



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
MICROREDES ELÉCTRICAS EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

STEFAN PRIBNOW MANRÍQUEZ

PROFESOR GUÍA:

JAIME ALEE GIL

MIEMBROS DE COMISIÓN:

ORLANDO CASTILLO ESPINOZA

RONALD FISCHER BARKAN

SANTIAGO DE CHILE

2013

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROREDES ELÉCTRICAS EN CHILE

Chile está viviendo una crisis energética que provoca los precios más altos de la historia, adicional a esto se ha aprobado la ley de Net-Metering que permite a clientes residenciales inyectar excedente de generación por fuentes de energías renovables. Lo anterior, sumado a una red de transmisión y distribución de energía cada vez más congestionada hace que se vea atractiva la implementación de generación distribuida, y en específico microredes eléctricas. Las microredes eléctricas son arreglos de red con puntos de generación de energía distribuida que puede funcionar en paralelo a la red de distribución o independiente en forma de isla.

A partir de esto se pretende en este documento obtener una visión integral de las microredes en el mundo y su aplicación en Chile, encontrar modelos de negocios y entender los factores clave para implementar microredes eléctricas en ámbitos económicos y técnicos para tres sectores: residencial, industrial y comunidades aisladas de la red eléctrica.

Para el desarrollo del trabajo se investigó fuentes secundarias de distintas fuentes con tal de entender las aproximaciones en temáticas de microredes a nivel internacional y poder aplicarlo a la realidad de Chile. Se realizó un proceso iterativo entre obtención de información a base de documentos e información en línea, y entrevistas y conocimiento de actores relevantes en Chile. Esto con tal de obtener un modelo de negocio para abordar los distintos sectores analizados y entender los factores que influyen la implementación de microredes.

A partir de lo estudiado se tiene un análisis de casos internacionales en microredes donde se tiene un mercado de gran potencial de US\$ 10 mil millones al 2013 y expectativas de US\$ 40 mil millones al 2020. Se han desarrollado grandes avances en EE.UU. con desarrollo tecnológico de gran importancia además grandes aprendizajes de caso en Europa y Japon.

Se obtuvo posibles modelos de negocio para entrar a los diferentes sectores, residencial, industria y comunidades aisladas con sus respectivos análisis de factores importantes como es el caso de aspectos geográficos, recursos naturales disponibles, estado del sistema eléctrico y demanda energética en la parte técnica, y factores como costos y formas de ingreso y beneficio como factores económicos.

Las microredes pueden proporcionar una vía para el aumento de la cantidad de la generación distribuida y la entrega de electricidad, donde la calidad del servicio está adaptada localmente sus requerimientos. En las tecnologías en microredes se ve un alto atractivo a futuro en el país para todo tipo de sectores. No es una solución país a la crisis energética, pero puede aliviar en parte a largo plazo los problemas en esta área.

AGRADECIMIENTOS

No fue fácil terminar esta memoria y agradezco el apoyo que siempre me dio mi familia y mis amigos.

Agradezco a mi madre que siempre me ha apoyado en cuanto locura he emprendido y siempre ha creído en mí. Agradezco a mi padre por las bajadas a tierra y cordura que siempre es necesario tener. Agradezco a mi hermano que pese a su pesada personalidad siempre está preocupado e interesado en mí.

Agradezco profundamente a mi amigo y socio Shaggy que los últimos dos años ha sido un pilar de apoyo y fuente de infinito crecimiento. Sin él no sé qué estaría haciendo hoy en día.

Agradezco al resto de mis amigos del 501, Javier y Angelo, con quienes he vivido fracasos en emprendimiento, confianza incondicional y excelente compañía.

Agradezco a los rotos del Golf, Francisco, Gabo, Oscar y Majo, que siempre han estado ahí para mí en las buenas y en las malas. Su apoyo es prueba de una amistad que perdura después de muchos años. Agradezco al resto del grupo obviamente, Camila U., Pía, Camila G., Aline, Gero y Hoffmann que siempre han sido grandes amigos tanto en carretes como en la vida.

Agradezco a los Ematrianos, Sandra, Jorge, Juan, Fernando y Babi, que son fuente de muchos aprendizajes y lecciones de vida. Su pasión por ayudar a emprendedores e investigadores hace que todo haga sentido.

Agradezco a los Nerds Alonso, Alfonso, Jorge, Alejandro, Pequeña, Matías, Pato, Ziggy Pastorino y Andres, que además de ser grandes amigos han entregado diversión y esparcimiento en tiempos de gran estrés.

Agradezco también claramente a los Ñords Tomas C., Diego, Felipe, Tomas S. e Ivan que en el último tiempo nos hemos unido más gracias a ñoñerías, y obviamente también agradezco al resto de la pandilla que somos amigos desde mechones, Pablo, Hernan, Cararo, Sandy, Vale, Pili, Efraín, Sergio y Karen, que me han acompañado y han sido increíbles amigos durante toda la universidad.

Otros amigos en la universidad que han significado mucho son Alvaro, JM, Lete, Brito, Diego P. y Yoryo, que en diferentes ocasiones han sido de gran valor y amistad. Cada momento compartido ha sido filete.

Por último agradezco a mis amigos de Arica, Jose, Anibal, Cata, Machine, Simon, Jaime, Fanchulo, Vale, Mona, Fux y Seba, entre otros, que si bien los veo no más que un par de veces al año, siguen siendo gran parte de mi vida.

Tabla de contenido

I. ANTECEDENTES GENERALES	1
I.1 CRISIS ENERGÉTICA	1
I.2 NET METERING	3
I.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	5
II. JUSTIFICACIÓN	6
II.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	6
II.2 MICROREDES	8
II.2.1 Ventajas de las Microredes	10
II.2.2 Desventajas de las Microredes	12
II.3 SECTORES	13
III. OBJETIVOS	14
III.1 OBJETIVO GENERAL	14
III.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
IV. METODOLOGÍA	15
V. MARCO CONCEPTUAL	16
V.1 DEFINICIÓN DE MICRO-RED	16
V.2 BUSINESS MODEL CANVAS	17
VI. ALCANCES	18
VII. RESULTADOS ESPERADOS	19
VIII. CASO INTERNACIONAL	20
VIII.1 SITUACIÓN ENERGÉTICA	20
VIII.1.1 Alemania	20
VIII.1.2 Japón	21
VIII.1.3 Italia	22
VIII.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MICROREDES	24
VIII.2.1 Europa	25
VIII.2.2 Asia	26
VIII.2.3 Americas	27
VIII.3 CASO DE ESTUDIO: TERREMOTO EN MICRORED DE SENDAI, JAPON	28
VIII.3.1 Configuración de la microred de Sendai	28
VIII.3.2 Terremoto de Tohoku del 11/03 Área y Sistema de Energía	29
VIII.3.3 Operación de Microred de Sendai	29
VIII.3.4 Lecciones aprendidas	29
IX. MERCADO RESIDENCIAL	33
IX.1 MODELO DE NEGOCIO	33
IX.1.1 Modelo 1	33
IX.1.2 Propuesta de Valor	33
IX.1.3 Segmento de Clientes	34
IX.1.4 Canales, Relación con el Cliente e Ingresos	34
IX.1.5 Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos	34
IX.1.6 Modelo 2	35
IX.1.7 Propuesta de Valor	36
IX.1.8 Segmento de Clientes	36
IX.1.9 Canales, Relación con el Cliente e Ingresos	36
IX.1.10 Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos	36
IX.2 ANÁLISIS TÉCNICO	38
IX.2.1 Aspectos geográficos	38
IX.2.2 Recursos Naturales Disponibles	40
IX.2.3 Estado Actual del Sistema Eléctrico	44

IX.2.4	<i>Diagnóstico de la Demanda Eléctrica</i>	44
IX.2.5	<i>Alternativas de Conexión</i>	46
IX.3	ANÁLISIS ECONÓMICO	49
IX.3.1	<i>Aspectos Económicos</i>	49
IX.3.2	<i>Evaluación de Ejemplo de Microred</i>	50
IX.4	ANÁLISIS SOCIOCULTURAL	56
X.	MERCADO INDUSTRIAL	57
X.1	MODELO DE NEGOCIO	57
X.1.1	<i>Propuesta de Valor</i>	57
X.1.2	<i>Segmento de Clientes</i>	59
X.1.3	<i>Canales, Relación con el Cliente e Ingresos</i>	59
X.1.4	<i>Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos</i>	59
X.2	ANÁLISIS TÉCNICO	61
X.2.1	<i>Aspectos geográficos</i>	61
X.2.2	<i>Recursos Naturales Disponibles</i>	62
X.2.3	<i>Estado Actual del Sistema Eléctrico</i>	63
X.2.4	<i>Diagnóstico de la Demanda Eléctrica</i>	66
X.2.5	<i>Alternativas de Conexión</i>	67
X.3	ANÁLISIS ECONÓMICO	68
X.3.1	<i>Ingresos Económicos</i>	68
X.3.2	<i>Fiabilidad y Calidad de Potencia</i>	69
X.3.3	<i>Ingresos de valor medioambientales</i>	70
X.3.4	<i>Seguridad</i>	70
XI.	MERCADO COMUNIDADES AISLADAS	71
XI.1	MODELO DE NEGOCIO	71
XI.1.1	<i>Modelo</i>	71
XI.2	ASPECTO TÉCNICO	74
XI.2.1	<i>Aspectos geográficos</i>	74
XI.2.2	<i>Recursos Naturales Disponibles</i>	75
XI.2.3	<i>Estado Actual del Sistema Eléctrico</i>	76
XI.2.4	<i>Diagnóstico de la Demanda Eléctrica</i>	77
XI.2.5	<i>Alternativas de Conexión</i>	77
XI.3	ASPECTO ECONÓMICO	79
XI.3.1	<i>Evaluación Económica</i>	79
XI.3.2	<i>Análisis General</i>	81
XII.	CONCLUSIONES	83
XIII.	BIBLIOGRAFÍA	85
XIV.	ANEXO: ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO-SOCIAL DE ENERGIZACIÓN ELÉCTRICA DE LA COMUNIDAD DE OLLAGÜE	86

Índice de Figuras

Figura 1: Precio de Energía USD/MWh	2
Figura 2: Precios de electricidad para la industria en la OCDE 2011. (US\$/MWh)	3
Figura 3: Esquema de una microrred	9
Figura 4: Energía Generada y Comprara en Japon por Fuente (kWh)	22
Figura 5: Línea de tiempo de programas de microrredes.	25
Figura 6: Modelo 1 de Negocios Residencial	33
Figura 7: Modelo 2 de Negocios Residencial	35
Figura 8: Promedio de radiación mensual e índice de claridad	42
Figura 9: Perfil de Consumo de un Hogar Promedio	46
Figura 10: Modelo 1 de Negocios Industrial	57
Figura 11: Plano del sitio	64
Figura 12: Diagrama Eléctrico de Planta	65
Figura 13: Modelo de Negocios Comunidades Aisladas	71
Figura 14: Ubicación general de la localidad.	87
Figura 15: Perfil anual de temperaturas medias en Ollagüe	90
Figura 16: Medición promedio de radiación solar	91
Figura 17: Datos de radiación de San Pedro de Atacama	92
Figura 18: Perfil diario de velocidad de viento medido	93
Figura 19: Perfil diario de viento en Ollagüe, curva azul 20m, curva celeste 10m	94
Figura 20: Perfil anual de viento en Ollagüe, curva azul 20m, curva celeste 10m	94
Figura 21: Rosa de vientos en Ollagüe	95
Figura 22: Perfil vertical de viento calculado	96
Figura 23: Topología de la red eléctrica de Ollagüe	98
Figura 24: Ubicación de las luminarias en mal estado: Intermitente (encienden y apagan de manera aleatoria) y apagadas.	100
Figura 25: Registro de potencia en central generadora	102
Figura 26: Ciclo de generación diaria total para propósitos de análisis	102
Figura 27: Registro de potencia en Albergue El Cuervo	105
Figura 28: Curva de potencia activa horaria para efectos de análisis	106
Figura 29: Curvas de potencia total diaria para diferentes tipos de consumos primavera	108
Figura 30: Curvas de potencia total diaria para diferentes tipos de consumos invierno	109
Figura 31: Curvas de potencia total diaria para diferentes tipos de consumos verano	110
Figura 32: Curvas de potencia proyectada total diaria para diferentes tipos de consumos primavera	111
Figura 33: Curvas de potencia proyectada total diaria para diferentes tipos de consumos invierno	112
Figura 34: Curvas de potencia proyectada total diaria para diferentes tipos de consumos verano	112
Figura 35: Trazado propuesto para la línea de distribución desde S/E Ascotán a Ollagüe	117
Figura 36: Diagrama unilíneal equivalente del sistema en estudio	119
Figura 37: Trazado propuesto para la línea de distribución desde S/E Collahuasi a Ollagüe	120
Figura 38: Diagrama unilíneal para la alternativa de conexión en S/E Collahuasi	122
Figura 39: Producción promedio mensual de energía por tipo de recurso	125
Figura 40: Estado de carga mensual del banco de baterías	126
Figura 41: Producción promedio mensual de cada recurso	128
Figura 42: Estado de carga mensual de banco de baterías	128

Índice de Tablas

Tabla 1: Distribución de Fuentes de Energía Alemania	21
Tabla 2: Temperatura y precipitaciones en Antofagasta	39
Tabla 3: Características del Sitio	41
Tabla 4: Energía solar diaria en el sitio	41
Tabla 5: Costos de energía eléctrica para clientes residenciales BT-1A para distribuidora Elecda 50	
Tabla 6: Costos de Inversión Microredes	51
Tabla 7: Comparación de Generación y Compra de Energía en Microredes	52
Tabla 8: VAN de proyectos de 30, 20 y 10 kW sin N-M	53
Tabla 9: VAN de proyectos de 30, 20 y 10 kW con N-M de 50%	54
Tabla 10: VAN de proyectos de 30, 20 y 10 kW con N-M de 75%	55
Tabla 29: Costos de inversión de módulos fotovoltaicos	79
Tabla 30: Costos por unidad de potencia para cada alternativa considerada	80
Tabla 31: Resumen de evaluación económica	81
Tabla 32: Costo de la energía para la comunidad en cada escenario	82
Tabla 11: Temperaturas medias mensuales en Ollagüe	89
Tabla 12: Datos de placa del generador primario	96
Tabla 13: Datos de placa del generador de respaldo	97
Tabla 14: Detalle de luminaria pública en Ollagüe	99
Tabla 15: Cantidad de inmuebles de la comunidad de Ollagüe	103
Tabla 16: Tipo, cantidad, horas de uso y veces por semana de equipos (casas)	104
Tabla 17: Tipo, cantidad, horas de uso y veces por semana de equipos (albergues)	104
Tabla 18: Datos de potencia activa horaria para efectos de análisis	106
Tabla 19: Datos de rendimiento de generador diesel primario	109
Tabla 20: Balances anuales de energía y consumo sistema eléctrico Ollagüe	110
Tabla 21: Balance de energía y costos para una operación continua	113
Tabla 22: Proyección de consumo de energía próximos 20 años	114
Tabla 23: Tensión, pérdidas e inversión alimentador Ascotán - Ollagüe	118
Tabla 24: Proyección de costos marginales en la barra Crucero 220kV	119
Tabla 25: Tensión, pérdidas e inversión alimentador Collahuasi – Ollagüe	121
Tabla 26: Módulos fotovoltaicos evaluados	123
Tabla 27: Energía mensual generada por cada turbina	124
Tabla 28: Costos de inversión de sistemas de inversores de electrónica de potencia	124
Tabla 29: Costos de inversión de módulos fotovoltaicos	129
Tabla 30: Costos por unidad de potencia para cada alternativa considerada	130
Tabla 31: Resumen de evaluación económica	131
Tabla 32: Costo de la energía para la comunidad en cada escenario	132

I. ANTECEDENTES GENERALES

I.1 Crisis Energética

Chile actualmente vive una crisis energética provocada en parte por:

- La poca oferta de energía eléctrica debido a los cortes de los envíos de gas desde Argentina, entre 2006 y 2007, que todavía tienen un impacto en el mercado, salida inesperada de centrales¹ y a la paralización de proyectos de generación eléctrica^{2 3 4} dada la alta oposición ciudadana a proyectos contaminantes⁵,
- La sequía que por cuarto año consecutivo golpea al país⁶ disminuyendo la generación hidroeléctrica, y
- La poca oferta de energía eléctrica prevista a futuro debido a que solo la mitad de los proyectos de generación están actualmente en construcción⁷.

Estos motivos han llevado a que los precios de la electricidad en 2011 para la industria en Chile fueron de 154 US\$/MWh. Más aún, a junio de 2013 se tiene un costo marginal promedio en el Sistema Interconectado Central de 242,7 US\$/MWh, cifra que representa un alza de 69,2% en relación con el mismo mes del año pasado⁸, registrando un máximo inédito el 26 de junio de 312 US\$/MWh. En la Figura 1 se observa la evolución del precio de la energía los últimos años.

¹ Revista Pulso, junio 2013, y consultora Systep, julio 2013.

² Como el caso de Castilla de 2100 [MW] y Barrancones de 540 [MW]

³ <http://www.latercera.com/noticia/politica/2010/08/674-287091-9-gdf-suez-analizara-otras-alternativas-tras-cancelacion-de-proyecto-barrancones.shtml>

⁴ http://www.df.cl/mpx-pone-fin-a-su-proyecto-en-castilla-y-en-proximos-meses-definiran-continuidad-en-chile/prontus_df/2012-12-04/205830.html

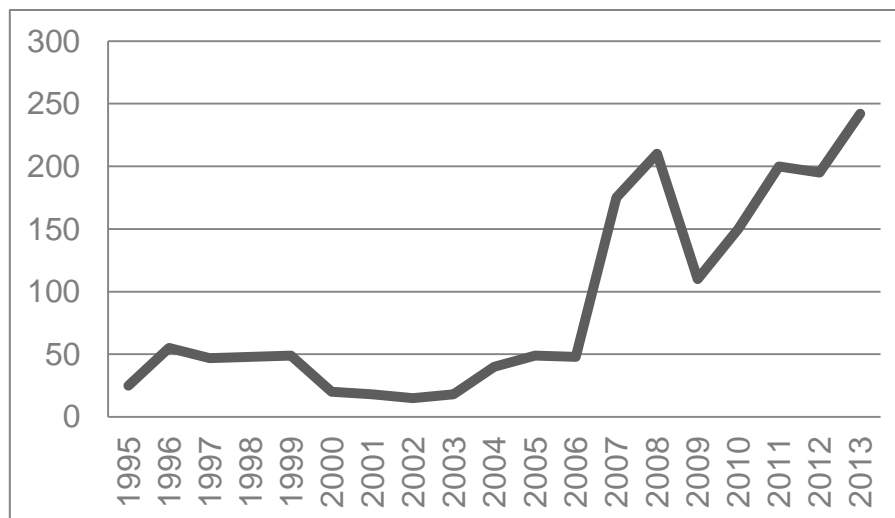
⁵ <http://radio.uchile.cl/noticias/156451/>

⁶ "Mayor embalse para generación eléctrica está en menos nivel desde 1999". La tercera. 14 de Abril de 2013.

⁷ Jorge Burnster, Ministro de Energía de Chile, 22 de abril de 2013.

⁸ Revista Pulso, julio 2013

Figura 1: Precio de Energía USD/MWh



Fuente: Elaboración propia⁹

Esto sitúa al país como el sexto con precios más altos del conjunto de los 34 miembros de la OCDE, y en torno a 40 US\$ por encima del promedio ponderado de la OCDE¹⁰ donde será la generación diesel la que marcará esos altos precios^{11,12}. Además, Chile cuenta con los precios más altos de América Latina para la industria¹³ y uno de los precios a hogares más altos del Cono Sur¹⁴, se espera que el costo de la energía siga creciendo alrededor de un 25% anual como lo ha hecho estos últimos años¹⁵. Estos altos costos de la región tienen consecuencia en el sector industrial al ver costos de producción muy altos, haciendo a éstos poco competitivos en el mercado mundial y retardando además la inversión extranjera¹⁶.

Este problema no es exclusivo de Chile sino que de varios países de Latinoamérica como Uruguay, México y Brasil donde se tienen costos de energía a la industria aún mayores¹⁷. Si no se toman medidas contundentes para reducir el gasto energético en la Región se seguirán implementando centrales de energías térmicas lo que contribuye a

⁹ A base de datos de Energética S.A., 2013 y Diario Pulso, Julio 2013

¹⁰ "Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina", Biblioteca del Congreso Nacional

¹¹ "consejo minero prevé que diesel marcará costo marginal desde el 2014 en el SIC y 2016 en el SING". Diario Financiero. 18 de Abril de 2013.

¹² «CDEC,» [En línea]. Available: www.cdec-cic.c

¹³ "Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina", Biblioteca del Congreso Nacional

¹⁴ <http://diario.latercera.com/2011/06/05/01/contenido/negocios/27-71566-9-hogares-chilenos-pagan-segunda-tarifa-electrica-mas-cara-del-cono-sur.shtml>

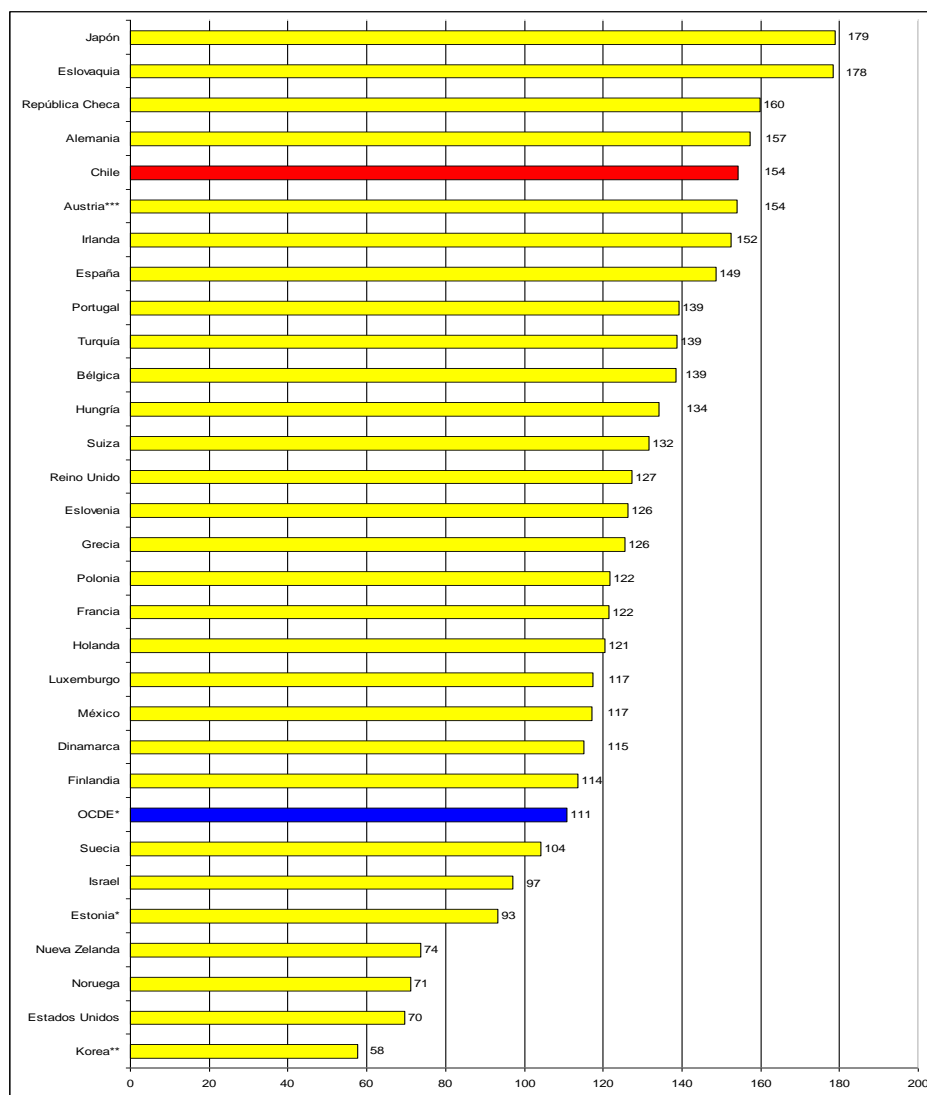
¹⁵ <http://www.latercera.com/noticia/negocios/2012/09/655-485344-9-gobierno-aumenta-casi-25-proyeccion-de-costo-de-la-energia-para-2013.shtml>

¹⁶ "Líder de minería Ernst & Young, Mike Elliot: Es menos probable que Chile logre su meta de inversión minera a 2020". 4 de noviembre de 2012. Qué Pasa Minería

¹⁷ <http://diario.latercera.com/2011/06/05/01/contenido/negocios/27-71566-9-hogares-chilenos-pagan-segunda-tarifa-electrica-mas-cara-del-cono-sur.shtml>

un futuro insustentable de agotamiento de recursos naturales, cambios climáticos cada vez más drásticos, impactos ambientales negativos sobre la biodiversidad y la salud de las personas además de afectar las bases de la sociedad¹⁸.

Figura 2¹⁹: Precios de electricidad para la industria en la OCDE 2011. (US\$/MWh)



Fuente: Creada a partir de datos de U.S. Energy Information Administration

I.2 Net Metering

Por otro lado, en Chile se aprobó en marzo de 2012 la ley 20.571 más conocida como Ley de *Net-Metering* que “regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras

¹⁸ <http://patagoniafutura.files.wordpress.com/2013/02/hontyenergiaambdesarrollcap5.pdf>

¹⁹ En la Figura 1 no se muestra a Italia, ya que al tener un precio muy por encima del resto de países (279,31 US\$/MWh) cambia las proporciones del gráfico y dificulta su comprensión.

residenciales”, cuya fuente sea renovable no convencional, o bien proveniente de instalaciones de cogeneración eficiente y su potencia máxima de generación no supere los 100 kW. Se espera que la ley empiece a operar a fines del 2013 y ésta dicta básicamente que generadores de energía residenciales pueden inyectar excesos de energía de fuentes renovables al sistema interconectado eléctrico, obteniendo un pago por la energía.

En palabras de Benjamín Herrera, jefe Unidad de Mercado Eléctrico del CER, “aunque hoy esta regulación es conocida con el nombre de “Net Metering”, el mecanismo de valorización de energía que utiliza corresponde a lo que en la literatura se conoce como “Net Billing”. Pero existe una diferencia entre estos dos conceptos. Ella radica en que en el Net Metering se realiza la cuenta neta en unidades físicas de energía, previo a la valorización de ésta, mediante un factor unitario de precio y, en el caso del Net Billing, la contabilidad se realiza por la valorización de la energía consumida de la inyectada separadamente, para luego realizar la cuenta neta en unidades monetarias. Es decir, en el primer mecanismo, Net Metering, el valor unitario de la energía producida y consumida es idéntico; y en el segundo caso, Net Billing, el valor unitario es distinto”.

En Chile la distribuidora comprará al particular al mismo precio que paga a las generadoras, es decir un 40% menos de lo que se cobra a los consumidores. Como el costo de la energía oscila entre un 35% y un 65% del valor de la cuenta de luz, para un cliente residencial, por lo que para obtener una boleta de cero pesos, el generador residencial debería generar entre un 60% y un 170% más de lo que consume, dependiendo de la localidad en la que se encuentre²⁰.

Esta ley cambia numerosos aspectos de los alcances de los proyectos eléctricos en Chile y abre un sinnúmero de oportunidades en muchos ámbitos²¹. Se abre un escenario posiblemente atractivo para la generación distribuida de energía²² ya que permite a consumidores residenciales instalar sus propios generadores a base de energía renovable sin el riesgo de perder la energía no ocupada. Así se tiene independencia de baterías, lo que entrega ventajas desde el punto de vista económico dado que en los sistemas de consumo propio no conectados a la red, se requieren baterías cuyo precio representa un monto del orden de un 15-30% de la inversión en el sistema, además de los costos adicionales que demanda su mantención y reposición.

Con generación distribuida la producción eléctrica está localizada cerca de los centros de consumo y conectada a un circuito que conforma una isla, denominada microred, que a su vez se conecta a otras islas. Esto presenta ventajas para las comunidades y también para la red de distribución ya que tener muchas centrales pequeñas hace que la red sea más resiliente y estable. En una microred es posible priorizar el consumo

²⁰ Benjamín Herrera, jefe Unidad de Mercado Eléctrico del Centro de Energías Renovables (CER), Revista Electricidad, mayo 2012.

²¹ Gobierno de Chile, «Propuesta de reglamentación para la Ley que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas».

²² Producción de energía que se conecta a las redes de distribución que alimenta a consumos cercanos a los puntos de generación.

interno y suplir el déficit de las redes vecinas con los excedentes. Así, una falla afecta solamente a la microrred y no al resto del sistema; si las islas vecinas tienen capacidad disponible pueden suministrar el déficit ocasionado por la falla²³.

I.3 Líneas de Transmisión

La discusión energética en Chile se ha enfocado en la dificultad que existe para desarrollar nuevos proyectos de generación, pero el sector eléctrico presenta dificultades en otros ámbitos. La debilidad que muestran las líneas de transmisión para transportar energía y la necesidad de fortalecerlas es una restricción tan urgente como lo es la falta de proyectos de generación²⁴.

Es irrelevante la construcción de grandes centrales de generación si no hay cómo transmitir esa energía hacia los centros de consumo. En la zona sur existe a julio del 2013 capacidad potencial de generación exportable hacia la zona central por unos 2.500 MW, pero que la capacidad de transmisión es de sólo 1.200 MW²⁵. El vicepresidente de Desarrollo de Negocios de Transelec, Eric Ahumada, sostuvo a julio de 2013 que todas las líneas troncales planificadas y en construcción se han atrasado.

Hay numerosos problemas que ya están apareciendo como desacoples entre el sistema del norte y el del sur con bastante frecuencia por incapacidad de transmisión, lo que produce que funcionen dos mercados eléctricos distintos. Además Chile aún tiene riesgos de sufrir interrupciones en su sistema eléctrico central debido a la persistente debilidad de la infraestructura de distribución y transmisión, incluso podría existir un eventual riesgo de algún apagón o blackout²⁶.

Autoridades han resaltado la necesidad de modernizar antiguos equipos, sobre todo después de los tres masivos apagones que afectaron distintas partes del país luego del poderoso terremoto de inicios del 2010²⁷. El terremoto del 27/2 dejó un sistema eléctrico frágil por varios meses y provocó la falla de un transformador en la VIII Región que produjo un apagón que se extendió por más de 2.000 kilómetros entre la región de Atacama y Chiloé, lo que significó además estragos en el sector productivo y un inmenso daño económico al país²⁸. Es necesario un sistema de transmisión y distribución más redundante y confiable que pueda soportar impactos como lo fue el terremoto.

²³ Generación distribuida y regionalización en Chile, Rodrigo García Pizarro, Ing. Civil U. de Chile

²⁴ <http://www.elmostradormercados.cl/destacados/electricas-4/>

²⁵ ¿Crisis eléctrica ad portas? La urgencia de fortalecer la transmisión, Revista Pulso, julio 2013

²⁶ Afirmó para Reuters Rodrigo Alvarez, Ministro de Energía, febrero 2012

²⁷ Chile está en riesgo de apagón por frágil sistema eléctrico, Reuters, febrero 2012

²⁸ Experiencias y desafíos en el sistema eléctrico de CGE distribución a raíz del terremoto 27 de febrero, CGE, Emelectric

II. JUSTIFICACIÓN

Como se presentó en los antecedentes, el escenario de crisis energética con altos costos de electricidad tanto para la industria como los consumidores residenciales, los grandes problemas de seguridad en transmisión de energía sumado a la aprobación de la Ley de *Net-Metering* hace interesante analizar opciones en generación distribuida y en específico la implementación de microrredes. A continuación se expone el caso de generación distribuida y microrredes, sin embargo, es importante resaltar que no se pretende que estos conceptos desplacen el modelo actual de generación, transmisión y distribución de energía. Estos conceptos son solo aplicables a casos específicos donde son atractivos y dada la tecnología actual no es posible que abarquen más que un porcentaje ínfimo del consumo energético nacional. Este escenario puede cambiar en los próximos años como algunos autores de la literatura internacional están sugiriendo²⁹.

II.1 Generación distribuida

Energía distribuida proporciona electricidad en el lugar o cerca de la demanda lo que reduce efectivamente las pérdidas de transmisión a grandes distancias y mejora la eficiencia energética. En Chile la generación distribuida reduciría las pérdidas por transmisión que representan entre un 3³⁰ y un 6,5%³¹. Además se reduce el desgaste y desgarramiento en los equipos de las redes, al mitigar la demanda máxima. También elimina la necesidad de protegerse contra las fluctuaciones de precios de los combustibles. Un estudio reciente en Estados Unidos encontró que estos beneficios agregan 3 a 14 centavos de dólar por kWh al mercado energético³². Por otro lado la dispersión geográfica disminuye significativamente los requerimientos de respaldo térmico para las plantas ERNC de generación variable. Por otra parte, la gran capacidad térmica actual y en construcción otorga respaldo suficiente a más de 40.000 MW de ERNC que pudieran construirse en el futuro³³.

Energía distribuida también aporta valor a la sociedad, reduciendo contaminación y emisiones de gases de efecto invernadero, protegiendo contra los limitados suministros de combustibles fósiles, y la creación de puestos de trabajo. Estos beneficios se agregan de 11 a 16 centavos de dólar en el balance final de los contribuyentes por cada kWh de energía solar distribuida. En conjunto, la energía solar distribuida tiene un valor a la red (por encima de la electricidad generada) de 14 a 30 centavos de dólar por kWh³⁴.

²⁹ Why Microgrids Are Inevitable, Peter Asmus

³⁰ Anuario 2012, CDEC-SIC

³¹ Benchmarking data of the electricity distribution sector in Latin America and Caribbean Region 1995-2005

³² <http://www.ilsr.org/political-and-technical-advantages-distributed-generation/>

³³ Generación distribuida y regionalización en Chile, Rodrigo García Pizarro, Ing. Civil U. de Chile

³⁴ <http://www.ilsr.org/political-and-technical-advantages-distributed-generation/>

Además, la energía solar fotovoltaica ya está llegando a niveles precios de paridad de red. Paridad de red se obtiene cuando el LCOE³⁵ de un arreglo de paneles fotovoltaicos para autoconsumo a nivel residencial es equivalente o menor en todo momento del año a los precios retail de energía que entregan las distribuidoras. Actualmente se tiene paridad de red en Copiapo y en gran parte del norte del país dado por la alta radiación y los altos precios de energía que se tiene a los clientes residenciales. Mientras, en Santiago se está cerca de alcanzar niveles de paridad³⁶ siendo el precio más bajo que el norte lo que le da ventaja a la red. Un aumento de unos \$20 pesos en los precios residenciales en Santiago provocaría paridad de red. Esto es de importancia ya que sumado a políticas como la de Net-Metering fomentaría un mercado de autoconsumo fotovoltaico en Chile.

Además, se tiene potencial y velocidad de desarrollo dado que casi todas las regiones de Chile pueden cubrir un porcentaje importante de sus necesidades de electricidad con paneles fotovoltaicos en las techumbres (10% en el sur, 20% en el centro y 40% en el norte). La energía eólica y geotérmica está disponible abundantemente en casi todas las regiones del país³⁷.

Se ha visto como en países como Alemania, España y Estados Unidos la generación energética distribuida es una opción que tiene creciente apoyo ciudadano y gubernamental, sin embargo en Chile todavía no alcanza un grado de masividad en comparación a estos países.

Desventajas de la Generación Distribuida

Tecnologías de generación distribuida tienen algunos impactos negativos tanto sobre el medio ambiente como en aspectos económicos³⁸:

- Las turbinas eólicas tienen impactos visuales, acústicos y sobre la vida de aves debido a la construcción de torres entre 10 y 30 metros de altura con largas aspas.
- Los parques eólicos y sistemas fotovoltaicos requieren una gran superficie en comparación con tecnologías convencionales a la misma potencia instalada.
- Pequeñas centrales de energía hidroeléctrica, de marea y de olas pueden influir en el ecosistema y la pesca local.

³⁵ Levelized Cost of Electricity es el costo de generar un kWh de energía fotovoltaica considerando los costos de inversión, operación y todos los costos asociados durante toda su vida útil.

³⁶ PV Grid Parity Monitor, Residential Sector, 2nd Issue 2013.

³⁷ Generación distribuida y regionalización en Chile, Rodrigo García Pizarro, Ing. Civil U. de Chile

³⁸ Distributed Generation Advantages Disadvantages. <http://kiran111.hubpages.com/hub/Distributed-Generation-Advantages-Disadvantages>

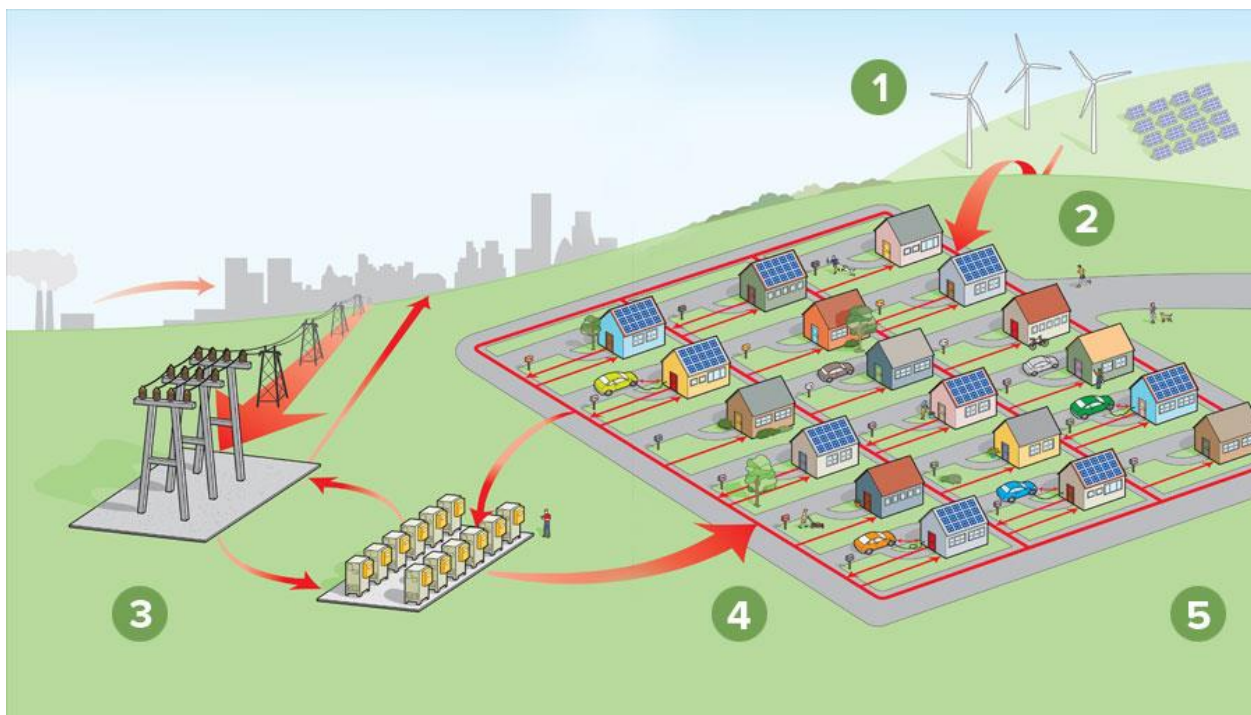
- La biomasa puede producir emisiones desagradables en caso de combustión incompleta.
- La generación de algunas de las fuentes de energía renovables como la eólica y fotovoltaica es variable y difícil de predecir.
- Conectar las fuentes de generación distribuida a la red es complejo. Un buen diseño seguro requiere una buena comunicación entre el desarrollador del proyecto de generación distribuida y los agentes importantes en las redes de distribución durante el proceso de diseño.
- El principal problema técnico para la conexión de la generación distribuida a la red se refieren a la fiabilidad, la calidad del suministro, protección, medición y protocolos operaciones de conexión y desconexión, gestión de aislamiento de energía reactiva
- Conectar generación distribuida a la red de distribución en el sistema de energía presentará una fuente de energía en el punto. Esto aumenta el nivel de fallo en la red y puede complicar la detección y aislamiento de fallos.

II.2 Microredes

Una microred es un sistema discreto de energía que consiste en fuentes de energía distribuida (por ejemplo, energías renovables, energías convencionales, almacenamiento) y cargas capaces de operar en paralelo con, o independientemente de la red principal. El objetivo principal es garantizar seguridad energética fiable y asequible para uso residencial, comercial, industrial, comunitario e instituciones gubernamentales. Los beneficios que se extienden al mercado energético y la comunidad en general incluyen menores emisiones de gases efecto invernadero y un menor estrés en el sistema de transmisión y distribución³⁹.

³⁹ Definición de Robert Liam Dohn de Siemens

Figura 3: Esquema de una microred



Fuente: Innovate, The power of microgrids, Sierra Magazine⁴⁰.

1. Microredes hacen viables grandes proyectos energéticos comunitarios, tales como plantas de biomasa, los bancos de células de combustible, y arreglos de los paneles solares o turbinas eólicas en el vecindario.
2. Cuando se produce un apagón, los paneles solares en los techos suelen apagarse también, ya que la mayoría de la gente no tiene manera de almacenar electricidad en el sitio. Una microred permite a los paneles seguir trabajando. Esta energía puede usarse en cargas críticas en la microred como un hospital, o almacenarse.
3. Electricidad convencional se suministra a través de una intrincada red de subestaciones (arriba) y alimentadores. Microredes pueden utilizar inversores inteligentes (derecha), nuevas herramientas más adaptativas para convertir energía entre CC y de CA, y un sofisticado software para permitir a una comunidad entregar y recuperar energía sin alterar el equilibrio delicado de tensión de red.
4. Microredes pueden hacer el sistema de energía más eficiente (preservando el hasta 15% de la electricidad que se puede perder en las líneas de transmisión de larga distancia y alimentadores locales) y menos contaminantes (mediante la reducción de la dependencia de las centrales eléctricas que arrojan dióxido de carbono).
5. Para que la microred local proporcione respaldo serio durante un corte de energía, tiene que tener almacenamiento. Esto podría tomar la forma de combustible limpio o baterías grandes y caras, o incluso autos eléctricos que son como baterías sobre ruedas. Esta llamada solución de vehículo a red podría servir como un almacén gigante, flexible y en red de energía para el barrio.

⁴⁰ <http://www.sierraclub.org/sierra/201307/innovate-microgrids.aspx>

Los factores clave que influyen en la aparición de soluciones microrredes son la vulnerabilidad de las infraestructuras energéticas a las amenazas cibernéticas, la creciente demanda de energía, la necesidad de energía confiable y segura, e incentivos externos.

