



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

**EL POTENCIAL DE SUMINISTRAR
ELECTRICIDAD A COMUNIDADES
INDÍGENAS Y CAMPESINAS DE CHILE
MEDIANTE MICRO REDES HÍBRIDAS
SOLAR-EÓLICAS AUTOGESTIONADAS:
UNA PROPUESTA DE DESARROLLO
COMUNITARIO SUSTENTABLE PARA
LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN
ZONAS AISLADAS**

GUILLERMO ANDRÉS MONTECINOS PEÑA

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
DAVID EDUARDO WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, noviembre, 2015

© 2015, Guillermo Andrés Montecinos Peña



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

EL POTENCIAL DE SUMINISTRAR ELECTRICIDAD A COMUNIDADES INDÍGENAS Y CAMPESINAS DE CHILE MEDIANTE MICRO REDES HÍBRIDAS SOLAR-EÓLICAS AUTOGESTIONADAS: UNA PROPUESTA DE DESARROLLO COMUNITARIO SUSTENTABLE PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ZONAS AISLADAS

GUILLERMO ANDRÉS MONTECINOS PEÑA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

PIERGIORGIO DI GIMINIANI

DORIS SÁEZ HUEICHAPÁN

PEDRO GAZMURI SCHLEYER

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, noviembre, 2015

*En memoria de Rolando Peña
Villagra, mi abuelo, quien me heredó
un banderín, una bandera y una
pasión. Gracias por enseñarme a
amar de manera incondicional.*

AGRADECIMIENTOS

Después de ocho años de arduo trabajo y estudio en la Escuela de Ingeniería de la Universidad Católica de Chile, de los cuales los últimos dos han dado como fruto esta tesis, no puedo sino agradecer:

A mis padres, Anamaría y Guillermo, por darme la vida, enseñarme los valores del respeto, el trabajo duro, la paciencia y el amor por la familia. También por entregarnos a mi hermana y a mi todas las comodidades que estuvieron a su alcance, y permitirnos estudiar al contado en un país en que la educación no sólo no es un derecho, sino que es un bien escaso y de lujo.

A mi hermana Claudia, por acompañar este camino desde el comienzo. Por las canciones, los discos, los conciertos, la lealtad y la sinceridad.

A Violeta, por ser mi segunda madre.

A Giannina, mi compañera, por estar en todos y cada uno de mis emprendimientos, empujando con amor y paciencia en la duda, y conteniendo con serenidad en la incertidumbre. Gracias por todo el amor y sinceridad.

A Javier, mi hermano, compañero de todas las batallas. Por todos tus consejos y por el aliento incondicional. Dices que hay que estar en las buenas y en las malas. Yo te agradezco por estar en las malas.

A mis amigas del colegio, Francisca y Camila, que también han sido parte de este proceso desde un comienzo. Gracias por tener siempre una palabra de aliento o un consejo cuando fue necesario.

A mis compañeros de ruta: Aarón, Braulio, Camila, Samuel y Sebastián. Gracias por todos esos bellos momentos, pizza, traspase y bohemia.

A mis compañeros de celda, Felipe, Nicolás, Pablo y Camilo, por hacer del trabajo un momento más grato y llevadero a punta de té, café, mate y buena música. También a los compañeros del tercer piso: Marysol, Cristian, Constantin, Sebastián, Rodrigo y Danilo.

A los funcionarios y profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica PUC, por hacer posible que dispongamos de espacios confortables para poder trabajar: a Karina, Anita, Lorena, Jessica, Virginia, Karina y Carlos. Especialmente quiero agradecer a Eduardo y a Mary, queridos amigos.

Finalmente, a David Watts, profesor guía de esta investigación, por creer en este proyecto, acogerlo y permitir llevarlo a cabo con la seriedad y compromiso requeridos. Muchas gracias por darle una oportunidad a la investigación orientada a métodos no tradicionales.

A todos, ¡Muchas Gracias!

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE GENERAL	v
ÍNDICE DE TABLAS	x
RESUMEN	xiv
ABSTRACT	xvi
1. Introducción: Acceso a la electricidad rural y sus implicancias en América Latina.....	1
1.1. Hipótesis	3
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Relevancia de la investigación	5
1.4. Alcances de la investigación.....	5
1.5. Estructura de la tesis	6
2. América Latina: su ruralidad, indigenismo y el avance en la electrificación rural.....	8
2.1. Características socioeconómicas de América Latina: riqueza, desarrollo humano, ruralidad e indigenismo	8
2.1.1. Caracterización socioeconómica de América Latina	9
2.1.2. Ruralidad en América Latina	14
2.1.3. Indigenismo en América Latina	16
2.1.4. Los Pueblos Originarios de Chile.....	17
2.1.5. Convenio N° 169 OIT sobre pueblos indígenas y su relación con la energía	18
2.2. La electrificación rural en América del Sur.....	20
2.3. La electrificación rural en Chile	24
3. Propuesta: Desarrollo comunitario y cooperativo para la electrificación rural en Chile y América Latina	26
3.1. La comunidad al centro del desarrollo eléctrico rural	26

3.1.1. El involucramiento de la comunidad como eje central del desarrollo eléctrico rural.....	27
3.1.2. Las cooperativas como esquema alternativo para la electrificación rural	29
3.2. Desarrollo descentralizado: una alternativa para la electrificación rural en Chile frente a la situación actual.....	30
3.3. La asociatividad comunitaria de Latinoamérica	32
3.4. Desarrollo comunitario y cooperativo de la electrificación en zonas rurales.....	34
3.4.1. Aplicación del modelo en comunidades no conectables a la red (electrificación <i>off-grid</i>)	37
3.4.2. Aplicación del modelo en comunidades conectables a la red (electrificación <i>on-grid</i>)	39
3.4.3. El rol del Estado en el modelo de electrificación rural descentralizada	42
3.4.4. La falta de educación cooperativa y tecnológica de las comunidades como una dificultad para el modelo	44
4. Metodología	46
4.1. Catastro de comunidades aisladas de Chile	46
4.2. Evaluación de la factibilidad técnico económica para la implementación de sistemas híbridos solar PV – eólico en localidades aisladas	50
4.2.1. Evaluación económica: formulación del costo nivelado de la energía (LCOE).....	53
4.2.2. Modelo de desempeño del módulo solar PV.....	54
4.2.3. Modelo de desempeño de turbina eólica	55
4.2.4. Modelo de desempeño del generador diesel	57
4.3. Modelo de optimización lineal para minimizar los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento de un sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel.....	58
4.3.1. Función objetivo.....	59
4.3.2. Representación de la generación	61
4.3.3. Derivación de las ecuaciones de costos nivelados de la energía.....	63
4.3.4. Restricciones del modelo	66
4.3.5. Modelo óptimo	67

5.	Chile: Caracterización del recurso natural potencial, catastro de localidades rurales aisladas y la evaluación de la factibilidad de instalar sistemas híbridos solar – eólicos.....	70
5.1.	Descripción del sistema eléctrico de Chile y valoración del potencial de recursos naturales del país	70
5.2.	Catastro de localidades aisladas de Chile: Caracterización de las localidades según su disposición de recurso natural	72
5.3.	Evaluación de la factibilidad técnico económica para la instalación de sistemas híbridos eólico – solar para abastecer de electricidad a las localidades aisladas de Chile	75
6.	Estudio de caso de una comunidad marginal del altiplano chileno mediante un modelo de optimización lineal	85
6.1.	Caracterización de la comunidad de Ancovinto	85
6.2.	Análisis del recurso natural en la comunidad de Ancovinto	87
6.3.	Datos de entrada al modelo	88
6.4.	Diseño del sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel de mínimo costo para abastecer de electricidad a la comunidad de Ancovinto, corrigiendo el recurso eólico por altitud.....	89
6.5.	Diseño del sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel de mínimo costo para abastecer de electricidad a la comunidad de Ancovinto, sin corrección del recurso eólico por altitud	95
6.6.	Análisis de sensibilidad según variaciones del precio del combustible diesel, considerando los casos con y sin corrección del viento por altitud	102
7.	Conclusiones	106
8.	Trabajo Futuro.....	112
	Bibliografía.....	113
	Anexos	121
ANEXO A.	Catastro de Comunidades Aisladas. Análisis y Método de construcción de Base de Datos de Localidades Aisladas Georreferenciadas (LAG)	122
	Insumos	122

1.	Base de datos de Poblados Chile (BPC).....	122
2.	Base de datos Estudio Identificación de Localidades en Condiciones de Aislamiento 2012 – SUBDERE (BSubdere).....	123
	Construcción de Base de Datos de Localidades Aisladas	125
	Preparación de Base de Poblados Chile	125
	Preparación de Base SUBDERE	126
	Cruce de Bases.....	127
	Resumen Construcción de Base de Datos LAG	127
	Filtro #1: Población Indígena.....	128
	Filtro #2: Eliminación de entradas repetidas.....	129
	Filtro #3: Población mayor a 5 habitantes.....	129
	Filtro #4: Chequeo de datos Geoespaciales	130
ANEXO B.	Programas de electrificación rural en los países de América Latina.....	131
	Bolivia.....	131
	Brasil	133
	Chile	135
	Colombia.....	137
	Paraguay.....	139
	Perú	141
	Uruguay.....	143
	Venezuela.....	144
ANEXO C.	Código para AMPL modelo de optimización lineal para diseño de sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel de mínimo costo	148
	ModeloAnc3.mod.....	148
	ModeloAnc3.dat.....	149
	ModeloAnc3.run	153
ANEXO D.	Reseña histórica del pueblo Mapuche.....	159
	Orígenes	160
	Período colonial	162
	La reducción.....	162
	Post reducción	164
	Post dictadura.....	165
	Ralco y la contradicción	168

Desarrollo económico chileno	170
Hombre y Naturaleza	172

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1. Caracterización socioeconómica comparativa de los países de Latinoamérica.	13
Tabla 2-2. Evolución temporal de la Electrificación Total en América del Sur.	21
Tabla 2-3. Acceso a la electricidad en América del Sur para el año 2012, desagregado en zona urbana, rural, acceso nacional y cantidad de habitantes rurales sin servicio.	22
Tabla 4-1. Factores modelo Panel PV utilizados por Watts et al. en su modelo (Watts et al., 2015).	55
Tabla 2-2. Factores estimados curva de potencia aerogenerador GreatWatt S600.	56
Tabla 5-1. Selección de localidades de Chile con mejores niveles de recurso eólico y solar, más promedios por región.	74
Tabla 5-2. Costos nivelados de generación por tecnología y factibilidad de instalación para las comunidades presentadas en Tabla 5-1. Fuente: Elaboración propia.	77
Tabla 5-3. Porcentaje de instalación de tecnologías solar, eólica sin corrección, eólica con corrección y <i>mix</i> solar – eólico para cada una de las regiones estudiadas.	80
Tabla 6-1. Costo inicial y vida útil de los componentes del sistema híbrido.	89
Tabla 6-2. Costo de Operación anual, mensual, semanal y diario para cada una de las tecnologías en dólares y pesos, y resumen energía generada, con corrección del viento por altitud.	90
Tabla 6-3. Comparación de costo anual IOM con costo de operación diesel con corrección.	91
Tabla 6-4. Comparación de LCOE para abastecimiento de la demanda eléctrica con sistema híbrido ERNC con respaldo diesel, y sólo con diesel.	91
Tabla 6-5. Balance de costos anuales para año base con corrección del viento por altitud.	93
Tabla 6-6. Costo de Operación anual, mensual, semanal y diario para cada una de las tecnologías en dólares y pesos chilenos, y resumen energía generada, sin corrección del viento por altitud.	96
Tabla 6-7. Comparación de LCOE para abastecimiento de la demanda eléctrica con sistema híbrido ERNC con respaldo diesel, y sólo con diesel.	97
Tabla 6-8. Capacidad instalada de tecnologías SPV, eólica y diesel, Mínimo Costos de IOM y Costo Nivelado de la Energía para abastecer demanda eléctrica de Ancovinto para cinco niveles de precio del diesel. Viento corregido por altitud.	103
Tabla 6-9. Capacidad instalada de tecnologías SPV, eólica y diesel, Mínimo Costos de IOM y Costo Nivelado de la Energía para abastecer demanda eléctrica de Ancovinto para cinco niveles de precio del diesel. Viento sin corrección por altitud.	104
Tabla B-1. Programas de Electrificación Rural en Sudamérica.	147

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 2-1. Desarrollo humano relacionado con el nivel de acceso al servicio eléctrico. Fuente: Datos Banco Mundial, IEA y PNUD.....	10
Fig. 2-2. Nivel de distribución de la riqueza según ingreso per cápita, año 2013. Datos PNUD y Banco Mundial.	12
Fig. 2-3. Acceso a la Electricidad Rural vs Total, 2012. Datos IEA.	23
Fig. 3-1. Modelo cooperativo propuesto. La Junta General de Socios se constituye una vez al año, y en ella participan todos los socios. Tiene plenos poderes para definir normativas, estatutos y nombrar representantes. La Junta de Vigilancia es el órgano fiscalizador de la cooperativa, mientras que el Consejo de Administración se encarga de llevar adelante los planes y proyectos sociales definidos por la Junta General, teniendo bajo su responsabilidad al Gerente. El Comité de Educación se encarga de definir y aplicar los planes de educación cooperativa. Fuente: (Gross, 1976).....	35
Fig. 3-2. Estructura organizativa del modelo aplicado a comunidades No Conectables. La Comunidad es propietaria de la Cooperativa, la que a su vez es propietaria del Medio de Generación. Este último abastece la demanda eléctrica de la Comunidad. Por otro lado, la Operación y Mantenimiento del Medio de Generación es responsabilidad de la Cooperativa, pero los técnicos y especialistas que se harán cargo deben pertenecer a la Comunidad. Fuente: Elaboración Propia.	38
Fig. 3-3. Estructura de Financiamiento del modelo aplicado en una Comunidad Conectable. La Cooperativa, propiedad de la Comunidad, invierte en la construcción de un Medio de Generación (MG) mediante un préstamo realizado por una entidad privada. El MG, administrado por la Cooperativa, suministra energía a la Comunidad, y los excedentes son vendidos al Sistema Interconectado, recibiendo ingreso por ambas ventas: la Comunidad cancela una tarifa solidaria por suministro, y la Red paga según la tarifa establecida. Con dichos ingresos la Cooperativa cubre sus costos de Operación y Mantenimiento y cancela la deuda adquirida. Fuente: Elaboración propia.....	41
Fig. 3-4. Organigrama de la institucionalidad estatal a cargo de los planes de electrificación rural descentralizada. La SER es el órgano encargado de llevar adelante los programas. De ella dependen la UE, la UE y la UF. La UA se encarga de prestar asesorías a las comunidades y ayudar al diseño de los proyectos, de ella depende la UECC encargada de formar a los comuneros en el cooperativismo, y entregarles las herramientas necesarias para que ser parte del proceso de decisión y diseño. La UE es la encargada de calificar la viabilidad de los proyectos, y la UF es la responsable de gestionar el financiamiento para los proyectos.	42
Fig. 4-1. Metodología desarrollada para el levantamiento del catastro de comunidades aisladas y posterior construcción de la base de datos LAG. Fuente: Elaboración propia.....	47
Fig. 4-2. Metodología gráfica de elaboración de la base de datos LAG. Elaboración propia.....	49

Fig. 4-3. Esquema de sistema híbrido considerado en el estudio de factibilidad técnico – económica, capítulo 5, y en el modelamiento de la capacidad óptima instalada, capítulo 6. Fuente: Elaboración propia a partir de (Ranaboldo et al., 2014).	51
Fig. 4-4. Metodología de evaluación de la factibilidad técnico – económica de instalar sistemas híbridos solar – eólicos en las localidades aisladas de Chile consideradas en la base de datos LAG.	52
Fig. 4-5. Curva de Potencia estimada para modelo GreatWatt S600, y efecto de la densidad del aire.	57
Fig. 5-1. Recursos naturales potenciales de Chile. Solar PV, Solar Collector, Wind y MHP respectivamente. Fuente: (Santana et al., 2014).	71
Fig. 5-2. Dispersión del LCOE solar PV en el territorio chileno. Los puntos amarillos representan a las comunidades donde es factible instalar tecnología SPV comparando con el suministro diesel, mientras que las cruces rojas representan a las comunidades donde no es factible. Fuente: Elaboración propia.	78
Fig. 5-3. Dispersión del LCOE eólico en el territorio chileno sin corrección del viento por altitud y escala de LCOE logarítmica. Los puntos azules representan las comunidades donde es factible la instalación de generación eólica en comparación con el suministro diesel, mientras que las cruces rojas representan a las comunidades en que no es factible. Fuente: Elaboración propia.	81
Fig. 5-4. Dispersión del LCOE eólico en el territorio chileno con corrección del viento por altitud y escala de LCOE logarítmica. Los puntos azules representan las comunidades donde es factible la instalación de generación eólica en comparación con el suministro diesel, mientras que las cruces rojas representan a las comunidades en que no es factible. Fuente: Elaboración propia.	83
Fig. 5-5. Mapas de instalación de tecnologías eólica (celeste), solar PV (naranja) y sistemas híbridos (verde). Las comunidades donde es factible instalar sistemas híbridos corresponden a las que presentan factibilidad de instalar tecnología eólica y solar a la vez. Fuente: Elaboración propia.	84
Fig. 6-1. Perfil de demanda eléctrica horaria de la comunidad de Ancovinto, estimado a partir del levantamiento realizado por (Llanos Proaño, 2012) en la localidad de Huatacondo.	87
Fig. 6-2. Información contextual de la localidad de Ancovinto. Fuente elaboración propia. Fuente mapa: (Infante & Pino, 2005).	88
Fig. 6-3. Curva de costos para distintas capacidades solares instaladas en Ancovinto con corrección de viento. En naranja se presenta el costo anual de inversión, operación y mantenimiento de la generación PV para cada una de las capacidades instaladas, en rojo el costo IOM para la generación eólico-diesel, y en verde el costo IOM anual del sistema completo. Fuente: Elaboración Propia.	92
Fig. 6-4. Perfil de isocostos para distintas capacidades solares y eólicas. El mínimo se encuentra en el punto, y la flecha indica el camino seguido por la optimización. Fuente: Elaboración Propia.	94
Fig. 6-5. Curvas de llenado de la demanda eléctrica de Ancovinto para las cuatro estaciones del año, cada una modelada por un día representativo. Se presenta el	

perfil de generación solar y la curva de demanda, destacando en color gris la energía vertida cuando la generación es mayor a la demanda con corrección del viento por altitud. Fuente: Elaboración Propia.	95
Fig. 6-6. Superficie de costos de inversión, operación y mantenimiento para distintas combinaciones de capacidad instalada solar y eólica, para un precio del diesel de 0,410 U\$/kWh. Fuente: Elaboración propia.	98
Fig. 6-7. Curva de costos para distintas capacidades solares instaladas en Ancovinto sin corrección de viento. En naranja se presenta el costo anual de inversión, operación y mantenimiento de la generación PV para cada una de las capacidades instaladas, en rojo el costo IOM para la generación eólico-diesel, y en verde el costo IOM anual del sistema completo. Fuente: Elaboración Propia.	99
Fig. 6-8 Curva de costos para distintas capacidades eólicas instaladas en Ancovinto sin corrección de viento. En celeste se presenta el costo anual de inversión, operación y mantenimiento de la generación eólica para cada una de las capacidades instaladas, en rojo el costo IOM para la generación solar-diesel, y en verde el costo IOM anual del sistema completo. Fuente: Elaboración Propia.	100
Fig. 6-9 Curvas de llenado de la demanda eléctrica de Ancovinto para las cuatro estaciones del año, cada una modelada por un día representativo. Se presenta el perfil de generación solar y eólico, y la curva de demanda, destacando en gris la energía vertida cuando la generación es mayor a la demanda. Sin corrección del viento por altitud. Fuente: Elaboración Propia.	101
Fig. 6-10. Comparación capacidad óptima instalada para distintos precios del combustible diesel. En gris se presenta la capacidad eólica sin corrección del viento, y en negro con corrección del viento. La capacidad solar presentada es una referencia de 15,5 kW. Fuente: Elaboración propia.	105

RESUMEN

Este trabajo desarrolla una propuesta de modelo de electrificación rural para comunidades aisladas indígenas y campesinas de Chile, basado en la autogestión de las comunidades.

Con este objetivo se caracterizó socio – cultural y económicamente a un grupo de países latinoamericanos, estudiando su riqueza económica y la distribución de ésta, además de la composición social indígena y campesina. Adicionalmente, se estudió el estado del arte de la electrificación rural, cuyo déficit se destacó como una causa del retraso económico. Se encontró que América Latina reúne las condiciones culturales de asociatividad para desarrollar planes de electrificación autogestionados.

Para hacer viable esta propuesta, se realizó un catastro de comunidades indígenas aisladas de Chile a partir del cual se construyó una base de datos de 255 comunidades. Para cada una se levantó el recurso energético renovable, y se estudió la factibilidad técnico – económica de instalar sistemas híbridos solar – eólicos con respaldo diesel, confirmándose que la mayoría de las comunidades presenta buenas condiciones de recurso.

En el norte todas las comunidades estudiadas (Aymara, Quechua y Colla) presentan costo – efectividad fotovoltaica respecto del suministro diesel, mientras que la integración eólica es poco factible. En el caso de estudio de la comunidad Aymara de Ancovinto se encontró que el efecto altitud – densidad impactaba importantemente el diseño del sistema, reduciendo la factibilidad de la generación eólica. La modelación correcta de la altitud es fundamental para no subestimar los costos y entregar señales erradas a comunidades altiplánicas de Bolivia, Chile y Perú. En el sur el efecto es inverso, siendo el potencial eólico comúnmente costo – efectivo, mientras que el solar lo es sólo en algunas comunidades (principalmente mapuche). Las políticas públicas de electrificación rural deberían internalizar estos resultados, promoviendo y apoyando la autogestión rural eléctrica, y guiando la combinación tecnológica adecuada para cada comunidad.

Palabras Claves: Electrificación rural, energía renovable, generación aislada, autogestión, cooperativismo, indigenismo, sistema híbrido solar – eólico, catastro de comunidades aisladas.

ABSTRACT

This work develops a proposal of a rural electrification model for peasant and indigenous isolated communities of Chile, based on the self-management of the communities.

With this goal, a subset of countries was social-, cultural- and economically characterized. The study focused on both their economic wealth and its distribution, and also their peasant and indigenous social composition. Additionally, the state of the art of rural electrification was consulted, which deficit was highlighted as a cause for the delay in economical growth. It was determined that Latin America exhibits the cultural associativity conditions, which are necessary for developing self-managed electrification plans.

According to the above, a cadastre was done to collect information on isolated indigenous Chilean communities, from which a database of 255 communities was generated. For each one of them, the information on their renewable energetic resources was annotated, which lead to the study of the technical and economic feasibility of installing hybrid solar-eolic systems with diesel backup. The result of it was the confirmation that most communities possess good resource conditions.

In northern Chile, all of the studied communities (Aymara, Quechua and Colla) had photovoltaic generation cost effectivity in comparison with diesel supply. Moreover, wind integration was not economically feasible. At the Aymara community at Ancovinto, it was determined that the altitude – density effect had a great impact on the system design, reducing the eolic economic feasibility. An accurate altitude model is fundamental in order not to underestimate the costs and give wrong advice the altiplanic communities of Bolivia, Chile and Peru. At southern Chile the effect is the opposite direction: wind generation is commonly cost effective, whilst solar power is only feasible in a few mapuche communities. Public policies concerning rural electrification should take these results into account, promoting and encouraging rural electric self-management, advising about the suitable technological mix for each community.

Keywords: Rural electrification, renewable energy, self-management, cooperatives, isolated off-grid generation.

1. INTRODUCCIÓN: ACCESO A LA ELECTRICIDAD RURAL Y SUS IMPLICANCIAS EN AMÉRICA LATINA

Está ampliamente documentado que el acceso a la electricidad es una barrera que los países subdesarrollados deben sortear para alcanzar el desarrollo económico y social (Buchholz & Da Silva, 2010), ya que el acceso al servicio permite potenciar el desarrollo industrial, mientras que mejora la calidad de vida de los habitantes, lo que impacta en una reducción de la pobreza (Deichmann, Meisner, Murray, & Wheeler, 2011; Silva Herran & Nakata, 2012). No obstante, no es una condición suficiente para alcanzar el desarrollo (A. Chaurey, Ranganathan, & Mohanty, 2004) ya que el suministro de energía solo facilita la realización de actividades serían más difíciles de llevar a cabo bajo condiciones de aislamiento eléctrico, como la iluminación, refrigeración de alimentos o vacunas, comunicación y desarrollo de actividades económicas que necesitan maquinaria eléctrica (Alam Hossain Mondal, Kamp, & Pachova, 2010; Sharma, 2007). El acceso a la electricidad rural debe ser implementado con infraestructura complementaria como iniciativas educativas que incentiven a los consumidores a utilizar la energía de manera productiva (Cook, 2011). Según (Sharma, 2007) el impacto positivo del acceso a la electricidad en zonas no servidas puede incluso manifestarse en el aumento de la alfabetización de la población, gracias a la iluminación de centros de lectura de jóvenes y adultos.

De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, International Energy Agency) correspondientes al año 2012, un 82% de la población mundial tiene acceso a la electricidad, lo que se traduce en que casi 1.300 millones de personas no pueden acceder al servicio, mientras que un 32% de los habitantes de zonas rurales no tienen suministro (IEA, 2014). Estas cifras pueden ser explicadas debido a una ineficiencia en el modelo de desarrollo energético orientado comercialmente con planificación centralizada (Hiremath, Kumar, Balachandra, Ravindranath, & Raghunandan, 2009), adoptado por una gran cantidad de países subdesarrollados durante la década de los 80' y 90' después de la aplicación del modelo de libre mercado en Chile en 1981 (Yadoo & Cruickshank, 2010). Dicha ineficiencia responde al alto costo de expansión de las redes, que hace poco

atractiva la inversión privada en distribución eléctrica (Liming, 2009), debido a la baja densidad de demanda por servicio en zonas de gran extensión territorial, como es el caso de las zonas rurales (Yadoo & Cruickshank, 2010). En zonas con alta densidad de demanda y cercanas a los sistemas eléctricos, en cambio, es más fácil electrificar mediante extensión de líneas e inversión privada. Una alternativa discutida y desarrollada en la literatura para entregar suministro eléctrico a zonas aisladas son las microrredes, las que asoman como una opción real para llevar el desarrollo a comunidades rurales alejadas de las redes eléctricas (a. Chaurey & Kandpal, 2010; Kirubi, Jacobson, Kammen, & Mills, 2009).

América Latina, con una población de 616,6 millones de personas (ONU, 2014) al año 2013, es una región que se encuentra en una transición para salir del subdesarrollo. Su PIB per cápita dicho año correspondió a USD 9987, cinco veces menor que Estados Unidos y Canadá, y casi cuatro veces menor que el de la OCDE (Banco Mundial, n.d.), mientras que su Índice de Desarrollo Humano (IDH) correspondió a 0,74, muy por debajo de los países denominados desarrollados (UNDP, 2014). Un quinto de su población vive en zonas rurales, de ella la mitad es pobre y tiene en gran parte de los países de la región una fuerte presencia indígena. Las cifras anteriores explican el retraso en cuanto al acceso a la electricidad en zonas rurales, que según la IEA alcanzó un 82% de cobertura el año 2012, considerablemente mejor que el promedio mundial, pero aún insuficiente para una región que brega por quitarse el apelativo de “tercermundista”.

En cuanto al acceso a la electricidad rural en América Latina, las últimas dos décadas han estado marcadas por una serie de políticas energéticas y programas de electrificación, impulsadas por los gobiernos de los distintos países de la región, cuyos objetivos en general buscaban lograr el acceso universal al servicio. El resultado de políticas no ha sido el mismo en todos los países, ya que algunos han logrado alcanzar niveles aceptables de electrificación rural, mientras que otros no han logrado superar el promedio mundial de acceso, como Argentina, Bolivia y Perú (IEA, 2014). Frente a lo descrito, las cooperativas eléctricas asoman como una alternativa viable de electrificación rural, ya que son el modelo idóneo para administrar medios de generación ubicados en comunidades rurales aisladas (Ubilla et al., 2014). Además existe vasta

experiencia histórica de mejoramiento del acceso en zonas rurales mediante la implementación del modelo cooperativo, como fueron los casos de Estados Unidos y Bangladés durante el siglo XX (Yadoo & Cruickshank, 2010).

1.1. Hipótesis

Considerando los antecedentes presentados, se postula como hipótesis de este trabajo que: al no llegar la electricidad a todos los habitantes de América Latina, es posible desarrollar nuevas formas de suministro rural a partir de la autogestión de las propias comunidades, tomando en cuenta su capacidad de organización dada su tradición indígena y campesina, y considerando que muchas tienen recursos naturales que hacen costo-efectivo, técnico y económicamente, el uso de tecnologías renovables.

1.2. Objetivos

En función de lo anterior, el objetivo general de esta tesis es desarrollar una propuesta de modelo de electrificación rural de comunidades indígenas y campesinas aisladas de Chile, que considere la autogestión como motor. A partir de éste, los objetivos específicos de la investigación son:

- 1) Desarrollar un marco teórico que justifique la necesidad de re – evaluar las políticas de electrificación rural, que considere la caracterización socioeconómica de América Latina y Chile, y el estudio del estado del arte de la electrificación rural en la región, poniendo énfasis en el caso chileno,
- 2) entregar una herramienta que facilite la toma de decisiones de diseño de proyectos de electrificación rural, realizando un catastro de comunidades aisladas de Chile y levantando información de los recursos naturales de dichas comunidades, para luego evaluar la factibilidad técnico – económica de instalar medios de generación solar y eólica en cada una de ellas, y
- 3) modelar y diseñar un sistema de generación eléctrica mediante ERNC de mínimo costo de operación que abastezca a una comunidad aislada durante las 24 horas del día, mediante el cual sea posible analizar la sensibilidad del diseño del sistema híbrido frente a variaciones en el precio del diesel.

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos se desarrolló una revisión bibliográfica sobre la electrificación rural de localidades aisladas o remotas, poniendo el acento en América Latina. También, se caracterizó socio – cultural y económicamente a los países de la región, estudiándose el producto interno bruto (PIB) per cápita, el índice de desarrollo humano (IDH) y el coeficiente de Gini de los mismos¹, y analizándose también las componentes rural e indígena de los habitantes de Latinoamérica en su conjunto. Especial énfasis se puso en el estudio de los pueblos indígenas de Chile, particularmente Aymara y mapuche, para los cuales se presenta una breve reseña histórica. Por otro lado, con el objeto de levantar información sobre comunidades aisladas de Chile se elaboró un catastro de localidades aisladas a partir del cual se construyó una base de datos con 255 comunidades. Para cada una de estas comunidades la ubicación geográfica, población, altitud, viento promedio anual y promedio de radiación solar anual son datos conocidos, además de la comuna, provincia y región en que se ubican. Esta base de datos de localidades aisladas georreferenciadas (LAG) fue utilizada para evaluar la factibilidad técnico – económica de instalar medios de generación solares y eólicos con respaldo diesel en cada una de las comunidades catastradas. Dicha evaluación se realizó estimando los costos nivelados de la energía (LCOE, Levelized Cost of Energy) solar y eólica a partir del modelamiento matemático del desempeño de un tipo panel solar fotovoltaico y un tipo de turbina eólica, los que fueron comparados con el precio del diesel para cada lugar, estableciéndose la viabilidad de cada comunidad para instalar dichos medios de generación ERNC. Particularmente, un caso de estudio fue analizado para evaluar el efecto de la altitud en el desempeño de las turbinas eólicas, y cómo este afecta al diseño óptimo de un sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel. Para ello se planteó un modelo de optimización con programación lineal, el que fue aplicado a la comunidad Aymara de Ancovinto, ubicada en la I región de Tarapacá.

La motivación de este trabajo radica en el interés por buscar un mecanismo que permita a las comunidades rurales del país, particularmente indígenas, acceder a un suministro

¹ Los conceptos de IDH y coeficiente de Gini serán explicados en las notas al pie de página 2 y 3 respectivamente, de la sección 2.1.1

eléctrico de calidad y que a la vez les otorgue autonomía económica y en la operación del sistema.

1.3. Relevancia de la investigación

La relevancia de este trabajo radica en que el modelo propuesto para la electrificación rural es autogestionado a partir de las propias comunidades aisladas:

- Propone una visión alternativa a la electrificación rural tradicional desde un enfoque multidisciplinario, al intentar comprender quiénes son y cómo son los usuarios finales de los planes de electrificación en Chile y los demás países de América Latina,
- busca incorporar las características e intereses particulares de las propias comunidades en el desarrollo de los proyectos de electrificación rural,
- entrega una propuesta sobre cómo las comunidades rurales indígenas y no indígenas pueden desarrollar proyectos de electrificación desde la participación informada y empoderada de sus miembros,
- ubica a la electrificación rural en el contexto de América Latina mediante la caracterización socio – económica de la región, y a través de la comparación de políticas públicas en el área de los distintos países,
- a través del análisis de la factibilidad de instalación de tecnologías eólica y solar en las 255 localidades de la base de datos LAG se entregan señales claras sobre cuáles son factibles tecno – económicamente en qué zonas del país, y
- se destaca la importancia de considerar la altitud en que se emplazan las comunidades aisladas, debido al efecto que ésta tiene en el desempeño de las turbinas eólicas, lo que adquiere vital importancia en las comunidades altiplánicas del norte de Chile, sur del Perú y occidente de Bolivia.

1.4. Alcances de la investigación

Este trabajo tiene como objetivo proponer un modelo de desarrollo para la electrificación rural de comunidades aisladas de Chile y América Latina. El principal alcance de esta investigación radica en que al ser un trabajo interdisciplinario que busca abordar temáticas sociales desde la Ingeniería Eléctrica, la capacidad de acción y análisis se ven

limitadas a las herramientas adquiridas por el autor durante su formación. De esta manera las limitaciones de esta investigación son:

- Falta de profundidad en la caracterización sociocultural de los habitantes de América Latina debido a la ausencia de un trabajo metodológico adecuado,
- se esboza una forma de organización cooperativa como modelo general de gestión justificada a partir de las características de la sociedad latinoamericana, pero no se aborda de manera concreta la organización requerida para hacer funcionar este tipo de organizaciones, ni aborda aspectos legales o regulatorios,
- no se propone una metodología de intervención comunitaria concreta que permita desarrollar proyectos de electrificación rural autogestionados como el propuesto,
- no se desarrolló un proyecto real ni se visitaron comunidades aisladas,
- los cálculos de generación eléctrica a partir de fuentes solares y eólicas fueron realizados con datos de meso escala obtenidos de los exploradores de potencial energético solar y eólico disponibles para Chile (U. de Chile, 2012b, 2012c),
- se realizó una optimización simplificada para el caso de estudio simulando 4 días representativos del año en vez de simular para el año completo debido,
- los costos de capital y mantención de los equipos considerados en la optimización del caso de estudio fueron obtenidos de la literatura para las energías solar y eólica, y cotizados en un proveedor real para el caso del generador diesel,
- la demanda eléctrica de la localidad de Ancovinto fue estimada a partir de la literatura, así como la población fue levantada del catastro de comunidades aisladas, y
- se asumió que la localidad de Ancovinto tiene un generador y se abastece durante las 24 horas del día.

1.5. Estructura de la tesis

Esta tesis incluye las siguientes secciones: **1. Introducción: Acceso a la electricidad rural y sus implicancias en América Latina**, en ella se propone el tema de la investigación, los objetivos y los pasos seguidos para alcanzarlos. En la sección **2.**

América Latina: su ruralidad, indigenismo y el avance de la electrificación rural, se presenta la caracterización socioeconómica de los países de América del Sur, donde se describen sus condiciones económicas, ruralidad, indigenismo y acceso a la electricidad en zonas rurales, poniendo énfasis en el caso de Chile. En la sección **3. Propuesta: Desarrollo comunitario y cooperativo para la electrificación rural en Chile y América Latina**, se presenta la propuesta de desarrollo comunitario para zonas rurales aisladas basado en el cooperativismo, describiendo las características de los pueblos latinoamericanos que justifican su aplicación, y describiendo los casos en que puede ser aplicado junto con establecer los requisitos mínimos para asegurar la sustentabilidad del mismo. En la sección **4. Metodología** se presentan los procedimientos aplicados para levantar la información analizada, así como los modelos matemáticos de los paneles solares, turbinas eólicas, y el modelo de optimización. **5. Chile: Caracterización del recurso natural potencial, catastro de localidades rurales aisladas y la evaluación de la factibilidad de instalar sistemas híbridos solar – eólicos**, donde se caracteriza el sistema eléctrico chileno, se presenta el catastro de comunidades aisladas y se estudia la factibilidad técnico – económica de instalar sistemas híbridos en las comunidades catastradas. La sección **6. Estudio de caso de una comunidad marginal del altiplano chileno mediante un modelo de optimización lineal**: presenta el diseño de un sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel en la comunidad de Ancovinto mediante un modelo de optimización lineal, para posteriormente analizar los resultados. Finalmente, en la sección **7. Conclusiones** se destacan los aspectos más importantes de la investigación, así como resultados y propuestas mientras que en la sección **8. Trabajo Futuro** se proponen las líneas de investigación que surgen a partir de este trabajo y la forma en que pueden ser abordadas en el futuro.

2. AMÉRICA LATINA: SU RURALIDAD, INDIGENISMO Y EL AVANCE EN LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

América Latina y el Caribe es una región que avanza lentamente hacia el desarrollo social, económico y humano. Con un PIB per cápita cinco veces menor que el de Estados Unidos y Canadá, un Índice de Desarrollo Humano considerablemente bajo, y una distribución desigual de la riqueza manifestada en los altos índices de Gini (Banco Mundial, n.d.), presentan claros síntomas de retraso a pesar de las intenciones de dejar atrás la categoría de países “tercermundistas”. Esta situación se enmarca en un contexto donde gran parte de la población pertenece o se identifica con culturas originarias y habita en zonas rurales, con altos índices de pobreza.

Por otro lado, a pesar de las agresivas políticas para universalizar el acceso a la electricidad, aplicadas en la mayoría de los países de la región durante las últimas dos décadas, no se ha alcanzado los objetivos propuestos, lo que ha provocado que en la actualidad las zonas rurales se encuentren desigualmente electrificadas. Dicha situación constituye un grave problema para las expectativas de desarrollo, que nos plantea la oportunidad y la necesidad de repensar la forma en que pretendemos electrificar las zonas rurales del continente, buscando un modelo más eficiente y que considere las características socioculturales de la región.

2.1. Características socioeconómicas de América Latina: riqueza, desarrollo humano, ruralidad e indigenismo

En esta sección se desarrollará la caracterización socioeconómica de América Latina, mediante la cual se analizará comparativamente la riqueza de la región, la forma en que ésta se distribuye dentro de la población, y cómo ésta ha influido en el desarrollo humano de sus habitantes. Luego, se describirán los componentes rural e indígena de la población latinoamericana, para finalmente analizar el estado del arte de la electrificación rural en la zona. A partir de dicho análisis se identificarán las condiciones socioculturales que presentan fuertes características de asociatividad comunitaria y facilitarían el desarrollo de la electrificación rural centrado en las comunidades rurales.

2.1.1. Caracterización socioeconómica de América Latina

América Latina y el Caribe corresponde a la región conformada por todos los países de América del Sur, América Central y el Caribe (ALyC) cuyo idioma oficial es de raíz latina, es decir, países de habla hispana, portuguesa, y francesa, que en total son 20. A pesar de utilizar las estadísticas generales de ALyC para realizar los análisis, este estudio está enfocado en los países de habla hispana y portuguesa de América del Sur, ellos son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela, excluyendo a Guyana, Surinam y Guyana Francesa.

La región de ALyC tiene una superficie total de 20.425.332,4 km², que equivale aproximadamente a un 15,2% de la superficie total del mundo. Según datos de la ONU de 2013 (ONU, 2014), en dicha superficie habitan 616,6 millones de personas, equivalente al 8,61% de la población mundial, de la cual un 21,03% lo hace en zonas rurales y un 78,97% en zonas urbanas (Banco Mundial, n.d.).

El PIB de Latino América y el Caribe en 2013 (en USD del año 2013) alcanzó los U\$ 6,2 billones, casi 3 veces menor que el PIB de Estados Unidos y 1,5 veces menor que el de China. En cuanto al PIB per cápita (PIB_{pp}) de la región de ALyC el mismo año 2013 fue de U\$ 9.987, similar al PIB_{pp} del mundo y 1,5 veces mayor que el de China, pero casi 4 veces menor que el de la OCDE y 5 veces menor que Estados Unidos y Canadá (Banco Mundial, n.d.).

En cuanto al acceso a la electricidad, el porcentaje de electrificación total de LAyC al año 2012 alcanzó un 95% de cobertura, muy por encima del 81,7% de acceso a la electricidad a nivel mundial (IEA, 2014), pero muy por debajo de la cobertura total alcanzada en países como Canadá (100%), Estados Unidos (100%), China (100%) y la OCDE (99,65%). Dentro de la Región existen diferencias que hacen notar un desarrollo dispar, donde países como Bolivia (88,3%) y Perú (91,1%) contrastan con la “virtual” cobertura total de países como Venezuela (99,7%), Chile (99,6%), Brasil (99,5%), Paraguay (99,2%) y Uruguay (99,1%).

Respecto del desarrollo humano, según el Reporte de Desarrollo Humano 2014 de la PNUD, el país latinoamericano con mejor Índice de Desarrollo Humano (IDH) es Chile

(0,822) ubicándose en el puesto 41 del ranking mundial, muy por debajo de países como Estados Unidos (5°; 0,914) y Canadá (8°; 0,902). En la vereda opuesta, los países con menor IDH son Bolivia (113°; 0,667) y Paraguay (111°; 0,676), más bajo que el promedio de la Región LAYC (0,74) e incluso el promedio mundial (0,702). Por otro lado, podemos apreciar que el nivel de acceso a la electricidad es un factor importante en el desarrollo humano, ya que a medida que la cobertura tiende a saturar en 100% el IDH tiende a crecer exponencialmente, pues se facilita el desarrollo de actividades productivas que requieren suministro eléctrico, lo que impacta positivamente sobre los tres factores medidos: educación, salud y desarrollo², como se presenta en la Fig. 2-1.

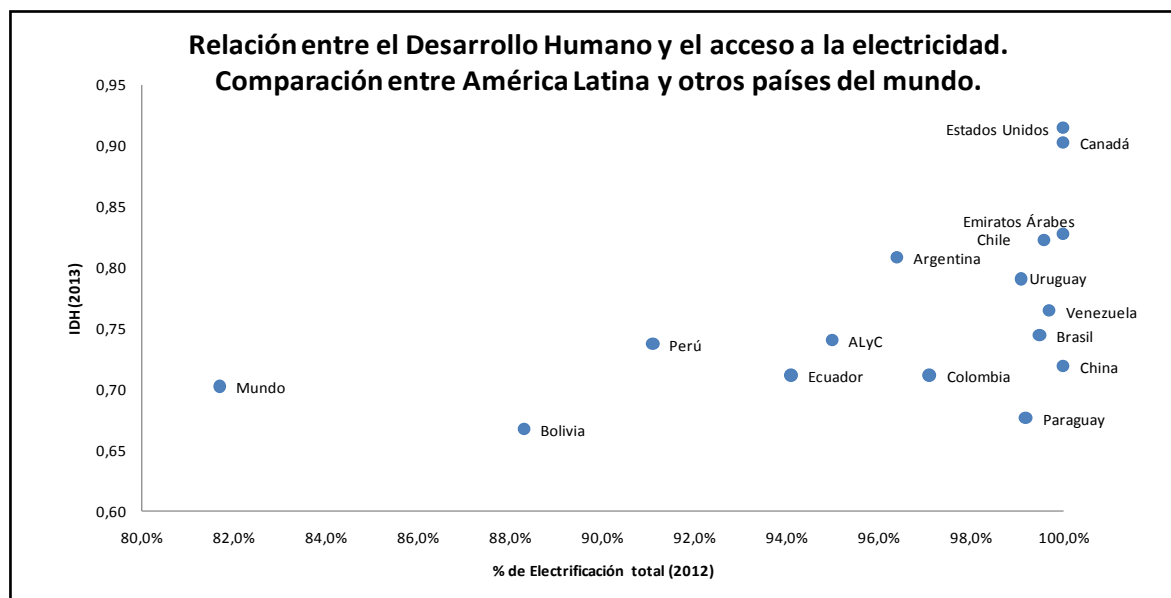


Fig. 2-1. Desarrollo humano relacionado con el nivel de acceso al servicio eléctrico.

Fuente: Datos Banco Mundial, IEA y PNUD.

Por último, respecto de la equidad en el crecimiento económico, los países de Sudamérica se caracterizan por tener una distribución considerablemente desigual de la

² $HDI = \sqrt[3]{I_{Vida} I_{Educación} I_{Ingreso}}$, donde I_{Vida} es el índice de expectativa de vida, $I_{Educación}$ es el índice de educación e $I_{Ingreso}$ es el índice de ingreso. Para mayor información consultar “*Human Development Report 2010*”, UNDP, Technical note, p. 215.

http://hdr.undp.org/sites/default/files/reports/270/hdr_2010_en_complete_reprint.pdf

riqueza, ya que la mayoría de ellos tiene un índice de Gini mayor o igual a 50³. Sólo Argentina (44,5), Venezuela (44,8) y Uruguay (45,3) se escapan de esta situación siendo los países con mejor distribución de la riqueza de la región, pero que a pesar de ello tienen un índice muy por sobre la mayoría de los demás países del mundo. América del Sur tiene una tendencia de disminución de la desigualdad a mayor riqueza con una distribución de los países en forma de óvalo en el plano Gini – PIB_{pp}, con una mitad cóncava y una mitad convexa. Sobre la curva cóncava se encuentran Paraguay, Ecuador y Perú, mientras que sobre la curva convexa se encuentran Colombia, Brasil y Chile. Bolivia, por un lado, y Venezuela, Argentina y Uruguay, por otro, se encuentran en los extremos de este óvalo. Analizando informalmente el gráfico, pareciera ser que, comparativamente dentro de la región, Paraguay, Ecuador y Perú son economías “socialmente” más eficientes que Colombia, Brasil y Chile, ya que utilizan de manera más efectiva sus recursos en la tarea de disminuir la desigualdad. Alternativamente, se podría formular la hipótesis que este segundo grupo de países no tiene la desigualdad como una prioridad, más aún si consideramos que son las tres economías de mercado más abiertas de la región.

Ahora bien, observando el mismo diagrama podemos apreciar tres grupos de países a nivel general. El primero corresponde a los países pobres con alto nivel de desigualdad, dentro de los que se encuentran varios países de ALyC. El segundo corresponde a los países pobres que han logrado cierto nivel de igualdad, y que se ubica en el cuadrante $[PIB_{pp} < USD9500; Gini \leq 0,45]$. Estos países se concentran en Europa del Este, como Ucrania, Rumania y Bulgaria, en las zonas costeras de África Oriental y Occidental, como Senegal, Ghana, Egipto y Tanzania, y en el Oriente Medio, como Irán, Afganistán y Pakistán. En general estos países tienen menor ingreso per cápita que los

³ El índice Gini mide la desigualdad en la distribución de la riqueza de un país (a mayor índice mayor desigualdad), representada como una frecuencia acumulada mediante la curva de Lorenz, y lo hace calculando la proporción de la superficie que está entre dicha curva y la línea de igualdad, o Área de Concentración (AC), respecto de la superficie total bajo la línea de igualdad, o Área de Máxima Concentración (AMC). Se define entonces $G = \frac{AC}{AMC}$. Se considera normal un $G \in [0,25; 0,5]$ ya que la renta de muchos países distribuye como una función gamma. Es por ello que un $G > 0,5$ se considera desigual, ya que es más desigual que una distribución gamma. Para mayor información consultar “*Inequality Analysis: The Gini Index*”, FAO, 2006, publicado en EASYPol. www.fao.org/docs/up/easypol/329/gini_index_040en.pdf

países de América del Sur, pero claramente tienen una distribución de ingreso mucho más equitativa. El tercer grupo de países corresponde a los llamados desarrollados, que tienen $PIB_{pp} > USD\ 20000$, y cuyo Gini oscila entre $0,25 < Gini < 0,4$. Entre ellos podemos destacar a Estados Unidos, Finlandia y Suecia, con PIB_{pp} alto, y Suiza, Qatar y Noruega, con ingresos considerablemente mayores.

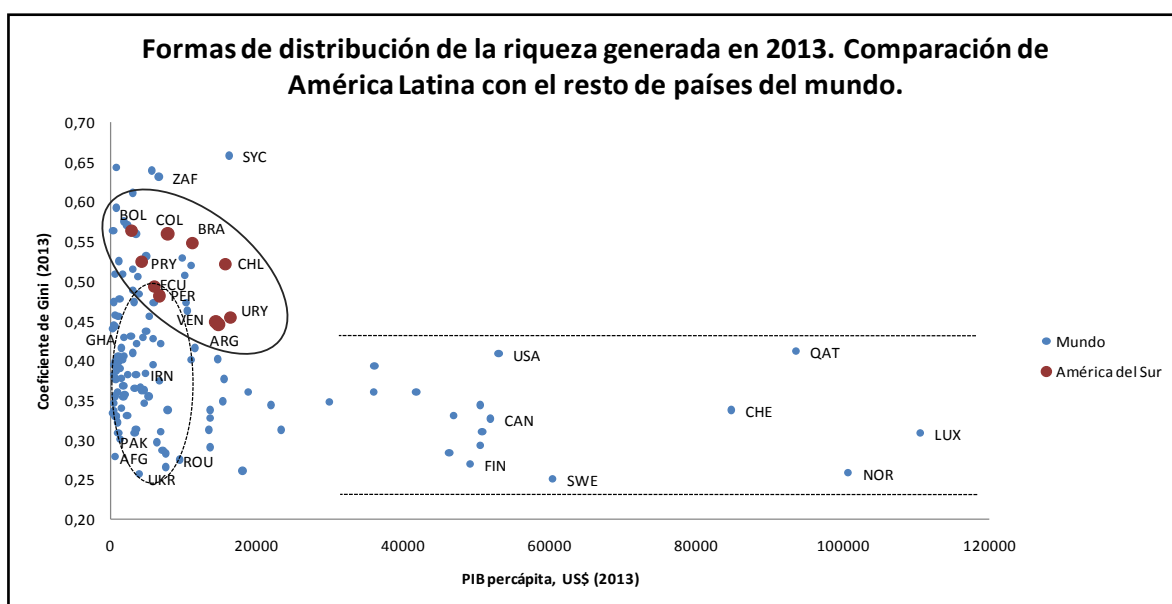


Fig. 2-2. Nivel de distribución de la riqueza según ingreso per cápita, año 2013. Datos PNUD y Banco Mundial.

Tabla 2-1. Caracterización socioeconómica comparativa de los países de Latinoamérica.

