El trabajador deberá utilizar los EPP adecuados para la tarea a realizar y de acuerdo a su talla. Los EPP mínimos son: casco de protección clase E, lentes de protección, botines eléctricos con punta de composite, guantes eléctricos de acuerdo al nivel de tensión.</p> <p>4. Para trabajos con manibola (con corte en media o alta tensión), todos los trabajadores deben recibir la tarjeta de seguridad personal, la cual es el único documento que autoriza el inicio de la tarea de cada persona en el circuito. Al término la debe devolver firmada.</p>	3	4	3	Extremo	4
	<p>Caída a nivel</p> <p>Golpes</p>	3	1	1	<p>1. La persona que realice las tareas debe haber llevado el curso de formación de conducta segura.</p> <p>2. Los trabajadores deben utilizar sus EPP respectivos, como mínimo: Casco con bambalqueo, lentes de protección, botines eléctrico con punta de composite, guantes de cuero.</p> <p>3. Aplicar el orden y limpieza en el trabajo. Utilización de depósitos de residuos según su riesgo.</p>	3	2	3	Moderado	3
	<p>Caída de altura</p> <p>Fracturas, muerte</p>	5	1	1	<p>1. Todo trabajador que realice trabajos en altura (> 1.80 metros) debe tener el certificado de aprobación del curso de Trabajos en Altura. Esta certificación no debe tener una antigüedad mayor a 1 año.</p> <p>2. Todo trabajador que realice trabajos en altura debe utilizar los EPP adecuados para la tarea y conforme a su talla, los EPP mínimos son: arnés de seguridad, casco con bambalqueo, lentes de protección, guantes de cuero liviano, botines eléctricos con punta de composite.</p> <p>3. Todos los EPP deben ser revisados antes del inicio de cada tarea y registrado su revisión en la lista de verificación correspondiente.</p> <p>4. Todo trabajo en altura (> 1.80 metros) debe realizarse en plataforma, andamio o canastilla de brazo hidráulico. No está permitido realizar trabajos en escaleras.</p>	3	2	3	Moderado	3
	<p>Caída de objetos</p> <p>Cortes, golpes</p>	3	3	1	<p>1. Todo trabajo de zaje o descenso de materiales, equipos, herramientas, etc. debe realizarse utilizando una soga de servicio de material nylon con un diámetro no menor a 5/8", con la longitud de acuerdo a la tarea. El trabajador no debe subir a la plataforma, andamio o canastilla de brazo hidráulico sin asegurar sus herramientas.</p> <p>2. Todo trabajador debe utilizar los EPP correspondientes, como mínimo: casco clase E con bambalqueo, botines eléctricos con punta de composite, guantes de cuero, lentes de protección.</p> <p>3. Todas las herramientas que se utilicen deben ser amarradas con una soga o estinga en un punto fijo del andamio, canastilla de brazo hidráulico o plataforma.</p> <p>4. En el caso de trabajos en andamios, éste debe contar con rodapiés.</p>	3	2	3	Moderado	3
	<p>Problemas ergonómicos</p> <p>Calambres, lesiones osteo-musculares</p>	2	1	1	<p>1. Toda persona que realice trabajos con posturas forzadas debe haber llevado el curso-valer de ergonomía.</p> <p>2. Todo trabajador expuesto a este riesgo debe estar habilitado a través de un examen médico ocupacional, el cual no debe tener una antigüedad mayor a 1 año.</p>	3	1	3	Bajo	2

11. Revisión periódica de las instalaciones de la subestación (piso, pila, cimentación, paredes, cerco perimétrico, estacionamientos, etc.)	Caida a nivel	2	1	2	3	2	3	2	Moderado	2
	Caídas	2	1	2	3	2	3	2	Moderado	2
	Quemaduras, enrojecimiento de piel	2	1	2	3	2	3	2	Alto	3
12. Inspección de armazón de la subestación	Afectación a la piel	2	1	2	3	2	3	2	Moderado	2
	Caida de objetos	2	2	3	3	2	3	2	Moderado	2
	Problemas Ergonómicos	2	1	1	3	2	3	1	Bajo	1
13. Inspección de la subestación	Caída de altura	5	1	2	3	2	3	2	Alto	3
	Problemas Ergonómicos	2	1	1	3	2	3	1	Bajo	1

Elaboración: Propia

Tabla N° 110: Matriz de Evaluación de Aspectos Ambientales

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

DEPARTAMENTO / ÁREA: FECHA: RESPONSABLE: JAIME KUWAE GOTO

N°	TAREA	ASPECTO	IMPACTO	MEDIDAS DE CONTROL EXISTENTES MONITOREADAS PERMANENTEMENTE	PROBABILIDAD						INDICE DE SEVERIDAD (IS)	INDICE DE RIESGO (IR = IPxIS)	NIVEL DE RIESGO (NR)
					Personas expuestas (A)	Procedimiento Existente (B)	Capacidad (C)	Exposición al Riesgo (D)	Indice de Probabilidad (IP) = A+B+C+D				
1	Mantenimiento de aerogeneradores	Disposición de residuos	Contaminación de suelos u ocupación de espacios	1. Limpieza de zona de trabajo. 2. Disposición de residuos en contenedores organizados por colores, según el material a disponer.	2	1	1	1	5	1	5	TO	
2	Mantenimiento de transformadores	Disposición de aceite dieléctrico	Contaminación de suelos u ocupación de espacios	1. Bandejas para la contención de aceite. 2. Uso de trapos. 3. Uso de bolsas de alta densidad. 4. Tierra Fuller para la absorción de aceite que pueda caer en el suelo o en el transformador.	2	1	1	1	5	1	5	TO	
		Disposición de residuos con aceite dieléctrico	Contaminación de suelos u ocupación de espacios	1. Uso de bolsas de alta densidad. 2. Tierra Fuller para la absorción de aceite que pueda caer en el suelo o en el transformador.	2	1	1	1	5	1	5	TO	
3	Mantenimiento de equipos en patio de llaves	Disposición de residuos con aceite dieléctrico	Contaminación de suelos u ocupación de espacios	1. Bandejas para la contención de aceite. 2. Uso de trapos. 3. Uso de bolsas de alta densidad. 4. Tierra Fuller para la absorción de aceite que pueda caer en el suelo o en el transformador.	2	1	1	1	5	1	5	TO	
4	Mantenimiento de líneas de transmisión	Disposición de residuos	Contaminación de suelos u ocupación de espacios	1. Limpieza de zona de trabajo. 2. Disposición de residuos en contenedores organizados por colores, según el material a disponer.	3	1	1	1	6	1	6	TO	
5	Mantenimiento de torres de transmisión	Disposición de residuos	Contaminación de suelos u ocupación de espacios	1. Limpieza de zona de trabajo. 2. Disposición de residuos en contenedores organizados por colores, según el material a disponer.	3	1	1	1	6	1	6	TO	
6	Soldadura	Emisión de vapores / gases	Molestias / enfermedades por inhalación de vapores o gases	1. Remoción de vapores / gases mediante extractores. 2. Trabajo en zona despejada y/o con flujo de aire adecuado para la ventilación.	1	1	1	2	5	2	10	MO	

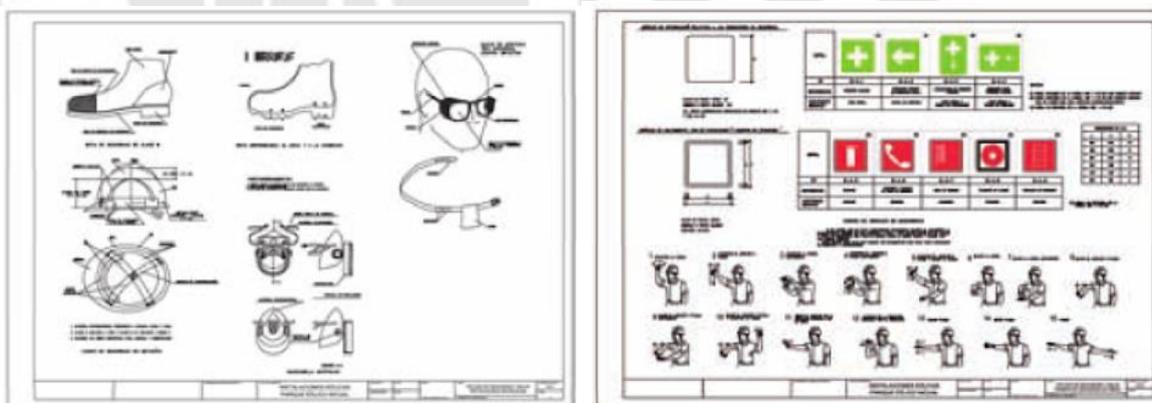
Elaboración: Propia

Figura N° 55: señalizaciones de seguridad



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 197
Elaboración: Luis Romero Lozano

Figura N° 56: Protecciones personales y normas de seguridad en obras



Fuente: Libro Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica / Página 198
Elaboración: Luis Romero Lozano

Los costos unitarios correspondientes a seguridad y salud han sido actualizados de acuerdo a la variación porcentual anual de la inflación de manera similar que la tabla N° 102, hasta el año 2016. Por otro lado, las

cantidades han sido modificadas de acuerdo a la potencia calculada del proyecto¹¹⁷. En la tabla N° 111 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla N° 111: Presupuesto en seguridad y salud en US\$

P10	Capítulo		SEGURIDAD Y SALUD	1	451,074.96	451,074.96
P01001	Capítulo		MATERIAL SEGURIDAD AEROGENERADORES	3.00	105,751.31	317,253.93
			Suministro e instalación de material de seguridad dentro de los aerogeneradores.			
P01002	Capítulo		SEGURIDAD Y SALUD	3.00	44,607.01	133,821.02
P01002.1	Partida	pa	PROTECCIONES INDIVIDUALES	1.00	16,848.30	16,848.30
P01002.2	Partida	pa	PROTECCIONES COLECTIVAS	1.00	11,591.28	11,591.28
P01002.3	Partida	pa	PREVENCIÓN Y PRIMEROS AUXILIOS	1.00	1,881.79	1,881.79
P01002.4	Partida	pa	INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR	1.00	12,354.16	12,354.16
P01002.5	Partida	pa	FORMACIÓN Y REUNIONES	1.00	1,931.48	1,931.48

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011

Elaboración: Propia

f) Terreno

Para nuestro estudio de factibilidad se ha considerado la compra de un terreno con un área de 13162,3 m² (Superficie total de la subestación La Esperanza, Tabla N° 94) lo cual involucra las siguientes áreas:

- Subestación de transformación.
- Sala de telecontrol.
- Áreas administrativas.
- Comedor.
- Almacén de repuestos.
- Servicios higiénicos.
- Cocheras.

Para el caso del parque eólico y la línea de transmisión, se presentará la documentación respectiva solicitada por el Ministerio de

¹¹⁷ Potencia calculada del proyecto: 233 MW, según tabla N° 45.

Energía y Minas¹¹⁸, para la concesión temporal del terreno durante la etapa de estudio de factibilidad y una concesión definitiva cuando el parque eólico ingrese en operación.

Para el cálculo del costo del terreno, se ha considerado los precios indicados en la tabla N° 81, los resultados se muestran en la tabla N° 112.

Tabla N° 112: Presupuesto del terreno en US\$

P11	Capítulo		TERRENO	1	78,973.84	78,973.84
P01101	Partida	m ²	TERRENO (Sin considerar el terreno del parque eólico, propiedad del Estado)	13,162.31	6	78,973.84

Elaboración: Propia

g) Presupuesto General

El presupuesto está conformado por los siguientes componentes:

1. Parque eólico, corresponde a los presupuestos de las tablas N° 96, 97, 98, 99, 100, 101, 105 y 106.
2. Subestación de transformación, corresponde al presupuesto de la tabla N° 102.
3. Línea de transmisión, corresponde al presupuesto de la tabla N° 104.
4. Diseño ejecutivo, corresponde a los costos asociados al diseño del parque eólico, subestación de transformación y línea de transmisión. Para la ejecución de este trabajo se contratará los servicios de una empresa contratista. Para el cálculo respectivo se ha actualizado el costo unitario al año 2016 considerando la variación porcentual de la inflación¹¹⁹.
5. Supervisión, corresponde a los costos relacionados al seguimiento del avance del proyecto, en la parte de implementación hasta la puesta en

¹¹⁸ Ver Anexo 6: Texto único de Procedimientos administrativos del Ministerio de Energía y Minas para el otorgamiento de una concesión temporal y definitiva.

¹¹⁹ Variación porcentual de la inflación: Desde el año 2012 al 2015 se toman como referencia los datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática, publicados en su Síntesis Estadística 2016, página 133. Para el año 2016 se toma como referencia la información del Banco Central de Reserva del Perú, publicado en su Reporte de Inflación 2016, página 16.

servicio. Para la ejecución de este trabajo se contratará los servicios de una empresa contratista. Para el cálculo respectivo se ha actualizado el costo unitario al año 2016 considerando la variación porcentual de la inflación, de manera similar a los costos del diseño ejecutivo.

6. Gastos Generales Administrativos, se han considerado dos rubros:
 - Gasto general del contratista: corresponde al 15% del 20% del costo total del parque eólico, subestación de transformación y línea de transmisión.
 - Utilidades del contratista: corresponde al 10% del 20% del costo total del parque eólico, subestación de transformación y línea de transmisión.
7. Terreno, corresponde al presupuesto de la tabla N° 107.

En la tabla N° 113 se muestra el resumen del Presupuesto General, el cual ascendería a una inversión total de 170.65 millones de dólares.

Tabla N° 113: Presupuesto General en MMUS\$

RESUMEN		
ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL
A	PARQUE EÓLICO (233MW)	109,426,315.69
B	SUBESTACIÓN LA ESPERANZA (300 MVA)	24,587,179.94
C	LÍNEA DE TRANSMISIÓN (44.5 km)	3,035,855.62
D	TOTAL COSTO DIRECTO (A+B+C)	137,049,351.25
E	DISEÑO EJECUTIVO	352,504.37
F	SUPERVISIÓN	293,753.64
G	GASTOS GENERALES ADMINISTRATIVOS	
	15% Gastos Generales de contratista (15% MN sobre el 20% de la Inversión)	4,111,480.54
	10% Utilidades de contratista (10% MN sobre el 20% de la Inversión)	2,740,987.02
H	Subtotal	6,852,467.56
I	COSTOS SIN IMPUESTOS (D+E+F+H)	144,548,076.83
J	I.G.V. (18%)	26,018,653.83
K	SUB TOTAL (I + J)	170,566,730.66
L	TERRENO*	78,973.84
M	TOTAL (US\$)	170,645,704.49
N	TOTAL (MMUS\$)	170.65
<p><i>* No se considera el área del parque eólico ni de la línea de transmisión dado que, se solicitará al MEM una concesión temporal y definitiva.</i></p>		

Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011
Elaboración: Propia

3.4 Concesión:

Se ha considerado que, para las áreas correspondientes a las líneas de transmisión y parque eólico, el proyecto requiere la solicitud de concesión de estas áreas al Estado. De acuerdo con el Anexo 1 del Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) del Ministerio de Energía y Minas, existen dos tipos de otorgamientos de concesión: temporal o definitiva. La primera de ellas tiene como base legal el Decreto Legislativo N° 25844 (Art. 23) (19-11-1992), el Decreto Supremo N° 009-93-EM (Art. 37 al 43, 53, 54) (25-02-1993) y la Ley N° 16053 (Art. 8) (08-02-1996) y se otorga por un

período de dos años y uno más a solicitud una vez presentado los resultados positivos del Estudios de Impacto Ambiental. Por otro lado, el otorgamiento definitivo tiene como base legal el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (Art. 3, 6, 22, 25, 26, 28) (19-11-1992), el Decreto Supremo N° 009-93-EM (Art. 37 al 43, 53, 54) (25-02-1993) y la Ley N° 16053 (Art. 8) (08-02-1966) y se da luego de 10 años de haber iniciado el proyecto.

3.5 Estudio de impacto ambiental:

El Estudio de Impacto Ambiental se realizará en cumplimiento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (N° 27446) (23-04-2001), Decreto Legislativo N° 1078 Modificatoria de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (28-06-2008), Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (25-09-2009), Resolución Ministerial N° 239-2010-MINAM Disposiciones para la Revisión Aleatoria de EIA aprobadas por las Autoridades Competentes (24-11-2010), Resolución Ministerial N° 157-2011-MINAM Aprueban primera actualización del listado de inclusión de los proyectos de inversión sujetos al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (21-07-2011). A través de una empresa consultora se realizará el estudio para determinar si la zona del proyecto cumple con los requisitos del Estado Peruano y no impacta negativamente en la ejecución y operación del proyecto.

3.6 Certificado de inexistencia de restos arqueológicos:

A través de una empresa consultora se elabora un Proyecto de Evaluación Arqueológica, el cual será dirigido por un arqueólogo licenciado, inscrito en el registro Nacional de Arqueólogos profesionales. Este proyecto se tiene la finalidad de identificar y delimitar las zonas arqueológicas ubicadas dentro o en la periferia de las superficies verificadas. Asimismo, este proyecto contempla la mitigación correspondiente para la protección y conservación de las zonas. El certificado tiene como base legal los Artículos 22 y 30 de la Ley General del Patrimonio Cultural de la Nación (Ley N° 28296).

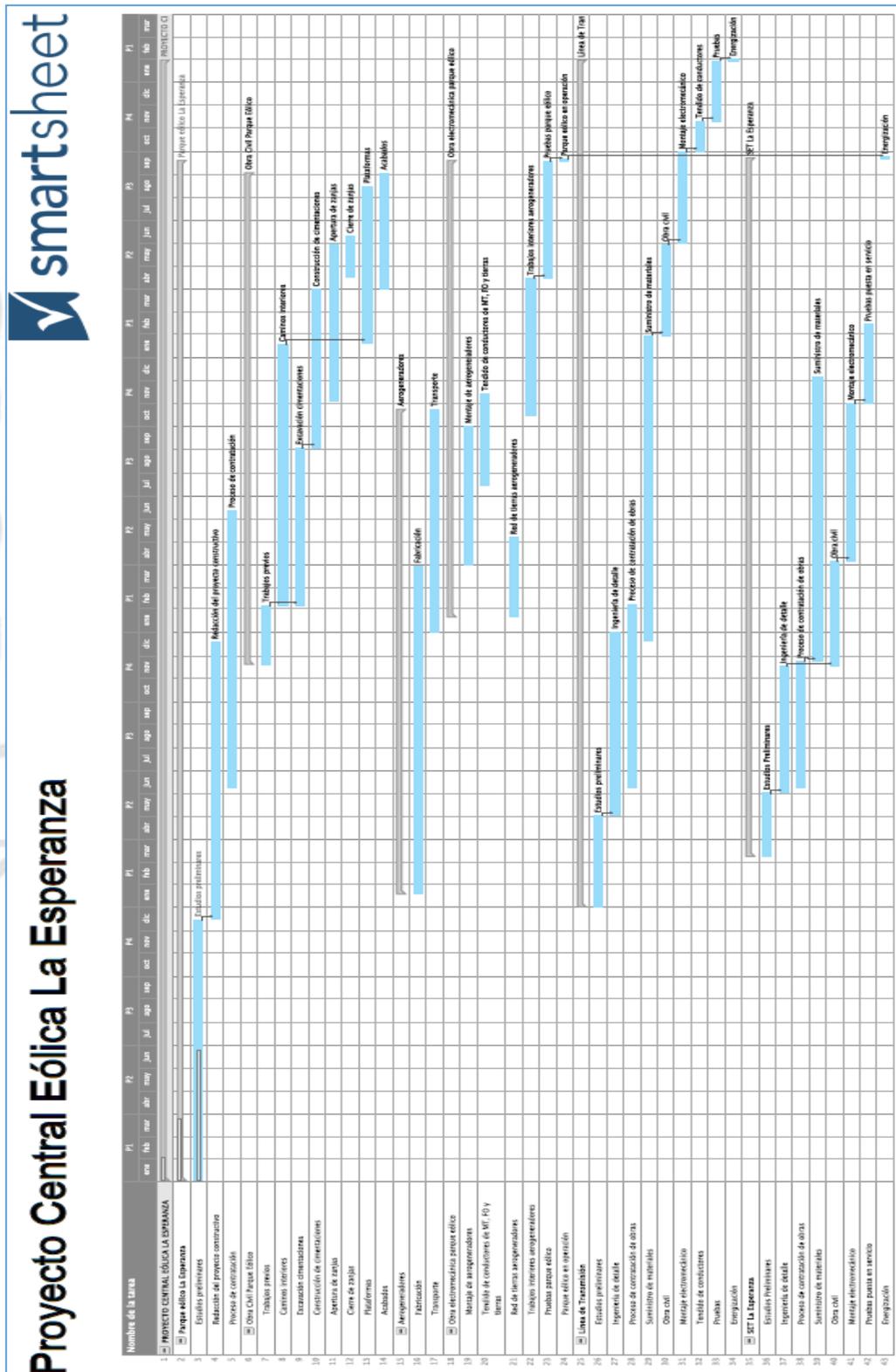
Además, según el Texto Único de Procedimientos Administrativos: DS N° 022-2002-ED, Diario Oficial El Peruano el 26-08-2002 y Reglamento de Investigaciones Arqueológicas: RS-004-2000-ED se detalla la forma y los procedimientos a seguir para la obtención de este certificado, luego de la autorización del Instituto Nacional de Cultura, previamente aprobado por la Comisión Nacional Técnica de Arqueología.

Una vez emitido el CIRA, el titular del Proyecto de Inversión deberá presentar un Plan de Monitoreo Arqueológico, que será aprobado en un plazo máximo de 10 días hábiles.

3.7 Cronograma de actividades

En la figura N° 57 que se muestra a continuación, se presenta el cronograma de actividades para la puesta en operación de la Central Eólica La Esperanza.

Figura N° 57: Cronograma de Actividades



Fuente: Central eólica Tres Hermanas / Presupuesto / Año 2011

Elaboración: Propia

Según el cronograma de actividades, el proyecto tiene una duración de 1065 días laborales o 1488 días calendario, lo cual equivale a 4 años y 29 días. Dentro del cronograma, se ha tomado en cuenta a las tres etapas principales de la Central Eólica las cuales son: Parque Eólico, Subestación Eléctrica de Transmisión y Línea de Transmisión. Si bien es cierto estas actividades pueden iniciar en simultáneo, es necesario que el Parque Eólico y la Subestación estén culminados antes de la puesta en servicio de la línea de transmisión, con lo cual se dará por concluida la etapa preoperativa del proyecto.



CAPÍTULO IV: ESTUDIO LEGAL Y ORGANIZACIONAL

En este cuarto capítulo de nuestro estudio de factibilidad, se planteará la nueva división dentro de la compañía Luz del Sur SAA, la cual tendrá como objetivo el desarrollo y operación del proyecto de energía eólica, además se detallarán las funciones y perfiles de los puestos respectivos.

4.1 Tipo de sociedad

En la memoria anual publicada por la Gerencia General de la compañía se indica lo siguiente (2016):

Mediante escritura pública de fecha 26 de junio de 1998, la Empresa se adecuó a la Ley General de Sociedades, adoptando la forma societaria de sociedad anónima abierta y consecuentemente su denominación social actual: “Luz del Sur SAA”.

De acuerdo al tipo de sociedad en la cual se desempeña actualmente la compañía, en la tabla N° 114 se muestran las principales características según el portal de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – Perú¹²⁰ (ProInversión):

¹²⁰ Recurso virtual

<http://www.proinversion.gob.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?prf=0&jer=5732&sec=1>

Tabla N° 114: Sociedad anónima abierta

B). SOCIEDAD ANÓNIMA ABIERTA	
CARACTERÍSTICAS	Es aquella que realizó oferta primaria de acciones u obligaciones convertibles en acciones, tiene más de 750 accionistas, más del 35% de su capital pertenece a 175 o más accionistas, se constituye como tal o sus accionistas deciden la adaptación a esta modalidad.
DENOMINACIÓN	La denominación es seguida de las palabras "Sociedad Anónima Abierta", o de las siglas "S.A.A."
ÓRGANOS	Junta General de Accionistas, Directorio y Gerencia
CAPITAL SOCIAL	Representado por participaciones y deberá estar pagada cada participación por lo menos en un 25%
DURACIÓN	Determinado o Indeterminado
TRANSFERENCIA	La transferencia de acciones debe ser anotada en el Libro de Matrícula de Acciones de la Sociedad.

Fuente: ProInversión

Elaboración: ProInversión

4.2 Afectación tributaria

De acuerdo a lo dispuesto por la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria, los impuestos aplicables a la compañía serían los siguientes:

- Impuesto a la renta.
- Impuesto General a las Ventas.
- Impuesto a las Transacciones Financieras – Empresas.
- Aportaciones ESSALUD.
- Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo.
- Seguro de Vida DEL 688.

4.2.1 Impuesto a la renta

Los ingresos relacionados a la venta de energía eléctrica a través de la planta de energía eólica estarán afectos al impuesto a la renta de tercera categoría debido a las operaciones gravadas provenientes del comercio, de acuerdo al artículo 28 de la Ley del Impuesto a la Renta. La tasa aplicable para la determinación del Impuesto a la Renta Anual para el ejercicio del año 2017 en adelante sería del 29,5%, según el artículo 55 de la Ley del Impuesto a la Renta.

4.2.2 Impuesto general a las ventas (IGV)

Las operaciones gravadas con el Impuesto General a las Ventas son: Venta de bienes muebles en el país, Prestación o utilización de servicios en el país, Contratos de construcción y la Importación de bienes. La tasa aplicada a cada operación gravada es del 18%¹²¹, la cual tiene un componente del 16% de las operaciones gravadas del IGV y un 2% del Impuesto de Promoción Municipal.

4.2.3 Impuesto a las transacciones financieras (ITF)

Las operaciones gravadas con el Impuesto a las Transacciones Financieras¹²² son: Depósitos en cuentas, Giros, Transferencia de Fondos, Órdenes de Pago, Tarjetas de Crédito, Tarjetas de Débito y Cheques con la cláusula de no negociable, intransferible, no a la orden u otro equivalente. El monto a partir del cual debe utilizarse cualquier medio de pago será a partir del S/. 3500 nuevos soles o US\$ 1000 dólares americanos. La tasa del impuesto ITF-Empresas equivale a 0.005% del valor de la operación afecta.

4.2.4 Aportaciones ESSALUD

Las prestaciones gravadas que otorga ESSALUD¹²³ son: Prestaciones de salud, Prestaciones Económicas y Prestaciones de Bienestar y promoción social. La tasa aplicable es del 9% sobre la remuneración¹²⁴. La remuneración mínima asegurable mensual no deberá ser inferior a la remuneración mínima vital.

¹²¹ Base legal: Art. 1° del T.U.O. de la Ley del Impuesto General a las Ventas aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EF y Artículo 2 del Reglamento de la Ley del IGV, Decreto Supremo N° 029-94-EF.

¹²² Impuesto a las Transacciones Financieras: Vigente desde el 01 de enero de 2004. Mediante la Ley N° 28194 se establecen los medios de pagos que deben utilizarse para luchar contra la evasión y lograr la formalización de la economía.

¹²³ ESSALUD: Seguro Social de Salud del Perú.

¹²⁴ Base legal: Art 6° de la Ley 26790 Ley de Modernización de la Seguridad Social en Salud, Capítulo 6, Artículo 33.

4.2.5 Seguro complementario de trabajo de riesgo (SCTR)

Dentro del marco de la Ley 26790, Ley de Modernización de la Seguridad Social en Salud, en el Anexo 5 dentro de las actividades comprendidas en el SCTR se encuentra la de Generación, captación y distribución de energía eléctrica. La tasa de aporte incluido el IGV para el nivel de riesgo II comprendido en la actividad de suministros de electricidad, es de 1.24% de la remuneración bruta¹²⁵.

4.2.6 Seguro de vida del 688

Dentro del marco de la Ley de Consolidación de Beneficios Sociales, Decreto legislativo 688, en el artículo N° 1 se indica que El trabajador, empleado u obrero tiene derecho a un seguro de vida a cargo de su empleador, una vez cumplido cuatro años de trabajo al servicio del mismo. Sin embargo, el empleador está facultado a tomar el seguro a partir de los tres meses de servicio del trabajador. En el artículo 10 se indica que la prima es única y renovable mensualmente, para el caso de empleados es igual al 0.53% de la remuneración mensual de cada asegurado, correspondiente al mes inmediato anterior a la vigencia mensual del seguro. Para el caso de trabajadores obreros, la prima será igual al 0.71% de la remuneración que perciba mensualmente, correspondiente al mes inmediato anterior a la vigencia mensual del seguro.

4.3 Normas competentes

4.3.1 Marco Normativo de los RER en el Perú

Las Leyes y Procedimientos que conforman a este marco normativo son las que se muestran a continuación en la tabla N° 115.

¹²⁵ Recurso virtual www.mintra.gob.pe/contenidos/drt/servicios/SCTR.ppt

Tabla N° 115: Marco normativo de los RER en el Perú

<p>Normas Generales</p>	<ul style="list-style-type: none"> Decreto Legislativo N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. Ley N° 28832- Ley de Generación Eficiente (2008). Promueve licitaciones y contratos a largo plazo para el suministro de energía de clientes regulados.
<p>Marco Normativo RER</p>	<ul style="list-style-type: none"> Decreto Legislativo N° 1002. Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (2008). Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables¹. Decreto Supremo N° 020-2013-EM. Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red (<i>Off-grid</i>). Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM. Plan de Acceso Universal a la Energía.
<p>Procedimientos Regulatorios - Osinergrin</p>	<ul style="list-style-type: none"> Resolución N° 200-2009-OS/CD. Procedimiento sobre hibridación de instalaciones para generación RER. Resolución N° 001-2010-OS/CD. Procedimiento de cálculo de Prima para la generación RER. Resolución N° 289-2010-OS/CD. Procedimiento sobre cálculo de la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER. Procedimiento Técnico del COES N°20. Procedimiento sobre el ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN - COES.

Nota: ¹Modificado por el D.S. N° 031-2012-EM y el D.S. N°024-2013-EM.

Fuentes: MEM, COES y Osinergrin

Elaboración: GPAE - Osinergrin

Otros aspectos importantes a considerar son los que se indican en el Libro, La Industria de la Electricidad en el Perú, publicado por Osinergrin (2016):

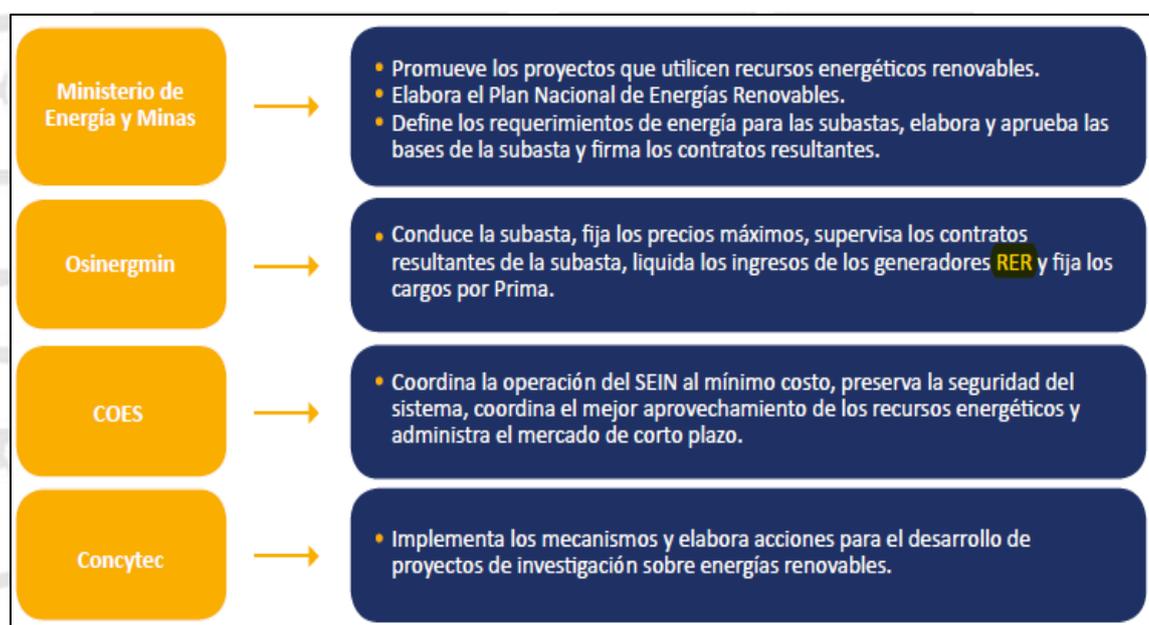
En el Decreto Legislativo N° 1002, se establece incentivos para la promoción de los proyectos RER tales como:

- Prioridad en el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado nacional (COES).
- En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y distribución eléctrica del SEIN, los generadores RER tendrán prioridad para conectarse.
- Tarifas estables a largo plazo (20 años) determinadas mediante subastas.
- Compra de toda la energía producida.
- Establece un mecanismo de mercado basado en subastas para la adjudicación de proyectos RER.
- Las convocatorias de las subastas deben tener una periodicidad no menor de dos años (174, 175).

4.3.2 Marco Institucional de los RER

El marco institucional de los RER¹²⁶ se muestra a continuación en la tabla N° 116.