Seguridad cibernética

A medida que la dependencia a tecnologías de comunicación modernas aumenta (inalámbrico, el cloud computing, etc), sistemas de energía son vulnerables a los ataques cibernéticos y hackers (por ejemplo, los grupos en línea como Anonymous). En algunos segmentos de clientes específicos, como los militares y los laboratorios de investigación, hay un importante valor en una red segura.

Creciente demanda

La población está creciendo rápidamente y más electricidad se está utilizando por persona, lo que aumenta la congestión y la tensión en la red física y en las empresas encargadas de su gestión. Además, las ubicaciones del crecimiento de demanda no son equilibradas, lo que plantea un reto para el mantenimiento de la fiabilidad del sistema.

Energía confiable y segura

Ciertos entornos comerciales e industriales tienen una necesidad crítica de una fuente de alimentación constante y no pueden permitirse apagones o caídas de tensión como es el caso de laboratorios de investigación, centros de datos, fabricación de semiconductores e infraestructura considerada crítica para seguridad nacional. Por ejemplo, los laboratorios de investigación que realizan ensayos pueden requerir una cierta temperatura y calidad del aire para que el resultado cumpla con los requerimientos de las autoridades, o centros de datos que procesan millones de transacciones financieras al día requieren alimentación constante para asegurar el flujo de capital.

Incentivos

Los incentivos gubernamentales para la eficiencia energética, la generación de energía renovable e infraestructura de vehículos eléctricos, todos estimulan la inversión en infraestructura de energía avanzada.

II.2.1 Ventajas de las Microredes

1. Aumenta la confiabilidad

Microrredes inteligentes aumentan la fiabilidad a nivel local a través de la creación de un plan específico de mejora de fiabilidad que integra distribución redundante, switches inteligentes, automatización, generación de energía, almacenamiento de energía y otras tecnologías inteligentes. La generación de energía local y almacenamiento permiten partes de la red e instalaciones críticas operar independiente de la red más grande cuando sea necesario y así eliminar los apagones. Tecnologías tales como interruptores inteligentes y sensores arreglan automáticamente, e incluso anticipan,

disturbios de la energía, a diferencia del sistema actual donde los interruptores tienen que ser reajustados a mano en caso de corte de luz. Fuentes redundantes aseguran que la energía continúe fluyendo cuando tormentas, hielo o ardillas causen interrupciones en el sistema de potencia.

2. Ayuda a los consumidores a ahorrar dinero

Los consumidores y las empresas tienen altos costos debido a cortes de energía, fiabilidad en microredes inteligentes lo reduce significativamente. Las microredes permiten a los consumidores procurar energía en tiempo real, a costos significativamente más bajos, al usar generación local para cubrir los costos de energía en hora peak. Además, el modelo de microrred por lo general incluye financiamiento aparte y planes de modernización a largo plazo, que disminuyen los costos de mejoramiento de infraestructura que son generalmente transmitidos a los contribuyentes. Del mismo modo, la generación de energía local suele ser más eficiente y reduce la energía a distancia que tiene que recorrer y lo que pasa en menos costos de las pérdidas de transmisión, la tarifa de congestión y los gastos generales de servicio al cliente, especialmente cuando los costos de energía son más elevados.

3. Genera ingresos

Los consumidores y las empresas pueden prestar servicios valiosos a la red a cambio de pagos de la distribuidora de energía. Esto incluye respuesta a demanda, respuesta en tiempo real de precios, respuesta de precios con anticipación de días, soporte de voltaje, apoyo a la capacidad y reserva rodante para nombrar unos pocos, esto para instalaciones de gran magnitud que no se amparan bajo Net-Metering. Las microredes inteligentes también sientan las bases ingresos adicionales a los consumidores generación de energía distribuida, enchufar vehículos eléctricos y créditos de carbono.

4. Fomenta crecimiento económico

Cada vez más comunidades y naciones están descubriendo que las microredes pueden poner en marcha las economías a través de la creación de empleo a nivel local y nuevos negocios oportunidades para las partes interesadas. Microredes aumentan la inversión local a través del financiamiento comunitario de eficiencia energética, gastos locales en mejora de la red e integración de energía distribuida y otras tecnologías inteligentes. Al fomentar el desarrollo de microredes, algunos de estos países están estableciendo un nuevo modelo de negocio de la electricidad que es más eficiente, ambientalmente responsable, compatible con el futuro tecnologías y que puedan contribuir a la innovación continua. Japón y Dinamarca son los líderes en la aplicación del enfoque microrred, más recientemente, la agencia de energía de Japón, NEDO, se asoció con el estado de Nuevo México para co-financiar y desarrollar proyectos de microredes para varias comunidades, y en Chile ya es conocido el caso de Huatacondo.

5. Preparación a eventos del futuro

Uno de los mayores beneficios de las microredes inteligentes es que están mucho mejor posicionadas que la red centralizada para satisfacer las necesidades conocidas y desconocidas del futuro. Estas permiten a comunidades locales y campus comerciales aumentar el suministro total de electricidad de forma rápida y eficiente a través de relativamente pequeños generadores locales, células solares, turbinas de viento y otros medios, en lugar de tener que esperar a que las compañías eléctricas construyan plantas eléctricas centralizadas que son costosas y toman mucho más tiempo para entrar en funcionamiento. La tecnología en microredes inteligentes empodera a los consumidores, estimula innovaciones futuras de electricidad y activa el financiamiento empresarial de libre mercado. Además, la tecnología en gestión inteligente de energía en microredes permite a los vehículos eléctricos conectarse al sistema eléctrico como el almacenamiento de energía inteligente recursos en lugar de ser simplemente otro consumidor de electricidad.

II.2.2 Desventajas de las Microredes

Las microredes todavía son un concepto relativamente nuevo, por lo mismo no ha sido altamente probado. Es por esto que todavía no se sabe a cabalidad todos los problemas que se tendrán al implementarse en todos los diversos escenarios.

La tecnología actual aplicada a microredes sigue siendo de un alto costo de inversión dado lo prematuro de la experiencia mundial, lo que dificulta su implementación a masiva.

Por otro lado la flexibilidad de las microredes comprende importantes beneficios, pero su aplicación eficiente plantea problemas muy difíciles⁴¹:

- Los beneficios que Microredes proporcionan a la operación del sistema eléctrico y la planificación deben ser cuantificados e incorporados en un marco comercial y reglamentario apropiado, de manera que la igualdad de condiciones para todas las tecnologías de energía se pueda establecer. Con el fin de lograr los beneficios de la operación de micro-redes, es importante que la integración de los recursos distribuidos en las redes de baja tensión, y su relación con la red de media tensión, contribuya a optimizar el funcionamiento general del sistema.
- El control coordinado de un gran número de fuentes distribuidas con requerimientos probablemente en conflicto y comunicación limitada impone la adopción de técnicas de inteligencia en su mayoría distribuidos que trae serios problemas logísticos.
- Es necesario el diseño de controladores de fuentes de generación con capacidades de controlar frecuencias y voltajes avanzados y que posean la libertad de tomar el poderío con tal de que la operación de la microred sea estable, especialmente en modo de operación aislado.

⁴¹ http://www.borjournals.com/Research_papers/Oct_2012/1006%20E.pdf

- También es crucial el diseño de controladores de almacenamientos y carga inteligentes capaces de enfrentar los exigentes requisitos planteados por la operación aislada y sobre todo durante la transición de interconexión al modo isla.

II.3 Sectores

Analizar entonces todos los factores que involucran la implementación de generación distribuida en forma de microredes eléctricas es de gran atractivo para el autor y tiene potencial de servir de camino inicial a futuras profundizaciones en la materia. De esta forma actores que deseen invertir y desarrollar proyectos de generación en microredes puede ocupar esta memoria como guía.

Se considera analizar los sectores residencial dado que la aprobación e implementación de la ley de Net-Metering hace atractivo estudiar cómo influye en el ámbito de la generación distribuida y microredes. El sector industrial se analiza en este documento dado que es el sector a simple vista que más se puede beneficiar de una microred eléctrica, en especial industrias con procesos de manufactura que no pueden ser interrumpidos por cortes de luz. Por último se considera el sector de comunidades aisladas dado que el Centro de Energía de la Universidad de Chile tiene gran experiencia en este ámbito y es bastante lo que se puede aprender a partir de ejemplos como la microred instalada en Huatacondo, acción que es reconocido a nivel mundial.

Para la empresa Andes Ventus entender cómo funciona la industria y encontrar posibles modelos de negocio adecuado para el país y un respectivo análisis en variados mercados es de gran importancia ya que puede significar el acceso a un nicho de mercado que hasta el momento no está siendo explotado. Pero más allá del interés de la empresa, desarrollar este tema produce un gran beneficio a nivel país, permitiendo así que, por ejemplo, eventualmente los 24 mil hogares en comunidades aisladas obtengan acceso a energía eléctrica que anteriormente no les era posible⁴².

⁴² El Chile que vive sin luz, La Tercera, febrero 2011.

III. OBJETIVOS

III.1 Objetivo General

Análisis técnico-económico para la implementación de Microredes eléctricas en Chile.

III.2 Objetivos Específicos

- Contextualizar la experiencia mundial en microredes
- Estudiar y entender beneficios de microredes eléctricas en Chile.
- Estudiar sector residencial, industrial y de comunidades aisladas.
- Identificar posibles modelos de negocios para implementar microredes.
- Analizar técnicamente los factores para implementar microredes.
- Analizar económicamente los factores para implementar microredes.

IV. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la memoria se considera una metodología iterativa de investigación y análisis. Para cada parte del análisis de sectores se procederá de acuerdo a las técnicas del Business Model Canvas[2]. Se consideran los siguientes pasos:

Investigación: Se realizará una investigación de fuentes bibliográficas y un análisis de cómo funcionan en el mundo actualmente micro-redes eléctricas. Esto se hace con fuentes secundarias mayormente.

Iteración preliminar: Se pretende entender los factores que involucran las microredes en distintos segmentos de clientes y encontrar modelos de negocio que se puedan usar para la implementación de estas identificando segmentos de clientes junto con sus ofertas de valor específicas para cada uno, además de analizar fuentes de ingresos, canales de llegada al cliente y cuál sería la relación entre la empresa y ellos, de esta forma se crean hipótesis que posteriormente son validadas por fuentes primarias como contactos con posibles clientes, entrevistas con expertos e información secundaria específica.

Segunda iteración: Con la información anterior se sigue desarrollando cada tema cambiando lo que sea necesario además de incluir aspectos de evaluación económica del modelo para tener mayor claridad del negocio.

Iteración final: Ya se ha probado las hipótesis de un modelo completo, con todos los factores entendidos y una visión de la totalidad del sector analizado además de aprendizajes universales, en esta iteración final que se escoge un foco en el modelo de negocios con uno o pocos segmentos de clientes. De esta forma se llega a una propuesta final para ser validada por el mercado junto a su evaluación económica. Cabe destacar que el proceso de iteraciones no tiene un término definido, pero por restricciones de tiempo de la memoria se terminará en este eslabón. En caso de no contar con un modelo de negocio claro en esta etapa se evaluará la opción de agregar una etapa de iteración adicional.

Modelo definitivo: Con el último aprendizaje obtenido, se llega a un modelo definitivo del negocio, junto con su respectiva modificación a la evaluación económica. Es el resultado de este eslabón que se muestra en el documento presente junto con todo el aprendizaje obtenido estudiando los distintos sectores, residencial, industrial y comunidades aisladas.

V. MARCO CONCEPTUAL

V.1 Definición de Micro-red

De acuerdo con Pike Research⁴³ el concepto fundamental de cualquier microred se puede resumir de la siguiente manera: un sistema energético integrado que consiste de recursos energéticos distribuidos (DER) y varias cargas eléctricas que operan como una sola red autónoma, ya sea en paralelo o aislada de la actual red de energía eléctrica. En la configuración más común, DER están unidas entre sí en su propio alimentador, que se une entonces a la red más grande en un solo punto de acoplamiento común.

Por otro lado, el Smart Grid Dictionary define una microred como: “Un pequeño sistema de energía que integra generación, distribución, sensores, almacenamiento de energía, y software de gestión de energía auto-contenido, con una conexión eficiente y sincronizada con una red de distribución eléctrica, y puede funcionar independientemente como una isla de ese sistema. Generación incluye fuentes de energías renovables y la capacidad de vender el exceso de energía a la red de distribución. Software de gestión de microredes en las instalaciones incluye controles para la generación de energía, conexión/desconexión con la red de distribución, distribución, y equipos de almacenamiento de energía, junto con aplicaciones de gestión de energía para construcciones de uso industrial, comercial u hogar.”⁴⁴

Otra definición posible: “Una micro-red puede ser definida como un sistema de distribución de electricidad compuesto por cargas y recursos de energía distribuida capaces de operar controlada y coordinadamente en modo conectado a la red principal o aislada de ella. En esta definición se consideran como recursos de energía distribuida a:

1. Generadores distribuidos: todas las fuentes a escala y en el contexto de la micro-red, tales como centrales en base recursos energéticos no renovables bajos en emisiones de carbono, renovables no convencionales, o combinado de calor y poder.
2. Acumuladores distribuidos: todas las formas de acumulación de energía como la electroquímica, presión, gravitacional o calórica, que estén en el contexto de la micro-red. Los generadores distribuidos permiten alcanzar los requerimientos de potencia y energía requeridos por la micro-red.
3. Cargas controladas: las variaciones de carga en una micro-red generan efectos importantes debido a que se trata de un sistema eléctrico de potencia pequeño. Por lo tanto, el control de carga puede hacer una gran contribución en una micro-red.

⁴³ Why Microgrids are inevitable, Peter Rasmus, Pike Research 2011

⁴⁴ Smart Grid Dictionary disponible en <http://www.smartgridlibrary.com/shop-smart-grid-library-books/buysmartgridbookdetails/>

Normalmente son luminarias regulables o bombas de agua que presentan una escala relevante con la micro-red.”⁴⁵[1]

V.2 Business Model Canvas

El Business Model Canvas[3], creada por Alex Osterwalder y explicada en el libro Business Model Generation, es una herramienta visual y cooperativa para diseñar modelos de negocio. Consiste en un canvas dividido en nueve bloques: Segmento de clientes, propuesta de valor, relación con el cliente, canales, ingresos de dinero, actividades claves, recursos claves, aliados claves y estructura de costos. El Canvas se trabaja usando post it y marcadores mostrando con pocas palabras e imágenes en qué consiste cada uno de los nueve bloques en el modelo de negocios.

Segmento de clientes: Como dice el nombre aquí se define cuáles son los clientes y usuarios de la propuesta de valor, pueden haber múltiples y se caracterizan lo más detallado posible mostrando cuáles son sus problemas y necesidades.

Propuesta de valor: Este bloque muestra que problema está resolviendo la empresa y de qué forma le aporta valor a los segmentos de clientes.

Relación con el cliente: Consiste en que grado de cercanía tiene la marca o empresa con el cliente, así pudiendo estar completamente dedicada y preocupada por la relación con cada detalle o funcionar de forma lejana y automática.

Canales: Muestra de qué forma se llega al cliente, como se muestra la oferta de valor, como el cliente adquiere el producto o servicio, de qué forma le llega y como finalmente puede entregar feedback.

Modelo de ingreso: Este bloque explica las formas de ingresos que tiene el modelo de esta forma uniendo lo que es la oferta de valor con cada cliente.

Actividades clave: Son las actividades críticas para que la empresa pueda proporcionar su propuesta de valor.

Recursos clave: Son los recursos indispensables para poder entregar la propuesta de valor.

Aliados clave: Son las instituciones, empresas u otros que colaboran con la empresa para poder entregar la propuesta de valor.

Estructura de costos: Se especifican todos los costos en el modelo de negocio, usualmente relacionados directamente con recursos y actividades clave.

⁴⁵ B. Severino, «Modelación de generador fotovoltaico y banco de baterías de plomo ácido como elementos de una micro-red,» 2011.

VI. ALCANCES

Los alcances de la memoria son el análisis de los factores técnicos y económicos que influyen en la implementación de microredes eléctricas en tres sectores tipo: residencial, industrial y comunidades aisladas. El estudio y análisis de estos sectores se realiza como una contextualización de las microredes en el mundo y Chile para lograr una visión integral. Se espera dejar los cimientos para entender e identificar oportunidades en el país para trabajos futuros en el tema. No se espera entregar toda la información relevante para tomar una decisión de invertir en algún sector, sin embargo si se dan nociones de la oportunidad a futuro acotado a ciertos escenarios. No es parte de este documento el diseño ni implementación de ningún proyecto de microred.

VII. RESULTADOS ESPERADOS

Se espera obtener un documento físico que describa el análisis de los factores relevantes para poder implementar microredes eléctricas en Chile como forma de contextualizar todos los avances en microredes en el mundo y Chile para obtener una visión integral del tema. El documento debe contener y desarrollar cada uno de los objetivos propuestos con tal de tener definido qué factores técnicos y económicos influyen en el negocio de las microredes en tres sectores, residencial, industrial y comunidades aisladas.

VIII. CASO INTERNACIONAL

VIII.1 Situación Energética

Se tienen varios casos de situaciones energéticas dadas en Europa como Japón con altos costos de energía dadas condiciones inusuales. A continuación se considera los casos de Alemania, Japón e Italia como ejemplos de altos costos energéticos, sus situaciones actuales y como se representa sus fuentes de generación.

VIII.1.1 Alemania

Alemania utiliza predominantemente combustibles fósiles como fuente de energía, seguido por la energía nuclear, la biomasa (madera y biocombustibles), eólica, hidráulica y solar. Alemania tiene la intención de eliminar el uso actual de la energía nuclear para el año 2022. Muchas plantas ya se han cerrado antes de tiempo. Se presume que los combustibles fósiles, la energía eólica, la energía solar, los biocombustibles, las importaciones de energía de Francia y el ahorro de energía serán suficientes para reemplazar la capacidad actual de la energía nuclear.

Alemania tiene 6 de los 10 mayores plantas contaminantes de Europa. Alemania produce más dióxido de carbono para producir la misma cantidad de energía que la de Francia, Canadá, Japón o Corea. El concepto más importante en las políticas y en la política energética de Alemania es "Energiewende"⁴⁶, es decir, la eliminación gradual de la energía nuclear, y un reemplazo paso a paso de los combustibles fósiles por energías renovables. Debido a los costos de esta "Energiewende" Alemania tiene ahora los costos de energía más altos de Europa. Los costos han aumentado en los últimos 5 años, incluso para los consumidores industriales que están exentos de los gastos de la subvención de energías renovables que los consumidores pagan. En 2013, la energía era 4 veces más barato en Estados Unidos que en Europa, y 6 veces más barato que en Alemania. Esto debido al alto costo de subsidiar la generación solar y eólica significativa a través de la Erneuerbare Energien-Gesetz-(EEG) y el 19% de IVA, aunque los consumidores alemanes son capaces de mantener estos costos a través de alto PBI per cápita. Sin embargo, los costos de electricidad al por mayor alemanes son en realidad bastante bajo, lo que refleja bajo carbón y los costes de carbono⁴⁷.

La matriz energética alemana está compuesta principalmente por fuentes térmicas, con un gran aumento de energías renovables en contraste a la continua disminución de la energía nuclear.

⁴⁶ "Cambio energético" o "transformación de la energía"

⁴⁷ <http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/power-and-resources/europe-paying-more-for-electricity-than-us-states-globaldata-consultant-with-dramatic-differences-seen-between-countries>

Tabla 1: Distribución de Fuentes de Energía Alemania

Petroleo	33,1%
Carbon	24,3%
Gas Natural	21,6%
Energía Nuclear	8,0%
Hydro y Eolico	1,8%
Otros Renovables	9,8%
Otros	1,3%

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Economía y Tecnología Aleman

Alemania es el cuarto mayor productor de energía nuclear en el mundo, pero en 2000, el gobierno y la industria de energía nuclear alemán acordó eliminar todas las centrales nucleares para el año 2021⁴⁸. Los siete reactores más antiguos fueron cerrados de forma permanente después del accidente de Fukushima.

La política del Gobierno hace hincapié en la conservación y el desarrollo de fuentes renovables, como la solar, la eólica, la biomasa, el agua y la energía geotérmica. Como resultado de las medidas de ahorro energético, la eficiencia energética (la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de producto interior bruto) se ha ido mejorando desde el inicio de la década de 1970. El gobierno ha fijado el objetivo de alcanzar el 80% de la demanda de energía del país con energías alternativas al 2050.

VIII.1.2 Japón

Japón tiene predominantemente consumo de energía a base térmica, escenario dado tan solo los últimos dos años después del accidente de Fukushima. A raíz del accidente nuclear el 2011, Japón se vio en un cierre masivo de centrales nucleares que al 2011 abarcaban un tercio del consumo energético.

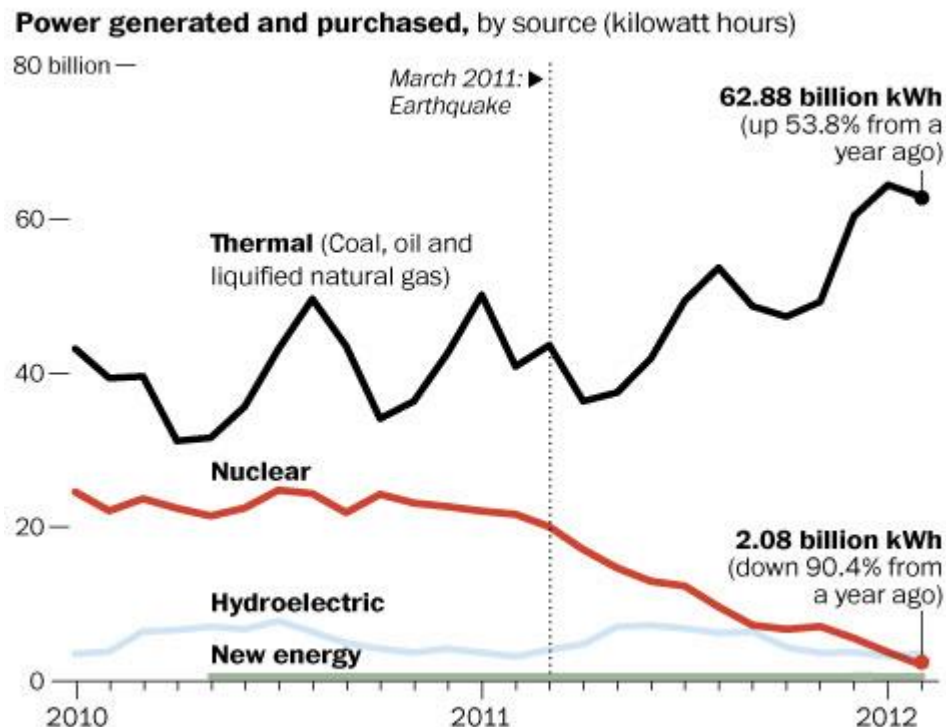
A partir del apagón nuclear se tiene un drástico aumento de Japón en las importaciones de combustibles fósiles, es decir, petróleo y gas natural licuado (GNL), manteniendo al país alejado de la crisis a corto plazo por cortes de energía y ciudades oscuras. El amplio aumento de combustibles fósiles se obtiene a partir de costosas importaciones, donde Japón enfrenta un duro ciclo de altos costos energéticos y condiciones de negocios empeorando.

A diferencia de la mayoría de los países industrializados, Japón no tiene una sola red nacional, sino que tiene redes separadas en oriental y occidental. El voltaje estándar en tomas de corriente es de 100 V, pero las redes operan a diferentes frecuencias: 50 Hz en Japón oriental y 60 Hz en el oeste de Japón. Las redes están conectadas entre sí por 3 estaciones de conversión de frecuencia (Higashi-Shimizu, Shin Shinano y Sakuma), pero éstos sólo pueden manejar 1 GW. [17] Una estación convertidora también existe en Minami-Fukumitsu. El terremoto y tsunami de Tohoku de 2011 dieron lugar a 11 reactores que se están tomando fuera de línea con una pérdida de 9.7GW. Las 3 estaciones de conversión no tenían la capacidad para transferir suficiente energía

⁴⁸ <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/4295389.stm>

de la red eléctrica del oeste de Japón para ayudar de manera significativa la red oriental⁴⁹.

Figura 4: Energía Generada y Comprada en Japon por Fuente (kWh)



Fuente: Federation of Electric Power Companies in Japan. The Washington Post

VIII.1.3 Italia

Italia obtiene su energía sobre todo a partir de combustibles fósiles. Entre los recursos más utilizados son el petróleo (principalmente utilizado para el sector del transporte), gas natural (utilizado para la producción de energía eléctrica y calefacción), el carbón y las energías renovables.

Una parte importante de la electricidad proviene de las importaciones, en gran parte de Francia. La electricidad se produce principalmente a partir de gas natural, que representa más de la mitad de la energía eléctrica total final producida. Otra fuente importante es la energía hidroeléctrica, la cual era prácticamente la única fuente de energía eléctrica hasta 1960. Las energías eólica y solar están creciendo rápidamente en los últimos años gracias a los altos incentivos. Solamente solar fotovoltaica creció más de 300% por año en los últimos 3 años. Italia cuenta con pocos recursos energéticos, y la mayoría de los suministros son importados⁵⁰.

Italia sufre altos precios de la electricidad residencial, dado que los precios de la gasolina, son establecidos por los contratos de importación de petróleo indexado a largo plazo, que tienen un gran peso en un país que depende en gran medida de gas para la generación de energía. Consumidores residenciales italianos también deben

⁴⁹ <http://www.japan-guide.com/e/e2225.html>

⁵⁰ <http://www.iea.org/statistics/>

cargar una cuenta importante con el proyecto de ley de subsidios solares. El Ministerio de Desarrollo Económico de Italia calcula que los precios mayoristas del gas son un 20% más que en el norte de Europa, y el país está buscando la reforma del mercado mayorista de gas para balancear los precios con los países vecinos⁵¹.

Políticas italianas para estimular la producción de energía han sido un éxito en el sentido de que la capacidad de energía solar se ha disparado, pero también han dado lugar a costos enormes. El apoyo a la energía verde ha distorsionado profundamente el funcionamiento del mercado energético italiano⁵². Como la energía solar está subvencionada y se le dio prioridad en el acceso ilimitado a la red, el tamaño de los "mercados contestable", donde los productores de energía compiten entre sí, se ha reducido drásticamente⁵³.

Italia fue el mercado fotovoltaico más importante del mundo en 2011, con 9,3 GW de nueva capacidad instalada. A finales de 2011, la cantidad de capacidad fotovoltaica instalada en todo el mundo fue 69,7 GW, de los cuales 51,7 GW en Europa y 12,8 GW en Italia. Este éxito está construido en sistema de incentivos muy generoso de Italia, sobre la base de un alto "Feed-in Tariff"⁵⁴ que se otorga a instalaciones fotovoltaicas (por lo menos, a las instalaciones que se construyeron antes del final de junio de 2011). Además, se requiere que los distribuidores acepten y despacho de energía renovable no convencional con la máxima prioridad, independientemente de los volúmenes que se ofrecen. La combinación de un alto precio garantizado y suministro prácticamente ilimitado creó las bases para el auge.

El *feed-in tariff* se aprobó el 2003 para ser implementado el 2005 lo que de inmediato aumentó descontroladamente la implementación de proyectos solar fotovoltaico. Años posteriores numerosas políticas fueron implementadas para disminuir el impacto de gasto para el gobierno dando un giro el 2011. A finales de 2011, 12.750 MW de potencia fotovoltaica se había instalado. El costo de los incentivos: 3,9€ millones en un año. Esta cifra seguirá aumentando en los próximos años, aunque no tan rápido como en el pasado dado un aumento acelerado de 1100% anual los últimos 3 años con un gasto inicial el 2008 de 110€ millones.

Gran parte del costo de los incentivos fueron desplazados al consumidor, con un costo de la energía ya alto, al 2012 se aumentó un 9,8% adicional. La producción renovable se otorgó prioridad de despacho, es decir, cada vez que la energía renovable es producida y no autoconsumida, el operador de red debe entregar con prioridad sobre la producción convencional. El GSE⁵⁵ estima que la producción de energía solar (y otras energías renovables) para el día siguiente. Si la producción verde pasa a ser más alta o más baja de lo esperado (por ejemplo, porque el cielo es más o menos turbia de lo esperado), los productores convencionales deben ser llamados para ajustar su producción en una base de tiempo real, a través de los mercados de equilibrado, que es

⁵¹ GlobalData

⁵² Segun sostiene Carlo Stagnaro del think tank italiano Instituto Bruno Leoni

⁵³ http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3792#artikel_3792

⁵⁴ Es una política destinada a acelerar la inversión en tecnologías de energía renovable ofreciendo contratos a largo plazo para los generadores de energías renovables, por lo general basado en el costo de generación de cada tecnología.

⁵⁵ Gestore dei Servizi Energetici, una entidad controlada por el gobierno que se encarga de la gestión de los sistemas de apoyo a las energías renovables y de la comercialización de la energía verde

más costosa que la producción normal tanto por razones económicas y técnicas. Esto no fue un problema cuando la producción intermitente cubría sólo una pequeña parte del consumo total. La tecnología fotovoltaica solo presenta un 3% de la generación total, sin embargo, es suficiente para crear interrupciones importantes, especialmente si se consideran las congestiones de red, lo que aumenta los efectos de la sobre o sub-producción. Por otra parte, este 3% de la producción total se genera sólo durante ciertas horas del día (cuando el sol está alto en el cielo). Bajo ciertas condiciones la producción de energía solar puede llegar a cubrir casi toda la demanda. El costo de los desequilibrios es lo suficientemente alto como para dar lugar a un aumento significativo en la factura de electricidad para los hogares y las empresas. Todo esto colabora para tener los precios más altos de electricidad de la OCDE⁵⁶.

VIII.2 Generación Distribuida y Microredes

De acuerdo a Navigant Research⁵⁷ el mercado global de microredes se está moviendo actualmente a la comercialización a gran escala con el lanzamiento de decenas de programas piloto exitosos a nivel mundial, la disminución de los costos de energía solar fotovoltaica (PV), y una relajación de las prohibiciones de operación de generación distribuida en momentos de congestión de red, incluyendo la capacidad de aislarse de la gran red de distribución durante emergencias. Como sucede con cualquier innovación, la adopción de las microredes aumentará más rápidamente a medida que la conciencia, y la confianza, en las capacidades de la plataforma crece.

Por una variedad de razones, América del Norte (y especialmente los Estados Unidos) todavía representa el mejor mercado global para todos los segmentos de microredes en términos de capacidad total. Factores clave incluyen zonas de pobre calidad de energía repartidos por todo los Estados Unidos y la estructura de un mercado de recursos energéticos distribuidos (DER). A nivel mundial, las estimaciones de Navigant Research muestran que los ingresos por implementación de microredes será de poco menos de US\$ 10 mil millones el 2013, aumentando a poco más de US\$ 40 mil millones anuales para el año 2020 en el escenario más probable. Esta cifra es significativamente superior a las previsiones anteriores del mercado, debido a la nueva inteligencia de mercado que sugieren que las microredes, incluyendo proyectos de modernización que incorporan activos heredados, requieren una mayor inversión de lo que se reconoce.

Basado en el reporte de IMAGINE⁵⁸ se encuentra que, en general, la U.E. fue el primer desarrollador de programas de investigación en microredes, seguido por el programa en Japón del NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization), y los programas de RDSI y SPIDER en los EE.UU. Más recientemente, los países de Asia (China, Corea del Sur y Singapur) tienen un interés cada vez mayor en las microredes. Japón también se ha renovado interés dadas sus dificultades con la energía nuclear. Una cronología de estos acontecimientos se proporciona en la figura 3. Si bien ha habido avances significativos en la tecnología de microredes y las normas de

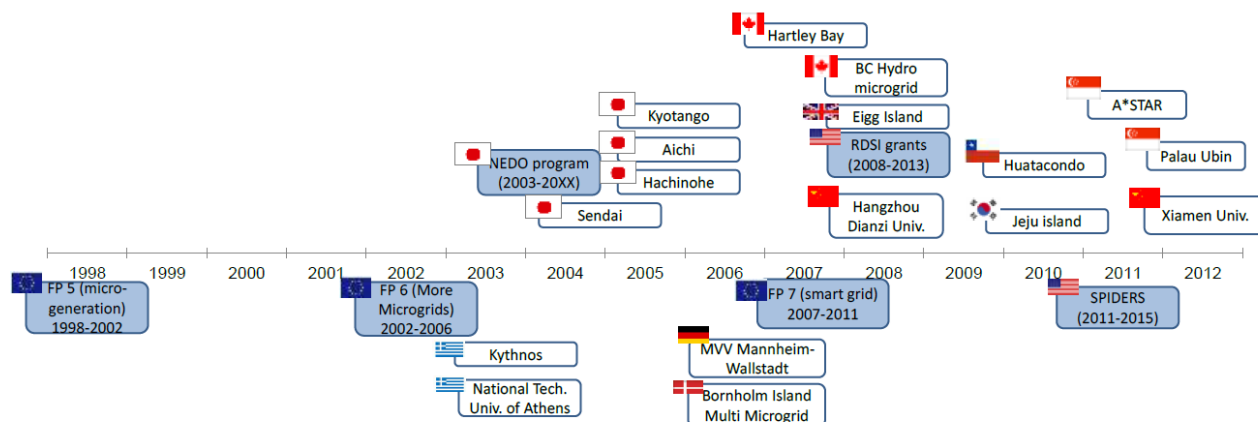
⁵⁶ Como se vio en Antecedentes.

⁵⁷ En su reporte Microgrids: Forecasts for Commercial/Industrial, Community/Utility, Campus/Institutional, Military, and Remote Microgrids: 2013-2020

⁵⁸ International Microgrid Assessment: Governance, INcentives, and Experience, Berkeley National Laboratory, 2012

interconexión, apoyo a las políticas microred sigue siendo un tanto insuficiente para el despliegue generalizado de microredes fuera de específicos programas patrocinados por el gobierno.

Figura 5: Línea de tiempo de programas de microredes.



Fuente: Berkeley National Laboratory, 2012

VIII.2.1 Europa

La U.E. fue el primer líder en el desarrollo de microredes, con grandes esfuerzos de I+D que se remonta hasta 1998. Bajo los 5to, 6to y 7mo Framework Programs (FP), investigación exhaustiva y demostraciones se han llevado a cabo en el área de las microredes. La FP 5 tenía un tema de integración a gran escala de micro-generación en redes de baja tensión, mientras que FP 6, también conocido como "Más Microredes" se enfocó en control y operaciones de microred. Estos programas han puesto en marcha muchos proyectos de microredes lo largo de los años, sobre todo la Microred de la Isla de Citnos, el Laboratorio de Sistemas de Energía de la Universidad Técnica Nacional, las microredes MVV de servicios públicos en Stuttensee y Mannheim Wallstad, el Bornholm Island Multi Microgrid, y el sistema remoto Isla de Eigg.

Mientras que el U.E. cuenta con un fuerte apoyo a la energía renovable (RPS en la U.E., programas de feed-in tariff⁵⁹ en varios países europeos), no es una señal política suficientemente fuerte para el despliegue generalizado de microredes. Por ejemplo, la U.E. tiene un fuerte paquete de energía y clima a largo con un ambicioso objetivo de gases de efecto invernadero del 80% en los niveles de 1990 eliminado para el año 2020. Sin embargo, la U.E. Emissions Trading Scheme cubre los servicios públicos, no los edificios, por lo que aún no es una señal de precio fuerte para los propietarios de edificios a tener en cuenta opciones de reducción de carbono, tales como microredes.

En cuanto a generación distribuida, Alemania es un gran ejemplo, donde se ha instalado 15.000 MW de generación fotovoltaica, de la cual 99% es generación distribuida, mayormente en techos de inmuebles. Las energías renovables no convencionales constituyen un 17%⁶⁰ de su matriz energética. Más de la mitad de la

⁵⁹ Es una política destinada a acelerar la inversión en tecnologías de energía renovable ofreciendo contratos a largo plazo para los generadores de energías renovables, por lo general basado en el costo de generación de cada tecnología.

⁶⁰ Distributed Generation in Germany: From policy planning to implementation to performance,

potencia eólica y tres cuartos de la solar instalada en Alemania es de propiedad local (personas, municipios, comunidades)⁶¹. Alemania ya está tomando decisiones hacia potenciar aún más la energía distribuida en vez de un modelo de grandes plantas generadoras centralizadas⁶². Mientras, España tiene 3.400 MW⁶³ de generación fotovoltaica distribuida.

VIII.2.2 Asia

Japón fue de los primeros líderes en la investigación microred, con la NEDO financiando una serie de proyectos de demostración con éxito a partir de 2003. Un número cada vez mayor de entidades del sector privado están cada vez participando en el desarrollo de microredes, como el reciente terremoto ha causado un resurgimiento del interés en la energía renovable y distribuida en medio la crisis de la energía nuclear. Además, un proyecto de demostración de microred en Sendai⁶⁴ operado con éxito como una isla por dos días, proporcionando energía y calor a un hospital local y otros edificios del campus. Las empresas japonesas como Shimizu e instalaciones NT también están buscando activamente oportunidades desarrollo de proyectos de microredes en el extranjero, como en los EE.UU. y China. Dada la dependencia de Japón de las importaciones de combustibles fósiles y sus ambiciosos objetivos climáticos y en energía limpia, las microredes llegan a ser una opción de energía cada vez más prometedora.

Además de Japón, otros países asiáticos han estado desarrollando programas de demostración de microredes los últimos años, como China, Corea del Sur y Singapur. Desde el año 2008, un puñado de proyectos de microred de demostración se han desarrollado en China, sobre todo en las universidades de todo el país. Ahora, NEA de China está planeando un papel de más alta escala para las microrredes, ya que planea sus 100 New Energy Cities, de los cuales 30 se fijan para ser accionado por microredes. China tiene un objetivo de energía no fósil del 15% en 2020. Está mirando a gas natural para proporcionar más oportunidades para distribuir la generación y la integración de las energías renovables, después de haber redactado recientemente Métodos de Gestión de Energía Distribuida. Hasta el momento, sin embargo, ningún organismo tiene jurisdicción sobre la política energética distribuida.

Singapur y Corea del Sur tienen cada uno un proyecto de demostración microred en fase de desarrollo, con Corea del Sur que muestra especial interés en el desarrollo de la red más inteligente o manifestaciones microrredes similar a su inteligente banco de pruebas de la red la isla de Jeju. Además, el lanzamiento oficial de Singapur a finales

Ellen von Zitzewitz, Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2012

⁶¹ Distributed Generation in Germany: From policy planning to implementation to performance,

Ellen von Zitzewitz, Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2012

⁶² Renewable Energies and Base Load Power Plants: Are They Compatible?, *Renews Special*, June 2010

⁶³ <http://www.ilsr.org/political-and-technical-advantages-distributed-generation/>

⁶⁴ Más detalles en capítulo X.5.

de 2011 de su Centro Experimental de Red Eléctrica (EPGC) en el Instituto de A*STAR de Ingeniería Química y Ciencias señala creciente interés y capacidad de investigación en Asia en el ámbito de las microrredes.

VIII.2.3 Americas

En los últimos años, los EE.UU. se ha convertido en un líder en la demostración microred y el desarrollo tecnológico, bajo dos programas de becas microrredes emblemáticas dirigidas por el Departamento de Defensa (SPIDER) y el Departamento de Energía (subvenciones RDSI). DOD es ejecución de un programa de subsidios por US\$ 38,5 millones para los tres manifestaciones diferentes microrredes en bases militares, con fiabilidad y la seguridad energética como principales objetivos. DOE hizo entrega de más de US\$ 50 millones en subsidios para nueve proyectos (más de \$ 100 millones de dólares con los participantes costo compartido) que todos tienen que demostrar una reducción de la carga peak de 15% en el alimentador de distribución local (o subestación) con DR y DER.

Además, otros esfuerzos en estándares (IEEE 1547), tecnología (CERT) y software (DER-CAM) han rellenado algunas lagunas de desarrollo en el sector de microrredes. Varios actores claves estadounidenses fueron fundamentales en la conducción de la autoría y publicación de normas para la interconexión de DER a la red, así como normas de aislamiento en microrredes. Tecnología de control CERTS de microred ha permitido proyectos de centro de atención en la cárcel de Santa Rita, la sede del Distrito de Servicios Públicos Municipales de Sacramento, y la Base de la Fuerza Aérea Maxwell. Por último, el Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM) desarrollado por Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) ha sido instrumental en ayudar a diversos proyectos de microrredes optimizar el funcionamiento de la demanda y suministrar tecnologías de energía para obtener el máximo reducción de costos y CO₂.

En ausencia de una política federal de energía limpia, la mayoría de los estados en los EE.UU. han venido aplicando legislación de energía limpia, con una evolución positiva de las microrredes también. Leyes de Net-Metering y estándares de interconexión existen en 44 estados. Algunos estados tienen foco específico para la energía distribuida incluyendo Illinois, Nuevo México y Arizona.

Otras geografías de las Américas tienen también evolución en microrredes. Canadá y Chile ambos tienen proyectos de microrredes que sirven a comunidades remotas, cada aumentando confiabilidad y reduciendo la dependencia de costosas importaciones de combustibles fósiles por buque o camión. Canadá también tiene un programa de I+D denominado NSERC Smart Network Microgrid, con una financiación total de US\$ 4,6 millones en cinco años y un proyecto insignia en el Instituto de Tecnología de Columbia Británica. En 2009 Canadá ya produce 77% de su electricidad a partir de fuentes libres

de carbón, principalmente hidroeléctricas, nucleares, biomasa y eólica, y tiene un objetivo teórico de aumentar esa proporción al 90% en 2020.

VIII.3 Caso de estudio: Terremoto en microred de Sendai, Japon

El caso de estudio de la experiencia operacional de la microred de Sendai en Japon en las consecuencias del terremoto de Tohoku el 2011 es de gran valor para este documento. Muestra enseñanzas importantes para casos similares, un escenario que se puede ver perfectamente en Chile dada la capacidad sísmica existente y la experiencia del terremoto del 2010. Para este caso se resume y adapta a lo visto hasta el momento en este documento⁶⁵.

Este estudio de caso describe el Microgrid Sendai, ubicado en el campus de la Universidad de Tohoku Fukushi en la ciudad de Sendai, en el distrito de Tohoku en Japón, y se centra en su funcionamiento a raíz del terremoto de Tohoku.

La Microred de Sendai fue diseñada inicialmente en 2004 como un banco de pruebas para un proyecto de demostración de la New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO).

El 11 de marzo de 2011, el devastador terremoto del Este de Japón Gran golpeó el distrito de Tohoku, causando daños catastróficos en el sistema de suministro de energía del distrito por un número de días. A pesar de la devastación extrema, la Microred de Sendai continuó suministrando electricidad y calor a los consumidores.