País/Región	Población Total 2013	% Población Rural 2013 ¹	Población Rural 2013	PIB 2013 ¹ (millones de USD ₂₀₁₃)	PIB per cápita 2013 ³ (USD ₂₀₁₃)	% Electrificación (total) 2012	Coefficiente de Gini 2013 ^{5a}	IDH 2013 ^{5b}
Argentina	41.446.246 ¹	9,0% ¹	3.730.162 ³	609.889,0	14715	96,4% ⁴	0,445	0,808
Bolivia	10.671.200 ¹	32,0% ¹	3.414.784 ³	30.601,2	2868	88,3% ⁴	0,563	0,667
Brasil	200.361.925 ¹	15,0% ¹	30.054.289 ³	2.245.673,0	11208	99,5% ⁴	0,547	0,744
Chile	17.556.815 ²	13,0% ³	2.274.481 ²	277.198,8	15789	99,6% ⁶	0,521	0,822
Colombia	47.121.089 ²	23,9% ³	11.251.843 ²	378.415,3	8031	97,1% ⁴	0,559	0,711
Ecuador	15.774.749 ²	36,8% ³	5.810.865 ²	94.472,7	5989	94,1% ⁴	0,493	0,711
Paraguay	6.783.374 ²	40,8% ³	2.766.440 ²	29.009,4	4277	99,2% ⁴	0,524	0,676
Perú	30.475.144 ²	24,4% ³	7.420.750 ²	202.349,8	6640	91,1% ⁴	0,481	0,737
Uruguay	3.407.062 ¹	5,0% ¹	170.353 ³	55.707,9	16351	99,1% ⁴	0,453	0,790
Venezuela	30.405.207 ¹	11,0% ¹	3.344.573 ³	438.283,6	14415	99,7% ⁴	0,448	0,764
América Latina y el Caribe	616.600.000 ²	21,0% ¹	129.690.711 ³	6.158.278,9	9987	95,0% ⁴	-	0,740
Canadá	35.158.304 ¹	18,5% ¹	6.514.131 ³	1.826.768,6	51958	100,0% ⁶	0,326	0,902
China	1.357.380.000 ¹	46,8% ¹	635.688.202 ³	9.240.270,5	6807	100,0% ⁴	0,421	0,719
Emiratos Árabes	9.346.129 ¹	15,0% ¹	1.403.695 ³	402.340,1	43049	100,0% ⁴	-	0,827
Estados Unidos	316.128.839 ¹	18,7% ¹	59.188.803 ³	16.768.100,0	53042	100,0% ¹	0,408	0,914
Mundo	7.162.100.000 ²	47,0% ¹	3.366.300.877 ³	75.592.941,0	10555	81,7% ⁴	-	0,702
OECD	1.261.603.870 ¹	20,2% ¹	254.640.712 ³	47.976.934,0	38029	99,7% ¹	-	-

¹Datos de libre acceso del Banco Mundial. <http://datos.bancomundial.org/>

²United Nations Demographic Yearbook 2013. <http://unstats.un.org/unsd/demographic/products/dyb/dyb2.htm>

³Calculados a partir de la Estadística Citada

⁴World Energy Outlook 2011 y 2014. www.worldenergyoutlook.org

^{5a}PNUD, Gini: Human Development Indicators. <http://hdr.undp.org/es/content/income-gini-coefficient>

^{5b}PNUD, IDH: Human Development Report 2014. <http://hdr.undp.org/es/content/informe-sobre-desarrollo-humano-2014>

⁶Se utilizan los datos del Banco Mundial correspondientes al año 2010

En conclusión, América Latina y el Caribe es una región que a pesar de concentrar a un séptimo de la población mundial tiene un PIB_{pp} muy por debajo de los países denominados desarrollados. Por otro lado, a pesar de que el nivel de electrificación promedio es alto, el nivel de desarrollo humano es considerablemente bajo, ya que el acceso al suministro tiene una gran dispersión en los distintos países. Adicionalmente la región presenta una gran desigualdad en la distribución de la riqueza, si consideramos que los países con mejor coeficiente de Gini están muy por debajo del promedio mundial. Por lo tanto, estamos en frente a una región que transita en dirección al desarrollo económico pero muy lentamente, donde a pesar de las señales inequívocas de movilidad desprendidas de índices macroeconómicos como el PIB y el acceso a la electricidad, se manifiestan claros síntomas de retraso, reflejados en índices socioeconómicos como el IDH y el Coeficiente de Gini.

2.1.2. Ruralidad en América Latina

Según datos del Banco Mundial un quinto de la población de América Latina y el Caribe (ALyC) vive en el campo, lo que equivale a 129 millones de personas (Banco Mundial, n.d.). De este total un 47.9% vive bajo la línea de la pobreza, siendo éste un fenómeno mucho más intenso que en las zonas urbanas, donde un 23.3% de la población es pobre.⁴ La población rural más pobre de la región se dedica a la agricultura minifundista, muchas veces sin títulos de propiedad, acceso a crédito, asistencia técnica o capacitación, y en general sus productos están fuera de los círculos de mercado, generando tan poca productividad que su actividad permanece a nivel de la subsistencia. Las microempresas rurales son parte del sector económico informal y, en la mayoría de los países de la región, no están protegidas por políticas y servicios adecuados para desarrollar su potencial económico, con lo cual las oportunidades de sus propietarios de acceder a créditos y subsidios son muy escasas (Campaña et al., 2005).

Respecto a la capacidad organizativa de las comunidades rurales de la región, existen diversas visiones. Un estudio realizado por la FAO (Velasco, Gonnet, López, & Rivera,

⁴ Estadísticas CEPAL, CEPALSTAT.

<http://interwp.cepal.org/sisgen/ConsultaIntegrada.asp?idIndicador=182&idioma=e>. Visitado el 11-03-15

2005) reconoce la necesidad y la importancia de la participación activa de la población al momento de diseñar, implementar, monitorear y evaluar políticas públicas que afecten su bienestar. Esto, poniendo énfasis en la construcción y fortalecimiento del capital social como forma de gestión del desarrollo rural, siendo el capital social comunitario el más relevante para este fin (Velasco et al., 2005).

Respecto de la asociatividad comunitaria, el artículo de la FAO identifica dos tipos de movimientos rurales en la región: el primero se aprecia en países como Chile y México, y se caracteriza por haber surgido por iniciativa y al servicio del gobierno de mando, lo que generó una participación limitada de las grandes masas campesinas. Un segundo tipo de movimiento se aprecia en países como Brasil o Bolivia, en que el principal motor era la solución de demandas sociales y económicas tradicionales, con una fuerte influencia de los procesos de reforma agraria, y en este último particularmente una gran participación de la población rural indígena (Velasco et al., 2005). El caso del Paraguay resulta ser similar al de Chile y México, no obstante, según un artículo publicado por la OLADE el año 2002 la situación cambió en que se ha fortalecido la asociatividad rural (Pulfer, 2005).

Específicamente en Chile existe un tipo de organización rural que rompe con la lógica de des – asociatividad, y corresponde a los comités de agua potable rural. Existen cerca de 2000 Comités de APR a lo largo del país⁵, que consisten en organizaciones sin fines de lucro cuya misión es abastecer de agua potable a todos sus integrantes. Son entidades independientes del Estado y del sector privado, y operan de manera similar a una cooperativa.

Según se plantea en (Cabaña & Calcagni, 2013), los comités de APR son el único sistema viable en la actualidad para abastecer de agua potable a las zonas rurales, pues las empresas que abastecen a las zonas urbanas no entran a lugares geográficamente aislados. Además, en torno a ellos existe una fuerte asociatividad intercomunitaria, es decir, existen muchas organizaciones sociales enfocadas en distintos aspectos que se relacionan mucho entre sí, con una gran capacidad de gestión comunitaria.

⁵ Registro Nacional de Personas jurídicas sin Fines de Lucro, 2013, Chile.
<http://datos.gob.cl/datasets/ver/9434>. Visitado el 11-03-15

2.1.3. Indigenismo en América Latina

América Latina es una sociedad multicultural marcada por la existencia de más de 400 pueblos indígenas (Luna Pineda, 2011) cuya población total, según datos de la CEPAL, alcanza entre 33 y 40 millones de personas (Dávalos, 2005). Si bien esta cifra no sobrepasa el 5% de la población total del continente, incluye grandes grupos indígenas que se distribuyen disparmente entre los países de la región, concentrándose en la zona Andina. La población indígena de la región se caracteriza por concentrarse en las zonas rurales y por ser, sin excepción, la población más afectada por la pobreza extrema (Luna Pineda, 2011).

Dicha población, pauperizada durante el siglo anterior, se encuentra hoy liderando un proceso reivindicatorio denominado “Movimiento Indigenista”. Éste surge a inicios de los 90’ con el primer levantamiento de los indígenas del Ecuador, y luego en enero de 1994 con la guerrilla zapatista, en el estado mexicano de Chiapas (Dávalos, 2005), y se plantea como respuesta a la profunda crisis política vivida por el continente, que se correlaciona con la imposición de políticas de ajuste y de reforma neoliberales de los Estados.

El movimiento, por su característica revolucionaria ante la lógica homogeneizadora neoliberal, busca recuperar características de las tradiciones locales, como la organización comunitaria, el principio de la reciprocidad y la solidaridad social (Luna Pineda, 2011); en los cuales los derechos individuales se derivan de una propiedad colectiva y la gestión común (Boelens, 2007), todo esto en un marco de profundo respeto hacia la *Pacha Mama* (madre tierra), es decir, el entorno. Adicionalmente, existe un intento exitoso de que se postule una múltiple ciudadanía o plurinacionalidad, que ha visto sus frutos en países como Ecuador y el Estado Plurinacional de Bolivia, éste último en el art 2° de su Constitución Política indica que:

“Dada la existencia pre colonial de las naciones y pueblos indígena originario (...), se garantiza su libre determinación (...), que consiste en su derecho a la autonomía, al autogobierno, a su cultura, al reconocimiento de sus instituciones y a la consolidación de sus entidades territoriales(...)” (Bolivia, 2009).

2.1.4. Los Pueblos Originarios de Chile

Según la ley indígena 19.253 del año 1993, el Estado chileno reconoce que:

“los indígenas de Chile son los descendientes de las agrupaciones humanas que existen en el territorio nacional desde tiempos precolombinos, que conservan manifestaciones étnicas y culturales propias siendo para ellos la tierra el fundamento principal de su existencia y cultura”, siendo las etnias reconocidas “la Mapuche, Aimara, Rapa Nui o Pascuenses, la de las comunidades Atacameñas, Quechuas, Collas y Diaguita del norte del país, las comunidades Kawashkar o Alacalufe y Yámana o Yagán de los canales australes”.

Según datos del Censo del año 2002⁶, 692.192 personas dijeron pertenecer a un pueblo indígena, lo que equivale a un 4,6% de la población nacional. De éstos, un 87,3% pertenece al pueblo Mapuche, un 7% a la etnia Aymara, un 3% a la etnia Atacameña, un 0,9% a la etnia Quechua, un 0,7% al pueblo Rapa Nui, un 0,5% a la etnia Colla, un 0,4% a la etnia Alacalufe y un 0,2% a la etnia Yámana (Damianovic, 2005). La población indígena del país se concentra en la Región Metropolitana y la Región de la Araucanía, las cuales juntas acogen a más del 60% de los habitantes indígenas, con una fuerte presencia mapuche. Las regiones VIII y X⁷, concentran cerca de un 23% de población indígena, también mayoritariamente mapuche. Finalmente en el norte del país las regiones I⁸ y II concentran cerca de un 10% de la población indígena, donde habitan principalmente Aymaras, Quechuas y Atacameños.

En este estudio se analizó el caso de la comunidad Aymara de Ancovinto ya que, como se destaca en el capítulo 5, esta corresponde a una “comunidad marginal” debido a que el desempeño de la generación eólica se ve afectado por la menor densidad del aire producto de la altitud en que se emplaza la localidad.⁹ Ancovinto se ubica en la comuna de Colchane, I Región de Tarapacá. Dicho pueblo tiene una población de 48.501

⁶ No existen datos del Censo 2012, ya que este fue rechazado por errores metodológicos.

⁷ Según la codificación territorial antigua, que considera la actual Región de los Ríos como parte de la X Región.

⁸ Al igual que en el caso anterior, la codificación antigua considera a la Región de Arica y Parinacota como parte de la I Región.

⁹ Si bien el estudio de la comunidad marginal correspondió a una comunidad Aymara, considerando la importante población mapuche y la trascendencia del conflicto latente en la Araucanía, en el Anexo D de este documento se puede encontrar una reseña histórica del pueblo Mapuche.

habitantes, de la cual un 84,4% se ubica en las regiones XV y I. Históricamente los Aymaras han habitado el altiplano boliviano, chileno y peruano, desarrollando la agricultura de cereales y la ganadería camélida en vegas húmedas y quebradas. Actualmente, según el Informe de la Comisión Verdad Histórica y Nuevo Trato con los Pueblos Indígenas del año 2003, dos tercios de la población habría migrado desde su lugar de origen, ubicados en las altiplanicies del sector fronterizo con Bolivia y Perú, hasta ciudades del desierto, como Pozo Almonte, y grandes urbes costeras, como Arica e Iquique. El tercio restante, mantendría su carácter rural campesino, comunero o minifundista, habitando la mitad éstos en la región altiplánica fronteriza y ocupándose de la ganadería camélida, mientras que la otra mitad habitaría los valles y quebradas precordilleranas. Uno de los problemas más graves que afecta a las comunidades Aymara del altiplano, es la privatización y pérdida de sus aguas ancestrales en virtud del Código de Aguas (DFL N° 1.222) dictado en 1981, que permitió la apropiación de las aguas ancestrales de los Aymaras por parte de compañías mineras (CONADI, 2003).

Con el objeto de mejorar la relación entre el Estado de Chile y los pueblos originarios, el año 2008 fue ratificado el Convenio N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo, el que durante los últimos años ha intensificado la conflictividad en el sector energético. Aspectos relevantes de este convenio y sus efectos en el sector eléctrico de Chile son descritos en la siguiente sección.

2.1.5. Convenio N° 169 OIT sobre pueblos indígenas y su relación con la energía

El “Convenio sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes” de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), o simplemente Convenio 169, es un tratado internacional adoptado por la Conferencia General de la OIT en Ginebra, el 27 de junio de 1989, y ratificado por el Estado de Chile el 15 de septiembre de 2008. El objetivo de este convenio es establecer un marco jurídico que lleve a los gobiernos de los países suscritos a asumir la responsabilidad de desarrollar, con la participación de los pueblos originarios interesados, una acción coordinada y sistemática con miras a proteger los derechos de esos pueblos y a garantizar el respeto de su integridad (OIT,

1989). Esto mediante mecanismos de consulta cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente.

Este convenio ha suscitado una intensa controversia en el sector energético chileno porque, según voces del mundo empresarial, ha introducido mayores grados de incertidumbre en el desarrollo de proyectos en zonas de potencial energético emplazadas en territorios indígenas. Para la concreción de inversiones en estas áreas, establece la obligatoriedad de consultar a los pueblos originarios respecto de cualquier iniciativa que pudiere afectarlos, lo que abarca una amplia gama de materias, desde modificaciones legales hasta la autorización de proyectos de inversión privados¹⁰. Dicha incertidumbre se fundamentó en una fuerte oposición ciudadana y de parte de las comunidades indígenas a los proyectos energéticos, paralizándose 45 proyectos a octubre del año 2014 (Abogabir, 2014), debido a un uso judicial del Convenio 169.

No obstante lo anterior, la misión del convenio es cambiar la forma de relación de los Estados con los pueblos indígenas, ya no en torno a la asimilación, sino que desde la diversidad y su reconocimiento como sujetos de derecho (Albornoz, 2015) ya que, al menos en Chile, las autoridades fueron, y han sido, escasa prenda de garantía a la hora de salvaguardar los intereses de las comunidades involucradas (Contesse & Lovera, 2011).

En este sentido, el conflicto producto de la judicialización de proyectos energéticos parecía ser consecuencia de una diversa interpretación entre la autoridad ambiental y los terceros respecto de la procedencia e improcedencia del mecanismo de consulta (Moraga Sariago, 2012) establecido en el Convenio 169. Esta situación busca ser refrendada por el DS N°66 del año 2014, que regula el procedimiento de consulta indígena en virtud del art. 1° y 2° del Convenio 169 OIT.

Por otro lado, según esta (Moraga Sariago, 2012) “conflictividad se profundiza en un contexto carente de política energética explícita y orgánica que considere los aspectos económicos, sociales y ambientales del sector en una óptica de desarrollo sustentable” (Moraga Sariago, 2012),

¹⁰ Revista Nueva Minería, 29 de diciembre de 2014. Disponible online en: <http://www.nuevamineria.com/revista/en-2019-chile-podria-retirarse-del-convenio-169-de-la-oit/>. Visitado el 19 de noviembre de 2015

situación de la que ha intentado hacerse cargo el Ministerio de Energía mediante la elaboración de la Hoja de Ruta 2050 de la política pública energética (Ministerio de Energía, 2015). En el contexto actual de la política energética y la regulación de los mecanismos de consulta, de los 15 proyectos en consulta indígena a mayo de 2015, 12 corresponden a energía, a los que se podrían sumar 8 más (Abogabir, 2015). En total, estos proyectos suman más de 1.000 MW en energía eólica, 630 MW en hidroelectricidad y 1.100 km de líneas de transmisión.

Dado lo anterior, el convenio 169 pareciera ser una oportunidad para alcanzar un desarrollo sustentable basado en el diálogo y el respeto, más que una amenaza para la inversión privada. Esto porque al incorporar a las comunidades indígenas en el diseño de los proyectos, se logran proyectos sustentables.

“Los pueblos indígenas verán, en este tipo de proyectos, a vecinos respetuosos que valoran y reconocen la importancia de sus tradiciones, abordando necesidades de corto, mediano y largo plazo, que a la vez les permiten alcanzar sus objetivos” (Abogabir, 2015).

2.2. La electrificación rural en América del Sur

Los programas de electrificación en la mayoría de los países estudiados buscaban o buscan dar servicio eléctrico universal, en primer lugar, mediante la expansión de las redes de Transmisión y Distribución hacia zonas rurales aisladas, y en segundo lugar, mediante el uso de sistemas de generación independientes, basados en generación diesel combinada con energía PV y eólica. Raros son los casos que proponen alternativas más innovadoras de suministro, como las microrredes, que sólo son planteadas en Colombia como una solución seria, o el fomento a la generación distribuida (GD), impulsada en Uruguay y Chile. No obstante, a pesar de ser agresivas, las intenciones de universalizar el acceso no han tenido éxito en todos los países, lo que ha provocado que en la actualidad las zonas rurales de América del Sur se encuentran desigualmente electrificadas, habiendo países con cerca de un 98% de acceso como Venezuela y Paraguay, mientras Argentina, Perú y Bolivia tienen un índice de acceso menor que el promedio mundial (68%).

Tabla 2-2. Evolución temporal de la Electrificación Total en América del Sur.

País/Región	1990 ¹	2000 ¹	2009 ²	2010 ¹	2012 ³
Argentina	81,3%	84,9%	97,2%	88,2%	96,4%
Bolivia	73,8%	76,7%	77,5%	80,2%	88,3%
Brasil	91,9%	96,7%	98,3%	98,9%	99,5%
Chile	94,6%	97,4%	98,5%	99,6%	-
Colombia	90,4%	93,3%	93,6%	96,8%	97,1%
Ecuador	89,8%	93,1%	92,2%	97,5%	94,1%
Paraguay	89,9%	92,7%	96,7%	97,4%	99,2%
Perú	69,0%	71,9%	85,7%	85,1%	91,1%
Uruguay	92,0%	96,0%	98,3%	99,1%	99,1%
Venezuela	98,9%	99,8%	99,0%	100,0%	99,7%

¹Datos de libre acceso del Banco Mundial. <http://datos.bancomundial.org/>

² IEA, World Energy Outlook 2011, The Electricity Acces Database

³ IEA, World Energy Outlook 2014, The Electricity Acces Database

Esta situación constituye un grave problema para las expectativas de desarrollo de la región dado que, como se expuso anteriormente, el acceso a la electricidad es un piso mínimo para que los países dejen atrás el subdesarrollo. Frente a esto, parece una necesidad urgente repensar una forma más eficiente para lograr el acceso total en todas las regiones del continente, ya que las políticas formuladas hasta la fecha no han sido aplicadas de manera correcta o no han sido debidamente diseñadas, considerando todas las dimensiones del mundo rural latinoamericano.

Según datos de la IEA, el año 2012 el acceso rural a la electricidad en América Latina y el Caribe era de un 82%, lo que equivale a cerca de 8.400.000 habitantes de América del Sur sin suministro. Este nivel de cobertura, si bien está lejos de las regiones más pobres del mundo como el África Subsahariana e India, es insuficiente para una región que tiene todos sus recursos orientados en dejar atrás el subdesarrollo. No obstante, ha habido un rápido aumento en cuanto a cobertura nacional en los últimos 20 años, sobre todo en países como Perú, Argentina, Bolivia y Paraguay. Este avance fue concretado gracias a una serie de políticas energéticas y programas de electrificación rural ejecutados por los distintos gobiernos con aportes de instituciones y empresas extranjeras en muchos casos, con resultados diversos.

Tabla 2-3. Acceso a la electricidad en América del Sur para el año 2012, desagregado en zona urbana, rural, acceso nacional y cantidad de habitantes rurales sin servicio.

Pafs/Región	Electrificación Urbana ¹	Electrificación Rural ¹	Electrificación Total ¹	Habitantes rurales sin servicio
Argentina	99,2%	60,8% ⁴	96,4%	1.462.224
Bolivia	99,1%	66,1%	88,3%	1.157.612
Brasil	99,9%	97,3%	99,5%	811.466
Chile	-	95,9% ²	99,6% ³	93.709
Colombia	99,7%	89,1%	97,1%	1.226.451
Ecuador	98,6%	84,3%	94,1%	912.306
Paraguay	99,7%	98,3%	99,2%	47.029
Perú	98,6%	65,2%	91,1%	2.582.421
Uruguay	99,7%	91,6%	99,1%	14.310
Venezuela	99,8%	98,2%	99,7%	60.202

¹IEA, World Energy Outlook 2014, The Electricity Acces Database

²Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2012.

³Dato correspondiente al año 2010, datos de libre acceso del Banco Mundial.

⁴Según el World Energy Outlook 2012, el porcentaje de electrificación rural de Argentina alcanzó ese año el 68,1%

La baja cobertura rural se explica por las complejas condiciones geográficas y climatológicas de las zonas andinas, como es el caso de Bolivia, Perú y Colombia, países donde el acceso a las zonas aisladas es difícil debido a la topografía montañosa y vegetación selvática, (Planeación Departamento Nacional de Planeación, n.d.) que hace muy costosa la expansión de líneas a lugares donde incluso es complejo acceder por tierra. Lo mismo sucede en la región brasileña del Amazonas donde las localidades además de estar aisladas por las grandes distancias, quedan completamente aisladas durante la temporada húmeda entre noviembre y abril (Andrade, Rosa, & da Silva, 2011).

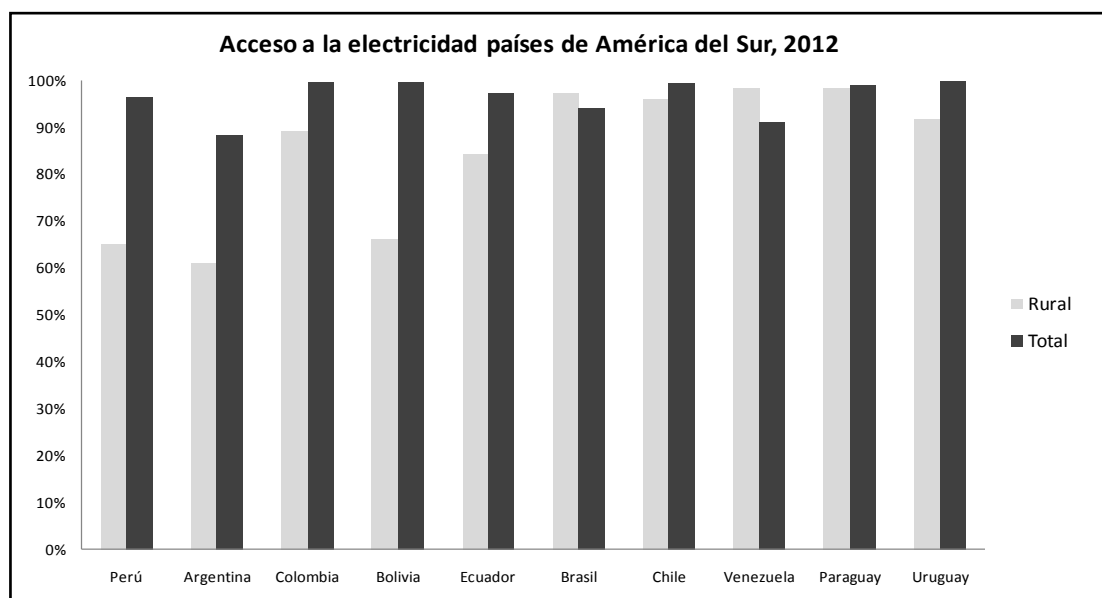


Fig. 2-3. Acceso a la Electricidad Rural vs Total, 2012. Datos IEA.

Las políticas energéticas desarrolladas por los gobiernos nacionales e instituciones afines durante los últimos 20 años apuntaron a la universalización del servicio, y fueron fomentadas por instituciones internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o la Organización de Estados Americanos (OEA). En Bolivia, el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas ejecuta el programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, que busca alcanzar la cobertura total al año 2025, desarrollando la electrificación rural como política de prioridad nacional. Este programa cuenta con el apoyo del BID, la empresa KfW y el Programa Eurosolar (Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, 2013). Situación similar se vive en Colombia, donde la Unidad de Planeamiento minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía está llevando a cabo el Plan Energético Nacional 2015, que busca que los sectores más apartados tengan niveles adecuados de confiabilidad. Uno de los puntos más destacables de este plan es el que plantea el uso de microrredes como una solución factible para las localidades aisladas (Energética, 2015).

En Perú, por otro lado, también está actualmente en ejecución el “Plan Nacional de Electrificación Rural 2015 – 2024”, cuyo objetivo fundamental es entregar acceso universal al servicio eléctrico en el país. El programa, que cuenta también con el apoyo

del Programa Eurosolar, considera dentro de sus soluciones la expansión de redes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), fomento al uso doméstico de energía solar, generación hidráulica a baja escala y uso de energía eólica en valles intermedios y litoral (Rural, 2014). Finalmente, en Brasil el Ministerio de Energía y Minas aplicó el “Programa Luz para Todos” entre 2003 y 2010, que consistió en la instalación de sistemas de generación descentralizados basados en recursos renovables, y que buscaba otorgar suministro a todas las viviendas y establecimientos rurales, objetivo que no pudo ser alcanzado debido a la gran dispersión espacial, largas distancias y dificultad de acceso a las localidades en cuestión (Andrade et al., 2011). Un resumen de los programas de electrificación rural de los países estudiados de Sudamérica es presentado en la Tabla B-1.

2.3. La electrificación rural en Chile

La electrificación rural como política pública en Chile tiene su hito más importante en el Programa Nacional de Electrificación Rural, creado en el año 1994 por el Gobierno de Chile, como parte de la estrategia para superar la pobreza, elevar la calidad de vida de los sectores rurales e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país (Ministerio de Energía, n.d.). Según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE, n.d.-a), el año 1992 el índice de cobertura eléctrica rural alcanzaba sólo el 53% del total de la población, abarcando 270 mil viviendas abastecidas. El programa estaba dirigido a que las viviendas rurales sin energía eléctrica de sectores pobres alcanzaran el servicio eléctrico, con la meta de que al año 2006 todas las regiones del país tuvieran, al menos, un 90% de cobertura (Navarro, Titelman, & Twyman, 2005). El método para lograr el objetivo consistió en la electrificación de viviendas rurales por extensión de redes y por autogeneración, y sus resultados saltan a la vista, considerando que la cobertura en zonas rurales aumentó de un 53% a un 88% en el período 1992 – 2002, llegando a un 93% en 2007 y finalmente alcanzando el 96% de cobertura en 2010, que lo ubica como el tercer país con mayor cobertura eléctrica en Sudamérica (CNE, n.d.-b). A pesar de los logros del programa, el año 2010 había cerca de 90.000 hogares sin acceso al servicio. Es por ello que en el marco de la discusión pública sobre la Política Energética 2050, cuyos

lineamientos se establecen en la Agenda de Energía publicada por el Ministerio de Energía en el año 2014¹¹ y en la Hoja de Ruta 2050, se indica que se desarrollarán, en conjunto con las regiones y comunas, planes especiales para zonas extremas o aisladas. Dichos planes consisten en reducir a la mitad las familias que en Chile no tienen suministro eléctrico, asegurar que el 100% de las escuelas y postas públicas aisladas y rurales del país cuenten con suministro eléctrico permanente al año 2017, y desarrollar un programa de energías renovables para resolver los problemas de suministro eléctrico de comunidades indígenas a lo largo del país (Ministerio de Energía, 2014, 2015). Estos proyectos son fomentados por la Subsecretaría de Desarrollo Regional y el Ministerio de Desarrollo Social (Subdere) y la División de Acceso y Equidad Energética (DAEE) del Ministerio, desde el año 2011.

Según lo presentado a lo largo del capítulo, América Latina es una región en un proceso de transición para salir del subdesarrollo, que se manifiesta en una PIB per cápita menor que el de las grandes potencias mundiales, y una distribución desigual de ésta. Por otro lado, Latinoamérica se caracteriza por tener una fuerte presencia indígena y campesina, que manifiesta una capacidad de organización comunitaria, lo que presenta un potencial para desarrollar proyectos mediante la participación de las comunidades. Finalmente, y en consonancia con el retraso en desarrollo, la electrificación rural es un tema pendiente en la mayoría de los países de la región, esto a pesar de las agresivas políticas de expansión de redes de distribución implementadas en todos los países durante la década de los 90' y comienzos del 2000.

Lo anterior plantea el desafío de re pensar la electrificación rural en Chile y América Latina, con el objetivo de alcanzar el acceso universal al servicio que permita a las naciones alcanzar el desarrollo. En este contexto, se plantea la autogestión como alternativa viable para elaborar planes de electrificación rural participativos que consideren las problemáticas y cosmovisión particular de las distintas comunidades de la región.

¹¹ Disponible online en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html>

3. PROPUESTA: DESARROLLO COMUNITARIO Y COOPERATIVO PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN CHILE Y AMÉRICA LATINA

El estudio nos muestra una América Latina retrasada en el desarrollo económico y humano, con un ingreso bruto mucho menor que los países desarrollados y una distribución muy desigual de éste, con altos índices de pobreza en las zonas rurales, y con una cobertura insuficiente del servicio eléctrico. Dado lo anterior, la región se enfrenta a un grave problema ya que, según autores como (Alam Hossain Mondal et al., 2010; Buchholz & Da Silva, 2010; Deichmann et al., 2011; Sharma, 2007; Silva Herran & Nakata, 2012), el acceso universal a la electricidad es un factor clave para lograr el desarrollo económico y humano de los países, dado que facilita diversos procesos económicos e intelectuales que permiten mejorar la calidad de vida de los habitantes rurales. Como se indicó, el acceso a la electricidad por sí sola no es una condición suficiente para superar el subdesarrollo, pero sí permite desarrollar actividades que lo facilitan, como la lectura, la alfabetización digital, la comunicación, respecto de procesos sociales, y también haciendo más eficientes los procesos industriales como la agroindustria de los lácteos, manufactura, fabricación de insumos para maquinaria, e incluso mantención de maquinaria mediante soldadura al arco, actividad que no podría realizarse en una localidad sin suministro. En esta sección se revisará la literatura científica respecto de la importancia de la participación comunitaria en los procesos de desarrollo de planes y proyectos de electrificación rural, para luego desarrollar la propuesta de modelo de electrificación rural comunitaria tomando en cuenta las características de las comunidades indígenas y campesinas de Chile y América Latina propuestas en el capítulo anterior.

3.1. La comunidad al centro del desarrollo eléctrico rural

El involucramiento de las comunidades locales en los procesos de decisión y planificación de los proyectos de electrificación rural es un factor clave para su implementación exitosa, ya que serán las propias comunidades quienes en última

instancia se beneficiarán de ellos. Una forma de involucrar a las comunidades en la administración y operación de los sistemas eléctricos rurales es a través de la formación de cooperativas locales, ya que constituyen un modelo idóneo para administrar medios de generación en comunidades rurales aisladas, debido a que las organizaciones de participación, se caracterizan por tener su “verdadero centro” en la “esfera humana” (Vanek, 1971).

3.1.1. El involucramiento de la comunidad como eje central del desarrollo eléctrico rural

En la literatura se plantea que el involucramiento de la comunidad local en las distintas etapas de un proyecto de electrificación rural, es un factor decisivo en el éxito de dichos proyectos. La importancia de esto radica en que la electricidad *per sé* no es un vector de desarrollo, y que a pesar de proveer cambios en la calidad de vida de las localidades, no es suficiente en sí misma para llevarlas a su emancipación. De esta manera, todo plan de acceso a la electricidad debe contener instrumentos que permitan a las familias rurales adquirir el conocimiento y habilidades que los lleven a *asumir el control de su propio desarrollo* (Andrade et al., 2011). Por lo tanto, las poblaciones locales deben estar totalmente involucradas en el proceso de toma de decisiones en cuanto a la creación de los sistemas de energía, ya que serán los que en última instancia harán uso de ellos, los mantendrán y pagarán sus servicios. En (van Els, de Souza Vianna, & Brasil, 2012) se plantea la necesidad de cambiar el paradigma desde la electrificación al desarrollo, lo que se logra insertando la iniciativa de electrificar en un sistema interconectado de acciones que promuevan el desarrollo de las comunidades locales, usando la energía como un inductor de su proceso endógeno.

El éxito de los modelos de electrificación rural puede ser alcanzado sólo al involucrar a los habitantes de las localidades y educando a las juventudes (Sharma, 2007; Xu & Chowdhury, 2013)¹², ya que es de suma importancia contar con la cooperación y entusiasmo de los consumidores objetivo (Fang, Misra, Xue, & Yang, 2012). En este

¹² (Sharma, 2007) habla específicamente del éxito de los modelos de abastecimiento descentralizados, que corresponden a una alternativa necesaria para los procesos de electrificación rural.

punto, juega un rol fundamental la confianza – entre agentes, instituciones y la sociedad – porque es la que permite llevar a la comunidad a un trabajo colectivo, consensuado y efectivamente en pos de un objetivo común (Alvial-Palavicino, Garrido-Echeverría, Jiménez-Estévez, Reyes, & Palma-Behnke, 2011). Idea similar respecto de programas sustentables basados en PV plantean (A. Chaurey & Kandpal, 2010), dado que la realización de éstos es posible sólo abordando la infraestructura financiera, la capacidad de construcción y el empoderamiento popular.

Pero el empoderamiento debe estar acompañado de una política que considere el diseño de un marco que permita y asegure delegar la autoridad y responsabilidad de la mantención de los sistemas, lo que incluye formar una jerarquía para la toma de decisiones, fortaleciendo la participación local (Kaundinya, Balachandra, & Ravindranath, 2009). En países europeos, donde la experiencia en energías renovables y propiedad comunitaria es vasta, la lógica del NIMBY (del inglés '*not in my backyard*') y su consecuente oposición a grandes parques eólicos no se debe únicamente a una objeción estética sino también a la crítica de las formas de toma de decisión y distribución del beneficio económico (Schreuer & Weismeier-sammer, 2010), así también a que los residentes se sienten usurpados por grandes agentes económicos externos (Barry & Chapman, 2009).

Un concepto muy interesante es que la comunidad debe ser comprendida como un sistema socio-ecológico, definido como elementos humanos y naturales que interactúan estrechamente y se constituyen mutuamente, además de comprender características ecológicas, sociales, económicas, culturales, institucionales y técnicas (Alvial-Palavicino et al., 2011).

Finalmente, otro factor de éxito de estos proyectos es, según (van Els et al., 2012), la composición de los grupos ejecutantes del proyecto, los que deben ser multidisciplinarios en el sentido de tomar en cuenta los aspectos técnicos de la electrificación y otros aspectos fundamentales como la participación local y el empoderamiento de la comunidad.

3.1.2. Las cooperativas como esquema alternativo para la electrificación rural

Las cooperativas eléctricas son una forma de administración comunitaria factible para la electrificación rural. A pesar de que algunos autores cuestionan su idoneidad, como (Greer, 2008) quien plantea que el hecho de apuntar hacia el bienestar de sus socios y no hacia la maximización del beneficio puede conducir a las cooperativas a ciertas ineficiencias, son diversas las voces que las alzan como una alternativa viable.

Analizando el caso de Bangladés, Nepal y Estados Unidos, (Yadoo & Cruickshank, 2010) plantean que a pesar de no ser una solución mágica, con un mecanismo institucional y de financiamiento las cooperativas eléctricas rurales pueden ser un mecanismo de distribución altamente favorable, ya que requieren menos subsidios que las inversiones privadas y municipales. Por su parte, (Ubilla et al., 2014) plantea que el modelo cooperativo es idóneo para administrar microrredes en comunidades rurales aisladas, particularmente en las que se observa un alto nivel de cohesión y participación social, y en que no hay dependencia externa. Además, según (Kirubi et al., 2009) tienen el potencial de cubrir una parte sustancial de los costos operativos, debido a que la recuperación de éstos está estrechamente vinculada con la promoción de un uso productivo de la energía, generando ingresos locales y mejorando el factor de carga del sistema.

Jaroslav Vanek propuso en 1971 su modelo de autogestión, que se basa en una economía de mercado basada en empresas controladas y dirigidas por quienes trabajan en ellas, y que se sustenta en el principio de igualdad, donde a cada hombre le corresponde un voto (Vanek, 1971). Tres aspectos beneficiosos podemos destacar de este modelo para nuestros intereses, estos son 1. Manejo de las externalidades negativas, 2. Educación, y 3. Democracia:

1. Manejo de las externalidades negativas: las empresas de autogestión, cuyos directores, es decir, los trabajadores y empleados, viven en su mayoría en la vecindad de sus propias plantas contaminadoras del aire y del agua, pondrán probablemente más cuidado en

reducir estos efectos indeseables que los propietarios capitalistas, que pueden vivir a miles de kilómetros del lugar, y aún no haber visto jamás su propia empresa.

2. Educación: En el contexto de los países en desarrollo, donde los pueblos y comunidades son pobres y la educación pública es inadecuada, la empresa de participación puede constituirse en un factor extremadamente significativo para la capacitación, el entrenamiento y la educación.
3. Democracia: Según el autor, por definición la autogestión de los trabajadores significa democracia para los productores. Esta afirmación incluso puede tener impacto en la esfera política de los países, ya que la empresa autogestionada puede constituirse en un 'taller' de democracia directa que permitiría preparar sus miembros para un ejercicio político activo.

3.2. Desarrollo descentralizado: una alternativa para la electrificación rural en Chile frente a la situación actual

Considerando lo planteado en el capítulo anterior, una alternativa al problema de superar el subdesarrollo pareciera es repensar la electrificación rural en Chile y Sudamérica. Esto porque las políticas de energización aplicadas durante los últimos años no han sido lo suficientemente efectivas para alcanzar a toda la población. Si bien la causa de este fracaso no es la misma en todos los países, existe un denominador común que es la burocracia en la planificación central de las políticas de electrificación rural. El hecho de que los planes de energización consideren que los proyectos a realizarse deban ser aprobados por una institución, estatal o no, que se encuentra lejos de la región en que se emplazará, incorpora un elemento de burocracia al proceso de toma de decisiones. El problema es que en todos los casos, el financiamiento de los proyectos proviene de regiones alejadas, siendo desde las instituciones gubernamentales que se ubican en las capitales, o viniendo desde entidades extranjeras, las que deben asegurar la rentabilidad de los proyectos para invertir.

Por lo tanto, dada la condición de aislamiento de las localidades rurales sin acceso a la electricidad, y por ende lejanía desde los centros administrativos, el proceso de electrificación debe desarrollarse de manera descentralizada para que sea eficiente,

resolviendo cada comunidad sus problemáticas particulares. En concordancia con lo planteado en (Vanek, 1971), si hacemos el paralelo entre una empresa de autogestión y una comunidad que desarrolla un proyecto eléctrico, es decir, si pensamos que la comunidad es capaz de llevar adelante un proyecto de electrificación a través de una empresa de participación, la comunidad podría planificar y decidir qué proyecto es más adecuado para sus necesidades, encontrando una solución más adecuada que si ésta fuera desarrollada por un ente externo a la comunidad. De esta manera, el proceso de decisión y planificación de un proyecto sería eficiente, ya que sería el óptimo para cada comunidad. Ahora bien, es importante destacar que este modelo no se puede utilizar para llevar adelante soluciones locales si es que las comunidades no están capacitadas en cuanto a conocimientos técnicos afines, por lo que es imperioso que un modelo así cuente con una política de capacitación de los miembros de las localidades y una unidad de asesoramiento que guíe los procesos de decisión.

Aquí surge una problemática esencial de la cual pocos elaboradores de políticas públicas se han hecho cargo, y es que el sector eléctrico por su dualidad económico – técnica presenta altos niveles de complejidad conceptual. Este punto es traído a terreno en el contexto de la judicialización de proyectos eléctricos en Chile por parte de las sociedades civiles que se sienten afectadas y a la vez no son beneficiadas por las inversiones privadas en energía. Frente a dicha judicialización, los sectores privados arguyen que los ciudadanos no manejan el conocimiento técnico suficiente para generar un debate de altura, cayendo sus reclamos en meros eslóganes demagógicos. Pareciera ser que la regulación de los sistemas eléctricos, compuesta por nociones como costos marginales, unidades de energía y potencia, etc., presenta en su dificultad de comprensión una barrera de entrada para las personas que no han recibido una formación universitaria o técnica. Dicha barrera de entrada debe ser levantada de modo que las comunidades afectadas pudiesen entender las situaciones que las afectan y argumentar fundadamente sus defensas. Además, el conocimiento técnico permitiría a las comunidades que deseen acogerse a los planes de electrificación rural descentralizada y ser ellas responsables de su propio desarrollo al diseñar sus propios proyectos. En este sentido, el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile ha tomado la iniciativa de enfrentar el problema mediante

el proyecto de ley de Asociatividad, mediante el cual se busca que el desarrollo alcanzado por proyectos energéticos sea compartido con las comunidades locales (Romero et al., 2015). Por otro lado, el lineamiento 11 de la Hoja de Ruta 2050 de la política energética (Ministerio de Energía, 2015) busca resolver el problema de las asimetrías de información a través de planes de formación de comunidades en temas de desarrollo energético, con el objeto de que éstas sean actores del sector eléctrico en igualdad de condiciones respecto del resto de las entidades del sector.

3.3. La asociatividad comunitaria de Latinoamérica

Debido a la composición rural e indígena de la sociedad Latinoamericana, estamos frente a una región en que la participación y la cohesión son características presentes, y por lo tanto reúnen las condiciones necesarias para desarrollar planes de electrificación rurales mediante cooperativas eléctricas u organizaciones de autogestión como comités, ya que hay clara evidencia de cohesión y participación social en las comunidades indígenas, y es factible lograr ambas condiciones en sectores rurales.

Se planteó que Latinoamérica es una región en la cual un quinto de su población vive en zonas rurales, que es precisamente donde se requiere una electrificación más efectiva, es decir, hablamos de una región donde se requiere electrificar a cerca de un 4% de su población, equivalente a cerca de 23 millones de personas. También se postuló que es una región donde más de 30 millones de personas adscriben o se consideran pertenecientes a una etnia originaria. Ambas condiciones socioculturales (ruralidad e indigenismo) presentan fuertes características de asociatividad comunitaria debido al bagaje histórico acumulado en la sociedad rural de América Latina que se extiende por siglos, incluso desde antes de la llegada de Occidente.

Por una parte la asociatividad comunitaria se manifiesta en los campesinos de la región a través de los movimientos agraristas en Brasil, indigenistas en Bolivia y Perú, los Comités de Agua potable Rural en Chile, las cooperativas argentinas, etc. Todas estas organizaciones hablan de una cultura de trabajo comunitario, más desarrollado en algunos lugares que en otros, y que son reales alternativas de organización que constituyen un entramado social si no maduro, considerablemente desarrollado. Por otra

parte el movimiento indígena, que está presente desde México hasta Chile con distintos niveles de desarrollo y capacidad de acción, ofrece otras alternativas de organización comunitaria también excepcionales, que se manifiestan en la cosmovisión indígena, basada en ideas de comunidad, respeto, reciprocidad y solidaridad; además de un profundo respeto hacia el mundo (entendiéndolo como entorno) y los antepasados que en él habitan. Ruralidad e indigenismo conviven intensamente en todos los países de la región (excepto en lugares donde las culturas originarias fueron exterminadas, como son Argentina y el extremo sur de Chile), y en muchos lugares son prácticamente un sinónimo, como en Bolivia y Perú.

Para la cultura mestiza de Latinoamérica, mezcla de indio, europeo y mulato, la comunidad ha tenido gran relevancia, ya sea en el campo o en las comunidades indígenas. A pesar de vivir bajo la lógica occidental de sociedad de mercado, que entiende a las personas como individuos racionales cuyo objetivo último es la maximización de su beneficio propio, la cultura Amerindia muestra un fuerte arraigo a la comunidad como institución que ha perdurado a través de los siglos.

Ahora, volviendo a la teoría, hay clara evidencia de que el éxito de la electrificación rural está fuertemente correlacionado con el involucramiento de la comunidad en las distintas etapas de toma de decisión de un proyecto, participación que requiere ser fortalecida con la confianza entre los agentes. Incluso, se plantea que el objetivo último de los planes de acceso al servicio debe ser llevar a las familias a asumir el control de su propio desarrollo. En esta importancia del rol de la comunidad, asoman las organizaciones de participación o autogestión, en especial las cooperativas, como alternativa altamente viable por diversos factores. Se plantea que el hecho de ser descentralizadas y comunitarias las hace más eficientes y efectivas a la hora de abastecer a las comunidades locales, ya que los habitantes locales buscarán maximizar su beneficio propio, pero para ello tendrán que trabajar responsablemente en pos de fortalecer el proyecto, proceso que beneficiará a la comunidad en su conjunto. Además, es claro que los miembros de la comunidad, a la vez propietarios de la cooperativa, en su búsqueda por maximizar sus condiciones económicas harán todo el esfuerzo posible por no perjudicar el entorno en el cual habitan y administrar de la mejor manera el o los

recursos explotados, ya que su fin último debe ser que la operación de la organización “auto gestada” sea sustentable en el tiempo. Para lograr el objetivo anterior, es menester que las comunidades que apunten a este tipo de organizaciones cuenten con altos niveles de cohesión y participación social, dado que las organizaciones de participación requieren de una participación activa de sus miembros, aspecto presente en la cultura Latinoamericana.

3.4. Desarrollo comunitario y cooperativo de la electrificación en zonas rurales

Suponiendo una localidad aislada, sin servicio eléctrico, en que se cuenta con abundancia de recursos naturales, sean solar, eólico, hídrico o biomasa, y la cohesión y participación son características de la comunidad, estamos en condiciones de describir la solución propuesta para que la comunidad pueda acceder al suministro. Se plantean dos casos posibles, uno en que la comunidad no tiene posibilidades, económicas o técnicas, de conectarse a la red de distribución y otra en que la comunidad tiene posibilidades de conectarse a una red eléctrica. Ambas propuestas consideran el modelo cooperativo como piedra angular de la organización institucional, ya que en ambas la cooperativa articula la necesidad de contar con un suministro con la pregunta de cómo organizarse para contar con el servicio. Cabe destacar que la cooperativa es propuesta como esquema organizacional para las comunidades que no cuenten con estructuras de organización que permitan el desarrollo de iniciativas autogestionadas.

El marco general de la propuesta considera tres aspectos fundamentales: la comunidad, la cooperativa y el medio de generación (refiriéndonos de esta forma a los equipos, unidades generadoras, microrred, etc.). De esta manera será la comunidad la que, luego de hacerse manifiesta la voluntad de contar con un sistema de electrificación rural, se organice formando una cooperativa de la cual sea propietaria. Luego la cooperativa invierte en la construcción del sistema eléctrico, vía por la cual la comunidad logra contar con el servicio.

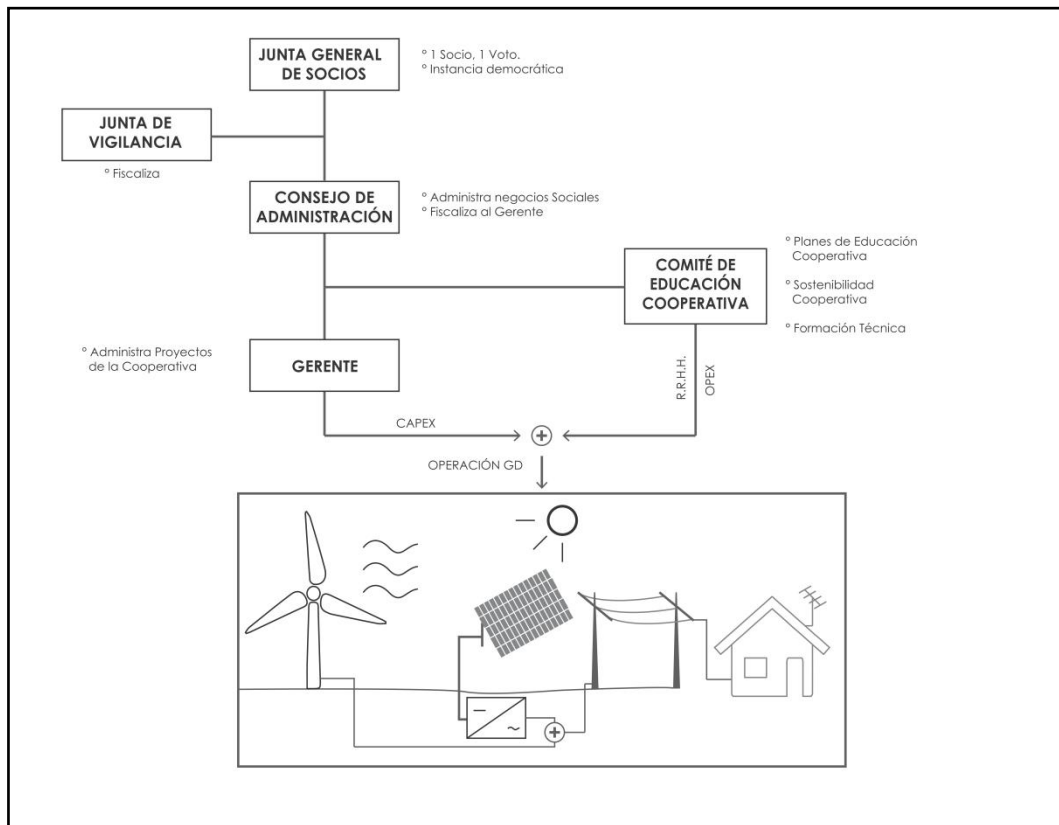


Fig. 3-1. Modelo cooperativo propuesto. La Junta General de Socios se constituye una vez al año, y en ella participan todos los socios. Tiene plenos poderes para definir normativas, estatutos y nombrar representantes. La Junta de Vigilancia es el órgano fiscalizador de la cooperativa, mientras que el Consejo de Administración se encarga de llevar adelante los planes y proyectos sociales definidos por la Junta General, teniendo bajo su responsabilidad al Gerente. El Comité de Educación se encarga de definir y aplicar los planes de educación cooperativa. Fuente: (Gross, 1976)

La propuesta utiliza el modelo cooperativo planteado por Alberto Gross en 1976, que las define como organizaciones que persiguen objetivos económicos o sociales, constituidas por personas naturales y jurídicas que se caracterizan porque sus miembros tienen iguales derechos y obligaciones. Cada uno de ellos tiene derecho a un voto, el que es ejercido democráticamente en la Junta General de Socios (Gross, 1976). Según éste, cada

cooperativa debe estar regida por estatutos que establecen los órganos que dirigen la administración y el funcionamiento de la institución. Estos órganos son en la mayoría de las cooperativas la Junta General de Socios, la Junta de Vigilancia, el Consejo de Administración, el Comité de Educación Cooperativa y la Gerencia. La Junta General es el organismo supremo de una cooperativa, porque en ella se fijan normas y políticas generales de la institución, se eligen los representantes de los distintos órganos y se votan reformas y estatutos. La Junta de Vigilancia, en cambio, es designada por la Junta y cumple una función fiscalizadora, revisando inventarios, balances, estado de caja, e investigando toda situación irregular de orden financiero y económico. Finalmente, el Comité de Educación Cooperativa es el responsable de la sustentabilidad de la cooperativa en el tiempo, y se encarga de organizar y desarrollar programas de educación cooperativa, y promover la educación de los socios. En cuanto a los proyectos eléctricos, este comité se encarga de formar los recursos humanos para la operación y mantenimiento del medio de generación.