Tabla N° 116: Marco Institucional de los RER



Fuentes: MEM, COES, Concytec y Osinermin

Elaboración: GPAE - Osinermin

Otros aspectos importantes a considerar son los que se indican en el Libro, La Industria de la Electricidad en el Perú, publicado por Osinermin (2016):

- Señala que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargado de definir los requerimientos de energía, elaborar y aprobar las bases y firmar los contratos resultantes de la subasta.
- El Osinermin¹²⁷, es el encargado de conducir la subasta, fijar los precios máximos y supervisar los contratos resultantes.

¹²⁶ RER: Significa Recursos Energéticos Renovables.

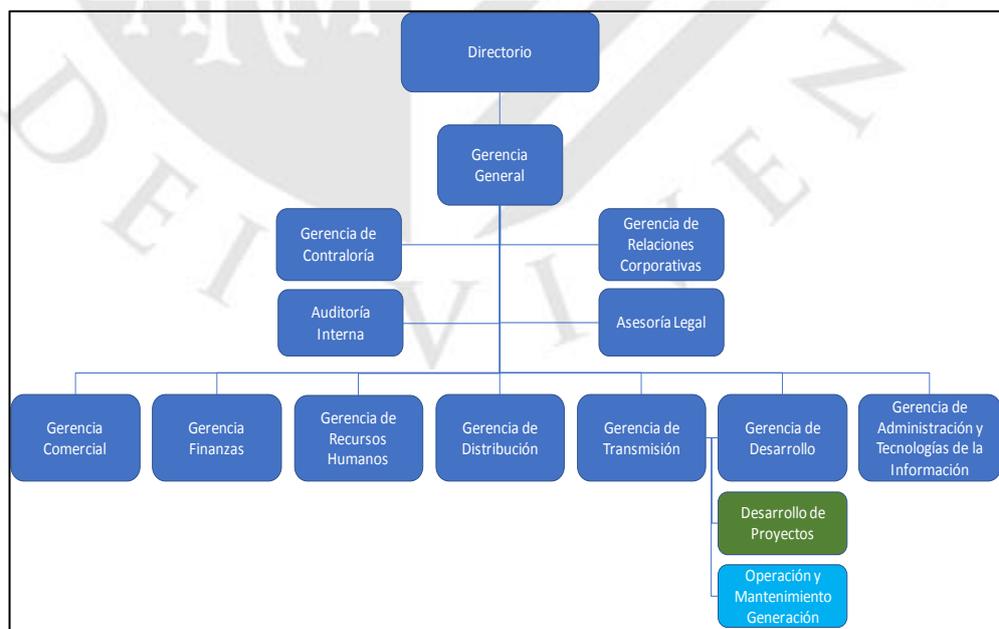
¹²⁷ Osinermin: Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

- Cada cinco años el Ministerio de Energía y Minas determinará un porcentaje objetivo de participación RER dentro de la matriz eléctrica del país.
- Según Decreto Legislativo N° 1002, establece el procedimiento administrativo para anunciar las subastas de energías renovables y adjudicar concesiones para el desarrollo de la generación de electricidad, así como los requisitos para la presentación, evaluación y adjudicación de ofertas, comercialización y las tarifas de generación de energías renovables (175).

4.4 Estructura organizacional

Dentro de la estructura organizacional de la empresa Luz del Sur SAA, la Gerencia de Desarrollo será la encargada de llevar a cabo el proyecto de generación de electricidad a través de la planta de energía eólica. El Departamento de Desarrollo de Proyectos, será el encargado de llevar a cabo el estudio de factibilidad. Posteriormente el Departamento de Operación y Mantenimiento Generación, será el encargado de dirigir y controlar las operaciones una vez iniciadas las mismas, tal como se muestra en la figura N° 58.

Figura N° 58: Organigrama Estructural Luz Del Sur SAA



Fuente: Luz del Sur SAA

Elaboración: Propia

4.5 Funciones del personal

Las funciones que se han definido para el Personal, están orientadas a la etapa de estudio de factibilidad (Desarrollo de Proyectos de Generación) y a la etapa de operación de la planta de energía eólica (Operación y Mantenimiento Generación) tal como se muestra en la tabla N° 117.

Tabla N° 117: Funciones de Personal

Jefe de Departamento Desarrollo de Proyectos	Jefe de Departamento Operación y Mantenimiento Generación
<p>Dirigir el desarrollo del Proyecto, avances de actividades y de la inversión. Realizar los informes mensuales a la Gerencia. Supervisar los contratos con las empresas contratistas. Elaborar y aprobar las matrices de identificación de peligros y riesgos. Elaborar y aprobar las matrices de valoración de aspectos ambientales. Elaborar el Informe final del Proyecto.</p>	<p>Supervisar la operatividad del sistema de generación. Supervisar permanentemente la demanda de la carga. Elaborar el Plan de Contingencias para rechazo de carga y/o ante fenómenos naturales. Elaborar el Plan de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la planta de generación. Elaborar y aprobar las matrices de identificación de peligros y riesgos. Elaborar y aprobar las matrices de valoración de aspectos ambientales.</p>
Ingeniero Proyectista	Ingeniero Electrónico
<p>Elaborar el diseño del Proyecto, ubicación y diseño de planta. Elaborar los presupuestos de los requerimientos de equipos, materiales y herramientas necesarias. Elaborar los cronogramas de las actividades.</p>	<p>Supervisar permanentemente la operatividad de todos los equipos de telemando, a través de la sala de telecontrol. Programar trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas de mando y protección a distancia (interruptores y relés)</p>
Ingeniero Civil	Ingeniero Supervisor Sala de Telecontrol
<p>Elaborar el diseño de estructuras y terreno necesario para el proyecto. Supervisar todas las actividades referidas a obras civiles (antes, durante y después de la implementación del proyecto).</p>	<p>Monitorear permanentemente el comportamiento de la planta de generación. Aplicar el plan de contingencias. Programar las solicitudes de corte para trabajos de mantenimiento. Elaborar reportes diarios del comportamiento de la planta de generación.</p>
Ingeniero Electricista	Técnico Coordinador Operador
<p>Elaborar cálculos de diseño de todos los componentes eléctricos necesarios para el proyecto. Supervisar las obras de instalación de cables y equipos eléctricos. Realizar las pruebas de operación respectivas. Aplicar las normas de seguridad y salud en cumplimiento al código nacional de electricidad.</p>	<p>Monitorear permanentemente el comportamiento de la planta de generación. Aplicar el plan de contingencias. Ejecutar las maniobras de apertura y cierre de circuitos eléctricos por telemando. Ejecutar las maniobras de apertura y cierre de circuitos eléctricos de forma manual.</p>

Elaboración: Propia

4.6 Requerimientos del personal

El requerimiento del Personal idóneo, ha sido elaborado en base a las funciones definidas para cada puesto de trabajo, tal como se muestra en la tabla N° 118.

Tabla N° 118: Perfil requerido de Personal

Jefe de Departamento Desarrollo de Proyectos	Jefe de Departamento Operación y Mantenimiento Generación
Ingeniero Industrial, Electricista o Electrónico Colegiado. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento de Microsoft Project y Excel. Conocimiento en elaboración de matrices de identificación de peligros, riesgos y aspectos ambientales.	Ingeniero Industrial, Electricista o Electrónico Colegiado. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento del sistema SCADA. Conocimiento de Microsoft Project y Excel. Conocimiento en elaboración de matrices de identificación de peligros, riesgos y aspectos ambientales.
Ingeniero Proyectista	Ingeniero Electrónico
Ingeniero Industrial o Electricista Colegiado. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento de Microsoft Project y Excel.	Ingeniero Electrónico Colegiado. Conocimiento del sistema SCADA. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento de Microsoft Project y Excel.
Ingeniero Civil	Ingeniero Supervisor Sala de Telecontrol
Ingeniero Civil Colegiado. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento de Microsoft Project y Excel.	Ingeniero Electricista Colegiado. Conocimiento del sistema SCADA. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento de Microsoft Project y Excel.
Ingeniero Electricista	Técnico Coordinador Operador
Ingeniero Electricista Colegiado. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio. Conocimiento de Microsoft Project y Excel.	Técnico Electricista (Egresado de Instituto Superior con período de estudios de 3 años) Conocimiento del sistema SCADA. Experiencia mínima en el sector eléctrico 3 años. Conocimientos de Inglés, nivel intermedio.

Elaboración: Propia

Actualmente como política de la compañía, los contratos con los trabajadores son del tipo de plazo indefinido¹²⁸, bajo la modalidad de Personal de Confianza para el caso de los Ingenieros y Empleados para el caso del Personal Técnico. Por otro lado las remuneraciones del Personal Técnico han sido definidas de acuerdo al promedio de remuneración anual según la

¹²⁸ Recurso virtual <http://www.proinversion.gob.pe/apec/pdf/4%20Regimen%20Laboral.pdf>

actividad económica del año 2016¹²⁹, para el caso de las Jefaturas de Departamento las remuneraciones han sido calculadas en base al promedio anual del año 2016 según nivel educativo, tomando como referencia a los que han obtenido el grado de Maestría¹³⁰ y finalmente para el caso de los Ingenieros, las remuneraciones han sido calculadas en base al promedio entre el Personal Técnico y los Jefes de Departamento. Finalmente, los cálculos de CTS¹³¹, AFP¹³² y seguros han sido estimados en base a la legislación nacional vigente tal como se muestra en la tabla N° 119.

Tabla N° 119: Contratos y Remuneraciones del Personal

Puesto	N° de Trabajadores	Turnos	Modalidad	Remuneración Mensual	CTS	AFP (10% RM)	ESSALUD (9% RM)	SCTR (1.24% RM)	DEL 688 (0.53% RM)
Jefe de Departamento Desarrollo de Proyectos	1	1	Plazo Indefinido	S/9,098	S/5,686.3	S/909.8	S/818.8	S/112.8	S/48.2
Jefe de Departamento Operación y Mantenimiento Generación	1	1	Plazo Indefinido	S/9,098	S/5,686.3	S/909.8	S/818.8	S/112.8	S/48.2
Ingeniero Proyectista	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/4,205.9	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7
Ingeniero Civil	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/4,205.9	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7
Ingeniero Electricista	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/4,205.9	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7
Ingeniero Electrónico	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/4,205.9	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7
Ingeniero Supervisor Sala de Telecontrol	3	3	Plazo Indefinido	S/6,730	S/4,205.9	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7
Técnico Coordinador Operador	3	3	Plazo Indefinido	S/4,361	S/2,725.6	S/436.1	S/392.5	S/54.1	S/23.1

Elaboración: Propia

¹²⁹ Ver Cuadro N° 75 del Anuario Estadístico Sectorial, publicado por el Ministerio de Trabajo y Promoción el Empleo, Año 2016.

¹³⁰ Ver Cuadro N° 77 del Anuario Estadístico Sectorial, publicado por el Ministerio de Trabajo y Promoción el Empleo, Año 2016.

¹³¹ CTS: Significa compensación por tiempo de servicios, del TUO del Decreto Legislativo N° 650, Ley de Compensación por Tiempo de Servicios.

¹³² Recurso virtual

CAPÍTULO V: ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO

5.1 Inversión del proyecto

La inversión total del proyecto está compuesta por la suma de los activos fijos intangibles, activos fijos tangibles y el capital de trabajo. Los valores están expresados en soles y se basa en información disponible en páginas de dominio público.

5.1.1 Activos fijos intangibles

a. Estudios Previos

Están conformados por los estudios ambientales, arqueológicos y geotécnicos en base al presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. Los precios están indicados en dólares sin embargo en el resumen de los activos fijos intangibles se mostrarán los precios en soles.

En la tabla N° 120 se muestra la inversión total.

Tabla N° 120: Inversión en estudios previos

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P05	Capítulo		ESTUDIOS	1	340,754.23	340,754.2
P0501	Partida	u	ESTUDIO Y SEGUIMIENTO AMBIENTAL DE LA OBRA	1.00	141,001.75	141,001.7
P0502	Partida	u	ESTUDIO Y SEGUIMIENTO ARQUEOLÓGICO	1.00	58,750.73	58,750.7
P0503	Partida	u	ESTUDIO GEOTÉCNICO	1.00	141,001.75	141,001.7

Elaboración: Propia

b. Estudios definitivos

Están conformados por el diseño ejecutivo del proyecto en base al presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. Los precios están

indicados en dólares sin embargo en el resumen de los activos fijos intangibles se mostrarán los precios en soles.

En la tabla N° 121 se muestra la inversión total.

Tabla N° 121: Inversión en estudios definitivos

ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL
E	DISEÑO EJECUTIVO	352,504.37

Elaboración: Propia

c. Organización

Están conformados por los gastos generales administrativos sobre la inversión en base al presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. Los precios están indicados en dólares sin embargo en el resumen de los activos fijos intangibles se mostrarán los precios en soles.

En la tabla N° 122 se muestra la inversión total.

Tabla N° 122: Inversión en organización

ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL
G	GASTOS GENERALES ADMINISTRATIVOS	
	15% Gastos Generales de contratista (15% MN sobre el 20% de la Inversión)	4,111,480.54
	10% Utilidades de contratista (10% MN sobre el 20% de la Inversión)	2,740,987.02
H	Subtotal	6,852,467.56

Elaboración: Propia

d. Supervisión pre operativa

Están conformados por los trabajos en supervisión en la etapa previa del proyecto, en base al presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. Los precios están indicados en dólares sin embargo en el resumen de los activos fijos intangibles se mostrarán los precios en soles.

En la tabla N° 123 se muestra la inversión total.

Tabla N° 123: Inversión en supervisión pre operativa

ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL
F	SUPERVISIÓN	293,753.64

Elaboración: Propia

e. Gastos de puesta en marcha

Están conformados por las pruebas que se realizarán en las celdas de media tensión, cables de baja y media tensión, cables de fibra óptica y mediciones de las puestas a tierra, en base al presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. Los precios están indicados en dólares sin embargo en el resumen de los activos fijos intangibles se mostrarán los precios en soles.

En la tabla N° 124 se muestra la inversión total.

Tabla N° 124: Inversión en gastos de puesta en marcha

P09	Capítulo	VARIOS	1	173,432.15	173,432.2
P0901	Partida	PRUEBAS CELDAS MT	3.00	16,920.21	50,760.63
P0902	Partida	PRUEBAS CABLES BT Y MT	3.00	7,167.59	21,502.77
P0903	Partida	PRUEBAS CABLES DE FIBRA ÓPTICA	3.00	11,750.15	35,250.44
P0904	Partida	MEDICIONES RESISTENCIA PAT	3.00	21,972.77	65,918.32

Elaboración: Propia

f. Gastos pre operativos

Están conformados por los pagos a realizar por las concesiones temporal¹³³ y definitiva¹³⁴ al Ministerio de Energía y Minas, y también por los sueldos del personal propio que laborará en la etapa pre operativa. En la tabla N° 125 se muestra la inversión total con respecto a las concesiones y en la tabla N° 126 se muestra el monto de inversión mensual y en la tabla N° 127 se muestra la inversión total de los sueldos del personal incluyendo un incremento en base a la variación porcentual de la inflación¹³⁵ del año anterior, cabe indicar que

¹³³ Otorgamiento de Concesión Temporal: D.L. 25844 Ley de Concesiones Eléctricas Artículo N° 23.

¹³⁴ Otorgamiento de Concesión Definitiva: D.L. 25844 Ley de Concesiones Eléctricas Artículos N° 3, 6, 22, 25, 26 y 28.

¹³⁵ Ver Anexo 7: Variación porcentual anual de la inflación en el Perú.

en el año 2021 sólo se considera un mes de trabajo dado que la etapa pre operativa es de 4 años y 29 días.

Tabla N° 125: Inversión en gastos pre operativos - concesiones

	Trámite (S/)
Concesión temporal	1,711.9
Concesión definitiva	1,065.8
	2,777.7

Elaboración: Propia

Tabla N° 126: Inversión en sueldos - Mensual

Puesto	N° de Trabajadores	Turnos	Modalidad	Remuneración Mensual	GGFF	CTS	AFP (10% RM)	ESSALUD (9% RM)	SCTR (1.24% RM)	DEL 688 (0.53% RM)	Costo Mensual S/
Jefe de Departamento Desarrollo de Proyectos	1	1	Plazo Indefinido	S/9,098	S/1,516	S/473.9	S/909.8	S/818.8	S/112.8	S/48.2	S/12,068.0
Ingeniero Proyectista	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/1,122	S/350.5	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7	S/8,926.3
Ingeniero Civil	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/1,122	S/350.5	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7	S/8,926.3
Ingeniero Electricista	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/1,122	S/350.5	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7	S/8,926.3
											S/38,847.1

Elaboración: Propia

Tabla N° 127: Inversión en sueldos – Proyección anual

Año	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Sueldos del Personal con incremento en relación a la variación porcentual de la inflación (S/)	481,548	492,624	505,783	519,030	42,590	2,041,576

Elaboración: Propia

g. Intereses pre operativos

De acuerdo al servicio de deuda escogido con período de gracia parcial, en los cuatro años del período pre operativos se deberá cancelar los intereses generados durante ese período. En la tabla N° 128 se muestran los cálculos efectuados a una tasa de interés del 6,6875%, cuyo monto asciende a 132'371,670 millones de soles. Más adelante se justificarán dichos valores en el financiamiento del proyecto.

Tabla N° 128: Intereses pre operativos

AÑOS	DEUDA (S/)	AMORTIZ.	INTERESES (S/)	CUOTA (S/)	SALDO (S/)
1 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364
2 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364
3 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364
4 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364
Total de Inetereses pre operativos (S/)			132,371,670		

Elaboración: Propia

h. Resumen de los activos fijo-intangibles

La amortización de los activos fijos intangibles se ha calculado en base a 10 años tal como lo indica el artículo 44° inciso g, del Capítulo VI de la Ley del Impuesto a la Renta. Por otro lado, el tipo de cambio que se ha tomado en cuenta es el correspondiente al mes de enero de 2017¹³⁶ según publicación de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria, en el cual \$1 dólar equivale a S/ 3.392.

En la tabla N° 129 se muestran los resultados obtenidos, en la cual se puede apreciar que la inversión total asciende a un monto de S/ 161'595,820 millones de soles.

¹³⁶ Recurso virtual <http://www.sunat.gob.pe/cl-at-ittipcam/tcS01Alias>

Tabla N° 129: Inversión en activos fijos intangibles

Rubro	Vida útil en años	Monto en (\$/)	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Depreciación acumulada	Valor en libros en el año 20
Activo Fijo intangible		161,595,820											Amort Acum	
Estudios previos	10	1,155,838	115,584	115,584	115,584	115,584	115,584	115,584	115,584	115,584	115,584	115,584	1,155,838	0
Estudios definitivos	10	1,195,695	119,569	119,569	119,569	119,569	119,569	119,569	119,569	119,569	119,569	119,569	1,195,695	0
Organización	10	23,243,570	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	2,324,357	23,243,570	0
Supervisión pre-operativa	10	996,412	99,641	99,641	99,641	99,641	99,641	99,641	99,641	99,641	99,641	99,641	996,412	0
Gastos puesta en marcha	10	588,282	58,828	58,828	58,828	58,828	58,828	58,828	58,828	58,828	58,828	58,828	588,282	0
Gastos pre-operativos	10	2,044,353	204,435	204,435	204,435	204,435	204,435	204,435	204,435	204,435	204,435	204,435	2,044,353	0
Intereses pre-operativos	10	132,371,670	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	13,237,167	132,371,670	0
Amortización anual de intangibles			16,159,582	16,159,582										

Elaboración: Propia

5.1.2 Activos fijos tangibles

a. Terreno

La inversión del terreno se basa en los cálculos mostrados en las tablas N° 94 y N° 112 del Capítulo III. Los precios están indicados en dólares sin embargo en el resumen de los activos fijos tangibles se mostrarán los precios en soles.

En la tabla N° 130 se muestra la inversión total.

Tabla N° 130: Inversión en terreno

ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL
L	TERRENO*	78,973.84

** No se considera el área del parque eólico ni de la línea de transmisión dado que, se solicitará al MEM una concesión temporal y definitiva.*

Elaboración: Propia

b. Edificaciones planta

Las inversiones de las edificaciones de planta están conformadas por las obras de cimentaciones de los aerogeneradores, plataformas, viales y plataformas, zanjas y canalizaciones, obras civiles de la subestación y de la línea de transmisión, en base al presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. A la inversión total se le ha aplicado un factor el cual corresponde al porcentaje total del área ocupada por el parque eólico, la subestación y la línea de transmisión, tal como se muestra en la tabla N° 131. La inversión total se muestra en la tabla N° 132, el monto total está indicado en dólares, sin embargo, en el resumen de los activos fijos tangibles se mostrarán los precios en soles.

Tabla N° 131: Porcentaje de área ocupada por el parque eólico, línea de transmisión y subestación

Elementos Estáticos	(8) St	% de Áreas
Turbinas Vestas V 150/4200	48,682,501.7	99.98%
SE 30/220 kV	1,609.9	
Línea de Transmisión 220 kV (faja de servidumbre)	2,385,292.3	
Sala de telecontrol	322.0	0.023%
Áreas administrativas	193.2	
Comedor	85.9	
Almacén de Repuestos	10,732.5	
SSHH	25.8	
Cocheras	193.2	
Superficie total de trabajo Stt (m2) =	51,080,956.3	100%

Elaboración: Propia

Tabla N° 132: Inversión total en edificaciones de planta

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P02	Capítulo		CIMENTACIONES	1	15,680,486	15,680,486.08
P0201	Partida	u	CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 4.2 MW	56	176,252	9,870,122
P03	Capítulo		VIALES Y PLATAFORMAS	1	4,884,297	4,884,297
P04	Capítulo		ZANJAS Y CANALIZACIONES	1	926,067	926,067
P07	Capítulo		SUBESTACIÓN LA ESPERANZA 20/220 KV - 300 MVA	1.00	2,511,594	2,511,593.65
P0703	Partida	pa	OBRAS CIVILES	1.00	2,511,593.65	2,511,593.65
P08	Capítulo		LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV	1	280,625	280,625.31
P0803	Partida	pa	OBRAS CIVILES	3.00	93,541.77	280,625.31
TOTAL						18,472,705
Edificaciones de Planta						18,468,527

Elaboración: Propia

c. Edificaciones de oficinas administrativas

Las inversiones de las oficinas administrativas han sido calculadas en base a las tablas N° 129 y 130, tomando en cuenta al porcentaje del área que ocuparán las áreas administrativas, teniendo en cuenta el presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. La inversión total se muestra en la tabla N° 133, el monto total está indicado en dólares, sin embargo, en el resumen de los activos fijos tangibles se mostrarán los precios en soles.

Tabla N° 133: Inversión en oficinas administrativas

TOTAL	18,472,705
% Área asignada a oficinas administrativas	0.023%
Edificaciones de oficinas administrativas	4,178

Elaboración: Propia

d. Inversión en maquinaria y equipo

Las inversiones en maquinaria y equipo se muestran en la tabla N° 134, para el caso de la inversión relacionada al parque eólico se ha tomado en cuenta el presupuesto mostrado en la tabla N° 113 del Capítulo III. Sin embargo, para la inversión de computadoras¹³⁷ y proyectores¹³⁸ se ha tomado en cuenta cotizaciones del medio local. El monto total está indicado en dólares, sin embargo, en el resumen de los activos fijos tangibles se mostrarán los precios en soles.

Tabla N° 134: Inversión en maquinaria y equipo

P07	Capítulo	SUBESTACIÓN LA ESPERANZA 20/220 KV - 300 MVA	1	22,075,586.29	22,075,586.3
P0701	Partida	SUMINISTROS DE MATERIALES PRINCIPALES Y COMPLEMENTARIOS	1.00	20,269,001.39	20,269,001.39
P0702	Partida	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	1.00	1,806,584.91	1,806,584.91
P08	Capítulo	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV	1	2,755,230.31	2,755,230.3
P0801	Partida	SUMINISTROS DE MATERIALES PRINCIPALES Y COMPLEMENTARIOS	3.00	765,341.75	2,296,025.26
P0802	Partida	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	3.00	153,068.35	459,205.05
P01	Capítulo	EQUIPOS	1	86,199,069.1	86,199,069.1
P0101	Partida	AEROGENERADOR 4.2 MW	56	1,539,269	86,199,069.1
P06	Capítulo	REDES INTERIORES	1	6,581,499	6,581,499.2
P10	Capítulo	SEGURIDAD Y SALUD	1	451,075	451,075.0
SUB TOTAL					118,062,460
					<i>Equipos</i>
<i>Artículos</i>			<i>Cantidad</i>	<i>Precio US\$ (sin IGV)</i>	
<i>PC desktop HP</i>			4	2,761	
<i>Proyectores</i>			2	3,890	
SUB TOTAL					6,651
TOTAL					118,069,111

Elaboración: Propia

¹³⁷ Recurso virtual de precios de computadoras: <https://www.hponlinestore.com.pe/p/all-in-one-hp-pavilion-24-b208la-ynwj4s>

¹³⁸ Precios de proyectores: Cotización Empresa Proyectos Multimedia - Año 2014, proyectado al 2021 como referencia a la variación porcentual de la inflación.

e. Inversión en muebles de oficinas

La inversión necesaria se muestra en la tabla N° 135, cabe mencionar que las cotizaciones en empresas del medio local han sido proyectadas¹³⁹ hasta el año 2021 en el cual se inician las operaciones. Los precios están indicados en soles.

Tabla N° 135: Inversión en maquinaria y equipo

Artículos	Cantidad	Muebles	Fuente
		Precio S/ (sin IGv)	
Escritorio	4	1,349	https://lima-lima.olx.com.pe/vendo-escritorios-de-oficinas-iid-904940722
Sillas	4	3,023	Cotización Empresa Stanza - Año 2013
Armarios	1	2,420	Cotización Empresa MUEBLES LEOMAR E.I.R.L. - Año 2016
Total		6,792	

Elaboración: Propia

f. Inversión en imprevistos fabriles

La inversión necesaria se muestra en la tabla N° 136, cabe mencionar que las cotizaciones en empresas del medio local han sido proyectadas¹⁴⁰ hasta el año 2021 en el cual se inician las operaciones. Los precios están indicados en soles.

Tabla N° 136: Inversión en imprevistos fabriles

Potencia total del proyecto en base a máxima demanda (MW)	230
Factor de Reserva del 25% (kW)	58.31
Cotización de Grupo Electrónico (kW)	65
Cotización Grupo Electrónico 65 kW Empresa: MITSUI Maquinarias Perú S.A. (S/) Año 2007	64,103
Cotización MITSUI Maquinarias Perú S.A. S/ (Proyección al Año 2021)	98,981

Elaboración: Propia

¹³⁹ Los precios han sido proyectados al año 2021 en base a la variación los valores obtenidos en el anexo 7.

¹⁴⁰ Los precios han sido proyectados al año 2021 en base a la variación anual de la inflación en el Perú.

g. Resumen de los activos fijo-tangibles

La amortización de los activos fijos tangibles se ha calculado en base a los porcentajes establecidos tal como lo indica el artículo 22° inciso b, del Capítulo VI de la Ley del Impuesto a la Renta, los cuales se muestran en la tabla N° 137. Por otro lado, el tipo de cambio que se ha tomado en cuenta es el correspondiente al mes de enero de 2017¹⁴¹ según publicación de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria, en el cual \$1 dólar equivale a S/ 3.392.

En la tabla N° 138 se muestran los resultados obtenidos¹⁴², en la cual se puede apreciar que la inversión total asciende a un monto de S/ 463'482,629 millones de soles. Se debe tomar en cuenta que la expectativa del proyecto es a 20 años por lo cual la depreciación se ha efectuado en el mismo período.

Tabla N° 137: Tabla de depreciación de activos tangibles

BIENES	PORCENTAJE ANUAL DE DEPRECIACIÓN HASTA UN MÁXIMO DE:
1. Ganado de trabajo y reproducción; redes de pesca.	25%
2. Vehículos de transporte terrestre (excepto ferrocarriles); hornos en general.	20%
3. Maquinaria y equipo utilizados por las actividades minera, petrolera y de construcción; excepto muebles, enseres y equipos de oficina.	20%
4. Equipos de procesamiento de datos.	25%
5. Maquinaria y equipo adquirido a partir del 01.01.91.	10%
6. Otros bienes del activo fijo	10%

Elaboración: Propia

¹⁴¹ Recurso virtual <http://www.sunat.gob.pe/cl-at-ittipcam/tcS01Alias>

¹⁴² En el caso de la inversión del terreno no se ha considerado depreciación.

Tabla N° 138: Inversión en activos tangibles

Rubro	Vida útil en años	Monto en (\$)	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Depreciación acumulada	Valor en libros en el año 20	
Activo Fijo tangible		463,482,629																					Amort Acum		
Terreno	-	227,016																					0	227,016	
Edificaciones Planta	5%	62,645,244	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	3,132,262	62,645,244	0
Edificaciones oficina adm.	5%	14,171	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	709	14,171	0
Machinerya y equipo	5%	400,490,424	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	20,024,521	400,490,424	0
Muebles oficina	5%	6,792	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	6,792	0
Impresistas fabricas (grupo electrogeno)	5%	98,981	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	4,949	98,981	0	
Amortización anual de tangibles			23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781		

Elaboración: Propia

5.1.3 Inversión en capital de trabajo

La inversión en capital de trabajo está conformada por los montos de las concesiones temporal y definitiva¹⁴³. Para el caso de la concesión temporal la Ley establece una garantía de un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio con un tope de 250 UIT, y para el caso de la concesión definitiva una garantía de un monto equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT. En la tabla N° 139 se muestra la inversión total en capital de trabajo, la cual asciende a un monto de S/ 2'140,584 millones de soles. El tipo de cambio que se ha tomado en cuenta es el correspondiente al mes de enero de 2017¹⁴⁴ según publicación de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria, en el cual \$1 dólar equivale a S/ 3.392.

Tabla N° 139: Inversión en capital de trabajo

	Garantía (US\$)	Garantía (S/)	Tope (S/)
Concesión temporal	34,075	115,584	1,012,500
Concesión definitiva	1,445,481	4,903,071	2,025,000
Total			2,140,584

Elaboración: Propia

5.1.4 INVERSIÓN TOTAL

La inversión total se muestra en la tabla N° 140, el monto total asciende a S/ 627'219,034 millones de soles. La mayor parte de la inversión del proyecto está comprendida en los activos fijos tangibles, los cuales representan un 73.9% de la inversión total.

¹⁴³ Ver anexo 6: Texto único de procedimientos administrativos del Ministerio de Energía y Minas para concesiones temporales y definitivas

¹⁴⁴ Recurso virtual <http://www.sunat.gob.pe/cl-at-ittipcam/tcS01Alias>

Tabla N° 140: Inversión en capital de trabajo

Rubro	Monto en (S/)	(%)
Activo Fijo intangible	161,595,820	25.8%
Activo Fijo tangible	463,482,629	73.9%
Capital de trabajo	2,140,584	0.3%
Inversión total	627,219,034	100.0%

Elaboración: Propia

5.2 Financiamiento del proyecto

Para el financiamiento del proyecto tomaremos en cuenta la capacidad de los inversionistas de la empresa Luz del Sur SAA. En primer lugar, en el año 2010 se adjudicó a través de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), la buena pro de la licitación internacional para la construcción por 160 millones de dólares para la Central hidroeléctrica Santa Teresa ubicada en el Cusco¹⁴⁵. En segundo lugar, tomaremos en cuenta la emisión de bonos corporativos emitidos también por la empresa Luz del Sur SAA los cuales según la Clasificadora de Riesgo Class & Asociados S.A., llegaron en el Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos hasta por un importe total de US\$ 350'000,000 tal como se muestra en la tabla N° 141.

Tabla N° 141: Programa de bonos corporativos e Instrumentos de corto plazo de Luz del Sur S.A.A.

Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos e Instrumentos de Corto Plazo de Luz del Sur S.A.A.						
Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos: Hasta por un importe total emitido en circulación de US\$ 350'000,000.						
Emisiones	Monto Colocado	Plazo	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento	Tasa	Estado
Primera Emisión – Serie A	S/ 138'950,000	10 años	05-Jun.-2014	05-Jun.-2024	6.6875%	Vigente
Tercera Emisión – Serie A	S/ 143'150,000	15 años	22-Set.-2014	22-Set.-2029	6.8750%	Vigente
Segunda Emisión – Serie A	S/ 81'175,000	11 años	03-Set.-2015	03-Set.-2026	6.7500%	Vigente
Cuarta Emisión – Serie A	S/ 164'100,000	9 años	14-Jul.-2016	14-Jul.-2025	6.500%	Vigente

Elaboración: Class y Asociados S.A.

¹⁴⁵ Recurso virtual <http://www.andina.com.pe/agencia/noticia-luz-del-sur-se-adjudica-buena-pro-para-construir-hidroelectrica-santa-teresa-160-millones-306009.aspx>

Para nuestro proyecto, el monto total de la inversión asciende a S/ 494'847,364 millones de soles sin considerar los intereses del período pre operativo, según el análisis de sensibilidad el cual se mostrará posteriormente, se ha determinado que la mejor opción es que los inversionistas asuman el 21% del total de la inversión y el otro 79% se emitirá en bonos corporativos a un plazo de 10 años con una tasa de 6.6875% similar al indicado en la tabla N° 139 durante la tercera emisión del año 2014 vigente hasta el 2024.