VIII.3.1 Configuración de la microred de Sendai

La configuración del sistema de microred ha cambiado varias veces desde que el proyecto de demostración de NEDO. La Microred de Sendai tiene varias fuentes de generación: dos motores de gas, una celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC) y una matriz fotovoltaica. Fue diseñado de acuerdo con un concepto de calidad multi-energía, para ser capaz de suministrar diversas clases de calidad de la energía dentro de una microred. La principal fuente de energía para el Sendai Microgrid es el combustible para los motores de gas, procedente de una tubería de área amplia.

Un acuerdo con la empresa de energía eléctrica en la zona permite a la Microred de Sendai suministrar energía a las cargas dentro de la zona incluyendo los servicios de atención hospitalaria y de enfermería se encuentra en el campus de la Universidad de Tohoku Fukushi.

La electricidad suministrada por la Sendai microred se divide en cinco clases de acuerdo con el nivel de calidad de la energía. La máquina de resonancia magnética (MRI) y el servidor instalado en la clínica y de laboratorio se alimenta con la clase de mayor confiabilidad. Los centros de cuidado se suministran con clases de alta confiabilidad pero que soportan interrupciones para satisfacer las necesidades críticas de los residentes de edad avanzada. El hospital, que atiende a pacientes con

⁶⁵ Se encuentra el caso de estudio entero en <http://www.nedo.go.jp/content/100516763.pdf>.

enfermedades psiquiátricas y las enfermedades internas, recibe potencia de tercera prioridad.

Después de que se completó el proyecto de demostración NEDO, el sistema se modificó a fin de que pueda actuar como un "sistema de co-generación" la utilización de la energía térmica del calor residual producido por los motores de gas utilizados en los establecimientos hospitalarios y médicos para suministrar calor, el agua caliente, y agua fría, refrigerado por máquinas de absorción. Así, la microred de Sendai ha evolucionado hasta convertirse en un sistema integral de energía producir y entregar no sólo electricidad, pero la energía térmica también.

VIII.3.2 Terremoto de Tohoku del 11/03 Área y Sistema de Energía

El terremoto de la región de Tohoku en la costa del Pacífico se produjo en el fondo del mar 130 kilómetros de la costa este-sureste de la península de Oga prefectura de Miyagi en 14:46:18 JST día 11 de marzo de 2011, con una magnitud de 9.0. Fue el terremoto más fuerte registrado en la historia del país, lo que resulta en un daño devastador en el noreste de Japón. El tsunami que produjo causó enormes pérdidas de vidas y bienes. Las zonas del interior de las regiones de Tohoku y Kanto sufrieron daños a los servicios públicos vitales debido al cierre de las centrales eléctricas y el colapso de la infraestructura, lo que obligó a los residentes a soportar las dificultades significativa hasta la restauración.

Un apagón se produjo inmediatamente después del terremoto en la mayoría de las áreas atendidas por la empresa de energía eléctrica local, con muchas plantas de energía apagándose completamente. Fuente de alimentación de la red pública a la zona que rodea la Microred de Sendai no se restableció por casi tres días.

El sistema de suministro de gas sufrió enormes daños también. Suspensión de suministros a gran parte de la zona por causa del terremoto y el tsunami fue más allá de lo pensado, cerrando suministros de gas a clientes residenciales.

VIII.3.3 Operación de Microred de Sendai

Como se describe anteriormente, el terremoto causó graves daños en el distrito de Tohoku, donde se encuentra la microred de Sendai. Cuando ocurrió el terremoto, se detiene el suministro de energía a la zona que rodea la microred de Sendai, lo que resulta en una interrupción de tres días.

Sin embargo, la Microred de Sendai fue capaz de suministrar energía a las cargas dentro de su área de servicio de forma continua.

VIII.3.4 Lecciones aprendidas

Como se ha descrito anteriormente, la Microred de Sendai continuó suministrando poder a pesar de los devastadores daños al sistema de suministro de energía en el área de Tohoku, debido al terremoto. Las lecciones aprendidas de esta experiencia tienen muchas implicaciones para el futuro diseño, el emplazamiento y la construcción de microredes. Éstas se examinan en los cuatro puntos.

1. Importancia de las microredes en casos de desastre

En primer lugar, se demostró que las microredes son un sistema de suministro de energía muy eficaz en tiempos de desastre.

El terremoto y el tsunami juntos fueron un desastre sin precedentes, que fue totalmente fuera de lo previsto. En los últimos tiempos, los japoneses nunca han experimentado estar sin electricidad por tanto como tres días. Por lo tanto, una recuperación de esta escala nunca fue anticipada ni prevista. Es de destacar que la Microred de Sendai fue capaz de continuar el suministro ininterrumpido de energía eléctrica en tales circunstancias graves.

La temperatura era de aproximadamente 5 °C cuando se produjo el terremoto, y por debajo de 0 °C a partir de la medianoche a través de la mañana del día siguiente, por lo que el suministro de calor para los sobrevivientes fue un tema crítico. Esto fue especialmente un reto para la Universidad de Tohoku Fukushi, con sus amplias instalaciones de atención médica y de salud. No fue crucial abastecer no sólo de electricidad, sino también de energía térmica para mantener los pacientes hospitalizados y ancianos residentes del hogar. La microred lo hizo posible a través de su sistema de cogeneración con el apoyo de los motores de gas.

Este resultado se puede atribuir a la respuesta "inmediata y flexible" con fuente de generación ininterrumpida que es posible con microredes, que por definición sirven cargas definidas en un área limitada.

Varios propósitos pueden ser resueltos por la creación de microredes, como minimizar la pérdida de energía, maximizando el uso de las energías renovables y la creación de nuevos modelos de negocio para la generación y distribución de electricidad. Sin embargo, esta experiencia demuestra que microredes ofrecen importantes ventajas y beneficios en las áreas de supervivencia y resiliencia a desastres. Esto debe tenerse en cuenta a la hora que microredes son diseñadas, situadas y construidas.

La experiencia de Sendai nos muestra que las microredes tienen un papel importante en el suministro de energía de respaldo durante largos períodos de tiempo a las instalaciones críticas durante los desastres, sobre todo cuando se sustenta el cuidado de pacientes del hospital y residentes de hogares de ancianos deben ser sostenidos.

2. Importancia de una diversidad de fuentes de energía

Es evidente que la clave para el suministro continuo de energía de la Microred de Sendai durante el desastre fue una diversidad de fuentes de energía. Equipado con motores de gas y energía fotovoltaica, la microred es capaz de operar en modo isla tras el apagón.

Los motores de gas utilizan gas natural suministrado a través de tuberías de media presión como combustible. En Japón gasoductos media / alta se componen de tubos de acero de alta resistencia y se sueldan juntas que son altamente resistentes a los desastres. Estos se utilizan para entregar un suministro estable de energía a los motores de gas en el Sendai a pesar de las perturbaciones causadas por el terremoto.

Los motores de gas que tienen acceso a un suministro de energía fueron fundamentales para la capacidad de la Microred de Sendai para suministrar energía durante el periodo de la interrupción cuando tuvo que aislarse debido a la interrupción del servicio de la compañía de distribución.

Las pilas de combustible y arreglos fotovoltaicos pueden no ser suficientes fuentes de energía en caso de desastres, por ejemplo, los paneles solares se pueden romper durante un terremoto y quedar inutilizables durante largos períodos de lluvia. Las fuentes de energía de las microredes están determinadas por diversos factores, como la eficiencia económica, la compatibilidad ambiental y la fiabilidad del suministro. La Microred de Sendai está diseñada para utilizar múltiples fuentes de energía, más que nada gas natural alimentado a través de una tubería de media presión resistente a los desastres. Esto proporciona un suministro estable de energía en tiempos de desastre.

3. Importancia de los equipos de seguridad

Otro de los factores que permitió a una fuente de alimentación continua a la Microred de Sendai fue la batería de plomo como un respaldo de seguridad para los cortes de energía. La experiencia Sendai demostró claramente que un sistema de almacenamiento de energía, que se está convirtiendo cada vez más importante actualmente, fue crítico para mantener una fuente de alimentación estable durante el desastre.

Acumuladores, sin embargo, son muy caros y las consideraciones de costo dictan que sólo se debe confiar en situaciones de urgente necesidad. Por tanto, es importante especificar las cargas que se debe dar la máxima prioridad en la peor situación. "Priorización de carga" está implícita en el concepto de una microred con múltiples fuentes de energía de calidad, tal como la Microred de Sendai. Los acontecimientos del terremoto / tsunami demostraron el valor de este concepto, que fue validado por el buen funcionamiento de la microred en sus consecuencias.

4. Importancia de las operaciones globales y la formación

Por último, un plan integral que incluye a los operadores ha demostrado ser indispensable para eficaces operaciones de microred. Las operaciones en caso de desastre son diferentes de las operaciones normales, además, hay muchos desastres que están fuera de lo previsto, como el terremoto y el tsunami.

A medida que avanza la tecnología en microrredes, atención se vuelva sobre todo a las combinaciones de fuentes de energía y de almacenamiento, configuraciones de equipos, equipos de computación y aplicaciones de software. Al mismo tiempo, la importancia de los operadores que tienen pleno conocimiento y buen dominio del sistema debe ser parte de la ecuación. Procedimientos operativos y capacitación de los operadores son elementos importantes en la implementación de las microrredes y esenciales para su buen funcionamiento, especialmente en tiempos de desastres que son fuera de lo previsto.

En conclusión, podemos observar que la previsión en el diseño de la microred con múltiples fuentes de energía de calidad, la Microred de Sendai, por NEDO y la

continuidad de su operación proporciona un recurso crítico de alto valor durante un acontecimiento totalmente imprevisto, un evento "más allá de lo supuesto".

IX.MERCADO RESIDENCIAL

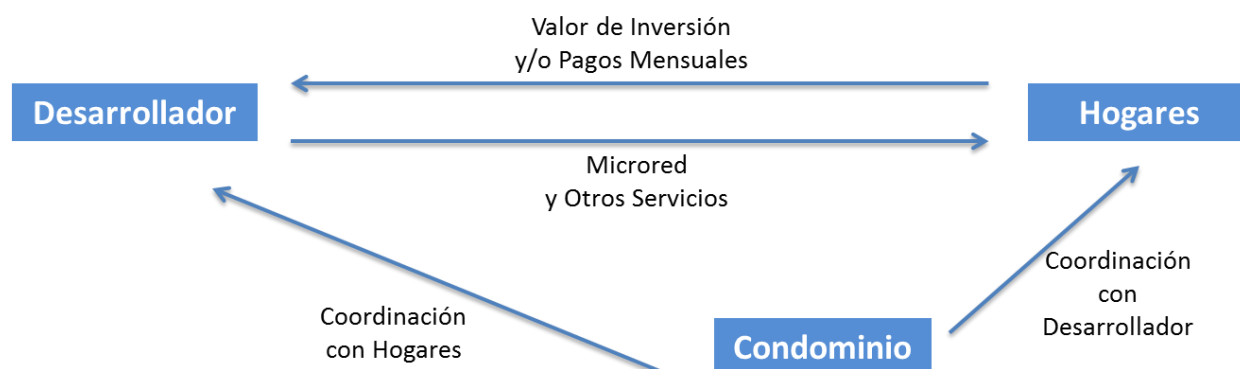
IX.1 Modelo de Negocio

Al llegar a un mercado para implementar un producto, como es el caso de las microredes eléctricas, es necesario contar con un modelo de negocio que oriente cómo procede el negocio. Para este caso de mercado residencial se presentan dos posibles modelos de negocio.

IX.1.1 Modelo 1

Un primer modelo de negocio que se puede implementar contempla a los consumidores de energía en casas residenciales como clientes, los cuales usualmente están insertados en una población o condominio. Se tiene además a los administradores de condominios o juntas vecinales que son intermediarios en el modelo los cuales sirven como punto de llegada al cliente final.

Figura 6: Modelo 1 de Negocios Residencial



IX.1.2 Propuesta de Valor

El implementar una microred en un área residencial tiene varios beneficios.

- Dependiendo de la capacidad de los generadores se reduce considerable o completamente el gasto en electricidad mensual. Considerando generación completa, el costo de la energía generada en microred puede ser alrededor de

un 50% más barato para un sector con precio de energía de ~\$100 pesos el kWh.

- En caso de que se produzca un corte del suministro eléctrico por la red externa la microred puede funcionar de forma autónoma por un determinado tiempo, logrando una red más resiliente y confiable.
- Puede ser una alternativa especialmente económica para zonas con alto costo de electricidad de parte del distribuidor con costos por kWh por sobre los 120 \$/kWh.
- Servicios de monitoreo y control de consumo. Manejo inteligente de energía y distribución según demanda energética local.

IX.1.3 Segmento de Clientes

El cliente primario es el consumidor propiamente tal u hogar que se encuentra en un condominio o población residencial.

IX.1.4 Canales, Relación con el Cliente e Ingresos

El canal de llegada a los clientes es a través del condominio o junta de vecinos.

Otra forma de canal es una presencia online a través de su página web que permite hacerse conocer a través de un gran público. Por otro lado al implementarse microredes la propia presencia tendrá un efecto en el reconocimiento en posibles clientes.

La relación con el cliente es de forma indirecta donde sólo se vuelve a interactuar por asuntos de mantención de los equipos. Por otro lado si se escoge un modelo de ingresos que se cobre por energía consumida entonces la relación es de distribuidor-consumidor donde mes a mes se verifique las condiciones del cliente y se realice el cobro. Además se pueden mantener servicios de operaciones y mantención además de otros servicios con los consumidores.

La forma de ingresos del desarrollador pueden ser varias. La más directa es el cobro por la implementación de la microred en un solo monto. Otra opción es cobrar por el consumo energético que tenga el consumidor, de esta forma se tienen cobros mensuales por la vida útil del proyecto. Una tercera opción es modelo mixto con otros tipos de cobros. Se considera para el documento un modelo de cobro único al contado por parte del cliente.

IX.1.5 Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos

El desarrollador para operar tiene que claramente implementar la microred y realizar actividades de mantención cuando sea necesario.

Los recursos clave son en el caso de pago al contado por la microred la propia experiencia de los desarrolladores, en cambio en el caso de que se cobre mensualmente los desarrolladores son dueños de los equipos de generación lo que es un recurso clave.

En cuanto a los asociados se debe considerar organismos municipales y gubernamentales que puedan colaborar de varias formas tanto en temas urbanísticos como de financiamiento.

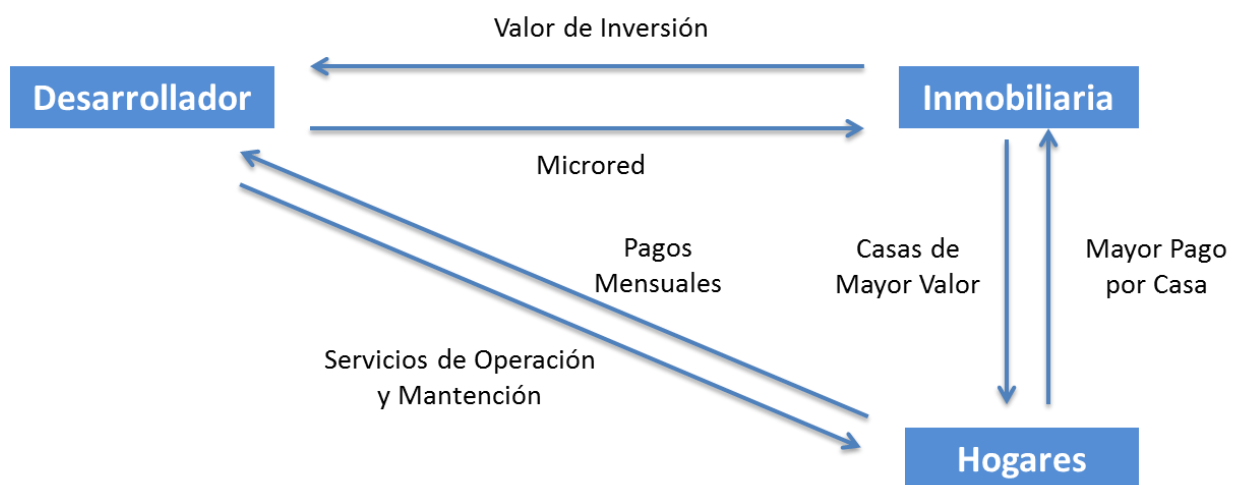
Un asociado que puede ser clave dependiendo del caso son las distribuidoras ya que se debe contar con varios acuerdos para poder implementar la red sin problemas.

La estructura de costos de inversión es principalmente por los costos de los equipos necesarios para la microred y los costos de recursos humanos para levantar el proyecto, lo que integra a ingenieros de proyecto e instaladores principalmente. Por otro lado los costos operaciones de la microred no son parte del desarrollador pero si puede entregar servicios de mantención y operación.

IX.1.6 Modelo 2

Un segundo modelo de negocios que es posible ser implementado contempla a los consumidores en segundo plano, siendo el cliente primario las inmobiliarias y constructoras. A estas se les vende la implementación de una microred en etapa de diseño de un nuevo condominio o población, lo que aumenta el valor percibido de las casas de la villa.

Figura 7: Modelo 2 de Negocios Residencial



IX.1.7 Propuesta de Valor

El que un condominio nuevo tenga una microred tiene varios beneficios:

- El valor intrínseco de las casas sube considerablemente ya que futuros inquilinos se ahorran costos de energía.
- Se obtiene buena imagen de empresa al usar métodos de generación renovable.
- Se posiciona como empresa inmobiliaria en lo última en tecnologías lo que permita posicionarse en estrato socioeconómicos de altos ingresos.

Por otro lado los hogares tienen el mismo valor explicado en el Modelo 1, donde además es posible agregar servicios de monitoreo de consumos y control a distancia de la microred.

IX.1.8 Segmento de Clientes

El cliente primario es la inmobiliaria que está diseñando un nuevo condominio residencial. El cliente secundario es el consumidor propiamente tal que se encuentra en condominio o población residencial.

IX.1.9 Canales, Relación con el Cliente e Ingresos

El canal de llegada a los clientes es muy similar al del Modelo 1 donde por esfuerzos del propio desarrollador se llega a las inmobiliarias.

La relación con el cliente es de forma indirecta donde solo se vuelve a interactuar por asuntos de mantención de los equipos. En cuanto a los hogares se tiene una relación cliente-proveedor al entregarle servicios mes a mes.

La forma de ingresos del desarrollador es por el cobro de la implementación de la microred en un solo monto a la inmobiliaria. Por otro lado se tienen ingresos por servicios varios de forma mensual a los hogares.

IX.1.10 Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos

El desarrollador para operar tiene que claramente implementar la microred y realizar actividades de mantención cuando sea necesario.

Los recursos clave son en el caso de un solo cobro por la microred la propia experiencia de los desarrolladores.

En cuanto a los asociados se debe considerar organismos municipales y gubernamentales que puedan colaborar de varias formas tanto en temas urbanísticos como de financiamiento.

Un asociado que puede ser clave dependiendo del caso son las distribuidoras ya que se debe contar con varios acuerdos para poder implementar la red sin problemas.

La estructura de costos es principalmente por los costos de los equipos necesarios para la microred y los costos de recursos humanos para levantar el proyecto, lo que integra a ingenieros de proyecto e instaladores principalmente.

IX.2 Análisis Técnico

Para evaluar técnicamente la posible implementación de microredes eléctricas en áreas residenciales urbanas, necesario considerar varios aspectos.

Para poder ejemplificar la información que se debe considerar se llevará a cabo un caso de posible implementación de microred la cual se desarrollará en los próximos puntos.

IX.2.1 Aspectos geográficos

Ubicación

La ubicación donde se instalará la microred es fundamental, donde se tiene que tener un detalle del punto geográfico, altura a la que se encuentra y la superficie total de los inmuebles.

Se debe considerar el espacio físico para instalar los generadores. La instalación de torres con aerogeneradores se puede ver impedido por obstáculos que corten el viento como edificios o árboles, por lo que se debe tener un sector libre de estas interferencias tomando en consideración la altura de la torre, que usualmente varía entre 10 y 20 metros. Por otro lado el caso de los paneles fotovoltaicos es necesario contar con techos que apunten al lado norte, en caso que se instalen ahí, con tal de poder captar la mayor cantidad de radiación de parte del sol. En caso que no se tenga acceso a techos con esa característica se debe considerar el uso de estructuras que sean capaces de inclinar los paneles para captar de forma óptima la radiación.

Para el caso del ejemplo de microred residencial (EMRR en adelante), se ocupará una posición geográfica en la ciudad de Antofagasta en la región del mismo nombre a los 23 65' Latitud Sur 70 39' Longitud Oeste. La superficie es de 30 718,1 km² a 40 msnm.

Información Demográfica

La información demográfica del condominio se debe tener en cuenta cuántas personas viven y el crecimiento que ha tenido los últimos ya sea por nuevos vecinos que llegan o se van. Esto con tal de poder estimar la cantidad de personas que estén insertas en la microred a futuro. La distribución por rango etario vale considerarse también.

Para el EMRR se considera un condominio de 30 casas con aproximadamente 100 personas. Se asume una población familiar joven con adultos entre 30 y 60 con 1 o 2 niños por casa.

Flora y Fauna

Por otro lado está la flora y fauna del lugar a considerar. Para el caso residencial no es muy relevante dado que es un sector urbano. Por lo mismo para el EMRR no se considera aspectos de flora y fauna que pudieran afectar la microred.

Clima

El clima si es un factor importante a considerar. Instalar equipos en climas desérticos es muy diferente a hacerlo en climas húmedos y lluviosos. Especialmente si se considera el uso de tecnología fotovoltaica donde climas lluviosos implican más nubosidad y por ende menos radiación durante el año. Se debe considerar que la temperatura que se tenga en el lugar puede afectar el funcionamiento de los equipos, ya sea temperaturas extremas bajas o altas hace complicado el tipo de tecnologías a implementar. Por otro lado temperaturas bajas en climas templados son beneficiosas para paneles fotovoltaicos ya que funcionan de mejor forma.

Las características climáticas de la Región de Antofagasta son de una marcada aridez, combinado con una escasa vegetación existente definen un paisaje natural conocido como Desierto de Atacama. Localizados en franjas longitudinales se encuentran cuatro subtipos climáticos desérticos.

En la costa se localiza el clima desértico costero nuboso donde se localiza la ciudad de Antofagasta. Sus efectos se manifiestan hasta 20 kilómetros al interior donde la sequedad atmosférica es mayor, debido a que por causas del relieve la influencia marítima es retenida en los cerros de la Cordillera de la Costa. Las características principales de este subtipo climático se traducen en un efecto modelador de las temperaturas producido por la corriente fría de Humboldt, la presencia de abundante humedad, neblinas matinales y la ausencia de precipitaciones. Las lluvias registran un leve aumento hacia el sur del litoral, de igual manera lo mismo ocurre hacia el interior del altiplano⁶⁶.

La Tabla 2 presenta los valores mensuales promedios de temperatura y precipitaciones en la comuna de Antofagasta.

Tabla 2: Temperatura y precipitaciones en Antofagasta

Mes	Temperatura diaria máxima (°C)	Temperatura diaria mínima (°C)	Precipitación total (mm)
Ene	24.0	17.0	0.1

⁶⁶ Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Clima y Vegetación Región de Antofagasta

Feb	24.0	17.0	0.1
Mar	23.0	16.0	0.0
Abr	21.0	15.0	0.0
May	19.0	13.0	0.3
Jun	18.0	12.0	0.7
Jul	17.0	12.0	0.4
Ago	17.0	12.0	0.1
Sep	18.0	13.0	0.3
Oct	19.0	14.0	0.0
Nov	20.0	15.0	0.0
Dic	22.0	16.0	0.0
Anual	20.2	14.3	2

Fuente: MSN Weather 29 de marzo de 2008

IX.2.2 Recursos Naturales Disponibles

Un elemento fundamental es la fuente de recursos renovables que se tengan en el lugar a instalar la red. Se deben contar con los recursos de radiación solar y/o viento necesarios. Para ello se debe ver que fuentes de información se tienen del lugar. Son muchas las formas que se pueden usar. Preliminarmente los registros históricos que cuenta el ministerio de energía es una fuente confiable de los recursos disponibles y a base de estos se puede estimar los recursos renovables futuros. Sin embargo para microredes de escala media o alta (sobre los 30kW de potencia instalada) es recomendable tener registros in situ de los recursos para tener una predicción más detallada. Muchas veces se cuenta con estaciones meteorológicas en la zona que llevan años registrando variables relevantes. Instrumentos de medición de radiación horizontal (piranómetro), dirección y velocidad del viento (veleta y anemómetro), humedad (higrómetro), temperatura (termómetro) y volumen de agua lluvia (pluviómetro), son los normales en las estaciones meteorológicas y de gran utilidad al momento de obtener información para los equipos de generación. En caso de no contar con estaciones meteorológicas se debe realizar mediciones en el lugar con los equipos adecuados durante un determinado tiempo mínimo que va a depender del lugar y tecnología a ocupar.

Recurso Solar

Para determinar el potencial energético del recurso solar en la localidad se pueden utilizar las siguientes fuentes de información:

1. Como primera fuente de información se ocupa los datos de radiación de la estación meteorológica más cercana en caso de existir. Esta se considera medición precisa de radiación.
2. Medición directa durante al menos una semana en terreno. Idealmente se debe hacer mediciones en varios meses del año para tener un perfil de las estaciones. Se registran datos cada 30 minutos durante el día entero. Los datos se toman con un equipo piranómetro.
3. Datos de radiación histórica de la zona más cercana que cuente con registros. Para ello se puede usar servicios como el Explorador de Energía Solar a cargo del departamento de Geofísica de la Universidad de Chile respaldada por el Ministerio de Energía.

Con la medición en el lugar y los registros históricos se logra un perfil de radiación promedio y detallada a toda hora del día. Se debe considerar la orientación óptima de captado de radiación ya que usualmente las mediciones se hacen horizontales. Por eso se debe corregir estas mediciones con la orientación óptima de los paneles. A partir de lo anterior se puede calcular un factor de planta de un generador fotovoltaico preliminar que permite dar una idea de la eficacia que tendrá la generación a base solar.

Para el EMRR se ocupa los datos de radiación del Explorador de Energía Solar. Las características del sitio seleccionado se muestran en la tabla 2.

Tabla 3: Características del Sitio

Latitud	23.65 S
Longitud	70.39 O
Elevación	81 metros

“La cantidad de radiación que se recibe en un punto depende del ángulo de incidencia de los rayos con respecto a la superficie receptora. La irradiancia global horizontal (GHI) es la radiación que se recibe en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la Tierra y por lo tanto va recibiendo con distinto ángulo la radiación directa del sol a través del día. La GHI es la suma de las componentes directa y difusa de la radiación”⁶⁷.

Tabla 4: Energía solar diaria en el sitio

Año	MJ/m2	KWh/m2 día
2003	22.38	6.22

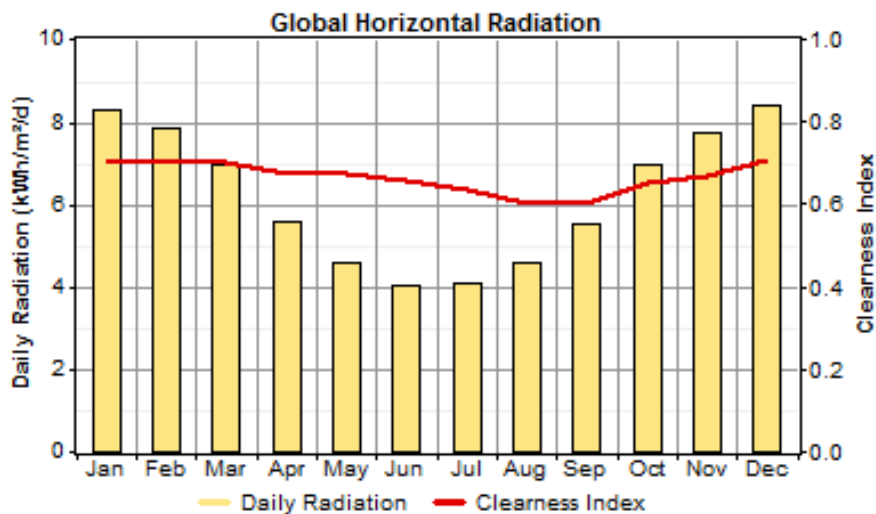
⁶⁷ Radiación Global Horizontal, Evaluación del Recurso Solar, Depto. Geofísica FCFM.

2004	22.35	6.21
2005	22.18	6.16
2006	22.24	6.18
2007	22.22	6.17
2008	22.94	6.37
2009	22.17	6.16
2010	22.02	6.12
2011	22.64	6.29
2012	22.44	6.23
Promedio	22.36	6.21

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor promediado durante un año de la energía sumada sobre todas las horas del día. Este valor puede ser una sobreestimación en lugares de topografía abrupta que se encuentren encajonados y donde la duración del día sea menor a la duración del día en un sitio llano, a la latitud, longitud y elevación correspondientes.

La Figura 3 muestra la radiación mensual e índice de claridad del lugar. El dato de radiación fue obtenido del reporte de recurso solar del Explorador de Energía Solar mientras que el índice de claridad fue calculado con el software Homer⁶⁸ el cual se usa para evaluar proyectos de energías renovables. El índice de claridad indica a partir de datos de ubicación y radiación que tan despejado están los cielos del sitio.

Figura 8: Promedio de radiación mensual e índice de claridad



⁶⁸ <http://homerenergy.com/>

Recurso Eólico

Para determinar el potencial eólico en el lugar, se pueden considerar las siguientes fuentes de información:

1. Como primera fuente de información se ocupa los datos de viento de la estación meteorológica más cercana en caso de existir. Esta se considera medición precisa de viento.
2. Medición directa de velocidad y dirección de viento a variadas alturas con un muestreo cada 5 minutos, utilizando una estación de medición eólica.
3. Datos de viento históricos entregados por explorador de energía eólica, herramienta desarrollada por el departamento de geofísica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía y la Agencia Alemana de Cooperación Técnica GIZ. La medición se realiza a 5 y 15[m] de altura.

En las mediciones en terreno es importante hacerlo a suficiente altura y en un lugar que minimice la rugosidad del terreno con tal de obtener datos fidedignos.

Usando otras mediciones anteriores es importante verificar a que fechas fueron hechas. Así con lo anterior se puede formar un perfil de viento tanto a cada hora del día como por cada mes del año y una rosa de viento que indica la dirección del viento a diferentes meses del año. Lo usual para el caso de aerogeneradores es tener un nivel promedio mínimo de velocidad de viento de 3 m/s a 10 o 20 metros de altura ya que recién a esas velocidades funciona usualmente el generador. Por esta razón lo normal es que en Santiago se tenga solamente tecnología fotovoltaica de generación ya que es muy poco el viento que corre.

A partir de los datos de temperatura y presión se puede deducir la densidad del aire. Por otro lado es de importancia calcular el coeficiente de rugosidad. La siguiente ecuación nos permite estimar la velocidad a una altura h cualquiera a partir del dato de altura h_o y el coeficiente de rugosidad del viento α :

$$V(h) = V_o \left(\frac{h}{h_o} \right)^\alpha$$

Teniendo ambas velocidades y alturas se puede obtener el coeficiente de rugosidad.

Es a partir de estos parámetros que podemos calcular el perfil vertical de viento y el potencial de generación eólica. Para el EMRR no se considera el recurso eólico.

IX.2.3 Estado Actual del Sistema Eléctrico

Por otro lado es importante considerar la configuración actual de la red eléctrica. La topología de la red y cableado es importante considerarlo para el diseño de la microred ya que influye en que puntos se puede conectar las fuentes de generación lo que puede limitar los espacios disponibles óptimas para instalar los equipos. Un aspecto importante de la red es respecto a los dueños del cableado y postes que lo sostienen ya que la microred se debe implementar usándolos, si no los costos se hacen prohibitivos.

Es usual que la distribuidora tenga el control del cableado eléctrico por lo que está la complejidad de cómo abordar la negociación para uso de las instalaciones. La distribuidora debe por ley permitir el uso de estos siempre y cuando se pague un fee por este, sin embargo en la práctica las distribuidoras se ven perjudicadas por los proyectos de generación distribuida, en especial cuando una gran cantidad de clientes se restan de sus servicios. Esto causa que se generen incentivos perversos en las distribuidoras y puede que se provoquen barreras al uso efectivo del cableado eléctrico.

IX.2.4 Diagnóstico de la Demanda Eléctrica

Para determinar el estado actual de la demanda eléctrica de la población objetivo y poder proyectar a futuro, se pueden usar varios métodos. Para el caso residencial donde los clientes han consumido hasta el momento electricidad a partir de distribuidores la solución es simple si se requiere el consumo total ya que simplemente se revisa las cuentas eléctricas de los últimos meses para obtenerlo. Sin embargo es necesario el perfil completo de consumo para hacer una evaluación correcta, es decir obteniendo el consumo que tienen los usuarios a toda hora del día. Para ello es posible adquirir los detalles de consumo de las distribuidoras que manejan esta información. En caso contrario se debe hacer entrevistas a la gente que vive en el lugar y estimar a partir de ello cuanto consumen en el día. Es un gran reto estimar estos consumos por la variabilidad y por capturar hábitos de consumos frente a diferentes situaciones en los hogares. Es por esta razón que se realizan encuestas exhaustivas para tratar de capturar esta información. Como en el caso residencial es normal que la mayoría de los integrantes de la familia estén ausentes durante el día los mayores consumos se encuentran en la tarde-noche.

Para las entrevistas se consideran los artefactos eléctricos que cuentan las casas, la capacidad que tienen y en qué momento en el día y cuantas horas se ocupan en promedio. A partir de ello se puede calcular la energía que se ocupa a cada hora por casa y por el conjunto entero. Como en los casos residenciales usualmente se cuenta con puras casas residenciales no es necesario considerar los casos excepcionales como hoteles o grandes negocios.

A partir de los datos anteriores se construye un ciclo de carga para las residencias de las personas. Para esto se usa un proceso recursivo usando factores de forma para que la forma de este consumo descontado todos los otros consumos permita obtener la curva de demanda total del sistema.

Proyección de Demanda Eléctrica

Para realizar la evaluación económica del proyecto y el diseño de las diferentes fuentes de energía que sería necesario utilizar para el sistema, es necesario realizar una proyección de la demanda. Son varios los criterios que se pueden ocupar para estimar una proyección en el tiempo.

Considerar la tasa de llegada de nuevos inquilinos en la población, crecimiento vegetativo y aumento de consumo por nuevos artefactos eléctricos adquirir los próximos años son todas opciones a considerar. Esta información se puede obtener a través de entrevistas con los clientes residenciales.

Demanda en Ejemplo de Microred

En el caso del EMRR se considera los datos entregados en documentos del Programa de Estudios e Investigación en Energía⁶⁹. La demanda promedio mensual de un hogar al año 2013 es de 191,6 kWh calculado a partir de los datos en el documento del PRIEN y CNE⁷⁰⁷¹. Para las estimaciones de consumo de la microred se consideran los datos anteriores aplicados a un condominio de 30 casas.

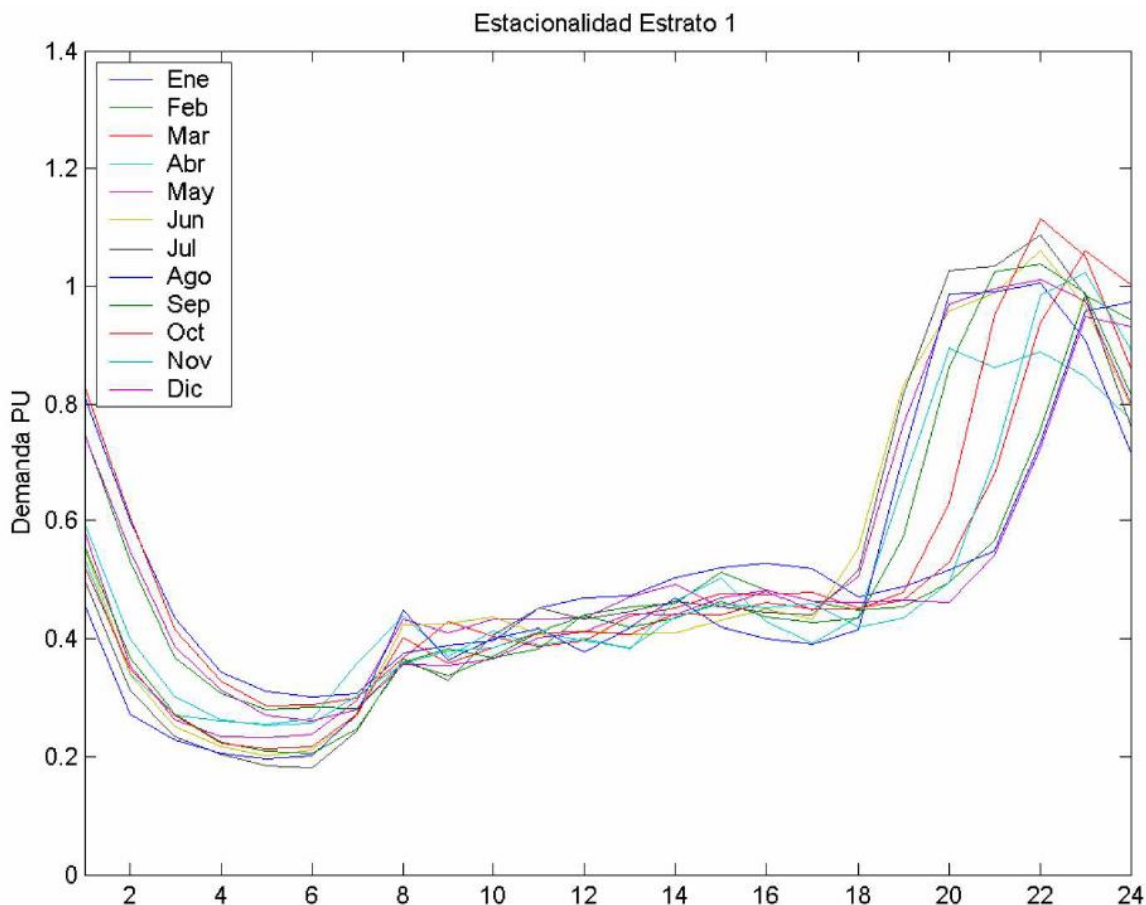
Por otro lado el perfil de consumo de un hogar promedio durante un día estratificado en los meses del año se muestra en la Figura 4.

⁶⁹ En particular: Efecto en el consumo de energía eléctrica del cambio de horario en Chile, 2009, PRIEN.

⁷⁰ Cálculo a base del consumo promedio estimado por hogar mensual en Chile que es de 146,7 kWh al año 2008 y un crecimiento de la demanda energética residencial de 5,5% según datos del CNE

⁷¹ Según datos del CNE

Figura 9: Perfil de Consumo de un Hogar Promedio



Fuente: Efecto en el consumo de energía eléctrica del cambio de horario en Chile, 2009, PRIEN.

A partir de la curva y el consumo energético mensual se construye un perfil de demanda tipo a usar para evaluar la microred eléctrica.

IX.2.5 Alternativas de Conexión

Uno de los problemas técnicos de implementar una microred a nivel residencial es la conexión de la generación a las casas. Por un lado se debe poder entregar la energía generada a todas las casas de la microred, lo que se puede hacer a través del mismo cableado ocupado por la distribuidora. Sin embargo se llega a un problema al momento de medir cuanto energía de la consumida por las casas es de generación de la microred y cuanto de la red de distribución. Esto es porque la energía llega a través de un mismo punto y el medidor de cada casa, que es lo que ven las distribuidoras, no distingue entre una u otra fuente de energía.

Una posible solución a este problema es conectar los generadores directamente a las casas como si en casa se tuviera un medio de generación. La dificultad que tiene esta solución es que se debe colocar un inversor para cada conexión a casa lo que eleva a costos prohibitivos la implementación. Este se debe al tipo de red que se tiene en las casas.

Normalmente las líneas de transmisión de electricidad son de tipo trifásico, es decir, cuentan con tres fases de carga. Se puede identificar de forma visual en el cableado eléctrico que usualmente tiene 4 cables, un cable por cada fase y el cable que alimenta el alumbrado público. Si bien la red es trifásica, las casas son monofásicas. A estas les llega electricidad por una sola fase, y una población usualmente tiene distribuida de forma equilibrada un tipo de fase a cada casa. En términos prácticos, una casa no puede conectarse fuera del cableado trifásico con otra casa a menos que sean de la misma fase. Es por esto que al conectar los medios de generación a las casas se debe contar con un inversor por cada punto. Sin embargo esto se puede solucionar agrupando las casas que son de una misma fase en lo que se denomina “barra”. Las barras pueden ser simplemente un poste de luz pero en la cual casas de una misma fase están conectadas, de esta forma al conectar el generador solamente se necesita un inversor por barra en vez de tener uno por cada casa. De esta forma las casas consumen lo generado y el medidor que sale a la red de distribución mide solamente lo que se necesitó comprar de la red.

Otra opción para la red es hacer un acuerdo con la distribuidora para que este mida a la “entrada” de la microred, de esta forma como los flujos de generación y consumo se hacen por dentro de la microred, el neto de esto se mide en la conexión de la red de distribución y la población. Sin embargo esta solución puede ser complicada por el hecho de tener que hacer acuerdo con la distribuidora. Como se discute en otras secciones, la distribuidora tiene incentivos contrarios lo que dificulta la implementación de la solución.

Es posible llevar más allá la figura de la microred y transformarse en Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). Ser un PMGD entrega a la microred mucha mayor libertad y poder de negociación. Así puede comprar electricidad en Alta Tensión lo cual es considerablemente más económico que comprar en Baja Tensión que es lo normal para casas residenciales. Para ello, sin embargo, es necesario implementar un transformador para poder traspasar la energía en AT a BT para poder ser consumida por las casas. Otro gran beneficio de esta figura es que le permite inyectar excesos de generación de energía a la red de distribución y así poder vender al precio spot. De esta forma se desliga de la ley de Net-Metering que funciona principalmente para casos residenciales. El precio spot al cual se vende la energía varía enormemente, sin embargo hoy en día está a niveles históricos dado la sequía que ha azotado al país los últimos años⁷². Por otro lado al ser generación con medios renovables se tiene prioridad al inyectar energía a la red de distribución por lo que siempre se puede vender el

⁷² “Mayor embalse para generación eléctrica está en menos nivel desde 1999”. La tercera. 14 de Abril de 2013.

exceso. Estas razones hacen bastante atractivo poder vender energía en AT al sistema a través de la figura de un PMGD, sin embargo no es claro como poder llevar un condominio o población a tener esta figura legal ya que es básicamente desprenderse del resto de las poblaciones.

IX.3 Análisis Económico

IX.3.1 Aspectos Económicos

Por el lado económico del análisis corresponde comparar los precios que pagan los consumidores residenciales promedio llevándolo al tiempo presente considerando la vida útil de los equipos de la microred y comparándolo con los montos de inversión y mantención de la microred.