Una comunidad que desee acceder al servicio eléctrico o mejorar su calidad de suministro mediante el modelo planteado debe, primero, organizarse y constituir una cooperativa. Para ello deberán existir las instituciones estatales u ONG que cumplan la función de orientar y guiar en el proceso de constitución a los habitantes de la localidad. Luego de constituida la cooperativa, debe existir un proceso de capacitación de todos los miembros para que sean capaces de llevar a delante un proceso de decisión informado, que logre diseñar y planificar de manera exitosa el sistema eléctrico. Con la asesoría de un especialista, facilitado por una institución estatal, no gubernamental o un consultor privado, se deberán realizar los estudios de recurso natural que permitan establecer la tecnología de generación adecuada para abastecer la demanda de la población. También, se deberá diseñar el proyecto de ingeniería que posteriormente será presentado a la institución financiera. Este proyecto debe considerar las unidades de generación, el dimensionamiento de la o las plantas generadoras, sistemas de protección, tendido de líneas, empalmes, y confección de tarifas. Además, el proyecto debe establecer de manera clara la forma de operación, los técnicos y funcionarios requeridos para asegurar la operación y mantenimiento del sistema. La gestión del financiamiento y ejecución de

obra son responsabilidad de la cooperativa, que debe ser debidamente asesorada por algún especialista.

Con el fin de asegurar la sustentabilidad del sistema, se sugiere que los técnicos especialistas encargados de administrar, operar y mantener el sistema eléctrico, sean habitantes de la localidad. De esta manera, el modelo crea empleos para los integrantes de la comunidad, y asegura que el cuidado del sistema se haga de forma responsable, generándose así un sentido de pertenencia de parte de los habitantes con el sistema. Para ello, la Dirección de Educación de la cooperativa es la responsable de abrir cupos y becas (o gestionarlas) para que jóvenes locales interesados en tomar puestos de responsabilidad en la operación y mantenimiento del sistema sean enviados a estudiar a los centros de capacitación técnicos y universitarios de las ciudades cercanas, con el objetivo de adquirir las herramientas necesarias para llevar adelante la operación. Con esto se estaría creando un círculo virtuoso ya que la misma comunidad, gracias a la administración participativa del recurso, estaría creando puestos de trabajo para sus jóvenes y deteniendo así la migración campo – ciudad.

3.4.1. Aplicación del modelo en comunidades no conectables a la red (electrificación *off-grid*)

Una comunidad puede ser no conectable a la red, cuando los costos de expandir las líneas de distribución hacen que la inversión sea inviable. Así pasa, por ejemplo, con las localidades de la región amazónica de Brasil o localidades ubicadas en las islas pequeñas del archipiélago de Chiloé en Chile. Para este tipo de comunidades el financiamiento es inviable mediante un esquema de préstamos, ya que la cooperativa no sería capaz de recaudar el dinero necesario para cancelar las cuotas adeudadas. Para estos casos se propone que la cooperativa cobre a la comunidad una tarifa social para cubrir costos de mantención, operación y administración, y en caso de existir una buena gestión es posible incluso generar una caja que sirva para realizar pequeñas inversiones. Así sucede en algunos comités de agua potable rural de Chile, estudiados en (Cabaña & Calcagni, 2013), los que gracias a una buena administración son capaces de generar excedentes volviéndose una fuente de apoyo para diversas actividades que ocurren al interior de la

comunidad. El financiamiento de la inversión debe realizarse a través de fondos y programas estatales, diseñados especialmente para esta instancia, o por donaciones de empresas privadas. Dada la baja recaudación que pueden captar las cooperativas o comités a través del cobro de la tarifa por suministro, consecuencia de la baja demanda local, las organizaciones no serían capaces de cancelar las deudas contraídas en un préstamo de una institución bancaria. No obstante lo anterior, es factible analizar opciones de copago en las estructuras de financiamiento estatal o de instituciones no gubernamentales, como sucedió con el Programa Eurosolar en que la Unión Europea, el benefactor, financiaba un 80% del costo del proyecto mientras el país beneficiario debía cancelar el 20% restante.

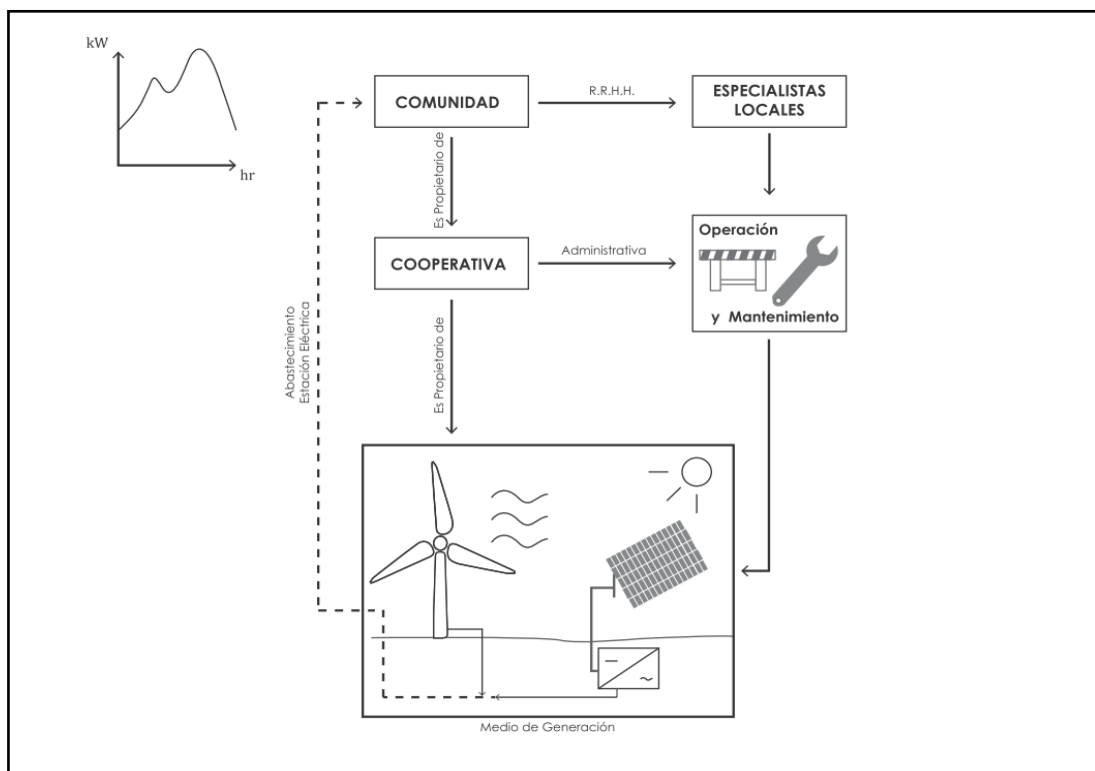


Fig. 3-2. Estructura organizativa del modelo aplicado a comunidades No Conectables. La Comunidad es propietaria de la Cooperativa, la que a su vez es propietaria del Medio de Generación. Este último abastece la demanda eléctrica de la Comunidad. Por otro lado, la Operación y Mantención del Medio de Generación es responsabilidad de la

Cooperativa, pero los técnicos y especialistas que se harán cargo deben pertenecer a la Comunidad. Fuente: Elaboración Propia.

3.4.2. Aplicación del modelo en comunidades conectables a la red (electrificación *on-grid*)

Las comunidades conectables a la red corresponden a toda comunidad ya conectada a una red de distribución o cuyo costo de conexión, en el caso de no estar conectada, hace viable económicamente la inversión. La viabilidad económica de instalar sistemas de generación radica en que los costos nivelados de producción de energía eléctrica sean menores que la tarifa que los usuarios deben cancelar por distribución (BT1), ya que el objetivo de inyectar energía es desplazar consumo más caro proveniente de la red eléctrica. Dado que hay zonas rurales donde los costos de distribución al cliente final son considerablemente altos¹³, la instalación de sistemas híbridos ERNC permitiría disminuir los costos anuales de electricidad, al desplazar consumo de la red a cambio de consumo renovable. Bajo condiciones de muy buen recurso natural y alta tarifa BT1, el mecanismo de financiamiento podría ser más flexible. Adicionalmente existe la posibilidad de que al ser conectables, y existiendo la regulación pertinente, las cooperativas pueden vender excedentes de generación al sistema interconectado. Esto se podría desarrollar mediante generación distribuida de media tensión o mediante el modelo de medición neta. Este último se encuentra limitado a instalaciones de 100 kW en el empalme de un cliente, por lo que no tiene un carácter comunitario. Es por esto que la alternativa más razonable de compartir un recurso de generación sea a través del modelo PMGD que se describe a continuación.

¹³ Un ejemplo de zona con altas tarifas de distribución corresponde a las zonas aisladas de la IX Región abastecidas por la empresa Frontel, donde en el verano la tarifa BT1 puede sobrepasar con facilidad los 0,24 U\$/kWh, mientras que en invierno supera holgadamente los 0,32 U\$/kWh. Dólar convertido a \$616. Tarifas Frontel disponibles en: http://portal.saesa.cl:7778/pls/portal/docs/PAGE/PG_CALL_SAESA/SESP_CNS_TARIFAS_GRUPO_SAESA/SESP_CNS_TARIFAS_GRUPO_SAESA_FRONTTEL_15/PUBLICACION%20C3%93N%20FRONTTEL%2001-11-2015%2016T_15%20Y%20CU14T.PDF. Visitado 17 de noviembre de 2015.

La alternativa de los PMGD

La principal alternativa de que las comunidades que cuenten con sistemas de generación inyecten excedentes de energía a la red eléctrica se configura en Chile bajo el esquema de **pequeño medio de generación distribuida (PMGD)**, establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL4, art. 149°) y el DS N°244 – 2006. Los PMGD corresponden a unidades de generación que utilizan recursos renovables con un excedente de potencia menor a 9 MW, y se caracterizan por estar exentos del pago de peajes por transmisión y distribución¹⁴. Este tipo de unidades inyecta su energía a las redes de distribución y puede recibir pagos de dos formas: 1) valorizado su inyección al costo marginal de la barra de transmisión troncal más cercana a la barra de distribución primaria, o 2) valorizando su inyección al precio de nudo de corto plazo establecido por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Dado que los precios de nudo de corto plazo promedio fijados en octubre de 2015 alcanzan los 0,063 U\$/kWh¹⁵, considerablemente menor a los costos nivelados de generación en las comunidades estudiadas en el capítulo 5, los ingresos por venta de energía no son suficientes para pagar la inversión de la cooperativa en sistemas PMGD. Por lo tanto, el esquema propuesto presenta factibilidad para disminuir los costos desplazando consumo caro de la red, pero no para inyectar energía a la misma. Se sugiere un estudio futuro más profundo respecto de las posibles aplicaciones del esquema PMGD a la electrificación rural. Por otro lado, la aplicación del modelo de generación distribuida trae beneficios para los sistemas eléctricos, debido a que la GD disminuye las pérdidas y los hace más robustos, dado que éstos pueden operar en islas más pequeñas que las actuales frente a contingencias. Este modelo puede ser estudiado en Uruguay, gracias a la existencia del Decreto 173/010 de 2010 que habilita la conexión de microgeneración renovable a la red de baja tensión. La Fig. 3-3 muestra el esquema en el caso de que la venta por energía pudiera pagar los costos de

¹⁴ Para mayor información se sugiere revisar el “Reglamento para medios de generación no convencionales (MGNC) y pequeños medios de generación (PMG)”, DS N°244

¹⁵ El precio de nudo de corto plazo promedio fijado en octubre de 2015 en pesos chilenos alcanza los 38,64 \$/kWh, que fue convertido a dólares según la proporción 1USD = 616 CLP.

generación, caso en que el financiamiento de los medios de generación podría realizarse mediante préstamos privados.

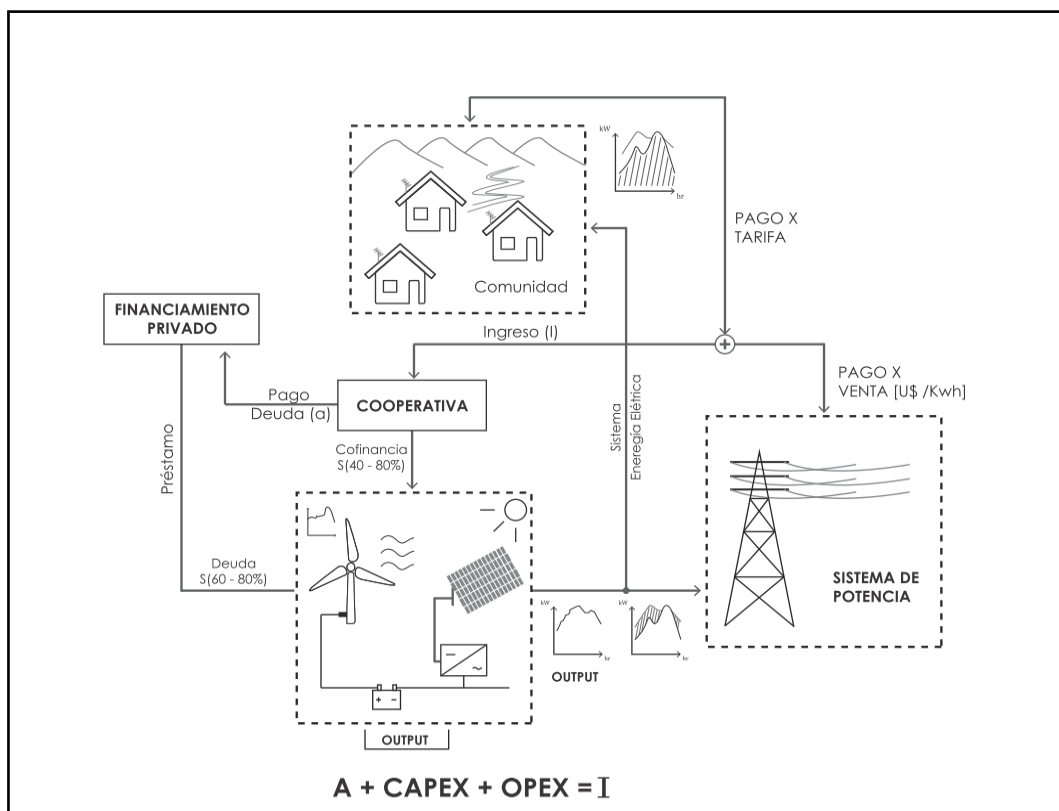


Fig. 3-3. Estructura de Financiamiento del modelo aplicado en una Comunidad Conectable. La Cooperativa, propiedad de la Comunidad, invierte en la construcción de un Medio de Generación (MG) mediante un préstamo realizado por una entidad privada. El MG, administrado por la Cooperativa, suministra energía a la Comunidad, y los excedentes son vendidos al Sistema Interconectado, recibiendo ingreso por ambas ventas: la Comunidad cancela una tarifa solidaria por suministro, y la Red paga según la tarifa establecida. Con dichos ingresos la Cooperativa cubre sus costos de Operación y Mantenimiento y cancela la deuda adquirida. Fuente: Elaboración propia.

3.4.3. El rol del Estado en el modelo de electrificación rural descentralizada

El rol del Estado en este modelo es crucial para lograr una aplicación exitosa, al ser la electrificación rural un piso mínimo para alcanzar el desarrollo de las naciones, la convicción de electrificar debe surgir como una necesidad del Estado. De esta forma, éste es responsable de persuadir a los habitantes locales de acogerse al programa de electrificación descentralizada, y también es responsable de facilitar todos los beneficios que la electrificación conlleva, como acceso a la comunicación satelital, acceso a internet, acceso a subsidios agrícolas, etc.

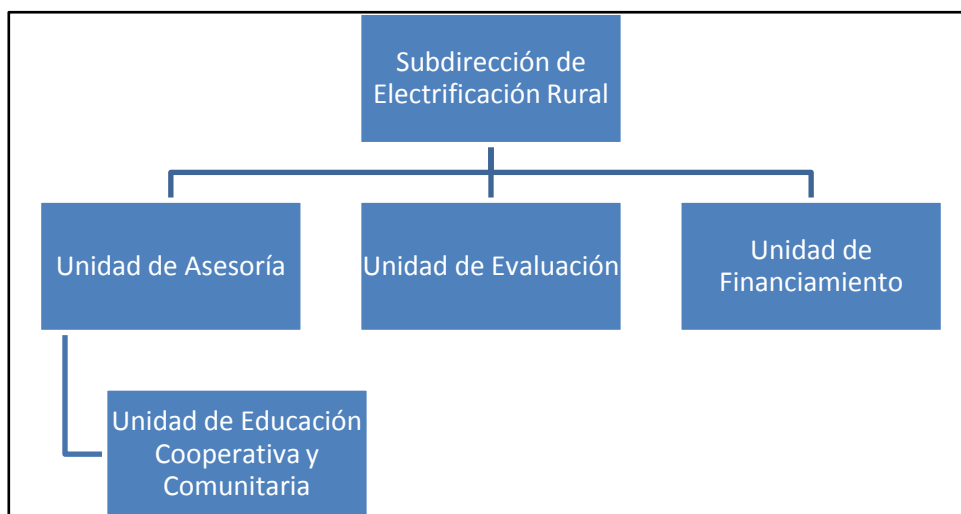


Fig. 3-4. Organigrama de la institucionalidad estatal a cargo de los planes de electrificación rural descentralizada. La SER es el órgano encargado de llevar adelante los programas. De ella dependen la UE, la UE y la UF. La UA se encarga de prestar asesorías a las comunidades y ayudar al diseño de los proyectos, de ella depende la UECC encargada de formar a los comuneros en el cooperativismo, y entregarles las herramientas necesarias para que ser parte del proceso de decisión y diseño. La UE es la

encargada de calificar la viabilidad de los proyectos, y la UF es la responsable de gestionar el financiamiento para los proyectos.

Por lo tanto, el rol del Estado debe consistir principalmente guiar el proceso de autogestión de las comunidades, prestar asistencia técnica, y apoyar el proceso de financiamiento de los proyectos. Para ello, es menester reevaluar las políticas de subsidio de las distintas instituciones involucradas en temas de electrificación rural de comunidades aisladas indígenas, como son Ministerio de Energía, la Subsecretaría de desarrollo regional (SUBDERE), la Corporación de desarrollo indígena (CONADI), entre otros. Dados los altos costos de inversión de implementar microrredes aisladas, se requerirá reformular los niveles de subsidio entregados para estos fines.

Para la ejecución de un programa de esta envergadura, es menester que dentro de la institucionalidad estatal se forme un organismo encargado únicamente de llevar adelante el proceso de electrificación rural descentralizada, el que será denominado arbitrariamente “Subdirección de Electrificación Rural” (SER). El SER es el responsable de asesorar a las comunidades en la constitución de las cooperativas, formando a los habitantes en cuanto a conceptos cooperativos y del sector eléctrico, en suma, entregándoles las herramientas necesarias para organizarse y llevar adelante el proyecto. Para ello se plantea la formación de una Unidad de Asesoría (UA), con una Sub Unidad de Educación Cooperativa y Comunitaria. Adicionalmente, la UA debe contar con especialistas que se hagan cargo de guiar el proceso y diseñar los proyectos de ingeniería de las unidades generadoras. Por otro lado, el SER será responsable de financiar o gestionar el financiamiento de los proyectos, siguiendo las estructuras de financiamiento propuestas anteriormente, para lo que debe existir una Unidad de Financiamiento, y una Unidad de Evaluación que vise la factibilidad técnico – económica de los proyectos y los apruebe para su concreción.

3.4.4. La falta de educación cooperativa y tecnológica de las comunidades como una dificultad para el modelo

La mayor dificultad del modelo propuesto es que este requiere de un conocimiento previo y manejo de conceptos técnicos por parte de la comunidad, además de una capacidad organizativa y una necesidad de contar con el servicio eléctrico. Para poder superar estas barreras debiese llevarse adelante una intensa campaña de capacitación comunitaria, en la que se instruya a los habitantes de las localidades en conceptos afines al sector eléctrico, de modo de facilitar el proceso de decisión posterior. Además, durante dicho proceso se le debe mostrar a los habitantes los beneficios que puede traerles el acceso a la electricidad, permitiéndoles deliberar si es una prioridad o no. Cabe destacar que este modelo se sustenta en que todos los habitantes cuenten con un nivel educacional mínimo.

Considerando lo expuesto a lo largo de este capítulo, la participación de la comunidad es un factor clave en el éxito de los proyectos de electrificación rural en zonas aisladas, la que creemos se debe manifestar a través de un proceso de auto gestión mediante el cual las comunidades sean capaces de levantar sus propias propuestas para resolver el problema del acceso a la electricidad en Chile y América Latina. Esto encuentra eco en las características asociativas de la cultura rural – indígena de América Latina que presentan un potencial organizacional dada su vasta experiencia comunitaria. La cooperativa es propuesta como esquema organizacional para las comunidades que no presenten estructuras asociativas, y considera la posibilidad de que mediante este esquema las comunidades inviertan en medios de generación para suplir sus necesidades energéticas. Según si las comunidades son aisladas eléctricamente o no, las condiciones de inversión serán distintas, por lo que es preciso contar con un rol activo del Estado, que preste asistencia a las comunidades en el proceso de auto gestión, facilitando asistencia técnica y gestión de financiamiento.

Con el objeto de facilitar la implementación del esquema propuesto en comunidades aisladas de Chile, en el capítulo 5 se presentará un catastro de comunidades indígenas aisladas de Chile, que será utilizado como herramienta que facilite el proceso de decisión

de las propias comunidades. En el capítulo 4, en cambio, se presenta la metodología desarrollada para elaborar dicho catastro.

Discutiendo el modelo propuesto que considera la autogestión de los proyectos de electrificación rural como alternativa más eficiente, no es ilógico pensar que el sector privado pudiera atender la necesidad de abastecer de electricidad a comunidades aisladas, mediante inversión en microrredes o sistemas híbridos. Aun más, considerando economías de escalas en el diseño y gestión de los equipos, se puede incluso pensar que la inversión privada podría llegar a una solución más eficiente económicamente hablando, al menos en planificación e implementación de las redes, que la autogestión. El informe sobre microrredes para la electrificación rural publicado por la *UN Foundation* en 2014 revela la experiencia del modelo privado de inversión en microrredes aisladas en India y países de África Sub-Sahariana, lugares donde las condiciones de certidumbre regulatoria son muy distintas a las vividas en América Latina (Schnitzer et al., 2014). Dicha experiencia revela que en los casos en que algún miembro de la comunidad, o habitante cercano a la comunidad, presenta las condiciones económicas propicias para invertir en una microrred y entregar el servicio de suministro eléctrico, se presentan condiciones de monopolio que en ciertas comunidades han abierto la posibilidad a abusos tarifarios. Dado lo anterior, esta investigación descartó la alternativa de inversión privada debido a que el objetivo es entregar una herramienta de desarrollo a las comunidades, y no abrir posibilidades que puedan aumentar su precariedad económica.

4. METODOLOGÍA

A continuación se presenta la metodología elaborada para construir un catastro de comunidades aisladas de Chile que facilite el desarrollo de proyectos de electrificación rural en el país, caracterizándolas según sus recursos naturales disponibles. Posteriormente se presenta la metodología de evaluación de factibilidad técnico – económica de instalar sistemas híbridos solar – eólico en las distintas localidades aisladas de Chile, donde se desarrolla el concepto de costo nivelado de la energía (LCOE), el modelo de desempeño de un módulo solar, una turbina eólica y el generador diesel considerado. Finalmente se presenta el modelo de optimización basado en programación lineal planteado para evaluar el diseño del sistema en una comunidad aislada de estudio.

4.1. Catastro de comunidades aisladas de Chile

En esta sección se presenta la metodología de elaboración del catastro de comunidades aisladas presentado en la sección 5.2, la que se diseñó siguiendo el esquema de catastro de localidades descrito y aplicado en (Jiménez-estévez, Palma-behnke, & Ortiz-villalba, 2014; Ubilla et al., 2014), considerando los criterios selección propuestos en (Xu & Chowdhury, 2013). El procedimiento arrojó una base de datos de 255 localidades aisladas de Chile, y se basó en el levantamiento de dos bases de datos:

- Base Bsubdere: Elaborada por la SUBDERE (Subdirección de Desarrollo Regional) durante el “Estudio Identificación de Localidades en Condiciones de Aislamiento 2012”. Cuenta con 36.053 localidades de Chile, su índice de aislamiento local, población, comuna, provincia, región y parámetros intermedios de la estimación del índice de aislamiento (Carvajal, Poch, & Osorio, 2012).
- BPC (Base de datos Poblados de Chile): Corresponde al Catálogo de Datos Públicos del Gobierno de Chile. Cuenta con 14.951 entradas de localidades con su ubicación geográfica en coordenadas UTM, comuna, provincia y región.

Previo al procesamiento de los datos, las coordenadas geográficas UTM fueron convertidas a coordenadas cartesianas para facilitar su interpretación.¹⁶

El índice de aislamiento del informe de la SUBDERE considera aislamiento territorial en cuanto a tiempo de traslado entre una localidad y cabeceras comunales y regionales, así como tiempo de traslado a servicios básicos como bancos, hospitales y colegios. Dado lo anterior se decidió filtrar la base Bsubdere descartando las localidades no aisladas, es decir, con un índice de aislamiento positivo, llegando a un m' de 4.862. Luego, las bases Bsubdere' y BPC fueron cruzadas originando la Base LAG, con 2.753 localidades aisladas geo-referenciadas.

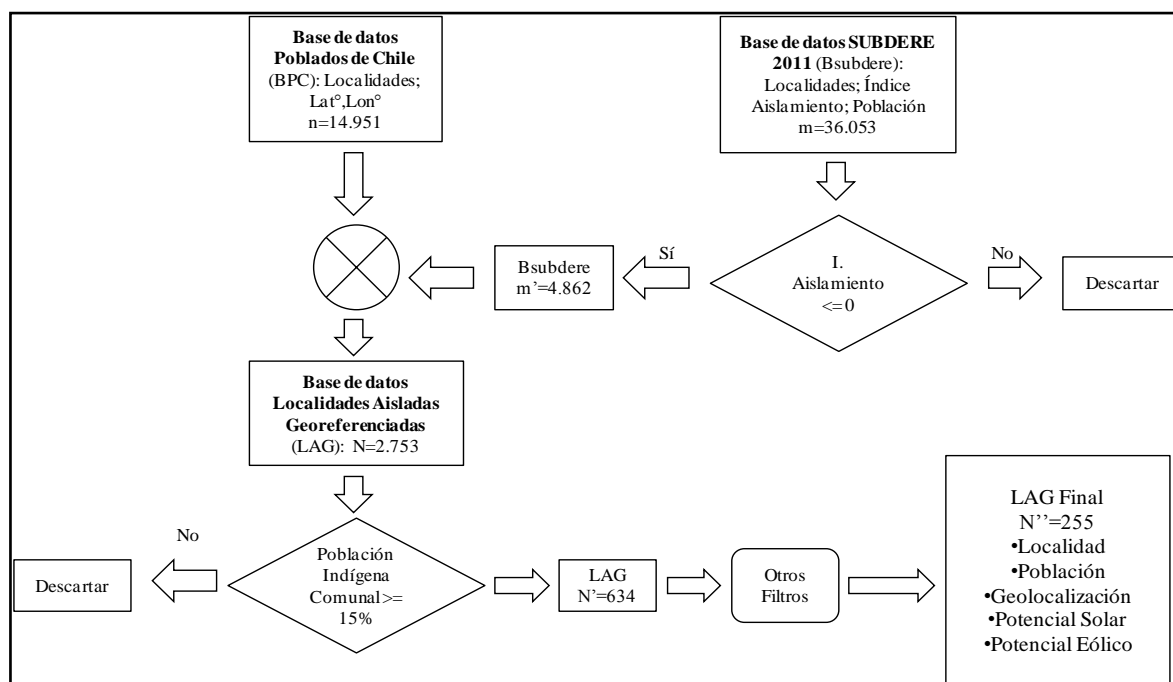


Fig. 4-1. Metodología desarrollada para el levantamiento del catastro de comunidades aisladas y posterior construcción de la base de datos LAG. Fuente: Elaboración propia.

Luego, con el objeto de elaborar un catastro de comunidades que capturase las características culturales sociales de asociatividad de las comunidades rurales e indígenas

¹⁶ La conversión de coordenadas UTM en cartesianas se realizó en MATLAB® mediante la función de libre acceso 'utm2deg.m', desarrollada por Rafael Palacios, 2006.

de Chile, se filtró la base de datos LAG según población indígena, descartándose las localidades pertenecientes a comunas con población indígena menor a un 15%, formando la base LAG-PI con N° 634 localidades. Los datos de población indígena fueron obtenidos del documento “Estadísticas sociales de los pueblos indígenas de Chile. Censo 2002”, publicado por el INE en 2005. Finalmente, la base LAG-PI fue filtrada descartándose las localidades con menos de 5 habitantes debido a la inviabilidad económica de desarrollar un proyecto energético prioritario para ellas. También se descartaron las comunidades donde actualmente existen sistemas de suministro eléctrico diesel (CNE, 2010), y descartando entradas repetidas y campamentos mineros, debido a que este último tipo de asentamientos no corresponde a la población objetivo de este estudio. La base LAG-PI-5, corresponde a la base de datos con que se desarrolló el estudio, y cuenta con 255 localidades aisladas de Chile, que se ubican en comunas con más de 15% de población indígena, y tienen más de 5 habitantes. La metodología descrita se presenta en el diagrama de flujos de la Fig. 4-1¹⁷.

¹⁷ La metodología de elaboración de la base de datos se describe en detalle en el ANEXO A.

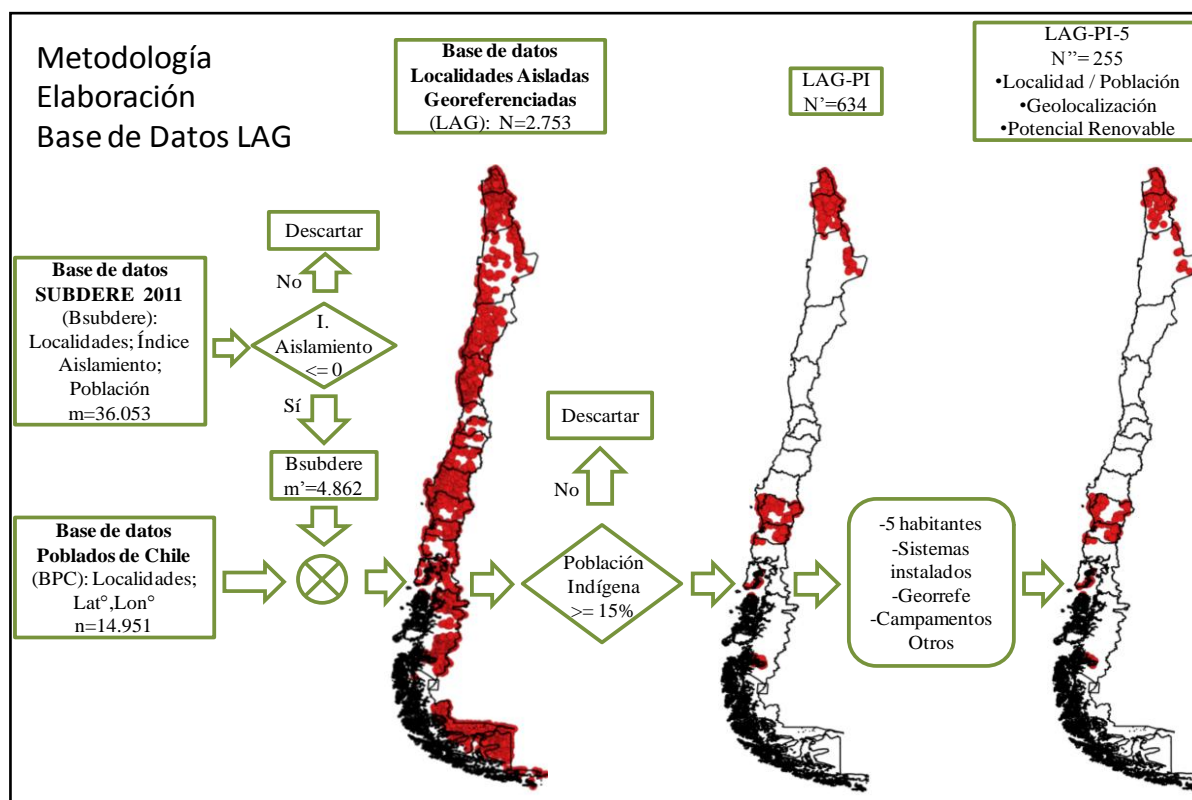


Fig. 4-2. Metodología gráfica de elaboración de la base de datos LAG. Elaboración propia

Este procedimiento arrojó una base de datos con 129 localidades aisladas en el norte de Chile con recurso natural solar predominante, y 126 en el sur con recurso natural eólico predominante. Los 255 asentamientos tienen una población promedio de 62 habitantes, que oscila entre 5 y 776 habitantes, donde un 80,8% de las comunidades tiene una población menor a 100 habitantes. Las comunidades de la base LAG-PI-5 se distribuyen en 8 regiones del país, 3 en el norte (Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta), y 5 en el sur (Biobío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén).

En la Fig. 4-2 se presenta la metodología gráfica, donde se destaca que el filtro por población indígena provoca una fuerte disminución de las comunidades catastradas, ya que las comunas con población indígena sobre el 15% se concentran en el extremo norte del país y en las regiones VIII, IX y XI.

4.2. Evaluación de la factibilidad técnico económica para la implementación de sistemas híbridos solar PV – eólico en localidades aisladas

La metodología de análisis de factibilidad técnico – económica para evaluar la implementación de sistemas híbridos solar – eólicos en las localidades catastradas, consiste en la comparación entre los costos nivelados de la energía PV y eólica con el costo de la energía a partir del combustible diesel. Lo anterior implica que todas las tecnologías que tengan un menor costo de producción que el diesel serán candidatas a formar parte del sistema híbrido de abastecimiento de cada comunidad.

La forma de valorizar el costo de producción de las tecnologías solar PV y eólica es mediante el concepto de costo nivelado de la energía (LCOE) (Watts, Valdés, Jara, & Watson, 2015), el que será explicado a continuación. Este costo representa la relación entre cuánto cuesta la instalación de una tecnología y cuánto cuesta la mantención y operación durante un período de tiempo¹⁸, versus cuánto es capaz de producir durante dicho período, por lo que una tecnología con un alto factor de planta¹⁹ tendrá un LCOE menor que una con bajo factor de planta. De esta manera, para calcular el LCOE es necesario modelar la generación de electricidad de las tecnologías Solar PV y eólica. Los modelos matemáticos para estimar la generación de cada tecnología, y la formulación del concepto de LCOE serán desarrollados en la siguiente sección.

Cabe señalar que para efectos de este estudio se entiende como sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel únicamente a las unidades generadoras solar, eólica y diesel. La literatura indica que un sistema de generación de estas características consiste en un arreglo PV, turbinas eólicas, generador diesel o respaldo mediante baterías, sistema de control, protecciones y accesorios, y equipos que le permiten operar en forma autónoma (Ferrer-Martí, Domenech, García-Villoria, & Pastor, 2013; Ranaboldo et al., 2014). No obstante, para efectos de simplificar este trabajo el sistema estudiado no considera los

¹⁸ Generalmente este período de tiempo corresponde a la vida útil del equipo, el que en la mayoría de los casos se fija en 20 años.

¹⁹ El factor de planta corresponde a la relación entre cuánta energía produce una planta de generación o una unidad durante un período de tiempo (generalmente durante un año), y cuánto podría producir si operara a su máxima capacidad durante dicho período. Se expresa en porcentaje (Lu, Yang, & Burnett, 2002).

equipos de control, protecciones y sistemas de seguridad, enfocándose únicamente en el balance de energía entre las unidades generadoras y la demanda, asumiendo una red uninodal sin líneas de distribución.

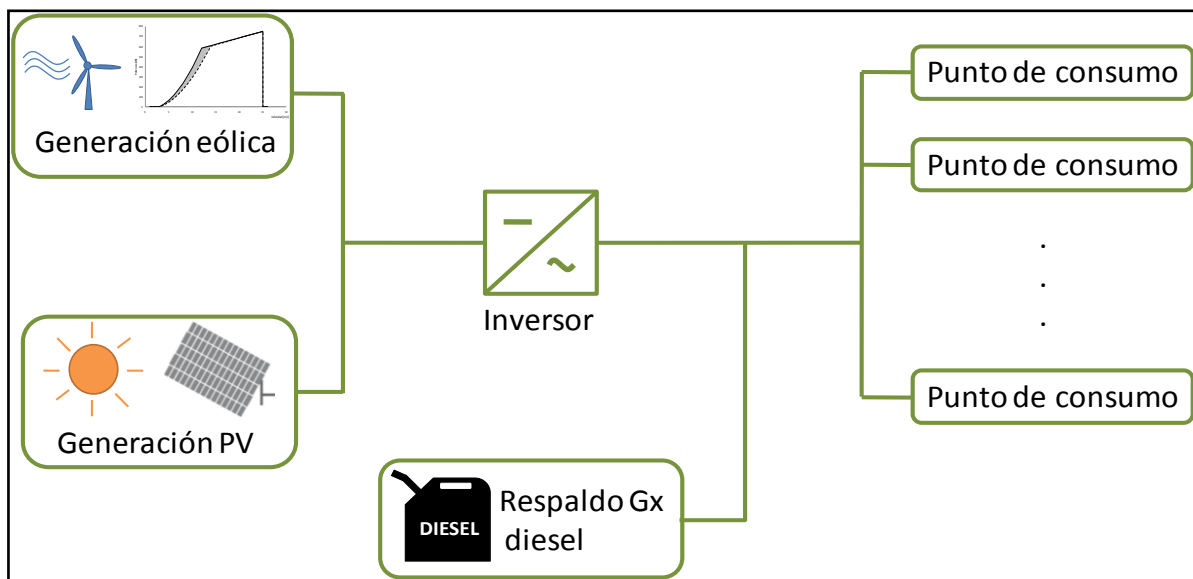


Fig. 4-3. Esquema de sistema híbrido considerado en el estudio de factibilidad técnico – económica, capítulo 5, y en el modelamiento de la capacidad óptima instalada, capítulo 6. Fuente: Elaboración propia a partir de (Ranaboldo et al., 2014).

Se decidió considerar el respaldo de energía mediante diesel, descartando considerar baterías para estos efectos, en primer lugar porque el objetivo del catastro de comunidades y posterior análisis de factibilidad técnico – económica es entregar una herramienta que facilite la toma de decisiones de las comunidades en proceso de autogestión de proyectos de electrificación. En este sentido, aun cuando el respaldo de baterías incorpora seguridad y sustentabilidad a la operación de las microrredes, las características técnicas de operación de las baterías, que implican dependencia inter horaria, complejizan la toma de decisiones lo que se contradice con el objetivo del catastro. Por otro lado, resulta intuitivo considerar el respaldo diesel como primera opción debido a que la mayoría de las comunidades aisladas del país cuenta con unidades

- utilizando los modelos de turbina eólica y panel solar fotovoltaico (SPV, *solar photovoltaic*) presentados en esta sección se estimó el LCOE de cada tecnología para cada comunidad, y
- la factibilidad técnico – económica de cada tecnología está dada por la relación de su LCOE con el precio del diesel. Si el LCOE de una tecnología es menor que el precio del combustible, ésta es factible y considerada dentro del sistema híbrido.

4.2.1. Evaluación económica: formulación del costo nivelado de la energía (LCOE)

El costo nivelado de la energía eléctrica corresponde al costo de suministrar una unidad de energía a lo largo de toda la vida útil de un sistema, e incorpora costos de capital, operación, mantención y costos de combustible. El LCOE permite comparar diferentes tecnologías sobre la base del mínimo precio que un usuario debe pagar por unidad de energía (Deichmann et al., 2011; Olatomiwa, Mekhilef, Huda, & Ohunakin, 2015); y se puede calcular como el valor presente de los costos totales dividido por el valor presente de la energía generada durante la vida útil del equipo (Watts et al., 2015):

$$\text{LCOE} \left(\frac{\text{U\$}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Costo total}_{\text{presente}}}{\text{Energía Total}_{\text{presente}}} \quad (2-1)$$

A su vez, el valor presente de los costos totales puede calcularse como la suma de la inversión con el valor presente de los costos de mantenimiento (COMA) y operación:

$$\text{Costo total}_{\text{presente}} = \text{Inversión} + \text{COMA}_{\text{presente}} + \text{Operación}_{\text{presente}} \quad (2-2)$$

donde el valor presente de una serie de flujos futuros f_i a una tasa de retorno r se puede calcular según:

$$F_{\text{present}} = \sum_i \frac{f_i}{(1+r)^i} \quad (2-3)$$

la que para flujos iguales en el tiempo se puede reducir a la siguiente expresión:

$$F_{present\ e} = \frac{f}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^i} \right) \quad (2-4)$$

Finalmente, la energía total presente corresponde al valor presente de la energía generada por la tecnología durante la vida útil de los equipos. El modelo de panel SPV considera una pérdida de capacidad de generación anual (p) de un 1% debido al deterioro de los módulos, como se presenta en la siguiente ecuación donde E corresponde a la energía generada en cada año (Watts et al., 2015):

$$Energía\ Total_{presente} = \frac{E}{r+p} \left(1 - \left(\frac{1-p}{1+r} \right)^n \right) \quad (2-5)$$

4.2.2. Modelo de desempeño del módulo solar PV

La operación de los módulos PV depende de las condiciones climatológicas, particularmente de la irradiancia horizontal y la temperatura de la celda. Un modelo simplificado propuesto (Watts et al., 2015) considera la eficiencia del módulo en función de la irradiancia y otras condiciones estándares, como se presenta en la siguiente ecuación:

$$\eta_{25^\circ, 1.5IAM} = p \cdot \left[q \cdot \frac{G}{G_0} + \left(\frac{G}{G_0} \right)^m \right] \cdot (2 + r + s) \quad (2-6)$$

donde G es la irradiancia incidente en el módulo, G_0 es 1000 W/m^2 y los factores p, q, r, s dependen del modelo, que en este caso se corresponde al modelo Kyocera LA361K5 de 250 W . Además, los autores establecen un factor de ganancia R que representa la máxima generación PV lograda si el arreglo se instala según la orientación e inclinación óptima. El modelo de rendimiento del panel PV se completa con el performance ratio (PR), que se rige por la siguiente expresión:

$$PR = \eta_{sh} \cdot \eta_{IAM} \cdot \eta_{deg} \cdot \eta_{tem} \cdot \eta_{soil} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{net} \cdot \eta_{mpp} \cdot \eta_{inv} \quad (2-7)$$

donde cada uno de estos factores representa las pérdidas por sombras cercanas (η_{sh}), modificador de ángulo incidente (η_{IAM}), degradación del módulo (η_{deg}), temperatura

(η_{tem}), suciedad (η_{soil}), mismatch (η_{mis}), cableado (η_{net}), seguimiento del punto de potencia máxima (η_{mpp}) y pérdidas del inversor (η_{inv}). Finalmente, la potencia ($P_{PV,i}$) del módulo PV para la hora i del día, está dada por la multiplicación de los efectos antes mencionados:

$$P_{PV,i} = G_i \cdot R_{Gain} \cdot \eta_i \cdot A \cdot PR \quad (2-8)$$

donde G_i es la irradiancia en la hora i , y η_i es la eficiencia del panel para la hora i y A es la superficie del módulo.

Tabla 4-1. Factores modelo Panel PV utilizados por Watts et al. en su modelo (Watts et al., 2015).

Factor	Valor
p	15,39
q	-0,177
m	0,0794
r	-0,09736
s	-0,8998

4.2.3. Modelo de desempeño de turbina eólica

La potencia generada por una turbina eólica depende principalmente de la velocidad del viento y la densidad del aire en el lugar, así como de los parámetros de la curva de potencia de la turbina. Las turbinas generan potencia para velocidades de viento superiores a la velocidad mínima, o *cut-in*, e inferiores a la velocidad máxima, o *cut-out*. Para este estudio se consideró el equipo aerogenerador GreatWatt S600 de 600 W de potencia nominal, debido a que se encontró experiencia previa en implementación de esta unidad en planes de electrificación rural de zonas aisladas de Brasil, en (Nogueira et al., 2014). Siguiendo a (Bustos, Watts, & Ren, 2012; Yang, Wei, & Chengzhi, 2009) usamos una expresión cuadrática para aproximar en forma general la curva de potencia de la turbina (P_{WT}) en la zona de potencia creciente. Luego de la velocidad nominal, las curvas suelen ser planas hasta la velocidad máxima, pero el modelo considerado tiene una respuesta lineal hasta el corte. Luego, la curva de potencia del equipo se puede caracterizar mediante la siguiente expresión:

$$P_{WT} \begin{cases} 0 & V < V_{ci} \\ aV^2 + bV + c & V_{ci} < V < V_r \\ mV + n & V_r < V < V_{co} \\ 0 & V_{co} < V \end{cases} \quad (2-9)$$

donde que P_{WT} , V_{ci} , V_{co} , V_r corresponden a la potencia de la turbina real, la velocidad de cut – in $v_{ci} = 3$ [m/s], la velocidad de *cut-out* $v_{co} = 25$ [m/s] y la velocidad de viento nominal $v_r = 12,5$ [m/s] respectivamente. Aproximando la curva de potencia entregada por el fabricante (Greatwatt, n.d.), los parámetros considerados son resumidos en la Tabla 4-2. Existe una amplia gama de turbinas para mayores tamaños que entregan similar performance al presentado.

Tabla 4-2. Factores estimados curva de potencia aerogenerador GreatWatt S600.

Factor	Valor
a	4,72
b	-5,55
c	-25,88
m	12,84
n	583,08

La información entregada por el fabricante considera una presión de aire referencial de $\rho_r = 1,225$ kg/m³ medida a nivel del mar, por lo que para casos en que la turbina eólica sea instalada a mayor altitud, la curva de potencia debe ser corregida mediante la siguiente expresión (Santana, Falvey, Ibarra, & García, 2014):

$$v_a = v_r \sqrt[3]{\frac{\rho_r}{\rho_a}} \quad (2-10)$$

donde v_a corresponde a la velocidad ajustada, v_r a la velocidad de la curva de potencia a ρ_r , y ρ_a la densidad del aire a la cual se necesita ajustar la curva del aerogenerador. La curva de potencia estimada para la turbine GreatWatt S600 y el efecto de la densidad del aire en su desempeño son presentados en la Fig. 4-5.

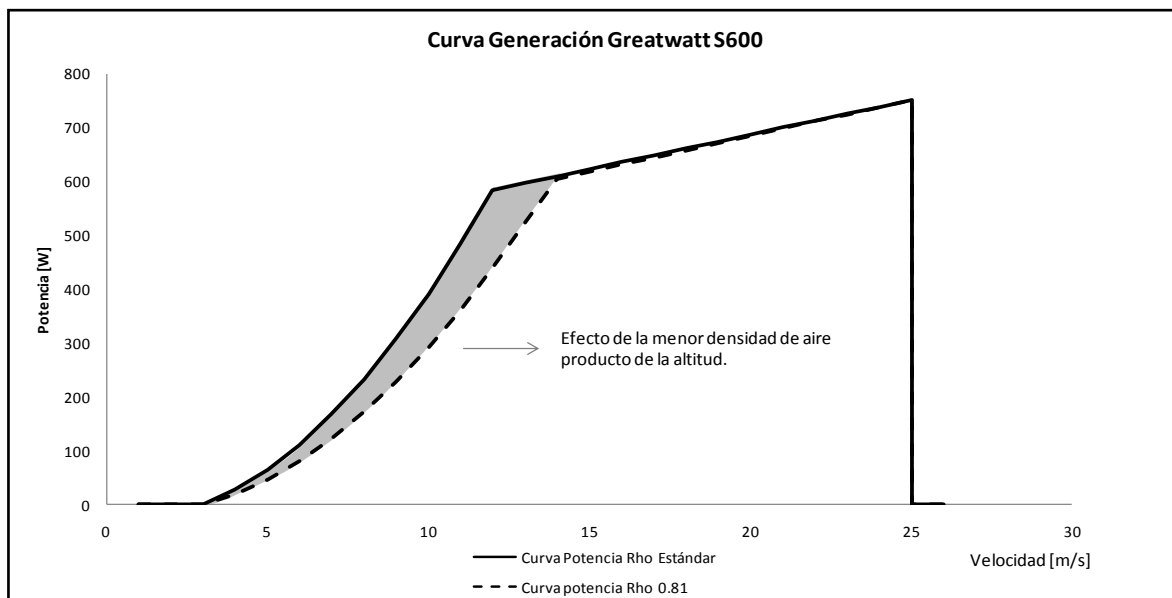


Fig. 4-5. Curva de Potencia estimada para modelo GreatWatt S600, y efecto de la densidad del aire.