El servicio de deuda se muestra en la tabla N° 142, en la cual se ha considerado pagar el préstamo en cuotas decrecientes con una amortización constante, con período de gracia parcial durante los años pre operativos. Dicha modalidad, se presenta más atractiva para el inversionista externo dado que en los primeros años de operación los intereses pagados tienen un mayor monto.

Tabla N° 142: Financiamiento del proyecto

Bono Corporativo 2		Interese pre op				
Deuda:	494,847,364				132,371,670	
TEA:	6.6875%					
AÑOS	DEUDA	AMORTIZ.	INTERES	CUOTA	SALDO	cuotas decrecientes
1 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364	Amortización constante
2 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364	
3 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364	
4 (Pre Operativo)	494,847,364		33,092,917	33,092,917	494,847,364	
1	494,847,364	49,484,736	33,092,917	82,577,654	445,362,627	
2	445,362,627	49,484,736	29,783,626	79,268,362	395,877,891	
3	395,877,891	49,484,736	26,474,334	75,959,070	346,393,155	
4	346,393,155	49,484,736	23,165,042	72,649,779	296,908,418	
5	296,908,418	49,484,736	19,855,750	69,340,487	247,423,682	
6	247,423,682	49,484,736	16,546,459	66,031,195	197,938,946	
7	197,938,946	49,484,736	13,237,167	62,721,903	148,454,209	
8	148,454,209	49,484,736	9,927,875	59,412,612	98,969,473	
9	98,969,473	49,484,736	6,618,583	56,103,320	49,484,736	
10	49,484,736	49,484,736	3,309,292	52,794,028	0	
TOTAL		494,847,364	182,011,046			

Elaboración: Propia

5.2.1 Costo de oportunidad de capital

El costo de oportunidad ha sido calculado en base al porcentaje entre la utilidad neta versus ingresos operativos, reportados por la Empresa Luz del Sur S.A.A. de los años 2014, 2015 y 2016. Dicho promedio se muestra en la tabla N° 143 y se ha obtenido un valor del 14.5%, el cual nos servirá para calcular el costo de oportunidad de capital ponderado.

Tabla N° 143: Costo de oportunidad del capital

Ingresos Operativos	2016	2015	2014
Ingresos por distribución de energía (S/ MM)	3024.2	2,906.7	2,544.6
Ingresos por generación de energía (S/ MM)	110.2	30.5	
Ingresos por alquileres (S/ MM)	4.8	5.2	4.4
Total ingresos operativos (S/ MM)	3,139.2	2,942.4	2,549.0
	2016	2015	2014
Ganancia antes de impuestos (S/ MM)	594.0	604.3	520.4
Impuesto a las ganancias	194.193	170.855	112.631
Ganancia neta del 1 de enero al 31 de diciembre (S/ MM)	399.787	433.400	407.817
Ganancia neta / Ingresos Operativos (%)	12.7%	14.7%	16.0%
Promedio	14.5%		

Fuente: Memoria Anual Luz Del Sur S.A.A. 2014, 2015 y 2016

Elaboración: Propia

5.2.2 Costo de oportunidad ponderado de capital

El costo de oportunidad ponderado ha sido calculado en base al monto del préstamo (479% de la inversión total) a una tasa del 6.6875% y al monto de los inversionistas a un costo de oportunidad del 14.5%. El costo de oportunidad ponderado de capital se muestra en la tabla N° 144 y tiene un valor de 6,75% el cual nos servirá para el cálculo posterior del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Tabla N° 144: Costo de oportunidad del capital

Inversión total (S/)	Monto de Capital (S/)	Tasas	Procedencia
627,219,034	494,847,364	6.6875%	Préstamo
	132,371,670	14.50%	Propio
WACC:		6.75%	

Elaboración: Propia

5.3 Presupuesto de ingresos y egresos

A continuación, se muestran los ingresos y egresos en soles.

5.3.1 Presupuesto de ingresos

El presupuesto de ingresos ha sido calculado en base a los consumos proyectados de los Clientes Peaje con una expectativa de 20 años¹⁴⁶, los precios están comprendidos en base a los contratos vigentes cuya información está disponible en la página web de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería¹⁴⁷. Para nuestro cálculo se ha considerado contratos con una permanencia de tres años, con lo cual los precios se actualizan en proporción a la variación porcentual de la inflación en el Perú¹⁴⁸ con respecto al año anterior y las variables a considerar son el Precio de Potencia en Hora Punta (PHP) en S/kW¹⁴⁹, el Precio de Energía Activa en Hora Punta¹⁵⁰ (EAHP) en S/kWh¹⁵¹ y el Precio de Energía Activa Fuera de Hora Punta¹⁵² (EAFP) en S/kWh. En base a sus consumos proyectados de los Clientes peaje

¹⁴⁶ Se estima que el período de vida útil del parque eólico es de alrededor de 20 años, según el libro Análisis de viabilidad económico financiero de un proyecto de energías renovables – Alfonso Aranda Usón, Sabina Scarpellini, página 86.

¹⁴⁷ Recurso virtual <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>

¹⁴⁸ La variación porcentual anual en el Perú que se ha tomado en cuenta es la indicada en el anexo 7.

¹⁴⁹ S/kW: Significa soles por kilovatio.

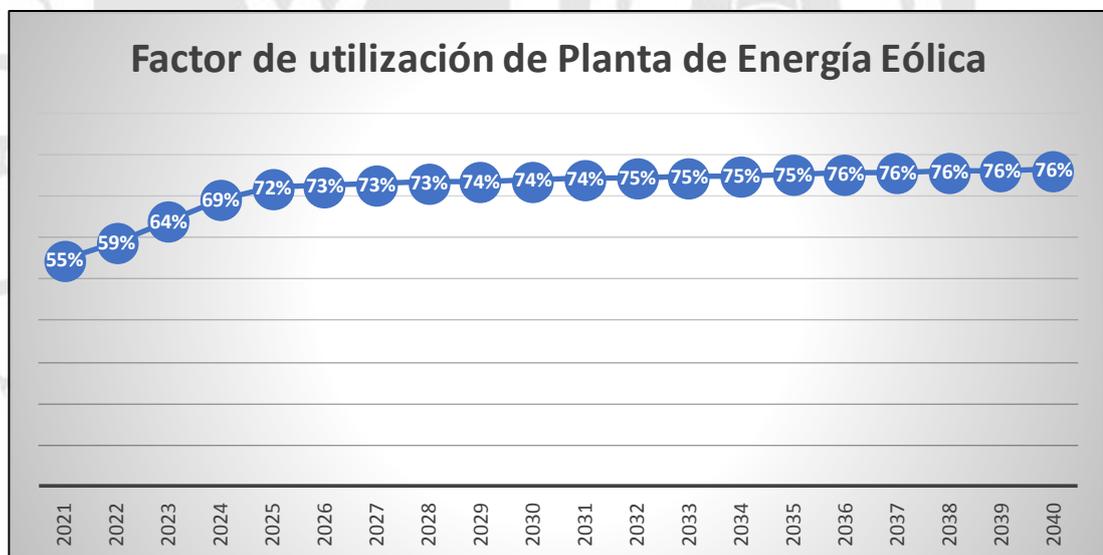
¹⁵⁰ Hora Punta: Rango comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas.

¹⁵¹ S/kWh: Significa soles por kilovatio hora.

¹⁵² Fuera de Hora Punta: Rango comprendido en horas diferentes a las consideradas en hora punta.

seleccionados según diagrama de Pareto de la tabla N° 29¹⁵³, se ha calculado los ingresos para cada cliente los cuales están detallados en los anexos¹⁵⁴. Otro factor importante a considerar es el factor de utilización de la planta tal como se muestra en la figura N° 59, el cual en el primer año de operación llegará al 55% y en el último período (año 20 de operación) llegará al 76%¹⁵⁵, lo cual nos da un margen de seguridad del 24% ante cualquier imprevisto que se pueda producir por el funcionamiento de los aerogeneradores y mantener de esa manera la confiabilidad del servicio eléctrico a nuestros clientes.

Figura N° 59: factor de utilización de planta



Elaboración: Propia

En la tabla N° 145 se muestran los ingresos a una expectativa a 20 años del proyecto.

¹⁵³ Ver desde el anexo 8 hasta el anexo 16.

¹⁵⁴ Ver desde el anexo 17 hasta el anexo 25.

¹⁵⁵ Ver anexo 26.

Tabla N° 145: Presupuesto de ingresos

	Años Operativos									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Unidad Andina de Cementos	87,890,309	88,734,052	91,728,664	92,454,860	93,127,212	95,980,523	96,579,967	97,143,057	99,904,129	100,417,780
Minera Condestable 2	16,846,618	16,856,210	17,284,091	17,292,347	17,299,991	17,718,285	17,725,100	17,731,502	18,142,537	18,148,376
Productos Tissue del Perú	20,038,888	20,551,479	21,541,806	21,982,984	22,391,452	23,312,731	23,676,904	24,018,993	24,897,309	25,209,362
Administradora Jockey Plaza	28,260,920	28,388,633	29,213,629	29,323,549	29,425,319	30,221,396	30,312,131	30,397,363	31,173,615	31,251,364
Backus y Jhonston	13,006,942	12,966,551	13,251,002	13,216,238	13,184,052	13,466,599	13,437,903	13,410,947	13,691,162	13,666,573
Owens		12,271,782	12,791,033	12,988,148	13,170,648	13,657,493	13,820,202	13,973,045	14,439,483	14,578,906
OPP Film 2			14,012,868	14,172,762	14,320,800	14,802,124	14,934,109	15,058,090	15,521,471	15,634,566
OPP Film 1				11,906,116	12,032,339	12,438,503	12,551,038	12,656,748	13,047,681	13,144,110
Tejidos San Jacinto					8,893,572	9,064,367	9,026,485	8,990,901	9,161,873	9,129,413
Total S/	166,043,677	179,768,707	199,823,092	213,337,003	223,845,383	230,662,021	232,063,840	233,380,646	239,979,261	241,180,450

	Años Operativos									
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Unidad Andina de Cementos	100,905,078	103,601,916	104,053,603	104,485,209	107,135,400	107,540,215	107,929,151	110,544,508	110,912,614	111,267,801
Minera Condestable 2	18,153,916	18,559,263	18,564,399	18,569,306	18,970,094	18,974,696	18,979,118	19,376,192	19,380,377	19,384,415
Productos Tissue del Perú	25,505,405	26,355,132	26,629,541	26,891,750	27,721,618	27,967,551	28,203,837	29,019,526	29,243,157	29,458,940
Administradora Jockey Plaza	31,325,123	32,086,974	32,155,344	32,220,673	32,971,661	33,032,936	33,091,807	33,834,391	33,890,109	33,943,872
Backus y Jhonston	13,643,246	13,921,151	13,899,529	13,878,867	14,154,630	14,135,251	14,116,632	14,390,458	14,372,837	14,355,833
Owens	14,711,176	15,163,874	15,286,478	15,403,631	15,846,671	15,956,552	16,062,123	16,498,181	16,598,098	16,694,508
OPP Film 2	15,741,859	16,192,984	16,292,436	16,387,467	16,829,855	16,918,987	17,004,622	17,440,604	17,521,654	17,599,858
OPP Film 1	13,235,591	13,616,128	13,700,925	13,781,951	14,155,083	14,231,080	14,304,096	14,671,802	14,740,908	14,807,588
Tejidos San Jacinto	9,098,618	9,269,138	9,240,594	9,213,319	9,383,121	9,357,539	9,332,960	9,501,945	9,478,683	9,456,237
Total S/	242,320,013	248,766,562	249,822,849	250,832,173	257,168,133	258,114,807	259,024,346	265,277,608	266,138,436	266,969,052

Elaboración: Propia

5.3.2 Presupuesto de costos

A continuación, se muestra el presupuesto de costos en soles, en todos los valores indicados no se está considerando el impuesto general a las ventas (IGV).

a. Costos de mano de obra directa (MOD)

Los costos de mano de obra directa involucran al personal que estará a cargo las 24 horas del día del funcionamiento, mantenimiento y control de la planta de energía eólica, garantizando de esta manera la continuidad del servicio. En la tabla N° 146 se muestran los costos mensuales del personal, sin embargo, en la tabla N° 147 se han proyectado dichos costos por un período de 20 años, considerando un incremento anual en base a la variación porcentual de la inflación¹⁵⁶ del año anterior.

Tabla N° 146: Costos de mano de obra directa

Puesto	N° de Trabajadores	Turnos	Modalidad	Remuneración Mensual	GGFF	CTS	AFP (10% RM)	ESSALUD (9% RM)	SCTR (1.24% RM)	DEL 688 (0.53% RM)	Costo Mensual S/
Jefe de Departamento Operación y Mantenimiento Generación	1	1	Plazo Indefinido	S/9,098	S/1,516	S/473.9	S/909.8	S/818.8	S/112.8	S/48.2	S/12,068.0
Ingeniero Electrónico	1	1	Plazo Indefinido	S/6,730	S/1,122	S/350.5	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7	S/8,926.3
Ingeniero Supervisor Sala de Telecontrol	3	3	Plazo Indefinido	S/6,730	S/1,122	S/350.5	S/673.0	S/605.7	S/83.4	S/35.7	S/8,926.3
Técnico Coordinador Operador	3	3	Plazo Indefinido	S/4,361	S/727	S/227.1	S/436.1	S/392.5	S/54.1	S/23.1	S/5,784.6
											S/35,705.38

Elaboración: Propia

Tabla N° 147: Proyección de los costos de mano de obra directa a 20 años

	Años de operación									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sueldos del Personal con incremento respecto al incremento de la inflación (S/)	439,481	450,584	461,782	473,079	484,481	495,991	507,614	519,353	531,211	543,192

	Años de operación									
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Sueldos del Personal con incremento respecto al incremento de la inflación (S/)	555,298	567,532	579,897	592,394	605,027	617,797	630,707	643,758	656,953	670,292

Elaboración: Propia

¹⁵⁶ La variación porcentual anual en el Perú que se ha tomado en cuenta es la indicada en el anexo 7.

b. Costos de mantenimiento y seguro corporativo

Los costos de mantenimiento y seguro han sido calculados en base al costo total de los 56 aerogeneradores. Para el caso del mantenimiento se ha considerado un porcentaje del 22%¹⁵⁷ y para el caso del seguro se ha considerado un porcentaje del 14%¹⁵⁸, tal como se muestra en la tabla N° 148.

Tabla N° 148: Costo total de mantenimiento y seguro

cCódigo	cNat	cUd	cResumen	rCanPres	cPrPres	clmpPres
P01	Capítulo		EQUIPOS	1	86,199,069	86,199,069
P0101	Partida	u	AEROGENERADOR 4.2 MW	56	1,539,269	86,199,069
Porcentaje del costo de mantenimiento:		22%				
Porcentaje del costo de seguro:		14%				
Costo total de mantenimiento (S/)		64,325,193				
Costo total de seguro (S/)		40,934,214				

Elaboración: Propia

El costo total del mantenimiento se está repartiendo en un período de 18 años dado que, los dos primeros años estarían cubiertos por la garantía del fabricante. Para el caso seguro el costo total estaría repartido en un período de 20 años dado que, es la expectativa de vida útil del parque eólico, tal como se muestra en la tabla N° 149.

Tabla N° 149: Costos total de mantenimiento y seguro a 20 años

	Años de operación									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costo total de mantenimiento Parque Eólico (S/)	0	0	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622
Costo total de Seguro Corporativo (S/)	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711
Costo total (S/)	2,046,711	2,098,422	5,760,007	5,900,923	6,043,139	6,186,711	6,331,686	6,478,110	6,626,024	6,775,466

¹⁵⁷ Se estima que el 22% del costo del parque eólico sea destinado al mantenimiento, según el libro Análisis de viabilidad económico financiero de un proyecto de energías renovables – Alfonso Aranda Usón, Sabina Scarpellini, página 86.

¹⁵⁸ Se estima que el 14% del costo del parque eólico sea destinado al seguro, según el libro Análisis de viabilidad económico financiero de un proyecto de energías renovables – Alfonso Aranda Usón, Sabina Scarpellini, página 87.

	Años de operación									
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Costo total de mantenimiento Parque Eólico (S/)	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622	3,573,622
Costo total de Seguro Corporativo (S/)	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711	2,046,711
Costo total (S/)	6,926,471	7,079,073	7,233,303	7,389,191	7,546,765	7,706,053	7,867,080	8,029,872	8,194,453	8,360,846

Elaboración: Propia

c. Costos de mantenimiento del grupo electrógeno

Los costos del mantenimiento del grupo electrógeno han sido proyectados partiendo de la cotización inicial del año 2012, tal como se muestra en la tabla N° 150. Las proyecciones han sido calculadas con el incremento respectivo, en base a la variación porcentual anual de la inflación¹⁵⁹ del año anterior tal como se muestra en la tabla N° 151 con una proyección a 20 años.

Tabla N° 150: Cotización anual de mantenimiento del grupo electrógeno de 65 kW

Mantenimiento Preventivo y Correctivo Empresa: MITSUI Maquinarias Perú S.A. (S/) Año 2012	3,500
Costo de Mantenimiento S/ (Proyección Año 2020)	4,433

Elaboración: Propia

Tabla N° 151: Costo total del mantenimiento del grupo electrógeno proyectado a 20 años

	Años de operación									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costo total de mantenimiento Grupo Electrógeno (S/)	4,547	4,662	4,778	4,895	5,013	5,132	5,252	5,373	5,496	5,620

	Años de operación									
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Costo total de mantenimiento Grupo Electrógeno (S/)	5,745	5,872	6,000	6,129	6,260	6,392	6,525	6,660	6,797	6,935

Elaboración: Propia

¹⁵⁹ La variación porcentual anual en el Perú que se ha tomado en cuenta es la indicada en el anexo 7.

5.3.3 Presupuesto de gastos administrativos

Los gastos administrativos involucran al personal que tendrá a cargo la elaboración de contratos y contacto con los clientes, así como la revisión de las licitaciones respectivas. Los gastos mensuales se muestran en la tabla N° 152¹⁶⁰ y en la tabla N° 153 se muestran los resultados de las proyecciones a veinte años considerando un incremento en base a la variación porcentual de la inflación en el Perú¹⁶¹, cabe indicar que a este valor se le ha aplicado un factor del 20%¹⁶².

Tabla N° 152: Presupuesto de gastos administrativos

Puesto	N° de Trabajadores	Turnos	Modalidad	Remuneración Mensual	GGFF	CTS	AFP (10% RM)	ESSALUD (9% RM)	SCTR (1.24% RM)	DEL 688 (0.53% RM)	Costo Mensual (S/)
Jefe Departamento Comercial	1	1	Plazo Indefinido	S/9,098	S/1,516	S/473.9	S/909.8	S/818.8	S/112.8	S/48.2	S/12,068.0
Personal Administrativo	1	1	Plazo Indefinido	S/4,580	S/763	S/238.5	S/458.0	S/412.2	S/56.8	S/24.3	S/6,075.3
Abogado (Asesoría Legal)	1	1	Plazo Indefinido	S/4,580	S/763	S/238.5	S/458.0	S/412.2	S/56.8	S/24.3	S/6,075.3
											S/24,218.6

Elaboración: Propia

Tabla N° 153: Presupuesto de gastos administrativos proyectados a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sueldos del Personal con incremento respecto al incremento de la inflación (S/)	298,096	305,627	313,223	320,886	328,619	336,426	344,310	352,272	360,316	368,442
Monto total (S/) aplicando un factor del 20%	59,619	61,125	62,645	64,177	65,724	67,285	68,862	70,454	72,063	73,688

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Sueldos del Personal con incremento respecto al incremento de la inflación (S/)	376,654	384,952	393,339	401,816	410,385	419,046	427,803	436,655	445,605	454,653
Monto total (S/) aplicando un factor del 20%	75,331	76,990	78,668	80,363	82,077	83,809	85,561	87,331	89,121	90,931

Elaboración: Propia

¹⁶⁰ Las remuneraciones mensuales han sido calculadas en base a la publicación realizada por el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, en su Anuario Estadístico Sectorial del año 2016, cuadro N° 77 de la página 142.

¹⁶¹ La variación porcentual anual en el Perú que se ha tomado en cuenta es la indicada en el anexo 7.

¹⁶² Factor del 20%: Se aplica este factor asumiendo que el personal dedicará uno de cinco días de cada semana a esta labor.

5.4 Punto de equilibrio

El punto de equilibrio se ha calculado para cada una de las variables tal como se muestra a continuación:

- Potencia en hora punta (PHP): en kW
- Energía activa en hora punta (EAHP): en kWh
- Energía activa fuera de hora punta (EAFP): en kWh

Se ha efectuado el cálculo de forma independiente en base al costo fijo total dado que, para nuestro caso no hay componente variable. En la tabla N° 154 se muestran los resultados en un período de veinte años y en la figura N° 60 se muestra el comportamiento para el mismo período¹⁶³.

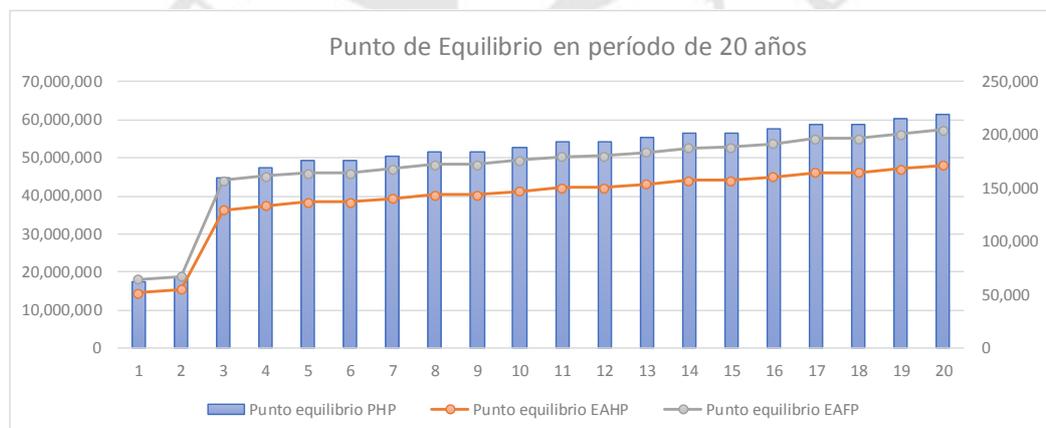
Tabla N° 154: Punto de equilibrio calculado en un período de 20 años

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Punto equilibrio PHP	kW	62,386	66,065	160,496	168,793	176,001	176,098	180,315	184,572	184,653	188,895
Punto equilibrio EAHP	kWh	14,463,909	15,432,578	36,409,185	37,442,138	38,434,129	38,465,817	39,397,121	40,336,593	40,363,041	41,298,674
Punto equilibrio EAFP	kWh	18,093,396	18,804,612	44,105,254	45,165,712	45,954,750	45,981,970	47,085,212	48,198,522	48,221,306	49,330,687

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Punto equilibrio PHP	kW	193,179	193,249	197,528	201,850	201,913	206,235	210,604	210,661	215,034	219,454
Punto equilibrio EAHP	kWh	42,243,372	42,266,230	43,209,132	44,161,690	44,181,945	45,134,160	46,096,443	46,114,732	47,077,758	48,051,157
Punto equilibrio EAFP	kWh	50,451,067	50,470,806	51,589,463	52,719,741	52,737,267	53,867,415	55,009,629	55,025,479	56,168,769	57,324,454

Elaboración: Propia

Figura N° 60: Comportamiento del punto de equilibrio en un período de 20 años



Elaboración: Propia

¹⁶³ Ver anexo 27: Cálculo del punto de equilibrio

5.5 Estados financieros

A continuación, se mostrará el Estado de Pérdidas y Ganancias, el Estado de Pérdidas y Ganancias Financiero y el Flujo de Fondos Financiero, en los tres casos con una proyección a veinte años.

5.5.1 Estado de Pérdidas y Ganancias

En la tabla N° 155 se muestra el Estado de Pérdidas y Ganancias para un período de veinte años.



Tabla N° 155: Estado de Pérdidas y Ganancias para un período de 20 años

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ventas (S/)	166,043,677	179,768,707	199,823,092	213,337,003	223,845,383	230,662,021	232,063,840	233,380,646	239,979,261	241,180,450
Mano de Obra (S/)	-439,481	-450,584	-461,782	-473,079	-484,481	-495,991	-507,614	-519,353	-531,211	-543,192
Costo de producción (S/)	-2,051,258	-2,103,084	-5,764,785	-5,905,817	-6,048,152	-6,191,843	-6,336,938	-6,483,484	-6,631,520	-6,781,086
Utilidad Bruta (S/)	163,552,939	177,215,039	193,596,525	206,958,106	217,312,750	223,974,187	225,219,288	226,377,810	232,816,529	233,856,173
Gastos Adm y Ventas (S/)	-59,619	-61,125	-62,645	-64,177	-65,724	-67,285	-68,862	-70,454	-72,063	-73,688
Utilidad Operativa (S/)	163,493,320	177,153,913	193,533,880	206,893,929	217,247,027	223,906,902	225,150,426	226,307,355	232,744,466	233,782,484
Intereses (S/)	-33,092,917	-29,783,626	-26,474,334	-23,165,042	-19,855,750	-16,546,459	-13,237,167	-9,927,875	-6,618,583	-3,309,292
Amortizaciones (S/)	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736
UAI (S/)	80,915,666	97,885,551	117,574,810	134,244,151	147,906,540	157,875,707	162,428,522	166,894,744	176,641,146	180,988,456
Impuestos (29.5%)	-23,870,121	-28,876,238	-34,684,569	-39,602,024	-43,632,429	-46,573,333	-47,916,414	-49,233,949	-52,109,138	-53,391,595
U Neta (S/)	57,045,544	69,009,314	82,890,241	94,642,126	104,274,111	111,302,373	114,512,108	117,660,794	124,532,008	127,596,862

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ventas (S/)	242,320,013	248,766,562	249,822,849	250,832,173	257,168,133	258,114,807	259,024,346	265,277,608	266,138,436	266,969,052
Mano de Obra (S/)	-555,298	-567,532	-579,897	-592,394	-605,027	-617,797	-630,707	-643,758	-656,953	-670,292
Costo de producción (S/)	-6,932,216	-7,084,945	-7,239,302	-7,395,320	-7,553,025	-7,712,445	-7,873,606	-8,036,533	-8,201,250	-8,367,781
Utilidad Bruta (S/)	234,832,499	241,114,085	242,003,650	242,844,459	249,010,082	249,784,565	250,520,033	256,597,317	257,280,233	257,930,979
Gastos Adm y Ventas (S/)	-75,331	-76,990	-78,668	-80,363	-82,077	-83,809	-85,561	-87,331	-89,121	-90,931
Utilidad Operativa (S/)	234,757,168	241,037,095	241,924,982	242,764,096	248,928,005	249,700,755	250,434,473	256,509,986	257,191,112	257,840,048
Intereses (S/)										
Amortizaciones (S/)										
UAI (S/)	234,757,168	241,037,095	241,924,982	242,764,096	248,928,005	249,700,755	250,434,473	256,509,986	257,191,112	257,840,048
Impuestos (29.5%)	-69,253,365	-71,105,943	-71,367,870	-71,615,408	-73,433,761	-73,661,723	-73,878,169	-75,670,446	-75,871,378	-76,062,814
U Neta (S/)	165,503,804	169,931,152	170,557,112	171,148,688	175,494,243	176,039,033	176,556,303	180,839,540	181,319,734	181,777,234

Elaboración: Propia

5.5.2 Estado de Pérdidas y Ganancias Financiero

En la tabla N° 156 se muestra el Estado de Pérdidas y Ganancias Financiero para un período de veinte años, por otro lado, el único activo que presenta valor residual es el del terreno, los demás activos han sido depreciados en su totalidad.



Tabla N° 156: Estado de Pérdidas y Ganancias para un período de 20 años

	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030
Estado de PG Financiero										
Ventas	166,043,677	179,768,707	199,823,092	213,337,003	223,845,383	230,662,021	232,063,840	233,380,646	239,979,261	241,180,450
-Costos de producción	-2,490,738	-2,533,668	-6,226,567	-6,378,897	-6,532,633	-6,687,834	-6,844,552	-7,002,836	-7,162,731	-7,324,278
-Gastos de Adm. + Ventas	-59,619	-61,125	-62,645	-64,177	-65,724	-67,285	-68,862	-70,454	-72,063	-73,688
-Depreciación (fabril + no fabril)	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781
-Amortización de Intangibles	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582	-16,159,582
Utilidad Operativa	124,170,957	137,831,551	154,211,518	167,571,567	177,924,664	184,584,539	185,828,063	186,984,992	193,422,103	194,460,122
+ Valor de mercado de activos										
-Valor en libros de activos										
-Gastos financieros (intereses)	-33,092,917	-29,783,626	-26,474,334	-23,165,042	-19,855,750	-16,546,459	-13,237,167	-9,927,875	-6,618,583	-3,309,292
UAIP	91,078,039	108,047,925	127,737,184	144,406,524	158,068,913	168,038,080	172,590,896	177,057,117	186,803,520	191,150,830
Impuestos (29.5%)	26,868,022	31,874,138	37,682,469	42,599,925	46,630,329	49,571,234	50,914,314	52,231,850	55,107,038	56,389,495
U NETA	64,210,018	76,173,787	90,054,715	101,806,600	111,438,584	118,466,847	121,676,582	124,825,268	131,696,482	134,761,335
Estado de PG Financiero										
Ventas	242,320,013	248,766,562	249,822,849	250,832,173	257,168,133	258,114,807	259,024,346	265,277,608	266,138,436	266,969,052
-Costos de producción	-7,487,514	-7,652,477	-7,819,199	-7,987,714	-8,158,052	-8,330,242	-8,504,313	-8,680,291	-8,858,203	-9,038,074
-Gastos de Adm. + Ventas	-75,331	-76,990	-78,668	-80,363	-82,077	-83,809	-85,561	-87,331	-89,121	-90,931
-Depreciación (fabril + no fabril)	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781	-23,162,781
-Amortización de Intangibles										
Utilidad Operativa	211,594,387	217,874,314	218,762,201	219,601,316	225,765,224	226,537,975	227,271,692	233,347,206	234,028,331	234,677,267
+ Valor de mercado de activos										227,016
-Valor en libros de activos										-227,016
-Gastos financieros (intereses)										
UAIP	211,594,387	217,874,314	218,762,201	219,601,316	225,765,224	226,537,975	227,271,692	233,347,206	234,028,331	234,677,267
Impuestos (29.5%)	62,420,344	64,272,923	64,534,849	64,782,388	66,600,741	66,828,703	67,045,149	68,837,426	69,038,358	69,229,794
U NETA	149,174,043	153,601,392	154,227,352	154,818,928	159,164,483	159,709,272	160,226,543	164,509,780	164,989,973	165,447,473

Elaboración: Propia

5.5.3 Flujo de Fondos Financiero

En la tabla N° 157 se muestra el Flujo de Fondos Financiero, cabe indicar que en el último año se ha considerado la recuperación del 100% del capital de trabajo y del valor del terreno adquirido.

Tabla N° 157: Flujo de Fondos Financiero para un período de 20 años

	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030
FFF										
Inversión total	-627,219,034									
+Deuda	494,847,364									
Utilidad neta	64,210,018	76,173,787	90,054,715	101,806,600	111,438,584	118,466,847	121,676,582	124,825,268	131,696,482	134,761,335
+Depreciación (fabril + no fabril)	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781
Amortización de Intangibles	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582	16,159,582
Valor en libros de activo fijo										
Recuperación de capital de trabajo										
-Amortización de deuda	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736	-49,484,736
FFF	-132,371,670	54,047,644	66,011,413	79,892,341	91,644,226	101,276,210	108,304,473	111,514,208	114,662,894	124,598,961

	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040
FFF										
Inversión total	-627,219,034									
+Deuda	494,847,364									
Utilidad neta	149,174,043	153,601,392	154,227,352	154,818,928	159,164,483	159,709,272	160,226,543	164,509,780	164,989,973	165,447,473
+Depreciación (fabril + no fabril)	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781	23,162,781
Amortización de Intangibles										
Valor en libros de activo fijo										227,016
Recuperación de capital de trabajo										2,140,584
-Amortización de deuda										
FFF	-132,371,670	176,764,172	177,390,132	177,981,708	182,327,264	182,872,053	183,389,324	187,672,561	188,152,754	190,977,854

Elaboración: Propia

5.6 Análisis de sensibilidad del proyecto

Los cálculos han sido efectuados en base al costo de oportunidad ponderado de capital (WACC), con un financiamiento del 79% de la inversión total y con un servicio de deuda de 10 años.

5.6.1 Valor actual neto financiero (VANF)

El valor actual neto financiero del proyecto se muestra en la tabla N° 158, dado que es mayor a cero se acepta el proyecto.

Tabla N° 158: VAN Financiero

COK	6.75%
VAN (S/)	1,198,289,477

Elaboración: Propia

5.6.2 Tasa interna de retorno financiera (TIRF)

La tasa interna de retorno financiera se muestra en la tabla N° 159, dado la TIRF obtenida es mayor que el costo de oportunidad ponderado de capital se acepta el proyecto.

Tabla N° 159: TIR Financiero

COK	6.75%
TIR	55.98%

Elaboración: Propia

5.6.3 Ratio de beneficio costo (B/C)

El ratio de beneficio costo se muestra en la tabla N° 160, dado que es mayor a 1 se acepta el proyecto.

