

**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

***Valorización energética de los residuos agrícolas en el  
sector productivo de la IX Región en Chile***

Por:

**Cristián Javier Rivas Covili**

Profesor Guía:

**Dr. Jorge Jiménez del Río**

Concepción, Noviembre de 2017

Tesis presentada a la

**DIRECCIÓN DE POSTGRADO  
UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN**



Para optar al grado de

**MAGÍSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

## **RESUMEN**

### ***Valorización energética de los residuos agrícolas en el sector productivo de la IX Región en Chile***

**“Cristián Rivas Covili”**

**Noviembre de 2017**

**PROFESOR GUÍA: “Jorge Jiménez del Río”**

**PROGRAMA: Magíster en Ingeniería Industrial**

El potencial energético anual de los residuos de cereales en Chile alcanza los 20.932 GWh, en donde la Araucanía es la región de mayor potencial con 6.743 GWh, principalmente a base de trigo y avena. Considerando únicamente el potencial de los agricultores que realizan quemadas agrícolas de cereales de trigo y avena, existen 2.697 GWh, provenientes de 92.500 ha, esto representa un 57% de la superficie sembrada. Mediante un software de Sistemas de Información Geográfico (SIG) se determinó que la comuna más adecuada en la IX Región, con respecto a la cercanía al recurso energético para abastecer una central termoeléctrica de 50 MW<sub>e</sub>, es Victoria. Resulta rentable la producción de electricidad únicamente a partir de residuos de cereales, con precios superiores a 78 USD/MWh para la venta de energía o costos inferiores a 7.750 CLP/ton para la compra de residuos de cereales (en el lugar de generación). El tamaño tiene un efecto positivo en cuanto a la rentabilidad del proyecto ya que el aumento de los costos por escala tales como el transporte son compensados por una mayor generación de energía lo cual se traduce en mayores ingresos. El precio de venta de la energía resultó ser el parámetro de mayor relevancia a la hora de evaluar la factibilidad económica de la planta.

**Palabras claves: Residuos de cereales, SIG, Precio de la energía**

## **ABSTRAC**

### ***Energy valorization of agricultural waste in the productive sector of the IX Region in Chile***

**“Cristián Rivas Covili”**

**November, 2017**

**THESIS SUPERVISOR: “Jorge Jiménez del Río”**

**PROGRAM: Master in Industrial Engineering**

The annual energy potential of cereal residues in Chile reaches 20,932 GWh, where Araucanía is the region with the highest potential with 6,743 GWh, mainly based on wheat and oat. Considering only the potential of farmers producing agricultural cereals from wheat and oat, there are 2,697 GWh from 92,500 ha, which represents 57% of the area sown. Geographic Information Systems (GIS) software has determined that the most appropriate commune in the IX Region, with respect to the proximity to the raw material to supply a 50 MWe thermoelectric plant, is Victoria. It is cost-effective to produce electricity only from cereal waste, with prices above 78 USD/MWh for energy sales or costs of less than 7,500 CLP/ton for the purchase of cereal waste. The size of the power plant has a positive effect on the project's profitability, since the increase in costs per scale such as transport is offset by higher energy generation, which translates into higher incomes. The sale price of energy proved to be the most relevant parameter when evaluating the economic feasibility of the plant.