Un factor que hacía atractivo a la generación distribuida a mediados del año 2012 era la posibilidad de instalar generadores con una capacidad alta con tal de poder inyectar los excesos de energía al sistema interconectado central. Esto era posible dado como se presentó la ley de net-metering inicialmente, donde el valor al cual se inyectaría la energía al sistema sería cercano a los precios de energía distribuida. Sin embargo hoy en día la ley se ha ido modificando considerablemente y el escenario actual parece indicar mayor complejidades para vender y una tendencia a precios de inyección mucho más bajos, alrededor de 0.5 veces el precio de las distribuidoras, lo que disminuye el atractivo de planear una capacidad instalada que inyecte al sistema interconectado.

Considerando lo anterior la conveniencia de instalar una microred económicamente hablando dependerá mucho de donde se quiera realizar ya que distintas zonas en el país tienen distintas capacidades de generación dado los recursos renovables que tienen además de tener precios diferentes dados por las distribuidoras. Además cabe considerar los costos por el uso del cableado eléctrico que puede que incluya costos no directos y pueden provocar una evaluación económica poco precisa.

Con lo anterior, puede que económicamente sea conveniente implementar una microred, sin embargo esto viene de la mano con una fuerte inversión. Si bien los costos son usualmente menores a la instalación de un generador propio para una casa, el costo de implementar los equipos es usualmente prohibitivo para poblaciones de clase media y baja. Es por esto que si se diera un caso de implementación de microred residencial donde el costo caiga en los consumidores, son muy pocas las poblaciones capaces de soportar la inversión ya que deben ser estratos sociales altos.

Otra es la discusión en caso de que este costo se vea apalancado por el estado. Sin embargo las situaciones donde el estado pudiera subsidiar son muy limitadas, siendo usualmente casos donde los costos actuales de electricidad son demasiados altos.

IX.3.2 Evaluación de Ejemplo de Microred

Como se dijo anteriormente, para el caso del EMRR se analizan tres capacidades de generación en tres escenarios distintos.

Para la evaluación se considera la tarifa de energía que se muestra en la Tabla 4, en la cual el costo de cada kWh es de \$106 pesos correspondiente a la ciudad de Antofagasta por la distribuidora Elecda. Esto sirve para darle valor a la energía generada por los equipos.

Tabla 5: Costos de energía eléctrica para clientes residenciales BT-1A para distribuidora Elecda

Item	costo
Cargo fijo (\$/mes)	1060,944
Cargo único por uso del Sistema de Transmisión Troncal (\$/kWh)	0,008
Cargo por energía base (\$/kWh)	106,851
Cargo por energía adicional de invierno (\$/kWh)	0

Fuente: Tarifas de Suministro Eléctrico Elecda, 2012

Por otro lado se considera un consumo anual fijo correspondiente a 69.004 kWh obtenido al considerar el consumo mensual promedio de 30 casas durante un año. Los cálculos de generación fueron realizados con el software Homer a partir de datos de radiación y consumo.

Se consideran tres tamaños de generación:

- Capacidad de 30 kW de generación fotovoltaica la cual produce 64.390 kWh al año.
- Capacidad de 20 kW de generación fotovoltaica la cual produce 42.926 kWh al año.
- Capacidad de 10 kW de generación fotovoltaica la cual produce 21.463 kWh al año.

Se consideran estos tamaños de microred con tal de no tener mayor generación que consumo de energía, esto es importante ya que pese a que la microred está conectada a la red de distribución, el valor de venta de energía a la red es siempre menor al de compra de energía.

Para estimar el costo de la microred se considera el costo de instalación de una planta fotovoltaica de 37.2 kW cortesía de la empresa de origen español Eurener. El costo de la planta fotovoltaica corresponde a 1994 UF, la cual llevadas a pesos⁷³ corresponde a \$45,6 millones.

Esta planta contempla los siguientes equipos:

- 162 Módulos fotovoltaicos Eurener PEPV 230 W/ 24V
- 3 Inversor Sunny Tripower 10000TL. Monitorización del inversor mediante tarjeta.

En el costo de la planta se considera además el montaje e instalación eléctrica lo que contempla colocación de módulos sobre estructura, cableado de módulos, conexión al inversor, cuadro de contadores, armarios de medida y otros elementos de conexión y protección, estructura soporte en acero galvanizado para módulos fotovoltaicos, incluidos elementos de anclaje y sujeción, totalmente instalada.

El valor anterior implica un valor de watt instalado de \$1.228 pesos (~US\$2,45) lo que coincide con los estándares más económicos en la industria para plantas fotovoltaicas del rango de las decenas de kW instaladas⁷⁴. Dadas las altas flexibilidades en equipos es posible estimar cualquier tamaño de generación a partir del valor de watt instalado conservando los rangos de capacidad. Además la diferencia de costos entre una planta de generación y una microred es despreciable para el caso residencial. Los gastos de operación y mantenimiento si es algo que no está considerado en el valor anterior y es un factor importante en la proyección de la microred, sin embargo por simplicidad se omitirá estos costos en los cálculos. En la Tabla 5 se encuentra los valores de inversión para los tres tamaños a considerar.

Tabla 6: Costos de Inversión Microredes

Capacidad (kW)	30	20	10
Costo	\$ 36.842.366	\$ 24.561.577	\$ 12.280.789

Se van a considerar tres escenarios:

- Sin ley de Net-Metering, es decir, no se puede vender energía a la red de distribución.

⁷³ A un valor de UF de \$22.911 en mayo de 2013.

⁷⁴ <http://www.greentechmedia.com/articles/read/can-u.s.-solar-pv-costs-keep-falling>

- Con ley de Net-Metering que permita vender a un 50% del precio de la distribuidora.
- Con ley de Net-Metering que permita vender a un 75% del precio de la distribuidora.

Como ya se ha mencionado anteriormente, a partir de la tarifa a la cual compran los clientes residenciales energía a la distribuidora se puede calcular el ahorro potencial que tendrían dada la generación de energía de la microred. Un aspecto muy importante a considerar es que el cálculo no es tan simple para los casos que se tiene capacidad de generación alta. Para proyectos pequeños de generación (20% del consumo residencial por ejemplo) es posible asumir que toda la energía generada es consumida por los clientes, pero cuando esta capacidad aumenta ya no corresponde. Esto es por la curva de radiación, y por lo mismo generación, es diferente a la curva de consumo. Así en momentos del día que hay alta radiación posiblemente coincida con un punto bajo de consumo del día.

A partir del uso de Homer es posible ver cuánto de la generación efectivamente es consumida por los clientes y cuánta energía se debe comprar a la red de distribución. La Tabla 6 muestra la diferencia de generación y compra de energía contrastado con el consumo anual.

Tabla 7: Comparación de Generación y Compra de Energía en Microredes

	30 kW	20 kW	10 kW
Consumo Anual (kWh)	69004	69004	69004
Generación Anual (kWh)	64390 (59%)	42926 (47%)	21463 (29%)
Compra Anual (kWh)	45579 (41%)	47582 (53%)	52540 (71%)

Como se puede observar que pese a que la generación de energía cambia considerablemente, la compra de energía se mantiene relativamente estable (diferencias de 4,4% y 10,4%). Esto es consecuencia de que el mayor consumo energético se produce en la tarde-noche cuando no se tiene radiación o muy reducido.

Escenario sin Net-Metering

Un escenario sin Net-Metering implica que toda energía generada que no es consumida al instante se pierde ya que no es posible inyectarla a la red de distribución.

Considerando el caso de una capacidad de 30 kW instalados el cual tiene un costo de inversión de \$36,8 millones de pesos, se obtiene que el ahorro real generado por la planta fotovoltaica sea de \$2,5 millones de pesos anuales. Esto se calcula restando el consumo energético anual con la compra de energía a la red de distribución ya que la

diferencia corresponde a lo consumido de la generación fotovoltaica, lo que es multiplicado por la tarifa de la distribuidora.

A partir del ahorro anual y el costo de inversión, y usando una tasa de descuento del 10% a un horizonte de 20 años⁷⁵, se obtiene un VAN de -\$14.120.660 pesos.

Por otro lado para el caso de 20kW instalados se tiene un costo de inversión de \$24,5 millones de pesos y un ahorro de \$2,29 millones de pesos anuales. El VAN a una tasa de descuento de 10% y horizonte de 20 años es de -\$4.612.756 pesos.

Por último para el caso de 10 kW instalados se tiene un costo de inversión de \$12,28 millones de pesos y un ahorro de \$1,76 millones de pesos anuales. El VAN a una tasa de descuento de 10% y horizonte de 20 años es de \$2.451.407 pesos.

La Tabla 7 muestra la comparación entre los VAN de los distintas capacidades de microred.

Tabla 8: VAN de proyectos de 30, 20 y 10 kW sin N-M.

	30 kW	20 kW	10 kW
VAN	-\$ 14.120.661	-\$ 4.612.757	\$ 2.451.408

Es claro que el proyecto de microred más pequeño es el más conveniente en el punto de vista económico, al ser de menor capacidad la cantidad de energía que se pierde es considerablemente menor a sus contrapartes.

Escenario Net-Metering 50%

En el escenario que se tenga Net-Metering el cual se pague un 50% de la tarifa de distribución se estará vendiendo energía a la mitad de lo que se compra. Cabe considerar que esto es una gran simplificación de la ley pero por fines del análisis económico se considera de esta forma.

Para una microred con capacidad de 30 kW, la que al igual que en el punto anterior tiene un costo de inversión de \$36,8 millones de pesos y un ahorro de \$2,5 millones de pesos anual. A esto se le debe sumar los ingresos por venta de energía el cual corresponde a la resta entre el total de generación menos la energía ahorrada

⁷⁵ Los equipos fotovoltaicos tienen vida útil por fabricación de 20 años donde posteriormente funcionan a un 80-70% de capacidad.

anualmente, a esto se le multiplica por un 0.5 de la tarifa de compra de energía. De esta forma el monto de venta de energía anual es de \$2,18 millones de pesos.

A partir de los datos anteriores y usando una tasa de descuento del 10% a un horizonte de 20 años se obtiene un VAN de \$2.817.901 pesos.

Por otro lado para el caso de 20kW instalados se tiene un costo de inversión de \$24,5 millones de pesos y un ahorro de \$2,29 millones de pesos anuales. Sumando la venta de energía anual de \$1.14 millones de pesos, el VAN a una tasa de descuento de 10% y horizonte de 20 años es de \$4.278.833 pesos.

Por último para el caso de 10 kW instalados se tiene un costo de inversión de \$12,28 millones de pesos y un ahorro de \$1,76 millones de pesos anuales. Al sumar la venta de energía anual de 267 mil pesos, el VAN a una tasa de descuento de 10% y horizonte de 20 años es de \$4.518.309 pesos.

La Tabla 8 muestra la comparación entre los VAN de los distintas capacidades de microred.

Tabla 9: VAN de proyectos de 30, 20 y 10 kW con N-M de 50%

	30 kW	20 kW	10 kW
VAN	\$ 2.817.901	\$ 4.278.833	\$ 4.518.310

Claramente se aprecia como un escenario con Net-Metering mejora considerablemente las evaluaciones de los proyectos. Si bien los proyectos de mayor capacidad aumentaron considerablemente su valor, aun así no supera al de 10 kW. Es interesante comprobar a que porcentaje de venta de energía se empieza a preferir proyectos de generación grandes.

Escenario Net-Metering 75%

En el escenario que se tenga Net-Metering el cual se pague un 75% de la tarifa de distribución se estará vendiendo energía a tres cuartos de lo que se compra.

Para una microred con capacidad de 30 kW, la que, como en las secciones anteriores, tiene un costo de inversión de \$36,8 millones de pesos y un ahorro de \$2,5 millones de pesos anual, se le suma los ingresos por venta de energía el cual corresponde a la resta entre el total de generación menos la energía ahorrada anualmente como se explicó anteriormente, pero ahora se multiplica por un 0.75 de la tarifa de compra de energía. De esta forma el monto de venta de energía anual es de \$3,28 millones de pesos.

A partir de los datos anteriores y usando una tasa de descuento del 10% a un horizonte de 20 años se obtiene un VAN de \$11.287.182 pesos.

Por otro lado para el caso de 20kW instalados se suma la venta de energía anual de \$1.72 millones de pesos, así el VAN a una tasa de descuento de 10% y horizonte de 20 años es de \$8.724.628 pesos.

Por último para el caso de 10 kW instalados se suma la venta de energía anual de 400 mil pesos, de esta forma el VAN a una tasa de descuento de 10% y horizonte de 20 años es de \$5.551.760 pesos.

La Tabla 9 muestra la comparación entre los VAN de los distintas capacidades de microred.

Tabla 10: VAN de proyectos de 30, 20 y 10 kW con N-M de 75%

	30 kW	20 kW	10 kW
VAN	\$ 11.287.182	\$ 8.724.629	\$ 5.551.761

IX.4 Análisis Sociocultural

La mayor complejidad sociocultural al implementar una microred a nivel residencial recae en el alto costo de inversión en caso que esta recaiga en los consumidores. Como se tiene que todos los hogares del condominio estén de acuerdo con la inversión requiere de un gran esfuerzo para unificarlos lo que no es sencillo de ninguna forma que se aborde.

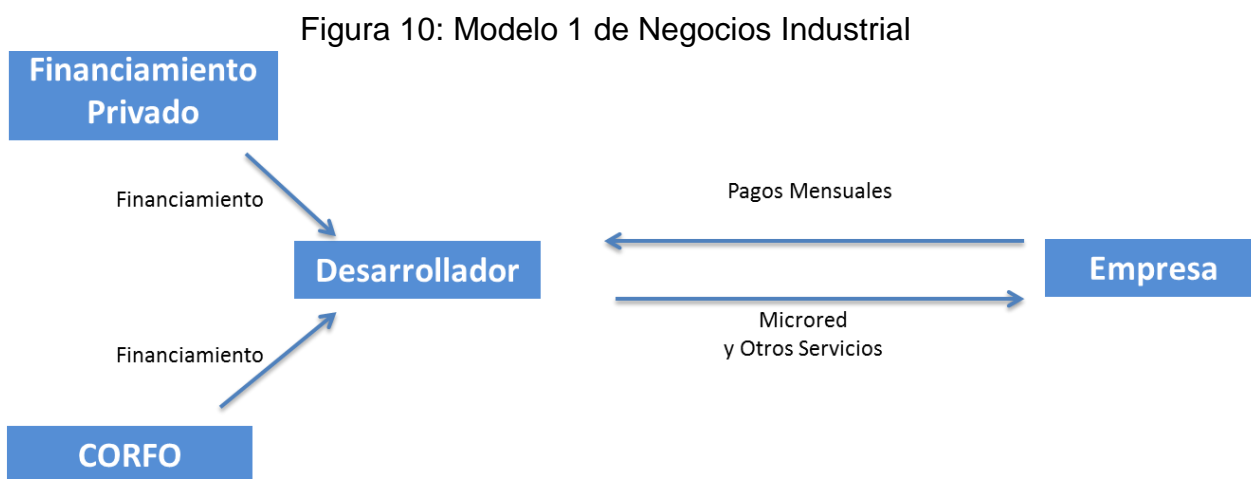
Por otro lado está el problema de definir cuanto debe invertir cada consumidor ya que los hogares tienen consumos diferentes unos con otros. Se tendría que acordar una forma clara de definir cuanto paga cada uno, pero de ahí a futuro no hay forma de comprobar si los perfiles de carga cambian considerablemente. Por lo mismo una solución más simple puede ser dejar que la inversión sea igualitaria para todos los hogares, dado que gran parte del tiempo la generación solo alimentará una base del consumo de cada casa.

Se debe considerar en el análisis a las distribuidoras que son usualmente dueñas del cableado eléctrico en poblaciones residenciales, eso significa que a la hora de implementar la microred y ocupar esta red eléctrica es necesaria la negociación con la empresa. Sin embargo esto no es sencillo dado que la distribuidora no tiene incentivos para permitir la microred ya que pierde clientes. Si bien por ley tiene que entregar las líneas a cambio de un fee de uso, tiene incentivos perversos para generar barreras en la práctica que impidan el buen uso del cableado. Parte del plan estratégico para implementar la microred debe considerar por ende, como es abordada la distribuidora. Negociaciones pueden ser una opción o se pueden optar por recursos legales, lo que pueden llevar un largo tiempo de realizarse siendo los costos del proyecto cercano a prohibitivo.

X. MERCADO INDUSTRIAL

X.1 Modelo de Negocio

Un modelo de negocios que es posible ser implementado y está siendo fomentado su uso en Chile es el modelo ESCO (Energy Service Company)⁷⁶, donde el desarrollador actúa como proveedor de energía como un servicio. Una ESCO ofrece implementar soluciones de eficiencia energética en todo el espectro de proyectos, facilitando el acceso al financiamiento para su ejecución⁷⁷. En este caso a las empresas se les implementa la microred corriendo el desarrollador con la inversión con la ayuda del programa de CORFO “Innovación en Energías Renovables” y/o otras instituciones de financiamiento privado, y se le cobra mensualmente a la empresa de acuerdo al ahorro generado por un periodo de contrato acordado, donde posteriormente queda como activo del cliente.



X.1.1 Propuesta de Valor

Implementar una microred en una industria tiene beneficios específicos para este sector.

Confiabilidad

Los consumidores de energía tienen muy altas expectativas de electricidad confiable y de alta calidad, pero no esperan que paguen mucho. Necesitan que las luces permanezcan prendidas, que las líneas de producción sigan funcionando y mantener

⁷⁶ <http://cer.gob.cl/blog/2013/03/mesa-publico-privada-fomentara-modelo-esco-en-chile/>

⁷⁷ Eficiencia energética y modelo de negocio ESCO, ANESCO, 2011

los costos de energía bajos. Aumentando la cantidad de energía en el sitio (generación y/o almacenamiento) con una solución de microred reduce el riesgo de una pérdida de energía catastrófica y puede reducir los costos.

Eficiencia

La reducción de consumo es la manera más rápida para impactar los costos de energía. Un primer paso es la crear transparencia en todo el sistema con medición avanzada para impulsar el ahorro, "lo que se mide se gestiona." Implementar otras tecnologías, como la iluminación de bajo consumo, las unidades de frecuencia variable (VFD) en los motores y actualizaciones en calderas, mejorará aún más la eficiencia energética. El aumento de la cantidad de generación en el sitio tiene la ventaja añadida de reducir al mínimo las pérdidas de línea de transmisión y distribución - tanto como un 7% de electricidad generada⁷⁸.

Seguridad del suministro

El suministro de energía es vulnerable a desastres naturales y otros riesgos. El aumento de la cantidad de generación en sitio en conjunto a medidas de seguridad físicas y digitales apropiadas es una buena estrategia de reducción del riesgo.

Sostenibilidad

Un número creciente de organizaciones coloca un valor más alto en la generación de energía renovable y se comprometen a objetivos a largo plazo, independientemente del tiempo esperado para recuperar la inversión. Por ejemplo, una universidad puede querer servir como un "laboratorio viviente" para la ingeniería ambiental y la tecnología desarrollada por sus estudiantes e investigadores, o un fabricante puede querer aumentar su imagen en sustentabilidad en mercados extranjeros por la reducción de gases de efecto invernadero en sus procesos de producción⁷⁹.

La propuesta de valor del modelo de negocios es:

- Nuevos negocios. El cliente identifica nuevas oportunidades de negocios dentro de su empresa. El cliente se enfoca en su negocio, sin tener que preocuparse más que por brindar las condiciones mínimas para el desarrollo del proyecto.
- Baja inversión inicial del cliente. La ESCO o el agente financiero aporta los recursos necesarios y la inversión se recupera con los ahorros generados por los proyectos de ahorro de energía. Transfiere riesgos técnicos y financieros a la ESCO, ya que su rentabilidad está directamente asociada al éxito del proyecto.
- Garantía de resultados. Los pagos se relacionan directamente con los resultados medidos que se obtienen del proyecto de EE implementado. Optimización de proyectos técnicos, porque la ESCO tiene una visión orientada a la eficiencia⁸⁰.

⁷⁸ Estimación EIA, 2008

⁷⁹ The Business Case for Microgrids, Robert Liam Dohn, Siemens, 2011.

⁸⁰ Eficiencia energética y modelo de negocio ESCO, ANESCO, 2011

X.1.2 Segmento de Clientes

Los clientes ideales para microrredes eléctricas, en específico para este modelo, son parques industriales con procesos que se ejecutan continuamente, donde un corte de luz o caídas de voltaje resulta en graves pérdidas. En este segmento también se agrupan tipos de clientes además del industrial los casos de aplicaciones en servicios públicos críticos como lo son las clínicas y hospitales, operaciones militares, universidades y centros de investigación.

X.1.3 Canales, Relación con el Cliente e Ingresos

No se tiene un canal de llegada al cliente certero y va a depender del desarrollador y las conexiones que tenga con la industria.

La relación con el cliente es de forma directa donde se monitorea constantemente las operaciones energéticas de la empresa y se cobra a partir de ello.

Se cobra a partir de los niveles de ahorro que obtuvo la industria con todas las medidas de eficiencia energética y generación. De esta forma se compara cuanto hubiera sido el costo sin microrred con el escenario con microrred y se cobra un proporcional a la diferencia.

X.1.4 Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos

El desarrollador para operar tiene que claramente implementar la microrred y realizar actividades de monitoreo de demanda energética y la mantención cuando sea necesario.

Los recursos clave son en este caso la microrred con sus equipos ya que son a partir de esto que se cobra al cliente.

En cuanto a los asociados se debe considerar organismos gubernamentales como CORFO que tiene el programa de “Innovación en Energías Renovables” que apalanca considerablemente proyectos de generación con modelo ESCO para clientes empresas usando fuentes de generación renovables. Otro asociado son otras instituciones financieras que aporten el capital para la implementación del proyecto.

La estructura de costos de inversión es principalmente por los costos de los equipos necesarios para la microred y los costos de recursos humanos para levantar el proyecto y la operación, lo que integra a ingenieros de proyecto e instaladores principalmente.

X.2 Análisis Técnico

Para el caso de mercado industrial, las microredes se implementarían en grandes instalaciones de la industria donde es necesaria una gran red interna que pasará a ser una microred autónoma. El aspecto técnico para este mercado se considera muchos de los mismos factores que son propios de una microred. Para evaluar técnicamente la posible implementación de microredes eléctricas en industrias, es necesario enfocarse a cómo opera la industria ya que a partir de ello se diseña una microred ad-hoc.

Los recursos renovables del lugar como radiación y viento, el espacio disponible para la instalación de los equipos y gran parte de los contenidos técnicos se referencian al capítulo anterior ya que son comunes entre los segmentos.

X.2.1 Aspectos geográficos

Ubicación

La ubicación donde se instalará la microred en industria es de una importancia menor a otros sectores, se debe considerar el punto geográfico, altura a la que se encuentra y la superficie total del parque industrial.

Se debe considerar el espacio físico para instalar los generadores, usualmente las industrias tienen grandes extensiones de techo inutilizado que es ideal para un escenario con tecnología fotovoltaica, el resto de consideraciones se explican en IX.3.1.

Información Demográfica

La información demográfica de la industria es de irrelevante ya que no está sujeta a consumo eléctrico de personas si no que primordialmente de procesos y maquinarias.

Flora y Fauna

Similar al caso residencial, es de poca relevancia la flora y fauna en el caso industrial.

Clima

El clima como anteriormente se ha hablado es de importancia al evaluar la implementación de una microred. Dependiendo del clima se puede definir que tipo de tecnología de generación tener además de considerar otros factores como se analizó el capítulo anterior.

X.2.2 Recursos Naturales Disponibles

En el momento de evaluar los recursos naturales disponibles se debe ser bastante más riguroso en comparación al sector residencial dado que para el sector industrial los tamaños de generación son bastante más altos (del orden de los MW instalados). Por eso mismo medición en terreno con equipos especializados durante varios tiempos en el año para hacer perfiles de recursos en diferentes estaciones.

Recurso Solar

Para determinar el potencial energético del recurso solar en la localidad se pueden utilizar las siguientes fuentes de información:

1. Datos de radiación de la estación meteorológica más cercana en caso de existir lo que es de alta precisión.
2. Medición directa durante al menos una semana en terreno. Dependiendo del nivel de exactitud es la cantidad de horas y momentos que se registren los datos con un piranómetro.

Como se mencionó en el capítulo anterior, con la medición en el lugar y los registros históricos se logra un perfil de radiación promedio y detallada a toda hora del día. Se debe considerar la orientación óptima de captado de radiación ya que usualmente las mediciones se hacen horizontales. Por eso se debe corregir estas mediciones con la orientación óptima de los paneles. A partir de lo anterior se puede calcular un factor de planta de un generador fotovoltaico preliminar que permite dar una idea de la eficacia que tendrá la generación a base solar.

Recurso Eólico

Para determinar el potencial eólico en el lugar, se pueden considerar las siguientes fuentes de información:

1. Datos de viento de alta precisión de la estación meteorológica más cercana en caso de existir.
2. Medición directa de velocidad y dirección de viento a variadas alturas con un muestreo que depende del grado de exactitud que se requiera dado el tamaño de la microred, utilizando una estación de medición eólica.

Como se analizó en el capítulo anterior: Usando otras mediciones anteriores es importante verificar a que fechas fueron hechas. Así con lo anterior se puede formar un perfil de viento tanto a cada hora del día como por cada mes del año y una rosa de viento que indica la dirección del viento a diferentes meses del año. Lo usual para el caso de aerogeneradores es tener un nivel promedio mínimo de velocidad de viento de 3 m/s a 10 o 20 metros de altura ya que recién a esas velocidades funciona usualmente el generador. Por esta razón lo normal es que en Santiago se tenga

solamente tecnología fotovoltaica de generación ya que es muy poco el viento que corre.

A partir de los datos de temperatura y presión se puede deducir la densidad del aire. Por otro lado es de importancia calcular el coeficiente de rugosidad. La siguiente ecuación nos permite estimar la velocidad a una altura h cualquiera a partir del dato de altura h_o y el coeficiente de rugosidad del viento α :

$$V(h) = V_o \left(\frac{h}{h_o} \right)^\alpha$$

Teniendo ambas velocidades y alturas se puede obtener el coeficiente de rugosidad.

X.2.3 Estado Actual del Sistema Eléctrico

Este punto es de los de mayor importancia al implementar una microred en industrias. Especialmente cuando se cuenta con una fábrica con múltiples procesos simultáneos. Para ejemplificar esto se ocupa en parte en información del paper Industrial Application of Microgrids⁸¹. Este representa tan solo un caso específico y no es reproducible para la gran cantidad de casos industriales que se pueden tener como sectores agrícolas, locales de retail, mineras, bodegas, empresas de oficina, etc. Sin embargo, el ejemplo sirve para dar una referencia del sector.

Una descripción detallada de la fábrica es necesaria para entender cómo se debe diseñar la red. Como ejemplo esta industria tiene una demanda general de 1 MW y está conectado a la red principal con una serie de transformadores. Dentro de la planta hay tres principales edificios: la fábrica, el almacén y las oficinas. La red proporciona también otra planta en la vecindad inmediata de la una bajo estudio. Cada parámetro del sistema se encuentra a partir de tablas disponibles a partir de la literatura. Análisis de estado estacionario se usa para obtener voltaje perfiles y los flujos de energía para el sistema en los siguientes escenarios: sin unidades, con recursos distribuidos de generación (GD) con conexión a la red y con GD de en modo de aislamiento, cuando la conexión a la red principal falla.

Diseño de la Fábrica

El sitio industrial en ejemplo produce hojas de papel y la empresa tiene una línea de producción que es sensible a la calidad de poder en sus alimentadores, y está dispuesta a explorar los beneficios de la introducción del GD como un medio de mejorar la fiabilidad del suministro de energía. La figura 11 muestra la visión general de la planta, que detalla la ubicación relativa y el tamaño de los edificios principales: fábrica,

⁸¹ Por el Consortium for Electric Reliability Technology Solutions: <http://certs.lbl.gov/pdf/industry-microgrid-6.pdf>

almacén y oficinas y también proporciona la ubicación de los transformadores y principal cables en diferentes niveles de tensión. La figura 11 muestra el diagrama eléctrico de la planta con detalles de los edificios, cargan ubicación y el tamaño del cable y la longitud. También esta numeración utilizada para modelar la fábrica y se especifica la demanda total de energía activa para cada edificio. Las cajas negras en los cables representan los interruptores que se disparará en el caso de que la conexión principal con la red falla y el sistema entra en el modo de isla. Estos interruptores descartan parte de la red que no es crucial para la supervivencia de la planta.

Figura 11: Plano del sitio

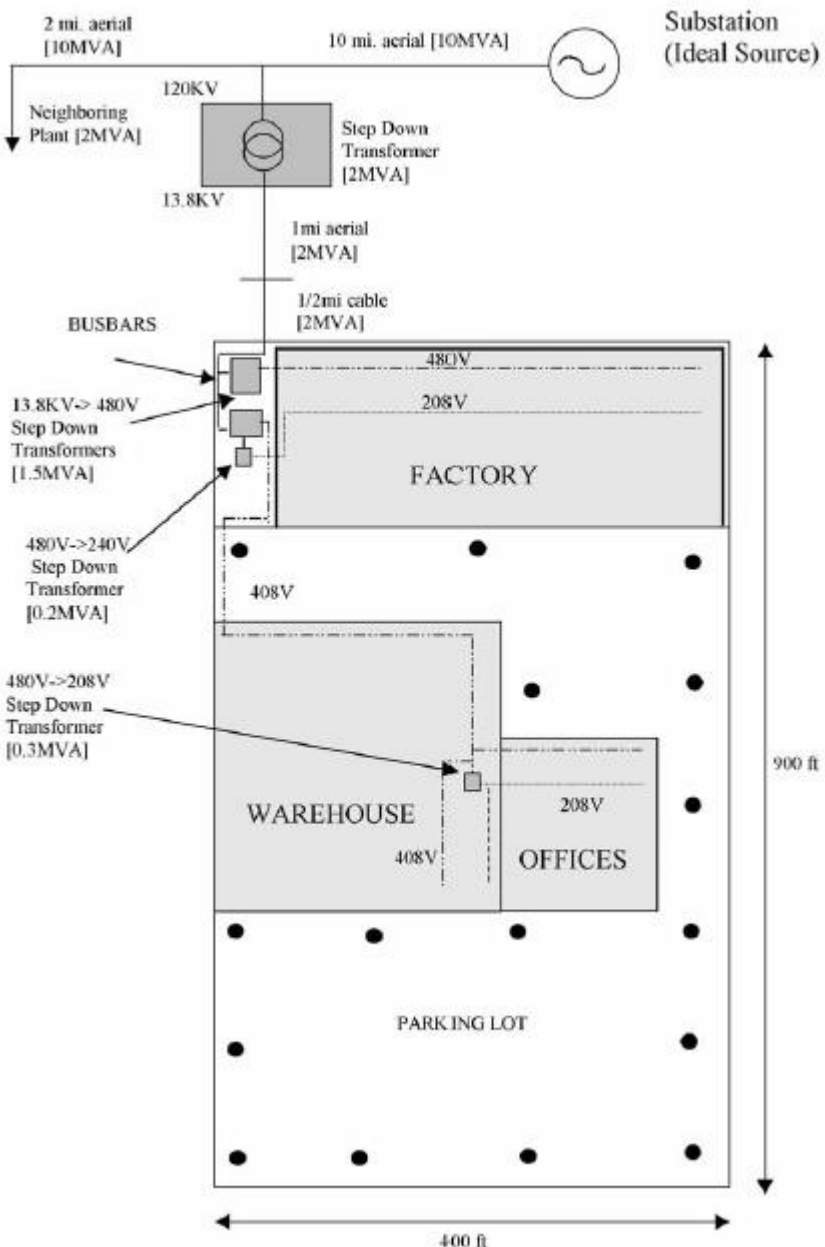
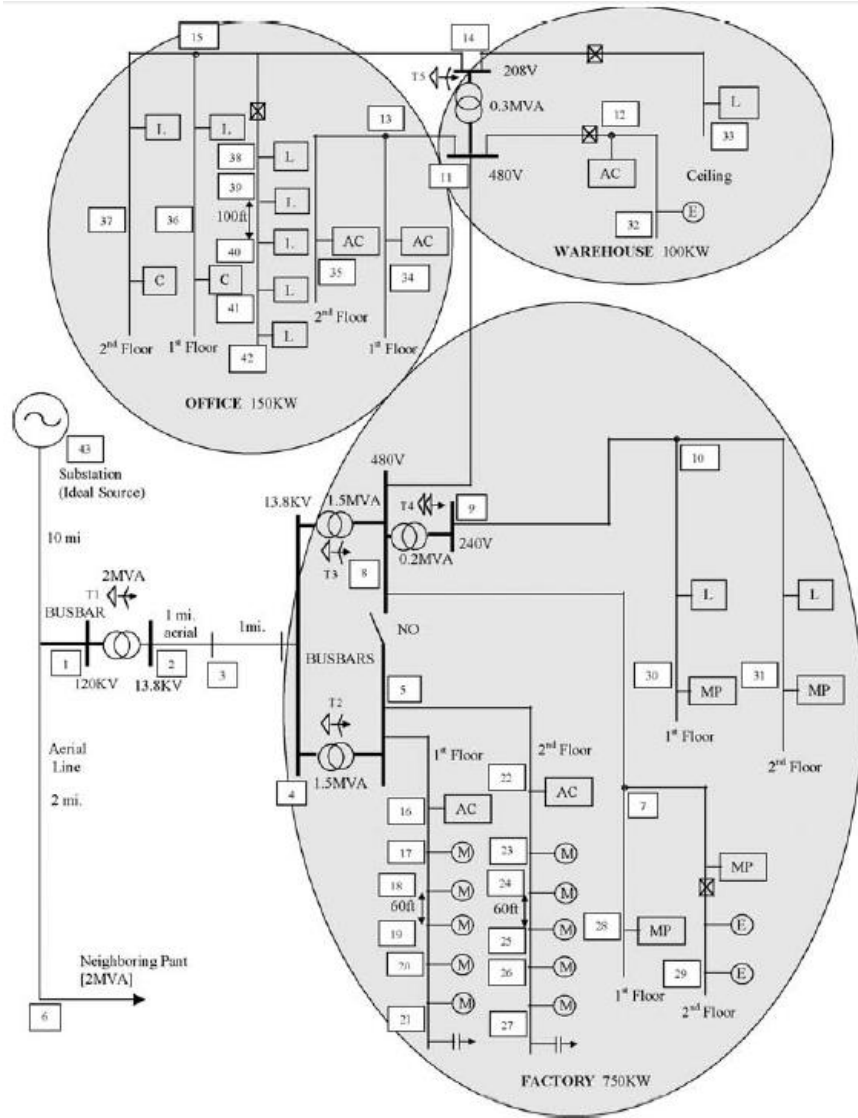


Figura 12: Diagrama Eléctrico de Planta



Unas pocas millas de distancia de la ubicación de la fábrica hay una línea de transmisión de alto voltaje que alimenta otra planta cercana. La tensión se reduce de 110KV a 13.8KV y se entrega al sitio industrial a través de líneas aéreas y cables subterráneos. Tres transformadores están situados fuera de una de las paredes de la fábrica. Tensiones se reducen a 480 V y 240V.

La fábrica cuenta con dos pisos, en los que las cargas de la empresa están igualmente distribuidas. En cada piso hay cinco máquinas de inducción que llevan una hoja de papel durante su proceso de producción. Para evitar daños en la hoja, es muy importante mantener un buen control en la tensión de la hoja. Esto se realiza controlar el torque de las máquinas de inducción, operación que se puede realizar siempre y cuando la energía eléctrica se proporciona en el alimentador. Puentes rectificadores trifásicos se utilizan para obtener la alimentación de CC para alimentar al controlador de velocidad ajustable que controlan las máquinas de inducción.

Cada planta cuenta con luces y un sistema de aire acondicionado, compuesto principalmente de motores síncronos que impulsan el compresor de la unidad. El

segundo piso tiene también la sala de máquinas para los dos ascensores que se encuentran en la fábrica.

El almacén está situado en frente de la fábrica y se llega por un cable a 480V. En el almacén se encuentra el transformador responsable de la reducción de la tensión de 208V, a proporcionar ambas tensiones, tanto en almacén y oficina.

El almacén tiene un techo alto, con un solo elevador. El sistema de aire acondicionado está situado en la planta baja, mientras que las luces y ascensor sala de máquinas se encuentran en el techo de la bodega.

La oficina cuenta con dos plantas donde toda la parte administrativa de la empresa se lleva a cabo. Computadoras y accesorios que representan una gran cuota de las cargas de la oficina son uniformemente situados en ambos pisos, al igual que la carga de luz y aire acondicionado. Desde el panel de 208V en el primer piso de la oficina hay un cable que es responsable de la entrega la alimentación de todas las luces de perímetro, que se encuentra alrededor de la propiedad de la fábrica.

Cargas sensibles

Hay algunas cargas dentro de la microrred que necesitan ser suministradas incluso si la conexión a la red principal falla. Estas cargas sensibles se encuentran en la fábrica y en los edificios de oficinas. Los motores de inducción dentro de la fábrica son cargas sensibles y representan una gran cuota de la demanda de la planta. Hay tres puentes rectificadores de fase que alimentan cargas de CC sensibles que representan los controladores de velocidad ajustable que controlan las máquinas de inducción. En la oficina hay puentes rectificadores monofásicos que son responsables de proporcionar CC a las cargas digitales y computadoras que se consideran cargas sensibles.

Los motores mueven los rodillos responsables de la tensión y el movimiento de la hoja de papel. El control de la tensión es crucial para obtener el espesor de hoja deseado, y también a evitar su desgarrar. Si hay una fluctuación de la tensión en los terminales de la máquina, la fluctuación inducida en el par del motor puede ser suficiente para dañar la hoja. Es muy importante que una calidad de alto voltaje se mantenga a los terminales de la mensajería instantánea.

Durante modo de isla no es conveniente tratar de suministrar todas las cargas de la planta, si no que un subconjunto de estas. Es importante mantener una calidad satisfactoria para las cargas sensibles, pero las no sensibles pueden ser descartadas para mantener la eficiencia.

X.2.4 Diagnóstico de la Demanda Eléctrica

Tener un diagnóstico de la demanda energética en una fábrica industrial es simple. Lo que se debe tener claro y no es directo es la demanda energética de las cargas sensibles o críticas de la planta ya que a partir de ello se puede diseñar las opciones de

generación que puedan suministrar por lo menos las cargas sensibles en cualquier momento estando en modo isla.

Proyección de Demanda Eléctrica

Para realizar la evaluación económica del proyecto y el diseño de las diferentes fuentes de energía que sería necesario utilizar para el sistema, es necesario realizar una proyección de la demanda energética de la fábrica, para lo cual se pueden usar estimaciones similares al crecimiento de producción a futuro. Un gran factor de las microredes es que se puede diseñar de forma modular por lo que añadir nuevas formas de generación a futuro es relativamente sencillo, en caso que aumente de la demanda en forma no prevista.

X.2.5 Alternativas de Conexión

Una microred a escala industrial puede convertirse en un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) e inyectar los excesos de generación directamente a la red de distribución realizando contratos con el CDEC, así la microred puede generar ingresos. Algunos ejemplos de formas de inyectar energía es por medio de respuesta a demanda, respuesta en tiempo real de precios, respuesta de precios con anticipación de días, soporte de voltaje, apoyo a la capacidad y reserva rodante entre otras formas que se tienen en el mercado energético.

Como se dijo en el capítulo IX.3.5 el precio spot al cual se vende la energía varía enormemente, sin embargo hoy en día está a niveles históricos dado la sequía que ha azotado al país los últimos años⁸². Por otro lado al ser generación con medios renovables se tiene prioridad al inyectar energía a la red de distribución por lo que siempre se puede vender el exceso. Estas razones hacen bastante atractivo poder vender energía en AT al sistema a través de la figura de un PMGD.

⁸² "Mayor embalse para generación eléctrica está en menos nivel desde 1999". La tercera. 14 de Abril de 2013.

X.3 Análisis Económico

Para el caso del sector industrial la evaluación económica de la implementación de una microred es más complejo. Por un lado tiene una gran cantidad de costos adicionales en tecnología que permita monitorear demanda, aislar procesos y priorizar cargas sensibles cuando sea necesario, solo por nombrar algunas de las modalidades de una microred para industria. Es por esto que los costos se disparan considerablemente más allá de sólo los medios de generación. Para una microred de 40 MW de capacidad para uso industrial o militar se requiere una inversión de US\$ 150 millones de acuerdo con Siemens⁸³, esto sin considerar los costos de operación que usualmente equivalen a un 5% de la inversión de forma anual.

Sin embargo, se pueden tener claros los costos de inversión pero los beneficios obtenidos por la microred no son fácilmente medibles económicamente. A continuación se analiza la monetización de beneficios⁸⁴.

X.3.1 Ingresos Económicos

Contratos de Energía

Se puede tener ingresos para la empresa industrial al tener contratos de energía con la empresa distribuidora en casos de disminución de potencia máxima y respaldo de tramos de consumo peak. Se pueden tener acuerdos que dependan del tipo de industria que permita tener ingresos adicionales o ahorros considerables en los costos de energía.

Reducción de compras de servicios de generación, transmisión y distribución proveniente de la red eléctrica

Desde la perspectiva de los clientes participantes, una de las cadenas de valor más importantes asociados con microredes es la prevención o reducción de las compras de electricidad de la macro-red y servicios de transmisión y distribución. Microredes producen ahorros a sus participantes cuando el costo promedio de la energía generada internamente es menos de energía de la red de origen. La capacidad de las microredes para entregar valor económico a los participantes y/o propietarios del sistema al evitar o reducir las compras de energía de la red dependerá de un número de factores incluyendo: los costos y características de rendimiento de la tecnología de generación utilizado por la microred; costos de combustible (si los hay); costos de capital que llevan, y el costo de la energía de la red basado en tarifas de servicios públicos, y que varían por área de servicio de la distribuidora y la ubicación de la microred en el sistema eléctrico.

⁸³ The business case for microgrids, Robert Liam Dohn, Siemens.

⁸⁴ Basado en el paper Microgrids: an assessment of the value, opportunities and barriers to deployment in new york state, NYSERDA, 2010.

Reducción de compras de combustible para demanda de energía térmica

En el proceso de generación de electricidad, tanto como el 70% de la energía primaria consumida termina en forma de calor, que a menudo se ventila en el medio ambiente. Una de las principales fuentes de valor económico para microredes hoy vendrá de la captura y el uso del "calor residual", producido por los generadores basados en combustibles integrados, normalmente quema de gas natural.