Tabla N° 160: Ratio B/C

VAN FINANCIERO =	1,198,289,477
RELACION B / C =	10.05
TASA INTERNA DE RETORNO FINAN. =	55.98%

Elaboración: Propia

5.6.4 Período de recuperación (PR)

El período de recuperación sería de 2,41 años tal como se muestra en la tabla N° 161. En la tabla N° 162 se muestran los flujos respectivos.

Tabla N° 161: Período de recuperación

VAN FINANCIERO =	1,198,289,477
RELACION B / C =	10.05
TASA INTERNA DE RETORNO FINAN. =	55.98%
PERIODO DE RECUPERACION (AÑOS)	2.41

Elaboración: Propia

Tabla N° 162: Período de recuperación

FACTOR DE ACTUALIZACION	1	0.94	0.88	0.82	0.77	0.72	0.68
VAN al Kc (6.75%)	-132,371,670	50,628,474.60	57,923,551.19	65,668,843.53	70,563,059.65	73,046,230.89	73,173,669.92
FLUJO DE CAJA ACUMULADA		50,628,474.60	108,552,025.78	174,220,869.31	244,783,928.96	317,830,159.85	391,003,829.78
VALOR ACTUAL NETO		- 81,743,195.23	- 23,819,644.05	41,849,199.48	112,412,259.13	185,458,490.02	258,632,159.95

FACTOR DE ACTUALIZACION	0.63	0.59	0.56	0.52	0.49	0.46	0.43
VAN al Kc (6.75%)	70,575,948.19	67,977,860.28	67,493,327.99	64,817,930.62	83,980,198.76	80,688,405.16	75,851,542.95
FLUJO DE CAJA ACUMULADA	461,579,777.96	529,557,638.24	597,050,966.23	661,868,896.85	745,849,095.60	826,537,500.76	902,389,043.71
VALOR ACTUAL NETO	329,208,108.13	397,185,968.42	464,679,296.40	529,497,227.02	613,477,425.77	694,165,830.93	770,017,373.88

FACTOR DE ACTUALIZACION	0.40	0.38	0.35	0.33	0.31	0.29	0.27
VAN al Kc (6.75%)	71,289,965.75	68,410,493.52	64,274,176.88	60,378,359.08	57,879,678.59	54,356,812.93	51,682,616.07
FLUJO DE CAJA ACUMULADA	973,679,009.46	1,042,089,502.98	1,106,363,679.86	1,166,742,038.93	1,224,621,717.52	1,278,978,530.45	1,330,661,146.51
VALOR ACTUAL NETO	841,307,339.63	909,717,833.15	973,992,010.03	1,034,370,369.10	1,092,250,047.69	1,146,606,860.62	1,198,289,476.69

Elaboración: Propia

5.7 Análisis de sensibilidad del proyecto

En primer lugar, analizaremos el comportamiento del proyecto con y sin servicio de deuda, en segundo lugar, analizaremos el comportamiento del proyecto con la variación de precios respectiva y finalmente se calculará el Flujo de Fondo Financiero Esperado.

5.7.1 Según tipo de financiamiento

En la tabla N° 163 se han analizado siete alternativas con y sin financiamiento, obteniendo como resultado que la mejor opción es la alternativa N° 7, en la cual la expectativa del Valor Actual Neto es mayor con un financiamiento del 79% del valor total de la inversión del proyecto y con un servicio de deuda a diez años. Esta opción es la que se tomará en cuenta para calcular la expectativa del proyecto.

Tabla N° 163: Análisis de sensibilidad del proyecto con y sin financiamiento

N°	Alternativas	VAN	TIR	Relación B/C	Periodo recup.
1	Financiamiento al 44%, 22% a 15 años y 22% a 10 años	846,413,504	36.90%	3.69	3.72
2	Inversión propia al 100%	508,314,664	29.48%	2.03	4.83
3	Financiamiento al 44% a 15 años	848,849,126	37.67%	3.69	3.59
4	Financiamiento al 44% a 10 años	844,058,885	36.13%	3.69	6.85
5	Financiamiento 79%, 39% a 15 años y 239% a 10 años	1,192,594,246	59.72%	9,88	2.18
6	Financiamiento al 78% 15 años	1,187,474,656	63.54%	9.473	1.99
7	Financiamiento al 79% 10 años	1,198,289,477	55.98%	10.05	2.41

Elaboración: Propia

5.7.2 Según variación de precios

En la tabla N° 164 se ha analizado en Valor Actual Neto Financiero según la variación de precios en la potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y en energía activa fuera de hora punta (EAFP) de los clientes peaje seleccionados en el estudio. Finalmente se evaluarán los escenarios optimista, conservador y pesimista, realizando un análisis de sensibilidad del proyecto tomando en cuenta el precio, el cual se considera como una de las principales variables estratégicas que debemos tomar en cuenta y que a diferencia de las otras estrategias planteadas tenemos el 100%

de control sobre ella (resultados obtenidos en la Tabla N°15, según la información planteada en la Tabla N°14)

Tabla N° 164: Análisis de sensibilidad del proyecto con y sin financiamiento

Reducción en porcentaje de Precios	VAN (S/)	TIR (%)	B/C	Período de Recuperación	Escenarios
0%	1,198,289,477	55.98%	10.05	2.41	Los Clientes no comprarían al mismo precio
5%	1,112,088,324	51.92%	9.40	2.67	Optimista
10%	1,025,887,171	47.91%	8.75	2.98	Conservador
15%	939,686,018	43.97%	8.10	3.38	Pesimista
20%	853,484,865	40.09%	7.45	3.91	VAN es menor
30%	681,082,560	32.61%	6.15	5.67	VAN es menor
40%	508,680,254	10.35%	4.84	10.35	VAN es menor y el período de recuperación mayor
50%	336,277,948	18.89%	3.54	59.89	VAN es menor y el período de recuperación mayor
60%	163,875,642	12.61%	2.24	15.76	VAN es menor y el período de recuperación mayor
70%	-8,526,663	6.45%	0.94	6.96	VAN negativo no se toma en cuenta

Elaboración: Propia

5.7.3 Flujo de fondo financiero esperado

De acuerdo a los escenarios optimista, conservador y pesimista indicados en la tabla N° 164, se han calculado los flujos de fondo financiero esperados (ponderado) para cada uno de los tres escenarios tal como se muestra en la tabla N° 165, para dicho cálculo a cada uno se le ha asignado un porcentaje de probabilidad. En el caso del escenario optimista se asume que 1 cliente de los 9 posibles (11%) acepta firmar contrato con Luz Del Sur SAA, el 89% de probabilidad restante se ha compartido entre los otros dos escenarios, es decir 44,5% para cada una de las dos alternativas.

Tabla N° 165: Análisis de sensibilidad del proyecto con y sin financiamiento

Escenarios	Probabilidad	0	1	2	3	4	5	6	7
Optimista (reducción del precio del 5%)	11.0%	FFF	48,194,605	59,674,566	72,848,577	84,124,097	93,385,661	100,173,637	103,333,958
Conservador (reducción del precio del 10%)	44.5%	FFF	42,341,565	53,337,720	65,804,813	76,603,967	85,495,111	92,042,800	95,153,707
Pesimista (reducción del precio del 15%)	44.5%	FFF	36,488,525	47,000,873	58,761,049	69,083,838	77,604,561	83,911,964	86,973,457
	100.0%								
Valor medio Esperado		FFF esperado	40,380,797	51,214,876	63,445,152	74,084,724	82,851,777	89,318,970	92,413,323

Escenarios	Probabilidad	8	9	10	11	12	13	14	
Optimista (reducción del precio del 5%)	11.0%	FFF	106,436,226	113,074,839	116,097,350	163,795,043	167,995,151	168,583,877	
Conservador (reducción del precio del 10%)	44.5%	FFF	98,209,558	104,615,370	107,595,740	155,253,263	159,226,130	159,777,622	
Pesimista (reducción del precio del 15%)	44.5%	FFF	89,982,891	96,156,301	99,094,129	146,711,482	150,457,108	151,456,206	
	100.0%								
Valor medio Esperado		FFF esperado	95,453,625	101,781,715	104,747,700	152,391,766	156,288,508	156,827,526	157,336,026

Escenarios	Probabilidad	15	16	17	18	19	20	
Optimista (reducción del precio del 5%)	11.0%	FFF	173,262,087	173,773,506	174,258,715	178,321,525	178,771,374	181,567,195
Conservador (reducción del precio del 10%)	44.5%	FFF	164,196,910	164,674,959	165,128,107	168,970,489	169,389,994	172,156,536
Pesimista (reducción del precio del 15%)	44.5%	FFF	155,131,733	155,576,412	155,997,499	159,619,453	160,008,615	162,745,877
	100.0%							
Valor medio Esperado		FFF esperado	161,160,076	161,626,946	162,069,353	165,837,892	166,247,232	169,003,965

Elaboración: Propia

Finalmente, bajo los tres escenarios se ha calculado el Valor Actual Neto Financiero (VANF), la Tasa Interna de Retorno (TIRF), el beneficio costo (B/C) y el período de recuperación (PR) esperado, tal como se muestra en la tabla N° 166.

Tabla N° 166: VANF esperado

<i>VAN Financiero esperado</i>	
WACC	6.75%
VAN	997,009,785
TIR	46.58%
RELACIÓN B/C	8.53
Período de Recp. (Años)	3.10

Elaboración: Propia

CONCLUSIONES

Las conclusiones que han resultado producto de nuestro estudio son las siguientes:

- **Primera conclusión**

Es factible estratégicamente dado que, se puede ingresar al mercado con un precio menor que el ofrecido actualmente por las empresas generadoras (reducción entre el 5% y 15% del precio actual). Por otro lado, según información del Ministerio de Energía Y Minas, en el Perú el potencial eólico aprovechable es de 20,493 MW y hasta el año 2016 el potencial eólico en operación era de 236 MW, cifra que representa sólo el 1,13% del potencial eólico aprovechable total. Siendo este escenario una gran oportunidad para desarrollar nuestro proyecto.

- **Segunda conclusión**

La empresa del caso de estudio se beneficiará económicamente con este proyecto dado que podrá ampliar su portafolio de 73 a 82 clientes libres, incrementando su participación en el mercado de 36,3% a 52,8% en el quinto año de operación (al año 2016 son 23 clientes libres peaje que representan un 63,7% del consumo total del mercado y un consumo anual de 1,088.4 GWh). Por otro lado, se reducen los riesgos operativos por tener una planta de generación con otro tipo de tecnología diferente a la actual (se propone la energía eólica) y además favorece su imagen institucional por la inversión en tecnología con recursos renovables. Se estima que anualmente la empresa deja de facturar alrededor de S/ 333.2 millones de soles, lo cual favorece al desarrollo del proyecto.

- **Tercera conclusión**

Luego del Estudio de Mercado, se concluye que: comercialmente existe mercado para el proyecto (20 años), los precios ofertados por los competidores son más altos (57% mayor) al precio que los clientes “peaje” pagan actualmente en promedio (nuestro precio inicial será el 5% menor a los precios que pagan los clientes “peaje”, con un valor neto actual superior a los últimos tres años de ganancia de la empresa), nuestra propuesta es atractiva para el desarrollo del proyecto.

- Cuarta conclusión

De acuerdo al Estudio Técnico realizado en el capítulo 3, se comprueba la existencia de vientos con densidad ($>300 \text{ W/m}^2$) y velocidad adecuados (a 100 metros, entre 12.52 m/s y 16.48 m/s) para el movimiento de los aerogeneradores, además se verificó la disponibilidad de terreno para la ubicación de: parque eólico, torres y líneas de transmisión y subestación eléctrica de transformación. Finalmente, por los proyectos similares construidos en el Perú, se puede concluir que existe personal idóneo para la construcción y operación de la C. Eólica. Con esto se puede concluir que el proyecto es técnicamente viable.

- Quinta conclusión

En el Estudio Legal y Organizacional comprueba que en el Perú se cuenta un marco regulatorio establecido en donde están identificado los actores, roles y responsabilidades que se debe cumplir para construcción y operación del proyecto, tales como la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento D.L. N° 25844 y D.S. N° 009-93-EM, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y su Reglamento D.L. N° 28832, D.L. N° 1002 Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables y el D.S. N° 012-2011-EM Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables . Además, dentro de la estructura organizacional de la compañía en estudio, la Gerencia de Desarrollo tendrá a su cargo la implementación del proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto es viable tanto legal como organizacionalmente.

- Sexta conclusión

Según el Estudio Financiero, se tiene un Valor Actual Neto Financiero (VANF) de S/ 1,198.29 millones de soles, una Tasa Interna de Retorno

Financiera (TIRF) de 55.98%, una relación Beneficio / Costo de 10.05 y un retorno de la inversión de 2.41 años. Con este estudio se concluye que el proyecto es económica y financieramente viable dado que se tiene un VANF con un valor positivo y una TIRF superior al costo de oportunidad promedio ponderado (WACC).



RECOMENDACIONES

- **Primera recomendación**
Presentar el Estudio de Factibilidad a la empresa objeto de estudio para ofrecer una nueva oportunidad de negocio en generación, utilizando otro tipo de matriz energética a las que actualmente esta empresa ha realizado inversiones.
- **Segunda recomendación**
Finalmente, al ser este caso de estudio aplicable en cualquier tipo de empresa de generación, en caso de recibir una negativa por parte de la empresa objeto de estudio, ofrecer esta solución a otras empresas que puedan realizar la inversión y poder así incrementar su cartera de clientes y utilidades.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

- **Aranda Usón, A., & Scarpellini, S.** (2009). *Análisis de Viabilidad Económico-Financiero de un Proyecto de Energías Renovables*. España: Universidad de Zaragoza.
- **De Juana Sardón, J., García, A., Fernández González, J., Santos García, F., Herrero García, M., & Crespo Martínez, A.** (2008). *Energías Renovables para el Desarrollo*. España: Paraninfo.
- **Enríquez Harper, G.** (2012). *El ABC de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos*. México: Limusa.
- **Lozano, L. R.** (2012). *Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica*. España: Paraninfo.
- **Prades, A.** (1997). *ENERGÍA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD*. España: De La Torre.
- **Sapag Chain, N., Sapag Chain, R., & Sapag P., J. M.** (2014). *PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS*. México: Mc Graw Hill.

PUBLICACIONES ELECTRÓNICAS

- **ABB.** (Febrero de 2017). *Transformador de Potencia en Alta Tensión [en línea]*. N° 08. Recuperado el 22 de julio de 2017: <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/abb-customer-day-un-mundo-en-transformacion/transformador-de-potencia-en-alta-tension.pdf?sfvrsn=2>.
- **BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ.** (Diciembre 2016). *REPORTE DE INFLACIÓN: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2016-2018 [en línea]*. N° 13. Recuperado el 09 de octubre de 2017:

<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2016/diciembre/reporte-de-inflacion-diciembre-2016.pdf>.

- **Cieza Zevallos, J.** (2013). *Manual Estudios de Factibilidad Inversión Privada*. Lima, Perú: Escuela Académico Profesional de Ingeniería Industrial, Universidad Antonio Ruiz de Montoya.
- **ESSALUD.** (Diciembre de 2006). *Reglamento de la Ley de Modernización de la Seguridad Social en Salud [en línea]*. N° 16. Recuperado el 08 de noviembre de 2017:
http://www.essalud.gob.pe/biblioteca_central/leyes/DECRETO_SUPREMO_009_97_SA.pdf.
- **Instituto Nacional de Estadística e Informática.** (Abril de 2010). *Perú: Mapa del Déficit de Agua y Saneamiento Básico a Nivel Distrital [en línea]*. N° 10. Recuperado el 08 de julio de 2017:
https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib0867/libro.pdf.
- **Instituto Nacional de Estadística e Informática.** (Noviembre de 2016). *Síntesis Estadística 2016 [en línea]*. N° 03. Recuperado el 12 de junio de 2017:
http://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1391/libro.pdf.
- **Luz del Sur S.A.A.** (Marzo de 2016). *Memoria Anual 2015 [en línea]*. N° 17. Recuperado el 25 de junio de 2017:
<http://www.bvl.com.pe/hhii/B40008/20160224145101/SMV95MEMORIA322322.PDF>.

- **Ministerio de Cultura.** (Agosto de 2016). *MARCO LEGAL DE PROTECCIÓN DEL PATRIMONIO CULTURAL [en línea]*. N° 12. Recuperado el 07 de octubre de 2017: http://www.cultura.gob.pe/sites/default/files/archivosadjuntos/2016/08/marcoleg_alokversiondigital.pdf.
- **Ministerio de Energía y Minas.** (Diciembre de 2017). *TEXTO ÚNICO DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS (TUPA) DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS [en línea]*. N° 15. Recuperado el 02 de diciembre de 2017: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Anexo%2001%20TUPA%20RM%200514-2017-MEM_DM%20\(08-12-2017\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Anexo%2001%20TUPA%20RM%200514-2017-MEM_DM%20(08-12-2017).pdf).
- **Ministerio de Energía y Minas.** (Enero de 2006). *CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD Utilización [en línea]*. N° 14. Recuperado el 20 de julio de 2017: <http://www.pqsperu.com/Descargas/NORMAS%20LEGALES/CNE.PDF>.
- **Ministerio de Energía y Minas.** (Julio de 2011). *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS [en línea]*. N° 05. Recuperado el 08 de julio de 2017: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-020-97-EM.pdf>.
- **Ministerio de Energía y Minas.** (Julio de 2016). *Atlas Eólico del Perú [en línea]*. N° 06. Recuperado el 26 de julio de 2017: <http://deltavolt.pe/documentos/Atlas-Eolico-del-Peru-2016.pdf>.
- **Ministerio de Energía y Minas.** (Marzo de 2011). *REGLAMENTO DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS RENOVABLES [en línea]*. N° 07. Recuperado el 20 de julio de 2017: [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/80432037C4A1D6CD05257CC200763782/\\$FILE/DS_012_2011EM.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/80432037C4A1D6CD05257CC200763782/$FILE/DS_012_2011EM.pdf).

- **Ministerio de Energía y Minas.** (Noviembre de 2014). *Normatividad Eléctrica: Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento, Ley para Asgurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica N° 28832 y su Reglamento [en línea].* N° 09. Recuperado el 18 de mayo de 2017: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=457.pdf.
- **Luz del Sur S.A.A.** (Marzo de 2017). *Memoria Anual 2016 [en línea].* N° 17. Recuperado el 25 de junio de 2017: <https://www.luzdelsur.com.pe/media/pdf/nosotros/memoria.pdf>.
- **Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.** (Febrero de 1997). *TEXTO ÚNICO ORDENADO DE LA LEY DE COMPENSACIÓN POR TIEMPO DE SERVICIOS [en línea].* N° 17. Recuperado el 25 de noviembre de 2017: <http://www.mintra.gob.pe/contenidos/archivos/prodlab/Ley%20de%20CTS%20-%20TUO%20del%20D.S.%20No.%20001-97-TR%2001-03-97.pdf>.
- **Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.** (Mayo de 2017). *Anuario estadístico sectorial [en línea].* N° 16. Recuperado el 09 de noviembre de 2017: http://www2.trabajo.gob.pe/archivos/estadisticas/anuario/Anuario_2016_020717.pdf.
- **Ministerio del Ambiente.** (Diciembre de 2011). *LEY DEL SISTEMA NACIONAL DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL Y SU REGLAMENTO [en línea].* N° 11. Recuperado el 07 de octubre de 2017: <http://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2013/10/Ley-y-reglamento-del-SEIA1.pdf>.
- **Osinerghmin.** (Diciembre de 2014). *Competitividad de las Energías Renovables: Experiencia del Perú [en línea].* N° 02. Recuperado el 24 de junio de 2017: http://www.osinerghmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Victor_Or

menio_y_Arturo_Vasquez-Competitividad_de las_Energias_Renovables-Experiencia_del_Peru.pdf.

- **Osinermin.** (Febrero de 2017). *La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país [en línea]*. N° 01. Recuperado el 21 de julio de 2017: http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf.
- **Ponce Talancón, H.** (Setiembre de 2006). *La matriz FODA: una alternativa para realizar diagnósticos y determinar estrategias de intervención en las organizaciones productivas y sociales [en línea]*. N° 04. Recuperado el 04 de mayo de 2017: <https://eco.mdp.edu.ar/cendocu/repositorio/00290.pdf>.

TESIS E INFORMES PROFESIONALES

- **Carbajal López, E.** (2011). *Estudio de pre-factibilidad para la implementación de un ecolodge en la ciudad de Huaraz [en línea]*. Tesis para optar por el grado de Licenciado en Ingeniería Industrial, Facultad de Ingeniería Industrial. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú. Recuperado el 08 de mayo de 2017: <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/123456789/310>.

PÁGINAS WEB INSTITUCIONALES

- Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Perú. (s.f.). *Cuadro comparativo de sociedades*. Obtenido de <http://www.proinversion.gob.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?prf=0&jer=5732&sec=1>

- Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Perú. (s.f.). *Régimen Laboral de la Actividad Privada en el Perú*. Obtenido de <<http://www.proinversion.gob.pe/apec/pdf/4%20Regimen%20Laboral.pdf>>

- ANDINA. (s.f.). *Noticias*. Obtenido de <<http://www.andina.com.pe/agencia/noticia-luz-del-sur-se-adjudica-buena-pro-para-construir-hidroelectrica-santa-teresa-160-millones-306009.aspx>>

- Fondo Verde para el Clima (s.f.). *Noticias*. Obtenido de <<http://finanzascarbono.org/financiamiento-climatico/canales-bilaterales-de-financiamiento/fondo-verde-para-el-clima>>

- GESTIÓN. (s.f.). *Noticias*. Obtenido de <<https://gestion.pe/economia/mem-1-potencial-eolico-peru-concretado-centrales-generacion-115924>>

- GESTIÓN. (s.f.). *Noticias*. Obtenido de <<https://gestion.pe/economia/empresas/renace-proyecto-rio-blanco-piura-us-2-500-millones-121233>>

- GESTIÓN. (s.f.). *Noticias*. Obtenido de <<https://gestion.pe/panelg/conozca-que-proyectos-mineros-impulsarian-economia-2018-2205663>>

- GOOGLE. (s.f.). *Google Maps*. Obtenido de <<https://www.google.com.pe/maps/>>

- Hewlett - Packard (HP). (s.f.). *Ventas en línea*. Obtenido de <<https://www.hponlinestore.com.pe/p/all-in-one-hp-pavilion-24-b208la-ynwj4s>>

- Instituto Peruano de Economía. (s.f.). *Grandes Avances*. Obtenido de <<http://www.ipe.org.pe/grandesavances>>

- Locanto. (s.f.). *Locanto: Terrenos en venta en Chincha Alta*. Obtenido de <http://chinchaalta.locanto.com.pe/ID_1252908297/OCACION-SE-VENDE-TERRENO-AGRICOLA-DE-PRIMERA.html>

- Ministerio de Energía y Minas. (s.f.). *Atlas Eólico*. Obtenido de <http://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/>

- Ministerio de Trabajo y Promoción de Empleo. (s.f.). *Módulo de Capacitación sobre Seguridad y Salud en el Trabajo*. Obtenido de <<http://www.mintra.gob.pe/contenidos/drt/servicios/SCTR.ppt>>

- Ministerio de Transportes y Comunicaciones. (s.f.). *Informes y publicaciones / Transportes*. Obtenido de <<http://www.mtc.gob.pe/estadisticas/transportes.html>>

- OLX. (s.f.). *OLX: Propiedades - Inmuebles > Terrenos - Venta*. Obtenido de <<https://ciudadica.olx.com.pe/terreno-agricola-en-el-valle-de-ica-iid-952615217>>

- OLX. (s.f.). *OLX: Propiedades - Inmuebles > Terrenos - Venta*. Obtenido de <<https://palpa.olx.com.pe/terreno-en-palpa-ica-3m-2-km-400-de-la-panamericana-iid-942746642>>

- OLX. (s.f.). *OLX: Propiedades - Inmuebles > Terrenos - Venta*. Obtenido de <<https://nazca.olx.com.pe/venta-de-terreno-4-hectareas-iid-898996316>>

- OLX. (s.f.). *OLX: Propiedades inmuebles > Terrenos - Venta*. Obtenido de <<https://pisco.olx.com.pe/vendo-terreno-iid-958598724>>

- ORGANISMO SUPERVISOR DE INVERSIÓN PRIVADA EN TELECOMUNICACIONES (OSIPTEL). (s.f.). *Cobertura Móvil*. Obtenido de <<http://www2.osiptel.gob.pe/Coberturamovil/#>>

- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). (s.f.). *CENTRAL EÓLICA CUPISNIQUE*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.7.2.pdf>

- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). (s.f.). *CENTRAL EÓLICA MARCONA*. Obtenido de <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/2.7.1.pdf>

- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). (s.f.). *CENTRAL EÓLICA TALARA*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.7.3.pdf>

- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). (s.f.). *CENTRAL EÓLICA TRES HERMANAS*. Obtenido de <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/5.5.1.pdf>

- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). (s.f.). *Sala de Prensa*. Obtenido de <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/noticias/noticias/energias-renovables/Osinergmin-informa-puesta-en-operacion-comercial-del-parque-eolico-Tres-Hermanas>>
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). (s.f.). *Sistema de Usuarios Libres*. Obtenido de <<http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>>
- Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (REVE). (s.f.). Noticias. Obtenido de <<http://www.evwind.com/2017/01/31/consumo-de-electricidad-en-china-crecera-3-en-2017>>
- Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (REVE). (s.f.). Noticias. Obtenido de <<http://www.evwind.com/2016/12/12/apple-invierte-en-turbinas-eolicas-en-china>>
- SUPERINTENDENCIA DE BANCA, SEGUROS Y AFP (SBS). (s.f.). *Comisiones y Primas de Seguro del SPP*. Obtenido de <http://www.sbs.gob.pe/app/spp/empleadores/comisiones_spp/Paginas/comision_prima.aspx>
- SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADUANAS Y DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA (SUNAT). (s.f.). *Concepto, Tasa y Operaciones Gravadas - IGV*. Obtenido de <<http://orientacion.sunat.gob.pe/index.php/empresas-menu/impuesto-general-a-las-ventas-y-selectivo-al-consumo/impuesto-general-a-las-ventas-igv-empresas>>

- SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADUANAS Y DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA (SUNAT). (s.f.). *Impuesto a las Transacciones Financieras - Empresas*. Obtenido de <<http://orientacion.sunat.gob.pe/index.php/empresas-menu/otros-tributos/itf-bancarizacion-y-medios-de-pago>>
- SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADUANAS Y DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA (SUNAT). (s.f.). *Tipo de cambio publicado al:*. Obtenido de <<http://www.sunat.gob.pe/cl-at-ittipcam/tcS01Alias>>
- The Wind Power. (s.f.). *Parques eólicos*. Obtenido de <https://www.thewindpower.net/country_windfarms_es_62_peru.php>
- The Wind Power. (s.f.). *The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence*. Obtenido de <www.thewindpower.net>
- VESTAS. (s.f.). *PRODUCTS*. Obtenido de <<http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/4MWbrochure/4MWProductBrochure/>>

ANEXOS



ANEXO 1: MATRIZ CUANTITATIVA DEL PLANEAMIENTO ESTRATÉGICO.

Factores críticos para el éxito	PESO	1. Invertir en la implementación de la planta de energía eólica para el abastecimiento de energía eléctrica al mercado de clientes libres.		2. Obtener la certificación respectiva para acceder a los bonos de carbono.		3. Implementar la Gerencia de Contraloría y auditoría interna.		4. Buscar diversos proveedores en Latinoamérica para reducir los costos en la implementación de planta de energía eólica.		5. Coordinar con el Ministerio del Ambiente a través del SEIA (Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental)		6. Ofrecer a los clientes libres un precio menor de energía eléctrica que el promedio del mercado.		7. Mantener reuniones con los dirigentes de zonas aledañas a la planta de energía eólica.		8. Considerar todas las vías de acceso a la planta de energía eólica y coordinar inspecciones con el Instituto Nacional de Defensa Civil.		9. Evaluar varias alternativas de costos de terrenos para la planta de energía eólica.		10. Evaluar el uso de los sistemas de transmisión a través del sistema eléctrico interconectado nacional.	
		CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA	CA	TCA
FORTALEZAS																					
1. Experiencia empresarial en negocios eléctricos de más de 20 años.	0.15	3	0.45	3	0.45	1	0.15	3	0.45	3	0.45	3	0.45	2	0.30	1	0.15	3	0.45	3	0.45
2. Margen de utilidad neta versus ventas superior al 14% en los últimos cuatro años.	0.15	4	0.60	1	0.15	1	0.15	1	0.15	1	0.15	4	0.60	1	0.15	1	0.15	1	0.15	3	0.45
3. Los costos de generación con energía eólica son menores que los utilizados con combustibles fósiles.	0.15	3	0.45	1	0.15	1	0.15	1	0.15	1	0.15	4	0.60	1	0.15	1	0.15	3	0.45	3	0.45
4. La generación de energía eólica reduce el impacto medioambiental.	0.10	3	0.30	4	0.40	1	0.10	1	0.10	4	0.40	1	0.10	2	0.20	1	0.10	1	0.10	1	0.10
5. Personal altamente calificado para el uso de nuevas tecnologías.	0.10	2	0.20	1	0.10	1	0.10	2	0.20	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10
DEBILIDADES																					
1. Incumplimiento del Personal hacia la política de conducta apropiada del negocio.	0.10	1	0.10	1	0.10	4	0.40	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10
2. Inexistencia en el mercado local de componentes para la implementación de la planta de energía eólica.	0.05	2	0.10	1	0.05	1	0.05	4	0.20	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05
3. Se requiere de una inversión en el estudio de impacto ambiental y ubicación de la planta de energía eólica.	0.05	1	0.05	2	0.10	1	0.05	1	0.05	4	0.20	1	0.05	2	0.10	2	0.10	4	0.20	2	0.10
4. Se requiere de un terreno bastante amplio para la instalación de la planta de energía eólica.	0.05	2	0.10	1	0.05	1	0.05	1	0.05	3	0.15	1	0.05	3	0.15	2	0.10	4	0.20	1	0.05
5. Redes de transmisión de la empresa limitadas sólo a la zona de concesión.	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	3	0.30	4	0.40

OPORTUNIDADES																					
1. Potencial eólico aprovechable de Lima es de 429 MW.	0.20	4	0.80	3	0.60	1	0.20	1	0.20	3	0.60	4	0.80	1	0.20	1	0.20	3	0.60	4	0.80
2. Reducción de emisiones de CO ₂ y acceso a los bonos de carbono con la implementación de la planta eólica.	0.15	3	0.45	4	0.60	1	0.15	3	0.45	4	0.60	1	0.15	1	0.15	1	0.15	1	0.15	1	0.15
3. Generación de puestos de trabajo estables y especializados.	0.10	2	0.20	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	2	0.20	1	0.10	1	0.10	1	0.10
4. Disponibilidad del mercado del 63,6% del consumo de energía eléctrica de los clientes libres.	0.10	4	0.40	1	0.10	1	0.10	3	0.30	1	0.10	3	0.30	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10
5. Crecimiento de demanda de energía eléctrica del país en relación directa al crecimiento del PBI.	0.10	2	0.20	1	0.10	1	0.10	2	0.20	2	0.20	3	0.30	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10
AMENAZAS																					
1. Poder de negociación de los clientes libres en decidir a qué empresa de generación de energía eléctrica comprar.	0.10	4	0.40	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10	4	0.40	1	0.10	1	0.10	2	0.20	1	0.10
2. Competencia de otras empresas generadoras de energía eléctrica con menores costos.	0.10	3	0.30	1	0.10	1	0.10	4	0.40	1	0.10	4	0.40	1	0.10	1	0.10	3	0.30	3	0.30
3. Desacuerdo con los pobladores de zonas aledañas por desconocimiento del proyecto.	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	4	0.20	2	0.10	1	0.05	1	0.05
4. Zona de concesión afectada por fenómenos climatológicos extremos como lluvias y huaycos.	0.05	2	0.10	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	2	0.10	1	0.05	1	0.05	1	0.05
5. Reducción considerable de costos de materias primas de otros tipos de energías renovables	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	4	0.20	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05	1	0.05
TOTAL	2.00	5.40	3.50	2.30	3.60	3.80	4.80	2.70	2.15	3.80	4.10										

ANEXO 2: TABLA DE PONDERACIÓN DE FACTORES DE MACROLOCALIZACIÓN

	R1	R2	C1	C2	L1	L2	I1	I2	I3	O1	O2	O3	TOTAL	Porcentaje
R1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10	17%
R2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	19%
C1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	8	14%
C2	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	4	7%
L1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	3	5%
L2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0%
I1	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	1	1	5	9%
I2	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	6	10%
I3	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	2%
O1	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	5	9%
O2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	2	3%
O3	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1	3	5%
TOTAL													58	100%

ANEXO 3: TABLA DE PONDERACIÓN DE FACTORES DE MICROLOCALIZACIÓN

	R1	R2	T1	T2	T3	D1	D3	I1	I3	O1	O2	TOTAL	Porcentaje
R1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9	16%
R2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10	18%
T1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	7	13%
T2	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8	15%
T3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	2%
D1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	2	4%
D2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	2%
I1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	4	7%
I2	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	3	5%
O1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	6	11%
O2	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	1	4	7%
TOTAL												55	100%

ANEXO 4: CÁLCULO DE LA SUPERFICIE TOTAL DE DISTRIBUCIÓN

A continuación, se muestran a los elementos tomados en consideración para el cálculo de la superficie total. Se tiene en cuenta el largo, ancho, altura, cantidad de equipos y número de lados a utilizar.