**Keywords: Energy price, Cereal waste, GIS.**

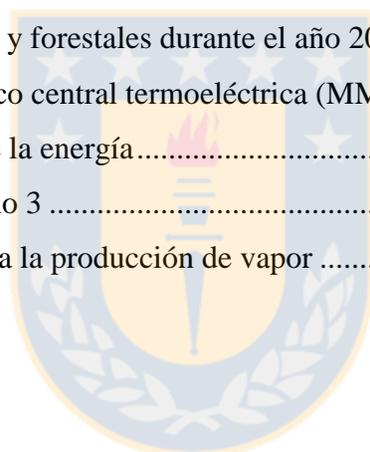
# Tabla de Contenidos

<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>CAPÍTULO 1. PRESENTACIÓN Y OBJETIVOS.....</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 HIPÓTESIS.....	3
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.3.1 <i>Objetivos generales</i> .....	3
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	3
<b>CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES.....</b>	<b>4</b>
2.1 PRODUCCIÓN DE CEREALES EN CHILE.....	4
2.2 REGIÓN DE LA ARAUCANÍA.....	6
2.3 MANEJO DE RASTROJOS DE CEREALES.....	7
2.4 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.....	8
2.5 MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.....	9
2.6 SISTEMAS ELÉCTRICOS NACIONAL.....	11
2.7 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y SU LEGISLACIÓN EN CHILE.....	13
2.8 RUTAS DE CONVERSIÓN DE BIOMASA A ENERGÍA.....	15
2.9 PROBLEMAS DE LOCALIZACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍA.....	19
<b>CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA.....</b>	<b>23</b>
3.1 POTENCIAL ENERGÉTICO DE PAJA DE CEREALES.....	23
3.1.1 <i>Estimación paja cereales</i> .....	23
3.1.2 <i>Potencial energético de paja de cereales</i> .....	24
3.2 LOCALIZACIÓN DE CENTRAL TERMOELÉCTRICA A PARTIR DE RESIDUOS AGRÍCOLA.....	25
3.2.1 <i>Zonas aptas para instalar una central de termoeléctrica</i> .....	25
3.2.2 <i>Superposición de factores para la localización de la central termoeléctrica</i> .....	26
3.2.3 <i>Recurso energético para abastecer a la central termoeléctrica</i> .....	27
3.2.4 <i>Análisis de redes mediante el modelo localización</i> .....	28
3.2.5 <i>Uso de SIG y fuentes de información</i> .....	30
3.2.6 <i>Resumen metodología localización de central termoeléctrica a partir de residuos agrícolas</i> .....	31
3.2.7 <i>Potencia instalada de la central termoeléctrica</i> .....	32
3.2.8 <i>Evaluación económica</i> .....	33

3.3	APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE RESIDUOS AGRÍCOLAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL .....	37
<b>CAPÍTULO 4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>		<b>40</b>
4.1	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NACIONAL Y REGIONAL .....	40
4.2	QUEMAS AGRÍCOLAS .....	42
4.3	LOCALIZACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A PARTIR RESIDUOS AGRÍCOLAS.....	45
4.3.1	<i>Restricciones</i> .....	45
4.3.2	<i>Intersección del conjunto de restricciones</i> .....	48
4.3.3	<i>Potenciales localizaciones de central termoeléctrica, red de transporte y proveedores del recurso energético</i> .....	48
4.3.4	<i>Análisis económico de la central termoeléctrica</i> .....	54
4.4	APROVECHAMIENTO TÉRMICO DE LOS RESIDUOS AGRÍCOLAS EN LA INDUSTRIA .....	60
<b>CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES .....</b>		<b>63</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>64</b>
<b>ANEXO: .....</b>		<b>70</b>
<b>A. Poder calorífico en base húmeda.....</b>		<b>70</b>
<b>B. Grilla y centroides, IX Región.....</b>		<b>71</b>
<b>C. Rendimiento cereales.....</b>		<b>72</b>
<b>D. Agregando nuevas restricciones.....</b>		<b>73</b>
<b>E. Correlaciones para costo total de inversión.....</b>		<b>77</b>
<b>F. Localización central Comasa.....</b>		<b>79</b>
<b>G. Remuneraciones.....</b>		<b>80</b>
<b>H. Costo marginal de energía barra Victoria.....</b>		<b>81</b>
<b>I. Flujos de caja.....</b>		<b>82</b>
<b>J. Costo nivelado de energía.....</b>		<b>84</b>
<b>K. Análisis con deuda externa.....</b>		<b>85</b>
<b>L. Sensibilidad del VAN.....</b>		<b>87</b>

# Lista de Tablas

Tabla 2.1 Superficie regional utilizada según rubro silvoagropecuario .....	6
Tabla 2.2 Problemas de localización resueltos por diferentes métodos .....	21
Tabla 3.1 Índice de cosecha cereales .....	24
Tabla 3.2 Poder calorífico inferior paja cereales .....	25
Tabla 3.3 Resumen de coberturas de información.....	30
Tabla 3.4 Categorías consideradas en la evaluación de los costos totales de inversión .....	34
Tabla 4.1 Resumen de producción de cereales a nivel nacional.....	41
Tabla 4.2 Potencial energético de la paja por cereal y regiones con respecto al total país ..	41
Tabla 4.3 Resumen de propiedades de los cereales .....	42
Tabla 4.4 Quemadas agrícolas y forestales durante el año 2015.....	43
Tabla 4.5 Análisis económico central termoeléctrica (MMUSD/año) .....	54
Tabla 4.6 Desglose costo de la energía.....	55
Tabla 4.7 Resumen escenario 3 .....	58
Tabla 4.8 Costos asociados a la producción de vapor .....	62