Ventas de energía a la red de distribución

Si se configuran correctamente, y los requisitos de interconexión con la red de distribución no son demasiado complejos, microredes pueden ser capaces de generar ingresos por valor de inyección de energía a la red de distribución.

Participación en programas de respuesta a la demanda

Respuesta a la demanda se refiere a los cambios en los patrones de demanda eléctrica típicos de los clientes de uso final en respuesta a: 1) los cambios en el precio de la electricidad o 2) pago de incentivos para alentar reducción en tiempos de altos precios del mercado mayorista o cuando la fiabilidad de la red electricidad está en riesgo.

Prestación de servicios auxiliares a la red de distribución

Además de la autoprestación de servicios auxiliares, microredes pueden crear valor tanto para los propietarios/participantes y el mercado energético por la prestación de servicios a la red como de regulación, soporte en voltajes, reserva de operación, entre otros.

Mejora en elasticidad precio de la electricidad

X.3.2 Fiabilidad y Calidad de Potencia

La fiabilidad del sistema eléctrico se mide por el porcentaje de tiempo anual de un cliente promedio puede esperar a tener servicio.

Interrupciones de energía reducidas

Microredes interconectadas a la red de distribución pueden reducir la interrupción de las cargas críticas durante los cortes de todo el sistema, proporcionando un valor significativo para los participantes, especialmente aquellos con una misión crítica o de cargas ininterrumpibles.

Calidad de energía

Cuando las redes eléctricas del país fueron construidas, "confiabilidad de la energía" era sinónimo de "disponibilidad de energía." La energía eléctrica era energía eléctrica y

los consumidores podían tenerla o no. La proliferación de equipos electrónicos sensibles en toda la sociedad está replanteando rápidamente esa percepción. Equipo electrónico está diseñado habitualmente para fuentes de alimentación con características de voltaje y corriente específica. Cuando los niveles de tensión o corriente se desvían de las normas de calidad especificadas, equipos electrónicos pueden dañarse o fallar. En el circuito de suministro de energía típico, las variaciones de tensión y corriente se producen con bastante frecuencia, no así en una microrred.

X.3.3 Ingresos de valor medioambientales

Emisiones de CO2 reducidas

Microrredes están bien posicionadas para reducir las emisiones de CO2 en comparación con la electricidad de la macrorred y el suministro de energía térmica a partir de la combustión de combustibles en las calderas locales.

X.3.4 Seguridad

Microrredes tienen el potencial de proporcionar prestaciones de la seguridad a través de la entrega del servicio eléctrico confiable y resistente a los lugares de importante valor social. Al facilitar la integración de los recursos distribuidos en todo el macrorred, microrredes pueden reducir el riesgo de dependencia de las fuentes remotas de poder, especialmente para lugares estratégicos de alta seguridad.

Refugios seguros durante cortes de energía

Una de las ventajas de seguridad más local que microrredes pueden proporcionar al país es de energía confiable a servicios públicos que pueden servir como refugios durante apagones, períodos de condiciones climáticas extremas u otras emergencias regionales.

XI.MERCADO COMUNIDADES AISLADAS

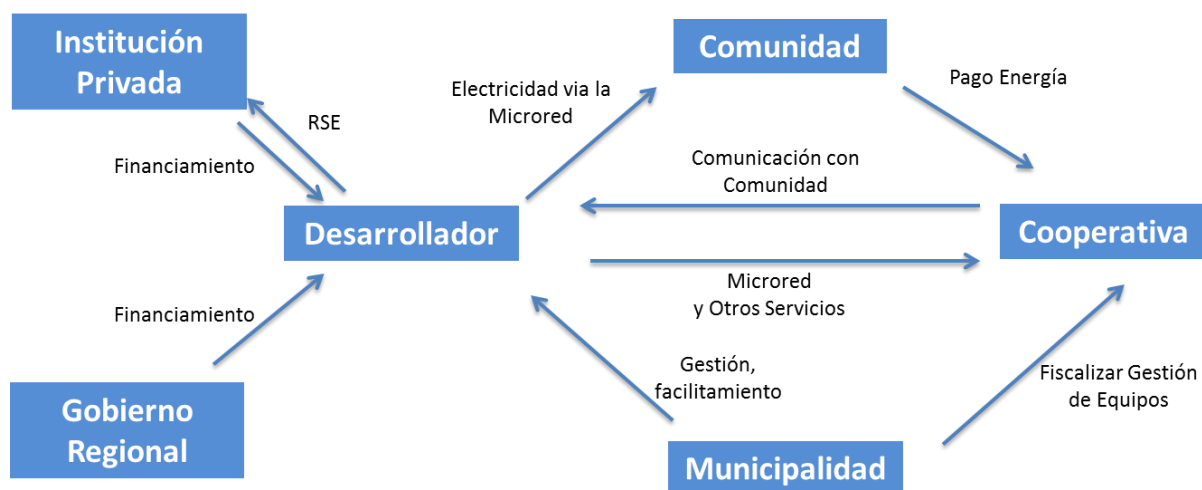
XI.1 Modelo de Negocio

Para el caso de un modelo de negocio para llegar a comunidades aisladas se presentan varios puntos a considerar a continuación. No se descartan otras opciones de modelo de negocio.

XI.1.1 Modelo

Un modelo de negocio que se puede implementar contempla a los consumidores de energía en las comunidades como clientes, los cuales pueden ser tanto de tipo residencial como comercios. Una distinción clave en este tipo de modelos es que las comunidades aisladas son usualmente de los estratos socioeconómicos más bajos. Además, los habitantes de estos pueblos en caso de contar con energía a partir de generadores diésel, usualmente no pagan por el uso de esta. Estos dos factores provocan que las comunidades no puedan pagar en la totalidad por la implementación de una microred eléctrica. Es por esto que se deben considerar actores adicionales que entreguen el financiamiento.

Figura 13: Modelo de Negocios Comunidades Aisladas



Propuesta de Valor

El implementar una microred en una comunidad aislada tiene varios beneficios.

- Entrega acceso a energía eléctrica a habitantes que anteriormente no tenían o muy limitadamente.

- Puede ser más económico que otras opciones de electrificación como a base de generación diésel 24 horas o conexión a la red de distribución.
- Causa un menor impacto ambiental que alternativas de electrificación.

Segmento de Clientes

El cliente primario es el consumidor propiamente tal, hogar o comerciante que se encuentra en la comunidad.

Canales, Relación con el Cliente e Ingresos

El canal de llegada a los clientes puede ser a través de la municipalidad de la comuna que permita articular a los líderes de la comunidad o pueblo. Pueden ser líderes de juntas de vecinos, étnicos o de otra índole.

El mayor desafío en la relación con el cliente es como estos se van a organizar para administrar los equipos. Que el desarrollador de la microred lo administre es una solución no viable por lo que organismos locales deben realizarlo. La mejor opción es la formación de una cooperativa la que sirve de comunicación con la comunidad y el resto de los agentes involucrados. Así el desarrollador de forma inicial se relaciona directamente con la cooperativa y la comunidad y una vez implementado y en marcha la microred solo de forma indirecta.

La forma de ingresos del desarrollador pueden ser varias. La más directa es el cobro por la implementación de la microred en un solo monto. Es complejo que los consumidores paguen a largo plazo el costo de la implementación y agentes de financiamiento externo entregan el capital a corto plazo. Sin embargo los consumidores deben pagar un monto por la energía consumida a largo plazo con tal de suplir los costos de mantención y operación, el valor de esta se discutirá más adelante en el capítulo.

Actividades y Recursos Clave, Asociados y Estructura de Costos

El desarrollador para operar tiene que claramente implementar la microred y realizar actividades de mantención cuando sea necesario.

Los recursos clave son en el caso de un solo cobro por la microred la propia experiencia de los desarrolladores y los equipos a instalarse.

Los asociados es uno de los puntos de mayor importancia en este modelo, ya que es de esta fuente que proviene el financiamiento para implementar la microred. Se tiene dos opciones principalmente, un asociado en la forma de agente municipal o

gubernamental. El gobierno tiene programas de electrificación rural⁸⁵ a través del gobierno regional que pueden financiar casi en su totalidad la implementación de una microred eléctrica siempre y cuando sea la solución óptima⁸⁶. Sin embargo, este programa no financia todos los componentes involucrados en implementar una microred y además siempre hay un porcentaje que debe ser financiado por otros medios. Es por esto que usualmente se debe considerar un segundo agente que financie de forma privada. Una opción son empresas que tengan operaciones cercanas a la localidad y financien parte de la implementación como forma de Responsabilidad Social Empresarial⁸⁷.

La estructura de costos de inversión es principalmente por los costos de los equipos necesarios para la microred y los costos de recursos humanos para levantar el proyecto, lo que integra a ingenieros de proyecto e instaladores principalmente. Por otro lado los costos operaciones de la microred es un tema de suma importancia para la viabilidad de la microred. Los costos de mantención y operación aumentan considerablemente en microredes en comunidades aisladas dado que usualmente deben ser respaldadas por generadores Diesel, con altos costos del combustible. La complejidad de esto es que lograr que los consumidores paguen estos costos no es directo y se debe hacer un trabajo social para educar a las personas en lo que implica contar con una microred eléctrica con varias fuentes de generación. La solución en este caso se debe barajar entre idear un sistema de recaudación con los consumidores, el apoyo de la municipalidad local y/o agentes privados que consideren costos de esta índole como parte de su ayuda, sin embargo esta última es de baja probabilidad dado que empresas prefieren financiar proyectos de una vez en comparación a estar comprometidos a largo plazo.

⁸⁵ PER: Programa de Electrificación Rural. <http://www.subdere.gov.cl/documentacion/programa-de-electrificaci%C3%B3n-rural-contrato-de-pr%C3%A9stamo-1475oc-ch>

⁸⁶ En análisis económico se analiza la opción óptima a implementar.

⁸⁷ Se ha visto ya como la microred instalada en Huatacondo fue financiada por Doña Inés de Collahuasi y una próxima en Ollagüe financiada por ENEL Greenpower

XI.2 Aspecto Técnico

Para evaluar técnicamente la posible implementación de microredes eléctricas en áreas rurales para comunidades aisladas se debe analizar una gran cantidad de factores.

En este capítulo se ocupará la información disponible de la microred implementándose en el pueblo de Ollagüe⁸⁸ por el Centro de Energía (CE) de la FCFM, con el cual se mostraran datos reales con tal de ejemplificar la información que se debe analizar. El estudio con los capítulos relevantes para esta memoria está disponible en Anexos.

XI.2.1 Aspectos geográficos

Ubicación

La ubicación donde se instalará la microred es fundamental como ya se ha discutido anteriormente, donde se tiene que tener un detalle del punto geográfico, altura a la que se encuentra y la superficie total de los inmuebles.

Adicional a lo ya discutido en la sección IX.2.1 se debe considerar que la localidad es una zona rural con posible vegetación densa o gran cantidad de montañas en los alrededores lo que dificulta la eficiencia de equipos fotovoltaicos o eólicos.

Información Demográfica

La información demográfica de la comunidad se debe considerar fuentes de estudios de la zona, municipalidad y/o información en terreno.

Flora y Fauna

La flora y fauna del lugar a considerar para el caso comunidades aisladas es de alta relevancia dado que es un sector rural y esta puede afectar considerablemente como es el quehacer de los habitantes de la comunidad que complica al momento de mantener la microred. Una flora muy densa o fauna de gran tamaño puede afectar los equipos de generación por lo que es relevante poder prevenir cualquier situación.

Clima

El clima como siempre es de alta importancia. En la sección IX.2.1 ya se ha discutido como instalar equipos en climas desérticos es muy diferente a hacerlo en climas húmedos y lluviosos. Tecnología fotovoltaica es menos efectiva en climas lluviosos dada la baja radiación, al igual que temperaturas extremas pueden causar desperfectos.

⁸⁸ A base del Estudio de pre-factibilidad técnico-económico-social de energización eléctrica de la comunidad de Ollagüe

XI.2.2 Recursos Naturales Disponibles

En la sección IX.2.2 se discutió lo fundamental que es la fuente de recursos renovables como radiación solar y viento que se tengan en el lugar a instalar la red. Para ello se debe ver que fuentes de información se tienen del lugar como los registros históricos que cuenta el ministerio de energía. Para microredes de un tamaño considerable en donde una mala estimación causa gran distorsión es recomendable tener registros *in situ* de los recursos a base de estaciones meteorológicas en la zona o realización de mediciones en terreno como es el caso de la localidad de Ollagüe donde se consideró distintas fuentes de información radiación solar y viento.

Recurso Solar

Como se menciona en IX.2.2 se ocupa idealmente fuentes de estaciones meteorológicas, luego mediciones en terreno y por último registros históricos. Ollagüe cuenta con una estación meteorológica, sin embargo para determinar el potencial energético del recurso solar en esta localidad se utilizaron las siguientes fuentes de información:

1. Medición directa durante 4 días y medio durante visita a terreno. Se registran datos cada 30 minutos.
2. Datos de radiación histórica de la localidad de San Pedro de Atacama, a 190km de distancia, con características climáticas similares dada su ubicación en el altiplano⁸⁹.
3. Como tercera fuente de información existen los datos de radiación de la estación meteorológica los que no fueron usados por falta de disponibilidad.

Recurso Eólico

Similar al caso solar, se espera contar con información de estación meteorológica, para luego seguir con mediciones en terreno y complementar con registros históricos. Para determinar el potencial eólico en Ollagüe, se consideraron las siguientes fuentes de información:

1. Medición directa de velocidad y dirección de viento a 4.6[m] de altura con un muestreo cada 5 minutos.
2. Datos de viento tomados por la CNE por proyecto del PNUD. La medición se realizó a 10 y 20[m] de altura.

⁸⁹Ministerio de Energía,
http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/energia_solar.html

Además, utilizando el software Windographer® y los datos de temperatura de esta estación meteorológica⁹⁰, se tiene una temperatura media de -9,17°C, y una presión de 63,89[kPa] por lo que se deduce una densidad del aire $\rho = 0,843 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$.

Por otro lado es de importancia calcular el coeficiente de rugosidad. La siguiente ecuación nos permite estimar la velocidad a una altura h cualquiera a partir del dato de altura h_o y el coeficiente de rugosidad del viento α :

$$V(h) = V_o \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha$$

Teniendo ambas velocidades y alturas se puede obtener el coeficiente de rugosidad con lo que es posible estimar el perfil vertical del viento, de manera de considerarlo para la evaluación de potencial al cruzarlo con las curvas de operación de las unidades de generación.

El exponente para el ajuste exponencial calculado es 0.2, que será usado para las estimaciones de potencial.

XI.2.3 Estado Actual del Sistema Eléctrico

Como se mencionó en IX.2.3 la topología de la red y cableado que se tiene actualmente es de gran relevancia en una microrred, ya que va a definir el diseño mismo del sistema y los puntos de conexión. Para el caso de comunidades aisladas se debe considerar los medios de generación que tienen actualmente ya que pueden ser usados de respaldo además de considerar todo tipo de instalaciones en el sistema eléctrico como luminaria pública, medidores y empalmes.

En Ollagüe se consideró los siguientes puntos importantes:

- Generación eléctrica en la localidad de Ollagüe
- Topología de la red y cableado
- Luminaria Pública
- Medidores y empalmes
- Puesta a tierra

⁹⁰ Disponible en Anexos.

XI.2.4 Diagnóstico de la Demanda Eléctrica

Como ya se ha discutido, determinar la demanda de electricidad presente y futura de los clientes es necesario para el diseño de la microred. Son varios los métodos para determinar el estado actual de la demanda eléctrica de la población. Para el caso de comunidades aisladas es necesario ver como es el gasto de combustible que está directamente relacionado con la generación de electricidad, además de obtener el perfil de consumo a partir de entrevistas.

Puntos a considerar:

- Manipulación del combustible
- Demanda Eléctrica Actual
- Proyección de Demanda Eléctrica

XI.2.5 Alternativas de Conexión

En esta sección se discute la viabilidad técnica de varias alternativas energéticas a implementar en el pueblo junto con sus costos, mayor detalle se encuentra en Anexos.

Escenario Base

El escenario base para Ollagüe se define como aquel donde se aumenta el consumo de petróleo en el pueblo para abastecerlo las 24 horas con energía eléctrica, solamente utilizando un grupo generador diesel.

Escenario Interconectado

El escenario interconectado se define como aquel en que se extiende una línea de distribución desde puntos cercanos del SING hasta Ollagüe, considerando la solución más barata y que sea factible técnicamente.

Escenario híbrido

Dado el gran potencial energético de la zona, tanto en el recurso solar como en el recurso eólico presentado en la sección XI.2.2, se define un escenario híbrido como aquel en que se utilizan estos recursos naturales para generar energía eléctrica, a partir de tecnología fotovoltaica y aerogeneradores, en conjunto con el actual generador diesel y un sistema de almacenamiento para responder frente a la intermitencia de los recursos naturales.

Escenario compuesto

El escenario compuesto se define como aquel en que se extiende la red y además se consideran fuentes de energía renovable locales, pero sin almacenamiento, es decir, la falta de energía es cubierta por la red.

Escenario completamente renovable

En este escenario se considera fuera de operación normal al generador diesel, contemplando una penetración 100% renovable. El generador diesel funcionaría sólo como respaldo.

XI.3 Aspecto Económico

XI.3.1 Evaluación Económica

A continuación los resultados de la evaluación económica realizada para la microrred de Ollagüe, se ofrece como ejemplo a considerar en casos generales. El origen de los datos se encuentra en Anexos.

Conexión a S/E Ascotán

Realizando la evaluación económica, para una tasa de descuento del 6%, el VAC obtenido en este caso es de 44.501[UF], lo que se traduce en un costo mensual de \$503,86[UF], es decir cercano a CLP\$11.000.000, mayor que en el caso diesel 24 hrs.

Conexión Collahuasi

Las alternativas de gestión son iguales que en el caso anterior (teniendo en este caso a la minera Collahuasi). La evaluación económica entrega un VAC de 40.754[UF], correspondiente a 461,43[UF] mensual, lo que equivale aproximadamente a CLP\$10.100.000, mayor que el caso diesel, pero una mejor solución económica que la interconexión con Ascotán.

Escenario Híbrido

Solución Fotovoltaica

Los costos de cada módulo fotovoltaico son presentados en la Tabla 29, donde se detalla además el costo por potencia de cada uno.

Tabla 11: Costos de inversión de módulos fotovoltaicos

Modelo	Marca	Costo [US\$]	Potencia Nominal [W]	Costo por potencia [US\$/W]
CS5P	Canadian Solar	\$ 322,50	250	\$ 1,29
HiS-S212SF	Hyundai	\$ 567,00	212	\$ 2,67
STP280 - 24/Vb-1	Suntech	\$ 574,00	280	\$ 2,05
YL 235 P-29b-1	Yingli Solar	\$ 397,93	235	\$ 1,69
CS6X	Canadian Solar	\$ 389,00	300	\$ 1,30
DM-250S2	Dm Solar	\$ 320,00	250	\$ 1,28

A base de comparación de factor de planta de las tecnologías, distintas configuraciones de seguimiento de radiación y costos no detallados, conviene utilizar módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS5P a ángulo fijo anual al presentar el costo (1,37[US\$/W]) siendo el mejor de todas las alternativas.

Para la evaluación económica se considera que el costo de traslado e internación corresponde a un 30% de la inversión.

Solución Eólica

Para la evaluación económica de la solución eólica se realizaron diversas cotizaciones, los que son detallados en la Tabla 29 de forma comparativa por unidad de potencia. Es importante destacar que estos valores consideran todo el equipamiento necesario para conectar la turbina eólica al sistema híbrido, es decir, abarca góndola, torre, interfaz de electrónica de potencia y sistema de control, sin almacenamiento. Para dimensionar el sistema, se considera este valor para ponderarlo por la potencia instalada.

Tabla 12: Costos por unidad de potencia para cada alternativa considerada

Marca	País	Pnominal [kW]	Cut-in [m/s]	Vnominal [m/s]	Cut-off [m/s]	V máx [m/s]	Inversión [US\$]	Inversión [US\$/W]
Benz	China	50	3	11,5	25	50	129.250	2,59
Blue Sky	USA	50	4,4	17,0	S/l	72	295.000	5,90
Endurance	UK	50	3.5	9,5	25	S/l	323.520	6,47
Aeolus	China	10	4	12,0	25	55	23.694	2,37

De acuerdo a esto y considerando el factor de planta, la mejor alternativa para Ollagüe correspondería a las unidades chinas Aeolus con un valor de US\$23.694, es importante destacar además que dado su menor tamaño el traslado a la localidad se ve facilitado.

Para la evaluación económica se considera que el costo de traslado e internación corresponde a un 30% de la inversión.

Por lo anterior para este escenario híbrido, la evaluación económica arroja un VAC de 40.269,47[UF], que corresponde a 460[UF] mensual que equivale aproximadamente CLP\$10.000.000, valor menor a cualquiera de las alternativas anteriores.

Es importante destacar que esta solución corresponde a la más económica considerando los diferentes tamaños de las unidades del sistema híbrido, sin embargo, mantiene un holgura importante frente a las alternativas anteriores, por lo que podría considerarse la compra de un sistema de almacenamiento de mayor tamaño, de manera de reducir el exceso de energía que no es posible almacenar.

Para la tarificación en este escenario se proponen las mismas alternativas que para el caso diesel 24 hrs., debido a que se mantiene la misma independencia de entes externos.

Escenario Compuesto

Como se mencionó anteriormente, el VAC de este escenario es de 76.639[UF], correspondiente a un costo equivalente mensual de 868[UF], es decir, cercano a \$20.000.000.

Escenario completamente renovable

Como se mencionó en la sección anterior, se tiene un índice VAC de 44.088,61[UF], correspondiente a unas 500[UF] mensuales, o bien CLP\$11.000.000.

XI.3.2 Análisis General

Con respecto a la evaluación técnico-económica de las alternativas, la Tabla 31 resume los resultados encontrados en cada escenario.

Tabla 13: Resumen de evaluación económica

Escenario	VAC [UF]	CAE[UF]	Inversión [UF]	Inversión [MMCLP]
Base (Diesel 24h)	\$ 39.494,37	\$ 5.366,02	\$ 0	\$ 0
Interconectado / Ascotán	\$ 44.501,00	\$ 6.046,26	\$ 61.228,00	\$ 1.351
Interconectado / Collahuasi	\$ 40.754,08	\$ 5.537,17	\$ 54.469,96	\$ 1.154
Híbrido	\$ 40.269,47	\$ 5.471,33	\$ 31.900,19	\$ 704
Compuesto	\$ 76.639,35	\$ 10.412,83	\$ 63.384,42	\$ 1.399
Completamente renovable	\$ 44.088,61	\$ 5.990,23	\$ 53.882,91	\$ 1.189

Debido a la gran inversión de los escenarios interconectados y compuestos, la solución resulta ser menos recomendable para la evaluación a 10 años con una tasa de descuento de 6%, recomendando el escenario híbrido por sobre todos, incluso con una holgura de aproximadamente 10.000[UF] frente a la opción que le sigue que corresponde a extender el uso de diesel a 24 horas.

En el escenario compuesto, los costos anuales aumentan fuertemente debido a la mantención de la línea de transmisión sumada a la mantención de los equipos de generación renovable, transformándolo en el escenario menos eficiente en términos económicos.

Con respecto a la tarifa de consumo de energía que debería adoptarse en cada solución, se calcula una tarifa esperada (Costo de energía o CdE) de acuerdo a los gastos incurridos actualizados y la energía consumida actualizada ocupando la siguiente ecuación:

$$CdE \left[\frac{UF}{MWh} \right] = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{GastoEnergíaAnual_i}{(1 + 6\%)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{EnergíaConsumidaAnual_i}{(1 + 6\%)^i}}$$

En donde se debe considerar el aporte de FCAB de forma pecunaria en el caso de la extensión de la red y el escenario compuesto (dado que no se utiliza petróleo) y de la misma forma en que se hace actualmente para el caso base y el caso híbrido. Así, la Tabla 32 resume el CdE para cada escenario:

Tabla 14: Costo de la energía para la comunidad en cada escenario

Escenario	Tarifa pueblo [CLP\$/kWh]	Relación con respecto a Calama [%]
Base (Diesel 24h)	206,37	191,51%
Interconectado Ascotán	159,14	147,68%
Interconectado Collahuasi	142,91	132,62%
Híbrido	67,99	63,09%
Compuesto	154,33	143,22%
Completamente renovable	49,49	45,93%

En este caso, nuevamente la solución híbrida se muestra como una mejor alternativa al representar el menor costo de la energía para la comunidad, mientras que el peor caso corresponde a extender el periodo de uso de diesel a 24 hrs. Es importante destacar que este cálculo supone que la localidad no se hace cargo de la inversión en ninguno de los escenarios en estudio y sólo representa el pago de la operación y mantenimiento de cada escenario, además, los escenarios interconectados tienen un valor optimista debido a las grandes variaciones que posee el precio de la energía en la actualidad.

En cuanto al impacto ambiental de los distintos escenarios, si bien ambos pueden tener un impacto en el paisaje, dadas las dimensiones de las estructuras en el escenario interconectado, es probable que dicho impacto sea mayor. Además, el tendido eléctrico recorrería el área de la Reserva Nacional Alto Loa pudiendo impactar a la flora y fauna del lugar, no así en el escenario híbrido, pues las estructuras se ubicarían en un lugar específico en la localidad de Ollagüe.

Con respecto a las emisiones de material particulado y generación de desechos durante la etapa de construcción, el impacto también sería mayor en el escenario interconectado, por la cantidad y dimensión de estructuras a instalar en comparación con el escenario híbrido.

Con respecto al impacto de cada solución sobre el sistema eléctrico de Ollagüe, entre las soluciones de interconexión, se tiene que el recibir energía desde Collahuasi trae problemas en la regulación de tensión (zona noreste de Ollagüe), por lo que se deberá incurrir en gastos de equipos eléctricos o bien conductores de mayor calibre para mejorar el perfil de tensiones. Esto no sucede en el caso de la interconexión desde Ascotán.

Por otro lado, entre la solución híbrida y compuesta, la solución híbrida tiene la ventaja de no depender de un sistema externo de energización (que para la solución compuesta es Ascotán), lo que puede garantizar una mayor confiabilidad del suministro eléctrico al tener equipos de almacenaje de energía a través del banco de baterías.

XII. CONCLUSIONES

Chile está viviendo tiempos de crisis energética con precios de energía que suben cada año además de una red de transmisión eléctrica con altos niveles de congestión que impiden un funcionamiento ideal del mercado energético. En un escenario tal es necesario buscar opciones alternativas para abastecer las necesidades de clientes residenciales y la industria. En ese ámbito la generación a partir de energía distribuida y la implementación de microredes eléctricas que aumenten la seguridad energética y potencialmente disminuyan los costos en un futuro cercano es una opción de interés a estudiar.

Las microredes pueden proporcionar una vía para el aumento de la cantidad de la generación distribuida y la entrega de electricidad, donde la calidad del servicio está adaptada localmente sus requerimientos. Gran parte de esta funcionalidad es muy diferente del modelo energético predominante en Chile donde producción de energía centralizada se transmite y se distribuye a través de largas distancias con una calidad de servicio uniforme. Esta funcionalidad diferente es muy prometedora para un cambio positivo, en términos de aumentar la fiabilidad, la eficiencia energética y las energías renovables, mientras que disminuyen las emisiones de carbono. No obstante, las microredes siguen siendo una opción de bajo impacto en el escenario energético nacional representando un porcentaje ínfimo de aplicación muy específica y tampoco pretende ser una solución a la crisis energética del país.

Económicamente hablando la tecnología en microredes no está todavía al nivel del modelo tradicional, pero tiene positivas externalidades para la sociedad por lo que es recomendable programas gubernamentales de fomento. Como hemos visto en la experiencia internacional, permitir a las microredes funcionar en paralelo con la red requiere de algunos cambios en legislación energética y generar incentivos para capturar ahorro de costes e integrar las externalidades positivas. De todas formas desarrollo de las microredes es un fenómeno que está tomando gran avance a nivel mundial con proyecciones de mercado al 2020 de US\$ 40 mil millones.

Implementar microredes a nivel residencial resulta atractivo para actores privados una vez que las tecnologías en el área se hagan más económicas a llegar a niveles de paridad de red. En las condiciones actuales resulta económicamente factible arreglos con baja tecnología de microredes focalizando sólo en generación. Sin embargo, no alcanza niveles de conveniencia superiores tanto en costos como gestión en comparación al autoconsumo residencial individual. A medida que tecnologías inteligentes en otros ámbitos se empiecen a masificar en Chile, como los autos eléctricos eficientes que se complementan de forma perfecta con microredes al funcionar como baterías para el sistema, la implementación de redes con alto contenido tecnológico se hace más atractivo.

En industrias que se destacan por procesos críticos que no pueden ser interrumpidos de ninguna forma y necesitan de una alta calidad energética, las microredes son una opción de solución. Se requiere todavía esfuerzos para aclarar los beneficios a nivel industrial, en específico cuantificar el beneficio de fiabilidad energética.

Ya se tiene experiencia en Chile con microredes para comunidades remotas aisladas de la red eléctrica, con grandes ejemplos como Huatacondo y la analizada en este

documento Ollagüe. Para estos la ayuda de programas gubernamentales en conjunto a capitales privados son relevantes, y una falta de ellos hace inviable implementación de microredes dado que las comunidades atendidas son en general de riesgo social. Sin embargo todavía hay una gran cantidad de comunidades sin acceso a electricidad continua, y más esfuerzos de instituciones privadas se pueden realizar con tal de desarrollar más proyectos similares para suplir este problema en la sociedad.

Por último, el mercado de microredes es relevante a futuro en el país con aplicaciones para todo tipo de sectores, pero no representan por si solas una aplicación en estos, si no que para casos específicos. No es una solución país a la crisis energética, pero puede aliviar en parte a largo plazo los problemas en esta área como complemento de otras políticas energéticas.

XIII. BIBLIOGRAFÍA

- [1] B. Severino, «Modelación de generador fotovoltaico y banco de baterías de plomo ácido como elementos de una micro-red,» 2011.
- [2] A. Osterwalder, Business Model Generation.
- [3] «Revistaei,» [En línea]. Available:
http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=33704.
- [4] G. d. Chile, «Estrategia Nacional de Energía 2012-2030».
- [5] G. d. Chile, «Propuesta de reglamentación para la Ley que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas».
- [6] «CDEC,» [En línea]. Available: www.cdec-cic.cl.

XIV. ANEXO: ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO-SOCIAL DE ENERGIZACIÓN ELÉCTRICA DE LA COMUNIDAD DE OLLAGÜE

Aspectos geográficos

Ubicación

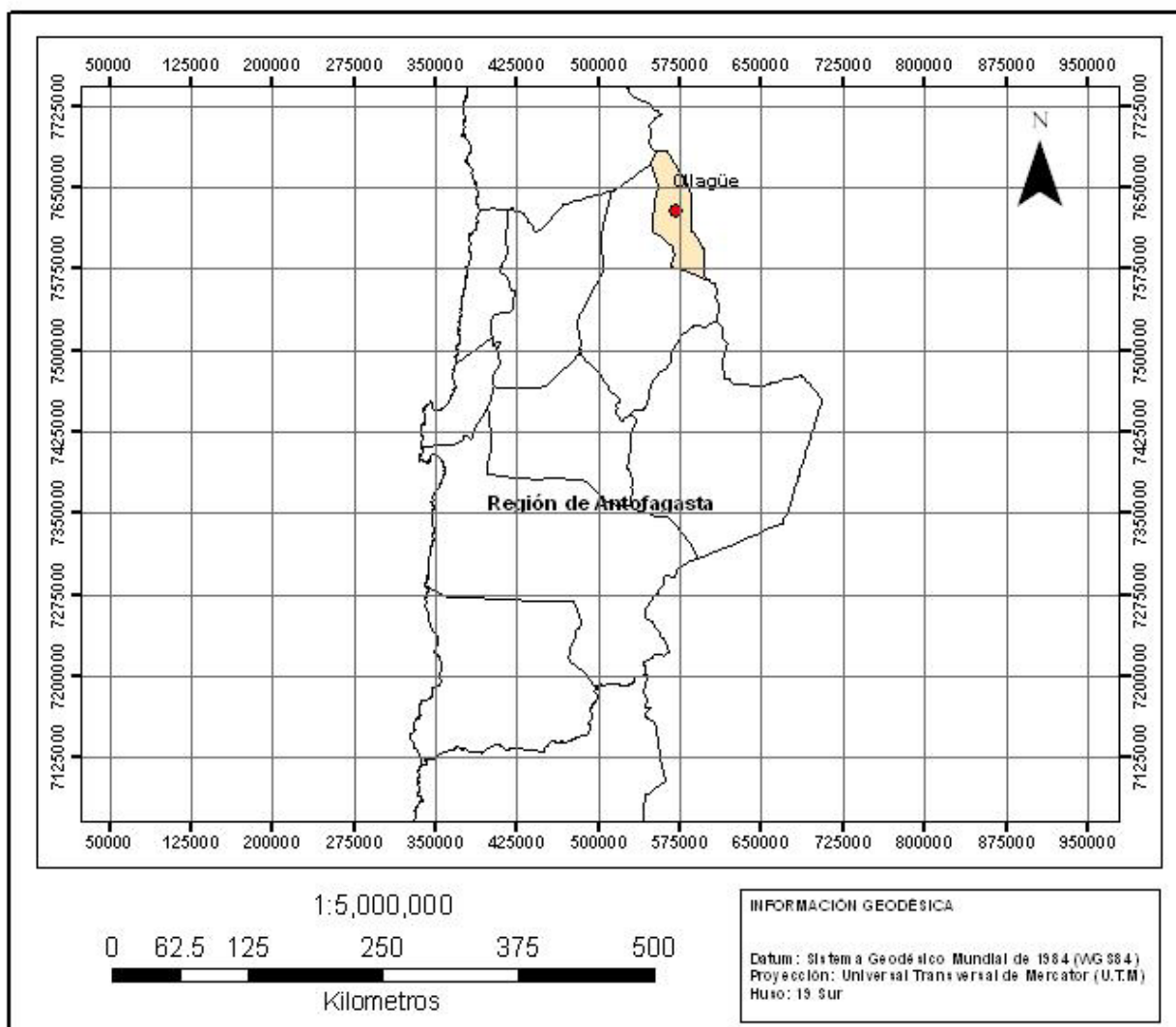
La ubicación donde se instalará la microred es fundamental como ya se ha discutido anteriormente, donde se tiene que tener un detalle del punto geográfico, altura a la que se encuentra y la superficie total de los inmuebles.

Adicional a lo ya discutido en la sección IX.2.1 se debe considerar que la localidad es una zona rural con posible vegetación densa o gran cantidad de montañas en los alrededores lo que dificulta la eficiencia de equipos fotovoltaicos o eólicos.

La localidad de Ollagüe se ubica en la comuna de Ollagüe, perteneciente a la provincia del Loa, Región de Antofagasta, a los 21° 13' Latitud Sur 68° 43' Longitud Oeste. Ollagüe limita al norte con la región de Tarapacá, al este y al sur con la comuna de Calama y al oeste con Bolivia (Figura 14) y a una elevación de 3700 msnm. La superficie total de la comuna es 2912 km²⁹¹.

⁹¹ Lúgaro, J., "Informe final actualización Plan de Desarrollo Comunal de Ollagüe 2008-2014", 2008.

Figura 14: Ubicación general de la localidad.



Información Demográfica

La información demográfica de la comunidad se debe considerar fuentes de estudios de la zona, municipalidad y/o información en terreno.

Para el caso de Ollagüe la información del Plan de Desarrollo Comunal (PLADECO)⁹², contaba al 2008 142 personas en la comuna, mientras que información recopilada en terreno el 2011 arroja 131 personas. Por otro lado de acuerdo al registro de habitantes de la municipalidad, la población presente en la localidad a septiembre de 2011 es de 154 personas.

⁹² Lúgaro, J., "Informe final actualización Plan de Desarrollo Comunal de Ollagüe 2008-2014", 2008.

Flora y Fauna

La flora y fauna del lugar a considerar para el caso comunidades aisladas es de alta relevancia dado que es un sector rural y esta puede afectar considerablemente como es el quehacer de los habitantes de la comunidad que complica al momento de mantener la microrred. Una flora muy densa o fauna de gran tamaño puede afectar los equipos de generación por lo que es relevante poder prevenir cualquier situación.

Para la flora del lugar, existen dos zonas naturales en la comuna de Ollagüe: la zona desértica y la altiplánica. La primera se caracteriza por la ausencia de precipitaciones y grandes extensiones sin vegetación y, debido a las lluvias estivales, entre los 2500 y 3800 m.s.n.m. es posible encontrar formaciones abiertas de arbustos achaparrados como el Pingo-Pingo (*Ephedra andina*), Rica-Rica (*Acantolippia deserticola*) y Copacopa (*Artemisia copa*); además entre los 3000 y 3500 m.s.n.m. estas especies se asocian a otras como el Cardon (*Echinopsis atacamensis*) y la Paja Blanca (*Stipa frígida*).

La segunda zona, ubicada entre los 3000 y 4600 m.s.n.m. se caracteriza por vegetación esteparia con presencia de especies como Chachacoma (*Senecio graveolus*) y Paja Brava (*Festuca chrysophylla*)⁹³.

Por otra parte, existen comunidades que se desarrollan en sustratos específicos como los bofedales, donde predominan el Paco (*oxychloe andino*) y la Sora (*Deyeuxia chrysanta*), los llaretales dominados por las llaretas (género *Azorella*) y los queñoales con la presencia de Queñoa (*Polylepis tarapacana*)⁹⁴.

Con respecto a la fauna del lugar, existe la presencia de Aves y Mamíferos. Entre las primeras destacan: Suri o Ñandu (*Pterocnemia pennata*), Kiula o Perdiz de la Puna (*Tinamotis pentlandii*), Aguilucho (*Buteo polyosoma*), Halcón Peregrino (*Falco peregrinus*), Tagua Americana (*Fulica americana*), Chorlo de la Puna (*Charadrius alticola*) y el Cóndor (*Vultur gryphus*). Mientras que entre los mamíferos presentes se encuentran: Ratoncito Andino (*Akodon andinus*), Chululo de la Puna (*Ctenomys opimus*), Zorro Culpeo (*Pseudalopex culpaeus*) y Vicuña (*Vicugna vicugna*)⁹⁵.

Cabe destacar también, la presencia de distintas especies de flamencos y otras aves asociadas a las lagunas y salares cercanos a Ollagüe tales como: Flamenco Chileno (*Phoenicopterus chilensis*), Flamenco Andino (*Phoenicoparrus andinus*) y Flamenco de James (*Phoenicoparrus jamesis*), Gaviota Andina (*Chroicocephalus serranus*) y Pato Juarjal (*Lophonetta specularioides*).

Clima

El clima como siempre es de alta importancia. En la sección IX.2.1 ya se ha discutido como instalar equipos en climas desérticos es muy diferente a hacerlo en climas húmedos y lluviosos. Tecnología fotovoltaica es menos efectiva en climas lluviosos dada la baja radiación, al igual que temperaturas extremas pueden causar desperfectos.

⁹³ Lúgaro, J., "Informe final actualización Plan de Desarrollo Comunal de Ollagüe 2008-2014", 2008.

⁹⁴ Lúgaro, J., "Informe final actualización Plan de Desarrollo Comunal de Ollagüe 2008-2014", 2008.

⁹⁵ Lúgaro, J., "Informe final actualización Plan de Desarrollo Comunal de Ollagüe 2008-2014", 2008.

La comuna de Ollagüe se ubica bajo un clima desértico marginal de altura y posee una fuerte oscilación térmica en el día, además presenta cielos despejados y precipitaciones ocasionales durante el año, exceptuando las lluvias de verano por la influencia del invierno Boliviano. Además, se presentan dos estaciones invernales, la altiplánica (enero-febrero) y la estacional (junio-julio-agosto)⁹⁶.

La Tabla 11 presenta los valores mensuales promedios de la temperatura en Ollagüe.

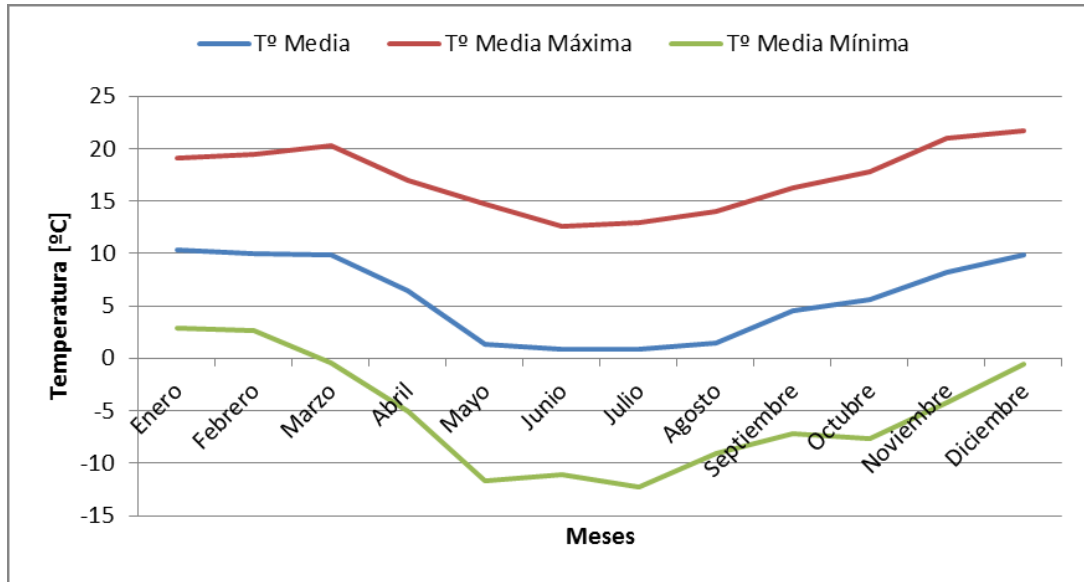
Tabla 15: Temperaturas medias mensuales en Ollagüe

Mes	Tº Media	Tº Media Máxima	Tº Media Mínima
Enero	10.3	19.1	2.87
Febrero	10	19.5	2.6
Marzo	9.9	20.3	-0.4
Abril	6.5	17	-5
Mayo	1.3	14.7	-11.7
Junio	0.9	12.6	-11.1
Julio	0.9	12.9	-12.3
Agosto	1.5	14.05	-9.1
Septiembre	4.5	16.3	-7.2
Octubre	5.6	17.8	-7.7
Noviembre	8.2	21	-4.17
Diciembre	9.9	21.7	-0.5
Mes	Tº Media	Tº Media Máxima	Tº Media Mínima

En forma gráfica la Figura 15 muestra estos datos, donde puede apreciarse que la gran oscilación térmica se mantiene relativamente constante durante todo el año, en promedio de 22°C.