4.2.4. Modelo de desempeño del generador diesel

El modelo de generador considerado en el análisis corresponde a equipo Olympian GEP22-4, con capacidad de 22 kVA a un factor de potencia de 0,8.²⁰ Lo anterior implica que el equipo tiene una capacidad máxima de potencia de 17,6 kW. Se asumió que la generación diesel corresponde exactamente a la demanda insatisfecha por las tecnologías renovables, estimándose el consumo de combustible a partir del factor de rendimiento del equipo obtenido del manual del fabricante:

$$\eta_D = 3,07 \text{ kWh/L} \quad (2-11)$$

²⁰ Se optó por utilizar este modelo de generador diesel debido a que es distribuido por la marca Caterpillar, y fue posible cotizar el costo real del equipo, según precio de lista.

4.3. Modelo de optimización lineal para minimizar los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento de un sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel

En el capítulo 6 de este documento se evalúa la factibilidad de instalar un sistema híbrido solar – eólico en la localidad de Ancovinto, ubicada en la I región de Tarapacá. Esta comunidad está clasificada como “comunidad marginal” ya que dada su ubicación y condiciones de viento, el diseño del sistema de abastecimiento es altamente sensible a las variaciones del precio del diesel. Para estudiar en detalle esta localidad se formuló un modelo de optimización que diseña un *mix* ERNC – diesel de mínimo costo. El objetivo del modelo es minimizar los costos anualizados de inversión, operación y mantenimiento (IOM) para un año. Por lo tanto, como el modelo no busca predecir el comportamiento de la generación, sino evaluar el efecto de la densidad del aire en el diseño óptimo, la generación eólica y solar se considera como un dato conocido. Siguiendo a (Bustos et al., 2012) se utilizaron 4 días representativos para el año, uno para cada estación, con los cuales se elaboraron los datos de entrada de recurso solar y eólico para el modelo. Los días considerados fueron 15/12 (Verano), 13/03 (Otoño), 16/06 (Invierno) y 13/09 (Primavera).

Los costos de inversión y mantenimiento de las tecnologías PV y eólica fueron representados a través de los LCOE (Watts et al., 2015), mientras que los costos de operación del respaldo diesel están dados por el costo variable combustible (CVC) de la unidad, que depende del precio del combustible y la eficiencia de conversión energética del equipo. Además, el costo de inversión del grupo diesel fue representado mediante la anualidad de la inversión.

El modelo de optimización fue formulado en programación lineal (LP) siguiendo a (Akella, Sharma, & Saini, 2007; Kanase-Patil, Saini, & Sharma, 2010; Nema, Nema, & Rangnekar, 2009; Nogueira et al., 2014; Silva Herran & Nakata, 2012), y modelado en AMPL para luego ser resuelto en el solver CPLEX (IBM, 2009). A continuación se describe la formulación del problema de optimización:

4.3.1. Función objetivo

La función objetivo puede ser descrita como una función de costos totales, la cual debe ser minimizada para todo el período de operación:

$$\text{Min } C_T \quad (2-12)$$

donde:

$$C_T = [C_{VER} + C_{OT} + C_{INV} + C_{PRI}] \cdot \frac{365}{4} \quad (2-13)$$

El modelo supone que existen 4 estaciones del año: verano “VER”, otoño “OT”, invierno “INV” y primavera “PRI”. Cada estación corresponde a una cuarta parte del año ($\frac{365}{4}$), y es representada mediante un día tipo. Por otro lado, el Costo Total de generación de cada estación (expresado en U\$) corresponde a la suma de los costos de generación de las tres tecnologías posibles: solar “PV”, eólico “W” y diesel “D”. Como se indicó anteriormente, el costo de la generación diesel fue descompuesto en CVC y anualidad de la inversión, por lo tanto para representar el costo en una estación se establecerán los siguientes supuestos:

- El CVC diesel se mantiene constante durante un año, y
- la anualidad de inversión del equipo de generación diesel se distribuye homogéneamente durante el año, por lo que podemos asumir que en cada estación el costo por este concepto equivale a $I_D^A/4$, donde I_D^A es la anualidad de la inversión.

Por ejemplo, a modo explicativo a continuación se presenta el caso del verano. Las demás estaciones fueron formuladas por analogía:

$$C_{VER} = G_{VER}^{PV} \cdot LCOE^{PV} + G_{VER}^W \cdot LCOE^W + G_{VER}^D \cdot CVC^D + \frac{I_D^A}{4} \quad (2-14)$$

donde G_{VER}^{PV} , G_{VER}^W y G_{VER}^D corresponden a la generación de las tecnologías solar, eólica y diesel respectivamente, durante el día representativo de verano, y $LCOE^{PV}$ y $LCOE^W$ son los costos nivelados de las energías solar y eólica respectivamente, en U\$/kWh el que

derivaremos más adelante. Por su parte, CVC^D corresponde al costo variable del combustible diesel. De esta manera, y por analogía, la función objetivo nos queda como sigue:

$$\begin{aligned}
 C_T = & \{[G_{VER}^{PV} \cdot LCOE^{PV} + G_{VER}^W \cdot LCOE^W + G_{VER}^D \cdot CVC^D] \\
 & + [G_{OT}^{PV} \cdot LCOE^{PV} + G_{OT}^W \cdot LCOE^W + G_{OT}^D \cdot CVC^D] \\
 & + [G_{INV}^{PV} \cdot LCOE^{PV} + G_{INV}^W \cdot LCOE^W + G_{INV}^D \cdot CVC^D] \\
 & + [G_{PRI}^{PV} \cdot LCOE^{PV} + G_{PRI}^W \cdot LCOE^W + G_{PRI}^D \cdot CVC^D]\} \cdot \frac{365}{4} \quad (2-15) \\
 & + I_D^A
 \end{aligned}$$

La que reorganizando nos queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 C_T = & \{[G_{VER}^{PV} + G_{OT}^{PV} + G_{INV}^{PV} + G_{PRI}^{PV}] \cdot LCOE^{PV} \\
 & + [G_{VER}^W + G_{OT}^W + G_{INV}^W + G_{PRI}^W] \cdot LCOE^W \\
 & + [G_{VER}^D + G_{OT}^D + G_{INV}^D + G_{PRI}^D] \cdot CVC^D\} \cdot \frac{365}{4} + I_D^A \quad (2-16)
 \end{aligned}$$

donde $LCOE^D$ y $LCOE^{PV}$ son parámetros constantes para un año. Finalmente, la función objetivo del modelo toma la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 C_T = & \left\{ \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^{PV}(i,j) \cdot LCOE^{PV} + \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^W \cdot LCOE^W \right. \\
 & \left. + \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^D(i,j) \cdot CVC^D \right\} \cdot \frac{365}{4} + I_D^A \quad (2-17)
 \end{aligned}$$

4.3.2. Representación de la generación

Como se explicó anteriormente, se consideró la generación solar y eólica como un dato conocido ya que son una consecuencia del recurso hora a hora, mientras que definimos la generación diesel como una variable que permitiera completar la demanda horaria no suplida por la generación ERNC. Un aspecto a tener en consideración del modelo es que la energía no consumida no es almacenada, por lo que en las horas en que la generación ERNC es mayor que la demanda, la decisión más económica es verter el excedente.

La variable generación se mide en kW y representa la potencia máxima que una unidad es capaz de despachar a lo largo de una hora dadas las condiciones del sistema, razón por la cual se utiliza el término “potencia generada” para referirnos al parámetro. De esta manera, la potencia diesel generada será una matriz cuyas filas serán las horas del día, y sus columnas las estaciones del año:

$$\text{Generación Diesel: } G^D(i, j), \text{ tal que } i \in \text{horas}, j \in \text{estaciones. [kW]} \quad (2-18)$$

La generación renovable en cambio, depende de la velocidad promedio de viento turbinada durante una hora o la GHI captada por un panel PV durante una hora. Luego, y como se explicó, la potencia entregada por la planta ERNC es un parámetro determinístico (P_{PV} [kW]) y también se mide en kW, mientras que la generación de esa planta es una variable que puede tomar un valor menor o igual a la potencia total entregada por la planta. Se presenta el caso de la generación solar de la hora i en la estación j , y que puede tomar un valor menor o igual a la potencia máxima captada por el huerto solar en esa hora i de esa estación j . El tamaño de la potencia máxima del huerto solar corresponde a la potencia máxima captada por un panel, multiplicado por la cantidad de paneles instalados:

$$\text{Generación Diesel: } G^D(i, j), \text{ tal que } i \in \text{horas}, j \in \text{estaciones. [kW]} \quad (2-19)$$

$$\begin{aligned} \text{Generación PV: } G^{PV}(i, j) &\leq P_{PV}(i, j) * N_{Panels}, \\ &\text{tq } i \in \text{horas}, j \in \text{estaciones.} \end{aligned} \quad (2-20)$$

$$NPaneles \geq 0, \text{ tal que } NPaneles \in Z \quad (2-21)$$

La generación eólica se define de manera análoga a la generación solar:

$$\begin{aligned} \text{Generación Eólica: } G^W &\leq P_W(i, j) * NTurbinas, \text{ tq } i \in \text{horas}, j \\ &\in \text{estaciones.} \end{aligned} \quad (2-22)$$

$$NTurbines \geq 0, \text{ tal que } NTurbinas \in Z \quad (2-23)$$

Establecido lo anterior, y volviendo al caso solar, la generación solar del día representativo de verano se puede definir a través de la siguiente expresión:

$$G_{VER}^{PV} \leq \sum_i^{\text{horas}} P_{PV}(i, VER) * NPaneles \quad (2-24)$$

Mientras que por analogía puede definirse la generación horaria del resto de las estaciones del año:

$$G_{OT}^{PV} \leq \sum_i^{\text{horas}} P_{PV}(i, OT) * NPaneles \quad (2-25)$$

$$G_{INV}^{PV} \leq \sum_i^{\text{horas}} P_{PV}(i, INV) * NPaneles \quad (2-26)$$

$$G_{PRI}^{PV} \leq \sum_i^{\text{horas}} P_{PV}(i, PRI) * NPaneles \quad (2-27)$$

Luego, la generación anual de la tecnología solar corresponde a la suma de la generación durante las cuatro estaciones y se define como sigue:

$$G^{PV} = [G_{VER}^{PV} + G_{OT}^{PV} + G_{INV}^{PV} + G_{PRI}^{PV}] = \sum_j^{\text{estaciones}} \sum_i^{\text{horas}} G^{PV}(i, j) \quad (2-28)$$

Mientras que la generación anual eólica, por analogía, se define utilizando la siguiente expresión:

$$G^W = [G_{VER}^W + G_{OT}^W + G_{INV}^W + G_{PRI}^W] = \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^W(i,j) \quad (2-29)$$

Finalmente, la función objetivo puede resumirse mediante la siguiente expresión:

$$C_T = \{G^{PV} \cdot LCOE^{PV} + G^W \cdot LCOE^W + G^D \cdot CVC^D\} \cdot \frac{365}{4} + I_D^A \quad (2-30)$$

4.3.3. Derivación de las ecuaciones de costos nivelados de la energía

Los costos nivelados de la energía (LCOE), presentados en la sección 4.2.1, son utilizados para representar los costos de inversión y mantenimiento de los equipos ERNC del sistema híbrido. Siguiendo a (Olatomiwa et al., 2015), los costos nivelados se calculan para cada caso a partir de la energía total (E_T) generada en un año por la tecnología dada. La energía considerada para estimar el LCOE corresponde a la generación de un año base, en este caso 2010²¹, y se calcula como la suma de la generación horaria de cada estación del año en Wh, y debe ingresarse al modelo como un parámetro. Luego, la energía total generada por un parque eólico o PV corresponde a la generación anual real de una unidad por la cantidad de unidades instaladas:

$$E_T^W = E_{T,Unidad}^W \cdot NTurbinas \quad (2-31)$$

$$E_T^{PV} = E_{T,Unidad}^{PV} \cdot NPaneles \quad (2-32)$$

4.3.3.1. Costo nivelado de la energía eólica $LCOE^W$

$$Energía\ Total^W = \frac{E_T^W [Wh]}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right) * 1 \times 10^{-3} [kWh] \quad (2-33)$$

²¹ La energía generada durante el año base se considera fija durante toda la vida útil del equipo.

$$VA_{Mantención}^W = \frac{Mantención^W}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) [U\$] \quad (2-34)$$

Donde la $Mantención^W$ corresponde al costo anual por mantención de la planta eólica, que en el caso estudiado corresponde al 1% de la inversión total.

$$Mantención^W = Inversión^W * 0,01 \quad (2-35)$$

El costo de $Inversión^W$ se calcula finalmente como:

$$Inversión^W = WT [W] * NTurbines * C_W \left[\frac{U\$}{W} \right] + Cap_{Line} \quad (2-36)$$

donde WT corresponde a la capacidad máxima de la turbina instalada, que en el caso estudiado es 600 W. Finalmente, el costo nivelado de la energía eólica se resume en la siguiente expresión:

$$LCOE^W = \frac{Inversión^W + \frac{Inversión^W \cdot 0,01}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)}{\frac{E_T^W}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \cdot 1 \times 10^{-3}} [U\$/kWh] \quad (2-37)$$

$$LCOE^W = \frac{600 \cdot NTurbines \cdot C_W \cdot \left\{ 1 + \frac{0,01}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \right\}}{\frac{E_{T,Unidad}^W}{r} \cdot NTurbines \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \cdot 1 \times 10^{-3}} [U\$/kWh] \quad (2-38)$$

$$LCOE^W = \frac{600 \cdot C_W \cdot \left\{ 1 + \frac{0,01}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \right\}}{\frac{E_{T,Unidad}^W}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \cdot 1 \times 10^{-3}} \left[\frac{U\$}{kWh} \right] \quad (2-39)$$

4.3.3.2. Costo nivelado de la energía solar PV $LCOE^{PV}$

El Costo nivelado de la energía solar PV ($LCOE^{PV}$) se calcula de manera similar al $LCOE^W$, con la salvedad de que la energía total generada en el período de vida útil del equipo está afectada por el factor anual de pérdida (p) debido al deterioro de los paneles

fotovoltaicos, como se explicó en la sección 4.2.1. Según el modelo estudiado, la potencia máxima de cada panel alcanza los 250 W.

$$Energía\ Total^{PV} = \frac{E_T^{PV} [Wh]}{r + p} \left(1 - \left(\frac{1-p}{1+r} \right)^r \right) * (1-p) * 1 \times 10^{-3} [kWh] \quad (2-40)$$

$$Inversión^{PV} = C_{PV} \left[\frac{U\$}{W} \right] * NPaneles * 250 [W] \quad (2-41)$$

$$Mantenimiento^{PV} = Inversión^{PV} * 0,01 \quad (2-42)$$

$$VA_{Mantenimiento}^{PV} = \frac{Inversión^{PV} * 0,01}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \quad (2-43)$$

$$LCOE^{PV} = \frac{Inversión^{PV} + \frac{Inversión^{PV} * 0,01}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)}{\frac{E_{T,Unidad}^{PV} * NPaneles [Wh]}{r + p} \left(1 - \frac{1-p}{(1+r)^n} \right) * (1-p) * 1 \times 10^{-3}} \quad (2-44)$$

$$LCOE^{PV} = \frac{(C_{PV} * 250) \left\{ 1 + \frac{0,01}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \right\}}{\frac{E_{T,Unidad}^{PV} [Wh]}{r + p} \left(1 - \frac{1-p}{(1+r)^n} \right) * (1-p) * 1 \times 10^{-3}} \quad (2-45)$$

Los costos nivelados serán incorporados como inputs al modelo ya que su magnitud es independiente de la capacidad instalada solar o eólica.

4.3.3.3. Anualidad de la inversión

La anualidad de inversión corresponde a la parte “fija” de los costos totales diesel, que busca representar el costo de capital anual de dicha tecnología. Según (Watts et al., 2015) el valor anual se representa según la siguiente expresión:

$$I^A = Inversión * \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^r}\right)} \quad (2-46)$$

4.3.4. Restricciones del modelo

El modelo, además de la función objetivo, tiene un grupo de restricciones que aproximan las condiciones de operación del sistema híbrido al abastecer la demanda eléctrica de una comunidad aislada. A continuación se explicarán estas restricciones.

4.3.4.1. Abastecimiento de demanda

Como se estableció, el objetivo de diseño de los sistemas eléctricos aislados es abastecer de electricidad durante todo el día a las comunidades que sirven. Por lo tanto, el total de la energía generada por el sistema debe ser mayor o igual a la demanda de la localidad en cada una de las horas del día, en cada uno de los días del año, restricción que se establece en la siguiente relación matemática:

$$G^{PV}(i,j) + G^W(i,j) + G^D(i,j) \geq Demand(i); \forall i \in (horas) \quad (2-47)$$

4.3.4.2. Generación ERNC

La generación eléctrica proveniente de fuentes renovables (solar PV y eólica) está condicionada por la capacidad máxima instalada, que depende del tamaño de cada unidad, y del nivel de recurso presente en el lugar. Por lo tanto, la generación PV depende de la potencia máxima entregada por un panel, dado el nivel de GHI en la hora i del día j , por la cantidad de paneles instalados en la localidad. Cabe destacar que el parámetro $NPanels$ corresponde a una variable de decisión. A su vez, la generación eólica depende de la potencia máxima entregada por una turbina dada la velocidad de viento en la hora i del día j , por la cantidad de turbinas instaladas en la localidad:

$$G^{PV}(i,j) \leq P_{PV}(i,j) * NPanels; \forall i,j \in (horas, estaciones) \quad (2-48)$$

$$G^{PV}(i,j) \geq 0; \forall i,j \in (horas, estaciones) \quad (2-49)$$

$$G^W(i, j) \leq P_W(i, j) * NTurbinas; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-50)$$

$$G^W(i, j) \geq 0; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-51)$$

4.3.4.3. Restricciones de consistencia

La cantidad de paneles solares y turbinas eólicas instalados deben ser un valor no negativo y entero:

$$NPaneles \geq 0, tq \ NPaneles \in Z \quad (2-52)$$

$$NTurbines \geq 0, tq \ NTurbinas \in Z \quad (2-53)$$

4.3.4.4. Generación diesel

La generación del grupo diesel instalado como respaldo del sistema debe ser no negativa (ya que éste no puede absorber energía), y está condicionado por la capacidad máxima del generador:

$$G^D(i, j) \geq 0; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-54)$$

$$G^D \leq G_{M\acute{a}x}^D; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-55)$$

4.3.5. Modelo óptimo

Finalmente, el modelo de optimización propuesto para el diseño de un sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel para abastecer de electricidad a comunidades aisladas indígenas se establece como sigue²²:

$$\begin{aligned} Min: C_T = & \left\{ \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^{PV}(i, j) * LCOE^{PV} + \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^W(i, j) * LCOE^W + \sum_j^{estaciones} \sum_i^{horas} G^D(i, j) \right. \\ & \left. * CVC^D \right\} * \frac{365}{4} + I_B^A \end{aligned} \quad (2-56)$$

²² Por motivos de simplicidad, en el modelo final se incorporaron restricciones que acotarán el número de turbinas por arriba, las cuales no son presentadas aquí.

Sujeto a:

$$G^{PV}(i, j) + G^W(i, j) + G^D(i, j) \geq Demanda(i); \forall i \in (horas) \quad (2-57)$$

$$G^{PV}(i, j) \leq P_{PV}(i, j) * NPaneles; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-58)$$

$$G^W(i, j) \leq P_W(i, j) * NTurbinas; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-59)$$

$$G^{PV}(i, j) \geq 0; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-60)$$

$$G^W(i, j) \geq 0; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-61)$$

$$NPaneles \geq 0 \quad (2-62)$$

$$NPaneles \in Z \quad (2-63)$$

$$NTurbinas \geq 0 \quad (2-64)$$

$$NTurbinas \in Z \quad (2-65)$$

$$G^D(i, j) \geq 0; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-66)$$

$$G^D(i, j) \leq G_{M\acute{a}x}^D; \forall i, j \in (horas, estaciones) \quad (2-67)$$

Finalmente el modelo busca abastecer la demanda eléctrica horaria de la localidad de Ancovinto a un mínimo costo de inversión, operación y mantenimiento anual. Estos costos son incorporados en el modelo mediante el concepto de costo nivelado de la energía, que corresponde al costo de suministrar una unidad energética (kWh), pero considerando los costos antes mencionados. El objetivo final de este modelo es encontrar las capacidades instaladas de las tecnologías solar y eólica que satisfagan las restricciones mencionadas. Ahora bien, la finalidad de desarrollar este modelo más allá del dimensionamiento óptimo del sistema híbrido, corresponde a evaluar el efecto de la densidad del aire en el dimensionamiento de la capacidad eólica del sistema, cumpliendo

las restricciones establecidas. El modelo propuesto se aplicará en el capítulo 6 de este trabajo, en que se estudiará la localidad marginal de Ancovinto.

5. CHILE: CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO NATURAL POTENCIAL, CATASTRO DE LOCALIDADES RURALES AISLADAS Y LA EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INSTALAR SISTEMAS HÍBRIDOS SOLAR – EÓLICOS

A pesar del alto nivel de cobertura de la electricidad en Chile, que supera el 96%, aún hay cerca de 90.000 familias que habitan en zonas rurales que no tienen acceso al servicio. Esto sumado a la gran variedad de recursos renovables presentes en las zonas rurales más precarizadas, pareciera ser una paradoja si consideramos que Chile se presenta al mundo como uno de los países con mejores perspectivas de superar el subdesarrollo en América del Sur, siendo incluso el único en pertenecer al selecto grupo de países integrantes de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (OCDE). Por lo anterior se ha elegido a Chile como caso de estudio. En esta sección se presenta el sistema eléctrico chileno, y los resultados del catastro de comunidades aisladas del país, analizando sus recursos naturales. Posteriormente se desarrolla una evaluación de la factibilidad técnico – económica de instalar tecnologías eólica y SPV en cada una de las comunidades catastradas.

5.1. Descripción del sistema eléctrico de Chile y valoración del potencial de recursos naturales del país

El territorio chileno continental se extiende por aproximadamente 4.280 kms, entre los paralelos latitud 17,5° – 56° S, razón por la cual tiene una gran variedad de climas. Su sistema eléctrico tiene una capacidad instalada de 19.031 MW, que se divide en dos grandes sistemas (ver Tabla 5-1) y dos sistemas menores aislados (al extremo sur del país): En la zona central y sur del país se encuentra el SIC, con una capacidad de 14.926 MW y una demanda máxima de 7.012 MW, abasteciendo al territorio entre la III y la X Región que concentra al 92% de la población nacional (cerca de 2.000 km). Por otro lado, en el extremo norte se encuentra el SING con una capacidad de 3.943 MW y una demanda máxima de 2.365 MW, abasteciendo a las regiones XV, I y II (cerca de 750 km) (Comisión Nacional de Energía, 2015).

La variedad de climas del país genera una diversidad de recursos naturales con un significativo potencial. El norte del país, entre la XV y la IV Región, concentra un potencial solar PV de 1.640 GW, mientras que la zona centro-sur, entre la cuenca de Santiago y Chiloé (X), posee un potencial hidroeléctrico de 12.472 MW. La energía eólica, en cambio, concentra un polo potencial en la zona de Taltal (II), y otro entre la Región del Biobío (VIII) y Chiloé, totalizando 40.452 MW (Santana et al., 2014), mientras que el potencial de biomasa forestal neta alcanza los 2.129 MW concentrándose en la zona sur, entre el Maule (VII) y Magallanes (XII) (U. A. de Chile, 2013).

A pesar del alto potencial renovable, la economía está principalmente basada en el consumo de combustibles fósiles importados, situación que está cambiando aceleradamente. De la misma forma, gran parte de las comunidades aisladas no aprovechan su potencial renovable, motivando parte de este artículo.

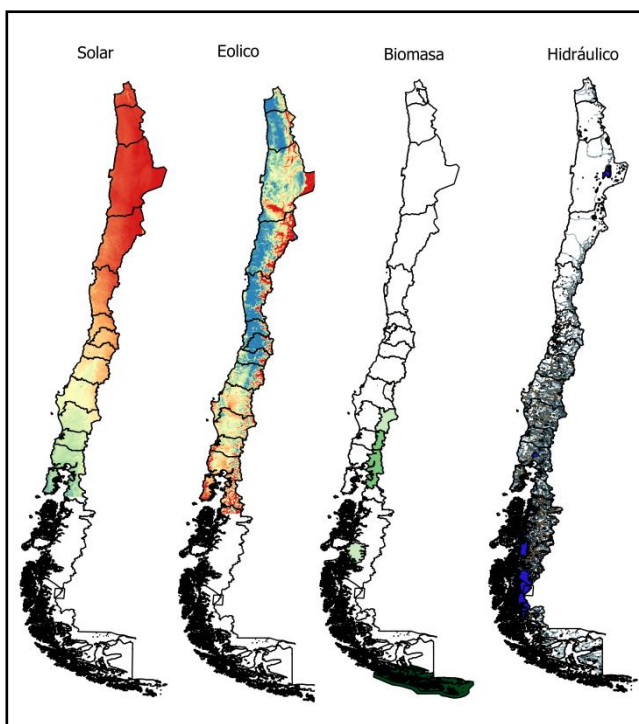


Fig. 5-1. Recursos naturales potenciales de Chile. Solar PV, Solar Collector, Wind y MHP respectivamente. Fuente: (Santana et al., 2014).

5.2. Catastro de localidades aisladas de Chile: Caracterización de las localidades según su disposición de recurso natural

El catastro de comunidades aisladas de Chile se elaboró siguiendo la metodología presentada en la sección 4.1, y que finalizó con la confección de la base de datos final de localidades aisladas georeferenciadas (LAG-PI-5). Esta base de datos cuenta con 255 comunidades distribuidas en 8 regiones del país, las que serán descritas a continuación. A modo de ejemplo, una muestra de 43 de las 255 localidades se presenta en la Tabla 5-1, para las cuales se presenta su población, índice de aislamiento, proporción de población indígena, velocidad promedio del viento (con y sin corrección por densidad del aire), variabilidad de la velocidad del viento (con y sin corrección por densidad del aire), radiación global horizontal (GHI) y altitud. Las comunidades presentadas corresponden a las que presentan los mejores recursos naturales eólico y solar por cada región de la base LAG-PI-5.

El recurso eólico marca una tendencia al concentrarse particularmente en la zona sur del país, donde alcanza velocidades promedio sobre los 5,3 m/s sin corrección en la VIII y IX región, levemente bajo los 5,0 m/s en la Región de los Ríos, y superando los 6,7 m/s en las regiones X y XI. La corrección de la velocidad del viento producto de la altitud tiene un efecto despreciable en dicha zona del país. Por su parte, las velocidades promedio de viento en la zona norte de Chile alcanzan niveles mucho menores, como 4,4 m/s en la XV región y 4,3 m/s en la I sin corrección por altitud. Particularmente, los asentamientos catastrados en la región de Antofagasta (II) corresponden a una muestra con niveles de recurso eólico aceptables, alcanzando los 5,5 m/s sin corrección. Ahora bien, el efecto de la corrección por altitud en el norte es mucho mayor que en el sur, debido a que las localidades rurales – indígenas aisladas de dicha zona se ubican principalmente en el altiplano chileno y en quebradas cordilleranas a gran altitud. Considerando lo anterior, se comprende por qué la velocidad promedio del viento disminuye en un 13% en la XV región, en un 9,3% en la I región y en un 12% en la II región como consecuencia de la menor densidad del aire producto de la altitud.

Respecto del recurso solar, las localidades del norte de Chile presentan niveles de exposición a la radiación considerablemente mejores que las localidades del sur. Los niveles de GHI promedio alcanzan los $6,50 \text{ W/m}^2$ en la XV región, $6,90 \text{ W/m}^2$ en la I región y $7,05 \text{ W/m}^2$ en la II de Antofagasta, siendo esta última región la que presenta los niveles más altos del país, y una de las zonas con mejor potencial solar del mundo (IEA, 2011). En el sur del país, en cambio, los niveles de exposición solar disminuyen conforme nos acercamos al polo, alcanzando solamente $4,42 \text{ W/m}^2$ en las comunidades catastradas de la VIII región, $4,33 \text{ W/m}^2$ en la IX región, $3,78 \text{ W/m}^2$ en la XIV región, $3,66 \text{ W/m}^2$ en la X región y $3,07 \text{ W/m}^2$ en la XI región.

Como se mencionó anteriormente, en el norte del país las localidades presentadas corresponden mayormente a comunidades indígenas y/o rurales aisladas, asentadas en quebradas intermedias o zonas del altiplano que presentan promedios de viento muy altos. Estas localidades se ubican a grandes alturas, por lo que al corregir los perfiles de viento por densidad del aire, los promedios descienden haciendo poco competitiva a la tecnología eólica respecto de otras como Solar PV o diesel. Por otro lado, las zonas del sur y extremo sur de Chile presentan los mejores niveles de viento corregido, particularmente las regiones del Biobío (VIII), Los Lagos (X) y Aysén (XI), siendo esta última la que presenta el mejor promedio del país.

De acuerdo con lo anterior, la gran mayoría de localidades aisladas de Chile se ubican en el extremo norte (regiones XV, I y II), particularmente en el altiplano andino y las quebradas húmedas intermedias, zonas pre desérticas con una muy baja densidad poblacional. Mientras que en el sur del país, las comunidades aisladas se encuentran en zonas costeras de difícil acceso y sectores precordilleranos de la VIII y IX región principalmente. Por su parte, las comunidades del extremo austral de Chile adquieren la condición de aislamiento debido a la compleja geografía costera y montañosa, no obstante la mayoría cuenta con servicios básicos debido a la focalización de subsidios estatales para la descentralización. La concentración de zonas aisladas en los extremos del país se debe a la centralización de la población chilena en el territorio, particularmente en las regiones V, VIII y Santiago, la capital.

Tabla 5-1. Selección de localidades de Chile con mejores niveles de recurso eólico y solar, más promedios por región.

	Localidad	IDR/Comuna	Población (Habs.)	Índice de Aislamiento	Población Indígena (%)	Vp/Vp' 95 m ¹	Vv/Vv' 95m ¹	GHI ²	Altitud (m.s.n.m.)
	Cochiza	XV/Camarones	11	-0,793	61,60%	2.50/2.39	0.50/0.48	6,81	812
	Cuya	XV/Camarones	64	-0,433	61,60%	3.80/3.72	0.70/0.69	6,62	204
	Maquita	XV/Camarones	21	-0,541	61,60%	4.00/3.85	0.80/0.77	6,70	693
	O'higgins	XV/Camarones	5	-0,677	61,60%	3.10/2.93	0.50/0.47	6,72	1029
	Pachica	XV/Camarones	10	-0,735	61,60%	3.20/3.03	0.50/0.47	6,74	957
	Taltape	XV/Camarones	28	-0,598	61,60%	2.90/2.79	0.70/0.67	6,71	737
Z	Subtotal Arica y Parinacota		17	-0,466	59,96%	4,37/3,80	1,92/1,67	6,50	3560
O	Alpajere	I/Colchane	5	-0,074	78,10%	6.80/5.82	4.50/3.85	6,93	4203
N	Ancovinto	I/Colchane	69	-0,209	78,10%	5.60/4.88	2.60/2.27	7,20	3726
A	Chaguane	I/Colchane	10	-0,745	78,10%	8.10/6.97	5.00/4.30	7,02	4097
	Chulluncane	I/Colchane	47	-0,576	78,10%	5.90/5.08	4.90/4.22	6,87	4063
N	Cuchuguano Uno	I/Colchane	14	-0,581	78,10%	7.70/6.68	4.60/3.99	7,06	3840
O	Qachupujru	I/Colchane	5	-0,350	78,10%	5.90/5.10	4.40/3.80	7,04	3983
R	Vizcachani	I/Colchane	13	-0,546	78,10%	7.50/6.45	3.90/3.36	7,03	4176
T	Subtotal Tarapacá		57	-0,457	49,85%	4,28/3,88	1,90/1,69	6,90	2443
E	Ascontan	II/Ollague	7	-0,701	67,30%	7.00/6.05	2.30/1.99	7,23	3973
	El Lago	II/S. P. Atacama	15	-0,949	60,90%	13.10/11.02	7.80/6.56	7,35	4718
	Ollague	II/Ollague	195	-0,198	67,30%	6.50/5.69	2.20/1.92	7,37	3708
	Puquios	II/Ollague	8	-0,635	67,30%	7.60/6.57	5.20/4.49	7,17	4015
	Q. de Rio Grande	II/S. P. Atacama	5	-0,211	60,90%	6.30/5.62	3.40/3.03	7,20	3120
	San Juan	II/S. P. Atacama	7	-0,938	60,90%	6.90/5.96	3.50/3.02	7,34	4023
	Subtotal Antofagasta		53	-0,418	62,92%	5,48/4,82	2,90/2,55	7,05	3438
	Bajo Quilantahue	VIII/Tirua	122	-0,076	47,50%	7.90/7.85	3.60/3.58	4,36	330
	Grano de Trigo	VIII/Contulmo	97	-0,019	18,30%	6.20/6.12	3.30/3.26	4,49	564
	Licaquén	VIII/Contulmo	30	-0,812	18,30%	6.40/6.32	2.70/2.67	4,46	493
	Loncotripay	VIII/Tirua	31	-0,010	47,50%	6.40/6.36	3.20/3.18	4,29	425
	Mahuilque Alto	VIII/Contulmo	10	-0,346	18,30%	6.10/6.01	3.30/3.25	4,45	621
	Paillaco	VIII/Tirua	15	-0,267	47,50%	6.10/6.09	3.20/3.20	4,44	229
	Subtotal Biobío		73	-0,358	29,54%	5,38/5,35	2,98/2,97	4,42	247
	Alto Yupehue	IX/Carahue	144	-0,092	29,10%	8.10/7.98	3.70/3.64	4,14	623
	Coelemu	IX/Traiguén	15	-0,160	16,30%	6.00/5.98	2.70/2.69	4,44	226
	Guadaba Arriba	IX/Los Sauces	47	-0,168	17,90%	6.50/6.33	4.10/3.99	4,70	959
	Los Yuyos	IX/Los Sauces	16	-0,332	17,90%	7.00/6.97	2.90/2.89	4,51	261
Z	Matte y Sanchez	IX/Carahue	188	-0,147	29,10%	8.40/8.22	3.50/3.43	4,23	857
O	Tronicura	IX/Los Sauces	25	-0,329	17,90%	6.00/5.99	2.40/2.40	4,42	175
N	Subtotal La Araucanía		83	-0,296	33,36%	5,33/5,27	3,01/2,98	4,33	463
A	Maiquillahue	XIV/Mariquina	143	-0,111	23,20%	6.80/6.83	3.30/3.31	4,11	85
	Mehuín	XIV/Mariquina	177	-0,325	23,20%	6.30/6.31	3.10/3.10	3,94	191
S	Pelluco	XIV/Mariquina	25	-0,260	23,20%	7.60/7.61	4.10/4.11	3,96	184
U	Vagaro	XIV/Panguipulli	10	-0,814	30,80%	6.30/6.19	4.10/4.03	3,28	725
R	Yeco Bajo	XIV/Mariquina	271	-0,462	23,20%	5.90/5.91	2.90/2.90	3,93	35
	Subtotal Los Ríos		100	-0,355	26,43%	4,90/4,88	3,23/3,21	3,78	270
	Inio	X/Quellón	130	-0,961	22,50%	7.70/7.75	3.20/3.22	3,38	10
	Centinela	X/Queilén	16	-0,749	16,90%	7.50/7.49	3.10/3.10	4,51	38
	San Francisco	X/Quinchao	219	-0,442	17,60%	7.30/6.49	3.10/2.76	7,21	43
	Caleta Manzano	X/S. Juan de la C.	52	-0,626	59,40%	7.40/7.41	3.80/3.81	3,88	192
	Subtotal Los Lagos		93	-0,575	26,98%	6,76/6,74	2,95/2,94	3,66	91
	Bajo Pascua	XI/Tortel	20	-0,997	18,90%	7.10/7.15	3.60/3.62	3,04	9
	Repollal Alto	XI/Guaitecas	81	-0,087	24,20%	7.50/7.55	3.30/3.32	3,22	5
	Rio Negro	XI/Tortel	6	-0,482	18,90%	7.10/7.13	3.80/3.82	3,04	6
	Subtotal Aysén		70	-0,590	19,66%	6,71/6,74	3,56/3,57	3,07	12

¹V_p corresponde a la velocidad promedio anual; V_p' corresponde a la velocidad promedio anual corregida por densidad del aire

²GHI: Global Horizon Irradiance promedio, medida en [kWh/m² – día]

En la Tabla 5-1 se presenta una selección de las localidades catastradas con mejor promedio de viento anual y promedio de GHI. Se presentan además los promedios

regionales. Cabe destacar que las localidades presentadas no siempre representan correctamente la tendencia de la región.

Dados los niveles de recursos naturales presentes en las localidades aisladas, según se describió anteriormente, es posible pensar en la posibilidad de que las comunidades autogestionen proyectos de electrificación rural en que se puedan aprovechar sus propios recursos. De esta manera, considerando el retraso en la calidad del acceso rural a la electricidad en América Latina, situación que denota una ineficiencia del modelo de desarrollo eléctrico orientado comercialmente (Hiremath, Shikha, & Ravindranath, 2007), se plantea el desafío de re-pensar la electrificación rural desde la autogestión de las propias comunidades, tomando en cuenta la capacidad de organización que éstas tienen dada su tradición indígena y campesina, y contemplando el aprovechamiento de sus recursos naturales. Con este objetivo se propone la cooperativa como modelo institucional para administrar microrredes que aprovechen los recursos naturales en beneficio de las propias comunidades (Burke, 2010; Jamison, 2004; Ubilla et al., 2014). Para desarrollar esta propuesta se analizó la factibilidad técnico – económica de electrificar estas localidades aisladas, levantando la ubicación, población y los recursos renovables de cada una de ellas.

5.3. Evaluación de la factibilidad técnico económica para la instalación de sistemas híbridos eólico – solar para abastecer de electricidad a las localidades aisladas de Chile

Con el objeto de entregar una herramienta que facilite la toma de decisiones de las propias comunidades aisladas de Chile en cuanto a los medios de generación a considerar para autoabastecerse eléctricamente, se evaluó la factibilidad técnico – económica de instalar sistemas híbridos eólico – solar con respaldo diesel siguiendo la metodología presentada en la sección 4.2. Para ello se estimaron los costos nivelados de la energía eléctrica a partir de la información del año 2010 recabada de los exploradores de energía Eólica y Solar elaborados por la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (U. de Chile, 2012b, 2012c), considerando la energía eólica con y sin corrección por densidad del aire. La estimación se realizó a partir de los valores

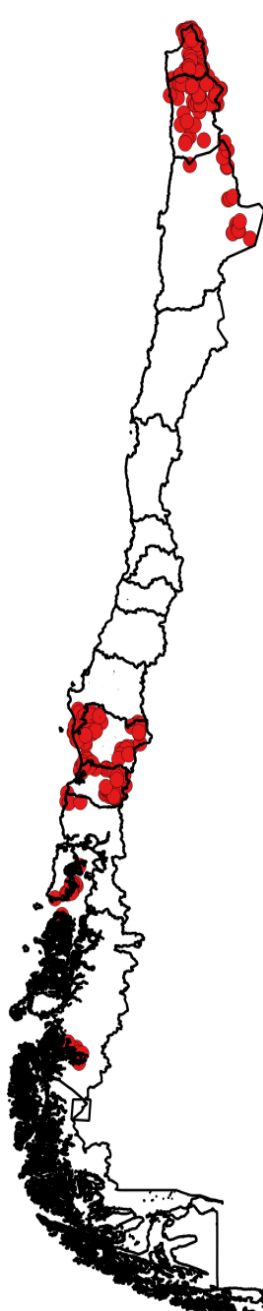
promedios de viento y GHI presentados en la Tabla 5-1, utilizando los modelos de la turbina GreatWatt S600 y del módulo solar Kyocera LA361K5. Los costos de producción de cada tecnología fueron comparados con el precio del diesel estimado para cada localidad, bajo el supuesto de que si el costo unitario de la energía producida es menor que el precio del combustible, dicha tecnología será competitiva y por lo tanto candidata a ser incorporada al sistema.²³ Mediante este procedimiento se genera una herramienta de evaluación rápida que permita a las comunidades estimar cuáles tecnologías son factibles de instalar en sus territorios, dados los recursos allí presentes. Los resultados del estudio de factibilidad son presentados en la Tabla 5-2, la cual resume las 43 localidades presentadas en la sección anterior.

En el norte del país, desde la XV aproximadamente hasta la II Región, el recurso solar es muy bueno, y por lo tanto los precios de la energía solar son bajos, entre 0,230 y 0,300 U\$/kWh, siendo factible la instalación de generación solar en el 100% de las comunidades. Particularmente, como se expuso, la región de Antofagasta (II) posee las mejores condiciones del país para desarrollar la tecnología solar PV, debido a que los precios de la energía no superan los 0,240 U\$/kWh en promedio. A medida que nos acercamos a las regiones del sur, el costo nivelado solar aumenta debido a la menor disponibilidad de recurso producto de la latitud y la mayor nubosidad. Lo anterior provoca que para las localidades aisladas de la VIII región la tecnología sea competitiva para el 81,3% de las comunidades, mientras que en la IX es competitiva para el 57,7%, que se ubican principalmente en zonas interiores y precordilleranas. En las regiones XIV, X y XI los costos aumentan lo suficiente para que ninguna comunidad reúna las condiciones para abastecerse mediante energía solar (ver Fig. 5-2).²⁴

²³ El precio del diesel fue estimado para cada comuna del país, calculando el costo promedio según los datos disponibles en el sitio web www.bencinaenlinea.cl, el día 2 de julio de 2015.

²⁴ La localidad de San Francisco de Quincha en Chiloé excepcionalmente presenta factibilidad económica para instalar tecnología solar. Esta situación se debe al alto precio del diesel en el lugar debido a las condiciones de aislamiento, y no a condiciones de radiación excepcionales en la región de Los Lagos.

Tabla 5-2. Costos nivelados de generación por tecnología y factibilidad de instalación para las comunidades presentadas en Tabla 5-1. Fuente: Elaboración propia.



Localidad	IDR/Comuna	Demanda		LCOE [US\$/kWh]			Instalación de Tecnología			
		Máxima [kW]	Anual [MWh]	W ¹	W ²	PV	Diesel	W ¹	W ²	PV
Cochiza	XV/Camarones	2,66	14,94	11,100	11,100	0,253	0,422	·	·	☀
Cuya	XV/Camarones	15,48	86,90	1,103	3,980	0,261	0,422	·	·	☀
Maquita	XV/Camarones	5,08	28,51	0,860	2,816	0,258	0,422	·	·	☀
O'higgins	XV/Camarones	1,21	6,79	9,923	11,100	0,257	0,422	·	·	☀
Pachica	XV/Camarones	2,42	13,58	4,835	11,100	0,256	0,422	·	·	☀
Taltape	XV/Camarones	6,77	38,02	11,100	11,100	0,257	0,422	·	·	☀
Subtotal Arica y Parinacota		4,03	22,61	2,549	3,580	0,266	0,427			
Alpajere	I/Colchane	1,21	6,79	0,185	0,260	0,249	0,396	☀	☀	☀
Ancovinto	I/Colchane	16,69	93,69	0,287	0,419	0,239	0,396	☀	☀	☀
Chaguane	I/Colchane	2,42	13,58	0,134	0,176	0,246	0,396	☀	☀	☀
Chulluncane	I/Colchane	11,37	63,82	0,253	0,373	0,251	0,396	☀	☀	☀
Cuchugano Uno	I/Colchane	3,39	19,01	0,146	0,192	0,244	0,396	☀	☀	☀
Qachupujru	I/Colchane	1,21	6,79	0,253	0,368	0,245	0,396	☀	☀	☀
Vizcachani	I/Colchane	3,14	17,65	0,153	0,207	0,245	0,396	☀	☀	☀
Subtotal Tarapacá		13,86	77,81	2,578	3,496	0,250	0,398			
Ascontan	II/Ollague	1,69	9,50	0,175	0,239	0,238	0,431	☀	☀	☀
El Laco	II/S. P. Atacama	3,63	20,37	0,077	0,086	0,234	0,512	☀	☀	☀
Ollague	II/Ollague	47,17	264,78	0,203	0,276	0,234	0,431	☀	☀	☀
Puquios	II/Ollague	1,94	10,86	0,150	0,199	0,240	0,431	☀	☀	☀
Q. de Rio Grande	II/S. P. Atacama	1,21	6,79	0,218	0,284	0,239	0,512	☀	☀	☀
San Juan	II/S. P. Atacama	1,69	9,50	0,180	0,247	0,235	0,512	☀	☀	☀
Subtotal Antofagasta		12,91	72,47	0,842	2,280	0,238	0,486			
Bajo Quilantahue	VIII/Tirua	29,51	165,65	0,140	0,141	0,402	0,406	☀	☀	☀
Grano de Trigo	VIII/Contulmo	23,46	131,71	0,225	0,232	0,390	0,411	☀	☀	☀
Licaupuen	VIII/Contulmo	7,26	40,73	0,210	0,213	0,393	0,411	☀	☀	☀
Loncotripay	VIII/Tirua	7,50	42,09	0,210	0,213	0,409	0,406	☀	☀	☀
Mahuilque Alto	VIII/Contulmo	2,42	13,58	0,234	0,242	0,394	0,411	☀	☀	☀
Paillaco	VIII/Tirua	3,63	20,37	0,234	0,235	0,395	0,406	☀	☀	☀
Subtotal Biobío		17,54	98,44	0,373	0,375	0,397	0,407			
Alto Yupehue	IX/Carahue	34,83	195,53	0,134	0,137	0,424	0,400	☀	☀	☀
Coelemu	IX/Traiguén	3,63	20,37	0,243	0,245	0,395	0,409	☀	☀	☀
Guadaba Arriba	IX/Los Sauces	11,37	63,82	0,203	0,216	0,372	0,409	☀	☀	☀
Los Yuyos	IX/Los Sauces	3,87	21,73	0,175	0,176	0,388	0,409	☀	☀	☀
Matte y Sanchez	IX/Carahue	45,47	255,27	0,126	0,130	0,415	0,400	☀	☀	☀
Tronicura	IX/Los Sauces	6,05	33,95	0,243	0,244	0,396	0,409	☀	☀	☀
Subtotal La Araucanía		19,96	112,07	0,452	0,482	0,406	0,409			
Maiquillahue	XIV/Mariquina	34,59	194,17	0,185	0,184	0,428	0,423	☀	☀	☀
Mehuín	XIV/Mariquina	42,81	240,34	0,218	0,217	0,447	0,423	☀	☀	☀
Pelluco	XIV/Mariquina	6,05	33,95	0,150	0,149	0,445	0,423	☀	☀	☀
Vagaro	XIV/Panguipulli	2,42	13,58	0,218	0,227	0,542	0,404	☀	☀	☀
Yeco Bajo	XIV/Mariquina	65,55	367,97	0,253	0,252	0,448	0,423	☀	☀	☀
Subtotal Los Ríos		24,16	135,62	0,864	0,885	0,472	0,413			
Inio	X/Quellón	31,44	176,52	0,146	0,144	0,525	0,417	☀	☀	☀
Centinela	X/Queilen	3,87	21,73	0,153	0,154	0,540	0,398	☀	☀	☀
San Francisco	X/Quinchao	52,97	297,36	0,161	0,204	0,506	0,507	☀	☀	☀
Caleta Manzano	X/S. J. de la C.	12,58	70,61	0,157	0,157	0,454	0,431	☀	☀	☀
Subtotal Los Lagos		22,45	126,04	0,202	0,202	0,520	0,418			
Bajo Pascua	XI/Tortel	4,84	27,16	0,170	0,168	0,587	0,416	☀	☀	☀
Repollal Alto	XI/Guaitecas	19,59	109,98	0,153	0,151	0,553	0,416	☀	☀	☀
Rio Negro	XI/Tortel	1,45	8,15	0,170	0,169	0,587	0,416	☀	☀	☀
Subtotal Aysén		16,90	94,85	0,200	0,198	0,582	0,416			

¹Viento promedio sin corrección por densidad de aire

²Viento promedio con corrección por densidad de aire

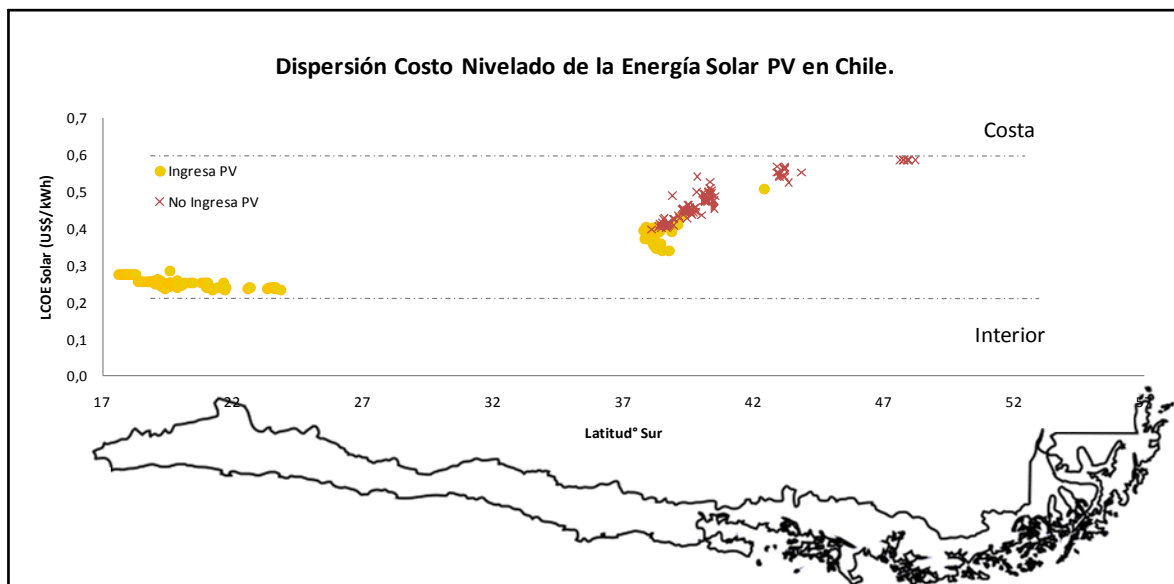


Fig. 5-2. Dispersión del LCOE solar PV en el territorio chileno. Los puntos amarillos representan a las comunidades donde es factible instalar tecnología SPV comparando con el suministro diesel, mientras que las cruces rojas representan a las comunidades donde no es factible. Fuente: Elaboración propia.