56 Turbinas Vestas V150/4.2 MW (potencia 4.2 MW, diámetro 150 m)

Central de Generación Eólica laboran 10 Personas por turno (longitudes en metros) :

Elementos	n	N	L	a	h
Turbinas Vestas V 150/4200	1	1	10,800	2,100	100.0
SE 20/220 kV	1	4	20.0	15.0	10.0
Línea de Transmisión 220 kV (faja de servidumbre)	1	1	44,450.0	25.0	45.0
Sala de telecontrol	1	1	15.0	10.0	12.0
Áreas administrativas	1	1	15.0	6.0	3.0
Comedor	1	1	4.0	10.0	3.0
Almacén de Repuestos	1	1	100.0	50.0	12.0
SSHH	3	1	2.0	2.0	2.0
Cocheras	5	1	6.0	3.0	3.0
Grúa para contingencias	1	1	12.4	2.8	80.0

Finalmente se calculan las superficies estáticas, de giro y de evolución, para calcular la superficie total siguiendo la secuencia adjunta.

Elementos Estáticos	Ss	Sg	Se	(8) St	(1) Ss x n	(2) Ss x n x h
Turbinas Vestas V 150/4200	22,680,000.0	22,680,000.0	3,322,501.7	48,682,501.7	22,680,000.0	2,268,000,000.0
SE 20/220 kV	300.0	1,200.0	109.9	1,609.9	300.0	3,000.0
Línea de Transmisión 220 kV (faja de servidumbre)	1,111,250.0	1,111,250.0	162,792.3	2,385,292.3	1,111,250.0	50,006,250.0
Sala de telecontrol	150.0	150.0	22.0	322.0	150.0	1,800.0
Áreas administrativas	90.0	90.0	13.2	193.2	90.0	270.0
Comedor	40.0	40.0	5.9	85.9	40.0	120.0
Almacén de Repuestos	5,000.0	5,000.0	732.5	10,732.5	5,000.0	60,000.0
SSHH	4.0	4.0	0.6	25.8	12.0	24.0
Cocheras	18.0	18.0	2.6	193.2	90.0	270.0
Superficie total de trabajo Stt (m²) =				51,080,956.3	23,796,932	2,318,071,734

Elementos Móviles	n	h	A	(3) A x n	(4) A x n x h
Grúa para contingencias	1	80.0	1.0	1.0	76.8
Operarios	10	1.65	0.5	5.0	8.3
Total				6.0	85.1

(5) hem (altura de elementos móviles)	14.27
(6) hee (altura de elementos estáticos)	97.41

(7) k (coeficiente de evolución)=	0.07
-----------------------------------	------

ANEXO 5: INVERSIÓN ESTIMADA, CANTIDAD DE AEROGENERADORES Y ÁREA DE BARRIDO

A continuación, se muestra el cálculo de la inversión estimada por cada aerogenerador. Dicho cálculo se basa en la Inversión total reportada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería en relación a la potencia total del parque, cantidad de turbinas, marca y modelo de los aerogeneradores utilizados.

PARQUE EÓLICO	Cantidad de turbinas	Marca	Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Inversión total MM US\$	Inversión MM US\$/MW
Cupisnique (81MW)	45	Vestas	V 100/1800	1.80	100	242	3.0
Marcona Parte 1 (25.2 MW)	8	Siemens	SWT-3.15-108	3.15	108	61.1	1.8
Marcona Parte 2 (6.9 MW)	3	Siemens	SWT-2.3-108	2.30	108		2.4
Talara (30,6MW)	17	Vestas	V 100/1800	1.80	100	101	3.3
Tres Hermanas Parte 1 (18,4MW)	8	Siemens	SWT-2.3-108	2.30	108	185.7	2.4
Tres Hermanas Parte 2 (78,75MW)	25	Siemens	SWT-3.15-108	3.15	108		1.8

Para el caso de las potencias de los aerogeneradores no calculadas, se ha estimado en primer lugar bajo un comportamiento lineal y en segundo lugar bajo un comportamiento polinómico.

Potencia (MW)	Inversión MM US\$/MW	
1.80	3.14	Lineal
2.00	2.84	
2.30	2.40	
3.00	1.91	
3.15	1.80	
3.45	1.50	Polinómica
4.20	1.31	

Finalmente se ha considerado la información disponible de las páginas en Internet de las empresas SIEMENS y VESTAS dependiendo del modelo seleccionado para el análisis.

Marca	Modelo	Área de barrido (m ²)	Diámetro del rotor (m)	Potencia por turbina (MW)	Potencia del Proyecto (MW)	Cantidad de turbinas	Inversión Estimada MM US\$
Vestas	V150-4.2MW	17,671	150	4.20	233	56	308
Vestas	V136-4.2MW	14,527	136	4.20		56	308
Vestas	V136-3.45MW	14,527	136	3.45		68	352
Vestas	V126-3.45MW	12,469	126	3.45		68	352
Vestas	V117-4.2MW	10,751	117	4.20		56	308
Vestas	V117-3.45MW	10,751	117	3.45		68	352
Vestas	V112-3.45MW	9,852	112	3.45		68	352
Vestas	V105-3.45MW	8,659	105	3.45		68	352
Vestas	V120-2.0MW	11,319	120	2.00		117	665
Vestas	V116-2.0MW	10,568	116	2.00		117	665
Vestas	V110-2.0MW	9,503	110	2.00		117	665
Vestas	V100-2.0MW	7,854	100	2.00		117	665
Vestas	V90-2.0MW	6,362	90	2.00		117	665
Vestas	V90-3.0MW	6,362	90	3.00		78	446

Marca	Modelo	Área de barrido (m ²)	Diámetro del rotor (m)	Potencia por turbina (MW)	Potencia del Proyecto (MW)	Cantidad de turbinas	Inversión Estimada MM US\$
SIEMENS	SWT-3.0-101	8,000	101	3.00	233	78	446
SIEMENS	SWT-3.2-101	8,000	101	3.20		73	420
SIEMENS	SWT-3.4-101	8,000	101	3.40		69	352
SIEMENS	SWT-3.0-108	9,144	108	3.00		78	446
SIEMENS	SWT-3.2-108	9,144	108	3.20		73	420
SIEMENS	SWT-3.4-108	9,144	108	3.40		69	352
SIEMENS	SWT-3.0-113	10,000	113	3.00		78	446
SIEMENS	SWT-3.2-113	10,000	113	3.20		73	420
SIEMENS	SWT-3.3-130	13,300	130	3.30		71	422
SIEMENS	SWT-2.3-101	8,000	101	2.30		102	563
SIEMENS	SWT-2.3-108	9,150	108	2.30		102	563
SIEMENS	SWT-2.3-120	11,300	120	2.30		102	563

ANEXO 6: TEXTO ÚNICO DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS PARA CONCESIONES TEMPORALES Y DEFINITIVAS

N° Orden	DENOMINACIÓN DEL PROCEDIMIENTO	REQUISITOS		Formulario/ Código/ Unidad	DIRECCIÓN DE TRAMITACIÓN (U)		CALIFICACIÓN		Plazo para Resolución (en Calendar)	Inicio del Procedimiento	AUTORIDAD COMPETENTE PARA RESOLVER	INSTANCIAS DE RESOLUCIÓN DE RECURSOS	
		Número y Denominación			(En % U)	(En % U)	Automático	Polvo				Negativo	RECONSIDERACIÓN
ANEXO N° 1 DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD CONCESIONES													
1	OTORGAMIENTO DE CONCESIÓN DEFINITIVA Bases Ley: - D.L. N° 2884 Ley de Concesiones Eléctricas (A1.3.6.22.26.28) (19.11.1992) - D.S. N° 00959-EM (A1.37. # 43.5.54) (25.02.1993) - Ley N° 10053 (A1.8) (08.02.1966)	1. SOLICITUD DE ALCERVO Y FORMADO, CONSERVANDO EL NÚMERO DE R.C. 2. COPIA DE LA AUTORIZACIÓN DEL USO DE RECURSOS NATURALES DE PROPIEDAD DEL ESTADO PARA ELECCIÓN DE OBRA CUANDO CORRESPONDA. 3. MEMORIA DESCRIPTIVA FIRMADA POR REPRESENTANTE LEGAL Y PLANOS COMPLETOS DEL PROYECTO A UN NIVEL DE FACTIBILIDAD POR LO MENOS FIRMADO POR INGENIERO RESPONSABLE. 4. CALENDARIO DE EJECUCIÓN DE OBRAS, CON LA INDICACIÓN DEL INICIO Y LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL. 5. PRESUPUESTO DEL PROYECTO. 6. NÚMERO DE LA RESOLUCIÓN DIRECCIONAL DE APROBACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL. 7. ESPECIFICACIÓN DE LAS SERVIDUMBRES REQUERIDAS. 8. DELIMITACIÓN DE LA ZONA DE CONCESIÓN EN COORDENADAS UTM (PROYECTOS) CON TRIBUTO FORMAL DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL CASO DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN. 9. GARANTÍA VIGENTE HASTA LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE CONTROL DE CONTRATO DE CONCESIÓN POR UN MONTO EQUIVALENTE AL 1% DEL PRESUPUESTO DEL PROYECTO CON UN TOPE DE \$ 200 U.T. 10. PLANOS DE LAS SERVIDUMBRES REQUERIDAS. 11. INFORME EN FORMA DE MEMORIA PARA EL ESTADO, QUE DEBE CONTEMPLAR EL RIESGO CATASTRAL, RESPECTO DE LA SOLA VENTAJA PARA EL SUJETO, TRATÁNDOSE DE CONCESIÓN DE GENERACIÓN. <i>Nota:</i> Decretado el Jurado de Vigencia del Poder del Representante Legal, en tanto se implemente el respectivo estudio de factibilidad de conformidad con los artículos 32, 33 del Decreto Legislativo N° 1246.	CE01	43.34	171.9	X		80 (Setena)	Director de Concesiones Eléctricas	Presidente de la República	Resuelve la autoridad que emite el decreto. Plazo de resolución: 30 días hábiles	No corresponde	
2	OTORGAMIENTO DE CONCESIÓN TEMPORAL Bases Ley: - D.L. N° 2884 (A1.23) (19.11.1992) - D.S. N° 00959-EM (A1.37. # 43.5.54) (25.02.1993) - Ley N° 10053 (A1.8) (08.02.1966)	1. SOLICITUD DE ALCERVO Y FORMADO, CONSERVANDO EL NÚMERO DE R.C. 2. MEMORIA DESCRIPTIVA FIRMADA POR REPRESENTANTE LEGAL Y PLANO GENERAL DEL ANTERPROYECTO CON COORDENADAS UTM PARA LOS VERTICES DEL ÁREA DE LOS ESTUDIOS, FIRMADO POR INGENIERO RESPONSABLE. 3. COPIA DE LA AUTORIZACIÓN PARA EL USO DE RECURSOS NATURALES DE PROPIEDAD DEL ESTADO PARA REALIZAR LOS ESTUDIOS CUANDO CORRESPONDA. 4. REQUERIMIENTO ESPECÍFICO DE SERVIDUMBRES SOBRE BARRIS DE TERCEROS. 5. ORDENGRAMA DE EJECUCIÓN DE LOS ESTUDIOS FIRMADO POR EL REPRESENTANTE LEGAL. 6. PRESUPUESTO DE LOS ESTUDIOS FIRMADO POR EL REPRESENTANTE LEGAL. 7. GARANTÍA VIGENTE DURANTE EL PLAZO DE CONCESIÓN SOLICITADO POR UN MONTO EQUIVALENTE AL 10% DEL PRESUPUESTO DEL ESTUDIO, HASTA UN TOPE DE \$ 200 UTM PARA LOS ESTUDIOS DE CARACTERES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EL MONTO SERÁ EQUIVALENTE AL 1% DEL PRESUPUESTO, HASTA UN TOPE DE \$ 2 U.T. <i>Nota:</i> Decretado el Jurado de Vigencia del Poder del Representante Legal, en tanto se implemente el respectivo estudio de factibilidad de conformidad con los artículos 32, 33 del Decreto Legislativo N° 1246.	CE02	26.98	1.063.8	X		25 (Veinticinco)	Director de Concesiones Eléctricas	Ministerio de Energía y Minas	Resuelve la autoridad que emite el decreto. Plazo de resolución: 30 días hábiles	Resuelve la autoridad superior jerárquica a la que emite el decreto. Plazo de resolución: 30 días hábiles	

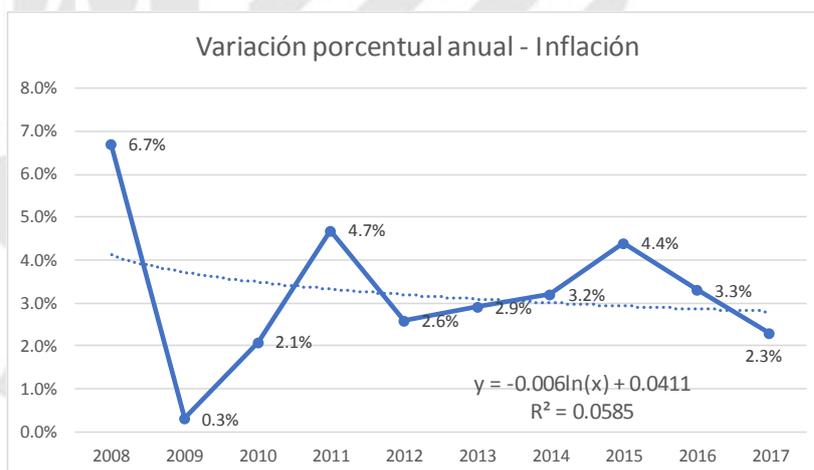
ANEXO 7: VARIACIÓN PORCENTUAL ANUAL DE LA INFLACIÓN EN EL PERÚ

A continuación, se muestra la variación porcentual anual de la inflación en el Perú. Los datos de los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 han sido extraídos de la Síntesis Estadística del Instituto Nacional de Estadística e Informática publicada en el año 2016, los años 2008, 2009 y 2010 han sido extraídos de la publicación efectuada por el Banco Central de Reserva del Perú según memoria del año 2011 y finalmente, los datos de los años 2016 y 2017 han sido extraídos de la publicación Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2016-2018 efectuada también por el Banco Central de Reserva del Perú.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Variación porcentual anual - Inflación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Perú	6.7%	0.3%	2.1%	4.7%	2.6%	2.9%	3.2%	4.4%	3.3%	2.3%

La tendencia de la variación porcentual anual de la inflación presenta un mayor coeficiente de determinación a una escala logarítmica, lo cual se ha tomado en cuenta para las proyecciones en los años 2018 al 2040, tal como se muestra a continuación.

Tendencia	R ²
Exponencial	0.0459
Lineal	0.0144
Logarítmica	0.0585
Polinómica	0.0373
Potencial	0.0228



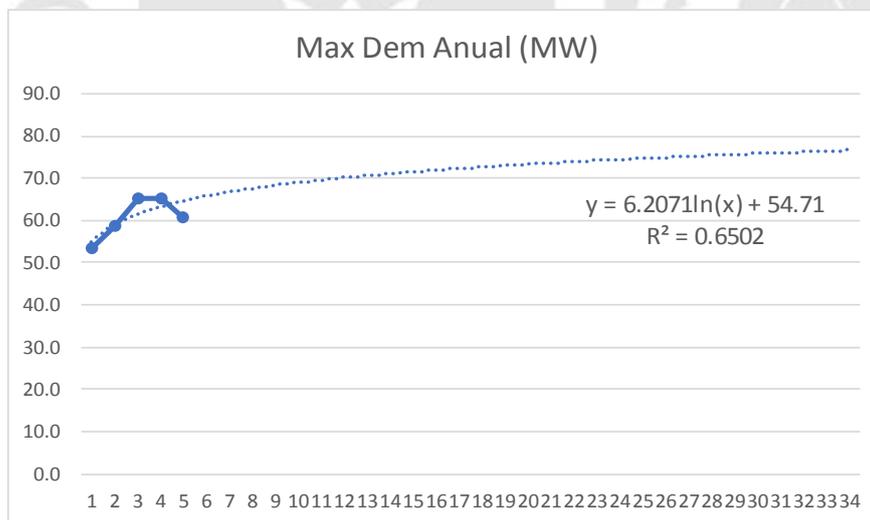
Período	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Variación porcentual anual - Inflación	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perú	2.7%	2.6%	2.6%	2.5%	2.5%	2.4%	2.4%	2.4%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.2%

Período	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Variación porcentual anual - Inflación	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Perú	2.2%	2.2%	2.2%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%

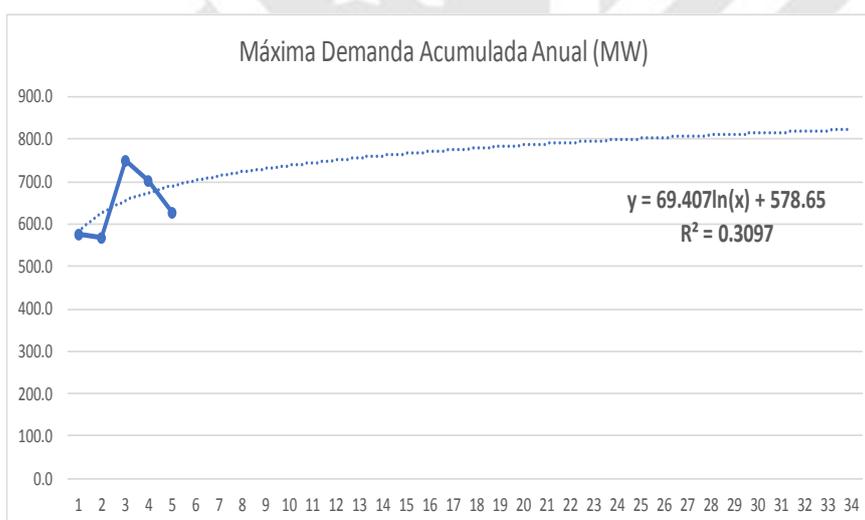
ANEXO 8: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE UNIDAD ANDINA DE CEMENTOS

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	53.5	58.7	65.1	65.2	60.8
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	577.7	568.6	749.7	703.6	625.9



	Coef Det
Exponencial	0.479
Lineal	0.463
Logaritmica	0.650
Polinómica	0.952
Potencial	0.670



	Coef Det
Exponencial	0.237
Lineal	0.213
Logaritmica	0.310
Polinómica	0.591
Potencial	0.332

En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los

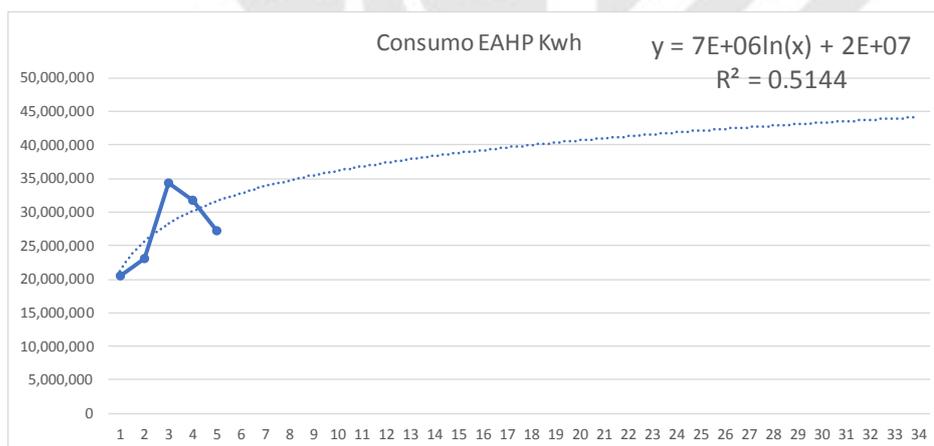
clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Max Dem Anual Proyectada (MW)	69.0	69.6	70.1	70.6	71.1	71.5	71.9	72.3	72.7	73.0
Máxima Demanda Acumulada Anual Proyectada (MW)	738.5	745.1	751.1	756.7	761.8	766.6	771.1	775.3	779.3	783.0

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Max Dem Anual Proyectada (MW)	73.3	73.6	73.9	74.2	74.4	74.7	74.9	75.2	75.4	75.6
Máxima Demanda Acumulada Anual Proyectada (MW)	786.6	790.0	793.2	796.3	799.2	802.1	804.8	807.4	809.9	812.4

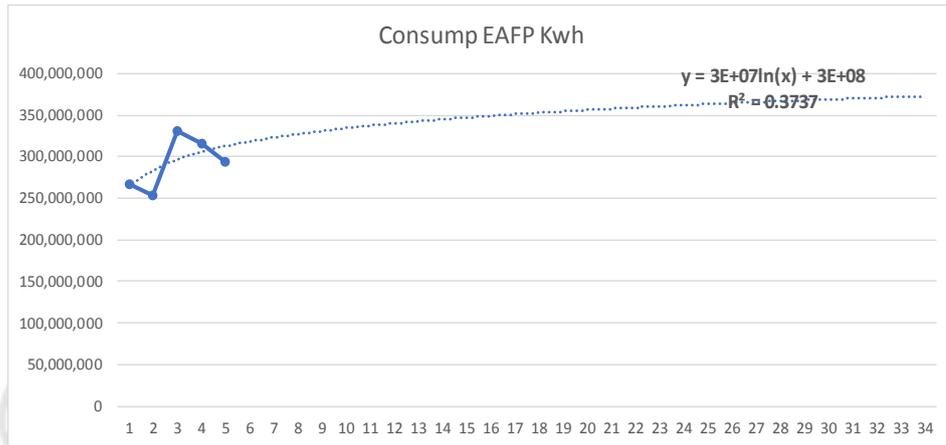
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	20,497,969	23,016,863	34,362,207	31,737,960	27,320,259



	Coef Det
Exponencial	0.4322
Lineal	0.3729
Logarítmica	0.5144
Polinómica	0.7857
Potencial	0.5797

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	267,377,213	252,636,292	331,729,968	315,045,645	293,988,604



	Coef Det
Exponencial	0.3323
Lineal	0.3120
Logarítmica	0.3737
Polinómica	0.5098
Potencial	0.3851

En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAHP kWh - Año	36,177,545	36,800,445	37,369,107	37,892,227	38,376,559	38,827,462	39,249,254	39,645,466	40,019,025	40,372,381

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAHP kWh - Año	40,707,608	41,026,476	41,330,508	41,621,022	41,899,171	42,165,963	42,422,290	42,668,942	42,906,623	43,135,962

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años.

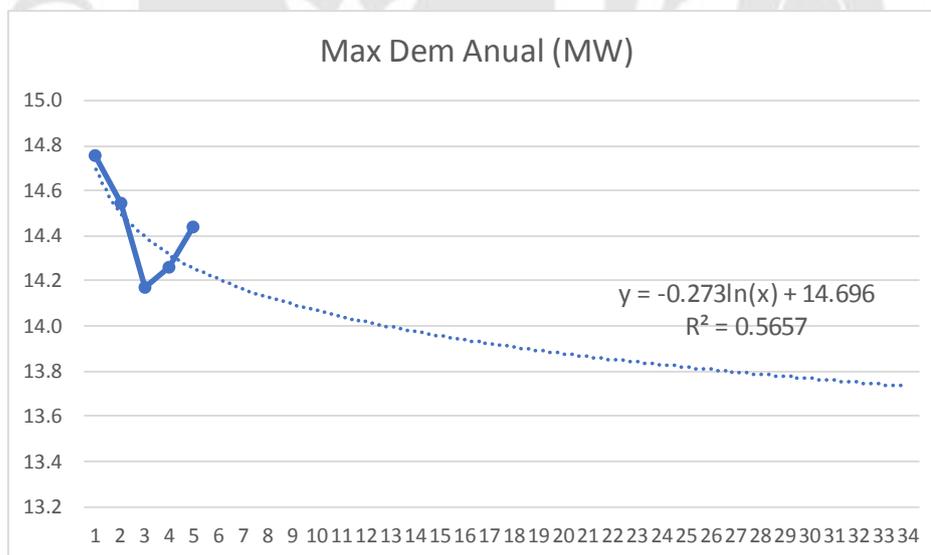
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	334,424,737	337,419,859	340,154,191	342,669,534	344,998,377	347,166,478	349,194,601	351,099,729	352,895,932	354,594,995

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	356,206,887	357,740,118	359,202,009	360,598,906	361,936,342	363,219,173	364,451,684	365,637,674	366,780,527	367,883,271

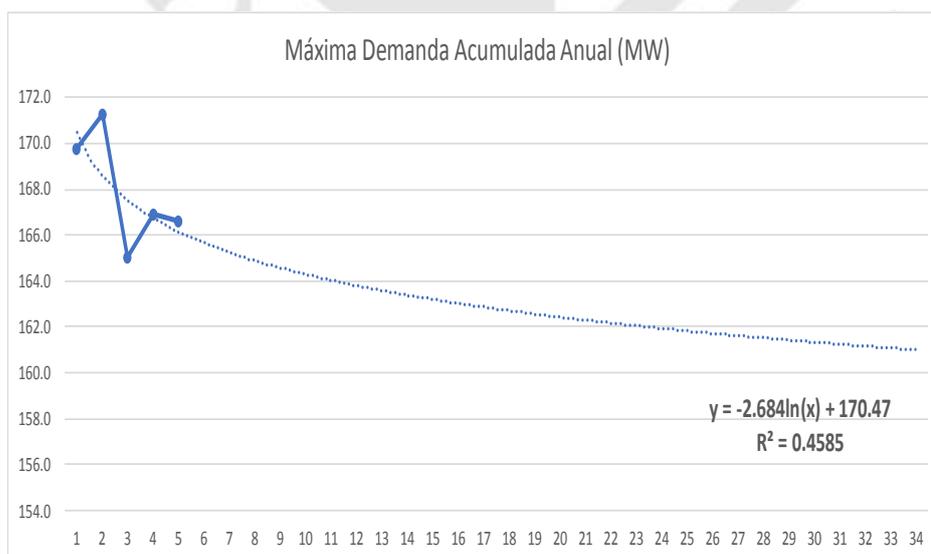
ANEXO 9: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE MINERA CONDESTABLE 2.

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	14.8	14.5	14.2	14.3	14.4
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	169.7	171.2	165.0	166.9	166.6



	Coef Det
Exponencial	0.383
Lineal	0.387
Logaritmica	0.566
Polinómica	0.898
Potencial	0.561



	Coef Det
Exponencial	0.444
Lineal	0.446
Logaritmica	0.459
Polinómica	0.503
Potencial	0.458

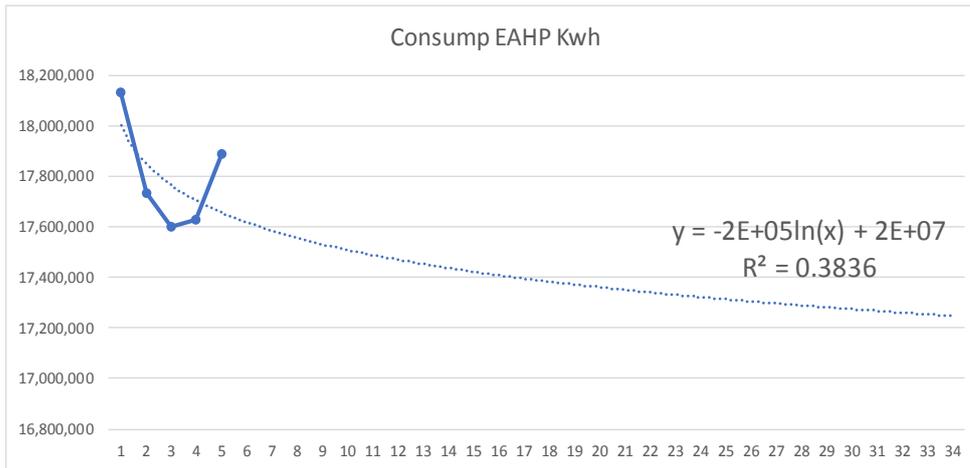
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Max Dem Anual Proyectada (MW)	15.3	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.5	15.5	15.5	15.5
Máxima Demanda Acumulada Anual Proyectada (MW)	176.7	176.9	177.1	177.4	177.6	177.7	177.9	178.1	178.2	178.4

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Max Dem Anual Proyectada (MW)	15.5	15.5	15.5	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
Máxima Demanda Acumulada Anual Proyectada (MW)	178.5	178.6	178.8	178.9	179.0	179.1	179.2	179.3	179.4	179.5

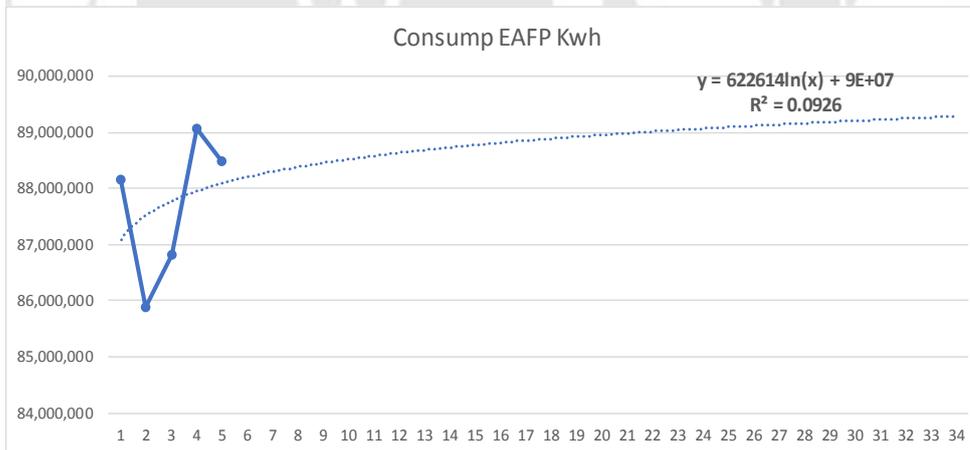
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	18,130,657	17,736,470	17,599,432	17,626,293	17,888,979



	Coef Det
Exponencial	0.1821
Lineal	0.1838
Logarítmica	0.3836
Polinómica	0.9977
Potencial	0.3812

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	88,166,820	85,875,284	86,827,477	89,054,261	88,486,672



	Coef Det
Exponencial	0.2149
Lineal	0.2157
Logarítmica	0.0926
Polinómica	0.4514
Potencial	0.0919

En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años.