⁹⁶ Lúgaro, J., “Informe final actualización Plan de Desarrollo Comunal de Ollagüe 2008-2014”, 2008.

Figura 15: Perfil anual de temperaturas medias en Ollagüe



Recursos Naturales Disponibles

En la sección IX.2.2 se discutió lo fundamental que es la fuente de recursos renovables como radiación solar y viento que se tengan en el lugar a instalar la red. Para ello se debe ver que fuentes de información se tienen del lugar como los registros históricos que cuenta el ministerio de energía. Para microrredes de un tamaño considerable en donde una mala estimación causa gran distorsión es recomendable tener registros *in situ* de los recursos a base de estaciones meteorológicas en la zona o realización de mediciones en terreno como es el caso de la localidad de Ollagüe donde se consideró distintas fuentes de información radiación solar y viento.

Recurso Solar

Como se menciona en IX.2.2 se ocupa idealmente fuentes de estaciones meteorológicas, luego mediciones en terreno y por último registros históricos. Ollagüe cuenta con una estación meteorológica, sin embargo para determinar el potencial energético del recurso solar en esta localidad se utilizaron las siguientes fuentes de información:

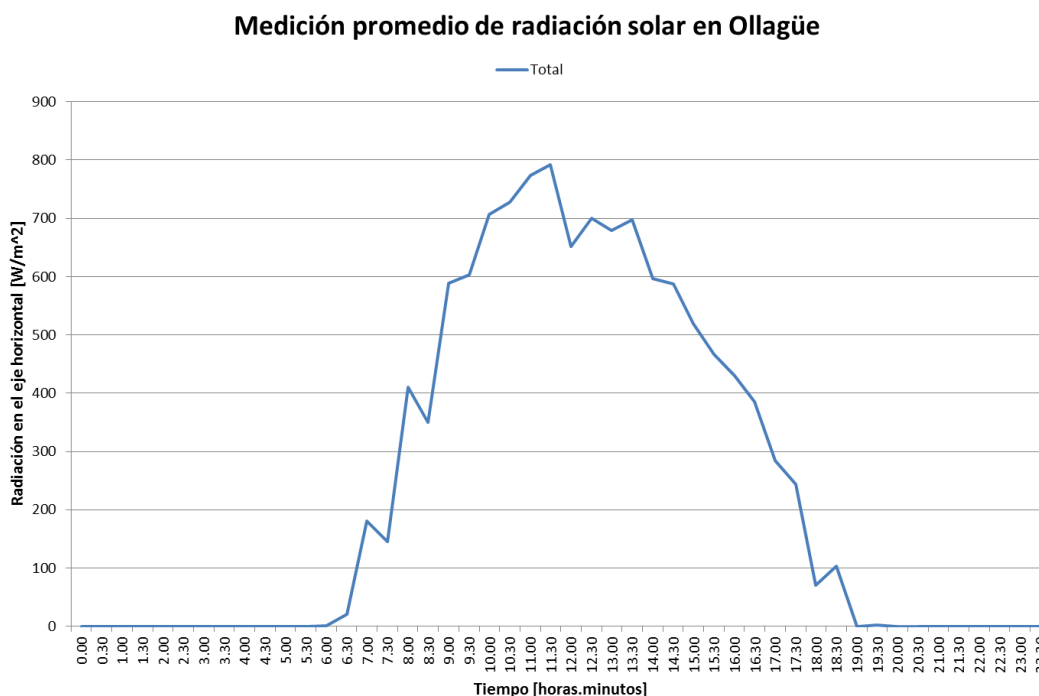
1. Medición directa durante 4 días y medio durante visita a terreno. Se registran datos cada 30 minutos.
2. Datos de radiación histórica de la localidad de San Pedro de Atacama, a 190km de distancia, con características climáticas similares dada su ubicación en el altiplano⁹⁷.

⁹⁷Ministerio de Energía,
http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/energia_solar.html

3. Como tercera fuente de información existen los datos de radiación de la estación meteorológica los que no fueron usados por falta de disponibilidad.

A través de una visita a Ollagüe por el equipo del CE se recogieron datos en terreno entre el 24 y el 28 de septiembre de 2011, donde se registró el promedio presentado en la Figura 9, días que fueron levemente nublados.

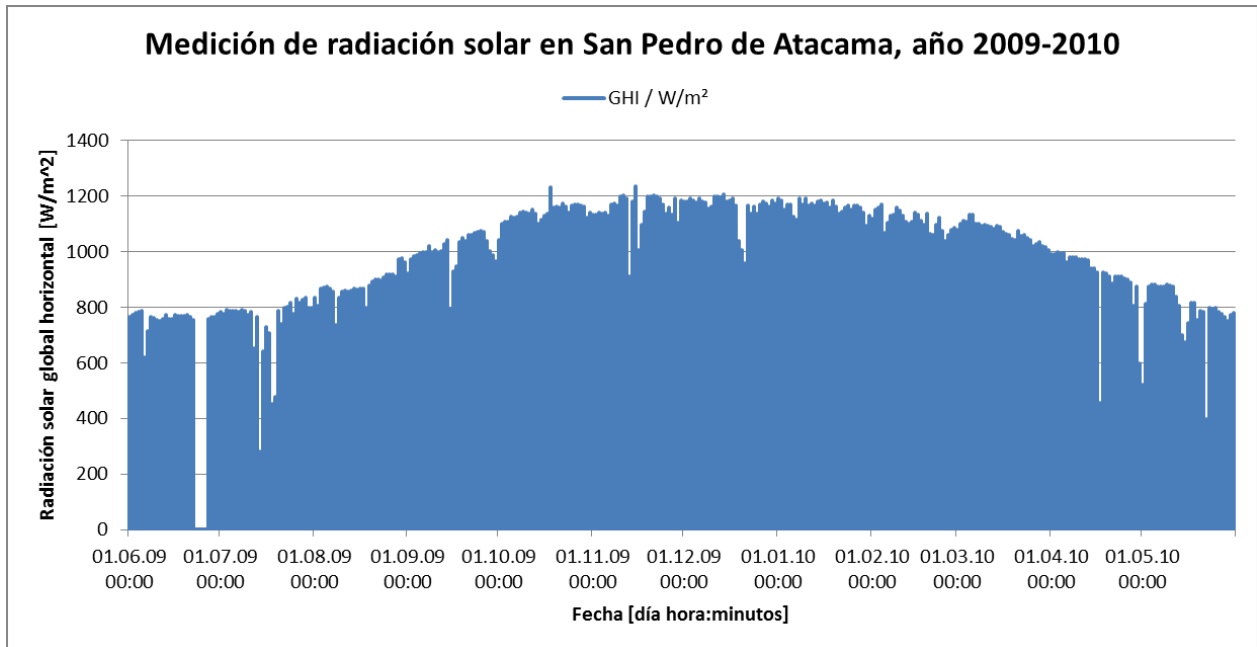
Figura 16: Medición promedio de radiación solar



La medición máxima fue de 971[W/m²] a las 12:30 hrs. del 28 de septiembre. Cabe destacar que esta medición debe ser corregida por la orientación óptima de los paneles fotovoltaicos y que además, dada la baja temperatura durante las horas de luz solar de la localidad, aumenta de manera importante la potencia máxima que puede generar.

Por otro lado, la Figura 17 muestra la radiación global en el plano horizontal en San Pedro de Atacama (SPA) entre el 01.06.2009 y el 31.05.2010.

Figura 17: Datos de radiación de San Pedro de Atacama



A priori, utilizando los datos horarios de radiación, el factor de planta de un generador fotovoltaico considerando la nubosidad de SPA y una orientación horizontal es de 29,8% (sin considerar los días sin datos).

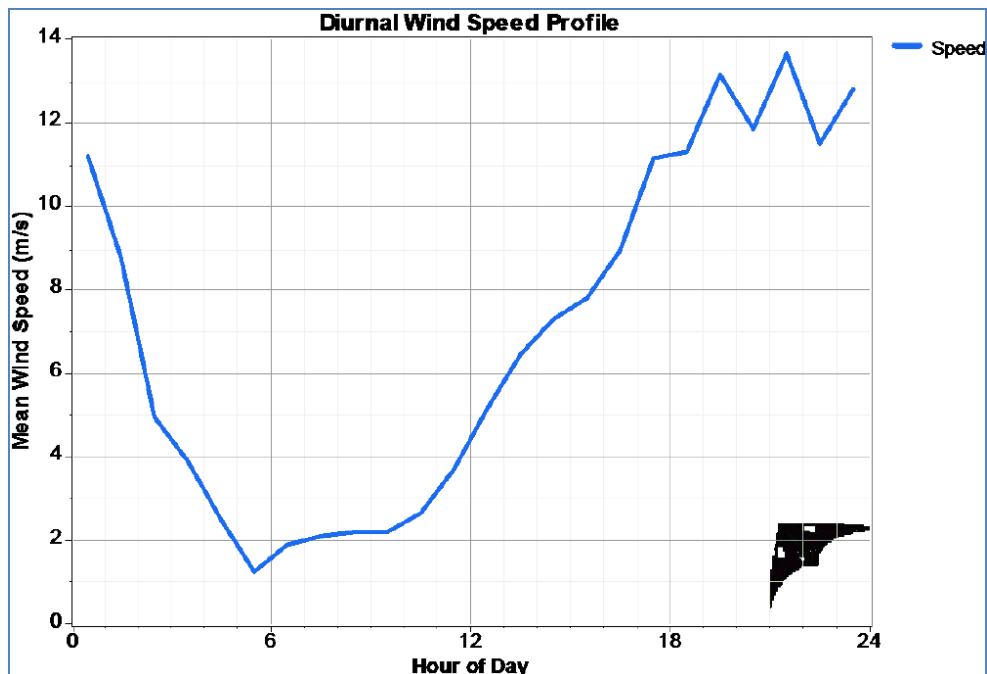
Recurso Eólico

Similar al caso solar, se espera contar con información de estación meteorológica, para luego seguir con mediciones en terreno y complementar con registros históricos. Para determinar el potencial eólico en Ollagüe, se consideraron las siguientes fuentes de información:

1. Medición directa de velocidad y dirección de viento a 4.6[m] de altura con un muestreo cada 5 minutos.
2. Datos de viento tomados por la CNE por proyecto del PNUD. La medición se realizó a 10 y 20[m] de altura.

La Figura 18 muestra un perfil promedio diario de velocidad del viento medida en Ollagüe.

Figura 18: Perfil diario de velocidad de viento medido

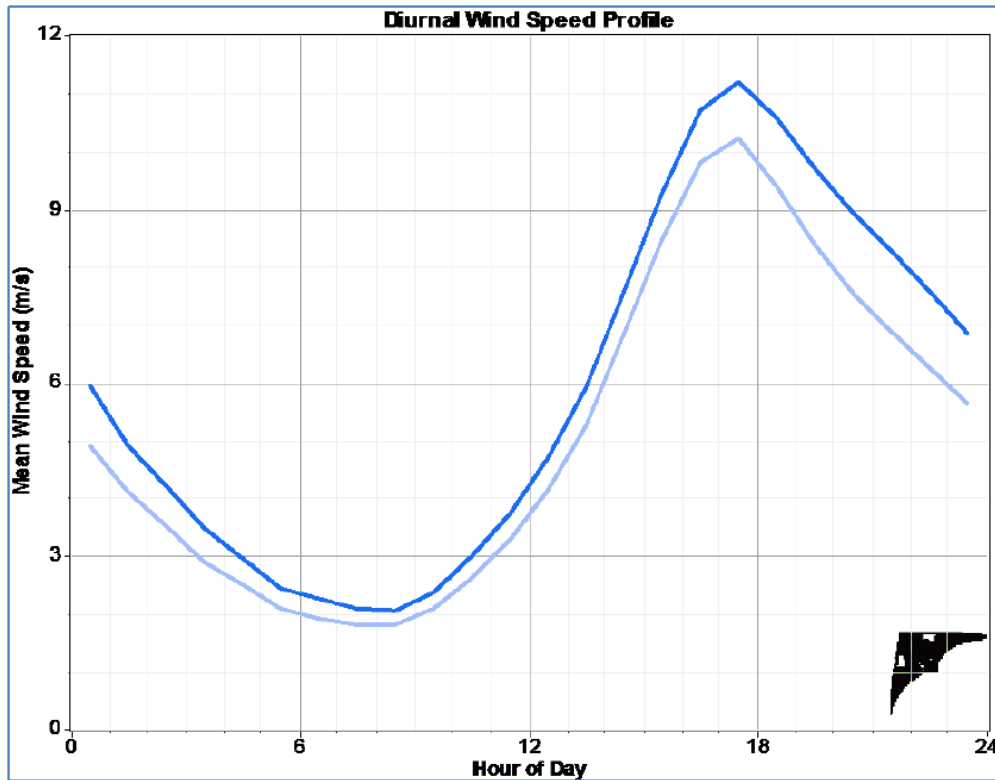


El anemómetro realizó la medición a 4.6m de altura, sobre la altura de todas las construcciones cercanas, de forma de disminuir el efecto de la rugosidad del terreno. La medición se realizó entre el 24 y el 29 de septiembre a una tasa de muestreo de 15 minutos.

Cabe destacar que el valor máximo de velocidad de viento medida en terreno fue de 49,2[m/s] mientras que las torres para turbinas eólicas entre 10 y 100[kW] están diseñadas para soportar velocidades de 50[m/s].

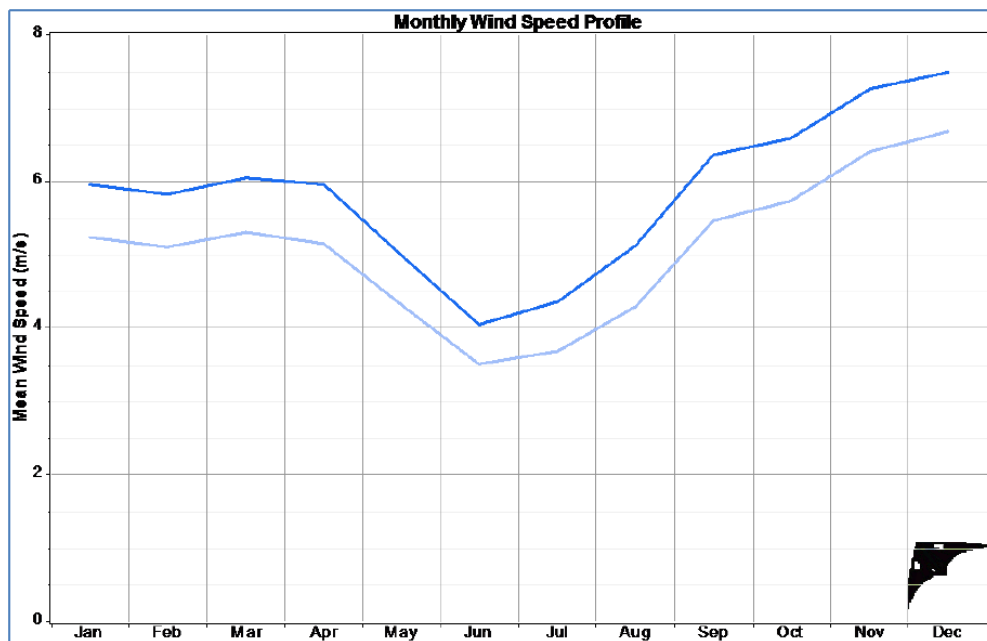
La medición de la estación PNUD se realizó a 10 y 20m de altura a la entrada de la localidad de Ollagüe, entre el 26.10.2003 y el 04.11.2004. De acuerdo a estas mediciones la Figura 19 muestra los resultados del perfil diario de viento.

Figura 19: Perfil diario de viento en Ollagüe, curva azul 20m, curva celeste 10m



De esta forma, la tendencia del perfil diario mantiene la misma característica de la medición realizada en terreno. La Figura 20 presenta los resultados del perfil anual para ambas alturas.

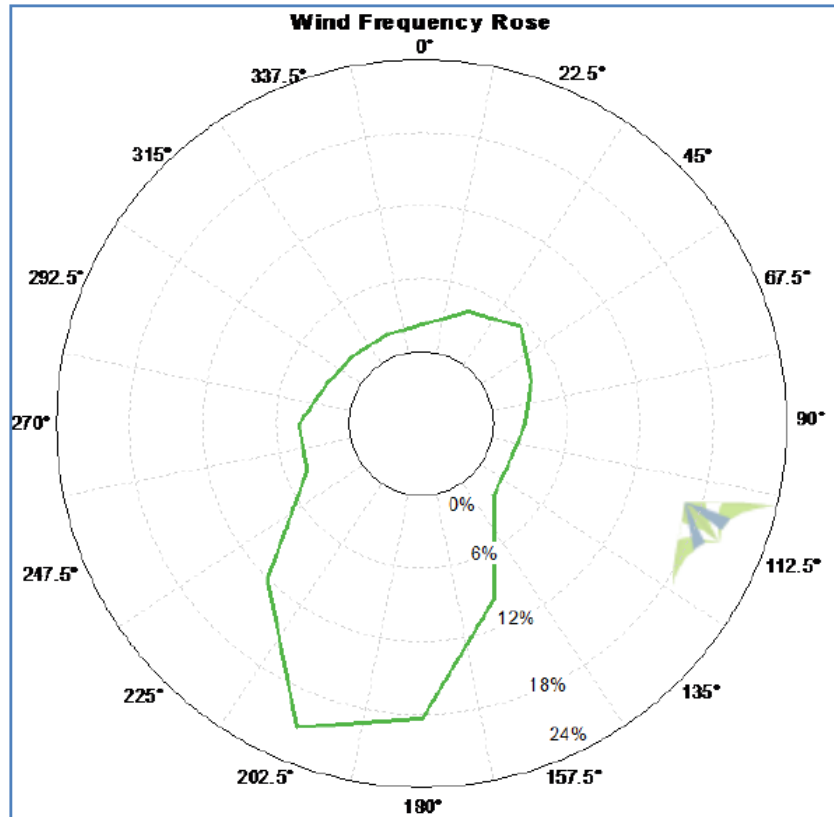
Figura 20: Perfil anual de viento en Ollagüe, curva azul 20m, curva celeste 10m



Existe una gran relación entre los cambios de temperatura y el potencial eólico, es decir, en los meses de verano se encuentra una mayor disponibilidad de recurso eólico, al igual que sucede con el recurso solar.

Finalmente la Figura 21 muestra la rosa de vientos de los datos recolectados, de donde se desprende que el viento tiene una dirección preponderante en dirección SSW en Ollagüe.

Figura 21: Rosa de vientos en Ollagüe



Además, utilizando el software Windographer® y los datos de temperatura de esta estación meteorológica, se tiene una temperatura media de $-9,17^{\circ}\text{C}$, y una presión de $63,89[\text{kPa}]$ por lo que se deduce una densidad del aire $\rho = 0,843 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$.

Por otro lado es de importancia calcular el coeficiente de rugosidad. La siguiente ecuación nos permite estimar la velocidad a una altura h cualquiera a partir del dato de altura h_o y el coeficiente de rugosidad del viento α :

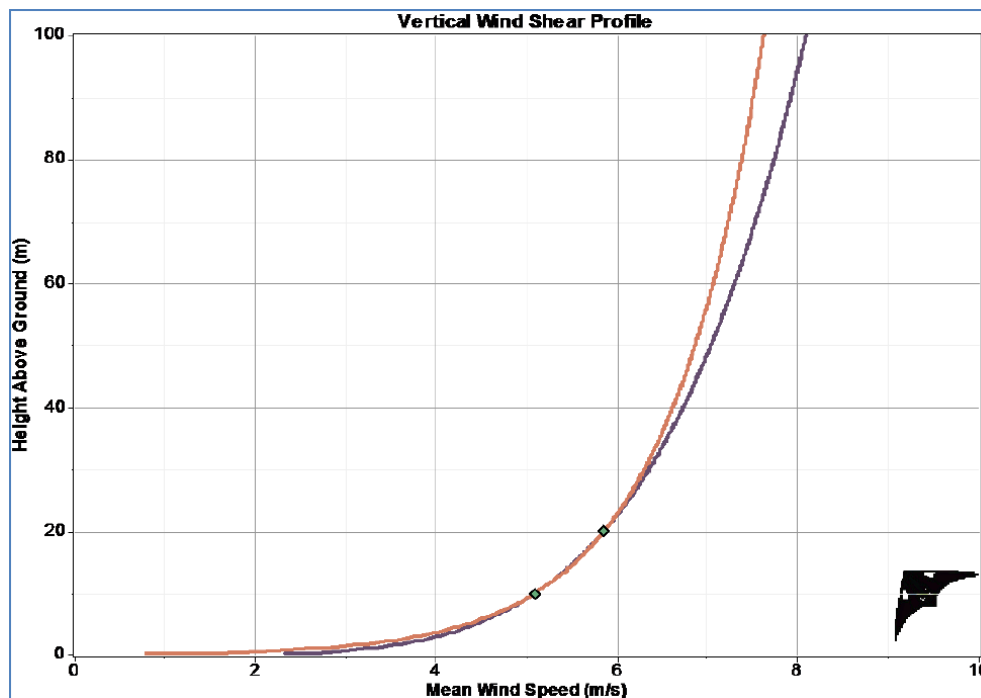
$$V(h) = V_o \left(\frac{h}{h_o}\right)^{\alpha}$$

Teniendo ambas velocidades y alturas se puede obtener el coeficiente de rugosidad con lo que es posible estimar el perfil vertical del viento, de manera de considerarlo para la evaluación de potencial al cruzarlo con las curvas de operación de las unidades de generación.

El exponente para el ajuste exponencial calculado es 0.2, que será usado para las estimaciones de potencial.

En la Figura 22 se muestran los resultados para los ajustes logarítmicos y exponenciales.

Figura 22: Perfil vertical de viento calculado



Estado Actual del Sistema Eléctrico

Como se mencionó en IX.2.3 la topología de la red y cableado que se tiene actualmente es de gran relevancia en una microrred, ya que va a definir el diseño mismo del sistema y los puntos de conexión. Para el caso de comunidades aisladas se debe considerar los medios de generación que tienen actualmente ya que pueden ser usados de respaldo además de considerar todo tipo de instalaciones en el sistema eléctrico como luminaria pública, medidores y empalmes.

Generación eléctrica en la localidad de Ollagüe

La red eléctrica de Ollagüe es de topología anillo y es alimentada con generadores diesel. Actualmente en la planta eléctrica existen cinco generadores, de los cuales sólo dos de ellos son utilizados: uno de uso diario y otro de respaldo.

Los datos de placa de estos dos generadores son los siguientes:

Tabla 16: Datos de placa del generador primario

Potencia nominal [kVA]	275
Factor de potencia	0.8

Voltaje nominal [V]	230 / 400
Corriente nominal [A]	396.9
Velocidad de rotor [rpm]	1500
Frecuencia [Hz]	50

Tabla 17: Datos de placa del generador de respaldo

Potencia nominal [kVA]	343.8
Factor de potencia	0.8
Voltaje nominal [V]	230 / 400
Corriente nominal [A]	496
Velocidad de rotor [rpm]	1500
Frecuencia [Hz]	50 [Hz]

Se tiene un interruptor inmediatamente después del generador primario con un contactor al costado que opera como seccionador del generador de respaldo. El cableado de los generadores va por una tubería de plástico rígida subterránea (t.p.r.s.) de 110 mm². Los conductores que van por la t.p.r.s. son de tipo THHN de sección 500 M.C.M., los cuales llegan hasta el primer poste de distribución.

El generador secundario no se opera de forma regular debido a que su sistema de refrigeración no entra en funcionamiento cuando el motor está encendido, de forma que al operar por un tiempo la protección por temperatura del sistema de control apaga la máquina por seguridad.

De los generadores restantes, 2 de ellos tienen diferentes fallas, pero ambos tienen la capacidad de ser reparados. El tercero sólo puede ser operado de manera manual para la regulación de tensión y frecuencia pues su control automático falla.

El petróleo es almacenado en barriles metálicos de 160 litros dentro de la planta eléctrica, a la intemperie. Para entregar petróleo a los grupos generadores, se utiliza un estanque de aproximadamente 200 litros al que se le bombea diesel desde los barriles a través de una bomba eléctrica de ½[HP], el grupo generador de respaldo posee un estanque de combustible en su base, de dónde lo extrae directamente.

Por otra parte, los generadores diesel sufren un gran derrateo por altura (del inglés, derating), que consiste en la disminución de la potencia eléctrica nominal debido a la altura a la que está ubicado el equipo (y la consecuente disminución de oxígeno en el aire).

Los horarios de suministro eléctrico a Ollagüe son los siguientes

- Lunes a Jueves: de 8:00 a 01:00 horas (17 horas al día)
- Viernes: de 8:00 a 02:00 horas (18 horas al día)
- Sábado: de 11:00 a 2:00 horas (15 horas al día)
- Domingo: de 11:00 a 01:00 horas (14 horas al día).

Durante visita a terreno el grupo generador diesel de respaldo, tuvo 3 contingencias. La falla siempre fue la misma y se debe a una mala instalación del panel de control dado que la vibración propia del grupo generador provoca desprendimiento de cables de

emergencia y de acuerdo a la información recogida en terreno no ha sido utilizado hace más de 10 años.

Existe además un tercer circuito, cuyo propietario es la Compañía de Ferrocarriles Atacama - Bolivia (FCAB), quienes poseen un generador propio de 7[kVA] para abastecer sus servicios básicos en caso de no contar con alimentación desde el pueblo. Este circuito parte en la estación de ferrocarril Ollagüe y alimenta, además de la misma estación, la casa de los trabajadores de FCAB, y algunos consumos pequeños en un galpón que solía ser la maestranza.

Luminaria Pública

La luminaria pública utilizada en el sistema eléctrico de Ollagüe es de 150W. Esta luminaria se encuentra en la mayoría de los postes del circuito exterior.

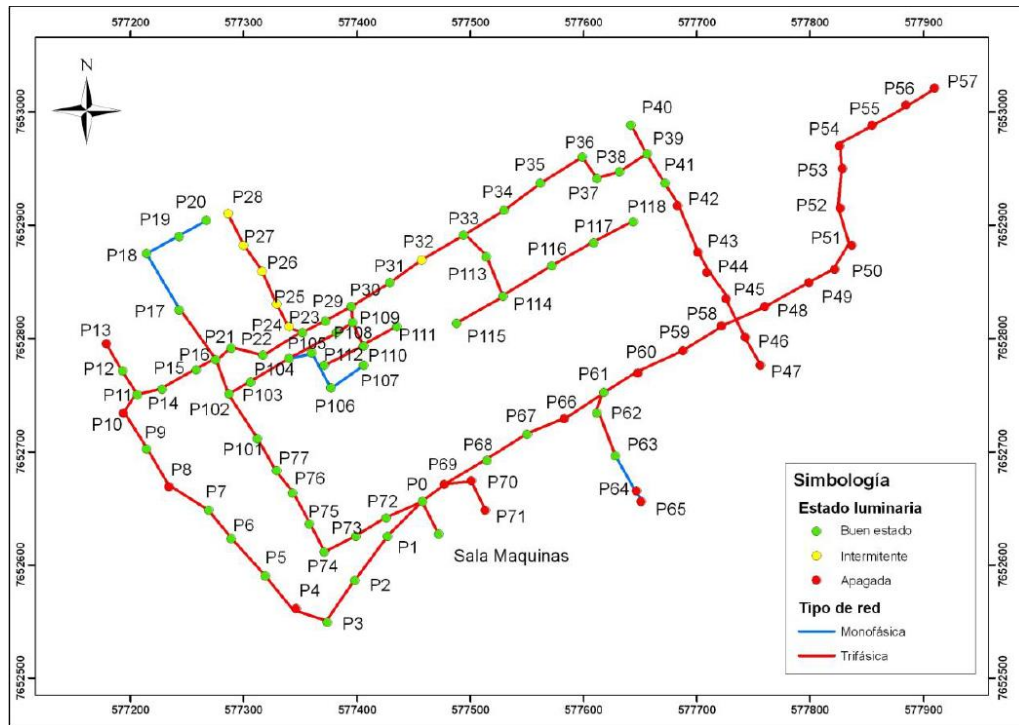
Sobre el estado de funcionamiento de la luminaria pública de Ollagüe se tienen tres estados: encendidas, apagadas e intermitentes (se encienden y apagan de manera aleatoria). El detalle de la cantidad de estas en la Tabla 14:

Tabla 18: Detalle de luminaria pública en Ollagüe

Estado	N°	Porcentaje
Encendida	51	60%
Intermitente	6	7%
Apagada	28	33%
Total	85	100%

La Figura 24 muestra la ubicación específica de las luminarias, explicitando los diferentes estados de operación. Se diferencian además los distintos tipos de red existentes en la localidad.

Figura 24: Ubicación de las luminarias en mal estado: Intermitente (encienden y apagan de manera aleatoria) y apagadas.



Medidores y empalmes

Con anterioridad, a mediados de la década pasada, existió la intención de instalar un sistema tarifario en el poblado de Ollagüe, por lo cual se llevó a cabo un proyecto de crear una cooperativa eléctrica. De esta forma, se consideró la instalación de medidores de energía para realizar la facturación. Los medidores residenciales son electromecánicos, que si bien actualmente no cumplen ninguna función, siguen midiendo y están un buen estado, e instalados en cada consumo.

Por otro lado, los empalmes se pueden clasificar según el cable con el que llega (coaxial o cable separado), y según la forma física de llegada al consumo (directo o con cachimba). Según las observaciones realizadas, se tiene un 70% de empalmes con cable coaxial, y 30% con cable separado. De la misma forma, se tiene un 34% de empalmes con llegada directa, 64% con llegada estilo “cachimba”, y un 2% subterránea.

Puesta a tierra

La zona de los generadores diesel cuenta con dos mallas de tierra: una de servicio y otra de protección, de 5x3 metros y 2x2 metros.

En ciertos postes del circuito anillo (generalmente en las esquinas y extremo de los alimentadores) existen puestas a tierra de protección de las mismas características que en la planta eléctrica.

Diagnóstico de la Demanda Eléctrica

Como ya se ha discutido, determinar la demanda de electricidad presente y futura de los clientes es necesario para el diseño de la microrred. Son varios los métodos para determinar el estado actual de la demanda eléctrica de la población. Para el caso de comunidades aisladas es necesario ver como es el gasto de combustible que está directamente relacionado con la generación de electricidad, además de obtener el perfil de consumo a partir de entrevistas.

Manipulación del combustible

Dado que Ollagüe consume combustible en los generadores diésel, es necesario considerarlo en la predicción de demanda. De acuerdo a la información recogida en terreno, mensualmente se adquieren en promedio 9.000 litros de diesel. De ellos aproximadamente 7.000 son comprados bajo un convenio Marco con una distribuidora de COPEC “Valle de la luna”, en la ciudad de Calama. En Calama un camión de fletes recoge el combustible en la distribuidora y lo lleva a la estación de FCAB el cual la Municipalidad paga directamente a la distribuidora COPEC y al camión de fletes por sus servicios. Los restantes 2.000 litros son donados por la empresa FCAB mensualmente, lo que es ocupado de la misma forma para el consumo del pueblo.

Finalmente, y como se dijo en la sección XI.2.3, utilizando una bomba eléctrica el combustible es bombeado hacia un estanque que alimenta el equipo generador primario, mientras que para el equipo de respaldo se deben cambiar las mangueras y llenar un estanque particular que este último posee en su base.

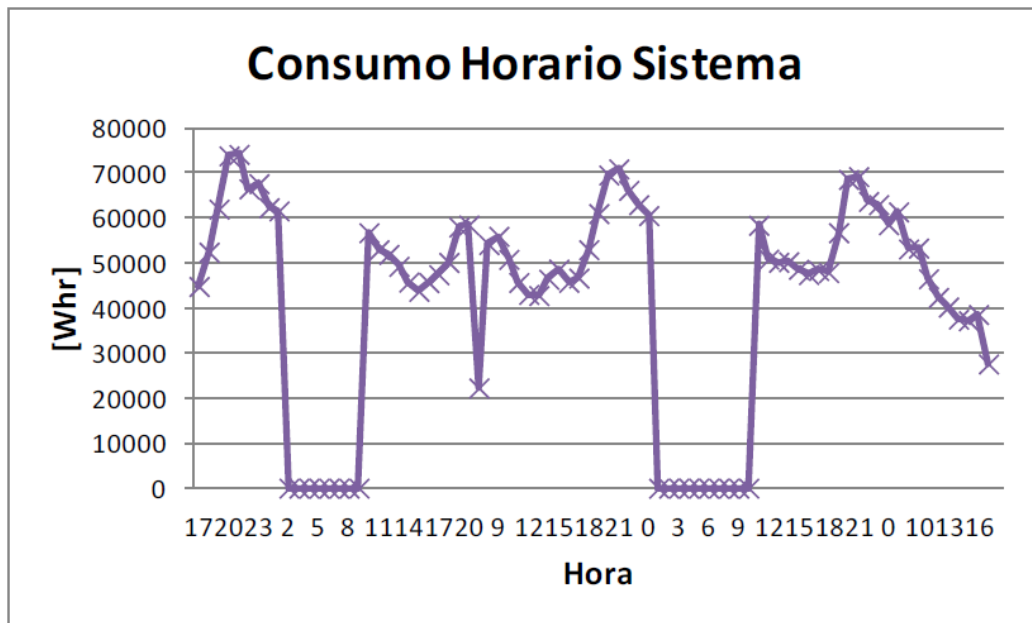
Demanda Eléctrica Actual

Para determinar el estado actual de la demanda eléctrica de Ollagüe y poder proyectar el consumo futuro, se realizaron medidas a la planta de generación así como también a un consumo importante como lo es el hostel El Cuervo.

Asimismo, se levantó información en base a entrevistas en cada hogar de forma de determinar un consumo promedio en los hogares de la localidad.

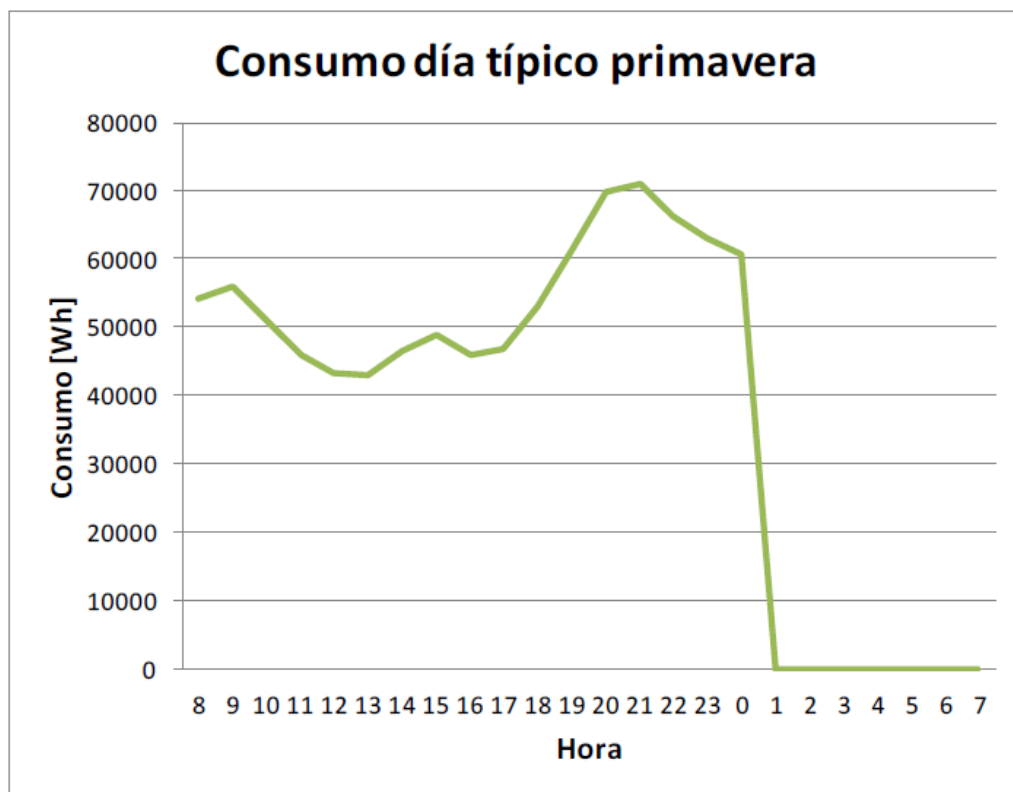
Con el fin de obtener una visión adecuada del nivel de consumo de la comunidad de Ollagüe, se realizaron medidas de variables eléctricas a la central generadora. Se tomaron registros durante 6 días en forma intermitente, que van en el periodo comprendido entre el 23 al 28 de septiembre. La Figura 25 muestra el registro de medidas horarias de potencia para el periodo mencionado.

Figura 25: Registro de potencia en central generadora



Producto de las constantes interrupciones debido a fallas en el generador, no se logró obtener un ciclo continuo, por lo que para efectos de análisis se seleccionó un ciclo que contuviese la mayor cantidad de horas en servicio. La Figura 26 muestra este ciclo de carga.

Figura 26: Ciclo de generación diaria total para propósitos de análisis



Para este ciclo de carga, la energía promedio diaria es 54.477[Wh]. La demanda máxima presentada corresponde a un valor puntual con una tasa de muestreo de 1 minuto. La demanda máxima horaria es 71.088[W]. Estos dos valores son los que se usarán para ajustar los consumos de los distintos tipos de consumidores.

En base a las entrevistas se obtuvo las características del consumo actual. De acuerdo a los resultados de las entrevistas realizadas, en la comunidad de Ollagüe se pueden distinguir tres tipos de consumos: casas habitacionales, albergues y edificios públicos. El objetivo de las entrevistas realizadas en todos estos consumos es identificar la cantidad, tipos y hábitos de uso de equipos eléctricos. Adicional a esto, y como se mencionó anteriormente, se realizaron registros de variables eléctricas para la central generadora y en el hostel El Cuervo. La Tabla 15 muestra la cantidad de inmuebles existentes en el pueblo; 13 edificios públicos, 6 hostales o albergues y 31 casas.

Tabla 19: Cantidad de inmuebles de la comunidad de Ollagüe

Nombre consumos	Energía Promedio [Wh]
Hostal El Cuervo	1080
Hostal El Tambo	270
Albergue Quechua	270
Hostal Atahualpa	270
Casa de Huéspedes Municipal	540
Escuela E-39 San Antonio de Padua	3240
Jardín INTEGRAL	3240
Posta Rural Ollagüe	4320
Municipalidad	2700
Teléfono	1080
Minimarket Andacollo	2160
Gimnasio	3240
Sala multiuso	1080
Estación Ollagüe	2160
Carabineros	1080
SAG	1080
Interpol	1080
Aduana	1080
Quirquincho	270
Alumbrado público (51 funcionando)	7650
Casas (31)	23870
Total	61760

Otra información emanada desde las encuestas es la que se presenta en la Tabla 16. La que muestra la cantidad, tipo, horas de uso diaria y cantidad de veces por semana, que estos equipos son usados en casas de habitación. Lo mismo se muestra en la Tabla 17 para el caso de los albergues.

Tabla 20: Tipo, cantidad, horas de uso y veces por semana de equipos (casas)

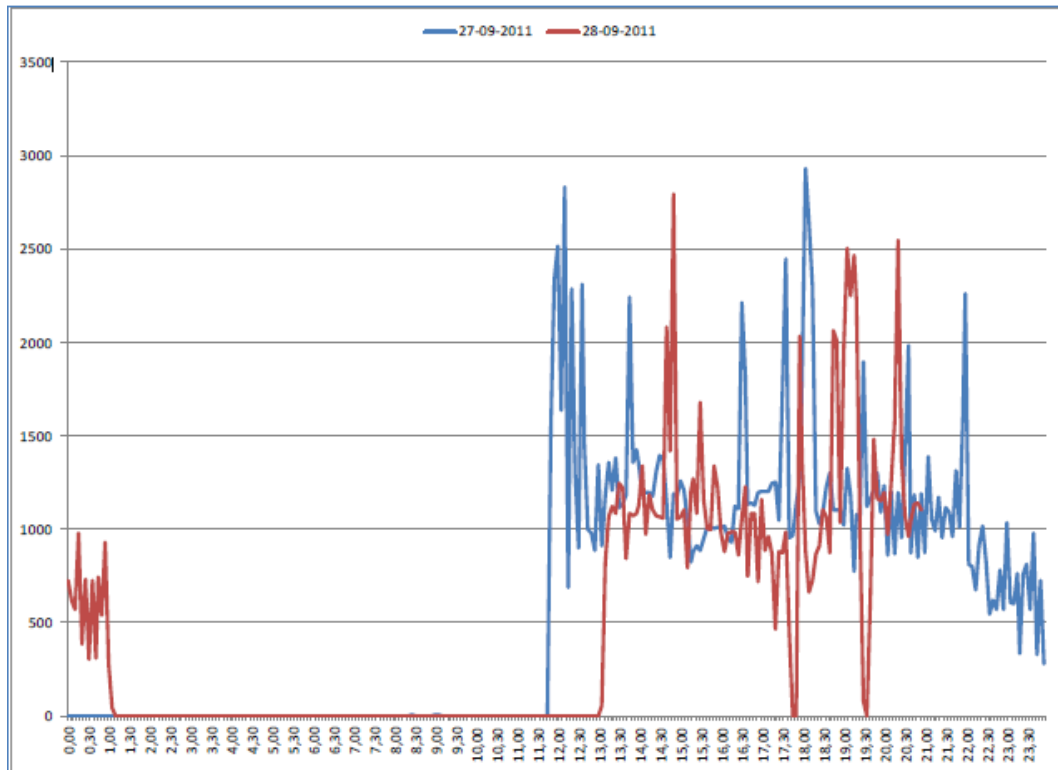
Artefactos Eléctricos	Total	Capacidad [W]	Capacidad Total [W]	Capacidad Prom [W]	Prom [Hrs/día]	Prom [Días/sem]	E día [Wh]	E sem [Wh]
Televisor	43	200	8600	277	6,6	6,8	1843	12439
Decodificador	40	100	4000	129	6,8	6,8	872	5966
Refrigerador	29	250	7250	234	16,0	7,0	3742	26194
Hervidor	16	1000	16000	516	0,6	5,9	310	1836
Plancha	15	900	13500	435	1,6	1,8	690	1264
Lavadora	24	400	9600	310	2,5	1,5	774	1161
Radio	9	25	225	7	4,8	5,5	34	190
Juguera	5	300	1500	48	0,0	1,5	0	0
Computador	7	200	1400	45	2,0	5,3	90	474
DVD	14	200	2800	90	7,0	3,0	632	1897
Horno eléctrico	0	1200	0	0	0,0	0,0	0	0
Secador de pelo	3	1200	3600	116	0,5	7,0	58	406
Congeladora	5	350	1750	56	0,0	0,0	0	0
Batidora	5	200	1000	32	0,0	2,0	0	0
Máquina de cocer	1	350	350	11	0,0	1,0	0	0
Ampolletas normales	51	60	3060	99	8,5	6,3	835	5285
Ampolletas economicas	92	25	2300	74	6,3	6,2	470	2928
Microondas	7	1200	8400	271	0,5	5,8	145	831
Aspiradora	1	1300	1300	42	1,0	4,0	42	168
Estufa electrica	15	1000	15000	484	5,0	7,0	2419	16935
Amasadora	5	400	2000	65	0,0	0,0	0	0
otros	2	500	1000	32	4,0	5,7	129	731
Totales			104635	3375			13085	78706
Energía Promedio individual [Wh]							770	11244

Tabla 21: Tipo, cantidad, horas de uso y veces por semana de equipos (albergues)

Artefactos Eléctricos	Total	[W]	Capacidad Total [W]	Capacidad Prom [W]	Prom [Hrs/día]	Prom [Días/sem]	E día [Wh]	E sem [Wh]
Televisor	21	200	4200	700	4,0	7,0	2800	19600
Decodificador	21	100	2100	350	4,0	7,0	1400	9800
Refrigerador	8	250	2000	333	0,0	0,0	0	0
Hervidor	4	1000	4000	667	0,5	6,0	333	2000
Plancha	4	900	3600	600	1,0	2,3	600	1400
Lavadora	6	400	2400	400	1,7	3,7	697	2554
Radio	1	25	25	4	0,0	0,0	0	0
Juguera	0	300	0	0	0,0	0,0	0	0
Computador	3	200	600	100	5,5	7,0	550	3850
DVD	1	200	200	33	0,0	0,0	0	0
Horno eléctrico	0	1200	0	0	0,0	0,0	0	0
Secador de pelo	0	1200	0	0	0,0	0,0	0	0
Congeladora	5	350	1750	292	0,0	0,0	0	0
Batidora	0	200	0	0	0,0	0,0	0	0
Máquina de cocer	0	350	0	0	0,0	0,0	0	0
Ampolletas normales	14	60	840	140	5,5	7,0	770	5390
Ampolletas economicas	91	25	2275	379	0,0	0,0	0	0
Microondas	4	1200	4800	800	1,0	7,0	800	5600
Aspiradora	0	1300	0	0	0,0	0,0	0	0
Estufa electrica	12	1000	12000	2000	4,7	6,0	9333	56000
Amasadora	0	400	0	0	0,0	0,0	0	0
otros	1	500	500	83	3,0	2,0	250	500
Totales			41290	6882			17533	106694
Energía Promedio individual [Wh]							1031	6668

Para el caso de hospedajes la siguiente información recabada fueron registros de variables eléctricas en el albergue El Cuervo. Se tomaron registros para dos días consecutivos. La Figura 27 muestra el registro de potencias activas puntuales obtenido para una tasa de muestreo de 1 medida cada 5 minutos.