El recurso eólico, por otro lado, se concentra en las zonas australes de Chile con costos altamente competitivos desde la región del Biobío al sur, y escasea en la zona norte excepto en las altas cumbres cordilleranas y en el altiplano. Como se mencionó anteriormente, la tabla presentada resume las localidades con mejores recursos naturales de la muestra estudiada, por lo que a simple vista pareciera que se presentan condiciones de factibilidad económica para incorporar la tecnología eólica, incluso en las regiones XV, I y II. No obstante, los costos eólicos promedio son mayores que el precio del diesel, razón por la cual no es factible incorporar energía eólica en todas las comunidades del norte de Chile, excepto en algunos casos particulares de la cordillera (ver Fig. 5-3 y Fig. 5-4). En la XV región un 35,1% de las comunidades presenta factibilidad de instalación en la comuna de General Lagos, mientras que las comunidades catastradas de Putre y Camarones no poseen potencial eólico suficiente para competir con el diesel. La proporción de instalación disminuye a un 17,5% en la región al corregir

los datos eólicos por altitud. En la I región, en cambio, el recurso eólico competitivo se concentra en la comuna de Colchane alcanzando un porcentaje de instalación del 22,6%, mientras que Camiña, Huara, Pica y Pozo Almonte no cuentan con promedios de viento suficientes. Lo anterior se justifica porque la comuna de Colchane se ubica en una región semi – altiplánica de grandes alturas y exposición al viento, lo que provoca que la corrección del viento por altitud disminuya la proporción de instalación a un 13,2%, mientras que el resto se ubica en zonas del valle central y quebradas poco expuestas al viento.

En el sur, en cambio la energía eólica es altamente competitiva con el diesel. En la VIII región, el 62,5% de las localidades presenta niveles de viento que justifican la instalación de turbinas eólicas en las comunas de Contulmo, Tirúa y Cañete. Por su parte, en la IX región un 59,6% de las comunidades puede instalar energía eólica, particularmente en Carahue, Lumaco, Toltén y Traiguén, donde en algunas comunidades los precios de generación eólica incluso se encuentran por debajo de los 0,200 U\$/kWh. La XIV región, presentar una proporción de instalación sin corrección de un 44,1% con un costo promedio de 0,864 U\$/kWh, la que disminuye a 38,2% al considerar la altitud. Lo anterior se debe a que las comunidades de la Región de los Ríos se ubican en el valle central y en zonas precordilleranas con escaso recurso, principalmente en torno al lago Ranco. La X región, en cambio, presenta excelentes condiciones de exposición al viento, principalmente en las localidades del archipiélago de Chiloé, donde los costos se acercan a los 0,15 U\$/kWh. La proporción de instalación de la región alcanza el 94,1%, mientras que el costo de generación promedio es de 0,202 U\$/kWh y no se ve afectado por la corrección. Situación similar a lo que ocurre en las localidades aisladas de la comuna de Tortel en la XI región.

A nivel nacional, el análisis de factibilidad técnico – económico de instalar sistemas híbridos en comunidades aisladas indica que en un 40,4% de ellas es factible instalar generación eólica (que sin corregir los datos de viento por altitud alcanzaría el 47,8%), mientras que en un 67,8% de las comunidades estudiadas es factible instalar generación solar. Esto se traduce que en un 20% de las comunidades aisladas estudiadas en Chile presenta factibilidad de instalar sistemas híbridos. En términos globales, la región del

Biobío (VIII) es la que tiene mayores posibilidades de desarrollar planes de electrificación rural mediante sistemas híbridos autogestionados, ya que un 50% de las comunidades estudiadas para dicha zona presentan factibilidad. Le sigue la II región con un 42,1% de las comunidades factibles, la IX con un 32,7% y la XV con un 17,5%. Dado lo anterior, la viabilidad técnico y económica de electrificar mediante medios renovables se presenta en las regiones con mayor presencia de comunidades mapuche, Aymaras y atacameñas. Particularmente los resultados de la VIII y IX regiones son alentadores, porque la elaboración de planes que promuevan la autogestión como estrategia para alcanzar un servicio eléctrico de calidad, puede tener impactos positivos en las comunidades mapuche, entregándoles autonomía energética y económica en caso de que los sistemas sean conectables. La distribución geográfica de los resultados anteriores se presenta en la Fig. 5-5.

Tabla 5-3. Porcentaje de instalación de tecnologías solar, eólica sin corrección, eólica con corrección y *mix* solar – eólico para cada una de las regiones estudiadas.

Región	N	Instalación Eólica	Instalación Eólica con corrección	Instalación Solar	Instalación Sistemas Híbridos
XV	57	35,1%	17,5%	100,0%	17,5%
I	53	22,6%	13,2%	100,0%	13,2%
II	19	57,9%	42,1%	100,0%	42,1%
VIII	16	62,5%	62,5%	81,3%	50,0%
IX	52	59,6%	61,5%	57,7%	32,7%
XIV	34	44,1%	38,2%	0,0%	0,0%
X	17	94,1%	94,1%	5,9%	5,9%
XI	7	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%
Nacional	255	47,8%	40,4%	67,8%	20,0%

¹Porcentaje de comunidades en que se instala cada tipo de generación, respecto de la cantidad de comunidades estudiadas en cada región.

Tal como se explicó en la sección Metodología, la altitud a la que se instala una turbina eólica provoca un efecto en el desempeño del equipo. Esto se debe a que mientras mayor es la altitud, menor es la presión atmosférica y por ende menor la densidad del aire. También se debe a que el proceso de conversión energético depende directamente de la fuerza que el viento ejerce sobre las aspas de la turbina para hacerla girar, lo que a su vez

depende de la inercia de la masa de aire. Dado lo anterior, un viento a mayor altura tendrá menor densidad de aire y por lo tanto menor inercia, por lo que generará menos energía eléctrica al pasar por la turbina. Como consecuencia durante este estudio surgió la problemática de que la corrección de la velocidad del viento por altitud provoca que ciertas comunidades dejen de ser factibles económicamente para la instalación de tecnología eólica. Esto se debió a que la corrección podría disminuir el desempeño de la máquina y elevar los costos de producción lo suficiente para que estos sean mayores que el precio del diesel, sacando a la generación eólica de la condición de factibilidad y haciendo riesgosa la inversión.

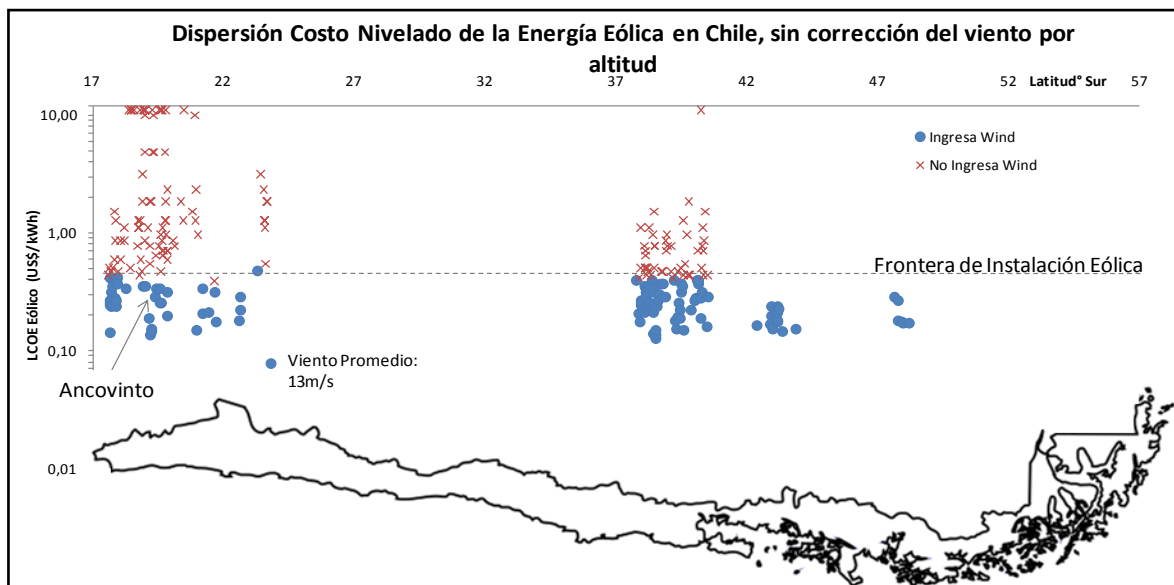


Fig. 5-3. Dispersión del LCOE eólico en el territorio chileno sin corrección del viento por altitud y escala de LCOE logarítmica. Los puntos azules representan las comunidades donde es factible la instalación de generación eólica en comparación con el suministro diesel, mientras que las cruces rojas representan a las comunidades en que no es factible. Fuente: Elaboración propia.

Para poner en relieve la importancia de considerar la corrección del viento por altitud, se definió una “frontera de instalación eólica”. Esta corresponde a la zona en que las

comunidades pasan de considerar el viento en su sistema híbrido a no considerarlo luego de aplicar la corrección por altitud. La frontera fue establecida a partir de los datos estudiados entre los 0,400 y los 0,500 U\$/kWh, y su variación entre un lugar y otro está ligada al precio del diesel en cada localidad. La consolidación de esta idea revela que dentro del universo estudiado hay un grupo de localidades altamente sensibles a la volatilidad del precio del combustible, y en las que es de suma importancia considerar los efectos de la altitud en la toma de decisiones. Dichas comunidades que fueron denominadas “comunidades marginales” ubicadas en el norte de Chile, son comunidades indígenas pertenecientes a las culturas Aymara, Quechua o Colla, emplazadas en el altiplano chileno, en quebradas o entre cadenas montañosas, caracterizándose por tener altas velocidades de viento, pero baja densidad de aire. Por lo tanto, como las comunidades aisladas del norte se emplazan a mayores altitudes promedio que en el sur, se plantea que el costo nivelado eólico es más sensible a la corrección por altitud en el norte que en el sur. Debido a lo anterior es esencial que a la hora de tomar decisiones sean considerados los efectos de la altitud en el desempeño de las turbinas eólicas de modo de no subestimar los costos de operación generación, y así evitar caer en malas decisiones de inversión de las comunidades. Esta idea es extensible a las comunidades indígenas y asentamientos urbanos o rurales ubicados a lo largo de todo el altiplano andino, en los países de Perú, Bolivia y Chile.

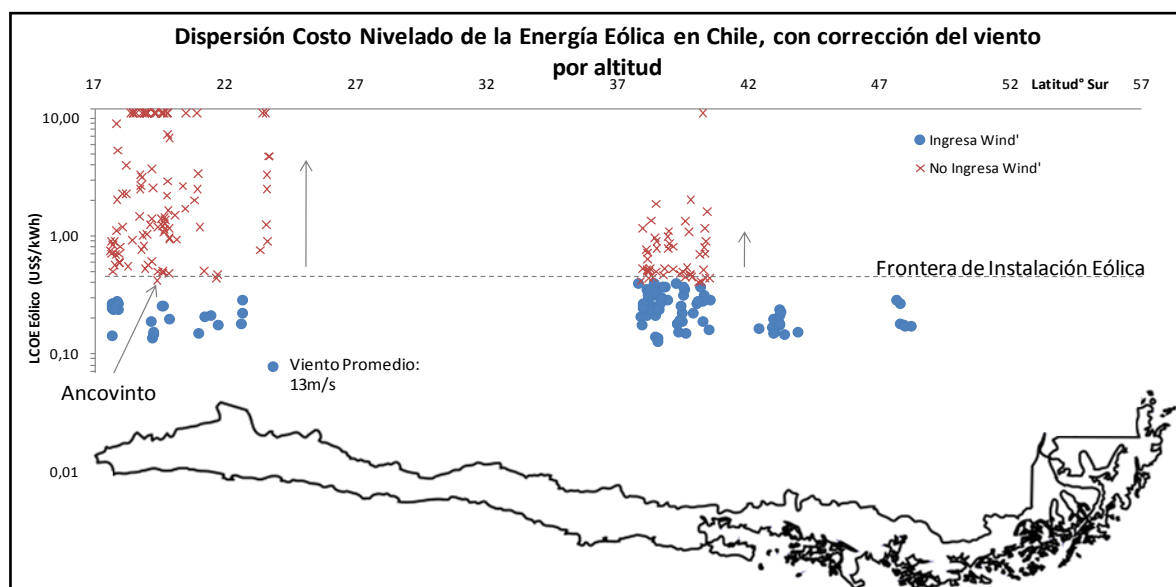


Fig. 5-4. Dispersión del LCOE eólico en el territorio chileno con corrección del viento por altitud y escala de LCOE logarítmica. Los puntos azules representan las comunidades donde es factible la instalación de generación eólica en comparación con el suministro diesel, mientras que las cruces rojas representan a las comunidades en que no es factible. Fuente: Elaboración propia.

Particularmente, se destaca el caso de la localidad de Ancovinto ubicada en la I Región de Tarapacá, la que se caracteriza porque el precio de la energía eólica en su territorio, debido sus condiciones geográficas, se encuentra muy cerca de la frontera de decisión. El $LCOE^W$ estimado para Ancovinto alcanza los 0,289 U\$/kWh sin corrección, con una velocidad media de 5,6 m/s, pero se incrementa hasta los 0,419 U\$ kWh al aplicar el ajuste, pues la velocidad equivalente es 4,9 m/s. Lo anterior indica que, debido a las características del recurso, la tecnología eólica en Ancovinto es muy sensible a las variaciones en el precio del diesel, lo que motiva el estudio en detalle de este caso, que se realiza en el capítulo siguiente.

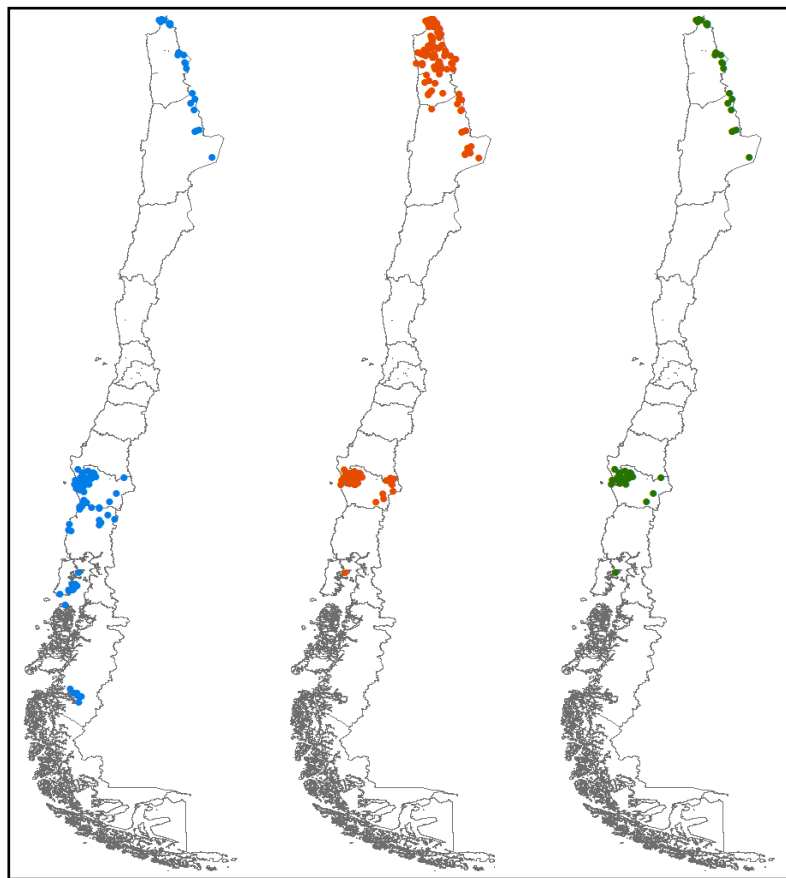


Fig. 5-5. Mapas de instalación de tecnologías eólica (celeste), solar PV (naranja) y sistemas híbridos (verde). Las comunidades donde es factible instalar sistemas híbridos corresponden a las que presentan factibilidad de instalar tecnología eólica y solar a la vez. Fuente: Elaboración propia.

6. ESTUDIO DE CASO DE UNA COMUNIDAD MARGINAL DEL ALTIPLANO CHILENO MEDIANTE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN LINEAL

Con el objeto de desarrollar el concepto de “comunidad marginal” propuesto en el capítulo anterior se estudió el caso de la comunidad de Ancovinto, ubicada en el altiplano de la I región de Tarapacá, norte de Chile, a menos de 15 km de la frontera con Bolivia. Dada su ubicación geográfica, Ancovinto es una localidad con muy buen recurso solar y buen recurso eólico, pero con un precio del diesel muy elevado, producto de su condición de aislamiento. No obstante, al ser considerada la altitud en que se emplaza la localidad, el modelo incrementa los precios relativos de la energía eólica, desplazándola cerca de la frontera de decisión entre instalar o no turbinas eólicas en dicha zona. En esta sección se presentarán los resultados obtenidos al aplicar el modelo de optimización presentado en la sección 4.3, utilizado para diseñar el sistema híbrido solar – eólico que abastezca la demanda eléctrica de Ancovinto a un mínimo costo de inversión, operación y mantenimiento. Luego, se realizará un análisis de sensibilidad en torno al precio del combustible diesel, y finalmente se estudiará la influencia de la altitud en el desempeño del sistema híbrido mediante un análisis de sensibilidad de la capacidad instalada de tecnologías ERNC frente a distintos precios del diesel.

6.1. Caracterización de la comunidad de Ancovinto

La comunidad Aymara de Ancovinto pertenece a la comuna de Colchane, con una población de 1.649 habitantes²⁵, es la comuna con mayor proporción de población indígena de Chile con un 78,1%, de la cual casi la totalidad pertenece a dicho pueblo (Damianovic, 2005). La comuna de Colchane cubre un área entre las latitudes 18,93 – 19,75° S y 68,41 – 69,32°W, y cuenta con 11 comunidades Aymara aisladas, sin suministro eléctrico, agrupadas en cinco subgrupos por proximidad geográfica, con una población total de 213 habitantes.

²⁵ Según el “Atlas INE” v1.4, disponible en: http://www.ine.cl/aplicaciones/20_03_12/atlas_ine.swf. Visitado el 24 de septiembre de 2015.

Históricamente el pueblo Aymara ha habitado las quebradas húmedas y vegas del altiplano andino (3.800 m.s.n.m. promedio), actual territorio peruano, boliviano y chileno, por más de 7.000 años, desarrollando la agricultura de subsistencia y ganadería de camélidos. Si bien la población Aymara es despreciable estadísticamente (menos del 0,3% de la población de Chile), el aporte que significa una solución comunitaria de bajo costo para abastecer de electricidad a las comunidades puede ser determinante en facilitar la vida y fortalecer la actividad económica de los habitantes Aymaras y de otras culturas, ayudando a detener los procesos migratorios que han puesto en riesgo la supervivencia de las propias naciones indígenas durante el último tiempo.

Ancovinto se ubica en la latitud 19,40 S y longitud 68,59 O, a una altitud de 3.725 m. s. n. m, y su población alcanza los 69 habitantes, compuesta por 12 familias, siendo su principal actividad económica el cultivo de quinua. La demanda eléctrica diaria de la localidad corresponde a 256,68 kWh, que se caracteriza por un máximo de 16,69 kW y un factor de carga de 64,10%, y fue estimada a partir del levantamiento realizado por (Llanos Proaño, 2012) en la localidad de Huatacondo, ubicada 170 km al sur de Ancovinto en la comuna de Pozo Almonte. Dicho levantamiento fue realizado durante los meses de verano mediante un esquema de encuestas y un modelo de estimación de la demanda a través de redes neuronales. Se asumió que la demanda es fija durante el año. Se asume también como caso base de este estudio que Ancovinto actualmente se encuentra abastecida durante las 24 horas del día mediante un grupo diesel. Bajo estas condiciones, la generación diesel anual corresponde a la demanda anual de 93,69 MWh, que equivale a un costo de operación de U\$ 38.412 al año. Ancovinto se caracteriza porque la energía eólica es factible sin corregir los datos de viento, pero al corregirlos deja de ser factible.

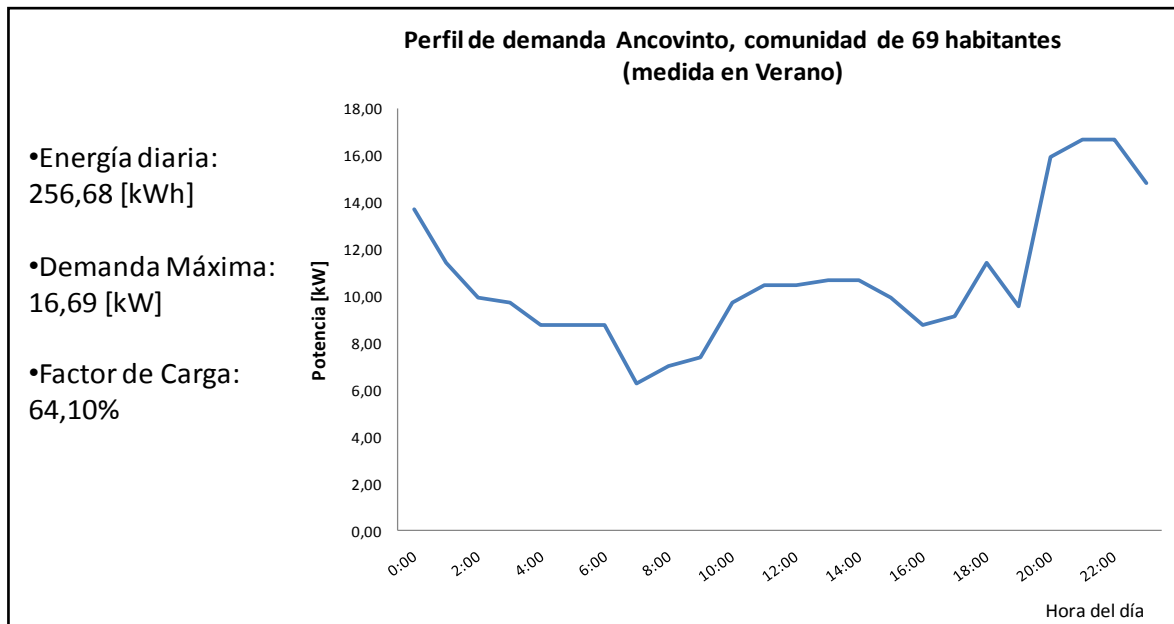


Fig. 6-1. Perfil de demanda eléctrica horaria de la comunidad de Ancovinto, estimado a partir del levantamiento realizado por (Llanos Proaño, 2012) en la localidad de Huatacondo.

6.2. Análisis del recurso natural en la comunidad de Ancovinto

Los recursos naturales considerados en este estudio son el viento y la radiación solar GHI. Como se expuso, Ancovinto cuenta con un nivel de recurso solar considerablemente alto, que hace factible la instalación de paneles para abastecer de electricidad, ya que esta tecnología tiene un costo nivelado cercano a los 0,23 U\$/kWh. Esto se debe a que la irradiancia global media alcanza 7,2 kWh/(m² día) durante el año, de acuerdo con el Explorador de Recurso Solar de Chile, con una resolución espacial de 1 km (U. de Chile, 2012c; Molina & Rondanelli, 2012). Éste se consideró uniforme para el área de estudio, con un promedio máximo de 8,89 kWh/(m² día) en noviembre, un mínimo de 5,42 kWh/(m² día) en junio, operando a un factor de planta anual de 22,15%. Por otro lado, el clima de puna y la geografía montañosa favorece al recurso eólico respecto de otras comunidades de la región, permitiendo que la velocidad promedio del viento en Ancovinto alcance los 5,6 m/s durante el año, según el modelo de meso –

escala del Explorador de Recurso Eólico de Chile, con una resolución espacial horizontal de 1 km (U. de Chile, 2012a, 2012b). Si bien el viento medio es menor que el promedio de la comuna de Colchane (6,2 m/s) es ampliamente mejor que el promedio regional de 1,9 m/s. El recurso tiene una variabilidad de 2,6 m/s y una densidad de aire de 0,81 kg/m³ producto de la altitud.

Las series de viento y solar fueron obtenidas de los sitios indicados, descargadas en formato ‘.cvs’ y luego convertidas en planillas ‘.xls’ para ser procesadas con MS Excel©.

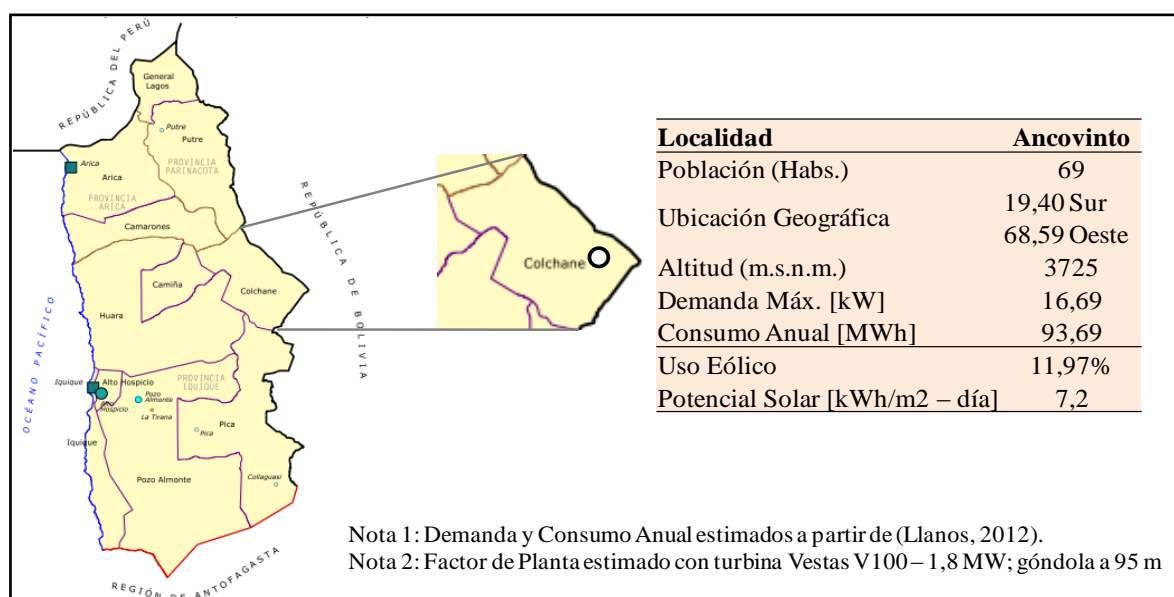


Fig. 6-2. Información contextual de la localidad de Ancovinto. Fuente elaboración propia. Fuente mapa: (Infante & Pino, 2005).

6.3. Datos de entrada al modelo

El modelo considera como datos de entrada la demanda eléctrica, la curva de carga, la generación solar y eólica (utilizando el recurso y tecnologías disponibles en la zona), y los costos de capital y operación de las tecnologías consideradas. Los costos de capital considerados fueron los siguientes:

- Tecnología PV: 3,27 U\$/W, consignado en (Watts et al., 2015);
- Tecnología Eólica: 2,8 U\$/W, (Nogueira et al., 2014);

- Tecnología Diesel: U\$ 17.496, equipo Olympian GEP22 de 22 kVA, según información del proveedor.

Con el fin de modelar de la manera más real posible las condiciones de operación del sistema híbrido, se estimó el precio del diesel en Ancovinto. A diferencia de la estimación utilizada en la sección 5.3, la que consistió en el promedio del precio del combustible en todos los servicentros de la comuna, en este caso se consideró el precio del diesel en un servicentro, al que se le adicionó un monto por transporte. De esta forma, el precio del diesel en Ancovinto se estimó en 0,41 U\$/kWh, a partir del costo en la localidad de Pozo Almonte, ubicada 200 km al poniente. Los parámetros de conversión energética fueron obtenidos del manual del fabricante del equipo²⁶. Por otra parte, los costos de capital, costos de mantención y las vidas útiles de cada tecnología, junto con la tasa de descuento considerada para la evaluación financiera del diseño, se resumen en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1. Costo inicial y vida útil de los componentes del sistema híbrido.

	Costo Capital Inicial	Costo de Mantención (/año)	Vida Útil (años)	Tasa de Descuento
Panel Solar	3,27 U\$/W	10,0% ¹	20	10,0%
Turbina Eólica	2,80 U\$/W	0,04 U\$/kWh ²	20	
Generador Diesel ³	U\$ 17.496	–	10	

¹Porcentaje del costo capital

²(Nogueira et al., 2014)

³Capacidad Nominal: 22 kVA

6.4. Diseño del sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel de mínimo costo para abastecer de electricidad a la comunidad de Ancovinto, corrigiendo el recurso eólico por altitud

Para el precio del combustible estimado de 0,410 U\$/kWh y los niveles de recursos solar y eólico levantados, este último corregido por altitud, el modelo sugiere instalar una capacidad SPV de 15,5 kWp equivalente a 62 módulos solares de 250W, con una

²⁶ Se asumió reposición del combustible semanal, con un costo de transporte desde Pozo Almonte hasta Ancovinto de 0,42 U\$/L. El costo de combustible en Pozo Almonte es de 0,84 U\$/L. Finalmente, el costo del diesel en Ancovinto totaliza 1,25 U\$/L, que convertido por el factor de eficiencia del equipo (3,07 kWh/L) arroja el precio estimado. Se consideró el precio del diesel en Pozo Almonte del día 20 de abril de 2015, disponible en: www.bencinaonline.cl

inversión de U\$ 50.685²⁷. La planta solar opera un 22,15% del tiempo, generando 30,08 GWh al año, de los cuales 29,32 GWh serían consumidos y el resto vertidos (0,76 GWh). El resto de la demanda (64,37 GWh) es abastecida por el equipo diesel cuya potencia corresponde a 17,6 kW (Stand-by²⁸), y que operaría con un factor de planta del 41,75% anual. El costo de capital de la unidad diesel alcanza los U\$ 17.496 y su costo de operación combustible totaliza U\$ 26.391 al año. Se debe notar que el generador diesel a veces puede ser excluido de la optimización, pues en muchos casos las comunidades cuentan con uno, aunque la mayoría de las veces ésta sea es una unidad antigua o en malas condiciones. En el caso estudiado se consideró la instalación de un equipo diesel nuevo, a pesar de definir el caso base con generación diesel total.

Tabla 6-2. Costo de Operación anual, mensual, semanal y diario para cada una de las tecnologías en dólares y pesos, y resumen energía generada, con corrección del viento por altitud.

	Anual	Mensual	Semanal	Diario	Uso Total/Neto
Costo Operación [U\$]	US\$ 36.195	US\$ 3.016	US\$ 754	US\$ 99	
Generación [kWh]					
Total/Neta ¹	94.445/93.688	7.870/7.807	1.968/1.952	259/257	32,57%/32,31%
Solar	30.077/29.321	2.506/2.443	627/611	82/80	22,15%/21,59%
Eólica	0/0	0/0	0/0	0/0	0,00%/0,00%
Diesel	64.367/64.367	5.364/5.364	1.341/1.341	176/176	41,75%/41,75%
LCOE Medio [U\$/kWh]		US\$ 0,357 ¹			
Costo Operación [CLP\$]	\$ 22.296.068	\$ 1.858.006	\$ 464.501	\$ 61.085	
LCOE Medio [U\$/kWh]		US\$ 220,21 ¹			

¹Considera únicamente la generación aprovechada en consumo.

Nota: Datos correspondientes a la operación del año 0, excepto LCOE Medio que evalúa operación a 20 años.

Finalmente, el costo total anual del sistema alcanza los U\$ 36.195, y se compone del costo de operación combustible diesel, la inversión anual, y el costo de mantenimiento anual. Lo anterior es presentado en la Tabla 6-2, la que resume los costos de operación totales del sistema desagregados en períodos anual, mensual, semanal y diario. También describe la generación en los mismos períodos para cada tecnología, especificando la

²⁷ Se consideró 1 U\$=616 CLP\$

²⁸ 22kVA con factor de potencia de 0.8

generación total y la generación aprovechada, y factores de planta y costos nivelados y de operación en dólares y en pesos chilenos.

La generación neta corresponde a la energía efectivamente aprovechada en consumo, descartando la energía vertida a consecuencia de una sobreproducción ERNC. Particularmente la generación diesel no se ve afectada por el vertimiento, debido a que su función se limita al respaldo del sistema.

Los resultados del modelo indican que para abastecer a la comunidad de Ancovinto se deberían gastar \$22,3 millones de pesos chilenos al año de modo de financiar la operación, mantención e inversión del sistema solar con respaldo diesel. Bajo dichas condiciones, la inversión del proyecto sería amortizada en 20 años. A pesar del alto costo, la implementación de una solución sustentable que aproveche los recursos locales disminuye los costos de operación diesel en un 31,29% respecto del caso base con suministro diesel 24 horas al día, lo que se refleja en las Tabla 6-3 y . Los resultados indican, también, que el sistema no debe contar con capacidad eólica debido a la baja densidad del aire producto de la altitud en que se encuentra Ancovinto, que junto al viento marginal limitarían la producción eólica. La corrección de la curva de potencia del aerogenerador por efecto densidad disminuye el factor de planta potencial eólico de un 13,00% a un 9,47%, aumentando a su vez el LCOE^W de esta tecnología en este sitio de 0,328 U\$/kWh a 0,436 U\$/kWh, situación que torna poco competitiva a la tecnología en comparación con el diesel a los niveles de precio estimados. El LCOE medio del sistema alcanza los 0,357 U\$/kWh, un 18,86% menor que el caso base.

Tabla 6-3. Comparación de costo anual IOM con costo de operación diesel con corrección.

	Sin ERNC	Con ERNC
Gx Diesel [MWh-año]	93,69	64,37
Costo Operación [U\$-año]	\$ 38.412	\$ 26.391

Un balance de los costos para el año base del sistema es presenta en la Tabla 6-5, donde se advierte que la suma de los costos en un año no coincide con los costos de inversión,

operación y mantenimiento estimados por modelo. Dicha diferencia, que corresponde a U\$ 497, es consecuencia de que la optimización aplicada para el año base 2012 considera el costo nivelado de la energía solar ($LCOE^{PV}$), mientras que este parámetro integra inversión y mantenimiento y es estimado para 20 años, asumiendo un factor de pérdida de capacidad por degradación del 1% anual. Luego, el balance se realizó para un caso base con una generación PV conocida, pero considerando un costo estimado para 20 años, con un factor de pérdida de generación.

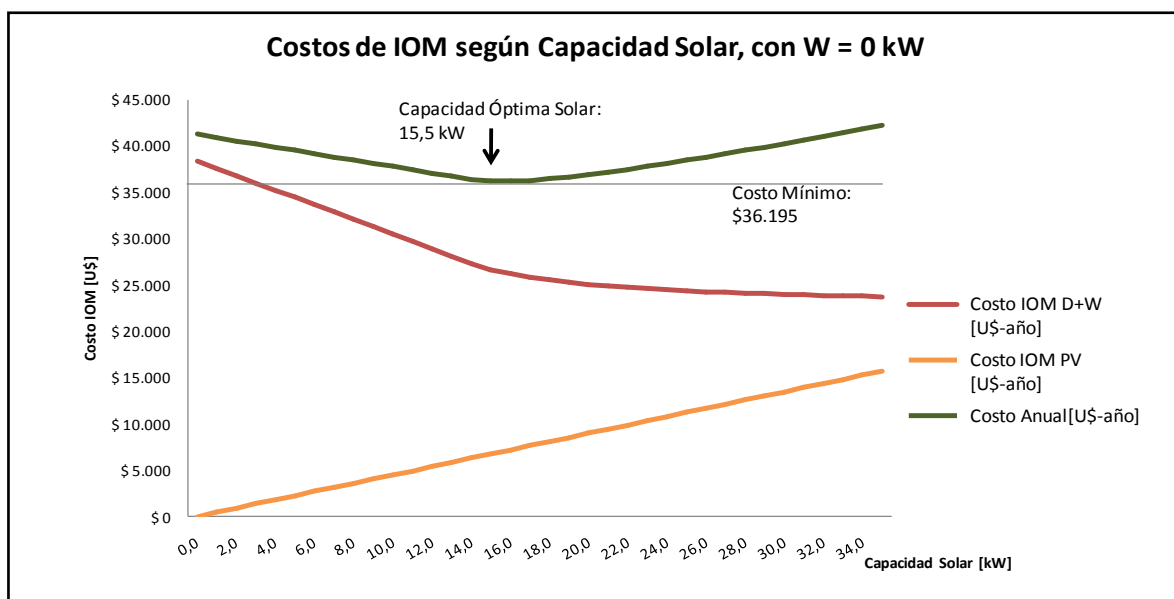


Fig. 6-3. Curva de costos para distintas capacidades solares instaladas en Ancovinto con corrección de viento. En naranja se presenta el costo anual de inversión, operación y mantenimiento de la generación PV para cada una de las capacidades instaladas, en rojo el costo IOM para la generación eólico-diesel, y en verde el costo IOM anual del sistema completo. Fuente: Elaboración Propia.

Como se mencionó, el modelo encuentra el mínimo costo de abastecimiento anual para una capacidad eólica nula, debido al bajo factor de planta del recurso viento en el lugar, como consecuencia de la densidad del aire. En la Fig. 6-3 se muestra la curva de costos para distintas capacidades instaladas de tecnología solar, para una capacidad eólica de 0

kW. En ella se presenta en color negro continuo el costo anual de IOM, que se hace mínimo para 15,5 kW de SPV instalados, alcanzando los U\$ 36.195. Por otro lado, en la Fig. 6-4 se presentan las curvas de isocostos de la misma optimización, donde se destaca la capacidad óptima de 15,5 kW PV y 0 kW eólicos. Es claro que al moverse desde el óptimo incorporando aerogeneradores, existe una tendencia a aumentar el costo, la que se hace más acelerada a medida que nos alejamos del mínimo.

Tabla 6-4. Comparación de LCOE para abastecimiento de la demanda eléctrica con sistema híbrido ERNC con respaldo diesel, y sólo con diesel.

	LCOE [U\$/kWh]	
	Sin ERNC	Con ERNC
Diesel	0,440	0,406
Solar	-	0,231
Eólico	-	0,000
Promedio	0,440	0,357

Tabla 6-5. Balance de costos anuales para año base con corrección del viento por altitud.

	Inversión			
	Anualizada [U\$]	COMA [U\$]	CVC [U\$]	
Solar PV	\$ 5.953	\$ 507	-	
Wind	\$ 0	\$ 0	-	
Diesel	\$ 2.847	-	\$ 26.391	Total
Subtotal	\$ 8.801	\$ 507	\$ 26.391	\$ 35,698

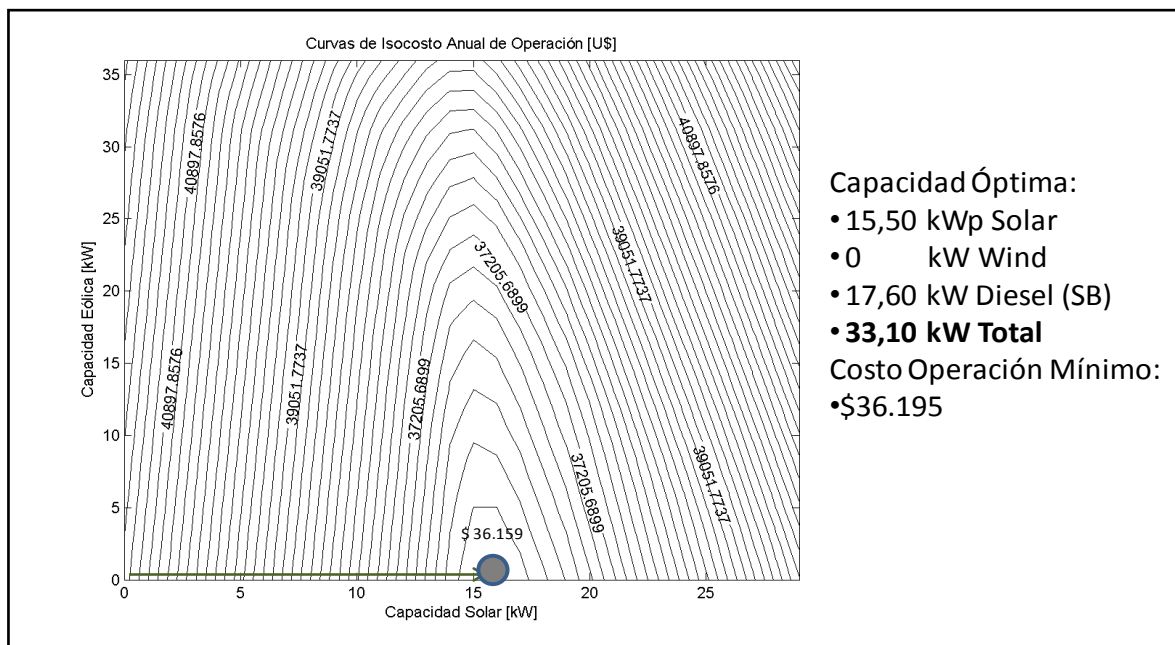


Fig. 6-4. Perfil de isocostos para distintas capacidades solares y eólicas. El mínimo se encuentra en el punto, y la flecha indica el camino seguido por la optimización. Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, se presentan las curvas de llenado de la demanda para los cuatro días representativos definidos según la metodología, la que es suplida únicamente por generación Solar PV y diesel, como se muestra en la Fig. 6-5. La optimización, en su búsqueda por minimizar los costos, diseña el parque solar de modo que durante la operación se alcance el menor costo posible. Este dimensionamiento se realiza de manera discreta, incorporando un panel a la vez, lo que significa un aumento de 250 W de capacidad por cada paso. Este proceso podría ocasionar que el modelo considerase más económico verter cierta cantidad de energía solar, en vez de consumir la energía diesel necesaria para suplir la demanda restante. En los meses de verano, otoño y primavera se vierte un excedente de energía solar. Si hipotéticamente la planta solar tuviera un panel menos, vertería un delta menos de energía en las estaciones mencionadas, pero a su vez se vería obligado a consumir una magnitud mayor de energía diesel en invierno, lo que en este caso significaría un costo mayor para el sistema. Dicha

razón explica por qué el modelo decide sobredimensionar el sistema, vertiendo energía durante una parte del año.

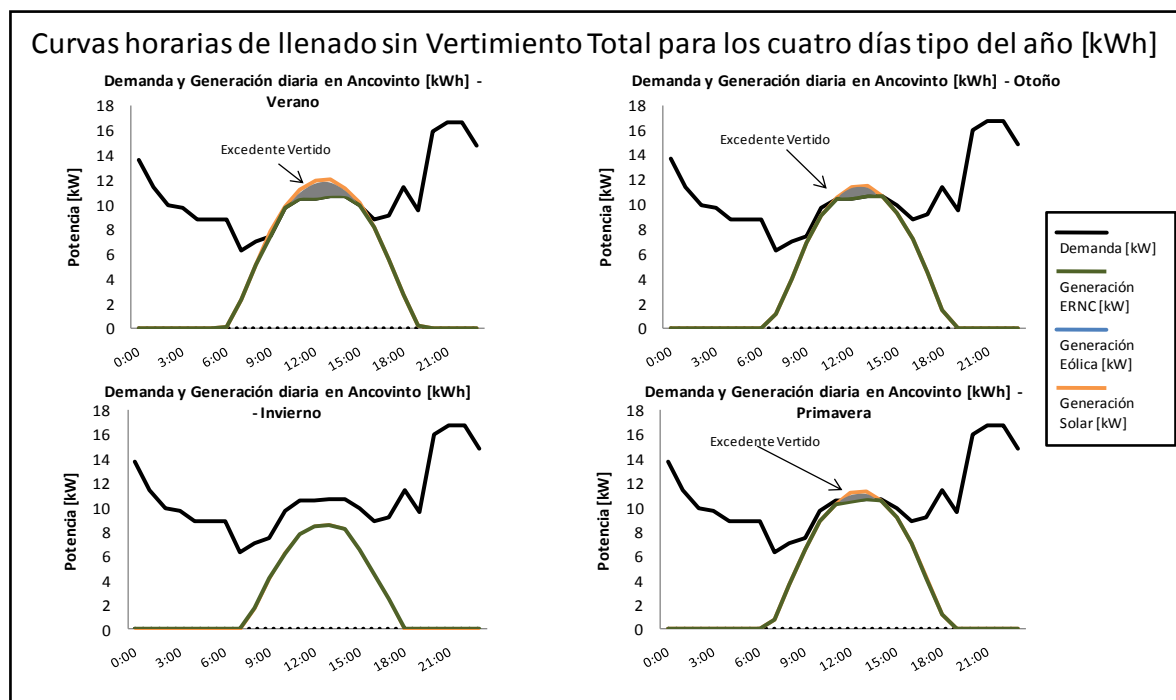


Fig. 6-5. Curvas de llenado de la demanda eléctrica de Ancovinto para las cuatro estaciones del año, cada una modelada por un día representativo. Se presenta el perfil de generación solar y la curva de demanda, destacando en color gris la energía vertida cuando la generación es mayor a la demanda con corrección del viento por altitud. Fuente: Elaboración Propia.

6.5. Diseño del sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel de mínimo costo para abastecer de electricidad a la comunidad de Ancovinto, sin corrección del recurso eólico por altitud

La simulación del modelo con corrección de viento corresponde a la solución real a la que se debiera llegar si el modelamiento está correctamente desarrollado. De esta manera, la solución real para Ancovinto no incluye generación eólica. Ahora bien, para

evaluar el efecto de la altitud se simuló el modelo sin corrección del viento para el precio del diesel estimado de 0,410 U\$/kWh, el que sugiere instalar una capacidad SPV de 14,5 kW y eólica de 22,8 kW, que se traduce en una inversión ERNC de U\$ 111,255. Este diseño equivale a la instalación de 58 paneles solares y 38 turbinas eólicas (de 600 W cada unidad). El parque solar genera 28,14 MWh al año operando con un factor de planta real 22,15%, mientras que el parque eólico produce 25,97 MWh en el mismo período operando con un factor de planta de 13,00%. Debido al sobredimensionamiento del sistema, que provoca un vertimiento de 2,07 MWh al año, la generación útil disminuye en las tecnologías solar y eólica, a 26,89 MWh y 25,14 MWh respectivamente. La demanda no abastecida por estas fuentes es servida por el generador diesel, que opera a un factor de planta de 27,02% totalizando una generación anual de 41,66 MWh al año, que equivale a un costo de operación anual de U\$ 17.079.

Tabla 6-6. Costo de Operación anual, mensual, semanal y diario para cada una de las tecnologías en dólares y pesos chilenos, y resumen energía generada, sin corrección del viento por altitud.

	Anual	Mensual	Semanal	Diario	Uso Total/Neto
Costo Operación [U\$]	\$ 34.960	\$ 2.913	\$ 728	\$ 96	
Generación [kWh]					
Total/Neta	95.762/93.688	7.980/7.807	1.995/1.952	262/257	19,91%/19,48%
Solar	28.137/26.891	2.345/2.241	586/560	77/74	22,15%/21,17%
Eólica	25.969/25.140	2.164/2.095	541/524	71/69	13,00%/12,59%
Diesel	41.656/41.656	3.471/3.471	868/868	114/114	27,02%/27,02%
LCOE Medio [U\$/kWh]				\$ 0,350 ¹	
Costo Operación [CLP\$]	\$ 21.535.208	\$ 1.794.601	\$ 448.650	\$ 59.001	
LCOE Medio [U\$/kWh]		\$ 215,41 ¹			

¹Considera únicamente la generación aprovechada en consumo.

Nota: Datos correspondientes a la operación del año 0, excepto LCOE Medio que evalúa operación a 20 años.

A pesar del alto costo de capital que implica la incorporación de generación eólica, un LCOE competitivo, el costo anual de IOM alcanza los U\$ 34.960, un 3,4% menor que en la solución con el viento corregido por altitud. Esto sucede porque la incorporación de tecnología eólica en el sistema desplaza generación diesel, principalmente fuera de horas de punta solar y en la noche, disminuyendo el costo de operación combustible del

sistema. Lo anterior se refleja en una disminución del LCOE medio de suministro a 0,350 U\$/kWh, un 20,45% menor que en el caso base, y un 1,96% menor que en el caso con corrección del viento por altitud (0,357 U\$/kWh).

Tabla 6-7. Comparación de LCOE para abastecimiento de la demanda eléctrica con sistema híbrido ERNC con respaldo diesel, y sólo con diesel.

	LCOE [U\$/kWh]	
	Sin ERNC	Con ERNC
Diesel	0,440	0,428
Solar	-	0,231
Eólico	-	0,328
Promedio	0,440	0,350

Como se mencionó, el modelo de optimización encuentra el mínimo costo de abastecimiento anual en una combinación de capacidades instaladas de 14,5 kW solar y 22,8 kW eólico. La superficie de costos IOM para distintas combinaciones de capacidad eólica y solar es presentada en la Fig. 6-6. Para combinaciones sin capacidad eólica el costo es bajo entre los 10 y 20 kW solares, encontrándose el mínimo local cerca de los 15 kW solar. Si nos movemos sobre la superficie aumentando la capacidad eólica, pero manteniendo fija la capacidad solar, el costo disminuye hasta llegar al mínimo global en los 22,8 kW eólicos. Luego de esto el costo aumenta drásticamente.

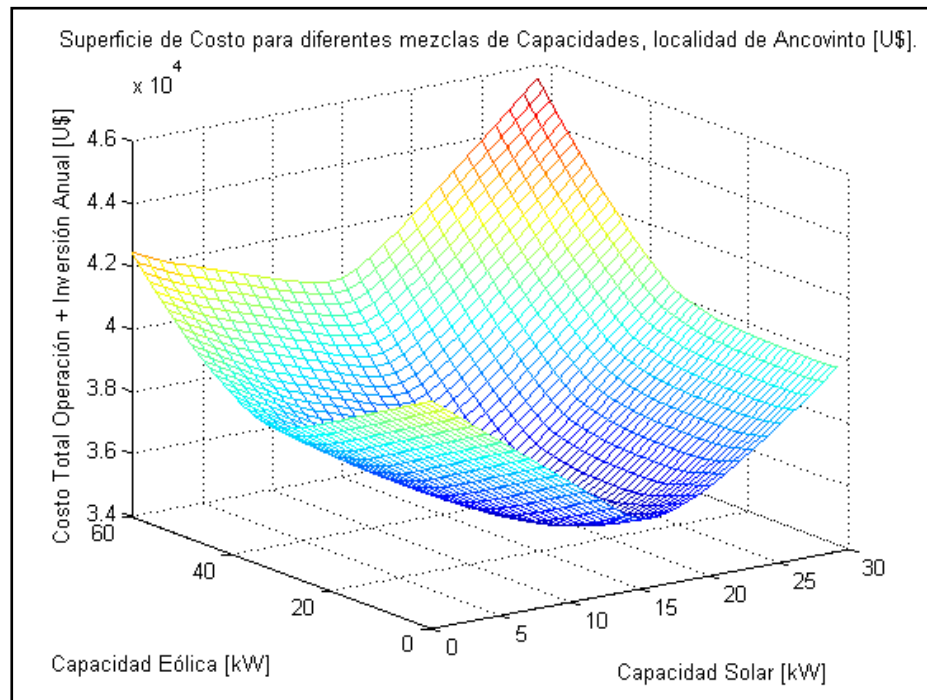


Fig. 6-6. Superficie de costos de inversión, operación y mantenimiento para distintas combinaciones de capacidad instalada solar y eólica, para un precio del diesel de 0,410 U\$/kWh. Fuente: Elaboración propia.