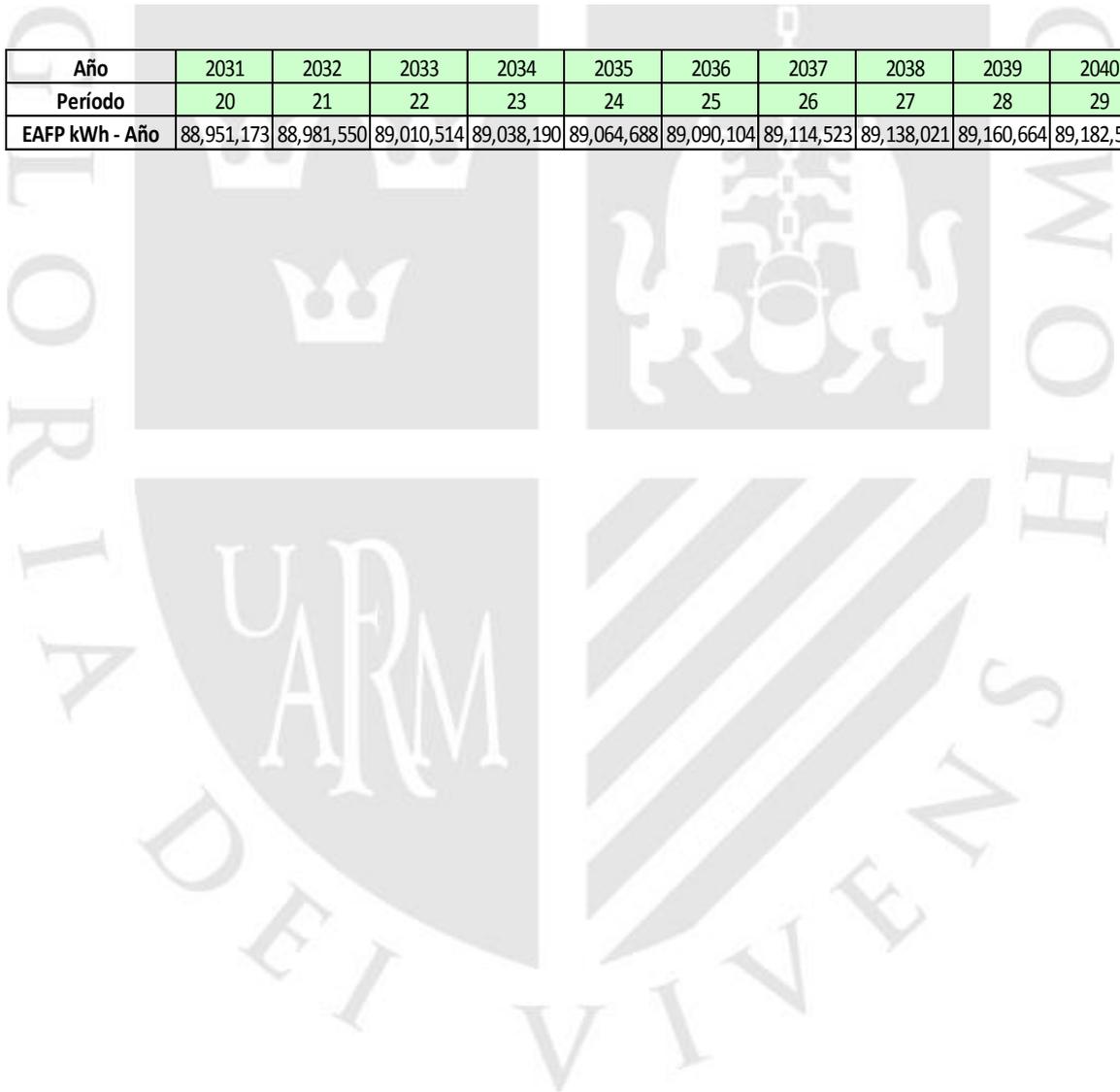
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	17,509,790	17,489,457	17,470,895	17,453,819	17,438,010	17,423,292	17,409,524	17,396,591	17,384,397	17,372,863

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	17,361,920	17,351,512	17,341,588	17,332,105	17,323,026	17,314,317	17,305,950	17,297,899	17,290,141	17,282,655

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	88,519,613	88,578,954	88,633,128	88,682,963	88,729,103	88,772,059	88,812,241	88,849,987	88,885,574	88,919,237

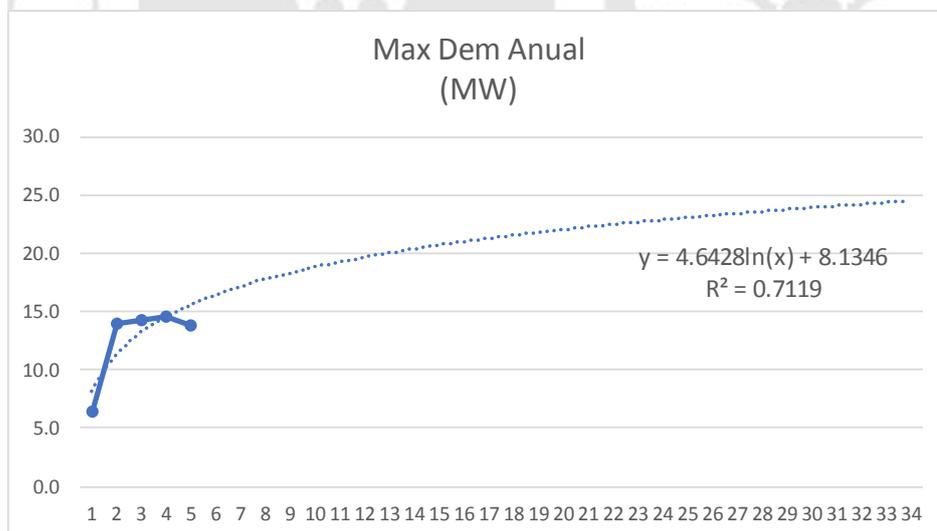
Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	88,951,173	88,981,550	89,010,514	89,038,190	89,064,688	89,090,104	89,114,523	89,138,021	89,160,664	89,182,512



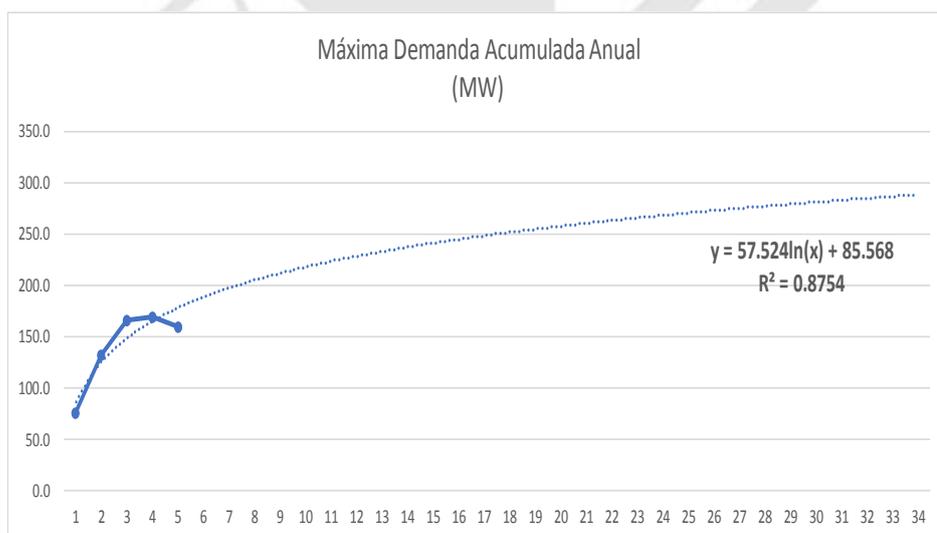
ANEXO 10: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ.

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	6.3	13.9	14.3	14.6	13.8
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	75.6	132.8	165.4	169.1	160.4



	Coef Det
Exponencial	0.497
Lineal	0.495
Logaritmica	0.712
Polinómica	0.905
Potencial	0.712



	Coef Det
Exponencial	0.665
Lineal	0.694
Logaritmica	0.875
Polinómica	0.997
Potencial	0.858

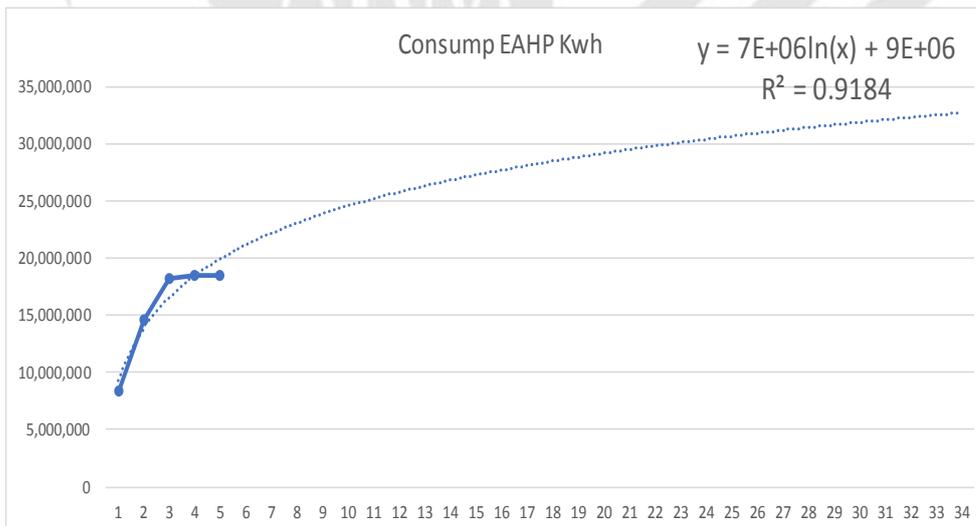
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	18.8	19.3	19.7	20.0	20.4	20.7	21.0	21.3	21.6	21.8
Dem Acum Año MW	218.0	223.5	228.5	233.1	237.4	241.3	245.1	248.5	251.8	254.9

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	22.0	22.3	22.5	22.7	22.9	23.1	23.3	23.4	23.6	23.8
Dem Acum Año MW	257.9	260.7	263.4	265.9	268.4	270.7	273.0	275.2	277.2	279.3

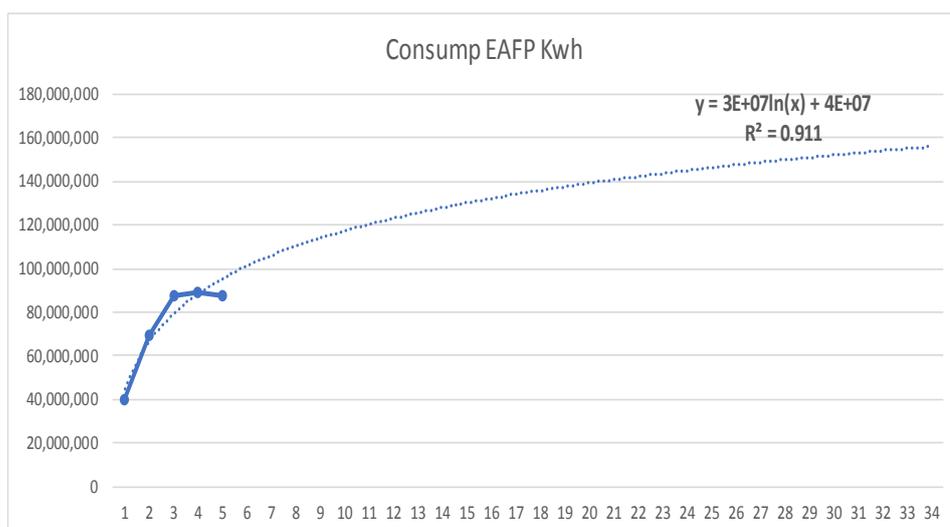
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	8,328,261	14,559,920	18,269,288	18,503,111	18,508,131



	Coef Det
Exponencial	0.7115
Lineal	0.7576
Logarítmica	0.9184
Polinómica	0.990
Potencial	0.8908

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	39,975,366	69,615,615	87,568,669	88,952,654	87,824,792



	Coef Det
Exponencial	0.7045
Lineal	0.7465
Logaritmica	0.911
Polinómica	0.9924
Potencial	0.8862

En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	24,588,660	25,223,188	25,802,466	26,335,350	26,828,724	27,288,044	27,717,709	28,121,318	28,501,850	28,861,803

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	29,203,288	29,528,108	29,837,815	30,133,753	30,417,093	30,688,866	30,949,978	31,201,234	31,443,352	31,676,972

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

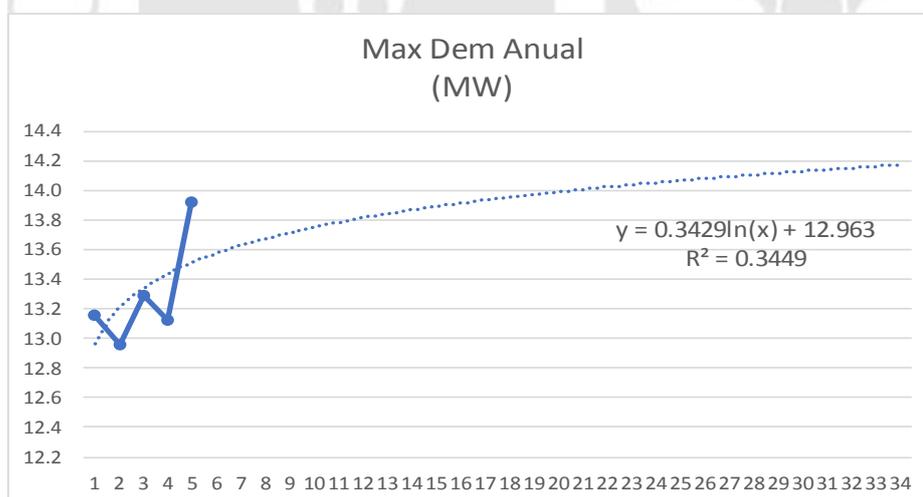
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	117,314,833	120,328,255	123,079,294	125,610,004	127,953,076	130,134,423	132,174,938	134,091,706	135,898,884	137,608,327

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	139,230,067	140,772,666	142,243,489	143,648,921	144,994,528	146,285,197	147,525,238	148,718,474	149,868,310	150,977,792

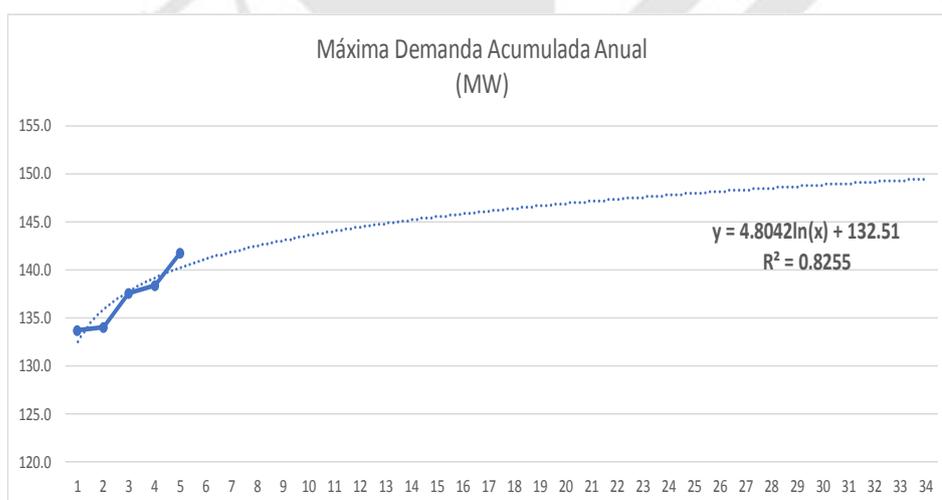
ANEXO 11: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA.

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	13.2	13.0	13.3	13.1	13.9
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	133.7	134.0	137.6	138.5	141.8



	Coef Det
Exponencial	0.519
Lineal	0.520
Logaritmica	0.345
Polinómica	0.810
Potencial	0.344



	Coef Det
Exponencial	0.941
Lineal	0.940
Logaritmica	0.826
Polinómica	0.959
Potencial	0.829

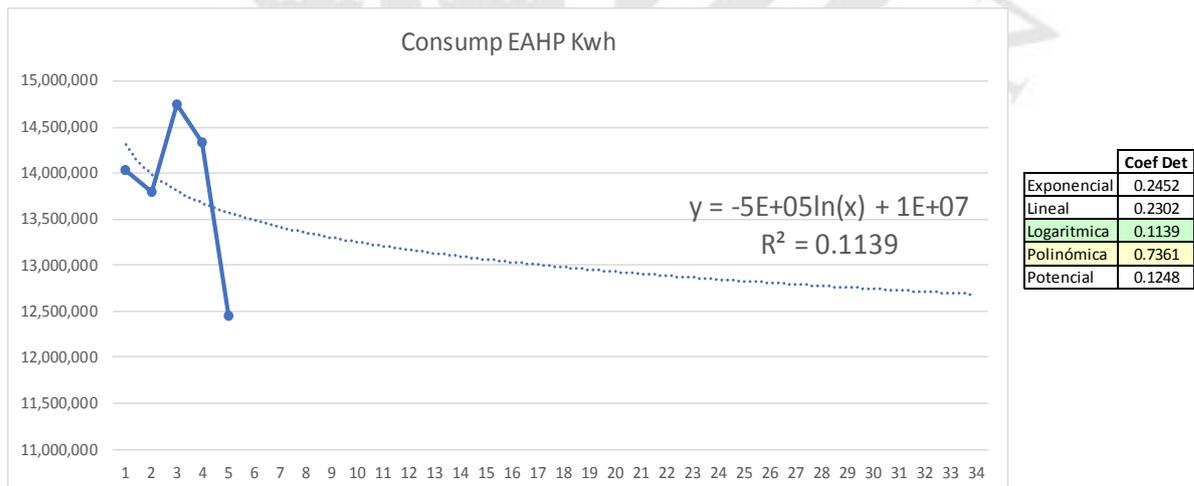
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	13.8	13.8	13.8	13.8	13.9	13.9	13.9	13.9	14.0	14.0
Dem Acum Año MW	143.6	144.0	144.4	144.8	145.2	145.5	145.8	146.1	146.4	146.7

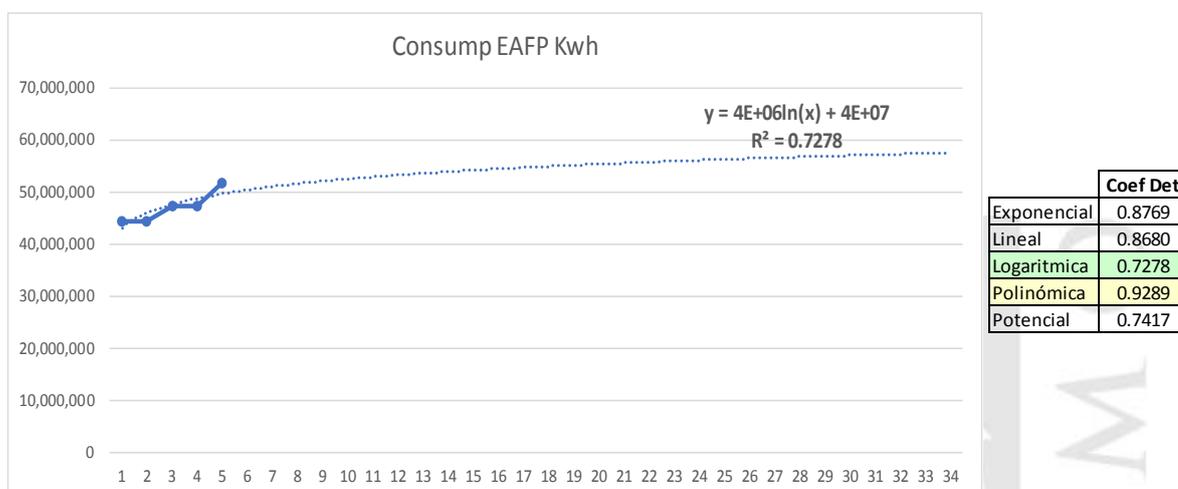
Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	14.0	14.0	14.0	14.0	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1
Dem Acum Año MW	146.9	147.1	147.4	147.6	147.8	148.0	148.2	148.3	148.5	148.7

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	14,040,645	13,791,387	14,747,349	14,329,853	12,450,790



	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	44,258,948	44,335,245	47,325,452	47,374,064	51,743,880



En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	13,250,515	13,206,453	13,166,228	13,129,224	13,094,964	13,063,068	13,033,232	13,005,205	12,978,781	12,953,786

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	12,930,073	12,907,517	12,886,011	12,865,461	12,845,786	12,826,914	12,808,782	12,791,335	12,774,522	12,758,299

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

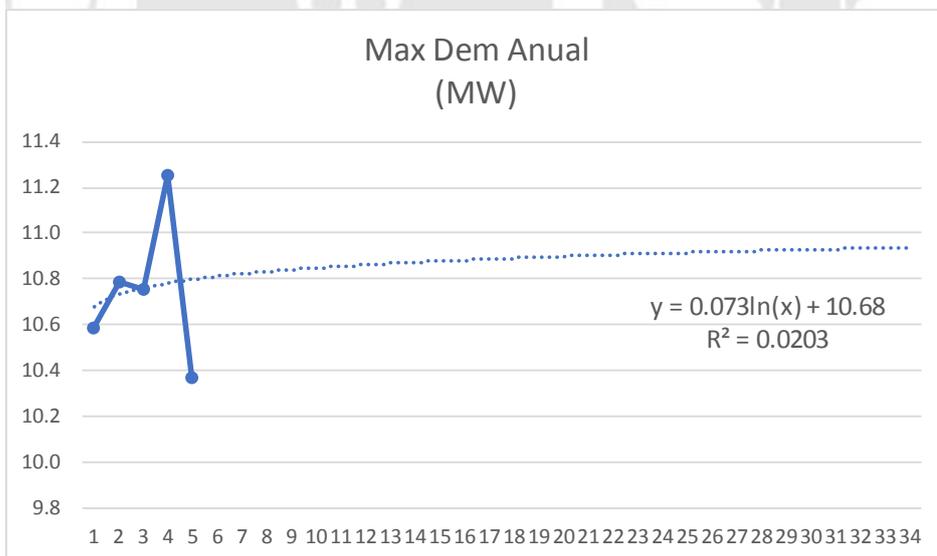
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	52,526,046	52,917,085	53,274,075	53,602,474	53,906,524	54,189,588	54,454,377	54,703,108	54,937,617	55,159,444

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	55,369,890	55,570,067	55,760,929	55,943,306	56,117,919	56,285,404	56,446,318	56,601,159	56,750,369	56,894,341

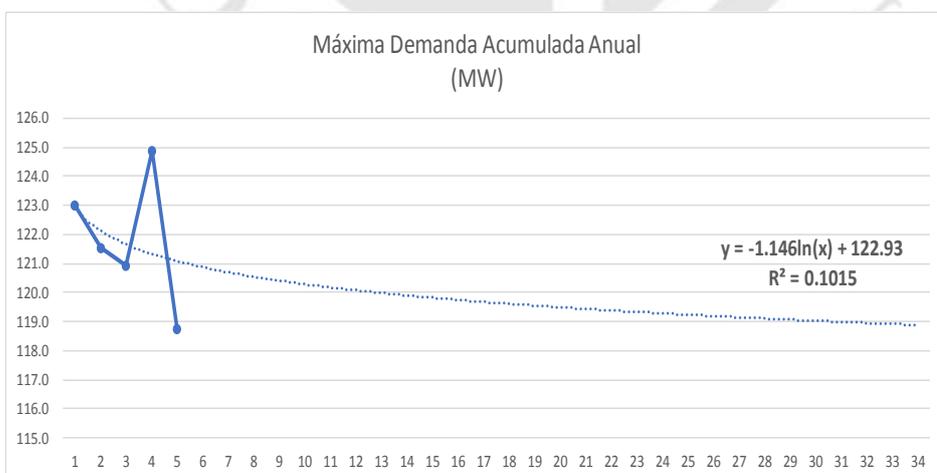
ANEXO 12: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE BACKUS Y JOHNSTON VITARTE

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	10.6	10.8	10.8	11.3	10.4
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	123.0	121.5	120.9	124.9	118.8



	Coef Det
Exponencial	0.0001
Lineal	0.0003
Logaritmica	0.0203
Polinómica	0.4584
Potencial	0.0178



	Coef Det
Exponencial	0.130
Lineal	0.125
Logaritmica	0.102
Polinómica	0.204
Potencial	0.106

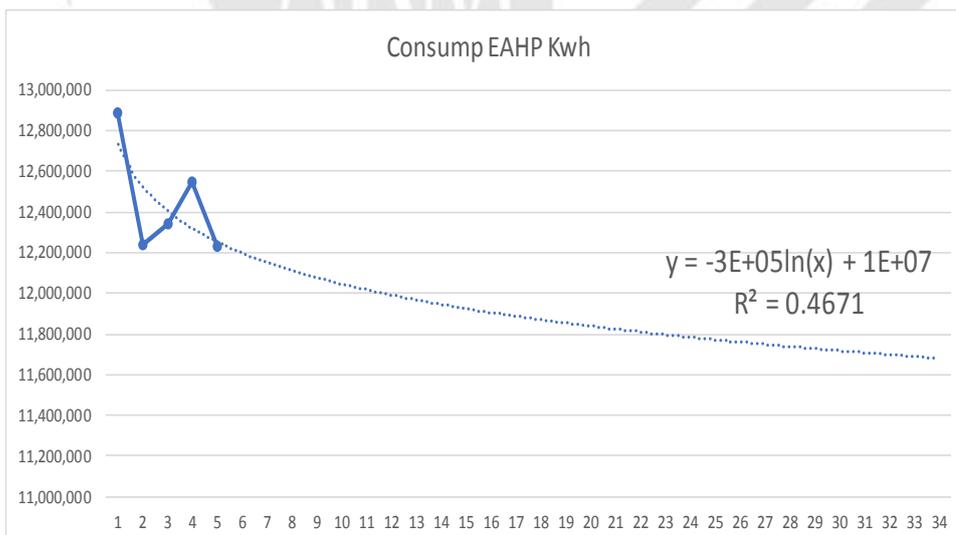
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	10.8	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
Dem Acum Año MW	120.3	120.2	120.1	120.0	119.9	119.8	119.8	119.7	119.6	119.6

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
Dem Acum Año MW	119.5	119.4	119.4	119.3	119.3	119.2	119.2	119.2	119.1	119.1

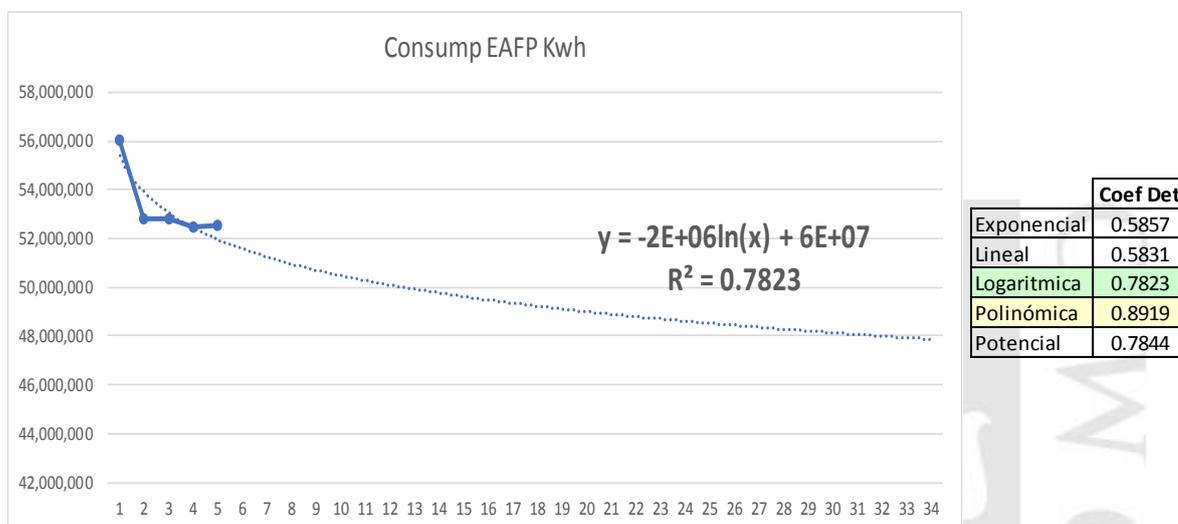
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	12,889,521	12,236,298	12,339,783	12,546,025	12,228,659



	Coef Det
Exponencial	0.3283
Lineal	0.3312
Logarítmica	0.4671
Polinómica	0.4698
Potencial	0.4626

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	56,073,614	52,841,181	52,796,274	52,467,897	52,561,701



En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAHP kWh - Año	12,045,527	12,017,029	11,991,013	11,967,080	11,944,922	11,924,293	11,904,996	11,886,869	11,869,779	11,853,613

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAHP kWh - Año	11,838,276	11,823,688	11,809,778	11,796,487	11,783,762	11,771,556	11,759,829	11,748,545	11,737,671	11,727,179

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

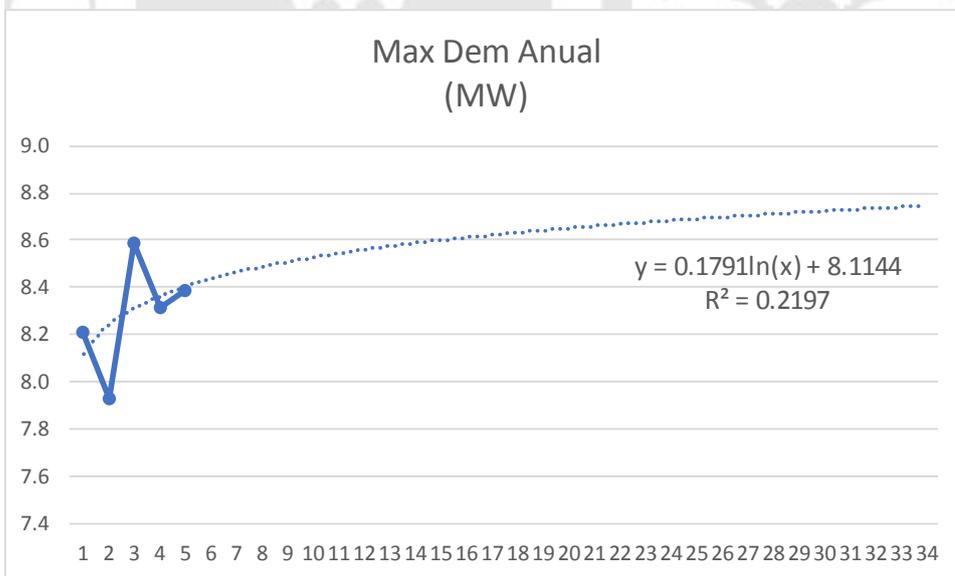
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	50,479,889	50,276,687	50,091,179	49,920,528	49,762,530	49,615,437	49,477,841	49,348,589	49,226,727	49,111,456

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	49,002,099	48,898,078	48,798,897	48,704,126	48,613,389	48,526,357	48,442,738	48,362,276	48,284,740	48,209,925

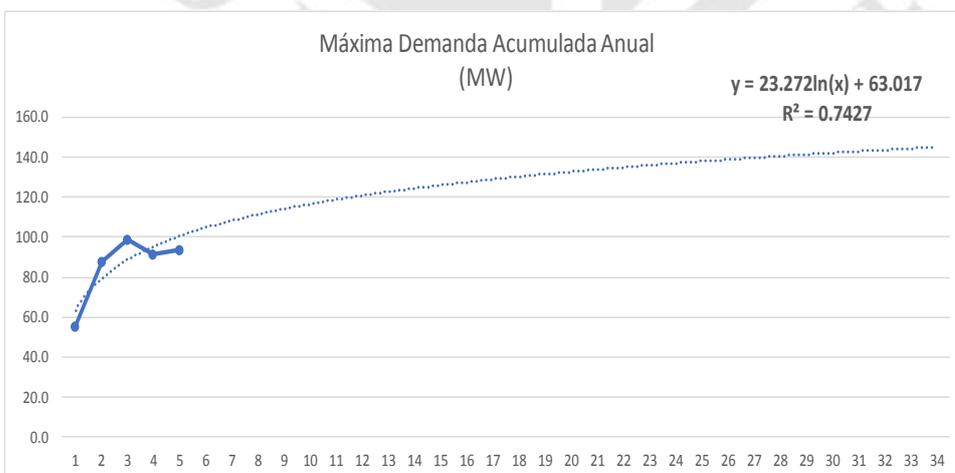
ANEXO 13: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE OWENS ILLINOIS PERÚ

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	8.2	7.9	8.6	8.3	8.4
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	55.4	88.1	98.5	91.3	93.4



	Coef Det
Exponencial	0.2361
Lineal	0.2338
Logaritmica	0.220
Polinómica	0.249
Potencial	0.220



	Coef Det
Exponencial	0.532
Lineal	0.532
Logaritmica	0.743
Polinómica	0.909
Potencial	0.744

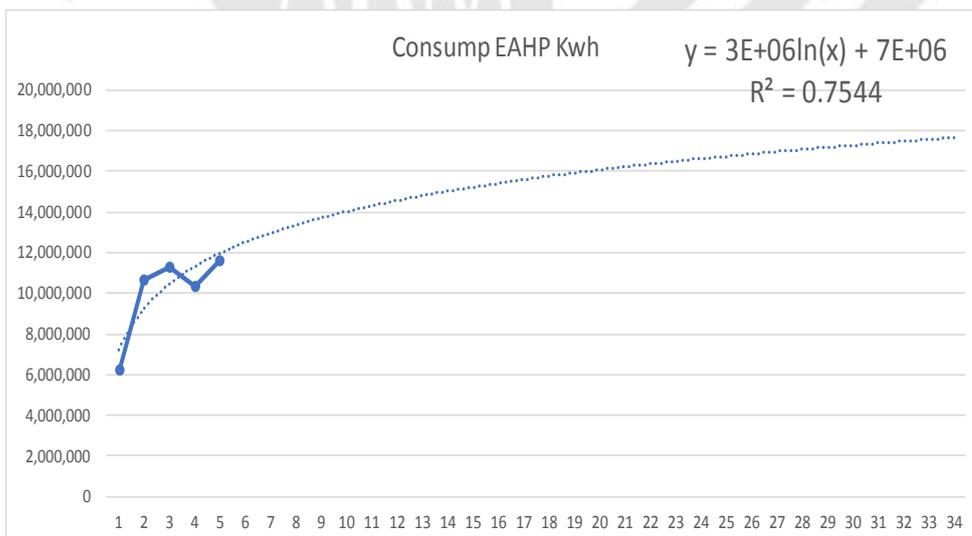
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	8.5	8.5	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6
Dem Acum Año MW	116.6	118.8	120.8	122.7	124.4	126.0	127.5	129.0	130.3	131.5

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Dem Acum Año MW	132.7	133.9	135.0	136.0	137.0	137.9	138.8	139.7	140.6	141.4