Figura 27: Registro de potencia en Albergue El Cuervo

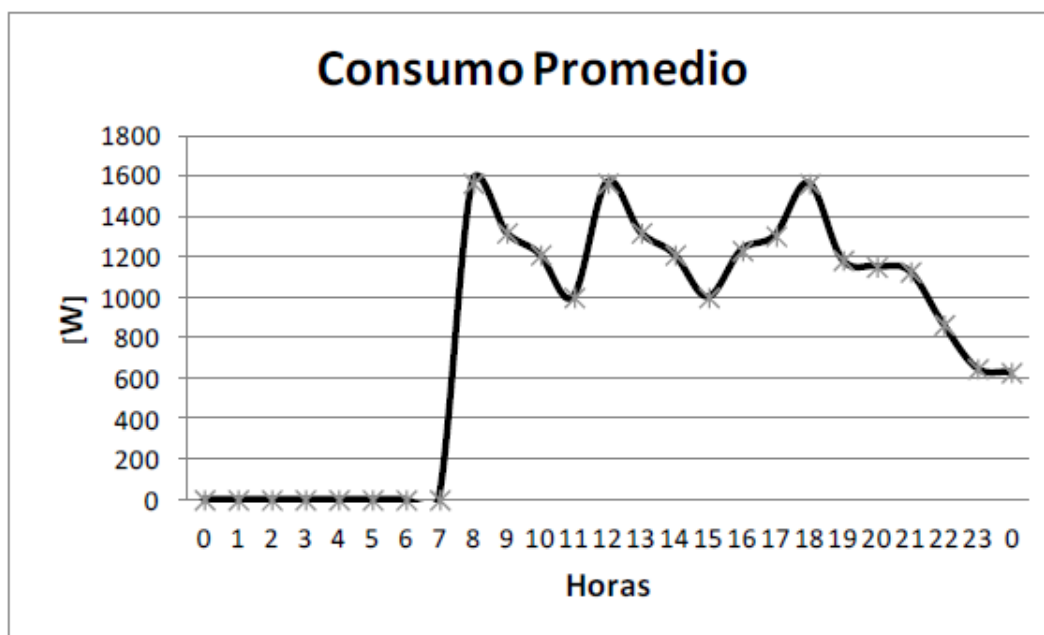


Posteriormente, esta información se procesó para obtener curvas horarias de consumos de potencia donde existen dos periodos de punta; uno a la hora de almuerzo y otro en la cena, con una potencia máxima de 1600[W]. El periodo donde existen mediciones de energía es entre las 10 a.m. y la 1 a.m. Tal como se mostró en la sección XI.2.3 el ciclo de trabajo para día de semana es de 8 a.m. a 1 a.m. Para propósitos de análisis y proyección de los consumos, la curva de consumos se rellenó para incluir el periodo 8 a.m. a 10 a.m. De esta manera se usará para efectos de análisis en este informe una curva que cubre un periodo de 17 horas, esto es, desde las 8 a.m. a las 12 p.m. Esta curva se muestra es la Figura 28 y los datos en la tabla 18.

Tabla 22: Datos de potencia activa horaria para efectos de análisis

Hora	E Horaria [Wh]	Max [W]	Min [W]
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	1564	2830	688
9	1319	2243	909
10	1210	1395	845
11	999	1256	824
12	1564	2830	688
13	1319	2243	909
14	1210	1395	845
15	999	1256	824
16	1231	2213	929
17	1303	2451	956
18	1561	2934	1026
19	1183	1899	771
20	1150	1985	846
21	1126	1611	871
22	865	2262	541
23	647	1031	278
0	628	975	303

Figura 28: Curva de potencia activa horaria para efectos de análisis



En cuanto a la luminaria pública, está compuesta por lámparas de 150[W]. Como se muestra en la Tabla 14, existen 51 luminarias que están en servicio. Para propósitos de construir un ciclo de carga, se supone que estas funcionan entre las 6 ó 7 p.m. y la 1 a.m. cada día de la semana dependiendo de cada estación del año. De esta manera el consumo de la luminaria pública se puede caracterizar de la siguiente forma:

- 7.650 [W] (51 x 150) entre las 18:00 – 24:59 (invierno)
- 0 [W] entre las 01:00 – 17:59. (invierno)
- 7.650 [W] (51 x 150) entre las 19:00 – 24:59 (verano, otoño, primavera)
- 0 [W] entre las 01:00 – 18:59. (verano, otoño, primavera)

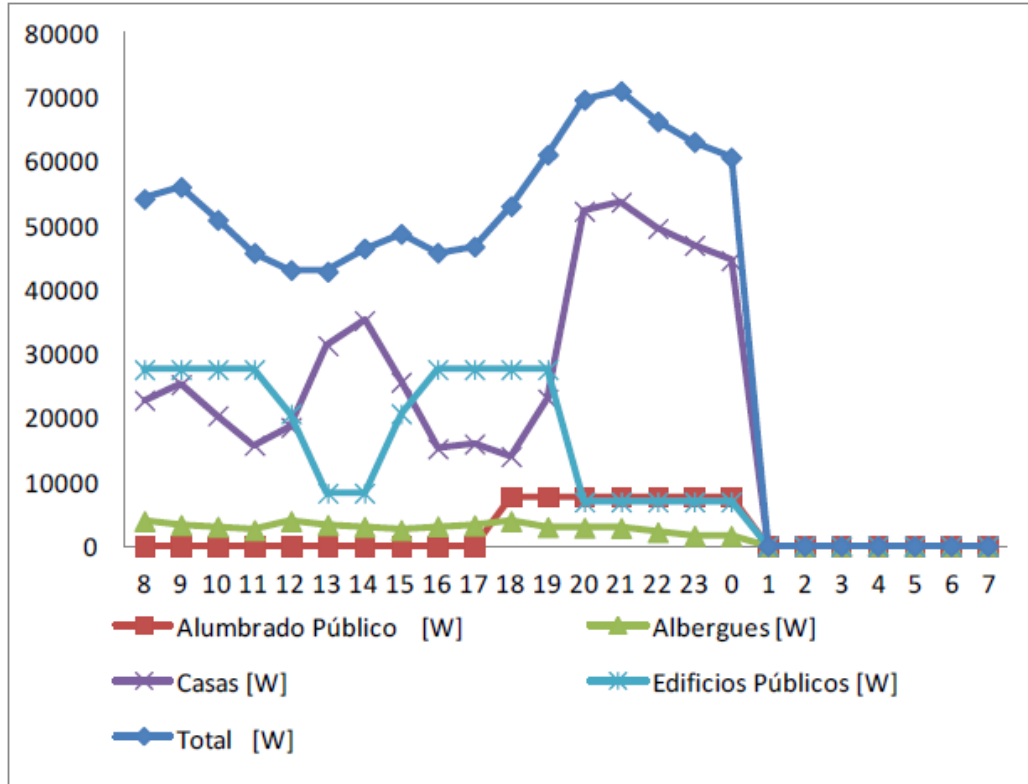
Por otro lado existe un total de 13 edificios públicos, los que demandan un consumo promedio de energía diario de 24.062[Wh]. Este valor se obtiene descontando a la potencia total generada, la potencia de los albergues, casas e iluminación, considerando la información obtenida en las entrevistas y registros, tal como se muestra en las últimas tablas. Se supone un ciclo de trabajo compuesto de seis bloques. Este trata de simular la partida en la mañana, la mañana, la hora de almuerzo, la partida en la tarde, la tarde y la noche.

Quizás uno de los consumos más importantes, no tanto por su tamaño, sino por su variabilidad y por capturar hábitos de consumos frente a diferentes situaciones son los hogares. Es por esta razón que se realizaron encuestas exhaustivas para tratar de capturar esta información. Esta información está sintetizada en la Tabla 15 a Tabla 17. Basado en esta información, más los registros de demanda total del sistema y del albergue, y las suposiciones de las dos secciones anteriores, se construyó un ciclo de carga para las residencias de las personas. Para esto se usó un proceso recursivo usando factores de forma para que la forma de este consumo descontado todos los otros consumos permita obtener la curva de demanda total del sistema. La Figura 22 muestra el ciclo de consumo diario para los cuatro tipos de consumidores, esto es: alumbrado público, albergues, casas y edificios públicos.

Construidos los ciclos de carga individual de cada tipo de consumo se obtienen las curvas de consumo total por cada tipo de consumidor multiplicando la curva por el número de consumidores de cada tipo los cuales son: 51 luminarias de alumbrado público, 31 casas, 13 edificios públicos y 4,4 albergues (ajustado por tamaños).

En la Figura 29 se aprecia que la agregación de la curva de consumo calza perfectamente con la curva de generación registrada.

Figura 29: Curvas de potencia total diaria para diferentes tipos de consumos primavera



Con el fin de tener un modelo de predicción más exacto para el consumo anual, se hizo una estimación de los ciclos de consumo para las restantes estaciones. Se definieron 3 estaciones: a) primavera (septiembre, octubre, abril), b) verano (noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo), c) invierno (mayo, junio, julio, agosto). El otoño (abril) se asimiló a la primavera. Las temperaturas medias de cada estación son: primavera 5,5 grados, verano 4,13 grados e invierno -4,4 grados.

Por otra parte se dispuso de las facturas por concepto de compras de combustible para los periodos de abril a septiembre de 2011. A partir de esta información se pudo inferir el consumo medio de combustible para la estación de invierno el cual asciende a 6650 litros. Esta información permitió inferir el consumo de energía para la estación de invierno, dado a que se conoce el consumo de energía de primavera. El modelo anterior determinó que el consumo de energía es 20% mayor al de primavera. Por otra parte, considerando las variaciones de temperatura media con respecto a la estación de primavera, se estableció que en el invierno la temperatura media es 4 grados inferior y en el verano 4 grados por encima. Con esto se logró determinar que el consumo de verano será 18% menor que el de primavera.

Estos antecedentes permitieron establecer los consumos energéticos para las estaciones de verano e invierno. Se aplicaron además, correcciones por duración de la iluminación pública.

Finalmente, fue necesario modelar la función de producción del generador diesel. Para esto se usaron los datos de rendimiento establecidos en las hojas de descripción de los motores. La Tabla 19 muestra los datos de rendimiento. La función de producción

resultó ser una recta cuya pendiente es 161.036 [\$/kWh] y constante 634[\$]. Se consideró un precio para el petróleo de 634 [\$/L].

Tabla 23: Datos de rendimiento de generador diesel primario

Cap	kW	L/hr	Costo [\$]	Costo Est [\$]	Cme [\$/kWh]
0.25	50	14	8,876	8,686	173.72
0.50	100	26	16,484	16,738	167.38
0.75	150	39	24,726	24,789	165.26
1.00	200	52	32,968	32,841	164.21

Figura 30: Curvas de potencia total diaria para diferentes tipos de consumos invierno

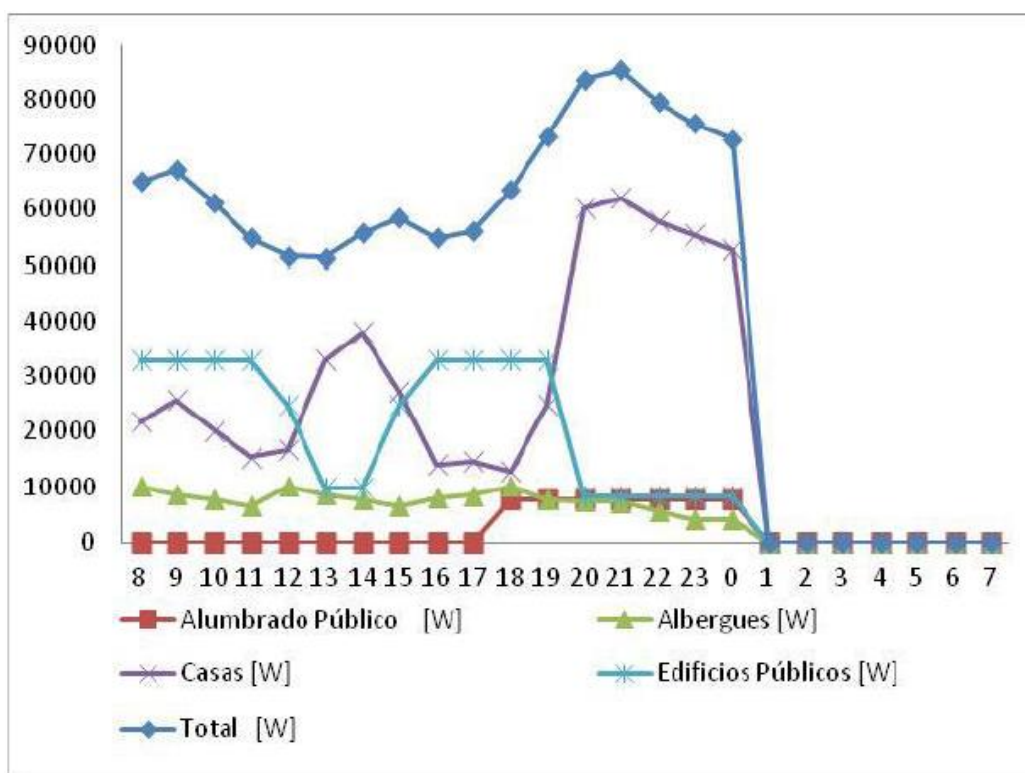
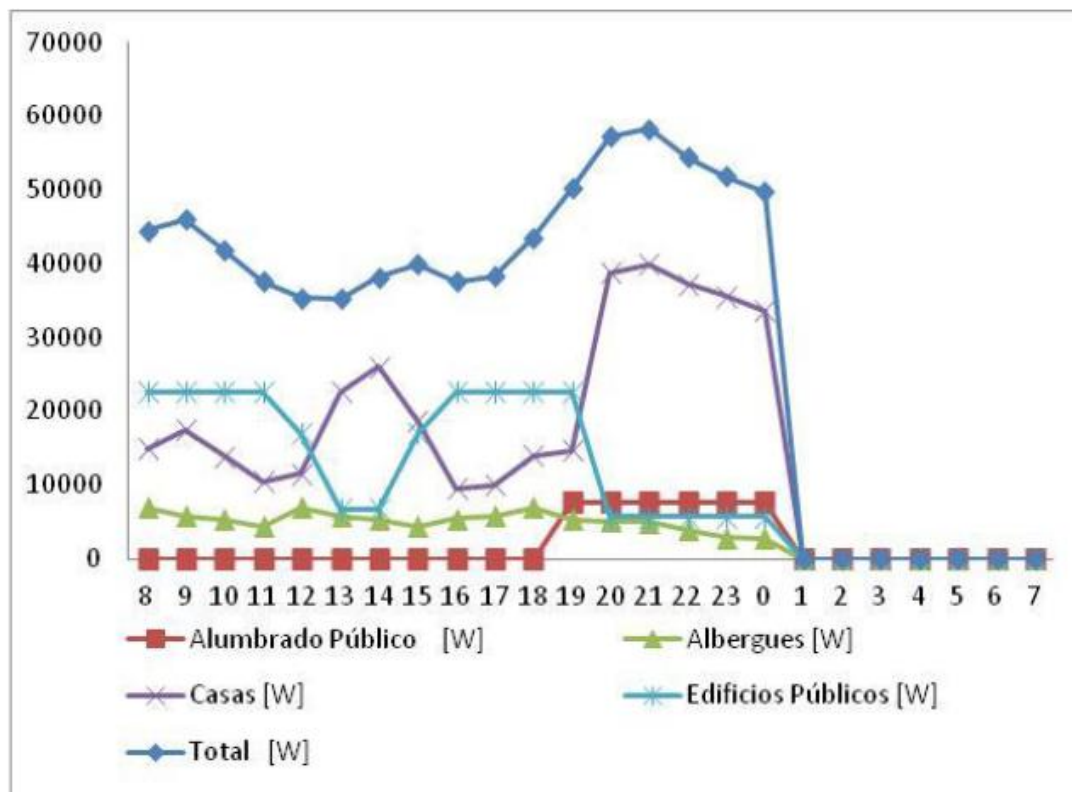


Figura 31: Curvas de potencia total diaria para diferentes tipos de consumos verano



Finalmente se pudieron establecer las estimaciones anuales de consumos de energía, combustibles y costos. La tabla 20 muestra los balances anuales.

Tabla 24: Balances anuales de energía y consumo sistema eléctrico Ollagüe

Item	Unidad	Primavera	Verano	Invierno	Total
Energía Lu-Vi	kWh	59,271	82,776	97,797	239,844
Energía Sa-Do	kWh	22,027	28,096	34,264	84,386
Consumo comb Lu-Vi	Lts	16,143	22,878	26,337	65,357
Consumo comb Sa-Do	Lts	6,000	7,766	9,228	22,994
Costo Lu - Vi	\$	10,234,580	14,504,696	16,697,365	41,436,641
Costo Sa - Do	\$	3,803,838	4,923,903	5,850,512	14,578,253
Energía	kWh	81,298	110,872	132,061	324,231
Consumo Comb.	Lts	22,143	30,644	35,564	88,352
Costo	\$	14,038,419	19,428,598	22,547,877	56,014,894
Costo Promedio Energía	\$/kWhr	172.68	175.23	170.74	172.76
Gasto Medio Combustible	Lts/kWhr	0.272	0.276	0.269	0.272

Proyección de Demanda Eléctrica

Para realizar la evaluación económica del proyecto y el diseño de las diferentes fuentes de energía que sería necesario utilizar para el sistema, es necesario realizar una proyección de la demanda. En esta sección se describen los criterios utilizados y resultados obtenidos de ejecutar este ejercicio.

El primer ejercicio realizado para determinar la proyección es extender el periodo de abastecimiento de energía a 24 horas. Para estimar este ciclo se han tenido en cuenta los siguientes hechos:

- Se aumenta el ciclo de trabajo de alumbrado público desde las 01:00 a.m. hasta las 06:59 a.m. Los horarios de partida de este ciclo se definen al tipo de estación, según se define anteriormente. Se supone además, que todas las luminarias están funcionales, es decir, están en uso las 85 luminarias.
- Se aumenta el ciclo de trabajo de albergues, edificios públicos y hogares de manera de considerar consumos nocturnos tales como calefacción y alumbrado.

Los resultados obtenidos se muestran desde la Figura 32 a Figura 34.

Figura 32: Curvas de potencia proyectada total diaria para diferentes tipos de consumos primavera

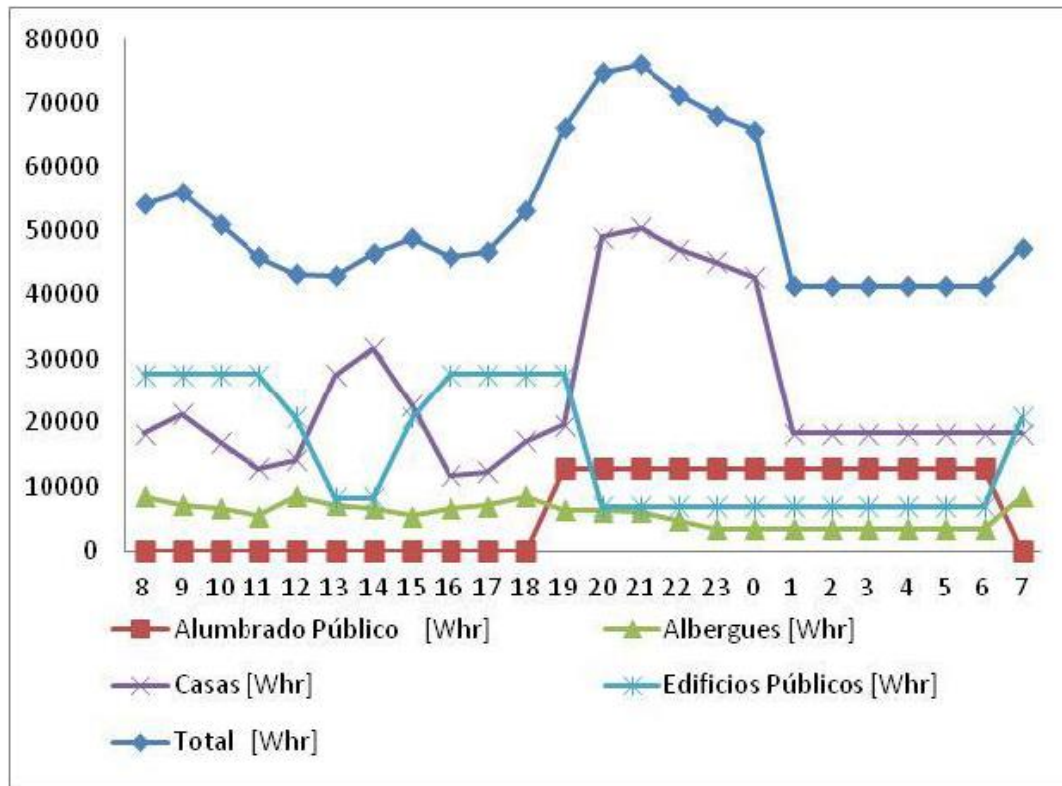


Figura 33: Curvas de potencia proyectada total diaria para diferentes tipos de consumos invierno

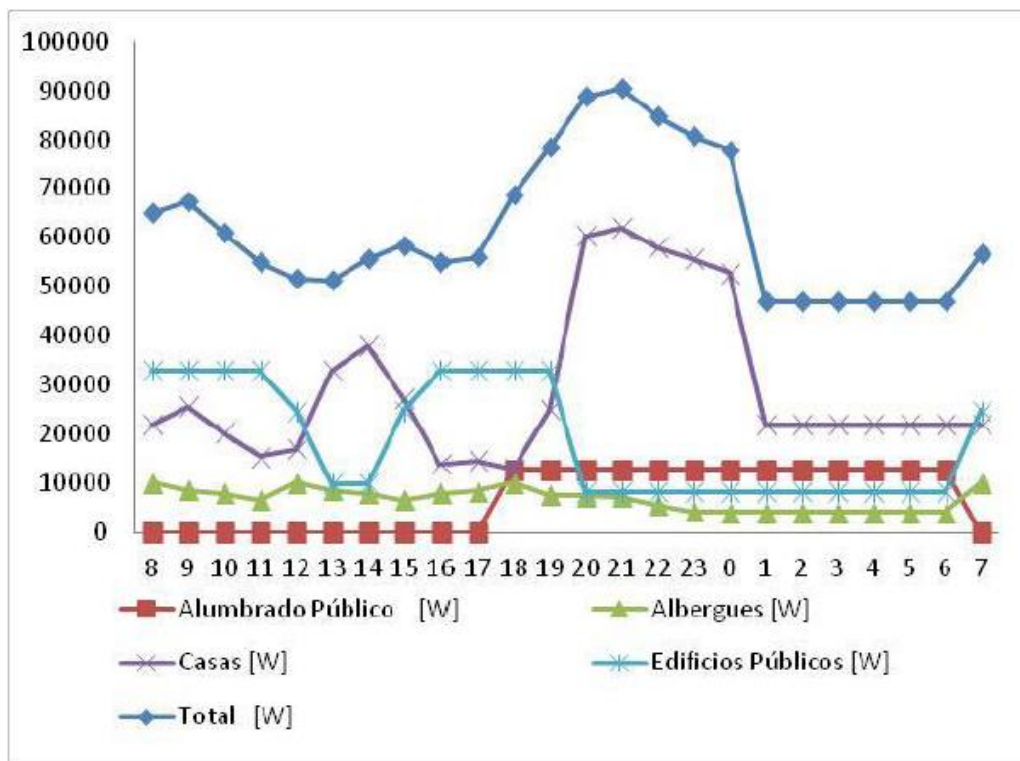
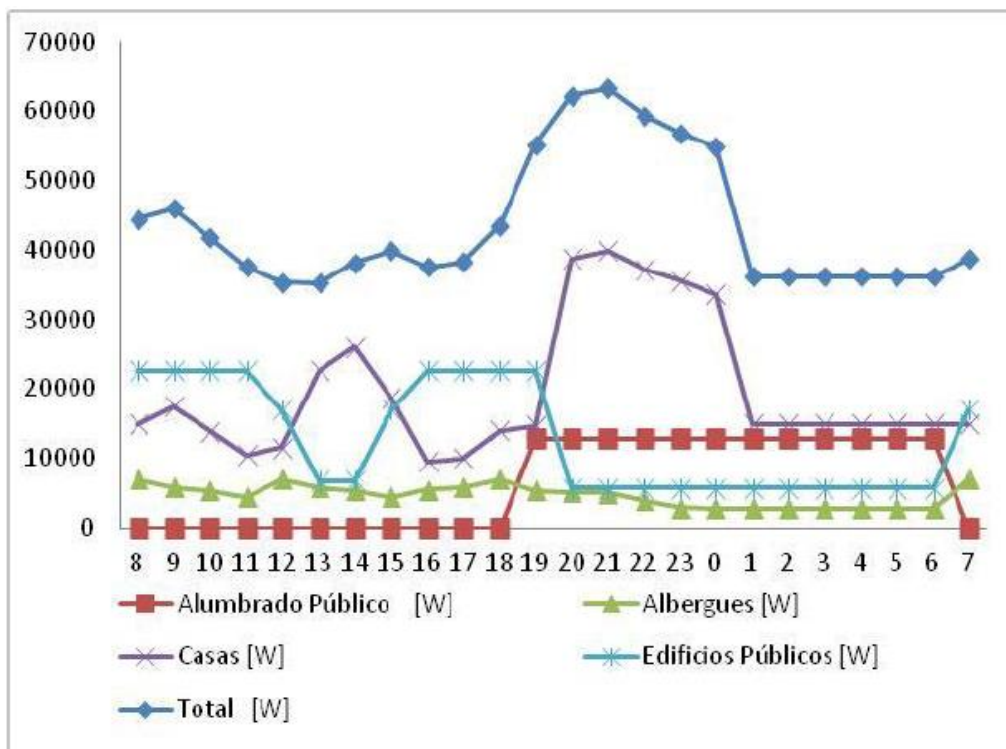


Figura 34: Curvas de potencia proyectada total diaria para diferentes tipos de consumos verano



La Tabla 21 muestra el balance anual para una operación continua. Los costos estimados corresponden a una operación con diesel al precio de referencia 2011 de 634[\$/L].

Tabla 25: Balance de energía y costos para una operación continua

Ítem	Unidad	Primavera	Verano	Invierno	Total anual
Energía Lu-Vi	kWh	80,104	113,972	130,736	324,812
Energía Sa-Do	kWh	33,794	43,916	51,997	129,707
Consumo comb Lu-Vi	Lts	21,883	31,565	35,319	88,766
Consumo comb Sa-Do	Lts	8,421	12,163	14,047	34,631
Costo Lu - Vi	\$	13,873,506	20,012,148	22,392,213	56,277,866
Costo Sa - Do	\$	5,339,010	7,711,103	8,905,994	21,956,106
Energía	kWh	113,898	157,888	182,733	454,520
Consumo Combustible	Lts	30,304	43,728	49,366	123,397
Costo	\$	19,212,516	27,723,250	31,298,207	78,233,973
Costo Promedio Energía	\$/kWh	168.68	175.59	171.28	172.12
Gasto Medio Combustible	Lts/kWh	0.266	0.277	0.270	0.271

Resuelto el problema de extender el ciclo de trabajo a 24 horas se realiza una proyección del consumo de energía para los próximos 20 años. Para realizar esta estimación se tomaron en cuenta los siguientes aspectos:

a) Para el año 2 se supusieron los siguientes aumentos de consumo, basados en las encuestas realizadas: se instala un nuevo minimarket, un negocio de jugos y se amplía comunidad de artesanos en costura y carpintería.

b) A partir del año 3 se proyecta un crecimiento vegetativo de 1.2% anual. Este aumento obedece a que existen viviendas que no disponen de todos los electrodomésticos comunes (refrigerador, computador, etc.). Por lo tanto se estima que con el transcurso del tiempo los pobladores irán adquiriendo estos enseres.

c) De los censos realizados, no se proyecta aumento de población, dado a que el número de habitantes ha disminuido en las últimas décadas. Este fenómeno se debe a que el colegio sólo cubre la enseñanza básica, de manera que los padres están obligados a mudarse una vez que sus hijos cumplen ese ciclo formativo.

La Tabla 22 muestra la proyección realizada para los primeros 20 años.

Tabla 26: Proyección de consumo de energía próximos 20 años

Año	Tasa Crecimiento Demanda [%]	Energía Anual [kWhr]	Consumo Medio [Lts/kWhr]	Consumo Anual [Lts]	Tasa Crecimiento Precio Comb [%]	Precio Combustible [\$/Lt]	Costo Producción Anual [\$]	Factor Planta [%]
0	0.00	324,231	0.272	88,191	0.00	634	55,912,987	18.51
1	40.18	454,520	0.272	123,629	0.00	634	78,380,985	25.94
2	4.00	472,700	0.272	128,574	1.00	640	82,331,386	26.98
3	1.20	478,373	0.272	130,117	1.00	647	84,152,557	27.30
4	1.20	484,113	0.272	131,679	1.00	653	86,014,011	27.63
5	1.20	489,923	0.272	133,259	1.00	660	87,916,641	27.96
6	1.20	495,802	0.272	134,858	1.00	666	89,861,357	28.30
7	1.20	501,751	0.272	136,476	1.00	673	91,849,091	28.64
8	1.20	507,772	0.272	138,114	1.00	680	93,880,792	28.98
9	1.20	513,866	0.272	139,771	1.00	687	95,957,436	29.33
10	1.20	520,032	0.272	141,449	1.00	693	98,080,014	29.68
11	1.20	526,272	0.272	143,146	1.00	700	100,249,544	30.04
12	1.20	532,588	0.272	144,864	1.00	707	102,467,064	30.40
13	1.20	538,979	0.272	146,602	1.00	714	104,733,635	30.76
14	1.20	545,446	0.272	148,361	1.00	722	107,050,343	31.13
15	1.20	551,992	0.272	150,142	1.00	729	109,418,297	31.51
16	1.20	558,616	0.272	151,943	1.00	736	111,838,630	31.88
17	1.20	565,319	0.272	153,767	1.00	743	114,312,500	32.27
18	1.20	572,103	0.272	155,612	1.00	751	116,841,093	32.65
19	1.20	578,968	0.272	157,479	1.00	758	119,425,618	33.05
20	1.20	585,916	0.272	159,369	1.00	766	122,067,312	33.44

En comparación con la proyección del Ministerio de Energía⁹⁸, se realiza una estimación estacional considerando días de semana diferenciados de los días de fin de semana, donde es importante destacar que la proyección para el primer año resulta encontrar mayores niveles de potencia consumida en todas las estaciones, y se estima un crecimiento pequeño año a año.

Alternativas de Conexión

En esta sección se discutirá la viabilidad técnica de varias alternativas energéticas para el pueblo de Ollagüe junto con sus costos, con tal de hacer la evaluación económica en el próximo capítulo.

Escenario Base

El escenario base se define como aquel donde se aumenta el consumo de petróleo en el pueblo para abastecerlo las 24 horas con energía eléctrica, solamente utilizando un grupo generador diesel. Para ello se supone que sólo existe un grupo generador del mismo modelo que el actual en operación, el que se sustituye cada vez que se cumple

⁹⁸ Ministerio de Energía, "Análisis de Alternativas Electrificación Ollagüe", 2011

con la vida útil del equipo. Asimismo, se supone que dada la actual construcción de la sala de máquinas, no es posible considerar distintas zonas de emplazamiento.

El costo de adquisición de un nuevo grupo generador como el primario, calculando su valor en UF del día de compra, es de 1.540,25[UF], que considera la adquisición, instalación y 1 mes de mantención gratis por parte del proveedor.

Por otro lado, el cálculo de facturación por servicios básicos en Ollagüe⁹⁹, que considera la operación y mantención del grupo generador para agosto de 2011 corresponde a \$571.727, es decir, 25,91[UF/mes]. Como se suelen definir los costos de operación y mantenimiento (COMA) por hora de uso de un equipo y considerando la operación regular del grupo se tiene que el costo por mantención menor es 0,035[UF/h]. Este valor considera todos los elementos de recambio menor como filtros y aceite para el equipo.

Es importante además considerar un costo por posible reparación y mantención mayor, que corresponde al cambio de piezas, viaje de un técnico calificado desde Calama donde se encuentra el proveedor más cercano. Este valor, de acuerdo a conversaciones informales con el Jefe de adquisiciones de la Municipalidad de Ollagüe, asciende aproximadamente a \$1.000.000, y puede llegar a suceder, en el peor caso, cada 3 meses. De esta forma, se estima un costo por mantención mayor de 181,28[UF/año].

Finalmente, es necesario considerar la vida útil para estimar los periodos de recambio del equipo. La vida útil de un equipo con estas características tiene un periodo de vida de 50.000[horas]¹⁰⁰, pero debido a su utilización en altura, a bajas temperaturas y alcanzando niveles de potencia debajo del 30% de la potencia nominal (bajo 50[kW]), los elementos mecánicos como correas y filtros sufren un desgaste expedito, lo que puede considerarse en una disminución en la vida útil de un 20%¹⁰¹, es decir, para la evaluación económica se considerará un periodo de 40.000[horas]. El valor residual del equipo se calcula en base a una depreciación lineal.

Dada que la instalación del sistema eléctrico actual de Ollagüe considera la existencia de este mismo tipo de generador, no hay que realizar en el corto plazo grandes modificaciones ni nuevos análisis de factibilidad técnica, de esta forma se considera como resuelto el problema técnico en el uso del grupo generador diesel y sólo requerirá realizarse un análisis posterior si es que el consumo crece fuera de los límites de operación del equipo.

Ahora, de acuerdo a las mediciones realizadas en el pueblo, se tiene que el factor de potencia del consumo se encuentre entre 0,965 y 0,995 inductivo, valores ideales de operación, con un bajo consumo de reactivos y por lo tanto sin necesidad de realizar ajustes.

Se tiene un nivel de distorsión armónica total de tensión (THD-V) de 1,6% y de corriente (THD-I) de 10,8%, lo que se encuentra perfectamente dentro de los valores aceptados por la norma chilena.

⁹⁹ Ilustre Municipalidad de Ollagüe, "Contrato de Servicios Básicos", pago por los servicios de relleno sanitario, extracción de basura pública y privada, y operación y mantención de grupo generador, agosto 2011.

¹⁰⁰ Walter Brokering, "Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia", 1990

¹⁰¹ Walter Brokering, "Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia", 1990

Sin embargo, tomando los valores de desbalance entre fases, el desbalance de tensión alcanza un 56% mientras que el de corriente un 143% (ambos referenciados a la fase A), es decir, existe una mala distribución de las cargas en el sistema, lo que sólo puede mejorarse realizando una mantención en terreno. El no realizar esta actividad podría ir en desmedro de la vida útil del generador diesel, aun así, no se considera dentro de la evaluación económica debido a que representa un costo hundido pues debiera considerarse realizarla en todos los escenarios.

Escenario Interconectado

El escenario interconectado se define como aquel en que se extiende una línea de distribución desde puntos cercanos del SING hasta Ollagüe, considerando la solución más barata y que sea factible técnicamente.

Se reconocen 2 puntos posibles de conexión. El primero corresponde a la Subestación (S/E) Ascotán que posee 2 transformadores de 46/6,9[kV] (tensión industrial) y 3,5[MVA], propiedad de Minera El Abra¹⁰². La faena de Minera El Abra es alimentada desde la S/E Crucero en el sistema troncal del SING, con una línea de 220[kV]. De esta forma, la instalación es de exclusivo uso y regulación de la compañía minera.

El segundo punto se encuentra ubicado en la obra de Minera Doña Inés de Collahuasi, en la barra de 220[kV] (no se reconocen puntos de conexión a una tensión menor), que se conecta directamente al sistema troncal del SING en la S/E Lagunas¹⁰³.

Ambas alternativas se evalúan en detalle a continuación.

Conexión a S/E Ascotán (El Abra S.A.)

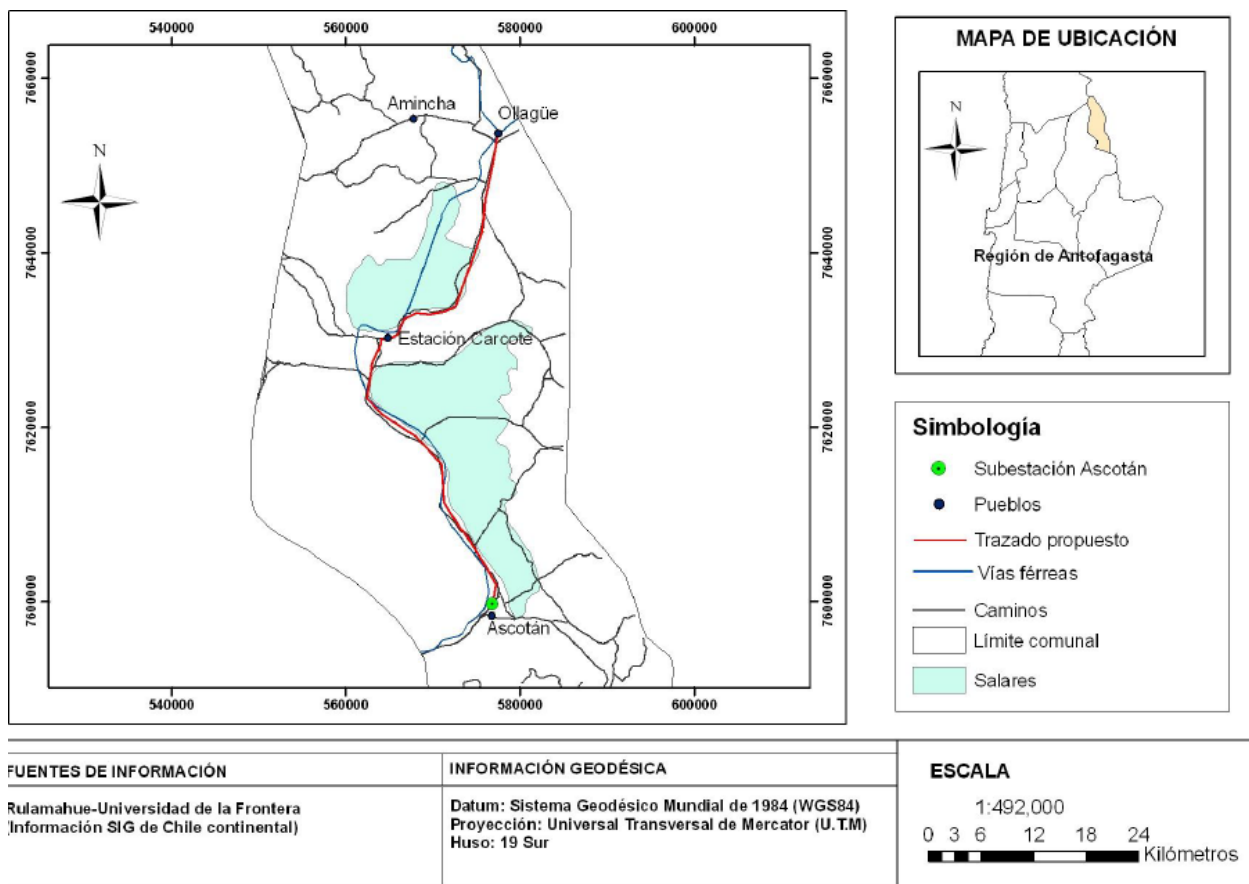
El trazado propuesto para realizar la conexión Ascotán – Ollagüe, considera seguir el camino vehicular (ruta 21) de manera de disminuir el impacto en una zona donde existen 2 salares de gran envergadura (Salar Ascotán y Salar Carcote).

Es importante destacar que la zona se destaca por tener grandes diferencias de altura, por lo tanto el trazado tendrá una importante componente de altura en toda su extensión. De esta forma, es importante rescatar la característica del terreno para realizar un cálculo preciso de la línea. Así entonces, el trazado propuesto para esta alternativa se muestra en la Figura 35.