La condición de mínimo global de la combinación óptima queda reflejada más claramente a partir de las Fig. 6-7 y Fig. 6-8, las que muestran un corte vertical de la superficie de costos para los casos de capacidad máxima eólica y solar, 22,8 kW y 14,5 kW respectivamente. Se presenta el costo total de inversión, operación y mantenimiento, desagregándolo en los costos asociados a las tecnologías que lo componen. La Fig. 6-7 es similar a la Fig. 6-3, con la salvedad de ser un corte para 22,8 kW eólicos, mientras que la otra corresponde a un corte en 0 kW eólico. En ambos casos el óptimo considera una capacidad solar cercana a los 15 kW, lo que se explica porque el LCOE solar de 0,231 U\$/kWh es considerablemente menor que el CVC diesel 0,410 U\$/kWh, mientras que el LCOE eólico es menor en el caso sin corrección (0,328 U\$/kWh) y mayor en el caso con corrección (0,436 U\$/kWh). Al mismo tiempo, la capacidad eólica instalada

tiene un efecto de disminuir el costo, pero a partir de la Fig. 6-8 se desprende que este efecto es menor en comparación a la tecnología PV.

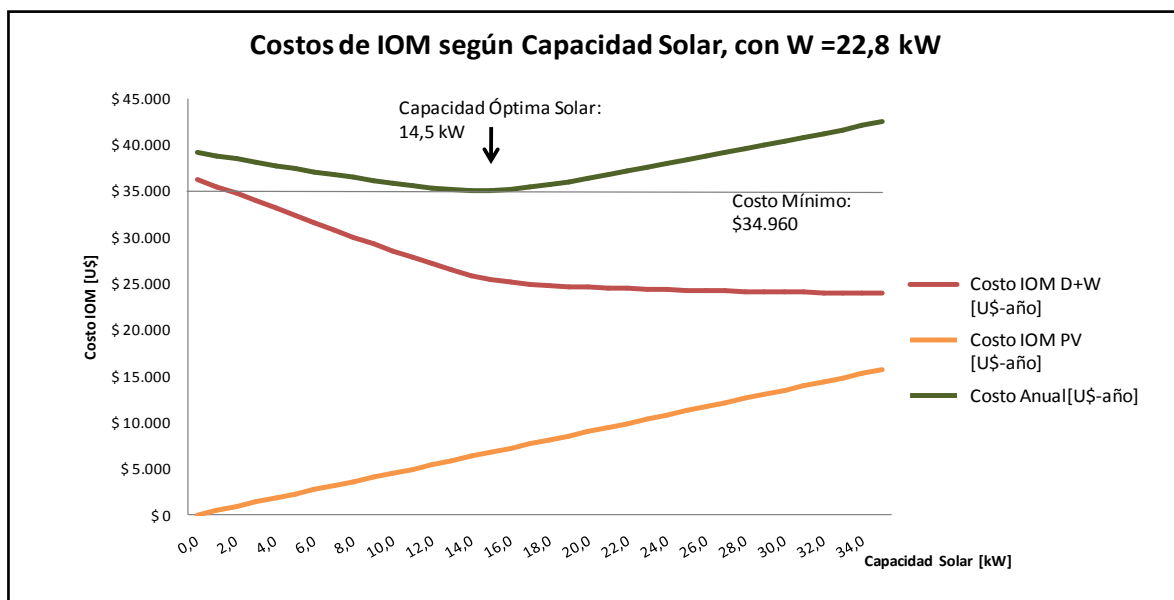


Fig. 6-7. Curva de costos para distintas capacidades solares instaladas en Ancovinto sin corrección de viento. En naranja se presenta el costo anual de inversión, operación y mantenimiento de la generación PV para cada una de las capacidades instaladas, en rojo el costo IOM para la generación eólico-diesel, y en verde el costo IOM anual del sistema completo. Fuente: Elaboración Propia.

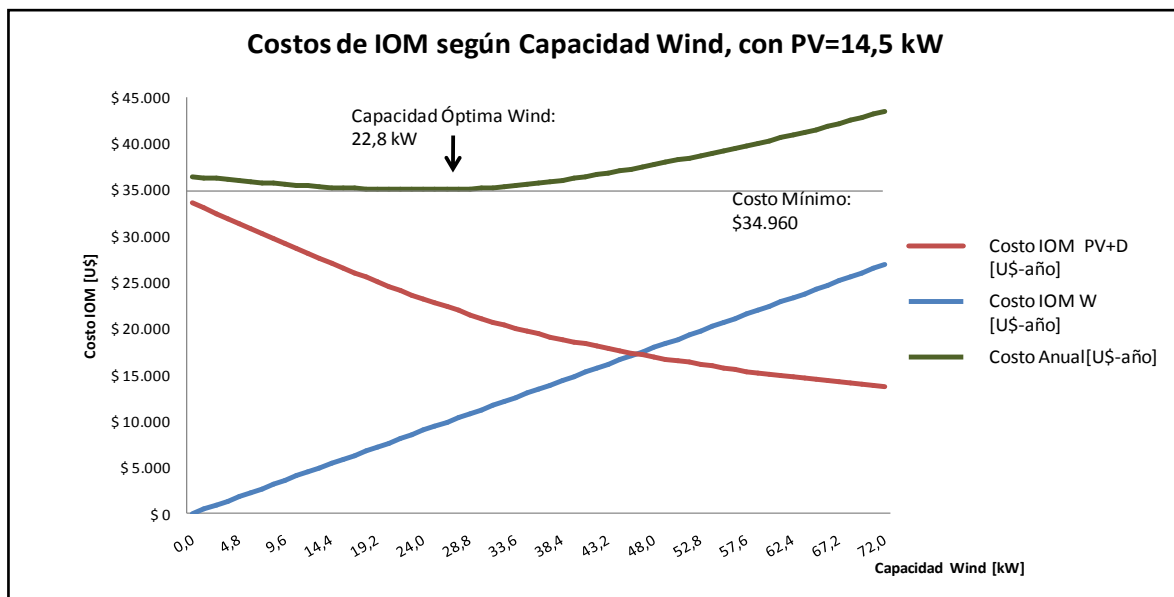


Fig. 6-8 Curva de costos para distintas capacidades eólicas instaladas en Ancovinto sin corrección de viento. En celeste se presenta el costo anual de inversión, operación y mantenimiento de la generación eólica para cada una de las capacidades instaladas, en rojo el costo IOM para la generación solar-diesel, y en verde el costo IOM anual del sistema completo. Fuente: Elaboración Propia.

Los datos presentados muestran que el proceso de optimización sin corrección del viento incorpora la tecnología eólica masivamente en el *mix* óptimo. Esto ocurre porque el recurso eólico se distribuye durante el día de manera desacoplada respecto del recurso solar, teniendo sus máximos durante las horas fuera de punta solar y principalmente en la noche. En la Fig. 6-9 se presentan las curvas de llenado de la demanda de Ancovinto para los días representativos de las cuatro estaciones del año. El desacople de las generaciones eólica y PV provoca que el perfil de generación ERNC, que corresponde a la suma de las dos anteriores, se aplane en estaciones como invierno y primavera, principalmente porque la generación solar disminuye debido a la inclinación de la tierra respecto al sol, efecto climático que provoca un incremento de los vientos. En meses de verano y otoño, en cambio, la generación ERNC es menos plana debido a que los vientos se concentran durante el amanecer y el atardecer, horarios donde el cambio de

temperatura provoca cambios de presión atmosférica que influyen en mayores vientos. Este análisis permite plantear que el diseño de la capacidad instalada en lugares con condiciones similares a Ancovinto puede llevarse a cabo dimensionando de manera separada las capacidades eólica y solar, ya que generan electricidad en períodos distintos del día, pudiendo estimar su impacto en la generación de manera desacoplada.

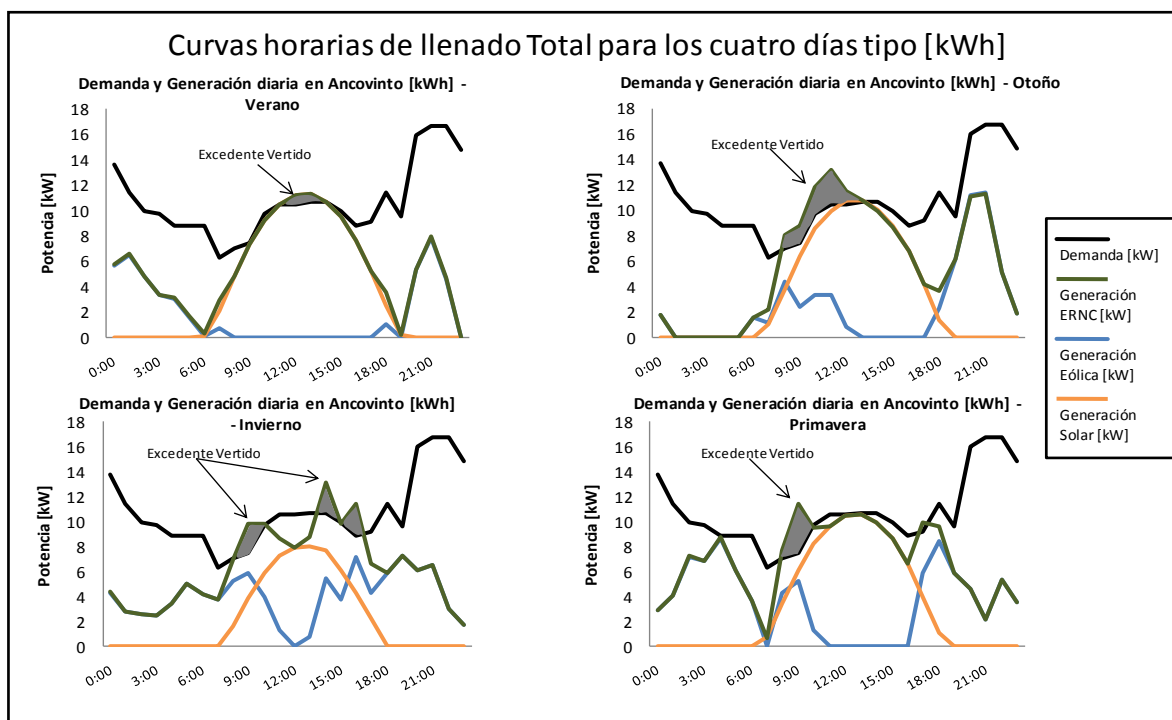


Fig. 6-9 Curvas de llenado de la demanda eléctrica de Ancovinto para las cuatro estaciones del año, cada una modelada por un día representativo. Se presenta el perfil de generación solar y eólica, y la curva de demanda, destacando en gris la energía vertida cuando la generación es mayor a la demanda. Sin corrección del viento por altitud. Fuente: Elaboración Propia.

La principal consecuencia de instalar tecnología eólica en el altiplano andino es que la menor densidad del aire respecto del nivel del mar afecta la producción de energía. Esto se refleja, para el caso de Ancovinto, en una disminución en un 3,5% del factor de planta anual, y por ende un aumento del costo nivelado de la energía eólica, respecto de una

simulación que considere condiciones estándares de presión atmosférica. Lo anterior hace menos competitiva a la tecnología eólica respecto del diesel, habiendo incluso un promedio de viento anual razonable, lo que limita la instalación de esta tecnología. El efecto de la corrección por densidad en la curva de potencia del aerogenerador es presentado en la Fig. 4-5.

Por lo tanto, es fundamental que al diseñar parques eólicos para abastecer eléctricamente a comunidades aisladas emplazadas en zonas de altura se modele correctamente el efecto de la densidad del aire en la generación eólica. Esto debido a que podría haber una subestimación de los costos de operación anual, además de sugerir incorporar la tecnología en lugares donde no es costo efectiva. En particular, gran parte de las comunidades del altiplano andino de Chile, Perú y Bolivia cuentan con altos niveles de viento, debido al clima de puna, pero baja densidad dada la altitud en que se emplazan. Esto sumado a los altos precios del combustible diesel debido a su condición de aislamiento provoca que las comunidades se encuentren en la frontera de instalación eólica. Es por ello que toma gran importancia considerar la altitud en el modelamiento de la generación eólica, porque se podría destinar erróneamente los recursos para instalar tecnología eólica en una localidad que en la no es rentable.

6.6. Análisis de sensibilidad según variaciones del precio del combustible diesel, considerando los casos con y sin corrección del viento por altitud

Dado que los precios del diesel son variables a los largo del tiempo, más aún considerando que Chile es un país tomador de precios del combustible, el *mix* óptimo del sistema híbrido solar – eólico con respaldo diesel fue estudiado para distintos precios del diesel, el cual es resumido en las Tabla 6-8 y Tabla 6-9, para los casos con corrección por viento y sin corrección, respectivamente. En ambos casos la tecnología SPV es poco sensible al precio del diesel porque su costo nivelado se mantiene constante en 0,231 US\$/kWh, siendo más económico desplazar la mayor cantidad de generación diesel posible con generación solar. Solo para precios de diesel muy altos es conveniente verter más energía SPV que consumir diesel, por lo que tiende ligeramente a crecer la capacidad solar.

La tecnología eólica, en cambio, es muy sensible al precio del diesel debido a que tiene un LCOE^w alto, y su respuesta frente a la sensibilización cambia entre los casos con y sin corrección. La micro red óptima instala capacidad eólica sólo cuando el precio del diesel supera su costo nivelado (0,436 US\$/kWh con viento corregido y 0,328 US\$/kWh sin corrección), la cual crece aceleradamente conforme aumenta el precio del diesel. Esto se explica en que la corrección del viento por altitud provoca un “desplazamiento” de la instalación de capacidad eólica en función del precio del combustible al elevar LCOE, o umbral de instalación. La rápida incorporación de generación eólica a medida que aumenta el precio del combustible se debe a que el recurso viento se encuentra desacoplado horariamente del recurso solar, inyectando energía mayoritariamente en horas fuera de punta solar y por lo tanto desplazando diesel particularmente durante la noche (ver Fig. 6-5 y Fig. 6-9). La diferencia entre los casos con y sin corrección del viento radica en que la corrección aumenta el costo nivelado, provocando que la instalación de capacidad requiera un diesel más caro.

Tabla 6-8. Capacidad instalada de tecnologías SPV, eólica y diesel, Mínimo Costos de IOM y Costo Nivelado de la Energía para abastecer demanda eléctrica de Ancovinto para cinco niveles de precio del diesel. Viento corregido por altitud.

Escenario	Precio del Diesel en Ancovinto (US\$/kWh)	Diseño óptimo del sistema híbrido kW (Factor de Planta)			Mínimo Costo Anual de Op + Mant + Inv (US\$)	Costo nivelado de la Energía (US\$/kWh)
		Solar PV	Eólico	Diesel		
1	0,300	14,50 (22,03%) ¹	0,00 (0,00%)	17,60 (42,62%)	\$ 29.066	0,310
2	0,410	15,50 (21,59%) ¹	0,00 (0,00%)	17,60 (41,75%)	\$ 36.195	0,383
3	0,550	15,25 (20,75%) ¹	31,20 (9,13%) ¹	17,60 (26,61%)	\$ 43.538	0,451
4	0,700	15,50 (19,93%) ¹	44,40 (8,66%) ¹	17,60 (21,36%)	\$ 48.915	0,490
5	0,900	16,50 (18,99%) ¹	50,40 (8,27%) ¹	17,60 (19,27%)	\$ 55.221	0,533

¹Factor de planta neto, despreciando la energía vertida.

A pesar de que la corrección aumenta el costo nivelado eólico y por lo tanto sería esperable que el modelo optara por instalar pocas unidades, conforme aumenta el precio del diesel la capacidad eólica aumenta aceleradamente, incluso más rápido que la instalación de capacidad en el caso sin corrección. Particularmente para precios altos del diesel, entre 0,600 US\$/kWh y 0,800 US\$/kWh la capacidad eólica con corrección es

considerablemente mayor que la instalada sin corrección. Lo anterior se explica porque al ser el diesel tan caro y la energía generada por el viento menor producto de la corrección, el modelo requiere instalar más turbinas para desplazar la misma cantidad de generación diesel que en el caso sin corrección, debido a que de esta manera puede llegar a un mínimo costo de abastecimiento. No obstante, el costo de inversión, operación y mantenimiento alcanzado por el modelo con corrección para un precio del diesel en rango establecido, es incluso mayor que el costo IOM sin corrección.

Tabla 6-9. Capacidad instalada de tecnologías SPV, eólica y diesel, Mínimo Costos de IOM y Costo Nivelado de la Energía para abastecer demanda eléctrica de Ancovinto para cinco niveles de precio del diesel. Viento sin corrección por altitud.

Escenario	Precio del Diesel en Ancovinto (US\$/kWh)	Diseño óptimo del sistema híbrido kW (Factor de Planta)			Mínimo Costo Anual de Op + Mant + Inv (US\$)	Costo nivelado de la Energía (US\$/kWh)
		Solar PV	Eólico	Diesel		
1	0,300	14,50 (22,03%) ¹	0,00 (0,00%)	17,60 (42,62%)	\$ 29,066	0,310
2	0,410	15,50 (20,57%) ¹	22,80 (12,51%) ¹	17,60 (26,45%)	\$ 34,960	0,365
3	0,550	15,25 (20,15%) ¹	31,00 (12,02%) ¹	17,60 (22,00%)	\$ 39,953	0,400
4	0,700	15,50 (19,52%) ¹	39,60 (11,14%) ¹	17,60 (18,52%)	\$ 44,598	0,430
5	0,900	17,75 (17,52%) ¹	48,00 (10,18%) ¹	17,60 (15,33%)	\$ 49,792	0,454

¹Factor de planta neto, despreciando la energía vertida.

Por otro lado, la incorporación de capacidad eólica implica un aumento en el sobredimensionamiento del sistema. Esto influye en que mayor cantidad de energía deberá ser vertida o quemada, lo que implica un decrecimiento en el factor de planta en que opera cada tecnología. Un menor factor de planta real implica que una menor cantidad de energía generada es aprovechada, lo que se manifiesta más claramente en el uso que tiene el quipo diesel, ya que a mayor costo del combustible el modelo opta por incorporar más paneles y turbinas, subutilizando el equipo electrógeno que queda relegado básicamente a labores de respaldo. Lo anterior está fuertemente relacionado con el hecho de que a mayor precio del diesel es más económico verter energía ERNC, por lo que el modelo opta por sobredimensionar.

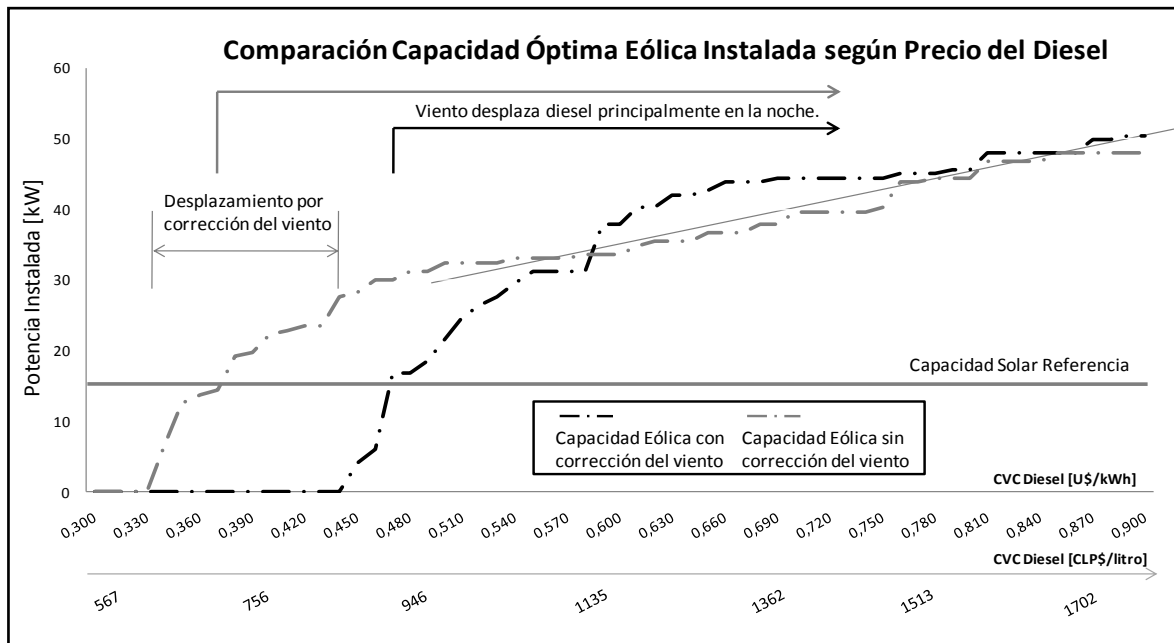


Fig. 6-10. Comparación capacidad óptima instalada para distintos precios del combustible diesel. En gris se presenta la capacidad eólica sin corrección del viento, y en negro con corrección del viento. La capacidad solar presentada es una referencia de 15,5 kW. Fuente: Elaboración propia.

La curva de instalación de tecnología eólica depende de los niveles de precio del diesel y sigue un patrón similar en los casos con y sin corrección del viento:

- Cuando el precio del diesel es menor que el costo nivelado eólica, no se instalan turbinas,
- luego de que el precio del diesel supera el costo nivelado eólico se gatilla la instalación de la capacidad eólica, la que aumenta rápidamente hasta igualarse con la capacidad solar PV, y
- finalmente, cuando el precio del diesel es mayor que el costo nivelado eólico, la capacidad instalada crece a una tasa que decae conforme aumenta el precio del diesel.

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se entregan nociones básicas para plantear una nueva forma de pensar el desarrollo de la electrificación rural en Chile y América Latina, pensado desde las comunidades. Con este fin, en primer lugar se realizó una revisión bibliográfica en que se estudió la importancia de la participación de la comunidad en el proceso de desarrollo de los proyectos de electrificación rural en el mundo, poniendo el énfasis en Latinoamérica. Luego se desarrolló una caracterización de los países de América Latina en que se abordaron sus condiciones socioeconómicas, se analizaron sus componentes indígenas y campesinas, y finalmente se estudió el estado del arte de la electrificación rural, poniendo el énfasis en Chile. Posteriormente se presentó una propuesta organizacional para enfrentar el problema del acceso rural a la electricidad en que la cooperativa es el modelo de organización elegido para llevar a cabo el proceso de autogestión de los proyectos eléctricos. Luego, con el fin de entregar una herramienta de decisión que facilite el proceso de autogestión de las comunidades chilenas se elaboró un catastro de las comunidades aisladas de Chile, para las cuales se estudiaron sus recursos naturales solar y eólico, para luego analizar la factibilidad técnico – económica de instalar tecnología solar PV y eólica en cada una de estas comunidades. Finalmente se estudió el caso de una comunidad aislada en el norte de Chile, para la cual se diseñó un sistema de abastecimiento híbrido solar – eólico con respaldo diesel, mediante el cual se estudió el efecto de la altitud en el diseño de estos sistemas con un análisis de sensibilidad frente al precio del diesel.

América Latina es una región que se encuentra en un tránsito hacia al desarrollo. Con una población de 616,6 millones de personas, un PIB per cápita 4 veces menor que el de Estados Unidos y una distribución desigual de la riqueza, se muestra retrasada en el desarrollo humano de sus habitantes. Por otro lado, la región presenta una deficiencia en el acceso a la electricidad en zonas rurales, condición necesaria para alcanzar el desarrollo económico y la realización de sus pueblos. No obstante las deficiencias, América Latina cuenta con una rica tradición campesina e indígena, debido a la fuerte presencia de las culturas originarias, intrincadas con la cultura occidental. Dicha tradición, con un fuerte significado asociativo y comunitario, es la razón que permite

postular que la alternativa para mejorar el acceso al suministro eléctrico de las comunidades es que ellas mismas gestionen sus propios proyectos, considerando sus problemáticas y forma de ver el mundo particular.

Como se ha dicho, las estrategias de electrificación rural deben ser repensadas en Chile y América Latina, ya que el modelo de expansión del servicio basado en la inversión privada no fue capaz de entregar servicio pleno a todos los habitantes, debido a que las condiciones geográficas de la demanda rural hacen inviable económicamente la inversión de estos agentes. Frente a esto, la estrategia de planificación central propuesta por los programas estatales de expansión de redes financiados por los gobiernos de la región tuvieron un impacto sustancial en mejorar la cobertura, no obstante no lograron los objetivos esperados en todos los países existiendo aun cerca de 8,5 millones de habitantes rurales sin servicio.

El involucramiento de la comunidad es un factor esencial en la aplicación exitosa de los proyectos de electrificación rural, debido a que genera un sentido de pertenencia de sus miembros con el proyecto en sí. En este sentido, los programas de electrificación deben apuntar a generar las instancias y entregar las herramientas para que la propia comunidad se cuestione si la electricidad es una necesidad para ellos, y en el caso de serlo pueda estudiar alternativas de proyectos de electrificación desde sus propias necesidades, considerando su propia historia y forma de ver el mundo. De esta manera, el proceso de electrificación rural debe desarrollarse de manera descentralizada y autogestionada para que sea eficiente, resolviendo cada comunidad sus problemáticas particulares. Por otro lado, la autogestión además de sustentabilidad en la operación, entrega a las comunidades la opción de hacerse cargo de su propio desarrollo, lo que podemos entender como sustentabilidad cultural.

Para desarrollar el modelo de autogestión se propone la cooperativa como un esquema de organización adecuado, ya que es el modelo idóneo para administrar microrredes en comunidades rurales aisladas, particularmente en las que se observa un alto nivel de cohesión y participación social (Ubilla et al., 2014). En este sentido entendemos que los conocimientos técnicos, acerca del funcionamiento de los sistemas eléctricos y sus mercados, son una barrera de entrada para las comunidades al campo del diseño o

elaboración de propuestas. Incluso es posible afirmar que la falta de manejo técnico limita a las comunidades a discutir con las grandes empresas interesadas en desarrollar megaproyectos que afecten su entorno, dejándolos en una posición desfavorable que en los últimos años ha devenido en una excesiva judicialización de proyectos energéticos. Por otro lado, el manejo de conceptos cooperativos y de organización autogestionaria también es una condición desfavorable para la capacidad organizativa de las comunidades. Es por esto que creemos es deber del Estado y la sociedad civil en su conjunto, particularmente de nosotros los ingenieros con vocación de servicio público, socializar el conocimiento técnico del área eléctrica y del área de gestión, acercándolo a las comunidades para que éstas puedan tomar el control de su propio desarrollo. Finalmente, como se mencionó antes América Latina reúne las condiciones necesarias para desarrollar la autogestión, dada su tradición campesina e indígena, y las experiencias autogestionarias presentadas.

Con el objeto de entregar una herramienta de decisión que facilite el proceso de autogestión de las comunidades chilenas se elaboró un catastro de las comunidades aisladas de Chile, pertenecientes a las comunas con mayor presencia indígena. La mayoría de estas comunidades habitan zonas con un alto potencial de alguna forma de energía renovable, situación que rara vez es aprovechada para su suministro energético, descansando en el costoso diesel, situación que es extrapolable al resto de los países de América Latina. Así, en el norte del país las comunidades indígenas del altiplano, mayoritariamente Quechuas, Aymaras, atacameños y Collas, cuentan con altos niveles de radiación solar en torno a los 7 (kWh/m²-día), con un costo nivelado de dicha tecnología en torno a los 0,250 US\$/kWh que la hace competitiva respecto del diesel. Particularmente en la II región de Antofagasta se presentan los niveles de exposición solar más altos del mundo. Situación similar sucede en la XV y I región, donde las comunidades aisladas pueden ser abastecidas con energía PV dado el acceso al recurso. En el sur, en cambio, las comunidades mapuche de la VIII, IX, XIV y X gozan de un recurso solar poco competitivo, pero aún viable en zonas del interior, y casi inviable en zonas costeras.

Por su parte, el recurso eólico es altamente competitivo, particularmente en zonas costeras y cordilleranas para las regiones indicadas. Más al sur, en las regiones XIV, X y XI, el recurso es homogéneo y competitivo, permitiendo a todas las comunidades aisladas autoabastecerse. Si bien, el extremo sur de Chile no fue estudiado en este trabajo, cabe destacar que las comunidades australes donde habitan descendientes Kawaskar y Yaganes en la región de Magallanes cuentan con un privilegiado recurso eólico debido a su localización. En el extremo norte, en cambio, los promedios de viento son menores en las regiones XV y I, mientras que en las comunidades catastradas de la II región el recurso tiene un nivel aceptable. Debido a que las comunidades del norte se ubican principalmente en el altiplano chileno, el efecto de la corrección por altitud del viento es mucho mayor en el norte que en el sur, afectando las velocidades promedio efectivas para generación eléctrica. Respecto de los costos nivelados de la energía eólica, éstos son altamente competitivos en el extremo austral del país donde no superan los 0,150 U\$/kWh (Chiloé y Aysén). Las comunidades de la IX y XIV regiones en tanto, también tienen un LCOE eólico competitivo, por debajo de los 0,200 U\$/kWh. De las zonas del país estudiadas, la región del Biobío es la que presenta mayores posibilidades de desarrollar planes de electrificación rural mediante sistemas híbridos autogestionados, ya que el 50% de las comunidades presenta factibilidad de instalar tecnología solar y eólica a la vez. Las regiones II, IX y XV también presentan altos niveles de factibilidad de instalación de sistemas híbridos (entre 15% y 30%). La elaboración de planes que promuevan la autogestión en las regiones VIII y IX particularmente puede tener impactos positivos en las comunidades mapuche, entregándoles autonomía energética y económica.

En la zona norte del país se aprecia que el efecto de la altitud sobre el desempeño de las turbinas eólicas afecta fuertemente los precios, observándose una frontera de velocidad de viento a partir de la cual deja de ser competitiva la tecnología eólica. Esta se encuentra entre los 0,400 y los 0,500 US\$/kWh, correspondiente a 4,9 y 4,6 m/s de velocidad efectiva.²⁹ Dicha frontera fue estudiada a través del caso marginal de

²⁹ Las velocidades medidas sin corregir por densidad del aire deben ser bastante mayores a estos valores, y no menores a 5 m/s.

Ancovinto, localidad del norte de Chile emplazada sobre los 3.700 m.s.n.m. que cuenta con una velocidad promedio del viento sin corregir de 5,6 m/s. La condición del recurso eólico de Ancovinto implica un costo nivelado de la energía de 0,287 US\$/kWh a una altitud de referencia. Al corregir el recurso por altitud, el promedio de viento disminuye a 4,9 m/s, incrementando el costo a 0,419 US\$/kWh. Lo anterior indica que la comunidad se ubica en el límite de la frontera de instalación eólica, ya que al considerar la altitud en el modelamiento de la generación se excluye automáticamente la instalación de la tecnología. El modelamiento correcto del sistema híbrido para Ancovinto, que incorpora la altitud de emplazamiento, implica que éste debe incluir únicamente generación solar, ya que la altitud afecta elevando los costos nivelados de la energía eólica. El análisis de los resultados del modelo de optimización sugiere que el proceso de diseño de parque eólicos emplazados en comunidades de altura, ya sea altiplano o zonas montañosas, debe incluir el efecto de la altitud en el modelamiento. Esto debido a que podría haber una sobrestimación de la producción y una subestimación de los costos de operación anual de los sistemas, lo que puede entregar la señal errónea de invertir en tecnología eólica en comunidades donde no es costo – efectiva. Esta sugerencia es extensible a todas las comunidades que habitan el altiplano de Bolivia, Chile y Perú.

América Latina, por lo tanto, cuenta con las condiciones necesarias para electrificar las zonas rurales desde la autogestión de las propias comunidades. Por un lado, ofrece una diversidad cultural campesino – indígena que alcanza a casi un quinto de la población, en que la comunidad es la institución por excelencia de la sociedad, y donde el trabajo comunitario es ley. Por otro lado, cuenta con una gran potencialidad de recursos naturales como se mostró en el caso de Chile: zonas húmedas que permiten la generación de energía hidroeléctrica, desiertos con el mejor potencial solar del mundo, bosques que permiten el manejo de biomasa, y costas y montañas con vientos de gran velocidad. Toda comunidad rural, indígena o no, cuenta con algún potencial renovable para generar energía eléctrica.

Finalmente, el desafío del desarrollo de la electrificación rural desde la autogestión está precisamente en la autogestión. Ya que a pesar de contar con las condiciones necesarias para emprender en proyectos de autoabastecimiento, éstas no son suficientes para

concretar el desarrollo. Es fundamental que los gobiernos de América Latina se hagan parte de esta problemática y tomen esta alternativa como suya, ya que sin el fomento y la instrucción de entidades externas a las comunidades, ya sean estatales o independientes, es muy difícil que la autogestión germine por sí sola.

En cuanto al aporte de este trabajo a las políticas públicas del área de planificación energética, es preciso destacar que será publicado en una coyuntura de discusión de la política energética chilena con miras al año 2050, encarnada en la Hoja de Ruta 2050, publicada por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. Los lineamientos de esta política, en cuanto a la relación con las comunidades, buscan fomentar la participación de las comunidades locales en los procesos de diseño de proyectos de desarrollo energético. En este sentido, es plausible plantear que esta participación debe llevarse a cabo en un proceso de autogestión, de modo de permitir que las comunidades incorporen su historia y cosmovisión en el diseño y planificación de los proyectos energéticos, y construyan así lazos de identificación y pertenencia con dichos proyectos. Esto con el objeto de respetar su identidad y tradiciones, que se configuran su cultura en su territorio mediante el aprovechamiento autónomo y sustentable de sus propios recursos naturales. Por otro lado, el catastro de comunidades aisladas y el análisis de factibilidad técnico – económica de instalar sistemas híbridos en dichas comunidades constituye un aporte significativo al objetivo de la mencionada hoja de ruta, ya que en la misma sección relación con las comunidades se plantea que en los casos en que comunidades deseen llevar adelante proyectos de desarrollo energético, se debe (por parte de las instituciones del Estado) identificar el potencial energético por fuente para cada comunidad interesada. Finalmente, el tercer aporte de este trabajo a las políticas públicas energéticas corresponde a la puesta en valor del modelamiento correcto del efecto de la densidad del aire en la producción de energía eléctrica, de modo de no subestimar costos, y así permitir a los planificadores destinar de manera eficiente los recursos.

8. TRABAJO FUTURO

De acuerdo con los resultados obtenidos del desarrollo de la investigación, el trabajo futuro requerido para darle viabilidad al proyecto se resume en las siguientes ideas:

1. Profundizar la investigación cualitativa del contexto de las comunidades aisladas chilenas con un equipo interdisciplinario, con el objetivo de lograr una caracterización sociológica de las comunidades que sea metodológicamente correcta, y que permita a su vez elaborar un marco regulatorio adecuado para hacer viable su aplicación en el contexto chileno.
2. Realizar un levantamiento en terreno de información relevante para caracterizar a las comunidades aisladas del país, catastrando información socioeconómica, cultural, y aspectos específicos de cada comunidad como el consumo eléctrico, las fuentes energéticas, actividades económicas, etc.
3. Simular el diseño óptimo del sistema híbrido para abastecer a una comunidad a partir de datos reales medidos *in-situ*, como las series de viento y perfiles de irradiancia solar, además de los costos del diesel en el lugar. También conocer los costos reales de los equipos y las implicancias técnicas de la micro red, tales como pérdidas por cableado, eficiencia de MPT, inversores, etc. Además, optimizar la operación del sistema para un año completo considerando las condiciones reales a las que se ve enfrentado el sistema que puedan afectar su operación.
4. Implementar el modelo en una comunidad real efectuando una capacitación en conceptos del sistema eléctrico, cooperativos, de autogestión, y evaluando su impacto en la capacidad de organización de los habitantes. Facilitar el proceso de diseño y elaboración del proyecto, y gestionar el financiamiento necesario para la construcción del sistema. Además, realizar un seguimiento de cómo la comunidad se relaciona y desenvuelve con el sistema, y cómo el acceso a la electricidad mejora su calidad de vida.

BIBLIOGRAFÍA

Abogabir, M. (2014). *Estudio de caso Chile. Convenio N° 169 de la OIT y la consulta a los pueblos indígenas en proyectos de inversión*. Santiago, Chile. Retrieved from <http://www.cpc.cl/wp-content/uploads/2014/10/141016EstudioCasoChileOITCapitulosI-II-III-IV.pdf>

Abogabir, M. (2015). El desafío de las relaciones interculturales: Pueblos indígenas y proyectos de energía. Retrieved November 19, 2015, from <http://www.revistaei.cl/columnas/el-desafio-de-las-relaciones-interculturales-pueblos-indigenas-y-proyectos-de-energia/>

Akella, a. K., Sharma, M. P., & Saini, R. P. (2007). Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(5), 894–908. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2005.06.006>

Alam Hossain Mondal, M., Kamp, L. M., & Pachova, N. I. (2010). Drivers, barriers, and strategies for implementation of renewable energy technologies in rural areas in Bangladesh—An innovation system analysis. *Energy Policy*, 38(8), 4626–4634. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.018>

Albornoz, P. (2015). A siete años de la ratificación del Convenio N°169 de la OIT... el derecho de consulta: desafíos en el fondo. Retrieved November 19, 2015, from <http://www.eldesconcierto.cl/pais-desconcertado/movimientos-sociales/2015/09/16/a-siete-anos-de-la-ratificacion-del-convenio-n169-de-la-oit-el-derecho-de-consulta-desafios-en-el-fondo/>

Alvial-Palavicino, C., Garrido-Echeverría, N., Jiménez-Estévez, G., Reyes, L., & Palma-Behnke, R. (2011). A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid. *Energy for Sustainable Development*, 15(3), 314–323. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2011.06.007>

Andrade, C. S., Rosa, L. P., & da Silva, N. F. (2011). Generation of electric energy in isolated rural communities in the Amazon Region a proposal for the autonomy and sustainability of the local populations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 493–503. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.052>

Banco Mundial. (n.d.). Datos de libre acceso del Banco Mundial: acceso abierto y gratuito a datos sobre desarrollo de los países en todo el mundo. Retrieved March 1, 2015, from <http://datos.bancomundial.org/>

Barry, M., & Chapman, R. (2009). Distributed small-scale wind in New Zealand: Advantages, barriers and policy support instruments. *Energy Policy*, 37(9), 3358–3369. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.006>

Boelens, R. (2007). Políticas aguadas y canalización del poder: Descentralización, gobiernos locales y reconocimiento de los derechos campesinos e indígenas. In W. Assies & H. Gundermann (Eds.), *Movimientos Indígenas y Gobiernos Locales en América Latina* (p. 378). San Pedro de Atacama: IIAM, Universidad Católica del Norte.

Bolivia. (2009). Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia. La Paz.

Buchholz, T., & Da Silva, I. (2010). Potential of distributed wood-based biopower systems serving basic electricity needs in rural Uganda. *Energy for Sustainable Development*, 14(1), 56–61. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2010.01.002>

Burke, B. J. (2010). Cooperatives for “fair globalization”? Indigenous people, cooperatives, and corporate social responsibility in the Brazilian Amazon. *Latin American Perspectives*, 37(6), 30–52. <http://doi.org/10.1177/0094582X10382098>

Bustos, C., Watts, D., & Ren, H. (2012). MicroGrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources. *IEEE Latin America Transactions*, 10(2), 1550–1562. <http://doi.org/10.1109/TLA.2012.6187599>

Cabaña, G., & Calcagni, M. (2013). *Rescatando la gestión comunitaria de recursos naturales. Un estudio de los comités de Agua Potable Rural en Chile*. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Campaña, P., Alfaro, C., González, C., Lozano, O., Mateos, O., Miños, J., ... Vergasta, P. (2005). *Desarrollo Inclusivo. Género en el Sector Rural*. Santiago: Progenero.

Carvajal, L., Poch, M., & Osorio, R. (2012). *Estudio identificación de localidades en condiciones de aislamiento 2012*. Santiago.

Chaurey, a., & Kandpal, T. C. (2010). A techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids. *Energy Policy*, 38(6), 3118–3129. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.052>

Chaurey, A., & Kandpal, T. C. (2010). Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(8), 2266–2278. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2010.04.005>

Chaurey, A., Ranganathan, M., & Mohanty, P. (2004). Electricity access for geographically disadvantaged rural communities—technology and policy insights. *Energy Policy*, 32(15), 1693–1705. [http://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00160-5](http://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00160-5)

Chile, U. de. (2012a). El Explorador Eólico 2012. Descripción y Manual de Uso. Santiago. Retrieved from http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/info/Documentacion_Explorador_Eolico_V2_Full.pdf

Chile, U. de. (2012b). Explorador de Energía Eólica. Retrieved June 12, 2015, from <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>

Chile, U. de. (2012c). Explorador de Energía Solar. Retrieved June 12, 2015, from <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>

Chile, U. A. de. (2013). *Evaluación de mercado de Biomasa y su potencial*. Valdivia.

CNE. (2010). *Estudio por muestreo de evaluación técnica de los sistemas de generación diesel de localidades rurales del país*. Santiago.

Comisión Nacional de Energía. (2015). *Reporte Mensual Sector Energético, Mayo 2015*. Santiago. Retrieved from <http://www.cne.cl/images/stories/estadisticas/raiz/Reportes Sector Ener/RMensual-2015Mayo.pdf>

CONADI. (2003). *Informe de la Comisión Verdad Histórica y Nuevo Trato con los Pueblos Indígenas*. (Pehuén, Ed.). Santiago.

Contesse, J., & Lovera, D. (2011). El Convenio 169 de la OIT en la jurisprudencia chilena: Prólogo del incumplimiento. *Anuario de Derecho Público UDP*. Retrieved from http://www.udp.cl/descargas/facultades_carreras/derecho/pdf/anuario/2011/06_Contesse_Lovera.pdf

Cook, P. (2011). Infrastructure, rural electrification and development. *Energy for Sustainable Development*, 15(3), 304–313. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2011.07.008>

Damianovic, N. (2005). *Estadísticas Sociales de los Pueblos Indígenas de Chile. Censo 2002*. Santiago, Chile.

Dávalos, P. (2005). Movimientos Indígenas en América Latina: el derecho a la palabra. In *Pueblos indígenas, estado y democracia*. Buenos Aires: CLACSO.

Deichmann, U., Meisner, C., Murray, S., & Wheeler, D. (2011). The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan Africa. *Energy Policy*, 39(1), 215–227. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.09.034>

Energética, U. de P. M. (2015). *Plan Energético Nacional. Colombia: Ideario Energético 2050*. Bogotá.

Fang, X., Misra, S., Xue, G., & Yang, D. (2012). Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey, 14(4), 944–980. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6099519&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel5%2F9739%2F5451756%2F06099519.pdf%3Farnumber%3D6099519>

Ferrer-Martí, L., Domenech, B., García-Villoria, a., & Pastor, R. (2013). A MILP model to design hybrid wind–photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries. *European Journal of Operational Research*, 226(2), 293–300. <http://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.11.018>

González Ríos, C. (2011). *Paraguay: Inversiones en Infraestructura de Servicios Básicos para Reducir la Pobreza*. Asunción.

Greatwatt. (n.d.). S-600 Aerogenerador Manual del Propietario. Retrieved from <https://www.yecoy.com/manuales/00060000000005.pdf>

Greer, M. L. (2008). A test of vertical economies for non-vertically integrated firms: The case of rural electric cooperatives. *Energy Economics*, 30(3), 679–687. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.08.001>

Gross, A. (1976). *Organizaciones cooperativas. Caracterización y Modelos*. (Departamento de Relaciones del Trabajo y Desarrollo Organizaciones Universidad de Chile, Ed.) (1st ed.). Santiago.

Hiremath, R. B., Kumar, B., Balachandra, P., Ravindranath, N. H., & Raghunandan, B. N. (2009). Decentralised renewable energy: Scope, relevance and applications in the Indian context. *Energy for Sustainable Development*, 13(1), 4–10. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2008.12.001>

Hiremath, R. B., Shikha, S., & Ravindranath, N. H. (2007). Decentralized energy planning; modeling and application—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(5), 729–752. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2005.07.005>

IBM. (2009). User 's Manual for CPLEX. Retrieved from ftp://public.dhe.ibm.com/software/websphere/ilog/docs/optimization/cplex/ps_usrmancplex.pdf

IEA. (2011). *Solar Energy Perspectives*. <http://doi.org/10.1787/9789264124585-en>

IEA. (2014). *World Energy Outlook - Electricity Access Database*.

Infante, N., & Pino, M. (2005). *Chile: Ciudades, pueblos, aldeas y caseríos*. Santiago, Chile.

Jamison, M. A. (2004). Rural electric cooperatives: a model for indigenous peoples' permanent sovereignty over their natural resources, 1.

Jiménez-estévez, B. G. A., Palma-behnke, R., & Ortiz-villalba, D. (2014). It Takes a Village: Social SCADA and Approaches to Community Engagement in Isolated

Microgrids, (august). Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6832818>

Kanase-Patil, a. B., Saini, R. P., & Sharma, M. P. (2010). Integrated renewable energy systems for off grid rural electrification of remote area. *Renewable Energy*, 35(6), 1342–1349. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2009.10.005>

Kaundinya, D. P., Balachandra, P., & Ravindranath, N. H. (2009). Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 2041–2050. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2009.02.002>

Kirubi, C., Jacobson, A., Kammen, D. M., & Mills, A. (2009). Community-Based Electric Micro-Grids Can Contribute to Rural Development: Evidence from Kenya. *World Development*, 37(7), 1208–1221. <http://doi.org/10.1016/j.worlddev.2008.11.005>

Liming, H. (2009). Financing rural renewable energy: A comparison between China and India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 1096–1103. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2008.03.002>

Llanos Proaño, J. del R. (2012). *Método para la generación de perfiles de demanda en comunidades aisladas y predicción de demanda de corto plazo, para micro-redes basadas en energías renovables*. Retrieved from <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/102768>

Lu, L., Yang, H., & Burnett, J. (2002). Investigation on wind power potential on Hong Kong islands—an analysis of wind power and wind turbine characteristics. *Renewable Energy*, 27(1), 1–12. [http://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00164-1](http://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00164-1)

Luna Pineda, F. (2011). Movimientos indígenas de América Latina. *Nuevamérica*, 130, 44–48.

Ministerio de Energía. (2014). Agenda de Energía.

Ministerio de Energía. (2015). *Hoja de ruta 2050. Hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile*. Santiago, Chile. Retrieved from <http://www.energia2050.cl/uploads/libros/hojaderuta.pdf>

Molina, A., & Rondanelli, R. (2012). Documentacion y Manual de Uso. Explorador del Recurso Solar en Chile. Santiago. Retrieved from http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/info/Documentacion_Explorador_Solar.pdf

Moraga Sariego, P. (2012). Las razones de la conflictividad del sector eléctrico: El caso de la consulta indígena. *Anuario de Derecho Público UDP*. Retrieved from

http://www.udp.cl/descargas/facultades_carreras/derecho/pdf/anuario/2012/19_Moraga.pdf

Nema, P., Nema, R. K., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 2096–2103. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2008.10.006>

Nogueira, C. E. C., Vidotto, M. L., Niedzialkoski, R. K., De Souza, S. N. M., Chaves, L. I., Edwiges, T., ... Werncke, I. (2014). Sizing and simulation of a photovoltaic-wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 151–157. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.071>

OIT. (1989). *Convenio N° 169 Sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes*. Ginebra.

Olatomiwa, L., Mekhilef, S., Huda, a. S. N., & Ohunakin, O. S. (2015). Economic evaluation of hybrid energy systems for rural electrification in six geo-political zones of Nigeria. *Renewable Energy*, 83, 435–446. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.057>

ONU. (2014). *Demographic Yearbook 2013*.

Planeación Departamento Nacional de Planeación. (n.d.). *Bases Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018*. Colombia.

Pulfer, J.-C. (2005). *Diagnóstico del sector energético en el área rural de Paraguay*.

Ranaboldo, M., Lega, B. D., Ferrenbach, D. V., Ferrer-Martí, L., Moreno, R. P., & García-Villoria, A. (2014). Renewable energy projects to electrify rural communities in Cape Verde. *Applied Energy*, 118, 280–291. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.043>

Romero, H., Iturriaga, J., Astorga, E., Traub, W., González, C., Rodrigo, P., & Cea, D. (2015). *Levantamiento de antecedentes para apoyar el diseño de un proyecto de ley de asociatividad - Informe final*. Santiago, Chile.

Rural, D. G. de E. (2014). *Plan Nacional de Electrificación Rural 2015-2024*. Lima.

Santana, C., Falvey, M., Ibarra, M., & García, M. (2014). *Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Santiago.

Schnitzer, D., Lounsbury, D. S., Carvallo, J. P., Deshmukh, R., Apt, J., & Kammen, D. (2014). *Microgrids for Rural Electrification: A critical review of best practices based on*

seven case studies. Retrieved from http://energyaccess.org/wp-content/uploads/2015/07/MicrogridsReportFINAL_high.pdf

Schreuer, A., & Weismeier-sammer, D. (2010). *Energy cooperatives and local ownership in the field of renewable energy technologies : A literature review*. Retrieved from <http://epub.wu.ac.at/2897/>

Sharma, D. C. (2007). Transforming rural lives through decentralized green power. *Futures*, 39(5), 583–596. <http://doi.org/10.1016/j.futures.2006.10.008>

Silva Herran, D., & Nakata, T. (2012). Design of decentralized energy systems for rural electrification in developing countries considering regional disparity. *Applied Energy*, 91(1), 130–145. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.09.022>

Ubilla, K., Jiménez-estévez, G. A., Member, S., Hernández, R., Reyes-chamorro, L., Member, S., ... Palma-behnke, R. (2014). Smart Microgrids as a Solution for Rural Electrification : Ensuring Long-Term Sustainability Through Cadastre and Business Models, 1–9. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6841621>

UNDP. (2014). *Human Development Report 2014*.

Van Els, R. H., de Souza Vianna, J. N., & Brasil, A. C. P. (2012). The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1450–1461. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.031>

Vanek, J. (1971). *La economía de participación. Hipótesis de evolucion y estrategia para el desarrollo*. (1a ed.). Buenos Aires: Amorrortu editores.

Velasco, L. F., Gonnet, M., López, J. F., & Rivera, R. A. (2005). Acción colectiva y organizaciones campesinas. In G. Gordillo, R. A. Rivera, & J. F. López (Eds.), *Desafíos para el desarrollo rural en América Latina y el Caribe* (p. 233). Santiago: Oficina Regional de la FAO para ALyC.

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. (2013). *Memoria 2012 - 2013. Programa Electricidad para Vivir con Dignidad*. La Paz.