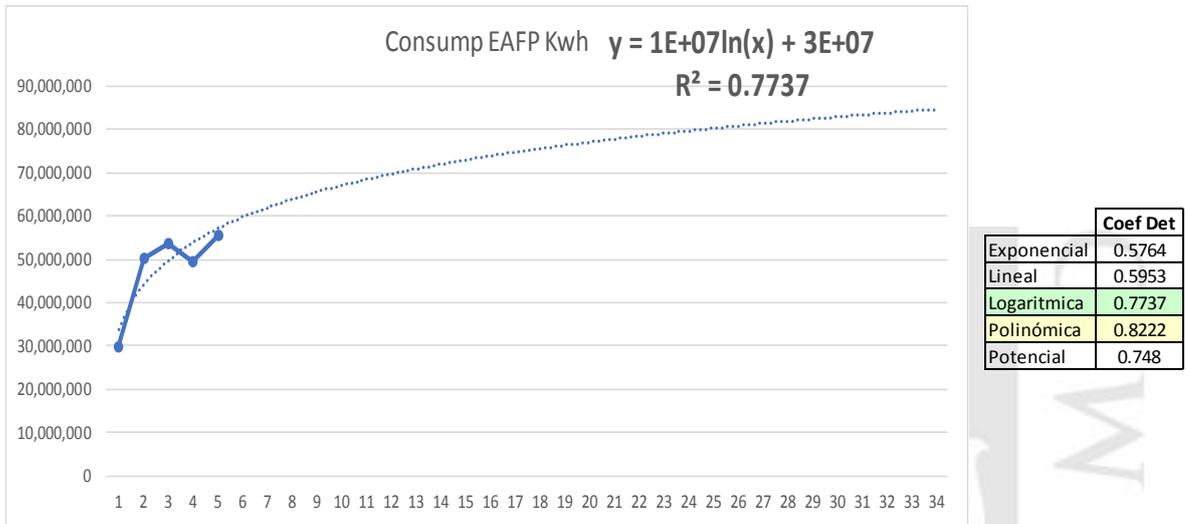
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	6,255,664	10,662,204	11,302,097	10,353,509	11,608,397



	Coef Det
Exponencial	0.559
Lineal	0.5732
Logarítmica	0.7544
Polinómica	0.8090
Potencial	0.7491

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	29,615,433	50,285,964	53,749,408	49,420,761	55,437,532



En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAHP kWh - Año	14,028,052	14,310,894	14,569,109	14,806,644	15,026,567	15,231,310	15,422,834	15,602,744	15,772,367	15,932,817

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAHP kWh - Año	16,085,035	16,229,825	16,367,878	16,499,793	16,626,093	16,747,236	16,863,627	16,975,625	17,083,550	17,187,687

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

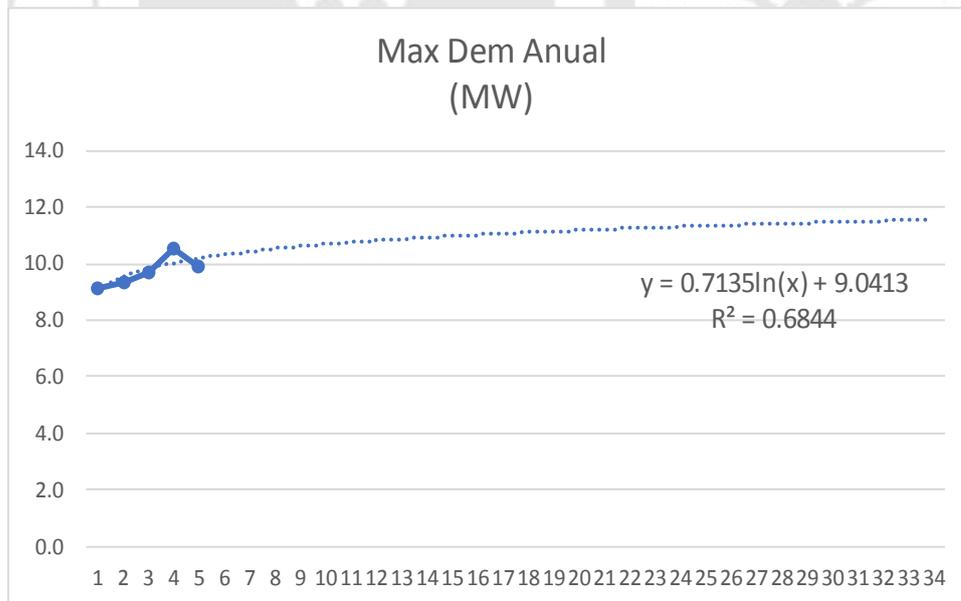
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	62,009,446	63,172,516	64,234,316	65,211,077	66,115,417	66,957,337	67,744,900	68,484,702	69,182,207	69,841,989

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	70,467,921	71,063,307	71,630,991	72,173,436	72,692,791	73,190,942	73,669,552	74,130,097	74,573,892	75,002,111

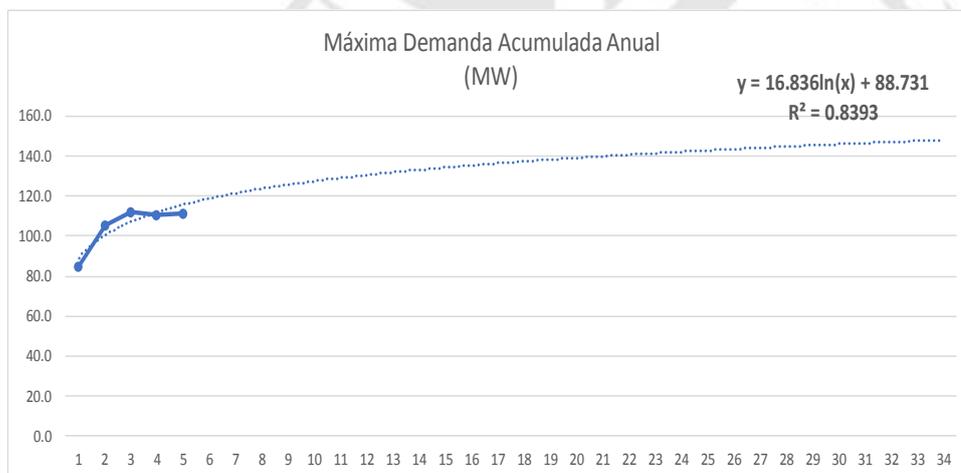
ANEXO 14: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE OPP FILM 2

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	9.1	9.3	9.7	10.5	9.9
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	84.5	105.4	112.2	110.6	111.6



	Coef Det
Exponencial	0.672
Lineal	0.655
Logaritmica	0.684
Polinómica	0.735
Potencial	0.703



	Coef Det
Exponencial	0.632
Lineal	0.644
Logaritmica	0.839
Polinómica	0.949
Potencial	0.830

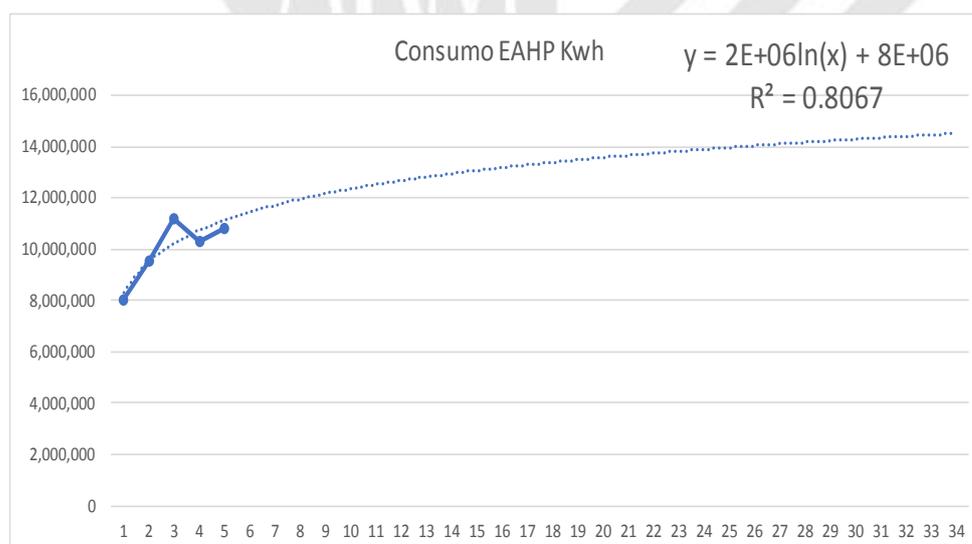
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	10.7	10.8	10.8	10.9	10.9	11.0	11.0	11.1	11.1	11.1
Dem Acum Año MW	126.5	128.0	129.4	130.8	132.0	133.1	134.2	135.2	136.1	137.0

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	11.2	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.4	11.4	11.4	11.4
Dem Acum Año MW	137.8	138.6	139.4	140.1	140.8	141.5	142.1	142.7	143.3	143.9

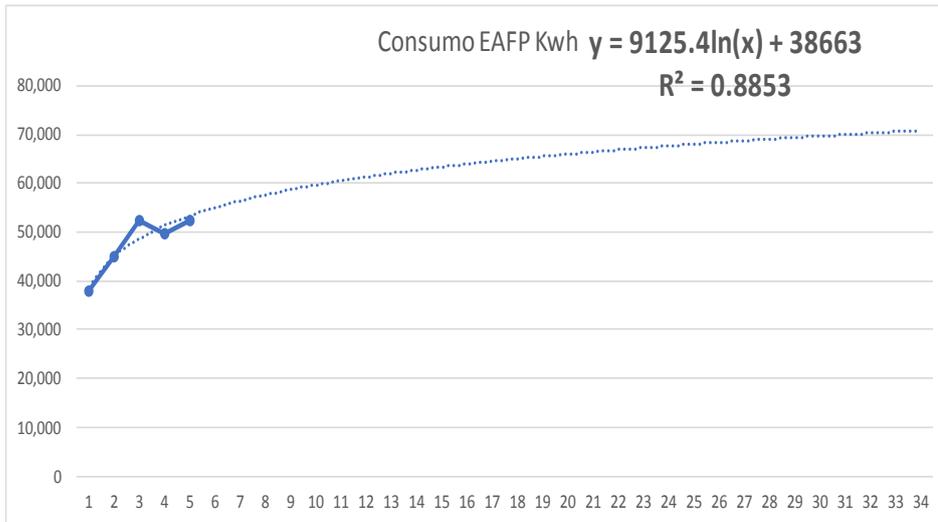
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	8,038,465	9,525,702	11,165,547	10,323,141	10,829,033



	Coef Det
Exponencial	0.6617
Lineal	0.6541
Logarítmica	0.8067
Polinómica	0.881
Potencial	0.8222

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	37,746	45,030	52,253	49,601	52,374



	Coef Det
Exponencial	0.746
Lineal	0.753
Logarítmica	0.885
Polinómica	0.921
Potencial	0.889

En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	12,346,976	12,514,951	12,668,299	12,809,367	12,939,975	13,061,568	13,175,310	13,282,155	13,382,891	13,478,179

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	13,568,579	13,654,566	13,736,553	13,814,895	13,889,902	13,961,847	14,030,969	14,097,483	14,161,577	14,223,422

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

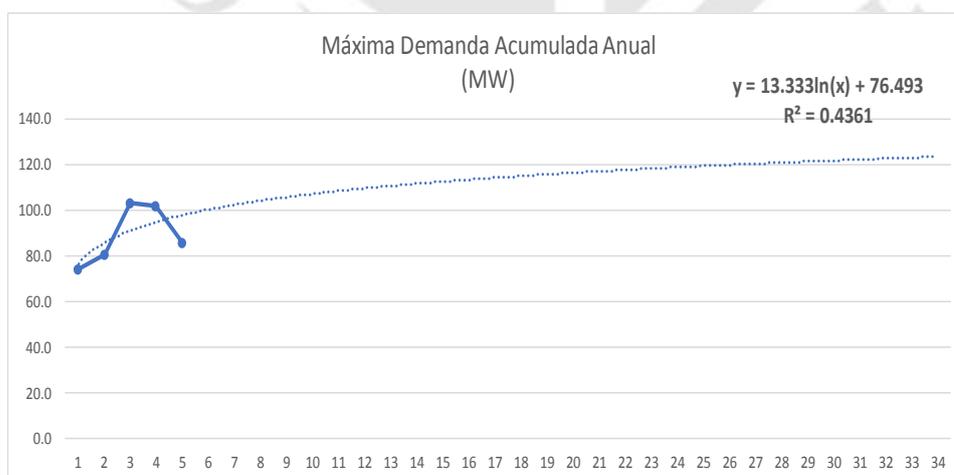
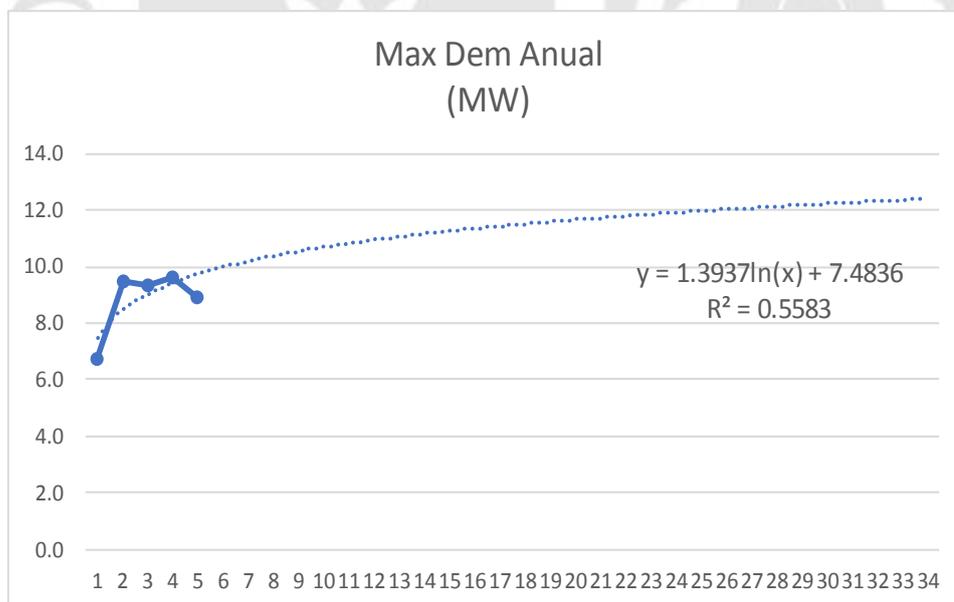
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	59,675,010	60,544,754	61,338,767	62,069,189	62,745,454	63,375,041	63,963,981	64,517,205	65,038,798	65,532,183

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	66,000,255	66,445,485	66,869,999	67,275,639	67,664,012	68,036,529	68,394,434	68,738,830	69,070,699	69,390,921

ANEXO 15: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE OPP FILM 1

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	6.8	9.5	9.3	9.6	8.9
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	74.4	80.9	103.4	101.7	85.8



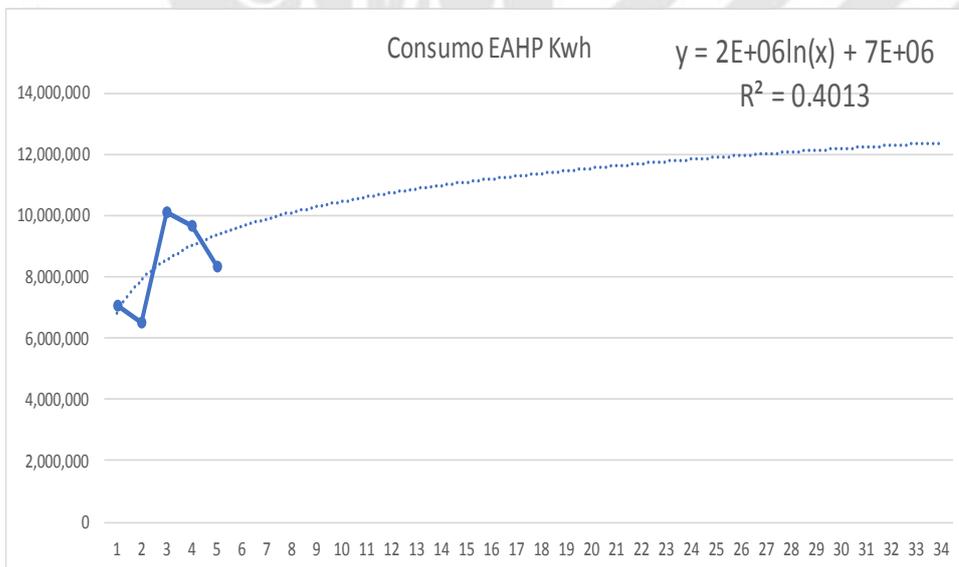
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	10.7	10.8	10.9	11.1	11.2	11.3	11.3	11.4	11.5	11.6
Dem Acum Año MW	107.2	108.5	109.6	110.7	111.7	112.6	113.5	114.3	115.0	115.8

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	11.7	11.7	11.8	11.9	11.9	12.0	12.0	12.1	12.1	12.2
Dem Acum Año MW	116.4	117.1	117.7	118.3	118.9	119.4	119.9	120.4	120.9	121.4

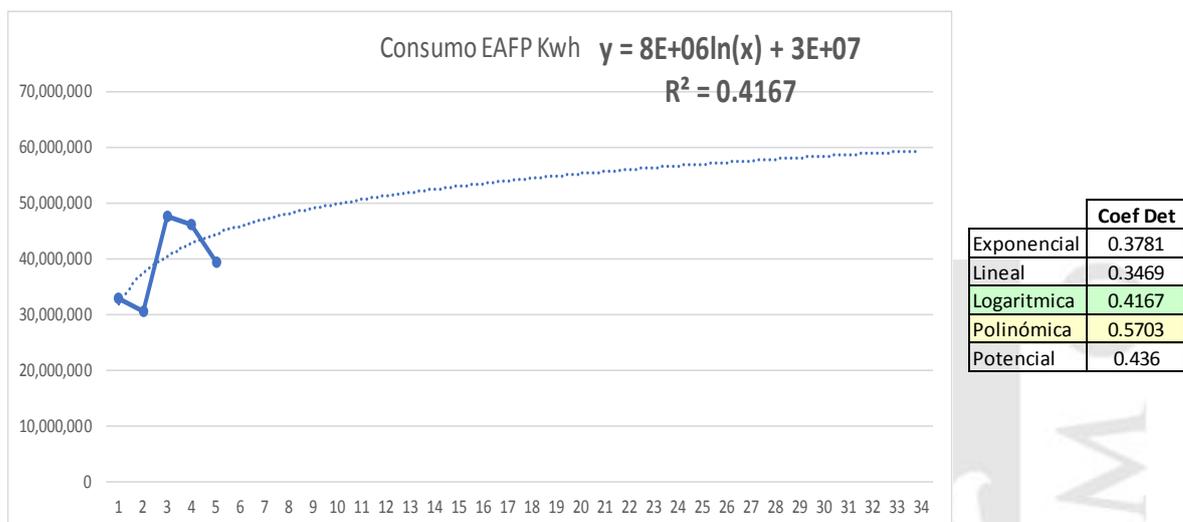
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	7,058,257	6,499,020	10,131,631	9,666,296	8,356,462



	Coef Det
Exponencial	0.3631
Lineal	0.3322
Logarítmica	0.4013
Polinómica	0.5561
Potencial	0.4204

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAFP Kwh	32,975,441	30,441,201	47,737,872	46,090,695	39,451,273



En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAHP kWh - Año	10,462,304	10,612,523	10,749,661	10,875,817	10,992,618	11,101,358	11,203,077	11,298,628	11,388,715	11,473,930

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAHP kWh - Año	11,554,774	11,631,672	11,704,992	11,775,052	11,842,131	11,906,470	11,968,286	12,027,768	12,085,088	12,140,395

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

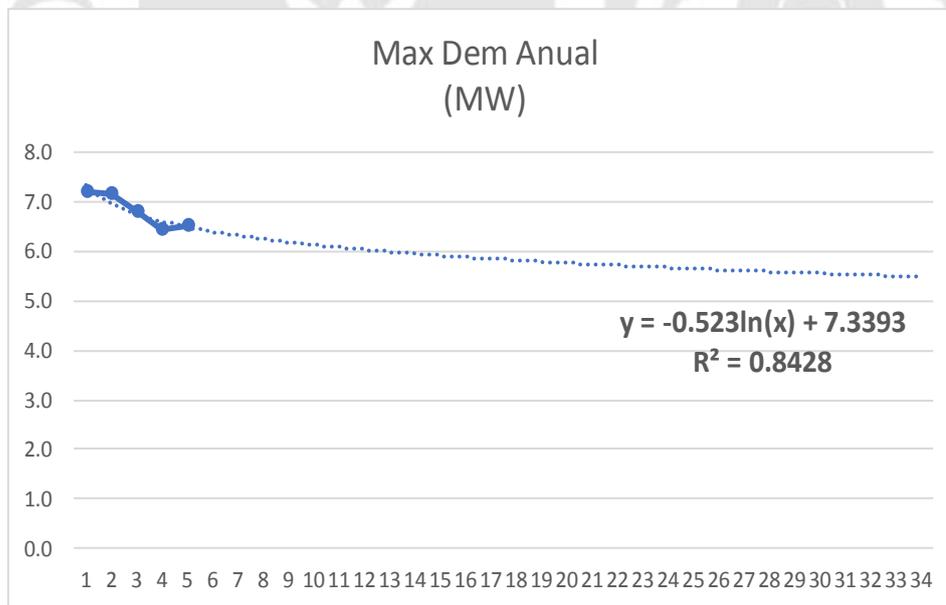
Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	49,829,170	50,572,466	51,251,041	51,875,271	52,453,216	52,991,271	53,494,588	53,967,381	54,413,142	54,834,796

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	55,234,817	55,615,317	55,978,113	56,324,779	56,656,688	56,975,047	57,280,917	57,575,243	57,858,863	58,132,530

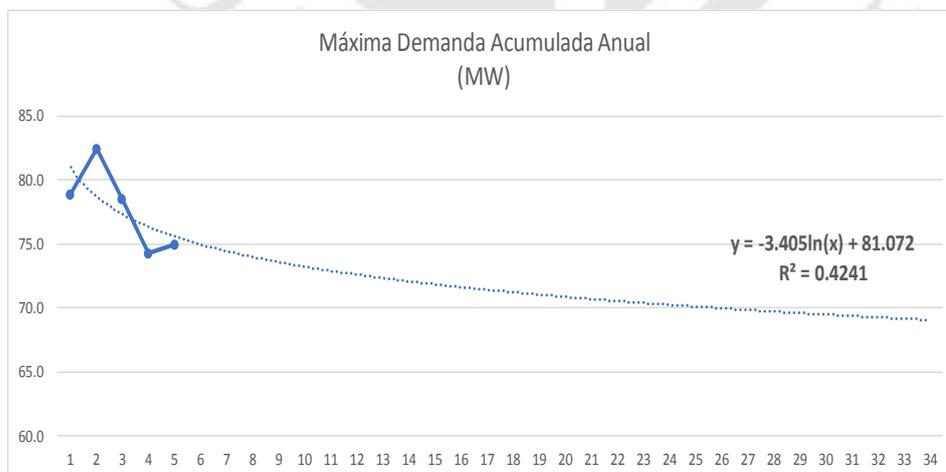
ANEXO 16: CONSUMOS PROYECTADOS A 20 AÑOS DEL CLIENTE TEJIDOS SAN JACINTO

A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, del valor máximo de las máximas demandas por año en Megavatios (MW) y de las máximas demandas acumuladas por cada año también en Megavatios (MW). En ambos casos se consideran las máximas demandas en hora punta.

	2012	2013	2014	2015	2016
Max Dem Anual (MW)	7.2	7.2	6.8	6.5	6.5
Máxima Demanda Acumulada Anual (MW)	78.8	82.5	78.5	74.2	75.0



	Coef Det
Exponencial	0.890
Lineal	0.891
Logaritmica	0.843
Polinómica	0.897
Potencial	0.839



	Coef Det
Exponencial	0.585
Lineal	0.577
Logaritmica	0.424
Polinómica	0.638
Potencial	0.432

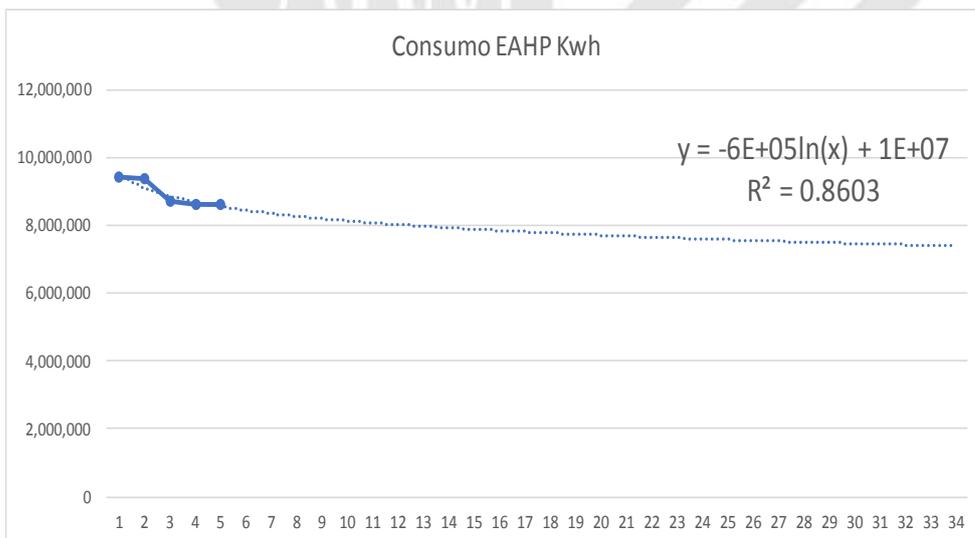
En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de las máximas demandas anuales y de las máximas demandas acumuladas por año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Dem MW	6.1	6.1	6.0	6.0	6.0	5.9	5.9	5.9	5.8	5.8
Dem Acum Año MW	73.2	72.9	72.6	72.3	72.1	71.9	71.6	71.4	71.2	71.0

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Dem MW	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.6
Dem Acum Año MW	70.9	70.7	70.5	70.4	70.3	70.1	70.0	69.8	69.7	69.6

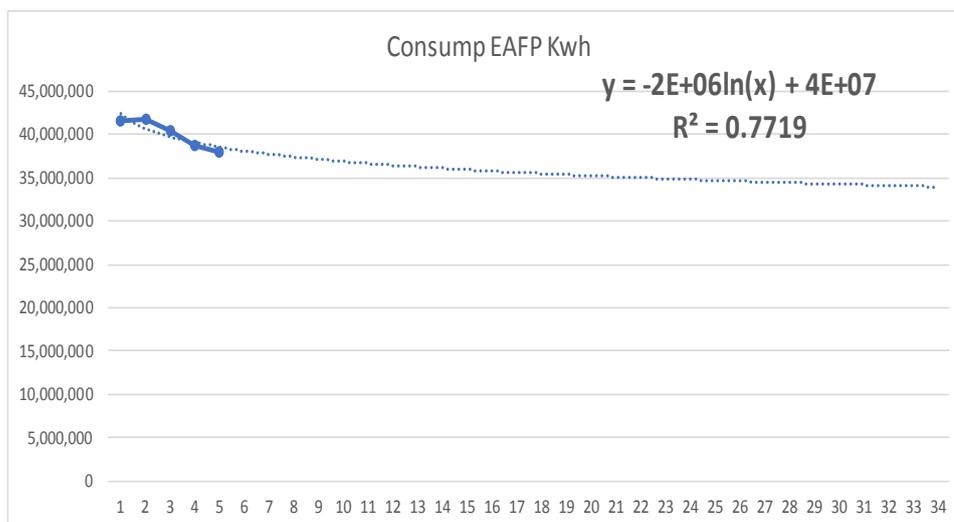
A continuación, se muestran los consumos históricos desde el año 2012 al 2016, de la energía activa en hora punta (EAHP) acumulada por año y de la energía activa fuera de hora punta (EAFP) acumulada por año, para ambos casos las unidades están representadas en kilovatios hora por año (kWh Año).

	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo EAHP Kwh	9,454,613	9,362,976	8,729,081	8,621,385	8,619,395



	Coef Det
Exponencial	0.843
Lineal	0.842
Logarítmica	0.860
Polinómica	0.893
Potencial	0.860

	2012	2013	2014	2015	2016
Consump EAFP Kwh	41,624,282	41,834,691	40,437,255	38,658,006	37,998,139



	Coef Det
Exponencial	0.9108
Lineal	0.9107
Logarítmica	0.7719
Polinómica	0.9376
Potencial	0.7698

En ambos casos las escalas polinómicas en un período proyectado de 20 años se vuelven negativas, por lo tanto, la escala que más se ajusta al comportamiento de los clientes es la escala logarítmica. A continuación, se muestra la proyección por un período de 20 años tanto de los consumos de energía activa en hora punta acumulada por año, como los consumos de energía activa fuera de hora punta acumulada por año.

Energía activa en hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAHP kWh - Año	8,141,552	8,083,737	8,030,956	7,982,402	7,937,448	7,895,597	7,856,448	7,819,673	7,785,000	7,752,203

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAHP kWh - Año	7,721,089	7,691,493	7,663,274	7,636,309	7,610,493	7,585,730	7,561,939	7,539,045	7,516,985	7,495,698

Energía activa fuera de hora punta acumulada por año, proyectada a 20 años

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
EAFP kWh - Año	36,897,124	36,669,428	36,461,558	36,270,336	36,093,292	35,928,468	35,774,286	35,629,453	35,492,902	35,363,735

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Período	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
EAFP kWh - Año	35,241,196	35,124,636	35,013,500	34,907,304	34,805,629	34,708,106	34,614,407	34,524,246	34,437,363	34,353,530

ANEXO 17: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE UNIDAD ANDINA DE CEMENTOS

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
PHP (S/KW)	48,3944	48,3944	49,5971	49,5971	49,5971	50,7754	50,7754	50,7754	51,9347	51,9347	51,9347	53,0789	53,0789	53,0789	54,2108	54,2108	54,2108	54,2108	55,3326	55,3326	55,3326
EAHP (S/KWh)	0,1891	0,1891	0,1938	0,1938	0,1938	0,1984	0,1984	0,1984	0,2029	0,2029	0,2029	0,2074	0,2074	0,2074	0,2118	0,2118	0,2118	0,2118	0,2162	0,2162	0,2162
EAFP (S/KWh)	0,1355	0,1355	0,1389	0,1389	0,1389	0,1422	0,1422	0,1422	0,1454	0,1454	0,1454	0,1486	0,1486	0,1486	0,1518	0,1518	0,1518	0,1518	0,1549	0,1549	0,1549
Consumo																					
PHP (KW)	738,466	745,081	751,120	756,675	761,819	766,608	771,087	775,295	779,262	783,015	786,575	789,961	793,190	796,275	799,229	802,063	804,785	807,404	809,928	812,364	812,364
EAHP (KWh)	36,177545	36,800,445	37,369,107	37,892,227	38,376,539	38,827,462	39,249,154	39,645,466	40,019,025	40,372,381	40,707,608	41,026,476	41,330,508	41,621,022	41,899,171	42,165,963	42,422,290	42,668,942	42,906,623	43,135,362	43,135,362
EAFP (KWh)	334,424,737	337,419,859	340,154,091	342,669,534	344,998,377	347,166,478	349,194,601	351,109,729	352,895,932	354,594,995	356,206,807	357,740,218	359,202,009	360,598,363	361,936,342	363,219,173	364,451,684	365,637,674	366,780,527	367,883,271	367,883,271
Ingreso S/																					
PHP S/	35,737,582	36,057,720	37,253,342	37,528,880	37,783,988	38,924,793	39,152,238	39,365,889	40,470,761	40,665,653	40,830,546	41,930,298	42,101,680	42,265,442	43,326,887	43,480,485	43,628,671	44,675,785	44,815,454	44,950,221	44,950,221
EAHP S/	6,841,479	6,959,269	7,242,400	7,343,814	7,487,682	7,703,849	7,787,538	7,866,151	8,121,569	8,193,280	8,261,312	8,509,460	8,572,521	8,632,777	8,875,793	8,992,510	8,996,699	9,225,899	9,277,290	9,326,878	9,326,878
EAFP S/	45,311,254	45,717,064	47,232,882	47,582,166	47,935,543	49,351,881	49,640,951	49,911,017	51,311,800	51,588,847	51,799,220	53,162,158	53,379,403	53,586,989	54,932,720	55,127,421	55,127,421	55,314,484	56,642,825	56,819,870	56,819,870
Total S/	87,890,309	88,734,052	91,728,664	92,454,860	93,127,212	95,980,523	96,579,967	97,148,057	99,904,229	100,417,780	100,935,078	103,601,516	104,033,603	104,485,209	107,135,400	107,540,215	107,929,151	110,544,538	110,912,614	111,267,801	111,267,801

ANEXO 18: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE MINERA CONDESTABLE