¹⁰² 599218, 7013171 WGS84 UTM 19S

¹⁰³ 604609, 7788206 WGS84 UTM 19S

Figura 35: Trazado propuesto para la línea de distribución desde S/E Ascotán a Ollagüe



El largo estimado de la línea, utilizando la herramienta Surface Length de ArcGis, para considerar las diferencias de altura del terreno, es de 67,402[km].

Es importante indicar que la decisión de utilización de este punto de conexión está sujeta a la voluntad de la compañía minera, quienes han presentado formalmente, a la comunidad y a autoridades del gobierno regional, su disponibilidad de brindar acceso, sin embargo, no existen antecedentes de la forma en que se pagaría la energía consumida por el pueblo.

Para la comparación de distintos alimentadores se toma en cuenta que el punto de conexión tiene disponible una tensión de 6,9[kV], que es cercano a los valores de tensión clásicos en líneas de distribución. Un alimentador en 6,9[kV] se compara con la compra de un transformador de 6,9/13[kV] para extender un alimentador en 13[kV] o de 6,9/23[kV] para extender un alimentador en 23[kV], considerando distintas superficies de conductor en aleación de aluminio desnudo.

Es importante considerar además, que el Decreto Supremo 327 (Artículo 243 letra b)¹⁰⁴, exige que la tensión de un alimentador a nivel de distribución no puede ser menor que 0,94[p.u.] de la tensión nominal, y que como restricción se considera que las pérdidas

¹⁰⁴ Ministerio de Minería, Gobierno de Chile, “Decreto Supremo 327”, 10 septiembre 1988, publicado en el diario oficial

del alimentador no pueden ser mayores a 6%. Con esto, los resultados de la comparación son presentados en la Tabla 23:

Tabla 27: Tensión, pérdidas e inversión alimentador Ascotán - Ollagüe¹⁰⁵

Tensión nominal [kV]	Calibre conductor [MCM]	Tensión [p.u.]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]	Inversión línea [M\$/km]	Costo Trafos [M\$]	Total [M\$]
6.9	350,0	0,966	2,28	2,46	\$ 24.048,27	\$ 11.731,02	\$ 1.622.965,11
6,9	246,9	0,955	3,33	3,55	\$ 22.129,99	\$ 11.731,02	\$ 1.494.440,35
6,9	123,3	0,917	7,23	7,40	\$ 19.824,37	\$ 11.731,02	\$ 1.339.963,81
6,9	77,5	0,869	12,86	12,45	\$ 18.968,52	\$ 11.731,02	\$ 1.282.621,86
13	350,0	0,993	0,58	0,64	\$ 24.869,33	\$ 25.085,20	\$ 1.691.330,31
13	246,9	0,990	0,84	0,92	\$ 22.951,05	\$ 25.085,20	\$ 1.562.805,55
13	123,3	0,980	1,71	1,86	\$ 20.645,42	\$ 25.085,20	\$ 1.408.328,34
13	77,5	0,969	2,79	2,99	\$ 19.789,58	\$ 25.085,20	\$ 1.350.987,06
23	350,0	1,000	0,21	0,23	\$ 26.215,33	\$ 25.085,20	\$ 1.781.512,31
23	246,9	0,999	0,29	0,32	\$ 24.297,05	\$ 25.085,20	\$ 1.652.987,55
23	123,3	0,996	0,58	0,63	\$ 21.991,42	\$ 25.085,20	\$ 1.498.510,34
23	77,5	0,992	0,91	1,00	\$ 21.135,58	\$ 25.085,20	\$ 1.441.169,06

De esta forma, para esta alternativa la mejor opción corresponde a una línea de 13[kV], conductor 77,5[MCM] (39,27[mm²]), con una inversión de \$1.350.987.060, es decir 61.228[UF]. Es importante destacar que en esta solución no se consideran los costos de cable de guardia necesario en zonas de alta probabilidad de tormentas eléctricas.

Para la mantención de la línea, de acuerdo a la estimación realizada por empresas de distribución para líneas en el desierto sometidas a bajas temperaturas y alta salinidad (ELIQSA), se considera como un 5% del costo de la inversión (aun cuando Chilectra recomienda considerar este valor en un 7%), es decir, 3.061[UF]. Por las mismas razones, se estima que la vida útil de las líneas es de 20 años¹⁰⁶.

Con respecto a la tarificación de la energía para Ollagüe, se realiza el cálculo considerando la opción más barata, esto es, pagando exactamente la energía que se está consumiendo desde el SING, sin considerar gastos extras por la mantención y operación del circuito.

Para ello es importante notar que la barra El Abra 220[kV], se conecta a la barra Crucero 220[kV] (Subestación troncal conforme al Artículo 14 transitorio del DFL N° 4/06), a través de la línea Crucero – El Albra, propiedad de Electroandina (101[km], 330[MVA])¹⁰⁷. Dentro de las instalaciones del Abra al costado de la ruta 21, se encuentra una línea de 46[kV], para efectos de análisis de costos se asume que esta línea posee un índice de pérdidas de un 2%. Finalmente se tiene el nuevo alimentador

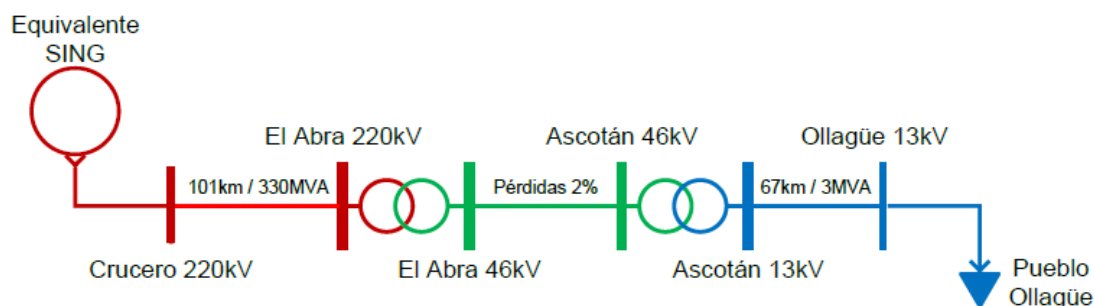
¹⁰⁵ Los costos de los transformadores de 23[kV] se asumen igual a los de 13[kV].

¹⁰⁶ Vida útil basado en http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm.

¹⁰⁷ CDEC-SING, "Unilineal SING", julio 2011.

Ascotán – Ollagüe 13[kV]. De manera gráfica se presenta el diagrama unilineal en la Figura 36.

Figura 36: Diagrama unilineal equivalente del sistema en estudio



El costo de la energía para El Abra, se estipula en un contrato privado entre ella y Electroandina, pero se asume que el costo de la energía en la barra El Abra 220[kV] tendrá el mismo comportamiento que la proyección utilizada por el CNE¹⁰⁸, que especifica el costo marginal (CMg) promedio en la barra Crucero 220kV hasta el año 2015¹⁰⁹, presentado en la Tabla 24.

Tabla 28: Proyección de costos marginales en la barra Crucero 220kV

Año	CMg Promedio [CLP/kWh]	CMg Promedio [UF/MWh]
2011	\$ 31,10	\$ 1,410
2012	\$ 36,77	\$ 1,667
2013	\$ 34,45	\$ 1,561
2014	\$ 34,89	\$ 1,581
2015	\$ 38,38	\$ 1,740
2016	\$ 38,93	\$ 1,764
2017	\$ 40,19	\$ 1,822
2018	\$ 41,46	\$ 1,879
2019	\$ 42,73	\$ 1,937
2020	\$ 44,00	\$ 1,994
2021	\$ 45,27	\$ 2,052

¹⁰⁸ Comisión Nacional de Energía, “Fijación de precios de nudo Sistema Interconectado del Norte Grande”, septiembre 2011.

¹⁰⁹ Para la proyección de los años 2016 a 2021, se hace una regresión lineal sobre el costo marginal entre los años 2011 a 2015, cuya ecuación resulta $CMg(\text{Año}) = 1,2682 * (\text{Año} - 2010) + 31,317$ [CLP/kWh].

Se agrega como antecedente extra que el costo marginal de la energía en la barra El Abra 220kV durante el año 2011¹¹⁰, tiene hasta la fecha un promedio de 32,7[\$/kWh] (4,89% de diferencia), lo que se tomará en consideración para escalar los costos marginales anuales.

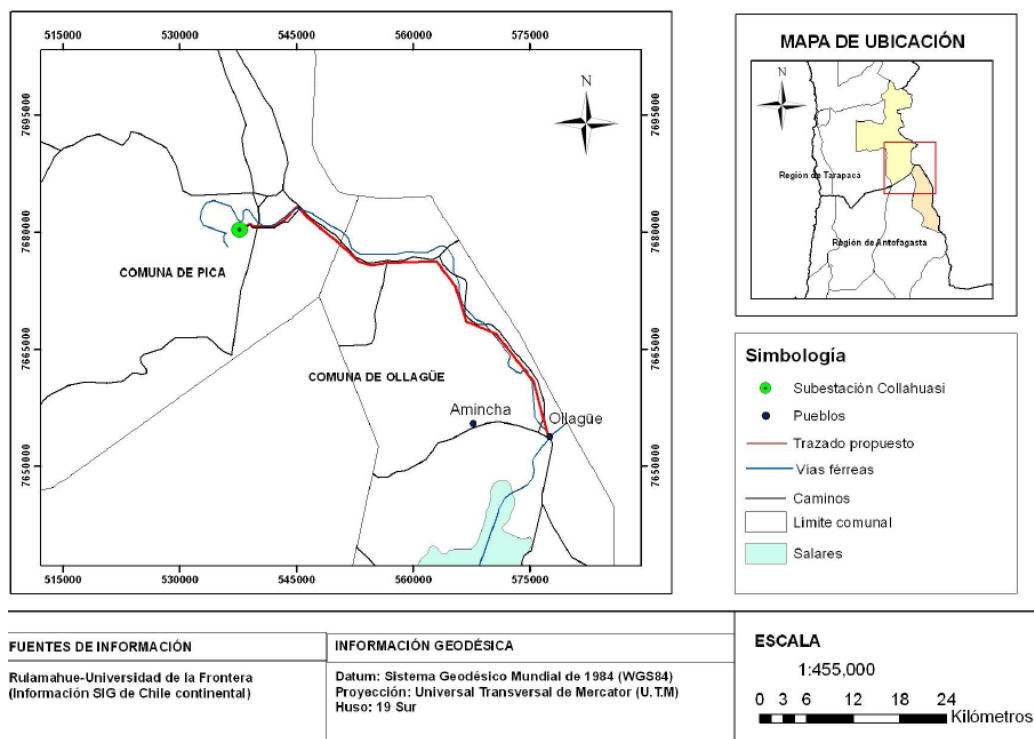
Por otro lado, de acuerdo a al informe del CNE¹¹¹, el precio básico mensual de la potencia de punta para la barra Crucero 220kV durante el periodo 2011 – 2021 es de CP = 4.304,35[\$/kW-mes].

Así, en el análisis de escenarios se considerará que el costo de la energía para Ollagüe, corresponderá al costo en que incurre minera El Abra en abastecer la energía del pueblo, esto es: pagar el consumo de energía de Ollagüe más el aumento de la potencia máxima instalada en la barra El Abra, castigados por las pérdidas de las líneas de transmisión entre El Abra y Ollagüe.

Conexión Collahuasi

El trazado propuesto para realizar la conexión Collahuasi – Ollagüe, corresponde a instalar una línea de distribución siguiendo la ruta (sin nombre) que une el pueblo con la S/E Collahuasi a una tensión de 220[kV] (no se distinguen otros puntos de conexión eléctrica cercanos). El detalle del trazado se presenta en la Figura 37.

Figura 37: Trazado propuesto para la línea de distribución desde S/E Collahuasi a Ollagüe



¹¹⁰ CDEC-SING, “Planillas de costos marginales por barra”, enero – septiembre 2011.

¹¹¹ Comisión Nacional de Energía, “Fijación de precios de nudo Sistema Interconectado del Norte Grande”, septiembre 2011.

Calculando la distancia superficial del terreno, al igual que en el caso anterior, se estima que el largo de la línea es de 57,503[km].

En este punto en particular se tiene como antecedente desde la compañía minera que existen problemas de ruido armónico y de capacidad de potencia del empalme, pero no fue posible obtener cantidades exactas para evaluar técnicamente esta problemática. Aun así, se plantea una posible solución de interconexión despreciando un aumento en la capacidad del empalme y una mejora en la calidad de suministro.

Debido al nivel de potencia y el largo de la línea, se comparan alimentadores de 13[kV] y 23[kV], por lo que es necesario incluir un transformador de bajada en la S/E Collahuasi. La Tabla 25 muestra los resultados de la comparación entre distintos tipos de conductor para la elección del alimentador.

Tabla 29: Tensión, pérdidas e inversión alimentador Collahuasi – Ollagüe

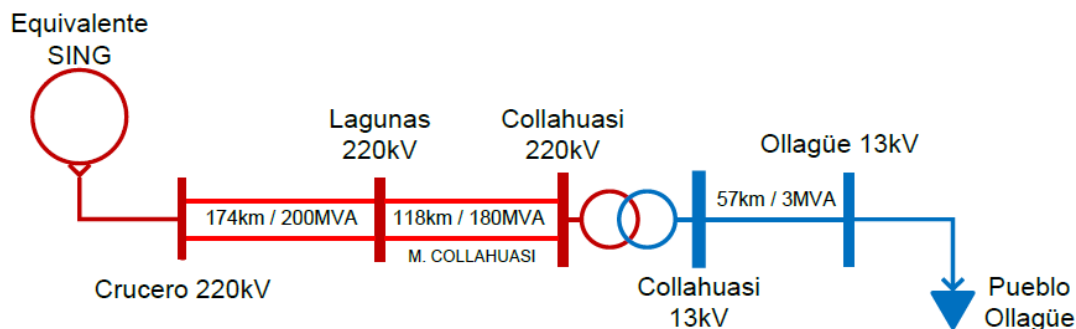
Tensión nominal [kV]	Calibre conductor [MCM]	Tensión [p.u.]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]	Inversión línea [M\$/km]	Costo Trafos [M\$]	Total [M\$]
13	350	0,993	0,50	1,22	\$ 24.869,33	\$ 25.085,20	\$ 1.442.637,01
13	246,9	0,991	0,72	1,75	\$ 22.951,05	\$ 25.085,20	\$ 1.333.295,05
13	123,3	0,983	1,46	3,57	\$ 20.645,42	\$ 25.085,20	\$ 1.201.874,14
13	77,5	0,973	2,37	5,83	\$ 19.789,58	\$ 25.085,20	\$ 1.153.091,26
23	350	0,999	0,17	0,37	\$ 26.215,33	\$ 25.085,20	\$ 1.519.359,01
23	246,9	0,999	0,24	0,53	\$ 24.297,05	\$ 25.085,20	\$ 1.410.017,05
23	123,3	0,996	0,47	1,06	\$ 21.991,42	\$ 25.085,20	\$ 1.278.596,14
23	77,5	0,993	0,75	1,70	\$ 21.135,58	\$ 25.085,20	\$ 1.229.813,26

Así, es recomendable utilizar una línea de 13[kV], conductor 77,5 [MCM] (39,27[mm²]), es decir, la misma solución que en la alternativa anterior, pero en este caso con una inversión de \$1.153.091.260, o bien 52.259[UF]. Al igual que en el caso anterior, se evalúa con un 5% de la inversión para el costo de mantenimiento anual, es decir 2.613[UF]. Al igual que en el caso anterior esta solución no se considera los costos de cable de guardia necesario en zonas de alta probabilidad de tormentas eléctricas.

En este caso, la S/E Collahuasi está conectada por un doble circuito a la S/E Lagunas, por una línea de transmisión de doble circuito de 118[km] y 180[MVA] propiedad de la compañía minera, por su parte, la S/E Lagunas está conectada por un doble circuito con la S/E Crucero. El diagrama unilineal de esta interconexión se presenta en la Figura 38¹¹².

¹¹² Se han despreciado otras líneas que también se conectan a las barras del diagrama.

Figura 38: Diagrama unilineal para la alternativa de conexión en S/E Collahuasi



De esta forma, se tiene el mismo esquema que en el caso anterior, donde la extensión de la línea se encuentra dentro de las dependencias de la compañía minera y será esta entonces la encargada de la cobranza del consumo del pueblo. Por lo mismo, los esquemas de gestión son los mismos.

Evaluación de impacto ambiental de la interconexión

Esta evaluación se realiza equivalente para ambas posibles interconexiones: Ascotán o Collahuasi. Considerando que la extensión de una línea de transmisión implicaría la instalación de postes de 8 metros de altitud de 13[kV], y según el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes¹¹³, no será necesario establecer una franja de servidumbre, principal impacto sobre el hábitat de flora y fauna del lugar, que será evitado. No obstante, se deben tener precauciones durante la instalación de una línea, especialmente ante la existencia de especies en categoría de conservación en la zona.

En particular para la solución con minera El Abra, un aspecto importante que se debe considerar es que la extensión de una línea de distribución entre la subestación Ascotán y Ollagüe se instalaría, en parte, dentro de la Reserva Nacional Alto Loa, creada en el 2005 para proteger el nacimiento del río Loa, una alta biodiversidad que contempla 130 especies de flora y 69 especies de fauna, parte del camino del inca y salares. Así, dada la importancia ecológica y de patrimonio natural de esta reserva, se debe tener especial consideración para reducir el impacto en el área protegida.

Por último, podría existir un impacto ambiental sobre el paisaje que puede evaluarse estudiando las cuencas visuales y la intervención que implicaría el trazado eléctrico. Esto puede tener una importancia o efecto particular sobre la incipiente actividad turística de la zona.

Escenario híbrido

Dado el gran potencial energético de la zona, tanto en el recurso solar como en el recurso eólico presentado en la sección XI.2.2, se define un escenario híbrido como

¹¹³ Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción "NSEG 5. E.n.71. Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes", 2003.

aquel en que se utilizan estos recursos naturales para generar energía eléctrica, a partir de tecnología fotovoltaica y aerogeneradores, en conjunto con el actual generador diesel y un sistema de almacenamiento para responder frente a la intermitencia de los recursos naturales.

Elección de solución fotovoltaica

Para determinar la mejor tecnología de módulos fotovoltaicos a utilizar, se realiza una comparación entre el costo y la energía generada en un año para cada caso utilizando un modelo de radiación solar global de cielo claro, en la Tabla 26 se resumen las características de potencia nominal, área y eficiencia de cada módulo evaluado. En la sección de análisis económico se escoge la tecnología:

Tabla 30: Módulos fotovoltaicos evaluados

Modelo	Empresa	Pnom [W]	Área [m²]	Eficiencia [%]
CS5P	Canadian Solar	250	1,70	14,72
HiS-S212SF	Hyundai	212	1,62	13,11
STP280 - 24/Vb-1	Suntech	280	1,94	14,43
YL 235 P-29b-1	Yingli Solar	235	1,63	14,39
CS6X	Canadian Solar	300	1,92	15,63
DM-250S2	Dm Solar	250	1,63	15,37

Elección de solución eólica

Para la evaluación de las ofertas comerciales de generación eólica se simula la operación de 4 alternativas frente a los datos de velocidad de viento de Ollagüe presentados en la sección X.2.2 utilizando el software Windographer®. Los análisis se realizaron para ofertas comerciales de 50[kW] o bien grupos de generadores que conformaran 50[kW] en su totalidad.

Las curvas de generación (Potencia generada vs velocidad de viento) para esta estimación se presentan como anexos al estudio. Los resultados de la energía mensual generada para cada alternativa son presentados en la Tabla 27. La tecnología a ocupar se explica en la sección económica.

Tabla 31: Energía mensual generada por cada turbina

Turbina eólica	<i>Benz 50kW</i>	<i>Blue Sky 50kW</i>	<i>Endurance 50kW</i>	<i>Aeolus 10kW</i>
Mes	E mensual [kWh/mes]	E mensual [kWh/mes]	E mensual [kWh/mes]	E mensual [kWh/mes]
Enero	7.506	4.568	9.941	1.232
Febrero	6.689	4.091	8.593	1.092
Marzo	8.812	5.487	10.297	1.386
Abril	8.085	4.947	9.930	1.155
Mayo	5.996	3.444	7.657	844
Junio	4.171	2.051	5.637	612
Julio	4.295	2.227	6.024	558
Agosto	5.210	2.660	6.959	718
Septiembre	9.018	5.614	11.159	1.308
Octubre	9.741	6.201	11.401	1.483
Noviembre	11.341	7.355	12.420	1.908
Diciembre	11.884	7.738	12.584	2.133

Sistema de almacenamiento

Para evaluar económicamente el sistema de almacenamiento necesario para el escenario híbrido se considera la batería de plomo-ácido modelo T-105 de marca Trojan, de descarga profunda, 6[V] y 205[Ah]. El costo de esta batería por unidad es de \$96.500 + IVA.

Para realizar la conexión al sistema AC del pueblo, se consideran los costos de sistemas inversores de electrónica de potencia presentados en la Tabla 28¹¹⁴, con un 30% extra sobre la inversión por concepto de internación:

Tabla 32: Costos de inversión de sistemas de inversores de electrónica de potencia.

Sistema [kW]	Inversión [M€]	Inversión [UF]
3	1,1	38
20	7,8	267
50	18,9	647
2.000	741	25.346

¹¹⁴ Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese. "Renewable Energy: Technology, Economics and Environment". Springer, 2007.

Como restricción para el sistema de almacenamiento en términos de energía, se dimensiona de tal forma que por sí solo tenga la capacidad de abastecer al pueblo, en el peor de los casos, durante al menos 12 horas para el último año de evaluación. Esto sucede en invierno, para el año 10 de proyecto, entre las 15hrs y las 2hrs, donde se consumen 172[kWh]. De esta forma, se dimensiona el banco de baterías para que tenga una capacidad mínima de 180[kWh], lo que corresponde a un mínimo de 146 baterías. Dado que las baterías son de 12[V], se considerarán cadenas de 100 baterías (600[V] en el bus de continua), por lo tanto se utilizarán como mínimo 200 baterías.

Considerando que la corriente de carga de estas baterías es de 20[A], el banco de 200 baterías (600[V]) posee una potencia de carga de 24[kW].

Para la evaluación económica se considera que el costo de traslado e internación corresponde a un 30% de la inversión.

Dimensionamiento de unidades

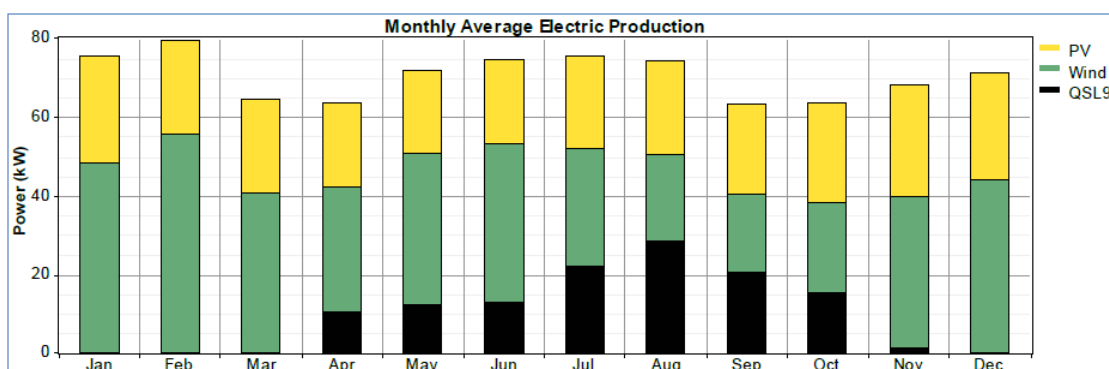
Utilizando la herramienta de simulación de sistemas híbridos, se obtiene la mejor solución de energización híbrida para Ollagüe. Las principales unidades que constituyen el sistema híbrido son:

- Planta fotovoltaica de 80[kW]
- Parque eólico 90[kW]
- 1600 baterías T-105 (banco de 2.160[kWh], 170[kW])
- Conversor AC/DC 200[kW]

Esta solución se mantiene siendo suficiente durante el periodo de estudio, pero de acuerdo a la evolución de los costos del diesel y del crecimiento (o decrecimiento) de la demanda, es importante reevaluar el número de unidades a utilizar y la operación del sistema de almacenamiento (conversor y banco de baterías).

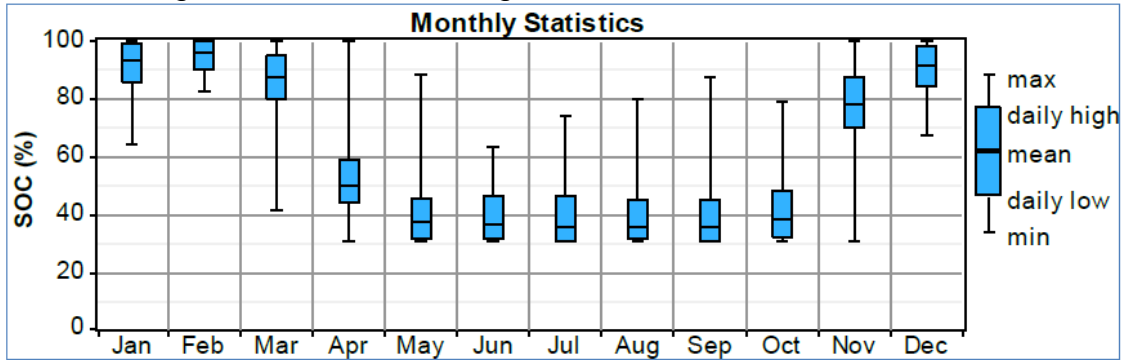
La producción promedio mensual distinguida por cada recurso se muestra en la Figura 39, en ella se puede ver que la operación del generador diesel durante los meses de verano es mínima, mientras que su utilización aumenta durante los meses de invierno debido a la reducción de los recursos naturales y el aumento del consumo. Es importante destacar que la planta fotovoltaica tiene una producción porcentual de un 34% anual, los generadores eólicos de un 51% anual mientras que el generador diesel sólo de un 15% anual, es decir, la penetración renovable para esta solución es de un 85%.

Figura 39: Producción promedio mensual de energía por tipo de recurso



Permitiendo hasta un 30% como carga mínima en el banco de baterías, la Figura 40 muestra el estado de carga mensual de acuerdo a la operación en este escenario.

Figura 40: Estado de carga mensual del banco de baterías



Restricciones territoriales

Para la localización de las nuevas unidades de generación se especifican las siguientes restricciones:

- Restricción por zona de valor cultural-religioso: donde se destacan el cementerio, la iglesia, el museo y el salar cercano al norte del pueblo.
- Restricción por dominio territorial indígena: zona delimitada por la comunidad que corresponderían a territorios ancestrales indígenas. De acuerdo al Convenio OIT N°169, 1989, ratificado por Chile [27], se deben proteger los derechos de los pueblos indígenas sobre sus territorios, no obstante no existe una delimitación legal y georeferenciada de éstos, por lo que serían factible utilizarlos planteando la opción a la Comunidad Indígena Quechua de Ollagüe, considerando sus restricciones y buscar un acuerdo.
- Restricción por zona de quebradas
- Restricción por zona habitada: no se puede instalar ninguna unidad de generación dentro del pueblo.

De esta forma, dado que para la planta fotovoltaica se requerirían aproximadamente 1.827[m2] y para el parque eólico 807[m2]. Es importante destacar que para la planta fotovoltaica se considera que no debe haber construcciones cercanas que interrumpan la radiación solar, mientras que para el parque eólico se instalan 2 líneas de 4 generadores de manera que cada línea se encuentra perpendicular a la dirección prioritaria del viento.

Escenario compuesto

El escenario compuesto se define como aquel en que se extiende la red y además se consideran fuentes de energía renovable locales, pero sin almacenamiento, es decir, la falta de energía es cubierta por la red. En este caso, y debido a la incertidumbre de la conexión en la S/E Collahuasi, aun cuando la solución entrega un mejor índice económico, se valorizará con respecto a la interconexión con la S/E Ascotán.

Para dimensionar las unidades renovables se considera que no es posible vender energía a la red debido a que la localización de la interconexión se encuentra dentro de la faena minera, por lo tanto, la potencia máxima renovable instalada, debe ser equivalente a la potencia mínima de consumo en Ollagüe, en caso contrario, siempre se tendrán excesos de energía. Este valor corresponde a 35,16[kW] en la estación de verano, de acuerdo a la estimación de consumo para uso continuo.

Considerando la misma relación que para el escenario híbrido, se dimensionan las unidades con la misma razón de capacidad instalada que sumen la potencia mínima antes indicada, esto es:

- Planta fotovoltaica de 16[kW]
- Parque eólico 20[kW]

De esta forma, se obtiene un VAC de 76.639[UF], correspondiente a un costo equivalente mensual de 868[UF], es decir, cercano a \$20.000.000, lo que supera a las soluciones anteriores de forma importante.

Cabe resaltar que si existiese una tarifa para vender la energía excedente local hacia el sistema interconectado, la solución compuesta podría ser factible, pues la importación de energía desde la red

Debido a estos resultados, se considera irrelevante analizar los demás factores de esta alternativa.

Escenario completamente renovable

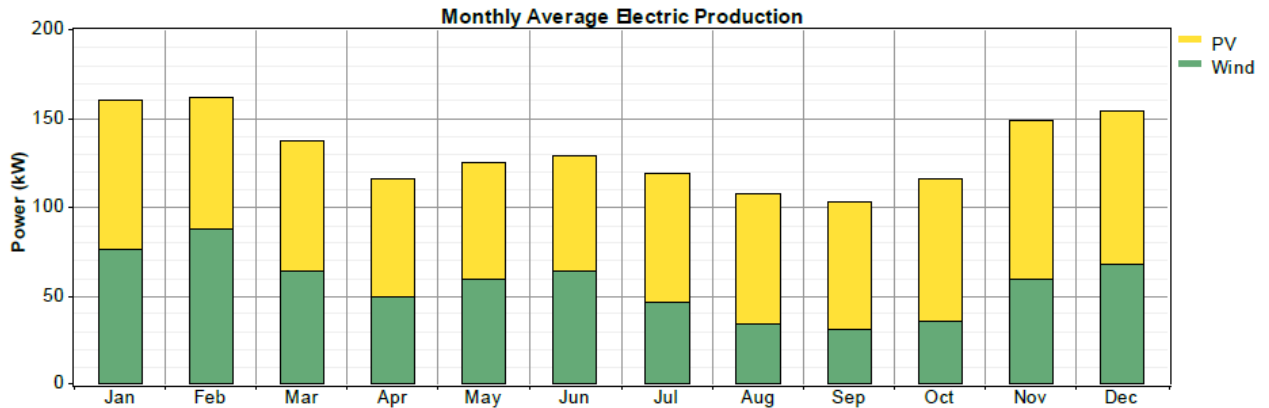
En este escenario se considera fuera de operación normal al generador diesel, contemplando una penetración 100% renovable. El generador diesel funcionaría sólo como respaldo.

Utilizando la herramienta HOMER, el parque de generación óptimo seleccionado es el siguiente:

- Planta fotovoltaica de 250[kW]
- Parque eólico 140[kW]
- 2000 baterías T-105 (Autonomía 36,5[horas])
- Conversor AC/DC 200[kW]

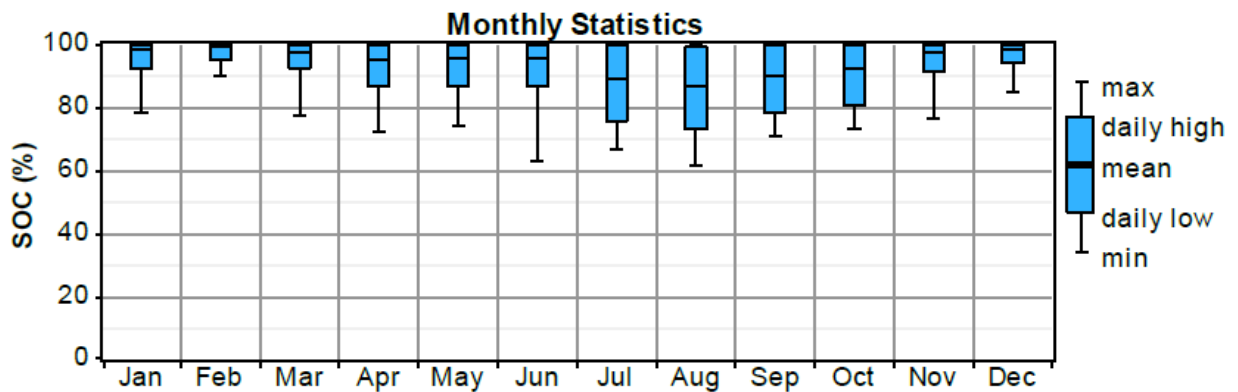
En este escenario la producción promedio mensual distinguida por cada recurso se presenta en la Figura 41, en donde se destaca una penetración de energía fotovoltaica de un 57% y de energía eólica de un 43%.

Figura 41: Producción promedio mensual de cada recurso



En la Figura 42 se muestra el estado de carga mensual del banco de baterías de acuerdo a la operación en este escenario.

Figura 42: Estado de carga mensual de banco de baterías



Es importante destacar que en este escenario existe un exceso de energía de un 57,4% debido al tamaño del banco de baterías y a su límite de carga máxima, sin embargo corresponde al escenario más económicamente factible, debido a que un banco de baterías de mejor costo repercute en una peor solución económica.

Este exceso de energía significará una operación en donde las fuentes renovables deban desconectarse de manera automática (Esquema de Desconexión Automática de Generación o EDAG), en este sentido es importante considerar que este escenario debe contemplar una solución “inteligente”, requiriendo un sistema de control y de gestión energética integrado donde se debe incorporar un sistema de comunicaciones (Supervisory Control And Data Adquisition o SCADA).que puede significar una inversión extra de unos CLP\$20.000.000.

De acuerdo a lo anterior, la evaluación económica de este escenario tiene un índice VAC de 44.088,61[UF], correspondiente a unas 500[UF] mensuales, o bien CLP\$11.000.000.

ASPECTO ECONÓMICO

Evaluación Económica

Conexión a S/E Ascotán

Realizando la evaluación económica, para una tasa de descuento del 6%, el VAC obtenido en este caso es de 44.501[UF], lo que se traduce en un costo mensual de \$503,86[UF], es decir cercano a CLP\$11.000.000, mayor que en el caso diesel 24 hrs.

Conexión Collahuasi

Las alternativas de gestión son iguales que en el caso anterior (teniendo en este caso a la minera Collahuasi). La evaluación económica entrega un VAC de 40.754[UF], correspondiente a 461,43[UF] mensual, lo que equivale aproximadamente a CLP\$10.100.000, mayor que el caso diesel, pero una mejor solución económica que la interconexión con Ascotán.

Escenario Híbrido

Solución Fotovoltaica

Los costos de cada módulo fotovoltaico son presentados en la Tabla 29, donde se detalla además el costo por potencia de cada uno.

Tabla 33: Costos de inversión de módulos fotovoltaicos

Modelo	Marca	Costo [US\$]	Potencia Nominal [W]	Costo por potencia [US\$/W]
CS5P	Canadian Solar	\$ 322,50	250	\$ 1,29
HiS-S212SF	Hyundai	\$ 567,00	212	\$ 2,67
STP280 - 24/Vb-1	Suntech	\$ 574,00	280	\$ 2,05
YL 235 P-29b-1	Yingli Solar	\$ 397,93	235	\$ 1,69
CS6X	Canadian Solar	\$ 389,00	300	\$ 1,30
DM-250S2	Dm Solar	\$ 320,00	250	\$ 1,28

A base de comparación de factor de planta de las tecnologías, distintas configuraciones de seguimiento de radiación y costos no detallados, conviene utilizar módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS5P a ángulo fijo anual al presentar el costo (1,37[US\$/W]) siendo el mejor de todas las alternativas.

Para la evaluación económica se considera que el costo de traslado e internación corresponde a un 30% de la inversión.

Solución Eólica

Para la evaluación económica de la solución eólica se realizaron diversas cotizaciones, los que son detallados en la Tabla 30 de forma comparativa por unidad de potencia. Es importante destacar que estos valores consideran todo el equipamiento necesario para

conectar la turbina eólica al sistema híbrido, es decir, abarca góndola, torre, interfaz de electrónica de potencia y sistema de control, sin almacenamiento. Para dimensionar el sistema, se considera este valor para ponderarlo por la potencia instalada.

Tabla 34: Costos por unidad de potencia para cada alternativa considerada

Marca	País	Pnominal [kW]	Cut-in [m/s]	Vnominal [m/s]	Cut-off [m/s]	V máx [m/s]	Inversión [US\$]	Inversión [US\$/W]
Benz	China	50	3	11,5	25	50	129.250	2,59
Blue Sky	USA	50	4,4	17,0	S/l	72	295.000	5,90
Endurance	UK	50	3.5	9,5	25	S/l	323.520	6,47
Aeolus	China	10	4	12,0	25	55	23.694	2,37

De acuerdo a esto y considerando el factor de planta, la mejor alternativa para Ollagüe correspondería a las unidades chinas Aeolus con un valor de US\$23.694, es importante destacar además que dado su menor tamaño el traslado a la localidad se ve facilitado.

Para la evaluación económica se considera que el costo de traslado e internación corresponde a un 30% de la inversión.

Por lo anterior para este escenario híbrido, la evaluación económica arroja un VAC de 40.269,47[UF], que corresponde a 460[UF] mensual que equivale aproximadamente CLP\$10.000.000, valor menor a cualquiera de las alternativas anteriores.

Es importante destacar que esta solución corresponde a la más económica considerando los diferentes tamaños de las unidades del sistema híbrido, sin embargo, mantiene un holgura importante frente a las alternativas anteriores, por lo que podría considerarse la compra de un sistema de almacenamiento de mayor tamaño, de manera de reducir el exceso de energía que no es posible almacenar.

Para la tarificación en este escenario se proponen las mismas alternativas que para el caso diesel 24 hrs., debido a que se mantiene la misma independencia de entes externos.

Escenario Compuesto

Como se mencionó anteriormente, el VAC de este escenario es de 76.639[UF], correspondiente a un costo equivalente mensual de 868[UF], es decir, cercano a \$20.000.000.

Escenario completamente renovable

Como se mencionó en la sección anterior, se tiene un índice VAC de 44.088,61[UF], correspondiente a unas 500[UF] mensuales, o bien CLP\$11.000.000.

Análisis General

Con respecto a la evaluación técnico-económica de las alternativas, la Tabla 31 resume los resultados encontrados en cada escenario.

Tabla 35: Resumen de evaluación económica

Escenario	VAC [UF]	CAE[UF]	Inversión [UF]	Inversión [MMCLP]
Base (Diesel 24h)	\$ 39.494,37	\$ 5.366,02	\$ 0	\$ 0
Interconectado / Ascotán	\$ 44.501,00	\$ 6.046,26	\$ 61.228,00	\$ 1.351
Interconectado / Collahuasi	\$ 40.754,08	\$ 5.537,17	\$ 54.469,96	\$ 1.154
Híbrido	\$ 40.269,47	\$ 5.471,33	\$ 31.900,19	\$ 704
Compuesto	\$ 76.639,35	\$ 10.412,83	\$ 63.384,42	\$ 1.399
Completamente renovable	\$ 44.088,61	\$ 5.990,23	\$ 53.882,91	\$ 1.189

Debido a la gran inversión de los escenarios interconectados y compuestos, la solución resulta ser menos recomendable para la evaluación a 10 años con una tasa de descuento de 6%, recomendando el escenario híbrido por sobre todos, incluso con una holgura de aproximadamente 10.000[UF] frente a la opción que le sigue que corresponde a extender el uso de diesel a 24 horas.

En el escenario compuesto, los costos anuales aumentan fuertemente debido a la mantención de la línea de transmisión sumada a la mantención de los equipos de generación renovable, transformándolo en el escenario menos eficiente en términos económicos.

Con respecto a la tarifa de consumo de energía que debería adoptarse en cada solución, se calcula una tarifa esperada (Costo de energía o CdE) de acuerdo a los gastos incurridos actualizados y la energía consumida actualizada ocupando la siguiente ecuación:

$$CdE \left[\frac{UF}{MWh} \right] = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{GastoEnergíaAnual_i}{(1 + 6\%)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{EnergíaConsumidaAnual_i}{(1 + 6\%)^i}}$$

En donde se debe considerar el aporte de FCAB de forma pecunaria en el caso de la extensión de la red y el escenario compuesto (dado que no se utiliza petróleo) y de la misma forma en que se hace actualmente para el caso base y el caso híbrido. Así, la Tabla 32 resume el CdE para cada escenario:

Tabla 36: Costo de la energía para la comunidad en cada escenario

Escenario	Tarifa pueblo [CLP\$/kWh]	Relación con respecto a Calama [%]
Base (Diesel 24h)	206,37	191,51%
Interconectado Ascotán	159,14	147,68%
Interconectado Collahuasi	142,91	132,62%
Híbrido	67,99	63,09%
Compuesto	154,33	143,22%
Completamente renovable	49,49	45,93%

En este caso, nuevamente la solución híbrida se muestra como una mejor alternativa al representar el menor costo de la energía para la comunidad, mientras que el peor caso corresponde a extender el periodo de uso de diesel a 24 hrs. Es importante destacar que este cálculo supone que la localidad no se hace cargo de la inversión en ninguno de los escenarios en estudio y sólo representa el pago de la operación y mantenimiento de cada escenario, además, los escenarios interconectados tienen un valor optimista debido a las grandes variaciones que posee el precio de la energía en la actualidad.

En cuanto al impacto ambiental de los distintos escenarios, si bien ambos pueden tener un impacto en el paisaje, dadas las dimensiones de las estructuras en el escenario interconectado, es probable que dicho impacto sea mayor. Además, el tendido eléctrico recorrería el área de la Reserva Nacional Alto Loa pudiendo impactar a la flora y fauna del lugar, no así en el escenario híbrido, pues las estructuras se ubicarían en un lugar específico en la localidad de Ollagüe.

Con respecto a las emisiones de material particulado y generación de desechos durante la etapa de construcción, el impacto también sería mayor en el escenario interconectado, por la cantidad y dimensión de estructuras a instalar en comparación con el escenario híbrido.

Con respecto al impacto de cada solución sobre el sistema eléctrico de Ollagüe, entre las soluciones de interconexión, se tiene que el recibir energía desde Collahuasi trae problemas en la regulación de tensión (zona noreste de Ollagüe), por lo que se deberá incurrir en gastos de equipos eléctricos o bien conductores de mayor calibre para mejorar el perfil de tensiones. Esto no sucede en el caso de la interconexión desde Ascotán.

Por otro lado, entre la solución híbrida y compuesta, la solución híbrida tiene la ventaja de no depender de un sistema externo de energización (que para la solución compuesta es Ascotán), lo que puede garantizar una mayor confiabilidad del suministro eléctrico al tener equipos de almacenaje de energía a través del banco de baterías.