Watts, D., Valdés, M. F., Jara, D., & Watson, A. (2015). Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1037–1051. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.201>

Xu, Z., & Chowdhury, S. (2013). A review of rural electrification through micro-grid approach: South African context. *Power Engineering Conference (UPEC)*, ..., 1–6. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6714883

Yadoo, A., & Cruickshank, H. (2010). The value of cooperatives in rural electrification. *Energy Policy*, 38(6), 2941–2947. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.031>

Yang, H., Wei, Z., & Chengzhi, L. (2009). Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Applied Energy*, 86(2), 163–169. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.03.008>

ANEXOS

ANEXO A. CATASTRO DE COMUNIDADES AISLADAS. ANÁLISIS Y MÉTODO DE CONSTRUCCIÓN DE BASE DE DATOS DE LOCALIDADES AISLADAS GEORREFERENCIADAS (LAG)

Insumos

1. Base de datos de Poblados Chile (BPC)

Según se informa en el Catálogo de Datos Públicos del Gobierno de Chile (datos.gob.cl), la base es responsabilidad del Ministerio de Defensa Nacional, específicamente del Instituto Geográfico Militar. El día 15 de mayo de 2015 se solicitó la información mediante Ley de Transparencia. La base de datos cuenta con 14.951 entradas (n).

Campos

La base de datos de Poblados de Chile contiene los siguientes campos:

- Nombre (Poblado)
- Categoría
- Código Región (COD_REG)
- Nombre Región (NOM_REG)
- Código Provincia (COD_PROV)
- Código Comuna (COD_COM)
- Nombre Comuna (NOM_COD)
- Código Distrito (COD_DIS)
- Nombre Distrito (NOM_DIS)
- Identificador (ID)
- Coordenadas UTM, Huso 18 Sur

Las Coordenadas UTM fueron convertidas en Cartesianas utilizando la función de Matlab “utm2deg.m” desarrollada por Rafael Palacios, 2006.

Cualidades

La única falencia de la base consiste en que los nombres de las localidades tienen alterados los caracteres especiales, como vocales con tilde, ‘ñ’, etc.

2. Base de datos Estudio Identificación de Localidades en Condiciones de Aislamiento 2012 – SUBDERE (BSubdere)

Esta base de datos corresponde a la información utilizada en el estudio indicado para calcular los índices de aislamiento del país. Fue conseguida en soporte de disco compacto mediante Ley de Transparencia, solicitud N°AB002W-000067 del 1-12-2014. De este documento se puede desprender qué localidades del Chile están en condición de aislamiento, con un índice menor a cero (como se puede desprender del informe del mismo nombre). La base de datos cuenta con 36.053 datos (m).

Campos

- Gid (Identificador Correlativo)
- Id (Código de 6 dígitos en la mayoría de los casos)
- o_cut_sede (Código Único Territorial sede)
- cut_loc (Código Único Territorial localidad)
- cut_zurb (Código Único Territorial zona urbana)
- Territorio
- cut_2010 (Código Único Territorial 2010)
- cut_reg_20 (Código Único Territorial Regional 2010)
- macro_zona
- tot_pob (Población Total)
- t_banco_1 (*)
- t_banco_2_3 (*)
- t_banco_4_m (*)
- t_ciudad (*)
- t_cap_prov (*)
- t_cap_reg (*)
- t_sede_com (*)
- nom_com (Nombre Comuna)
- nom_loc (Nombre Localidad)

- i_b_1 (*)
- i_b_2_3 (*)
- i_b_4 (*)
- i_ciudad (*)
- i_cap_prov (*)
- i_cap_reg (*)
- i_sede_com (*)
- i_hab (*)
- t_s_pri (*)
- t_s_urg (*)
- t_s_hbc (*)
- t_s_hmc (*)
- t_s_hac (*)
- i_s_pri (*)
- i_s_urg (*)
- i_s_hbc (*)
- i_s_hmc (*)
- i_s_hac (*)
- t_e_parv (*)
- t_e_basica (*)
- t_e_media (*)
- i_e_parv (*)
- i_e_basica (*)
- i_e_media (*)
- i_integracion (*)

- i_aislam_estruct (*)³⁰
- i_aislamiento (Índice de Aislamiento)
- rank_macrozona
- rank_region
- i_aislam_comuna
- i_aisl_loc_com (Índice de Aislamiento Localidad)
- cod_prov (Código Provincia)
- nom_prov (Nombre Provincia)

Cualidades

Los archivos están ordenados por zonas geográficas, los nombres de las localidades se encuentran escritos en letras mayúsculas sin tildes. Una deficiencia es que no todas las localidades tienen su índice de aislamiento calculado.

Construcción de Base de Datos de Localidades Aisladas

A partir de los insumos descritos en la sección anterior, se construirá la base de datos con la que se desarrollará la investigación. Esta base de datos debe contener un listado de localidades aisladas georreferenciadas y con información demográfica, por lo que las variables de decisión son:

- Índice de Aislamiento menor a 0
- Población conocida
- Coordenadas Cartesianas conocidas

Preparación de Base de Poblados Chile

Como se indicó anteriormente, la falencia de esta base consiste en que los nombres de las localidades tienen reemplazados sus caracteres especiales por símbolos extraños. A continuación se muestra un ejemplo:

³⁰ (*) Campos correspondientes al cálculo de los índices de aislamiento. El campo más importante para este trabajo es el Índice de Aislamiento Local.

La localidad “Asentamiento Alberto Jordán” aparece inscrita como “Asentamiento Alberto Jordßn”, por lo que podemos intuir que la letra “á” es reemplazada por el símbolo “ß”.

A continuación se muestra el listado de letras y sus respectivos símbolos:

- Ú = é, 1279 reemplazos
- ß = á, 3447 reemplazos
- ± = ñ, 2592 reemplazos
- ¾ = ó, 2118 reemplazos
- Ý = í, 10606 reemplazos
- Ð = ñ, 1210 reemplazos
- · = ú, 293 reemplazos

Considerando lo anterior, se generó un nuevo archivo “PobladosChile_V02.xlsx” en el que se reemplazaron los símbolos por sus respectivas letras sin tilde, y la letra ñ por la n.

Preparación de Base SUBDERE

Como se indicó anteriormente, las variables de selección de esta base son que la población sea conocida y que la localidad sea aislada ($i_aisl_loc_com < 0$). Por otro lado, hay gran cantidad de campos que no son de nuestro interés. Luego, se creó una nueva planilla DATOS ESTUDIO_PDLA_2012_V02.xlsx la cual contiene los siguientes campos:

- Gid
- territorio
- cut_2010
- cut_reg_20
- macro_zona
- tot_pob
- nom_com
- nom_loc
- i_aisl_loc_com
- cod_prov
- nom_prov

La nueva planilla fue filtrada por comunidades con $i_aisl_loc_com < 0$, quedando con un nuevo m' de 4.862 muestras.

Cruce de Bases

Se creó el documento “Planilla de Cruce V01.xlsx”, en el que utilizando la función ‘buscarv’ del programa Excel se encontró las coincidencias de la planilla BSubdere en BPC, debido a que $m' < n$. Para ello se creó para cada entrada un ID que asocia el nombre de la localidad con el nombre de la comuna, por ejemplo el caso “Pisarata_Putre” que corresponde a la localidad de Pisarata en la comuna de Putre. La nueva planilla, denominada cruce contiene los siguientes campos:

- ID Bsubdere
- ID BPC
- Nombre
- Region
- Provincia
- Comuna
- CUT Comunal 2010
- Población
- I. Aislamiento
- Lat°
- Lon°

Cabe destacar que esta planilla no es la base de datos definitiva ya que tiene m' entradas, dentro de las cuales algunas están vacías, es decir, no hay coincidencia. Posteriormente se construyó una nueva Base de Datos llamada “Localidades Aisladas Georef_V01.xlsx”, la que corresponde a la misma planilla anterior, pero que contiene únicamente los casos coincidentes. Cabe destacar que de estos casos, no todos cuentan con el dato de población.

Finalmente, el ‘ n ’ base con el que trabajaremos corresponde a 2.753 entradas correspondientes a localidades aisladas de Chile georeferenciadas.

Resumen Construcción de Base de Datos LAG

- Dos bases de datos originales como insumo:

- Base de datos de Poblados geolocalizados
- Base de datos de Poblados Chile (BPC)
 - Localidades, información político – administrativa detallada, coordenadas cartesianas
 - Strings dañados
 - $N = 14.951$
- Base de datos Poblados Aislados
- Base de datos Estudio Identificación de Localidades en Condiciones de Aislamiento 2012 – SUBDERE (BSubdere)
 - Localidades, procedimiento cálculo Índice Aislamiento, Índice de Aislamiento, población, información político – administrativa no detallada
 - No todas las localidades tiene I. Aislamiento Calculado
 - Sin geolocalizacion
 - $M = 36.053$
- BSubdere fue filtrada por las entradas que tenían I. Aislamiento negativo (lo que indica que la comunidad es aislada)
 - $M' = 4.862$
- Se realizó el cruce buscando coincidencias de BSubdere en BPC
 - Se encontraron 2.753 coincidencias
- Base Final: Localidades aisladas geolocalizadas, pero sabemos que más de la mitad de las aisladas no tiene localización.
 - Localidades Aisladas Georef (LAG)
 - $N = 2.753$

Filtro #1: Población Indígena

Se filtró la base de datos LAG según el porcentaje de población indígena de cada comuna. Para ello, se construyó una tabla con los porcentajes de población indígena de cada comuna del país a partir del documento “Estadísticas Sociales de los Pueblos Indígenas en Chile, Censo 2002”, publicado en el año 2002 por el INE.

Cabe destacar que dicho documento contempla las comunas de Chile hasta el año 2002, es decir, no contempla las comunas de Alto Hospicio (I Región), Hualpén (VIII Región), Alto Biobío (VIII Región) y Cholchol (IX Región), mientras que la base de datos BSubdere y BPC si las contemplan. Para resolver este problema, se le asignó a estas comunas el porcentaje de población indígena de la comuna de origen, es decir: a la comuna Alto Hospicio se le asignó el valor de la comuna de Iquique, a la comuna de Hualpén se le asignó el valor de la comuna de Talcahuano, a la comuna de Alto Biobío se le asignó el valor de Santa Bárbara, y a Cholchol se le asignó el valor de Nueva Imperial.

El filtro se aplicó a la base de datos LAG, creándose el nuevo archivo “Localidades Aisladas Georef_V02.xlsx” con un “n” de 634 muestras.

Filtro #2: Eliminación de entradas repetidas

En la base de datos existen repeticiones de entradas. Algunas localidades salen repetidas, apareciendo en dos comunas cercanas, otras salen repetidas con distintas poblaciones. En el primer caso, se seleccionó la entrada con su comuna correcta, mientras que en la segunda se seleccionó la que tuviera una mayor población. Con este filtro se llegó a un “n” de 609 entradas.

Filtro #3: Población mayor a 5 habitantes

Se descartó a todas las localidades con una población menor a 5 habitantes, debido a que no es lógico generar soluciones para localidades con tan baja densidad de población. Esto se realizó en un nuevo documento llamado “Localidades Aisladas Georef_V03.xlsx”.

En este nuevo documento también se descartaron las localidades de las que se tiene certeza cuentan con un sistema diesel instalado y operando, información que se obtuvo del informe “Estudio por muestreo de evaluación técnica de los sistemas de generación diesel de localidades rurales del país”, Comisión Nacional de Energía 2010. El nuevo “n” de la base de datos es de 345 entradas. Las localidades fueron ordenadas por recurso predominante, asociando las comunidades del norte del país con el recurso solar y las comunidades del sur con el recurso eólico.

Filtro #4: Chequeo de datos Geoespaciales

Se generaron dos archivos “.kml” mediante los cuales se importó la base de datos a la plataforma *Google Earth*, dividiendo la información según recurso: “Conversion LAG03 Solar.kml” y “Conversion LAG03Wind.kml”. Estos archivos fueron cargados en la plataforma, y las coordenadas plasmadas en el mapa fueron cotejadas de manera visual en un nuevo documento llamado “Localidades Aisladas Georef_V04.xlsx”.

En dicho documento se registró en las planillas LAG_V03 Solar y LAG_V03 Eolico, la precisión de los datos geoespaciales para las localidades de norte y sur respectivamente. Se crearon los campos “Gis representa Localidad”, con entradas SI y NO, “Lat° Nuevo” y “Lon° Nuevo” en los que se indican las coordenadas nuevas en el caso que correspondió una precisión. El último campo creado fue “Disperso/Concentrado/No-Aislado” que indica la disposición geográfica de la localidad, Dispersa (D) o Concentrada (C), y si está muy cerca de una gran localidad (N). La planilla “LAG_V03_Recurso Sin Actualizar” contiene el resumen de todas las localidades incorporando la revisión anterior.

Se creó un nuevo documento “Localidades Aisladas Georef_V05.xlsx”, en el que se actualizaron los datos anteriores. La planilla “LAG_V03_Recurso Actualizado” contiene sólo las localidades con representación GIS correcta, clasificadas por recurso.

Finalmente, en la planilla “LAG_V03_Final” del archivo “Localidades Aisladas Georef_V06.xlsx” está la base de datos final desarrollada en este trabajo.

ANEXO B. PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

En este anexo se presenta la revisión de política pública sobre electrificación rural en los países de América Latina. Estas políticas fueron desarrolladas por los gobiernos nacionales e instituciones afines, y en muchos casos apoyados por instituciones internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o la Organización de Estados Americanos (OEA), que apuntaron a la universalización del servicio, varias de éstas surgidas a raíz del retraso en que se encontraban los países en materia energética para la celebración de los 200 años de independencia. En la Tabla B-1 se resumen los programas de electrificación rural aplicados en Sudamérica entre los años 90' y la actualidad.

Bolivia

Para el año 2005, después de 20 años de las reformas neoliberales, Bolivia se encontraba con un bajo crecimiento del PIB per cápita, mayor pobreza y menores oportunidades de desarrollo. En ese contexto el año 2006, durante el primer mandato del Presidente Evo Morales, se diseñó una nueva estrategia de desarrollo enmarcada en el “Plan Nacional de Desarrollo: Bolivia digna, soberana, productiva y democrática para vivir bien”, que consideró lineamientos estratégicos para el período 2006 – 2011. En dicho plan se consideraron políticas públicas para todos los sectores, siendo uno de ellos el sector eléctrico.

La política de desarrollo para el sector se enmarcó en el programa denominado “Electricidad para Vivir con Dignidad”, cuyo principal objetivo era “incrementar la cobertura de electrificación para promover la universalización del servicio (...), desarrollando la electrificación rural como política de prioridad nacional”. Para ese momento, el nivel de acceso a la electricidad rural no superaba el 33%, mientras que del total del país, menos de un 78% accedía al servicio. El objetivo propuesto buscaba

alcanzar la cobertura total para el año 2025³¹, con estrategias que consideraban extender líneas de transmisión, extender y densificar las redes eléctricas, uso de energías renovables y el uso social y productivo de la energía.

El programa incluyó 4 sub programas:

- Programa de Electrificación Rural PER-BID:
Financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo, quien prestó USD 60 millones, el proyecto permanece en ejecución para el período 2011 – 2016, y considera implementar la expansión de redes Dx y Tx, antes mencionadas.
- Proyecto Electricidad Descentralizada para el Acceso Universal (EDAU-GPOBA):
Financiado por Global Partnership Output Based AID, que donó USD 5,175 millones. Se entregaron, durante el período 2012 – 2013, 7564 Sistemas PV *stand alone* a comunidades rurales aisladas, y 136 a Unidades Educativas
- Programa Energías Renovables KfW:
Proyecto en desarrollo hasta el año 2018, busca construir al menos 6 microcentrales hidroeléctricas antes del 2015 en zonas rurales alejadas del Sistema Interconectado Nacional, y la construcción de redes aisladas operadas por empresas concesionarias. Para 2013 ya había tres proyectos en funcionamiento: Pucará (100 kW, Dpto. de Santa Cruz), MallkuVilla Mar (28,8 kW, Depto. De Potosí) y Kanamarca (28 kW, Depto. De La Paz) que abastecen a 581 familias.
- Programa Euro-Solar en Bolivia:
Proyecto que benefició a 5566 familias bajo el financiamiento de la UE, quien donó € 2.906 millones. Proporcionó a 59 comunidades rurales de Bolivia una fuente energética alternativa de uso comunitario (PV-eólico) para alimentar sistemas compuestos de equipos informáticos, sistemas de telecomunicaciones, iluminación de las instalaciones comunitarias, potabilización de agua y almacenamiento. Durante el programa, además de la instalación de los sistemas,

³¹ Memoria Programa Electricidad para Vivir con Dignidad, Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Ministerio de Energía e hidrocarburos, Bolivia, 2013.

se crearon comités locales y se elaboraron manuales en idiomas nativos. Además se diseñaron cursos de capacitación.

Gracias a esta política, se logró incrementar la cobertura de suministro en zonas rurales hasta un 66% para el año 2012, lo que equivale a 1.157.612 usuarios sin cobertura, llegando la cobertura total hasta un 88% con un crecimiento sostenido, como se aprecia en el siguiente gráfico.

Brasil

El sistema eléctrico brasileño es eminentemente hidroeléctrico, con una producción de origen hídrico que alcanza un 72%. Con dicho modelo se alcanzó en el año 2010 un nivel de acceso al servicio de casi un 99%, a pesar de ello los asentamientos ubicados en el norte del país tienen un acceso al servicio significativamente menor, comparado con otras áreas. En Brasil, el 90% de las familias que no tienen acceso a la electricidad tienen un ingreso equivalente a menos de un tercio del ingreso mínimo.³²

Hay ciertas características que deben ser consideradas para la electrificación en áreas rurales de Brasil:

- La gran dispersión espacial aumenta la dificultad en términos logísticos, tiempo y costo de transporte, acceso a servicios de comunicación, lo que perjudica la viabilidad de la inversión privada.
- La no integración a la economía formal, complicando la difusión de bienes y servicios hacia y entre las comunidades.
- Bajos índices de desarrollo humano, con limitados servicios públicos
- Habitantes rurales de bajo ingreso tienen patrones de consumo bajos, lo que permite bajo retorno de inversión
- Costos de mantención de luminarias en que deben incurrir las concesionarias, aumentan por las largas distancias cubiertas.

³² La información de este documento fue obtenida de (Andrade et al., 2011)

Varios programas públicos diseñados para asegurar el acceso universal a la electricidad en áreas rurales han sido aplicados, todos con resultados modestos en las áreas aisladas de la Amazonía. El Programa Luz para Todos está aun en desarrollo (2011):

Programa de Desarrollo Energético para Estados y Municipalidades – Prodeem:

Establecido en 1994 por el Ministerio de Minas y Energía, con el objetivo principal de abastecer a las comunidades rurales no conectadas a la red de distribución. Operaba vía sistemas de generación descentralizados basados en recursos renovables, entregando electricidad a escuelas, centros de salud e instalaciones comunitarias. Incluyó tecnologías PV, eólica, minihidro y biodigestores. Fueron instalados 5,2 MWp PV entre 1996 y 2002, y se distribuyeron 8700 sistemas PV *stand alone*. A pesar de lo anterior, el programa acumuló una serie de problemas administrativos, entre los que se cuenta la pérdida de gran cantidad de sistemas por falta de preparación.

Programa Nacional de Electrificación Rural – Luz no Campo:

El programa Luz no Campo fue lanzado en 1999, con la misión de incrementar el nivel de electrificación de las zonas interiores, como medio para establecer condiciones básicas para la expansión agrícola y para contribuir al desarrollo socioeconómico de dichos sectores. El objetivo del programa era abastecer de electricidad a cerca de un millón de viviendas y propiedades rurales entre 2000 y 2003, beneficiando así a cerca de cinco millones de habitantes en zonas rurales que no utilizaban electricidad en el hogar o en su producción agrícola, mediante la expansión de la red pagadas mediante financiamiento de largo plazo por los usuarios. Se realizaron 630.000 conexiones en el período mencionado.

Programa Nacional para el Acceso Universal y Uso de la Electricidad – Programa Luz para Todos (PLPT):

Establecido en 2003, su objetivo era otorgar suministro a todas las viviendas y establecimientos rurales para el año 2010, sin cargo al consumidor. Con esto se buscaba atender las necesidades de 12 millones de brasileños sin acceso al servicio, enfocándose en la calidad del servicio, y definiendo las siguientes prioridades:

- Asentamientos rurales, Quilombolas (asentamientos históricos fundados por esclavos escapados y liberados), Tierras de Indígenas,

- Comunidades afectadas por represas hidroeléctricas,
- Municipalidades donde el acceso a la electricidad es menor a un 85%,
- Municipalidades con bajo IDH,
- Escuelas públicas, centros de salud y pozos acuíferos, y
- Proyectos de electrificación rural dirigidos a la demanda colectiva.

Se destinó un presupuesto de R\$13 billones para el programa, el que provocó un impacto positivo en las poblaciones rurales cubiertas por el PLPT, aumentando en un 44,1% la compra de televisores, un 35,7% de aumento en las compras de refrigeradores y un 27,7% de aumento en las compras de radios. Además, los centros de salud han sido equipados con equipos de refrigeración, permitiéndoles almacenar vacunas, y la electricidad ha permitido a los colegios impartir clases en horarios sin luz natural, y el acceso a computadores. Según el Ministerio de Minas y Energía, entre 2003 y 2009 el PLPT iluminó a cerca de 10 millones de brasileños, utilizando 600.000 transformadores, 3,9 millones de postes y 750.000 km de líneas.

En las zonas rurales del norte la tarea es mucho más difícil. Los problemas logísticos provocados por las largas distancias y las dificultades de acceso son agravadas por el clima tropical de la región, que lleva a algunas áreas a estar completamente aisladas del resto del continente en la temporada húmeda comprendida entre noviembre y abril. Por lo mismo, en la región interior del Amazonas el costo de conexión por vivienda alcanza los R\$10.000, situación agravada por la alta de no pago por parte de los consumidores. Debido a estas dificultades, el PLPT no ha podido alcanzar las metas establecidas para el año 2010.

Chile

La electrificación rural, como política pública en Chile, tiene su hito más importante, y podríamos decir que su punto de inicio, en el Programa Nacional de Electrificación Rural, creado en el año 1994 por el Gobierno de Chile, como parte de la estrategia para superar la pobreza, elevar la calidad de vida de los sectores rurales e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país.³³ Según datos de la Comisión

³³ http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/04_Programas/PER/introduccion.html

Nacional de Energía (CNE)³⁴, el año 1992 el índice de cobertura eléctrica rural alcanzaba sólo el 53% del total de la población, abarcando 270000 viviendas abastecidas.

El programa estaba dirigido a que las viviendas rurales sin energía eléctrica de sectores pobres alcanzaran el servicio eléctrico, con la meta de que al año 2006 todas las regiones del país tuvieran, al menos, un 90% de cobertura.³⁵ La forma de lograr el objetivo fue mediante dos componentes, una orientada a la electrificación de viviendas rurales por extensión de redes y por autogeneración, y la segunda enfocada en el fortalecimiento institucional, capacitación de los actores involucrados en el proceso de desarrollo de los proyectos. Esta segunda componente fue incorporada en 2004.

El efecto del PNER salta a la vista, considerando que la cobertura en zonas rurales avanzó de un 53% a un 88% en el período 1992 – 2002, llegando a un 93% en 2007 y finalmente alcanzando el 96% de cobertura en 2010, que lo ubica como el tercer país con mayor cobertura eléctrica en Sudamérica.³⁶

A pesar de los logros del programa, para el año 2010 cerca de 90.000 personas no tenían acceso al servicio. Es por ello que en el marco de la discusión pública sobre la Política Energética 2050, cuyos lineamientos se establecen en la Agenda de Energía publicada por el Ministerio de Energía en el año 2014, el Gobierno ha reafirmado la política de subsidios para completar la universalización del servicio en zonas apartadas.

Ello se establece en el Eje 3 de dicha agenda, sección 5, donde se enuncia lo siguiente:

“5. Desarrollaremos, en conjunto con las regiones y comunas, planes especiales para zonas extremas o aisladas

5.1 Reduiremos en un 50% las familias que en Chile no tienen suministro eléctrico.

En conjunto con la Subsecretaría de Desarrollo Regional y el Ministerio de Desarrollo Social, desarrollaremos durante el período de Gobierno los proyectos de energía que se requieran para que al año 2018 hayamos cubierto a diez mil de los veinte mil hogares

³⁴

http://www.cne.cl/images/stories/programas/02%20per/3.1.4.1_Evolucion_Cobertura_Nacional_Intercensal_OK.pdf

³⁵ Informe Final Programa de Electrificación Rural, Ministerio del Interior, Comisión Nacional de Energía y Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, Santiago, Chile, Junio 2005.

³⁶ Datos de la CNE, publicados en su sitio web. <http://www.cne.cl/component/content/article/44-02-per/405-resultado-de-programa>

que aún no tienen suministro eléctrico, con un trabajo participativo en las soluciones que se implementen.

5.2 Aseguraremos que el 100% de las escuelas y postas públicas aisladas y rurales del país cuenten con suministro eléctrico permanente al año 2017.

5.3 Desarrollaremos un programa de energías renovables para resolver los problemas de suministro eléctrico de comunidades indígenas a lo largo del país.

Dicho proyecto contará con un proceso participativo especial de identificación de la solución más adecuada, tomando en consideración sus prioridades y cosmovisión.”

Éstos proyectos, como se indica, está siendo desarrollados por la Subdere en el marco del Programa de Energización³⁷, y consisten en proyectos aislados que pueden ser presentados por cualquier persona, y que son financiados con recursos del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR)³⁸ y recursos del Ministerio de Desarrollo Social mediante el Sistema Nacional de Inversiones.³⁹ Por otro lado, el objetivo de cobertura eléctrica a escuelas y postas públicas, está siendo llevado adelante por la División de Acceso y Equidad Energética (DAEE) del Ministerio, desde el año 2011.

Colombia

Para el año 2012, un 2,9% de la población colombiana no tenía acceso a la electricidad, lo que correspondía a un 0,3% de la población urbana y un 10,9% de quienes habitan en zonas rurales. Esta última cifra equivale a 1,2 millones de personas, siendo Colombia el tercer país de Sudamérica con mayor cantidad de personas sin acceso a la electricidad.

Si bien el acceso al servicio marca una tendencia de crecimiento en los últimos años, el bajo nivel de electrificación rural se explica por la compleja geografía y gran dispersión de consumos en el país⁴⁰. Según se estima en el Plan Nacional de Desarrollo 2014 –

³⁷ <http://www.subdere.gov.cl/programas/divisi%C3%B3n-desarrollo-regional/programa-de-energizaci%C3%B3n>

³⁸ <http://www.subdere.cl/documentacion/caracter%C3%ADsticas-del-fondo-nacional-de-desarrollo-regional-fndr>

³⁹ <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/evaluacion/ex-ante/requisitos/>

⁴⁰ Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014 – 2018 (Versión Preliminar para Discusión), Departamento Nacional de Planeación, Colombia, 2014. p.: 173. Documento disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Bases%20Plan%20Nacional%20de%20Desarrollo%202014-2018.pdf>

2018, para lograr la universalización del servicio se incurriría en un costo por usuario que alcanzaría los USD 4000.

Ahora bien, existe en Colombia el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC), elaborado periódicamente por la Unidad de Planeamiento Minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía, el cual define necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura para extender la cobertura. En el PIEC del año 2013 se estimó que existen 470.000 viviendas sin servicio eléctrico, de las cuales 55.800 no son interconectables al Sistema Interconectado Nacional o a las Zonas No Interconectadas⁴¹. En este documento se indica, también, que a pesar de las recomendaciones de energización rural se han desarrollado primordialmente proyectos de electrificación rural en las ZNI con poco éxito debido la baja sostenibilidad de los mismos⁴².

Para hacer los proyectos de electrificación más sustentables, el Plan de Energización Nacional del año 2015 informa que la UPME ha definido una metodología llamada Planes de Energización Rural Sostenible. Esta es una metodología multiobjetivo para la evaluación de alternativas energéticas que considera variables socioeconómicas, como la productividad asociada a éstos de modo que los usuarios tengan la capacidad de pago suficiente para mantener los sistemas eléctricos. Un objetivo de esta política es que en el mediano y largo plazo los proyectos permitan que los sectores más apartados tengan niveles adecuados de confiabilidad, para el cual se plantean las microrredes como alternativa viable.⁴³ El financiamiento de los programas de energización se realiza mediante impuesto captados de los usuarios con mayores ingresos y Transferencias desde el presupuesto General de la Nación⁴⁴.

⁴¹ Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013, Unidad de Planeación Minero Energética, MinMinas, Colombia, 2013. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf

⁴² Plan de Energético Nacional. Colombia: Ideario Energético 2050. UPME, MinMinas, Colombia, 2015. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf

⁴³ PEN 2050, op. cit.

⁴⁴ Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014 – 2018, op. cit.

Paraguay

El sector eléctrico paraguayo es regido por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), institución autárquica de la administración pública y creada el año 1949, que posee de manera monopólica los sectores de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Respecto de la electrificación, podemos hablar de que el proceso comenzó efectivamente en la década de los 90', con la expansión de líneas de MT ejecutada por la ANDE, y la implementación de tres medidas:

- Sistema de Autoayuda: Consiste en un programa diseñado para zonas rurales de baja densidad poblacional, donde el estudio de costo-beneficio para la electrificación presenta muy baja rentabilidad. Se comenzó a aplicar en el año 1991, y consiste en que, tras el manifiesto interés de las comunidades de contar suministro eléctrico, la ANDE aporta la ingeniería y los materiales eléctricos, mientras que la comunidad se compromete a aportar con la mano de obra y materiales para los postes. En el período 1991 – 1997, el programa permitió la conexión de 107.520 usuarios, y en el período 2001 – 2005, 7.277 (Pulfer, 2005).
- Plan Nacional de Electrificación: Ningún Paraguayo a Oscuras en el Año 2000: Este programa, lanzado en 1993, buscaba lograr la cobertura eléctrica total mediante la expansión de las redes del SIN y mediante recursos no renovables en zonas alejadas. Debido a problemas de financiamiento, el programa no logró su objetivo de cobertura y además se centró en la expansión del sistema interconectado (Pulfer, 2005).
- Tarifa Social: Existe desde 2003, pero se rige por la Ley N°3480/08, y consiste en una tarifa diferenciada focalizada en los usuarios con escasos recursos otorgando descuentos en la cuenta según nivel de consumo (González Ríos, 2011).

Además de dichas estas políticas, la ANDE implementó en el período 2003 – 2008 el Plan de Electrificación a Corto Plano, que buscaba conectar a más de 30.000 usuarios mediante extensión de las redes del SIN y bajo el formato de autoayuda. También

desarrolla hasta la actualidad un programa de Electrificación de Comunidades Indígenas, que busca dar suministro básico a comunidades locales, y hasta la actualidad se cuenta con información de un proyecto realizado en Nueva Asunción, Departamento de Boquerón⁴⁵.

En cuanto a electrificación mediante sistemas descentralizados, la ANDE desarrolló en 2002 un proyecto en la localidad de Puerto 14 de Mayo, correspondiente a una comunidad indígena de la etnia Ybytosó, de 68 habitantes, en la que implementaron sistemas PV *stand alone*, gracias al financiamiento de la Embajada de Gran Bretaña en Paraguay (Pulfer, 2005).

Adicionalmente, durante la década pasada se desarrollaron proyectos de electrificación rural fomentados por instituciones internacionales. Este es el caso de los dos proyectos organizados por la OEA, en conjunto con otros países de la región, que tenían como objetivo mejorar la calidad de vida de las personas y promover el desarrollo de actividades productivas. Éstos fueron “Energización de Centros Comunitarios Rurales” (SEDI/AICD/AE N°071/01) llevado a cabo entre 2001 y 2003, y “Energización Sustentable en Comunidades Rurales Aisladas con Fines Productivos” (SEDI/AICD/AE N°204/03) en el período 2004 – 2006 (Pulfer, 2005).

Estas políticas y proyectos permitieron que la electrificación nacional del Paraguay aumentara desde un 89,9% en 1990 a un 97% hacia fines de la década del 2000. Mientras, que el nivel de electrificación rural se haya incrementado desde un 77,8% a un 98,3% en el período 2002 – 2012⁴⁶.

Cabe mencionar que el año 2003 se publicó el Plan Estratégico del Sector Energético de la República del Paraguay para el período 2004 – 2013. A pesar de lo que se podría suponer, este programa no consideró dentro de sus expectativas atacar el problema de la electrificación rural, sino que se limita a definir dentro de sus objetivos generales

⁴⁵ <http://www.ande.gov.py/interna.php?id=590#.VRMauvmG-So>

⁴⁶ Datos del Banco Mundial y los Energy Outlooks de la IEA, excepto estadística del año 2002 publicada en (Pulfer, 2005).

"Promover la extensión y seguridad del abastecimiento, de acuerdo con tarifas ajustadas, y respetuoso con el medio ambiente"⁴⁷.

Recientemente se desarrolló el proyecto Euro – Solar, iniciativa promovida por la Unión Europea, específicamente por la Comisión Europea – EuropAid Bruselas, que busca “promover las energías renovables en los 8 países más desfavorecidos de América Latina (Bolivia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Paraguay y Perú) para contribuir a la mejora de las condiciones de vida de las comunidades rurales, apoyándolas en su lucha contra la pobreza, el aislamiento y la marginalización provocados por sus condiciones socioeconómicas”⁴⁸. El programa consiste en la instalación de 600 kits de generación eléctrica basados en recursos 100% renovables. En Paraguay, el programa beneficia a 46 comunidades, con un financiamiento de 2.135.281 € donados por la UE, y un cofinanciamiento de 504.643 del Estado paraguayo⁴⁹.

Perú

Para hablar de electrificación rural en el Perú debemos remontarnos al año 1992, cuando se expide la Ley de Concesiones Eléctricas que determina la división de las actividades del sector, otorgándose concesiones y reservando el rol de regulador para el Estado. Dicho año, el nivel de electrificación nacional alcanzaba un 54,9% mientras que el acceso en zonas rurales sólo llegaba a un 7,7% de la población. Si bien con anterioridad a este período existieron hechos importantes, no dedicaremos tiempo a ellos.⁵⁰

La política de auto regulación del mercado impuesta por la reforma neoliberal de 1992 lograron que en 15 años la cobertura nacional alcanzara un 74,1%, es decir, un aumento de un 20%; incremento similar al logrado en zonas rurales, donde se avanzó hasta un 29,5%. En aquel año, 2007, se forma la Dirección General de Electrificación Rural,

⁴⁷ Plan Estratégico del Sector Energético de la República del Paraguay para el período 2004 – 2013, Viceministerio de Minas y Energía, Paraguay. Documento disponible en: <http://www.ssme.gov.py/VMME/sector%20energetico/PlandeEnerg/pese/00%20INICIO.pdf>

⁴⁸ <http://programaeuro-solar.eu/el-programa/descripcion-general/>

⁴⁹ <http://programaeuro-solar.eu/paises/paraguay/?portfolioID=2064>

⁵⁰ Plan Nacional de Electrificación Rural 2015 – 2024, Dirección General de Electrificación Rural, Minem, 2014. Esta minuta fue escrita sobre la base de la información publicada en el PNER 2015. Documento disponible en: http://dger.minem.gob.pe/ArchivosDger/PNER_2015-2024/F1-PNER-2015-2024.pdf

entidad que tenía como objetivo ejecutar y coordinar proyectos eléctricos prioritariamente en el área rural y zonas de extrema pobreza.

Esta reorganización institucional, y la implementación de la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040 en Noviembre de 2010, provocó un cambio positivo en la electrificación rural del país, aumentando rápidamente la velocidad de crecimiento de la cobertura, la que en 3 años logró sobrepasar el 50% de acceso, llegando a fines del año 2014 a un 75,2%. Este aumento permitió también que el índice de electrificación nacional llegara en 2012 a casi un 90% de cobertura, año en que más de 2,5 millones de peruanos de las zonas rurales aún no contaban con el servicio.

Actualmente dicho plan continúa siendo aplicado, y su objetivo es entregar acceso universal al servicio eléctrico, mediante cuatro alternativas tecnológicas, las que son financiadas mediante presupuesto nacional y fuentes de financiamiento externo. Estas cuatro alternativas son:

1. Extensión de redes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y de Sistemas Aislados
2. Priorizar uso de energía solar mediante implementación de Sistemas PV de uso doméstico o comunal en las áreas geográficas con potencial solar y que estén imposibilitados de conectarse técnica y/o económicamente
3. Utilizar energía hidráulica a través de la construcción de Minicentrales Hidroeléctricas en zonas aisladas con recurso hídrico
4. Utilizar energía eólica en zonas ubicadas en valles intermedios y cercanías del litoral

El bajo nivel de acceso a la electricidad en zonas rurales del Perú se explica por la lejanía y poca accesibilidad de sus localidades, dada la geografía montañosa del país, baja densidad de demanda, y bajo poder adquisitivo de los habitantes. Sumado a ello se encuentra la insuficiencia de infraestructura vial. Todo ello hace que los proyectos de electrificación rural sean de baja rentabilidad económica, pero a su vez de muy alta rentabilidad social.

Uruguay

Uruguay se encuentra dentro de los países con mejores índices de electrificación rural de Sudamérica. Para el año 2012 tenía un acceso al servicio en zonas rurales de un 91,6%, mientras que el índice de cobertura total del país alcanzaba el 99,1%. En cuanto a la cantidad de habitantes de zonas rurales sin servicio, el país tiene sólo 14.000 personas, lo que lo convierte en el país con menos habitantes sin servicio de la región.

Respecto de las políticas de electrificación, en la actualidad se está aplicando un Programa de Electrificación Rural a cargo de un comité Interinstitucional. Este programa fue diseñado en el marco de la Política Energética 2005 – 2030, propuesta por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, del Ministerio de Industria, Energía y Minería (DNETN-MIEM). Dicha política buscaba satisfacer “todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales (...)”⁵¹, para ello planteaba en su “Eje social” que el objetivo general era “Promover el acceso adecuado a la energía para todos los sectores sociales, de forma segura y a un costo accesible, utilizando la política energética como un poderoso instrumento para promover la integración social y mejorar la calidad de nuestra democracia”. Por otro lado, sus objetivos particulares apuntaban a: 1) “satisfacer las necesidades energéticas de los sectores más carenciados de la población”, y 2) “alcanzar la universalización en el acceso a la energía para todos los habitantes del país”⁵².

Bajo este mandato se realizaron dos acciones: la primera fue la promulgación del decreto 173/010 de 2010, que habilita la conexión de microgeneración renovable a la red de baja tensión, con una capacidad instalada máxima de 100 a 150 kW⁵³.

La segunda acción fue la firma del convenio interinstitucional del que forman parte 7 instituciones estatales del sector eléctrico, agrícola y de planificación. Este convenio dio origen al Programa de Electrificación Rural liderado por la Oficina de Planeamiento y

⁵¹ Política Energética 2005 – 2030, Dirección nacional de Energía y Tecnología Nuclear, del Ministerio de Industria, Energía y Minería (DNETN-MIEM), Uruguay, 2005. Documento disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>

⁵² Política Energética 2005 – 2030, op. cit.

⁵³ Electrificación Rural: Objetivos e instrumentos para su desarrollo. DNE – MINEM, 24 de noviembre 2011. Disponible en: <http://cefir.org.uy/wp-content/uploads/downloads/2012/01/Electrificacion-Rural-DNEModo-de-compatibilidad.pdf>

Presupuesto (OPP)⁵⁴, dependiente de la Presidencia del Uruguay, plan en que los proyectos deben ser propuestos por las comunidades, aprobados por la Comisión Interinstitucional de Electrificación Rural (CIER), y su construcción supervisados por la Administración Nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica (UTE)⁵⁵.

La UTE, entidad pública que controla de manera monopólica e integrada el sistema eléctrico uruguayo, se encarga de financiar los proyectos de clientes con una densidad mayor a 2 cliente cada 3 km, entregando los materiales necesarios para la conexión, es decir, conductores, postes, transformadores, crucetas de maderas, etc. Con este programa, el Estado uruguayo busca cumplir la meta de corto plazo de alcanzar la universalización en el acceso a la energía, en particular, el 100% de electrificación del país para el año 2015⁵⁶. No existen antecedentes de que se hayan cumplido los objetivos.

Venezuela

Durante la primera mitad del siglo XX, el gran auge de la industria petrolera y los consecuentes ingresos fiscales, desataron un proceso de crecimiento económico acelerado acompañado, a su vez, de un crecimiento demográfico mucho mayor y de una rápida urbanización. El efecto más claro fue el incremento espectacular de la tasa de cobertura del servicio eléctrico. Si bien el Distrito Federal ya tenía en 1950 una tasa de 84%, el promedio nacional sólo alcanzaba un 40%.⁵⁷

Censo	% viviendas con luz eléctrica
1950	País 40% - Sucre 18%
1961	País 58% - Sucre 35%
1971	País 77% - Sucre 57%
1981	País 88% - Sucre 82%

Fuente: Historia de la Regulación Eléctrica en Venezuela, Henri Coing, 2007.

⁵⁴ Sitio web del programa: http://www2.opp.gub.uy/sitios/Electrificacion_Rural/noticias.php

⁵⁵ Electrificación Rural: Objetivos e instrumentos para su desarrollo, op. cit.

⁵⁶ Política Energética 2005 – 2030, op. cit.

⁵⁷ Coing Henri. “*Historia de la Regulación Eléctrica en Venezuela*”. Universidad de Los Andes, Institut de recherche pour le développement, y el HUMANIC, Mérida, 2007; p. 22-23. Disponible en: <http://www.serbi.ula.ve/serbiula/librose/pva/Libros%20de%20PVA%20para%20libro%20digital/Historia%20de%20la%20regulacion%20electronica.pdf>

Según el censo de 1961, 84% de las viviendas urbanas ya tenían electricidad, mientras que apenas 11% de las viviendas rurales lo tenían.⁵⁸

La década del 90' venezolana fue período de estancamiento para el sector eléctrico, ya que a pesar de comenzar con el planteamiento de una reforma privatizadora intensiva, no supo de cambios debido a la inestabilidad política de esos años. El Caracazo, el alzamiento de Hugo Chávez en 1992, y la destitución del Presidente Carlos Andrés Pérez en 1993 por corrupción generaron un ambiente de inercia en cuanto a las decisiones respecto del sector. Finalmente, la reforma privatizadora no se aplicó.⁵⁹

A pesar del estancamiento en las políticas, presumiblemente gracias al potencial exportador petrolífero de Venezuela, el nivel de cobertura continuó aumentando durante los 80 – 90, llegando a la década del 2000 con un índice de electrificación casi total (99,8%).

Cabe mencionar que desde la década del 2000, luego de la asunción al poder del Comandante Hugo Chávez, Venezuela ha sufrido una serie de reformas que posteriormente derivaron en la constitución de un régimen socialista, el primero de América del Sur post Guerra Fría, en la figura de la República Bolivariana de Venezuela. El nuevo gobierno, criticando desde su perspectiva a las políticas neoliberales de los 80 y 90, formuló una serie de políticas de planificación para el sistema eléctrico, donde se destacan las tres siguientes: a) Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional (PDSEN) 2005 – 2024, cuyo objetivo fue establecer un “conjunto armónico de directrices y estrategias que conduzcan el desarrollo sustentable del servicio eléctrico (...)” durante 20 años⁶⁰, el b) Portafolio de Inversiones en los Sistemas de Distribución (PISDE) 2006 – 2012⁶¹, y el c) Plan Maestro Socialista (2010), primer Plan Maestro Socialista de la Nación que buscaba “profundiza el proceso de cambio hacia un modelo endógeno social-humanista que satisfaga las necesidades del pueblo”, y

⁵⁸ Coing Henri; op. cit., p. 29

⁵⁹ Coing Henri; op. cit., p. 64-65

⁶⁰ Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional 2005 – 2024, Ministerio de Energía y Petróleo, Venezuela. El documento no se encontró en su versión original, pero fue consultado desde el soporte scribd.:

<http://es.scribd.com/doc/27727271/PDSEN-Plan-de-Desarrollo-de-Desarrollo-Del-Servicio-Elctrico-Nacional-2005-2024#scribd>

⁶¹ No se encontró información sobre este documento.

específicamente en el sector eléctrico apuntaba a: Reorganizar el SEN mediante la constitución de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), Reagrupar a las empresas eléctricas en una gran corporación y Establecer el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.⁶²

En este contexto, también, el año 2010 fue promulgada la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, que establece que la prestación del servicio eléctrico está regida por tres premisas: 1) Acceso universal al servicio eléctrico, 2) Reserva y dominio del Estado, y 3) Modelo de gestión socialista. Además, reconoce que el acceso universal será garantizado por el Estado a todas las personas, quienes tienen el deber de hacer uso racional y eficiente del mismo.⁶³

El PDSN 2013 – 2019 estimaba que para 2013 existían cerca de 500.000 habitantes de zonas rurales carentes de servicio eléctrico, lo que representa un 2% de la población venezolana. La no cobertura de estos sectores poblados se explica debido a la lejanía y difícil acceso respecto de los puntos de interconexión de la red de distribución. Adicionalmente, la baja densidad y dispersión del consumo reduce su posibilidad. Para atacar esta problemática se ha propuesto, en el marco del Plan de la Patria 2013 – 2019, el Plan de Electrificación de Zonas No Servidas⁶⁴ (PEZNS), que busca satisfacer los requerimientos energéticos de dichas zonas.

El PEZNS tiene como objetivo definir proyectos de suministro que promuevan la electrificación eficiente y sostenible de centros poblados rurales no interconectables al SEN, mediante sistemas de generación renovable *stand alone*. Para ello las comunidades deben cumplir con el requisito de ubicarse a una distancia mayor a 70 km desde la red de distribución, y que la interconexión sea infactible técnico-económicamente.

⁶² Plan Maestro Socialista para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico 2010 – 2030, MPPEE, Venezuela. Documento disponible en: <http://josealler.blogspot.com/2011/04/plan-maestro-socialista-para-el-rescate.html>

⁶³ Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, 2010, Venezuela. Documento disponible en: <http://www.corpoelec.gob.ve/sites/default/files/LeyOrganicadeServicioElectrico.pdf>

⁶⁴ Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2013 – 2019, MPPEE, Venezuela. Cabe destacar que no se encontró información oficial del PEZNS en la red. Disponible en: http://www.mppee.gob.ve/download/publicaciones_varias/PDSN%20web.pdf

Tabla B-1. Programas de Electrificación Rural en Sudamérica.

País	Política Energética	Quién la Desarrolla	Objetivo	Método	Dificultades	Programas Extranjeros
Bolivia	Electricidad para Vivir con Dignidad	Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas	Alcanzar cobertura total al 2025, desarrollando la electrificación rural como política de prioridad nacional.	<ul style="list-style-type: none"> - Extender líneas de transmisión - Extensión y densificación las redes eléctricas - Uso de energías renovables - Uso social y productivo de la energía. 	Difícil acceso a comunidades aisladas por compleja diversidad geografía: Montaña, Pampa, Selva.	<ul style="list-style-type: none"> - Programa de Electrificación Rural PER-BID - Proyecto Electricidad Descentralizada para el Acceso Universal (EDAU-GPOBA) - Programa Energías Renovables KfW - Programa Eurosolar
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> - Programa de Desarrollo Energético para Estados y Municipalidades – Prodeem - Programa Nacional de Electrificación Rural - Luz no Campo - Programa Nacional para el Acceso Universal y Uso de la Electricidad - Programa Luz para Todos (PLPT) 	Ministerio de Energía y Minas	Abastecer a las comunidades rurales no conectadas a la red de distribución - Incrementar el nivel de electrificación de las zonas rurales no conectadas - Otorgar suministro a todas las viviendas y establecimientos rurales para el año 2010, sin cargo al consumidor	Sistemas de generación descentralizados basados en recursos renovables.	Gran dispersión espacial; Bajos índices de desarrollo humano, con limitados servicio públicos; Habitantes rurales de bajo ingreso tienen patrones de consumo bajos, lo que permite bajo retorno de inversión. Largas distancias y dificultad de acceso, agravado por el clima tropical de la región norte, genera condiciones de aislamiento.	
Chile	- Programa Nacional de Electrificación Rural 1994 - 2006 - Política Energética 2050 (2014)	- Comisión Nacional de Energía - Subsecretaría de Desarrollo Regional (SUBDERE) - SUBDERE - División de Acceso y Equidad Energética (DAEE) MinEnerg	- Electrificar viviendas rurales sin servicio, tal que al año 2006 todas las regiones del país tuvieran un 90% de cobertura - 1) Reducir en un 50% las familias que en Chile no tienen suministro eléctrico; 2) 100% de las escuelas y postas públicas aisladas y rurales del país con suministro eléctrico permanente al 2017	- Electrificación de viviendas rurales por extensión de redes y por autogeneración (PNER) - Proyectos desarrollados y financiados por la SUBDERE (PE2050)		PNER fue financiada por el BID desde el 2004
Colombia	Plan de Energización Nacional 2015	Unidad de Planeamiento minero Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía	Que sectores más apartados tengan niveles adecuados de confiabilidad	Microrredes son planteadas como solución factible para localidades aisladas. Para Zonas Interconectable se plantea la expansión de redes.	Compleja geografía y gran dispersión de consumos en el país.	
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema de Autoayuda - Plan Nacional de Electrificación: Ningún Paraguayo a Oscuras en el Año 2000 	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	<ul style="list-style-type: none"> - Facilitar el acceso a la electricidad de zonas sin servicio. - Lograr cobertura eléctrica total 	<ul style="list-style-type: none"> - Frente al manifiesto interés de las comunidades de contar con suministro, la ANDE aporta la ingeniería y los materiales, mientras la comunidad de aportar con la mano de obra. - Uso de recursos no renovables en zonas alejadas. 	PNE: Debido a problemas de financiamiento, el programa no logró su objetivo de cobertura, además se centró en expansión de redes del SIN.	<ul style="list-style-type: none"> - Electrificación Puerto 14 de mayo, ANDE-Embajada UK - Proyectos OEA: “Energización de Centros Comunitarios Rurales” 2001-2003 (SEDI/AICD/AE N°071/01) y “Energización Sustentable en Comunidades Rurales Aisladas con Fines Productivos” 2004-2006 (SEDI/AICD/AE N°204/03) - Programa Eurosolar
Perú	Plan Nacional de Electrificación Rural 2015 – 2024	Dirección General de Electrificación Rural, Ministerio de Energía y Minería	Entregar acceso universal al servicio eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> - Extensión de redes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - Priorizar uso de energía solar mediante implementación de Sistemas PV de uso doméstico - Utilizar energía hidráulica a través de la construcción de Minicentrales Hidroeléctricas - Utilizar energía eólica en zonas ubicadas en valles intermedios y cercanías del litoral 	Lejanía y poca accesibilidad de sus localidades, dada la geografía montañosa del país, baja densidad de demanda, y bajo poder adquisitivo de los habitantes.	Programa Eurosolar
Uruguay	Política Energética 2005 - 2030	Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, del Ministerio de Industria, Energía y Minería (DNETN-MIEM)	1) Satisfacer las necesidades energéticas de los sectores más carenciados de la población; 2) Alcanzar la universalización en el acceso a la energía para todos los habitantes del país para 2015.	1) Dto. 173/010 de 2010, que habilita la conexión de microgeneración renovable a la red de baja tensión. 2) Programa de Electrificación Rural, liderado por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP): Proyectos deben ser presentados por las comunidades, aprobados por la Comisión Interinstitucional de Electrificación Rural (CIER), y ejecutados por la Administración nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica (UTE).		
Venezuela	Plan de Electrificación de Zonas No Servidas (PEZNS)	Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica	Definir proyectos de suministro que promuevan la electrificación eficiente y sostenible de centros poblados rurales no interconectables al Sistema Eléctrico nacional (SEN). Para ello las comunidades deben ubicarse a una distancia mayor a 70 km desde la red de distribución, y que la interconexión sea infactible técnico-económicamente.	Instalación de sistemas de generación renovable stand alone.	Lejanía y difícil acceso respecto de los puntos de interconexión de la red de distribución. Adicionalmente, la baja densidad y dispersión del consumo reduce su posibilidad.	