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kW)	21.1383	21.1383	21.6636	21.6636	21.6636	22.1783	22.1783	22.1783	22.6847	22.6847	22.6847	23.1845	23.1845	23.1845	23.6789	23.6789	23.6789	24.1689	24.1689	24.1689
EAHP (S/kWh)	0.1436	0.1436	0.1472	0.1472	0.1472	0.1507	0.1507	0.1507	0.1541	0.1541	0.1541	0.1575	0.1575	0.1575	0.1609	0.1609	0.1609	0.1642	0.1642	0.1642
EAFP (S/kWh)	0.1197	0.1197	0.1227	0.1227	0.1227	0.1256	0.1256	0.1256	0.1285	0.1285	0.1285	0.1313	0.1313	0.1313	0.1341	0.1341	0.1341	0.1369	0.1369	0.1369
Consumo																				
PHP (kW)	176.650	176.906	177.130	177.354	177.555	177.738	177.912	178.074	178.228	178.373	178.511	178.641	178.766	178.886	179.000	179.109	179.215	179.316	179.414	179.508
EAHP (kWh)	17.509.790	17.489.457	17.470.855	17.453.819	17.438.010	17.423.292	17.409.524	17.396.591	17.384.397	17.372.863	17.361.920	17.351.512	17.341.588	17.332.105	17.323.026	17.314.317	17.305.950	17.297.899	17.290.141	17.282.655
EAFP (kWh)	88.519.613	88.578.954	88.633.128	88.682.963	88.729.103	88.772.059	88.812.241	88.849.987	88.885.574	88.919.237	88.951.173	88.981.550	89.010.514	89.038.190	89.064.688	89.090.104	89.114.523	89.138.021	89.160.664	89.182.512
Ingreso S/																				
PHP S/	3.734.066	3.739.494	3.837.466	3.842.140	3.846.449	3.941.939	3.945.781	3.949.389	4.043.045	4.046.337	4.049.460	4.141.713	4.144.608	4.147.374	4.238.521	4.241.116	4.243.608	4.333.869	4.336.228	4.338.504
EAHP S/	2.514.355	2.511.436	2.571.117	2.568.604	2.566.278	2.625.029	2.621.955	2.621.007	2.678.973	2.677.195	2.675.509	2.732.816	2.731.252	2.729.759	2.786.511	2.785.110	2.783.764	2.840.046	2.838.772	2.837.543
EAFP S/	10.598.176	10.605.281	10.875.487	10.881.602	10.887.264	11.151.317	11.156.365	11.161.106	11.420.519	11.424.844	11.428.947	11.684.735	11.688.538	11.692.173	11.945.062	11.948.471	11.951.746	12.202.278	12.205.377	12.208.368
Total S/	16.846.618	16.856.210	17.284.091	17.292.347	17.299.991	17.718.285	17.725.100	17.731.502	18.142.537	18.148.376	18.153.916	18.559.263	18.564.399	18.569.306	18.970.094	18.974.696	18.979.118	19.376.192	19.380.377	19.384.415

ANEXO 19: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/KW)	21.4229	21.4229	21.9553	21.9553	21.9553	22.4769	22.4769	22.4769	22.9901	22.9901	22.9901	23.4966	23.4966	23.4966	23.9977	23.9977	23.9977	24.4943	24.4943	24.4943
EAHP (S/kWh)	0.1294	0.1294	0.1327	0.1327	0.1327	0.1358	0.1358	0.1358	0.1389	0.1389	0.1389	0.1420	0.1420	0.1420	0.1450	0.1450	0.1450	0.1480	0.1480	0.1480
EAFP (S/kWh)	0.1029	0.1029	0.1064	0.1064	0.1064	0.1090	0.1090	0.1090	0.1115	0.1115	0.1115	0.1139	0.1139	0.1139	0.1164	0.1164	0.1164	0.1188	0.1188	0.1188
Consumo																				
PHP (KW)	218,022	223,505	228,510	233,114	237,877	241,346	245,058	248,546	251,834	254,944	257,895	260,701	263,377	265,934	268,382	270,731	272,987	275,158	277,250	279,268
EAHP (kWh)	24,588,660	25,223,188	25,802,466	26,335,350	26,828,724	27,288,044	27,717,709	28,121,318	28,500,850	28,861,803	29,203,288	29,528,108	29,837,815	30,133,753	30,417,093	30,688,866	30,949,978	31,201,294	31,443,352	31,676,972
EAFP (kWh)	117,314,833	120,328,255	123,079,294	125,600,004	127,953,076	130,134,423	132,174,958	134,091,706	135,898,884	137,608,327	139,230,067	140,772,666	142,243,489	143,648,321	144,994,528	146,285,197	147,525,288	148,718,474	149,868,310	150,977,792
Ingreso S/																				
PHP S/	4,670,659	4,788,112	5,016,997	5,118,087	5,211,682	5,424,705	5,508,151	5,586,596	5,789,684	5,861,187	5,929,021	6,125,593	6,188,471	6,248,533	6,440,554	6,496,906	6,551,048	6,739,784	6,791,027	6,840,471
EAHP S/	3,182,908	3,265,045	3,423,066	3,483,730	3,559,183	3,706,123	3,764,478	3,819,294	3,959,362	4,009,365	4,056,803	4,192,298	4,236,269	4,278,285	4,410,055	4,450,013	4,487,875	4,617,929	4,653,764	4,688,341
EAFP S/	12,185,321	12,498,321	13,101,773	13,371,167	13,620,387	14,181,902	14,404,275	14,613,162	15,148,264	15,338,811	15,519,581	16,037,241	16,204,802	16,364,913	16,870,459	17,020,631	17,164,913	17,661,812	17,798,367	17,930,129
Total S/	20,038,888	20,551,479	21,541,806	21,982,984	22,391,452	23,312,731	23,676,904	24,018,993	24,897,309	25,209,362	25,505,405	26,355,132	26,629,541	26,891,791	27,721,618	27,967,551	28,203,887	29,019,526	29,248,157	29,468,940

ANEXO 20: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE ADMINISTRADORA DEL JOCKEY PLAZA

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kWh)	71.3467	71.3467	73.1198	73.1198	73.1198	74.8569	74.8569	74.8569	76.5661	76.5661	76.5661	78.2530	78.2530	78.2530	79.9217	79.9217	79.9217	81.5755	81.5755	81.5755
EAHP (S/kWh)	0.2739	0.2739	0.2807	0.2807	0.2807	0.2874	0.2874	0.2874	0.2940	0.2940	0.2940	0.3004	0.3004	0.3004	0.3068	0.3068	0.3068	0.3132	0.3132	0.3132
EAFP (S/kWh)	0.2739	0.2739	0.2807	0.2807	0.2807	0.2874	0.2874	0.2874	0.2940	0.2940	0.2940	0.3004	0.3004	0.3004	0.3068	0.3068	0.3068	0.3132	0.3132	0.3132
Consumo																				
PHP (kW)	143,572	144,030	144,448	144,833	145,089	145,520	145,830	146,121	146,396	146,656	146,902	147,136	147,360	147,574	147,778	147,974	148,163	148,344	148,519	148,687
EAHP (kWh)	13,250,515	13,206,653	13,166,228	13,129,224	13,094,964	13,063,068	13,033,233	13,005,205	12,978,781	12,953,786	12,930,073	12,907,517	12,886,011	12,865,461	12,845,786	12,826,944	12,808,821	12,791,335	12,774,521	12,758,299
EAFP (kWh)	52,526,046	52,917,065	53,274,075	53,602,474	53,906,524	54,189,589	54,464,377	54,703,108	54,937,617	55,159,444	55,369,890	55,570,067	55,760,929	55,946,306	56,117,919	56,285,404	56,446,318	56,601,159	56,750,369	56,894,341
Ingresos/																				
PHP S/	10,243,389	10,276,058	10,562,001	10,590,119	10,616,151	10,893,179	10,916,389	10,998,191	11,208,967	11,228,855	11,247,722	11,513,871	11,531,360	11,548,071	11,810,675	11,826,349	11,841,408	12,101,230	12,115,483	12,129,236
EAHP S/	3,629,584	3,617,515	3,696,124	3,685,736	3,676,118	3,754,288	3,745,713	3,737,658	3,815,232	3,807,884	3,800,914	3,877,878	3,874,416	3,865,242	3,944,631	3,935,841	3,930,277	4,006,141	4,000,876	3,995,795
EAFP S/	14,387,947	14,495,060	14,955,504	15,047,695	15,133,050	15,579,929	15,650,029	15,721,513	16,149,417	16,214,625	16,276,487	16,695,226	16,752,568	16,807,360	17,219,356	17,270,747	17,320,822	17,777,019	17,773,750	17,818,841
Total S/	28,260,920	28,388,633	29,213,629	29,323,549	29,425,319	30,221,596	30,312,131	30,397,363	31,173,615	31,251,364	31,325,123	32,086,974	32,155,344	32,220,673	32,971,661	33,032,966	33,091,807	33,894,591	33,890,109	33,943,872

ANEXO 21: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE BACKUS Y JOHNSTON

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kWh)	22.6453	22.6453	23.2081	23.2081	23.2081	23.7594	23.7594	23.7594	24.3019	24.3019	24.3019	24.8373	24.8373	24.8373	25.3670	25.3670	25.3670	25.8919	25.8919	25.8919
EAHP (S/kWh)	0.1738	0.1738	0.1782	0.1782	0.1782	0.1824	0.1824	0.1824	0.1866	0.1866	0.1866	0.1907	0.1907	0.1907	0.1947	0.1947	0.1947	0.1988	0.1988	0.1988
EAFP (S/kWh)	0.1622	0.1622	0.1663	0.1663	0.1663	0.1702	0.1702	0.1702	0.1741	0.1741	0.1741	0.1779	0.1779	0.1779	0.1817	0.1817	0.1817	0.1855	0.1855	0.1855

Consumo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (kW)	120,291	120,182	120,082	119,991	119,906	119,827	119,753	119,683	119,618	119,556	119,497	119,441	119,388	119,337	119,288	119,241	119,196	119,153	119,111	119,071
EAHP (kWh)	12,045,527	12,017,029	11,991,013	11,967,080	11,944,921	11,924,293	11,904,996	11,886,869	11,869,779	11,853,613	11,838,276	11,823,688	11,809,778	11,796,487	11,783,762	11,771,556	11,759,829	11,748,545	11,737,671	11,727,179
EAFP (kWh)	50,479,889	50,276,687	50,091,179	49,920,528	49,762,530	49,615,437	49,477,844	49,348,599	49,226,727	49,111,456	49,002,099	48,898,078	48,798,887	48,704,126	48,613,889	48,526,357	48,442,738	48,362,276	48,284,748	48,209,925

Ingreso S/	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP S/	2,724,029	2,724,556	2,786,877	2,784,748	2,782,777	2,847,011	2,845,254	2,843,603	2,906,939	2,905,433	2,904,004	2,966,596	2,965,272	2,964,066	3,025,977	3,024,790	3,023,650	3,085,098	3,084,019	3,082,977
EAHP S/	2,094,080	2,089,126	2,136,409	2,132,145	2,128,997	2,174,996	2,171,476	2,168,170	2,214,487	2,211,471	2,208,609	2,254,487	2,251,895	2,249,301	2,294,789	2,292,412	2,290,128	2,335,274	2,333,113	2,331,027
EAFP S/	8,188,833	8,155,869	8,327,716	8,299,345	8,273,077	8,444,592	8,421,173	8,399,174	8,569,737	8,549,670	8,530,632	8,700,068	8,683,422	8,665,560	8,833,864	8,818,049	8,802,854	8,970,066	8,955,705	8,941,829
Total S/	13,006,942	12,966,551	13,251,002	13,216,238	13,184,852	13,466,599	13,437,903	13,410,947	13,691,162	13,666,573	13,643,246	13,921,151	13,899,529	13,878,867	14,154,680	14,135,251	14,116,632	14,390,458	14,372,837	14,355,833

ANEXO 22: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE OWENS ILLINOIS PERÚ

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kWh)	24.5299	24.5299	25.1396	25.1396	25.1396	25.7368	25.7368	25.7368	26.3245	26.3245	26.3245	26.9044	26.9044	26.9044	27.4782	27.4782	27.4782	27.4782	28.0468	28.0468
EAHP (S/kWh)	0.1208	0.1208	0.1238	0.1238	0.1238	0.1267	0.1267	0.1267	0.1296	0.1296	0.1296	0.1325	0.1325	0.1325	0.1353	0.1353	0.1353	0.1353	0.1381	0.1381
EAFP (S/kWh)	0.1208	0.1208	0.1238	0.1238	0.1238	0.1267	0.1267	0.1267	0.1296	0.1296	0.1296	0.1325	0.1325	0.1325	0.1353	0.1353	0.1353	0.1353	0.1381	0.1381
Consumo																				
PHP (kW)	116.608	118.821	120.846	122.709	124.433	126.039	127.541	128.952	130.282	131.540	132.734	133.869	134.952	135.986	136.977	137.927	138.839	139.718	140.564	141.381
EAHP (kWh)	14,028,052	14,310,894	14,569,109	14,806,644	15,026,567	15,231,510	15,422,834	15,602,744	15,772,367	15,932,817	16,085,035	16,229,825	16,367,878	16,499,793	16,626,093	16,747,236	16,863,627	16,975,625	17,083,550	17,187,687
EAFP (kWh)	62,009,446	63,172,516	64,234,316	65,211,071	66,115,417	66,957,337	67,744,910	68,484,702	69,182,207	69,841,989	70,467,921	71,063,307	71,630,991	72,173,356	72,692,791	73,190,940	73,669,552	74,130,097	74,573,892	75,002,111
Ingreso S/																				
PHP S/	2,860,259	2,914,688	3,038,008	3,084,837	3,128,194	3,243,836	3,282,491	3,318,802	3,429,596	3,462,719	3,494,143	3,601,673	3,630,800	3,658,632	3,763,868	3,789,973	3,815,053	3,918,631	3,942,368	3,965,272
EAHP S/	1,694,067	1,728,224	1,803,131	1,832,529	1,859,747	1,929,873	1,954,140	1,976,935	2,044,057	2,064,851	2,084,578	2,149,682	2,167,968	2,185,400	2,249,130	2,265,518	2,281,263	2,343,933	2,358,835	2,373,214
EAFP S/	7,488,435	7,628,890	7,949,894	8,070,782	8,182,706	8,483,784	8,593,572	8,677,308	8,965,880	9,051,336	9,132,455	9,412,519	9,487,710	9,559,559	9,833,673	9,901,061	9,965,806	10,235,617	10,296,895	10,356,022
Total S/	12,042,761	12,271,782	12,791,033	12,988,448	13,170,648	13,657,493	13,820,202	13,973,045	14,439,483	14,578,906	14,711,176	15,163,874	15,286,478	15,403,631	15,846,671	15,956,552	16,062,723	16,498,181	16,598,198	16,694,508

ANEXO 23: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE OPP FILM 2

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kWh)	22,6785	22,6785	23,2421	23,2421	23,2421	23,7943	23,7943	23,7943	24,3376	24,3376	24,3376	24,8738	24,8738	24,8738	25,4043	25,4043	25,4043	25,9299	25,9299	25,9299
EAHP (S/kWh)	0,1624	0,1624	0,1664	0,1664	0,1664	0,1704	0,1704	0,1704	0,1743	0,1743	0,1743	0,1781	0,1781	0,1781	0,1819	0,1819	0,1819	0,1857	0,1857	0,1857
EAFP (S/kWh)	0,1415	0,1415	0,1450	0,1450	0,1450	0,1485	0,1485	0,1485	0,1519	0,1519	0,1519	0,1552	0,1552	0,1552	0,1585	0,1585	0,1585	0,1618	0,1618	0,1618
Consumo																				
PHP (kW)	126,461	128,023	129,449	130,760	131,975	133,105	134,163	135,156	136,093	136,979	137,819	138,619	139,381	140,109	140,807	141,475	142,118	142,737	143,333	143,908
EAHP (kWh)	12,346,976	12,514,951	12,668,299	12,809,367	12,939,975	13,061,588	13,175,310	13,282,155	13,382,891	13,478,179	13,568,579	13,654,566	13,736,553	13,814,895	13,889,902	13,961,847	14,030,969	14,097,483	14,161,577	14,223,422
EAFP (kWh)	59,675,010	60,544,754	61,338,767	62,069,189	62,745,454	63,375,041	63,963,981	64,517,205	65,038,798	65,532,183	66,000,255	66,445,485	66,869,999	67,275,639	67,664,012	68,036,529	68,394,484	68,738,830	69,070,699	69,390,921
Ingreso S/																				
PHP S/	2,867,956	2,903,374	3,008,666	3,039,149	3,067,373	3,167,147	3,192,310	3,215,947	3,312,171	3,333,733	3,354,189	3,447,973	3,466,984	3,485,051	3,577,087	3,594,080	3,610,406	3,701,151	3,716,603	3,731,513
EAHP S/	2,004,882	2,032,158	2,108,180	2,131,655	2,153,390	2,225,265	2,244,643	2,262,846	2,332,068	2,348,672	2,364,425	2,431,831	2,446,633	2,460,385	2,526,496	2,539,583	2,552,156	2,617,316	2,629,215	2,640,698
EAFP S/	8,444,858	8,567,939	8,896,023	9,001,957	9,100,036	9,409,712	9,497,156	9,579,297	9,877,232	9,952,161	10,023,246	10,313,180	10,379,070	10,442,030	10,726,272	10,785,324	10,842,060	11,122,137	11,175,835	11,227,648
Total S/	13,317,696	13,503,470	14,012,868	14,172,762	14,320,800	14,802,124	14,994,109	15,058,090	15,521,471	15,634,566	15,741,859	16,192,984	16,292,436	16,387,467	16,829,855	16,918,987	17,004,621	17,440,604	17,521,654	17,599,858

ANEXO 24: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE OPP FILM 1

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kWh)	22,6785	22,6785	23,2421	23,2421	23,2421	23,7943	23,7943	23,7943	24,3376	24,3376	24,3376	24,8738	24,8738	24,8738	25,4043	25,4043	25,4043	25,9299	25,9299	25,9299
EAHP (S/kWh)	0,1624	0,1624	0,1664	0,1664	0,1664	0,1704	0,1704	0,1704	0,1743	0,1743	0,1743	0,1781	0,1781	0,1781	0,1819	0,1819	0,1819	0,1857	0,1857	0,1857
EAFP (S/kWh)	0,1415	0,1415	0,1450	0,1450	0,1450	0,1485	0,1485	0,1485	0,1519	0,1519	0,1519	0,1552	0,1552	0,1552	0,1585	0,1585	0,1585	0,1618	0,1618	0,1618
Consumo																				
PHP (kW)	107,193	108,464	109,624	110,691	111,680	112,599	113,460	114,268	115,030	115,751	116,435	117,086	117,706	118,299	118,866	119,410	119,933	120,436	120,921	121,389
EAHP (kWh)	10,462,304	10,612,523	10,749,661	10,875,817	10,992,618	11,101,358	11,203,077	11,298,628	11,388,715	11,473,930	11,554,774	11,631,672	11,704,992	11,775,052	11,842,131	11,906,470	11,968,286	12,027,768	12,085,088	12,140,395
EAFP (kWh)	49,829,170	50,572,466	51,251,041	51,875,271	52,453,216	52,991,271	53,494,588	53,967,381	54,419,142	54,834,796	55,234,817	55,615,317	55,976,113	56,324,779	56,656,688	56,975,047	57,280,917	57,575,248	57,858,863	58,132,500
Ingreso S/																				
PHP S/	2,430,990	2,459,809	2,547,903	2,572,708	2,595,673	2,679,228	2,699,703	2,718,936	2,799,565	2,817,109	2,833,754	2,912,367	2,927,795	2,949,537	3,019,702	3,033,529	3,046,814	3,122,909	3,135,482	3,147,614
EAHP S/	1,698,852	1,723,245	1,788,892	1,803,886	1,829,323	1,891,310	1,908,639	1,924,918	1,984,568	1,999,417	2,013,505	2,071,561	2,084,619	2,097,096	2,154,018	2,165,721	2,176,965	2,233,056	2,243,688	2,253,966
EAFP S/	7,051,532	7,156,719	7,432,990	7,523,523	7,607,343	7,867,965	7,942,696	8,012,894	8,263,548	8,327,583	8,388,333	8,632,201	8,688,511	8,742,318	8,981,363	9,031,830	9,080,317	9,315,837	9,361,728	9,406,008
Total S/	11,181,375	11,339,773	11,769,785	11,906,116	12,032,339	12,438,503	12,551,038	12,656,748	13,047,681	13,144,110	13,235,591	13,616,128	13,700,925	13,781,951	14,155,083	14,231,080	14,304,096	14,671,802	14,740,908	14,807,588

ANEXO 25: CÁLCULO DE INGRESOS DEL CLIENTE TEXTIL SAN JACINTO

Los ingresos totales están indicados en soles, y es el resultado de la sumatoria de los ingresos por potencia en hora punta (PHP), energía activa en hora punta (EAHP) y la energía activa fuera de hora punta (EAFP). Estas tres variables han sido calculadas multiplicando el precio de cada una de ellas por su respectivo consumo. A continuación, se muestran los ingresos del Cliente en un período de 20 años.

Precio	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
PHP (S/kWh)	20.6466	20.6466	21.1597	21.1597	21.1597	21.6624	21.6624	21.6624	22.1570	22.1570	22.1570	22.6451	22.6451	22.6451	23.1280	23.1280	23.1280	23.1280	23.6666	23.6666
EAHP (S/kWh)	0.1633	0.1633	0.1673	0.1673	0.1673	0.1713	0.1713	0.1713	0.1752	0.1752	0.1752	0.1791	0.1791	0.1791	0.1829	0.1829	0.1829	0.1829	0.1867	0.1867
EAFP (S/kWh)	0.1633	0.1633	0.1673	0.1673	0.1673	0.1713	0.1713	0.1713	0.1752	0.1752	0.1752	0.1791	0.1791	0.1791	0.1829	0.1829	0.1829	0.1829	0.1867	0.1867
Consumo																				
PHP (kWh)	73,232	72,907	72,611	72,338	72,086	71,851	71,631	71,425	71,230	71,046	70,872	70,705	70,547	70,396	70,251	70,112	69,978	69,850	69,726	69,606
EAHP (kWh)	8,141,532	8,083,737	8,030,956	7,982,402	7,937,448	7,895,597	7,856,448	7,819,673	7,785,000	7,752,203	7,721,089	7,691,493	7,663,274	7,636,309	7,610,493	7,585,730	7,561,939	7,539,045	7,516,985	7,495,698
EAFP (kWh)	36,897,124	36,669,428	36,461,538	36,270,336	36,093,291	35,928,468	35,774,286	35,629,453	35,492,902	35,363,735	35,241,196	35,124,636	35,013,500	34,907,304	34,805,629	34,708,106	34,614,407	34,524,246	34,437,363	34,353,530
Ingreso S/																				
PHP S/	1,511,982	1,505,281	1,536,421	1,530,654	1,525,315	1,556,464	1,551,704	1,547,232	1,578,247	1,574,168	1,570,299	1,601,133	1,597,546	1,594,118	1,624,761	1,621,546	1,618,458	1,648,915	1,645,991	1,643,171
EAHP S/	1,329,398	1,319,957	1,343,928	1,335,803	1,328,280	1,352,667	1,345,960	1,339,660	1,364,173	1,358,425	1,352,973	1,377,481	1,372,427	1,367,598	1,392,040	1,387,511	1,383,159	1,407,506	1,403,388	1,399,414
EAFP S/	6,024,767	5,987,588	6,101,604	6,069,604	6,039,977	6,155,256	6,128,821	6,104,009	6,219,453	6,196,819	6,175,346	6,291,524	6,270,621	6,251,602	6,366,320	6,348,482	6,331,943	6,445,524	6,429,303	6,413,652
Total S/	8,866,147	8,812,827	8,981,953	8,936,061	8,899,572	9,064,367	9,026,485	8,990,901	9,161,873	9,129,413	9,098,618	9,269,138	9,240,594	9,213,319	9,383,121	9,357,539	9,332,960	9,501,945	9,478,683	9,456,237

ANEXO 26: FACTOR DE UTILIZACIÓN DE PLANTA.

A continuación, se muestra el comportamiento del factor de utilización de la planta en base a las máximas demandas de los Clientes seleccionados según diagrama de Pareto indicados en la tabla N° 29. Dicho factor se resulta de la sumatoria de las máximas demandas de los clientes que entrarán en servicio entre la capacidad de la planta la cual es 233 Megavatios (MW).

Unidad Andina de Cementos 80 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW	69.0	69.6	70.1	70.6	71.1	71.5	71.9	72.3	72.7	73.0	73.3	73.6	73.9	74.2	74.4	74.7	74.9	75.2	75.4	75.6
	F.U.	86%	87%	88%	88%	89%	89%	90%	90%	91%	91%	92%	92%	92%	93%	93%	93%	94%	94%	94%	95%
Minera Condestable 2 20 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW	15.3	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
	F.U.	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%
Productos tissue del Perú 25 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW	18.8	19.3	19.7	20.0	20.4	20.7	21.0	21.3	21.6	21.8	22.0	22.3	22.5	22.7	22.9	23.1	23.3	23.4	23.6	23.8
	F.U.	75%	77%	79%	80%	82%	83%	84%	85%	86%	87%	88%	89%	90%	91%	92%	92%	93%	94%	94%	95%
Administradora del jockey 15 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW	13.8	13.8	13.8	13.8	13.9	13.9	13.9	13.9	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1
	F.U.	92%	92%	92%	92%	92%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%
Backus 15 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW	10.8	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
	F.U.	72%	72%	72%	72%	72%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
Owens 10 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW		8.5	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
	F.U.		85%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
OPP2 15 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW			10.8	10.9	10.9	11.0	11.0	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.4	11.4	11.4	11.4
	F.U.			72%	72%	73%	73%	73%	74%	74%	74%	75%	75%	75%	75%	75%	76%	76%	76%	76%	76%
OPP1 15 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW				11.1	11.2	11.3	11.3	11.4	11.5	11.6	11.7	11.7	11.8	11.9	11.9	12.0	12.0	12.1	12.1	12.2
	F.U.				74%	74%	75%	76%	76%	77%	77%	78%	78%	79%	79%	80%	80%	81%	81%	81%	81%
SAN JACINTO 8 MW	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Período	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Dem MW					6.0	5.9	5.9	5.9	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.6
	F.U.					74%	74%	74%	73%	73%	72%	72%	72%	72%	71%	71%	71%	70%	70%	70%	70%
Factor de utilización de Planta de Energía Eólica	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Cap	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233
	F.U.	55%	59%	64%	69%	72%	73%	73%	73%	74%	74%	74%	75%	75%	75%	75%	76%	76%	76%	76%	76%

ANEXO 27: CÁLCULO DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

Para el cálculo del punto de equilibrio se han utilizado los datos de los consumos y de los precios de los clientes indicados en los anexos 17 al 25. Para el caso de los consumos se ha calculado el porcentaje por cada cliente en un período de veinte años tal como se muestra a continuación:

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
% Consumo total	PHP 52.9%	48.7%	44.9%	42.1%	40.5%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.4%	40.3%	40.3%	40.3%	40.3%	40.3%
Cliente Unidad	EAFP 34.9%	30.9%	28.1%	26.1%	24.8%	24.9%	25.0%	25.1%	25.2%	25.2%	25.3%	25.3%	25.4%	25.5%	25.5%	25.6%	25.7%	25.7%	25.7%	25.7%
Andina de Cementos	EAFP 52.0%	47.3%	43.6%	40.8%	39.1%	39.0%	39.0%	39.0%	38.9%	38.9%	38.9%	38.9%	38.9%	38.8%	38.8%	38.8%	38.8%	38.7%	38.7%	38.7%
% Consumo total	PHP 12.6%	11.6%	10.6%	9.9%	9.4%	9.4%	9.3%	9.3%	9.2%	9.2%	9.2%	9.1%	9.1%	9.1%	9.0%	9.0%	9.0%	8.9%	8.9%	8.9%
Cliente Minera	EAFP 16.9%	14.7%	13.1%	12.0%	11.3%	11.2%	11.1%	11.0%	10.9%	10.9%	10.8%	10.7%	10.7%	10.6%	10.5%	10.4%	10.4%	10.4%	10.3%	10.3%
Condatabile 2	EAFP 13.8%	12.4%	11.4%	10.6%	10.1%	10.0%	9.9%	9.9%	9.8%	9.8%	9.7%	9.7%	9.6%	9.6%	9.5%	9.5%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%
% Consumo total	PHP 15.6%	14.6%	13.7%	13.0%	12.6%	12.7%	12.9%	13.0%	13.1%	13.2%	13.3%	13.3%	13.4%	13.5%	13.6%	13.7%	13.7%	13.8%	13.8%	13.9%
Cliente Productos	EAFP 23.7%	21.2%	19.4%	18.1%	17.4%	17.5%	17.7%	17.8%	17.9%	18.0%	18.1%	18.2%	18.3%	18.4%	18.5%	18.6%	18.7%	18.8%	18.8%	18.9%
Tissue del Perú	EAFP 18.2%	16.9%	15.8%	15.0%	14.5%	14.6%	14.8%	14.9%	15.0%	15.1%	15.2%	15.3%	15.4%	15.5%	15.5%	15.6%	15.7%	15.8%	15.8%	15.9%
% Consumo total	PHP 10.3%	9.4%	8.6%	8.1%	7.7%	7.7%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%
Cliente Jockey Plaza	EAFP 12.8%	11.1%	9.9%	9.0%	8.5%	8.4%	8.3%	8.2%	8.2%	8.1%	8.0%	8.0%	7.9%	7.9%	7.8%	7.8%	7.7%	7.7%	7.6%	7.6%
	EAFP 8.2%	7.4%	6.8%	6.4%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
% Consumo total	PHP 8.6%	7.9%	7.2%	6.7%	6.4%	6.3%	6.3%	6.2%	6.2%	6.2%	6.1%	6.1%	6.1%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	5.9%	5.9%	5.9%
Cliente Cerveceria	EAFP 11.6%	10.1%	9.0%	8.2%	7.7%	7.7%	7.6%	7.5%	7.5%	7.4%	7.4%	7.3%	7.3%	7.2%	7.2%	7.1%	7.1%	7.1%	7.0%	7.0%
Backus y Johnston	EAFP 7.8%	7.1%	6.4%	5.9%	5.6%	5.6%	5.5%	5.5%	5.4%	5.4%	5.4%	5.3%	5.3%	5.2%	5.2%	5.2%	5.1%	5.1%	5.1%	5.1%
% Consumo total	PHP 7.8%	7.8%	7.2%	6.8%	6.6%	6.7%	6.7%	6.7%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.9%	6.9%	6.9%	6.9%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Cliente Owens Illinos	EAFP 12.0%	11.0%	10.2%	10.2%	9.7%	9.8%	9.9%	9.9%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.1%	10.1%	10.1%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.3%
	EAFP 8.9%	8.2%	7.8%	7.8%	7.5%	7.5%	7.6%	7.6%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.8%	7.8%	7.8%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%
% Consumo total	PHP 7.7%	7.7%	7.3%	7.3%	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%
Cliente OPP Film 2	EAFP 9.5%	8.8%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%
	EAFP 7.9%	7.4%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%
% Consumo total	PHP 6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	5.9%	5.9%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
Cliente OPP Film 1	EAFP 7.5%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%
	EAFP 6.2%	5.9%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%
% Consumo total	PHP 3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Cliente Tajidos San	EAFP 5.1%	5.1%	5.0%	5.0%	4.9%	4.9%	4.9%	4.9%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.7%	4.7%	4.6%	4.6%	4.6%	4.5%	4.5%	4.5%
Jacinto	EAFP 4.1%	4.0%	4.0%	4.0%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.7%	3.7%	3.7%	3.6%	3.6%	3.6%

Utilizando los porcentajes calculados de acuerdo al consumo de cada cliente y los precios respectivos se ha obtenido el precio promedio ponderado para cada una de las variables, potencia en hora punta (S/kW), energía activa fuera de hora punta (S/kWh) y de la energía activa en hora punta (S/kWh) para un período de veinte años. Finalmente se ha dividido el valor en soles (S/) del costo fijo total entre cada uno de los precios promedio ponderado por año de cada una de las variables para hallar el punto de equilibrio, los resultados se muestran a continuación:



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Precios de venta Promedio ponderado</i>	PHP (S/kW)	40.8802	39.5791	39.1862	38.1714	38.3601	38.3407	38.3227	39.1805	39.1645
	EAFP (S/kWh)	0.1763	0.1694	0.1727	0.1721	0.1756	0.1755	0.1754	0.1792	0.1791
	EAFP (S/kWh)	0.1410	0.1391	0.1426	0.1427	0.1436	0.1468	0.1468	0.1500	0.1500
Costo Fijo total	2,550,357	2,614,794	6,289,212	6,443,074	6,598,357	6,755,119	6,913,414	7,073,291	7,234,794	7,397,966
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Punto equilibrio PHP	62,386	66,065	160,496	168,793	176,001	176,098	180,315	184,572	184,653	188,895
Punto equilibrio EAFP	14,463,909	15,432,578	36,409,185	37,442,138	38,434,129	38,465,817	39,397,121	40,336,593	40,363,041	41,298,674
Punto equilibrio EAFP	18,093,396	18,804,612	44,105,254	45,165,712	45,954,750	45,981,970	47,085,212	48,198,522	48,221,306	49,330,687

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<i>Precios de venta Promedio ponderado</i>	PHP (S/kW)	39.1494	39.9974	39.9836	39.9706	40.8103	40.7869	41.6197	41.6090	41.5987
	EAFP (S/kWh)	0.1790	0.1829	0.1828	0.1827	0.1865	0.1863	0.1901	0.1901	0.1900
	EAFP (S/kWh)	0.1499	0.1531	0.1531	0.1530	0.1562	0.1562	0.1593	0.1593	0.1593
Costo Fijo total	7,562,845	7,729,467	7,897,867	8,068,077	8,240,129	8,414,051	8,589,873	8,767,622	8,947,324	9,129,004
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Punto equilibrio PHP	193,179	193,249	197,528	201,850	201,913	206,235	210,604	210,661	215,034	219,454
Punto equilibrio EAFP	42,243,372	42,266,230	43,209,132	44,161,690	44,181,945	45,134,160	46,096,443	46,114,732	47,077,758	48,051,157
Punto equilibrio EAFP	50,451,067	50,470,806	51,589,463	52,719,741	52,737,267	53,867,415	55,009,629	55,025,479	56,168,769	57,324,454