ANEXO C. CÓDIGO PARA AMPL MODELO DE OPTIMIZACIÓN LINEAL PARA DISEÑO DE SISTEMA HÍBRIDO SOLAR – EÓLICO CON RESPALDO DIESEL DE MÍNIMO COSTO

Se presenta el código del modelo para Ancovinto con corrección del viento por altitud.

ModeloAnc3.mod

```
##### Modelo Generación Óptima V03 #####
##### Guillermo Montecinos Peña, Mayo de 2015 #####

#####INDICES#####

set horas;           #Hours of the day
set estaciones;      #Estaciones del Año

#####PARAMETROS#####

param r;             #Tasa de retorno
param CVC_D;         #Levelized Cost of Diesel Energy [U$/kWh]
param I_A_D;
param LCOE_PV;       #Levelized Cost of Solar Energy [U$/kWh]
param LCOE_W;        #Levelized Cost of Wind Energy [U$/kWh]

param P_PV {i in horas, j in estaciones}; #Power generated by one PV panel [kW]
param P_W {i in horas, j in estaciones};  #Power generated by one wind turbine [kW]

param Demand {i in horas};                #Demand for a 60 habitants community.
Assumed constant to the hole year [kW]
param MaxDemand;
param Population;                          #Community population
```

#####VARIABLES#####

var NPanels integer >=0; #Number of panels installed. Must be int

var NTurbines integer >=0; #Number of turbines installed. Must be int

var G_PV {i in horas, j in estaciones} >=0; #Solar Gx hourly and by estación

var G_W {i in horas, j in estaciones} >=0; #Wind Gx hourly and by estación

var G_D {i in horas, j in estaciones} >=0; #Diesel Gx hourly and by estación

FUNCION OBJETIVO

minimize TotalCost: (sum{i in horas, j in estaciones} G_PV[i,j]*LCOE_PV+sum{i in horas, j in estaciones} G_W[i,j]*LCOE_W+sum{i in horas, j in estaciones} G_D[i,j]*CVC_D)*365/4+I_A_D;

subject to SuplirDemanda {i in horas, j in estaciones}:

G_PV[i,j]+G_W[i,j]+G_D[i,j]>=Demand[i]*Population/69;

subject to GeneraciónPV {i in horas, j in estaciones}:

G_PV[i,j]=P_PV[i,j]*NPanels;

subject to GeneraciónW {i in horas, j in estaciones}:

G_W[i,j]=P_W[i,j]*NTurbines;

subject to MaxWind:

600*NTurbines/1000 <= 4*MaxDemand*Population/69;

subject to MaxSolar:

250*NPanels/1000 <= 2*MaxDemand*Population/69;

subject to LímiteDiesel {i in horas, j in estaciones}:

G_D[i,j] <= G_D_Max;

ModeloAnc3.dat

Modelo Generación Óptima V03#####

Guillermo Montecinos Peña, Mayo de 2015

#####INDICES#####

```
set horas:= 0  1    2    3    4    5    6    7    8    9    10   11
            12   13   14   15   16   17   18   19   20   21   22
            23;   #Hours of the day
```

```
set estaciones:= VER OT INV PRI;           #Estaciones del Año
```

#####PARAMETROS#####

```
param r:= 0.1;                               #Tasa de retorno
param CVC_D:= 0.41;                          #CVC Diesel [U$/kWh]
param I_A_D:= 2847.454511;                   #Anualized Capital Cost of Diesel Engine [U$]
param LCOE_PV:= 0.231299967;                 #Levelized Cost of Solar Energy [U$/kWh]
param LCOE_W:= 0.436060655;                 #Levelized Cost of Wind Energy [U$/kWh]
```

```
param P_PV: VER  OT  INV  PRI :=
0    0    0    0    0
1    0    0    0    0
2    0    0    0    0
3    0    0    0    0
4    0    0    0    0
5    0    0    0    0
6    0.002352551 0    0    0
7    0.036894264 0.017787297 0    0.012078826
8    0.083352465 0.064630819 0.027613133 0.05889001
9    0.125991127 0.110631155 0.067115684 0.105360557
10   0.159230896 0.147202227 0.100955341 0.142082403
11   0.180070774 0.170980923 0.125300322 0.165328856
12   0.192838978 0.184751697 0.136118941 0.179735207
```


13	0.194397779	0.185600331	0.138227081	0.181802199
14	0.183366639	0.172634526	0.132640111	0.170024386
15	0.16312843	0.150626757	0.105377574	0.148115789
16	0.131225771	0.11669332	0.073399661	0.113678231
17	0.089782824	0.072032325	0.038926568	0.067847543
18	0.04331623	0.023856068	0	0.01832344
19	0.004073594	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0; #Power generated by one PV panel [kW]

param P_W: VER OT INV PRI:=

0	0.109658018	0.032113092	0.082731692	0.054435458
1	0.127081425	0	0.051568822	0.077553171
2	0.092838957	0	0.048378623	0.139974181
3	0.063437812	0	0.046872774	0.131818076
4	0.058501429	0	0.065538482	0.168726638
5	0.029873683	0	0.095929932	0.118099522
6	0.001054819	0.02826561	0.079821479	0.068881385
7	0.012585683	0.021053127	0.071557563	0
8	0	0.083117695	0.101899995	0.082269434
9	0	0.043971632	0.113845758	0.100978288
10	0	0.063229163	0.076578247	0.022390139
11	0	0.062674028	0.024205318	0
12	0	0.014050538	0	0
13	0	0	0.012629614	0
14	0	0	0.104516188	0
15	0	0	0.071557563	0
16	0	0	0.138154011	0
17	0	0	0.082577491	0.11402168

```

18  0.018299148 0.043849583 0.112967868 0.1641654
19  0      0.119262945 0.141032692 0.11402168
20  0.102656698 0.2173903   0.11711887  0.088596964
21  0.153404781 0.221381584 0.125335847 0.040063722
22  0.089869083 0.098979326 0.057156575 0.102909448
23  0      0.035363308 0.031343    0.067451136;

```

#Power generated by one wind turbine [kW]

param Demand:=

```

0      13.67454545
1      11.41636364
2      9.91090909
3      9.72272727
4      8.78181818
5      8.78181818
6      8.78181818
7      6.27272727
8      7.02545455
9      7.40181818
10     9.72272727
11     10.47545455
12     10.47545455
13     10.66363636
14     10.66363636
15     9.91090909
16     8.78181818
17     9.15818182
18     11.41636364
19     9.53454545
20     15.93272727
21     16.68545455

```

22 16.68545455

23 14.80363636; #Demand for a 60 habitants community.

Assumed constant to the hole year [kW]

param MaxDemand:= 16.68545455;

param Population:= 69;

#####FIN Dat#####

ModeloAnc3.run

Modelo Generación Óptima V03#####

Guillermo Montecinos Peña, Junio de 2015#####

reset;

Archivos del Modelo

model ModeloAnc3.mod;

data ModeloAnc3.dat;

Opciones Solver

option solver cplexamp; # Para versión CPLEX FULL

option show_stats 1;

option solution_precision '0.00001';

option solution_round '8'; #Se simulo con un redondeo de '2', y había una
variación de 0,05% respecto de los resultados de planilla excel. Con redondeo '8' los
resultados coinciden

Resolución Iterativa

set SensDiesel;

let SensDiesel := 0.3..0.9 by 0.01;

param CTotal {SensDiesel};

param NTURBINAS {SensDiesel};

param NPANELES {SensDiesel};

param POTENCIAPV {SensDiesel};

param POTENCIAW {SensDiesel};

param GxANUALPV {SensDiesel};

param GxANUALW {SensDiesel};

param GxANUALD {SensDiesel};

param DemandaAnual {SensDiesel};

param FP_PV {SensDiesel};

param Inv_PV_An {SensDiesel};

param Inv_W_An {SensDiesel};

param Cost_Inv {SensDiesel};

param C_Op_D {SensDiesel};

for {a in SensDiesel}{

let CVC_D := a;

solve;

let CTotal[a] := (sum{i in horas, j in estaciones}G_PV[i,j]*LCOE_PV+sum{i in horas, j in
estaciones}G_W[i,j]*LCOE_W+sum{i in horas, j in
estaciones}G_D[i,j]*CVC_D)*365/4+I_A_D;

let NTURBINAS[a]:= NTurbines;

let NPANELES[a]:= NPanels;

let POTENCIAPV[a]:= NPanels*250/1000;

let POTENCIAW[a]:= NTurbines*600/1000;

let GxANUALPV[a]:= sum{i in horas, j in estaciones}G_PV[i,j]*365/4000;

let GxANUALW[a]:= sum{i in horas, j in estaciones}G_W[i,j]*365/4000;

let GxANUALD[a]:= sum{i in horas, j in estaciones}G_D[i,j]*365/4000;

```

let DemandaAnual[a]:= sum{i in horas}Demand[i]*0.365;
let FP_PV[a]:= GxANUALPV[a]*1000/(POTENCIAPV[a]*8760);
let Inv_PV_An[a]:= POTENCIAPV[a]*1000*3.27*0.11745962;
let Inv_W_An[a]:= POTENCIAW[a]*1000*2.8*0.11745962;
let Cost_Inv[a]:= (POTENCIAPV[a]*3.27+POTENCIAW[a]*2.8)*1000+17496.37532;
let C_Op_D[a]:= GxANUALD[a]*1000*CVC_D;
}

```

#Construimos la tabla Resumen

```

printf "CVC Diesel [U$/kWh]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Costo Anual I+OP+COMA [U$]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Paneles Solares" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Capacidad PV [kW]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Turbinas Eólicas" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Capacidad Eólica [kW]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Generación Anual PV [MWh]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Generación Anual Eólica[MWh]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Generación Anual Diesel [MWh]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Generación Anual Total [MWh]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Demanda Anual [MWh]" > cttotal.txt;

```

```

printf "\t" > cttotal.txt;
printf "LCOE Medio [U$/kWh]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Factor de Planta PV" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Inversión PV Anualizada [U$]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Inversión Wind Anualizada [U$]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Inversión Diesel Anualizada [U$]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Costo Inversión [U$]" > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "Costo Variable Combustible Diesel [U$]" > cttotal.txt;
printf "\t\n" > cttotal.txt;

```

```

for {a in SensDiesel} {
printf "%f", a > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", CTtotal[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", NPANELES[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", POTENCIAPV[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", NTURBINAS[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", POTENCIAW[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", GxANUALPV[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;

```

```

printf "%f", GxANUALW[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", GxANUALD[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", GxANUALPV[a]+GxANUALW[a]+GxANUALD[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", DemandaAnual[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", CTtotal[a]/(GxANUALPV[a]+GxANUALW[a]+GxANUALD[a])/1000 >
cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", FP_PV[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", Inv_PV_An[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", Inv_W_An[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", I_A_D > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", Cost_Inv[a] > cttotal.txt;
printf "\t" > cttotal.txt;
printf "%f", C_Op_D[a] > cttotal.txt;
printf "\n" > cttotal.txt;
}

##### RESULTADOS#####

#printf "Demanda Anual:" > cttotal.txt;
#printf "\t" > cttotal.txt;
#printf "%f ", sum{i in horas}Demand[i]*0.36*Population/60 > cttotal.txt;
#printf "\t" > cttotal.txt;

```

```
#printf "[MWh]" > cttotal.txt;
```

```
close cttotal.txt;
```


ANEXO D. RESEÑA HISTÓRICA DEL PUEBLO MAPUCHE

En el contexto de la electrificación rural, y más específicamente en el desafío de desarrollar el suministro a partir de estructuras económicas basadas en la comunidad, como las cooperativas eléctricas, surgen conflictos de distinta índole, que dependen del tipo de comunidad. De la literatura relativa a la electrificación rural se puede desprender que en muchos lugares del mundo en que éste aspecto es relevante (en su mayoría “países en vías de desarrollo”), existen dos tipos de comunidades rurales: las comunidades rurales campesinas y las comunidades rurales indígenas. Como es lógico, los conflictos que puedan surgir a partir de iniciativas de inversión en comunidades rurales campesinas son distintos a los surgidos en comunidades rurales indígenas.

En Latinoamérica existe una historia de más de cinco siglos de conflictos indígenas, que ha pasado por diversas etapas (colonización, exterminio, formación de estados republicanos, represión, exterminio, marginación, reducción, reacción, etc) según cada caso; pero que desde la década de los 90’ del siglo XX ha tenido una reestructuración que devino en la formación de movimientos indigenistas rurales. Estos movimientos abogaban, en la mayoría de los casos y hasta la actualidad, por la reivindicación de demandas históricas, como lo es la restitución de tierras ancestrales en Chile.⁶⁵

En Chile la problemática indígena que más repercusiones tiene en la sociedad es el denominado “conflicto mapuche”, que se ha centrado en el reclamo de tierras ancestrales del pueblo mapuche ubicadas principalmente en la zona de la Araucanía, IX Región. Estas tierras, según plantean las comunidades, fueron usurpadas en distintos períodos de la historia, y nunca han sido retribuidas por el Estado de Chile.

Este conflicto ha impactado en todos ámbitos de la sociedad, y en el sector eléctrico podemos mencionar dos grandes disputas en que se han visto involucradas comunidades mapuche, inversionistas privados y el Estado, cada uno con distintos desenlaces. Por un lado está el histórico caso de la central hidroeléctrica Ralco, construida por Endesa en la década de los noventa, y que inundó cerca de 3.000 hectáreas de terreno en el Alto Bío

⁶⁵ Bengoa José, Caniguan Natalia, Durán Daniela y otros, Chile, Colección Identidades, Catalonia, 2010 “*Mapuche: Procesos, políticas y culturas en el Chile del Bicentenario*”

Bío⁶⁶, de las cuales cerca de un 20% correspondían a comunidades pehuenche, y obligó a trasladar cerca de 1000 personas. Por otro lado está el caso del Parque Eólico Chiloé, aprobado para su construcción en el año 2011 por la Comisión Evaluadora Ambiental de la Región de Los Lagos. El proyecto fue detenido, meses después de ser aprobado, debido a un fallo de la Corte Suprema que sentenció “que hubo actuar arbitrario de la Comisión de Evaluación Ambiental Regional al no realizar una consulta a la comunidad indígena Antu Lafquen, de Huentetique, de acuerdo al Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)”⁶⁷.

No obstante lo anterior, el denominado “conflicto mapuche” constituye un proceso mucho más complejo que una serie de reclamaciones, disputas y hechos de violencia. Corresponde a uno de los grandes temas no resueltos por la sociedad chilena, un trauma latente que de cuando en cuando se pasea por la agenda noticiosa nacional, pero que cada segundo es parte de la vida de los habitantes de la Araucanía.

El objetivo de esta sección es entregar una mirada fresca del conflicto, intentando explicar las raíces históricas de las demandas mapuche, y describir algunos aspectos de su cultura, que se contrapongan a la visión tradicional de los mapuche⁶⁸ como “contrarios”⁶⁹ o como agentes de conflicto. Estos antecedentes serán de gran utilidad para comprender la lógica esencial de la cultura mapuche, y buscan dar luces de cómo la sociedad chilena debe relacionarse con los hombres de la tierra.

Orígenes

No existe certeza de cuándo y cómo se pobló el territorio chileno, y por lo tanto no sabemos con claridad cómo se constituyó el pueblo mapuche. Lo que sí sabemos, debido a crónicas y documentación, es que a la llegada de los españoles a la región, los mapuche ya

⁶⁶ RL Vera (buscar año y editorial). “*Conflictos ambientales en territorios indígenas*”
Link: <http://200.10.23.169/trabajados/lillo.pdf>

⁶⁷ Ficha de Conflictos Medioambientales, Instituto Nacional de Derechos Humanos (INDH), Chile.
Link: <http://www.indh.cl/mapaconflictos/conflicto/detalle/105>

⁶⁸ Se decidió escribir la palabra <<mapuche>> cuando se habla del pueblo en su conjunto, en vez <<mapuches>>, asumiendo que no es una palabra castellana, y que su traducción literal común hace referencia al plural (*mapu* = tierra, *che* = gente; *mapuche* = gente de la tierra).

⁶⁹ Contrarios a la paz social, contrarios al “orden público”, contrarios al desarrollo, contrarios a la tecnología, contrarios a la sociedad chilena, etc.

eran una cultura constituida y arraigada al territorio, con una estructura económica y social definida.

En el siglo XVI, cuando comenzó la conquista de Chile, los mapuche tenían una economía de subsistencia basada en la recolección y cultivos hortícolas muy simple. La numerosa población se concentraba en ciertas áreas que poseían grandes recursos alimenticios, aptos para la recolección. Aunque no tenían un régimen ganadero propiamente tal, tenían un sistema de crianza doméstica y autoconsumo, sin que al parecer existieran formas de intercambio. También la pesca y caza de auquénidos eran actividades económicas importantes. Según plantea José Bengoa, eran un pueblo que no alcanzó a asentarse definitivamente, por lo que aun poseían la libertad del “cazador-recolector”; esto explica la extensa duración de la “Guerra de Arauco”.⁷⁰

Respecto de la organización del pueblo, la familia era el centro de la sociedad, y prácticamente la única institución social permanente. Al no existir diferenciación social significativa, no se requería sistemas de gobierno más allá de la unidad de producción y reproducción que era la familia. Lo que sí existía era un sistema de regulación de conflictos y diversos sistemas de alianzas, las que se realizaban para la guerra y también para faenas económicas. Había alianzas selladas por el parentesco. Para todas ellas se elegía un toqui que dirigiera las faenas o guerra.⁷¹

El pueblo mapuche es constituido por un grupo de etnias de origen común: Los mapuche, los pehuenches, los huilliches, los lafquenchos y los picunches. A la llegada de los españoles la distribución en el territorio era la siguiente: los mapuche se asentaban desde el río Itata hasta el Toltén; los pehuenches (gente del piñón o pehuén) en el este, en sectores precordilleranos y cordilleranos del Alto Bío Bío, Lonquimay, y en una franja cordillerana desde los lagos Icalma al Panguipulli. Los huilliches, se asentaban desde el sur del río Toltén hasta Chiloé; y los lafquenchos estaban en la franja marítima extendida desde Cañete hasta el río Toltén. Finalmente, los picunches correspondían a la población que su ubicaba en los valles centrales hasta el río Bío Bío.⁷²

⁷⁰ Bengoa José. “*Historia del pueblo mapuche: Siglos XIX y XX*”. LOM, Santiago, 2008; p. 23-27

⁷¹ Bengoa José; op. cit., p.31-33

⁷² Gobierno de Chile, Ministerio de Planificación, CONADI. “*Informe de la Comisión Verdad Histórica y Nuevo Trato con los Pueblos Indígenas.*” Santiago, 2008; p. 321

Período colonial

El período colonial de la historia de Chile implicó un intercambio permanente entre la cultura española, la naciente cultura criolla y el pueblo mapuche. Después de la Guerra de Arauco y el establecimiento de los indígenas al sur del Bío Bío, la sociedad mapuche cambió radicalmente, incorporando el caballo, el ganado vacuno y lanar, el trigo y el aguardiente que causó estragos en su población. A pesar de ello, permanecieron muchas instituciones ancestrales, como la falta de organización política centralizada.⁷³

En este período, el pueblo mapuche incorporó la agricultura en un nivel de subsistencia. La organización social se basaba en el dominio patriarcal de los caciques sobre un conjunto de la población basado en relaciones personales y paternalistas. Los mocetones (conocidos también como lanzas, conas o guerreros) ocupaban territorios controlados políticamente por el lonco. La propiedad privada de la tierra no se había constituido plenamente, los caciques poseían “dominio” sobre un territorio, pero no eran “dueños” de él.

Situación deferente ocurría con el ganado, sobre el que había cierto grado de propiedad del grupo o linaje, respecto de otros linajes. A pesar de ello, cuando habían malones exitosos o se producía acumulación de una gran cantidad de ganado, este era repartido entre todos, muchas veces en partes iguales sin tener propiedad exclusiva el patriarca. En ocasiones hasta se realizaban carneamientos masivos de ganado para impedir la concentración excesiva en pocas manos. Esto habla de una sociedad igualitaria que reaccionaba frente a hechos de desigualdad social.⁷⁴

La reducción

La Independencia de Chile trajo duras consecuencias para el pueblo mapuche. La naciente República requería subsistir de manera independiente y, dada su geografía, la exportación de trigo era la mayor fuente de ingresos. En este contexto, diversos ciclos económicos culminados con un aumento meteórico de la demanda por cereal debido a la “fiebre del oro” en California (1848), provocaron que la agricultura del valle central del país, al no ser capaz de abastecer su demanda, presionara por utilizar las tierras de la Araucanía.⁷⁵

⁷³ Bengoa José; op. cit., p. 31-33

⁷⁴ Bengoa José; op. cit., p. 62-64

⁷⁵ Memoria Chilena (sitio web): *Ocupación de la Araucanía (1860-1883)*

Link: <http://www.memoriachilena.cl/602/w3-article-3630.html#presentacion>

Esta situación llevó al Gobierno de Chile a priorizar la ocupación de la Araucanía, llevando a cabo un plan de “pacificación” propuesto por Cornelio Saavedra en 1861, que se puso en marcha el año 1862. Este hecho marca el comienzo de un proceso denominado “Pacificación de la Araucanía”, que entre 1862 y 1883 exterminó gran parte de la población mapuche.⁷⁶

Según Bengoa, antes de la “Pacificación de la Araucanía”, en 1860 los mapuche estaban arrinconados al sur del río Malleco, como causa de la presión que ejercía la actividad agrícola, la colonización alemana y las compras abusivas por parte de terratenientes y militares que ocupaban la frontera. Respecto de esto último se destaca que “el mapuche no poseía criterio mercantil para valorar su tierra, lo cual permitía y facilitaba la usurpación por parte de los especuladores y militares de la frontera”⁷⁷. Este proceso de ocupación espontánea, combinado con una gran cantidad de especuladores con títulos de propiedad sobre grandes extensiones de tierras que no ocupaban, dio paso a una serie de leyes que pusieron al Estado de Chile como único ente “estatizador” impidiendo así las transacciones entre mapuches y particulares.

Luego de la ocupación de la Araucanía se colonizaron las tierras para ponerlas en producción. “A los mapuche se los sometió al rigor de la civilización; se les entregaron pequeñas mercedes de tierras, se los obligó a transformarse en agricultores. El guerrero debió transformarse en ciudadano y el pastor de ganados en campesino (...).” Esto provocó una “pérdida de identidad y reformulación de una nueva cultura como minoría étnica enclavada en la sociedad chilena rural”. El estado optó por “radicar a los jefes familiares y caciques locales, junto a todos sus mocetones y familias (...). Se reconocía al ‘principal’ (lonco) de cada localidad y se lo radicaba con toda la gente que le ‘pertenecía’”. De esta manera surgió la comunidad reduccional.⁷⁸

La reducción construyó un mundo cultural chileno que rodeaba al mundo mapuche. “El impacto de la derrota, radicación, reducción, usurpación, desestructuración social, pauperización, había sido tan grande, que no sería fácil predecir otra cosa que la destrucción y asimilación. (...) Sin embargo, ocurrió algo diferente. La sociedad mapuche

⁷⁶ Memoria Chilena; op. cit.

⁷⁷ Bengoa José; op. cit., p. 159

⁷⁸ Bengoa José; op. cit., p. 329-330

mostró una vez más su enorme capacidad de adaptación y su admirable fuerza de resistencia. Los mapuche se replegaron al interior de sus reservaciones, cambiaron sus tradiciones y costumbres, y se adaptaron a las nuevas condiciones que les impuso la sociedad chilena.”⁷⁹ De esto surgió la cultura de resistencia mapuche.

Post reducción

Según el Informe de Verdad Histórica y Nuevo Trato, el Estado de Chile entregó 3.078 Títulos de Merced que equivalían a 475.194 hectáreas, en favor de 77.751. El Censo de 1907 había establecido la existencia de casi 110.000 indígenas, por lo que muchos, a lo menos 33.000 personas, quedaron sin tierras o no fueron radicados por medio del proceso de radicación.⁸⁰

Este proceso de radicación dio origen a la sociedad post reduccional, que provocó una transformación de la sociedad mapuche en una sociedad de campesinos pobres, caracterizada por la pertenencia imperativa a un pequeño territorio del cual es necesario obtener la subsistencia.⁸¹ Según se relata en las memorias del Lonco Pascual Coña “Llegada la época de la cosecha, se recogían todos estos productos; pero luego se acababan y seguía otra vez gran escasez de alimentos”.⁸²

La campesinización forzosa de los mapuche los convirtió en ignorantes. Según Bengoa, “Uno de los temas que más sacudirán a la sociedad mapuche, será el pago de contribuciones. Una vez radicado el indígena, su propiedad debía pagar el impuesto territorial, ateniéndose, de acuerdo a las leyes chilenas, al sistema de la propiedad privada. Los mapuche no podían comprender las razones por las cuales se debía pagar por la tierra.”⁸³

Como se puede apreciar, a comienzos del siglo XX se podía ver la diferencia entre la cosmovisión mapuche y la cosmovisión occidental respecto de la propiedad tierra. La legislación chilena no hacía sentido a los indígenas, quienes entendían la tierra como parte de la naturaleza, parte del mundo, tal como los hombres y los animales. La posibilidad de

⁷⁹ Bengoa José; op. cit., p. 367

⁸⁰ Gobierno de Chile, Ministerio de Planificación, CONADI. “Informe de la Comisión Verdad Histórica y Nuevo Trato con los Pueblos Indígenas.” Santiago, 2008; p. 388

⁸¹ Bengoa José; op. cit., p. 364

⁸² “Lonco Pascual Coña: Testimonio de un cacique mapuche”. Pehuén, Santiago, 2006; p. 44

⁸³ Bengoa José; op. cit., p. 365

apropiarse de la tierra no cabía en su lógica. Esta contradicción sigue vigente hasta el día de hoy.

Finalmente, de este período de la historia se debe rescatar que la radicalización de la cultura mapuche de hoy responde a la crudeza de la reducción de las comunidades. Como plantea Bengoa, “Los mapuche se transforman en una sociedad de resistencia, que ve en la mantención de sus costumbres, tradiciones, cultos y lengua, su supervivencia. (...) para mantenerse vivos en el sentido más literal y pleno de la palabra, es necesario poner la barrera de la cultura, entre los chilenos invasores y los sobrevivientes. La cultura mapuche adquiere una función de coraza frente a la violencia, a la usurpación, a la muerte.”⁸⁴ En este contexto, la comunidad es el “espacio de la cultura”.

Post dictadura

La dictadura militar de Augusto Pinochet (1973-1990) fue el contexto de un nuevo cambio de la conciencia mapuche, debido a que la “política indígena” del régimen impulsó una división de las comunidades mediante la otorgación de Títulos de Propiedad Privada a cambio de los antiguos Títulos de Merced, lo que influyó en la forma de sucesión de la tierra mapuche.⁸⁵ Esta política queda reflejada en el Decreto Ley N° 2.568: “Dejarán de llamarse tierras indígenas e indígenas sus habitantes”.⁸⁶

La respuesta a esta política sumada a la respuesta natural de oposición a la dictadura chilena, llevó a las comunidades a resistir al régimen mediante los Centros Culturales Mapuche, proceso que fue favorecido por el cambio de conciencia que se produjo en muchos países de Latinoamérica en la década de los 80'. Los mapuche “empezaron a analizar la realidad de la relación Mapuche-Estado bajo una nueva óptica, que es la de los conflictos interétnicos y, por ende, a articular discursos fundados sobre una nueva conciencia identitaria y sobre reivindicaciones de carácter más étnico-político”. De esta

⁸⁴ Bengoa José; op. cit., p. 368-369

⁸⁵ Bengoa José y Caniguan Natalia “*Los Mapuche y el bicentenario*”, en Bengoa José “*Mapuche: Procesos, políticas y culturas en el Chile del Bicentenario*”, Colección Identidades,

⁸⁶ Luna Laura “*Un Mundo entre dos Mundos: las relaciones entre el Pueblo Mapuche y el Estado Chileno desde la perspectiva del desarrollo y de los cambios socioculturales*”. Ediciones Universidad Católica, Sede Villarrica, 2007; p.48

manera, las demandas pasaron por sobre la demanda meramente “campesinista” de la tierra.⁸⁷

La transición a la democracia, trajo un nuevo cambio en la “política indígena” del Estado chileno, marcada por El Pacto de Nueva Imperial de 1989. Consecuencia de este pacto fue la Ley Indígena 19.253, en cuyo artículo 12° se establece que son tierras indígenas todas las tierras que estén ocupadas por propiedad o posesión de personas o comunidades indígenas, provenientes tanto de los títulos de comisario de 1823, como de los títulos de merced, como de cesiones gratuitas de dominio, pero también las que resulten ocupadas históricamente por personas y comunidades indígenas “...siempre que sus derechos sean inscritos en el Registro de Tierras Indígenas que crea esta ley”.⁸⁸

Dicha ley adicionalmente crea la Corporación Nacional Indígena (CONADI), cuya acción es “...promover, coordinar, y ejecutar, en su caso, la acción del Estado en favor del desarrollo integral de las personas y comunidades indígenas, especialmente en lo económico, social y cultural y de impulsar su participación en la vida nacional”⁸⁹. La CONADI representó un acercamiento del Estado y las comunidades al buscar una solución a la problemática de las tierras, por un lado, y porque consolidó los liderazgos de los Centros Culturales que resistieron a la política de la dictadura, en el Consejo de Todas las Tierras.

Según plantean Bengoa y Caniguan, dicha consolidación puede ser entendido como un estancamiento, ya que en dicho contexto surgieron juventudes mapuche que no lucharon contra la dictadura, y que levantando una nueva autoconciencia donde el concepto de “territorio” y “nación” jugaban un rol central. De estos grupos nació la Coordinadora Arauco-Malleco en 1997, la que llevó el conflicto a un nivel de tensión mayor con una consigna de reivindicación histórica del territorio.⁹⁰

Los años 90’ estuvieron marcados por un conflicto mucho más violento y mediatizado que en épocas anteriores. Los mapuche adquieren una fisonomía política propia en la sociedad chilena. Sus demandas son acompañadas de grandes movilizaciones. Sus acciones son reprimidas por el Estado, llegando a situaciones trágicas de muerte, prisión, represión

⁸⁷ Luna Laura; op. cit., p.48

⁸⁸ Biblioteca Congreso Nacional de Chile. “Ley 19253” 1993, Chile; art. 12°

⁸⁹ Biblioteca Congreso Nacional de Chile. “Ley 19253” 1993, Chile; art. 39°

⁹⁰ Bengoa José y Caniguan Natalia; op. cit., p. 37

indiscriminada. “La vieja y tradicional imagen de resistencia que han tenido los mapuche en la historia chilena nacionalista y patrioter del país, en un discurso de resistencia a los aspectos más criticables del neoliberalismo.”⁹¹

Las reivindicaciones históricas de territorio, ahora alzadas por la CAM, encontraron eco en políticas de integración propuestas por el Estado a través de la CONADI. Por otro lado, en el mismo período explotó un punto de tensión que venía creciendo desde unas cuantas décadas anteriores, y que hacer referencia a la presencia de empresas forestales en territorio mapuche. Dicha industria fue ampliamente favorecida por la política de regularización de tierras llevada a cabo durante la dictadura, lo que desencadenó en un aumento de la conflictividad. Según la autora: “Los suelos se han visto aún más empobrecidos (...) La desesperación por la escasez de agua, por los efectos de los pesticidas utilizados, por el cierre de los bosques que impedía el paso de los vecinos, además del impacto psicológico social frente a lo que ha sido definido como un verdadero ‘cercamiento’ de las comunidades mapuche por las plantaciones de las empresas, fácilmente puede explicar la explosión de los conflictos con las empresas forestales en las provincias de Arauco y Malleco.”⁹²

En respuesta al nivel de conflictividad el Estado de Chile respondió con políticas de integración social, como subsidios habitacionales, becas de estudios y entrega de terrenos ancestrales adquiridos por la CONADI, a modo de devolución. Pero estas políticas sólo aumentaron los niveles de conflictividad, ya que en muchos casos las tierras entregadas no correspondían a las originales, fragmentando a las comunidades sin resolver el problema de la pobreza rural. Según Bengoa y Caniguan, existe una estrecha relación entre aumento de la conflictividad y aumento del presupuesto nacional de becas de estudio.⁹³

En el marco de esta intensificación del conflicto se produjo el episodio de la hidroeléctrica Ralco.

⁹¹ Bengoa José “*Mapuche: Procesos, políticas y culturas en el Chile del Bicentenario*”, Colección Identidades, Catalonia, 2011, Chile; p. 16

⁹² Luna Laura; op. cit., p.67

⁹³ Bengoa José y Caniguan Natalia; op. cit., p. 47

Ralco y la contradicción

Ralco, como se mencionó anteriormente, es un proyecto insigne del “conflicto mapuche”. El objeto de esta sección no es cuestionar la factibilidad técnica o económica del proyecto, ni tampoco discutir la legitimidad de los estudios de impacto ambiental, sino exponer el choque de visiones culturales, y mostrar cómo una se impuso sobre la otra.

El problema subyacente al conflicto de Ralco es la tensión entre dos agentes de la sociedad en un escenario de claro desequilibrio: por un lado estaban las comunidades mapuche Kepuka ralko y Ralko lepoy (cerca de 400 personas), de la cual un grupo aprobó ser radicados en otro lugar, para favorecer la realización del proyecto, mientras que alrededor de 50 comuneros se opusieron.⁹⁴ Según plantea el autor Lillo, entrevistas de la época muestran que algunos de los comuneros que aprobaron permutas no sabían leer ni escribir.⁹⁵ En la vereda opuesta se encontraba la empresa Endesa, de capitales privados, que con el apoyo del Gobierno chileno buscar llevar a cabo la construcción de la central que aportaría al Sistema Interconectado Central (SIC) una capacidad de 690 MW.

La historia nos cuenta que primó la opción desarrollista propuesta por Endesa y apoyada por el Estado, ya que pese a todas las iniciativas de integración social llevadas a cabo (por el Estado y otras instituciones indígenas), éstas se contradijeron con el accionar de la CONADI, quien aprobó el procedimiento de permuta de tierras propuesto por la empresa.⁹⁶ Según Luna, el conflicto “hizo surgir de manera muy clara, en primer lugar, la contraposición entre el modelo de desarrollo chileno-occidental y la concepción indígena; en segundo lugar, la falta de instancias legal y jurídicamente reconocidas para la participación de los pueblos originarios en los asuntos que los atañen.” Adicionalmente, cuestiona el accionar de la CONADI, al decir que “...reveló ser un organismo al servicio del Gobierno más que de los intereses de los pueblos...”⁹⁷

Esta contradicción de visiones se expresan en el hecho de que la visión indígena entiende que “...suelo, agua, riberas, bosques son parte de la ‘Tierra’”, mientras que bajo la óptica jurídica chilena dichos elementos “... están desvinculados ‘en distintos regímenes de

⁹⁴ RL Vera; op. cit., p.12

⁹⁵ RL Vera; op. cit., p.11

⁹⁶ RL Vera; op. cit., p.9

⁹⁷ Luna Laura; op. cit., p.68

propiedad u concesión a particulares’. Es decir que, las actuales leyes sobre tierras y recursos naturales reflejan plenamente una visión parcelada del medio ambiente, el cual puede ser desmembrado como si sus diversas componentes no tuvieran vinculación alguna entre ellos; por lo tanto, cada una puede ser sometido a un sistema de manejo diferente.”⁹⁸

Otra tema interesante que se ve en cuestionamiento es la lógica de desarrollo propuesta por la industria y avalada por el Estado. Según la siguiente cita se plantea una opinión mapuche respecto del desarrollo entendido bajo la lógica occidental:

*“Lo primero que queremos decir es que el concepto de Desarrollo ha sido instalado desde la lógica occidental. Para nosotros no existe ese concepto, existe una idea distinta, que parte desde el ser persona, desde ahí comenzamos a configurar los planos económico, social y ambiental. El Desarrollo desde el mundo occidental se estructura principalmente en torno a sus aspectos económicos, valorando el territorio mapuche sólo como un espacio de riqueza material para la producción y la acumulación. La gran parte de los programas que operan desde el Estado tienen este enfoque productivista, de explotación de recursos y de no manejo, desconociendo nuestros parámetros y formas de concebir el mundo...”*⁹⁹

La cita anterior nos plantea la necesidad de buscar comprender la perspectiva de la contraparte a la hora de realizar un proyecto o una intervención que pudiera tener externalidades, ya que pone sobre la mesa las diferencias culturales que no necesariamente pueden ser entendidas *a priori*. Esta diferenciación explícita en las visiones es entendida como consecuencia de las repercusiones del período post reduccional en las comunidades mapuche, y por lo tanto debe ser asumida como una responsabilidad histórica de la sociedad chilena en su conjunto: Estado, sociedad militar y sociedad civil.

La planteada es reflejada de manera clara y sintética en el artículo de Lillo, quien propone que “El ‘no hay compensación posible para nuestra cultura’, parece dar cuenta de esta incongruencia entre lo que me ‘ofrecen’ y lo que ‘pido’. Porque si para los mapuche los ‘che’ (las personas) forman parte del ‘medio ambiente’ (*mapu*), ello significa que las personas están comprometidas en mantener el equilibrio de la naturaleza; y que el desequilibrio que se provoca con la transgresión de un espacio significativo (que tiene un

⁹⁸ Luna Laura; op. cit., p.71

⁹⁹ Citado en: Luna Laura; op. cit., p.73

dueño, *gñen*), no se repara con el pago en dinero a un *che*. Pues quedará una deuda pendiente con el ‘dueño’ del espacio.”¹⁰⁰

En conclusión, el episodio de la hidroeléctrica Ralco debe ser tomado como un aprendizaje en cuanto a las relaciones entre la sociedad chilena y el pueblo mapuche. Este hecho debe ser recordado como lo que no se debe hacer a la hora de desarrollar un proyecto de cualquier índole, ya que antes que cualquier cosa quienes toman las decisiones en un país, sean autoridades o inversionistas, deben ser empáticos con el medio ambiente y con quienes los habitan.

Desarrollo económico chileno

El desarrollo económico se demoró mucho tiempo en llegar a las comunidades mapuche. Según Bengoa y Caniguan, la política pública se centró, recién, en el período 1997 al 2010 en un esfuerzo destinado a “sacar de la pobreza” a la población mapuche fundamentalmente rural.¹⁰¹

Esta política se centró en subsidios habitacionales, dinero, becas de estudios y electrificación. Según la estadística publicada en el artículo mencionado, el Programa Orígenes, durante la primera fase en la región de la Araucanía, realizó una inversión de \$9.386.532.872 millones (20.5 millones US\$ aproximadamente), que se distribuyeron en proyectos de educación y Cultura, Salud, Desarrollo Productivo y Fortalecimiento Organizacional. En cuanto a subsidios, entre el año 1990 y el 2000 al Ministerio de Vivienda entregó 28.371 subsidios rurales en la región, concentrándose en las comunas de Imperial, Teodoro Schmidt, Lonquimay, Freira, Saavedra, Carahue, principalmente. Finalmente, respecto de las becas educacionales, denominadas becas indígenas, estas crecieron de 300 en el año 1991 a 36.160 en 2006.¹⁰²

Por otro lado, según se plantea en el mismo artículo la modernidad como tal, a través de la tecnología, comenzó a llegar a las comunidades a partir del año 1997 con el Plan de Electrificación Rural llevado a cabo por el Gobierno de Chile de ese entonces. Según plantean los autores, esto ha provocado “un cambio profundo en materia de acceso a productos y artículos de uso cotidiano”. “La televisión en colores está en casi la totalidad

¹⁰⁰ RL Vera; op. cit., p. 14

¹⁰¹ Bengoa José y Caniguan Natalia; op. cit., p. 44

¹⁰² Bengoa José y Caniguan Natalia; op. cit., p. 45-46

de las viviendas; las excepciones son algunos lugares muy apartados de la Cordillera. La mayor transformación ha sido la llegada de la luz eléctrica”.¹⁰³

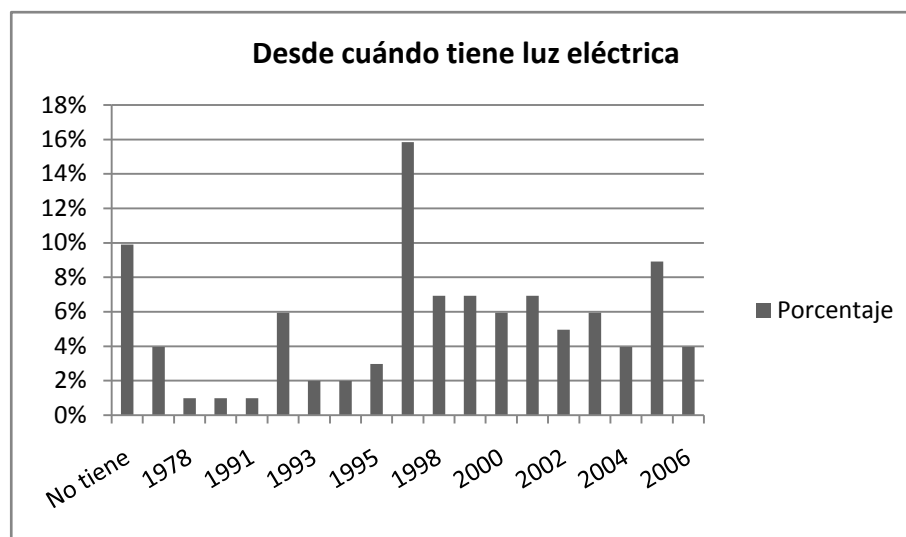


Gráfico histórico de porcentaje de la población con suministro eléctrico.

Fuente: Bengoa José y Caniguan Natalia *“Los Mapuche y el bicentenario”*, en Bengoa José *“Mapuche: Procesos, políticas y culturas en el Chile del Bicentenario”*, Colección Identidades, p.48

No obstante lo anterior, el desarrollo económico chileno ha sido beneficioso para las comunidades mapuche principalmente en las últimas décadas, ya que a lo largo de la historia ha sido el principal enemigo de los hombres de la tierra. Ya hablamos de la expansión de la agricultura hacia en el siglo XIX, debido a la creciente demanda por trigo en el mundo y principalmente en Norteamérica. Este hecho aparece como principal causa de la reducción y radicación de las comunidades en el sur del país.

También hablamos de Ralco, proyecto respecto del cual plantea Lillo: “El impacto socio-cultural de este proyecto, (...) consiste, no sólo en una nueva reducción territorial y relocalización forzada de los pewenches (...); sino que también, en la pérdida de su hábitat.

¹⁰³ Bengoa José y Caniguan Natalia; op. cit., p. 47-48

Por las características del proyecto, este implica la pérdida de sitios religiosos y sagrados, transformación del sistema económico, pérdida de lazos familiares y sociales.”¹⁰⁴

Por otro lado, también mencionamos el conflicto con las empresas forestales y las externalidades adversas que sus plantaciones pueden provocar en las comunidades. Respecto de ello la autora Luna cita:

*“Dentro de las plantaciones, hay lugares sagrados como los cementerios antiguos, gijatuwe y las Machi dicen que las fuerzas y seres como los dueños del monte, del agua, y los cerros ya no están. En mi comunidad había lugares que hacían llover, pero ese Newen, esa fuerza que antes existía, ya no está. A través de esos poderes, las Machi podían hacer llover o controlar lo que es el equilibrio de la fuerza negativa y la fuerza positiva. Si nosotros queremos seguir proyectándonos con nuestra cultura, con nuestra creencia, con nuestro kimün, y volver a ordenar el kimün y el ixöfil mogen mapuche, hay que dar las condiciones adecuadas. Para ellos tenemos que enmendar todo el daño que se ha causado en nuestro entorno, en nuestra naturaleza, en nuestro medio, como una forma de volver a recuperar nuestros antiguos conocimientos”.*¹⁰⁵

Como se puede apreciar, el desarrollo económico puede tener tanto consecuencias positivas como negativas en las comunidades indígenas, sean estas de cualquier etnia. El desafío propuesto es que el desarrollo económico alcance para todos, y que sea llevado a cabo con empatía, en conjunto con los distintos agentes de la sociedad. Por ejemplo, el sector eléctrico posee una legislación muy fuerte en cuanto a concesiones, que favorece de manera casi irrestricta la entrega de permisos para el desarrollo de proyectos de generación y líneas de transmisión. El uso de dicha regulación sin una conciencia de la existencia de otro que ocupa un territorio, que tiene derechos y tiene una cultura distinta, nos puede llevar, como sociedad y como sector, a cometer errores como el de Ralco. Nos puede llevar a olvidarnos de respetar al que tenemos al lado.

Hombre y Naturaleza

A partir de lo expuesto a lo largo de este capítulo queda clara la importancia que tiene el mundo para la cultura mapuche, mundo entendido como la naturaleza: el cielo, el mar,

¹⁰⁴ RL Vera; op. cit., p. 4

¹⁰⁵ Citado en: Luna Laura; op. cit., p.72

flora, fauna y humanos. Esta íntima relación del hombre con el medio es el lazo que le da sentido a la cultura, y es por ello que el discurso reivindicatorio propone que la cultura pierde sentido cuando el hombre es despojado de su territorio.

Este fuerte nexo se expresa en las memorias del Lonco Pascual Coña, quien relata que: “Los mapuches antiguos tenían buenos conocimientos de todas las cosas existentes: sabían nombrar las estrellas que brillan en la bóveda celeste; los pájaros y aves que vuelan en el aire; los animales que andan sobre la tierra y las diversas clases de insectos; hasta los peces que nadan en los ríos y en el mar. Además conocían los árboles y plantas; hasta las piedras tenían su nombre”.¹⁰⁶

El mismo Lonco cuenta, en otro pasaje de sus memorias, el carácter agrícola de las rogativas del *nguillatun*, fiesta fundamental de la cultura mapuche en que las comunidades ruegan a los espíritus que gobiernan el mundo para que brinden las condiciones necesarias que permitan tener una buena cosecha, y por ende un alimento. Según relata, los antiguos mapuche hacían “... rogativas mientras realizan sus rondas. ‘Aquí estás Aplastador del río, Río lleno, Cielo azul! Danos los productos del campo, favorécenos con todo nuestro sustento’ (...) ‘Hoy pues celebramos el nguillatún en obsequio tuyo; favorécenos con todos los alimentos; hay todas clases de productos como trigo, arvejas y papas. Nos las conservarás y dirás de nosotros: ‘Todavía me hacen rogativas mis corderos’, Ten piedad con nosotros, porque tú nos has engendrado”¹⁰⁷. Hombre y naturaleza están ligados, la cultura de subsistencia mapuche se manifiesta mediante la agricultura y la rogativa a los dioses.

Esta pertenencia del humano al mundo individuo subordinado a los designios del universo queda claramente explicada en el mito de la creación del universo contado por los antiguos mapuche:

*“Allá en el mar, en lo más profundo
vivía una gran culebra que se llamaba Cai Cai.
Las aguas obedecían las órdenes del culebrón*

¹⁰⁶ “Lonco Pascual Coña: Testimonio de un cacique mapuche”. Pehuén, Santiago, 2006; p. 94

¹⁰⁷ Coña Pascual; op. cit., p. 405-406

*y un día comenzaron a cubrir la tierra.
 Había otra culebra tan poderosa como la anterior
 que vivía en la cumbre de los cerros.
 El Ten Ten aconsejó a los mapuches
 que se subieran a un cerro
 cuando comenzaran a subir las aguas.
 Muchos mapuches no lograron subir al cerro
 y murieron transformándose en peces.
 El agua subía y subía
 Y el cerro flotaba y también subía y subía;
 los mapuches se ponían los cantaritos sobre las cabezas
 para protegerse de la lluvia y el sol;
 Y decían:
 Cai, Cai, Cai;
 Y respondían:
 Ten, Ten, Ten;
 hicieron sacrificios y se calmó el agua,
 y los que se salvaron
 bajaron del cerro y poblaron la tierra
 Así nacieron los mapuches.”¹⁰⁸*

El origen del hombre en la tierra, según la tradición oral mapuche, se explica mediante la leyenda del diluvio universal. La catástrofe explica el comienzo de los tiempos mediante una lucha feroz de los elementos desatados: el mar, el agua y la montaña, elementos centrales de la geografía, aprisionan al hombre como entre dos tenazas, el Mal y el Bien. Los sobrevivientes fundan el pueblo y los muertos se convierten en piedras y objetos de la naturaleza. Hombre y naturaleza, religión, cultura y sociedad, vida y muerte, objetos vivos e inertes, surgen de un mismo momento fundador.

Finalmente, este hombre dentro del universo tiene una finalidad que no está relacionada con dominar ni obtener beneficios particulares a partir de la explotación de los recursos,

¹⁰⁸ Citado en: Bengoa José. “Historia del pueblo mapuche: Siglos XIX y XX”. LOM, Santiago, 2008; p. 16

sino todo lo contrario. Según cita la autora Luna, el *che*, interpretado comúnmente como hombre o ser humano, “... *está llamado a hacerse persona en plenitud, y esa plenitud significa por sobre todo, valores... La función primordial del che, es relacionarse con la naturaleza con la finalidad de mantener el equilibrio, pero jamás de dominar o controlar este espacio*”.¹⁰⁹

Como vemos el ser humano, según la cosmovisión mapuche es parte de la tierra y el sentido que ella tiene para su existencia es alcanzar la plenitud; bajo ninguna circunstancia el hombre es dominador absoluto del mundo.

Estas perspectivas expuestas sobre la cultura mapuche buscan lograr una reflexión del lector en que se comprenda que la cosmovisión de este pueblo difiere considerablemente de nuestra visión occidental. Los mapuche no ven la tierra únicamente como un bien, sino como un espacio sagrado, un mundo dentro de un mundo, donde su cultura cobra un sentido particular porque en ella vivieron sus padres, abuelos y ancestros.

Dichas diferencias no pueden ser más que puntos de consenso en las relaciones entre ambas culturas, y en ningún caso pueden ser desestimadas al momento de resolver conflictos de interés que involucren agentes de ambos sector. Adicionalmente, como chilenos nunca podemos olvidar que somos responsables de un daño causado a un pueblo que habitó nuestro territorio desde mucho antes de la formación de nuestra República. Las responsabilidades sociales se heredan, y hoy nosotros debemos hacernos cargo de los errores cometidos en el pasado, y que en la actualidad se siguen cometiendo.

¹⁰⁹ Citado en: Luna Laura; op. cit., p.75