# Lista de Figuras

Figura 2.1 Producción de cereales en Chile.....	5
Figura 2.2 Matriz energética nacional 2014 .....	9
Figura 2.3 Sectores que participan en el mercado eléctrico. ....	9
Figura 2.4 Capacidad Instalada (2016) y Generación eléctrica (2015) nacional.....	12
Figura 2.5 Inyección de ERNC de acuerdo a la legislación chilena.....	14
Figura 3.1. Metodología para localización de central termoeléctrica.....	31
Figura 4.1 Quemados de cereales y su potencial energético en las comunas de la IX Región, en base a 1771 predios.....	44
Figura 4.2 Factor cubierta de suelo, IX Región.....	45
Figura 4.3 Factor Áreas protegidas, IX Región.....	46
Figura 4.4 Factor Pendientes, IX Región.....	47
Figura 4.5 Intersección conjunto de restricciones.....	48
Figura 4.6 Localizaciones candidatas a central termoeléctrica.....	49
Figura 4.7 Predios que realizan quemados de cereales en la IX Región .....	50
Figura 4.8 Red de transporte, IX Región.....	51
Figura 4.9 Localización central termoeléctrica a base de residuos de cereales.....	52
Figura 4.10 Localización central termoeléctrica en base a residuos de cereales.....	53
Figura 4.11 Escenario 1, rentabilidad del proyecto ante la variación del CB y el PE.....	56
Figura 4.12 Posibles Localización centrales termoeléctricas en escenario 3.....	59
Figura 4.13 Sensibilidad del VAN.....	60
Figura 4.14 Consumo mensual de Fuel oil N°6 CCU, 2015.....	61

# **Capítulo 1. Presentación y objetivos**

---

## **1.1 Introducción**

En la actualidad, Chile no posee una matriz energética muy diversificada, ésta se basa principalmente en combustibles fósiles como el carbón, gas natural y petróleo diésel (CNE, 2015), por lo que se encuentra expuesto a una gran dependencia de este tipos de energía que en el futuro escasearán (Hidalgo y Martinez, 2016), como también se encuentra expuesto a la volatilidad del precio de estos mercados (Beltrán et al, 2017). A causa de lo anteriormente mencionado, uno de los desafíos energéticos de Chile es diversificar la matriz energética, impulsando la búsqueda de fuentes energéticas renovables como también potenciar las existentes. Esto permitiría disminuir la dependencia de combustibles fósiles y diversificar la matriz, alcanzando además precios más competitivos, como también, menores emisiones de gases de efecto invernadero. Una de las razones por las que se diseñó el Plan Energético 2050, es para lograr estos desafíos, el que pretende que las energías renovables no convencionales representen al año 2050 un 70% de la matriz eléctrica en Chile (Ministerio de Energía, 2015).

La energía proveniente de la biomasa es una fuente de energía renovable no convencional, que además tiene potencial de aprovechamiento en Chile. Ésta puede provenir de residuos: agrícolas, forestales, ganaderos y sólidos urbanos, entre otros (Ben et al, 2016). En la IX región de La Araucanía, la forma más utilizada por los agricultores para manejar los rastrojos luego de las cosechas, es la quema (Taladriz y Schwember, 2012), la cual se realiza con el objetivo de eliminar estos desechos, para así facilitar la siembra del cultivo siguiente; también se utiliza para detener los ciclos de enfermedades que afecten a los cultivos (CCA, 2014). Por otra parte, al dejar descubierto los suelos, facilita su proceso de erosión hídrica y degradación (FAO, 1993); además se emite a la atmósfera una gran cantidad de compuestos como gases tóxicos y material particulado dañino para la salud humana (Nixon, 2014). Asimismo, la quema de rastrojos afecta negativamente la fauna y la microflora del suelo,

debido a la disminución del ingreso de materia orgánica al suelo, que es la principal fuente de nutrientes y energía para estos organismos (INIA, 2015). Adicionalmente, durante el proceso de la quema se pierde una importante cantidad de energía que podría ser aprovechada para generar energía útil en forma de calor o electricidad (Singh, 2015). Así, la presente tesis busca evaluar el aprovechamiento energético de la biomasa proveniente de desechos agrícolas vinculados a los cultivos de cereales de la IX Región de La Araucanía, para así, además, aportar a la diversificación de la matriz energética y potenciar la participación de la biomasa agrícola en las energías renovables no convencionales.



## **1.2 Hipótesis**

Los residuos agrícolas en la Novena Región tienen un alto potencial energético, donde la localización de la planta y el precio de la energía son factores económicos relevantes.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivos generales**

Estudiar el potencial aprovechamiento de los residuos agrícolas en el sector energético e industrial en la IX Región de La Araucanía.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Determinar el potencial energético de los residuos agrícolas provenientes de cultivos de cereales en la IX Región.
- Identificar restricciones de ubicación para localizar plantas de generación de energía a partir de biomasa agrícola.
- Determinar zonas óptimas para la localización de plantas de generación de energía a partir de biomasa agrícola.

## Capítulo 2. Antecedentes

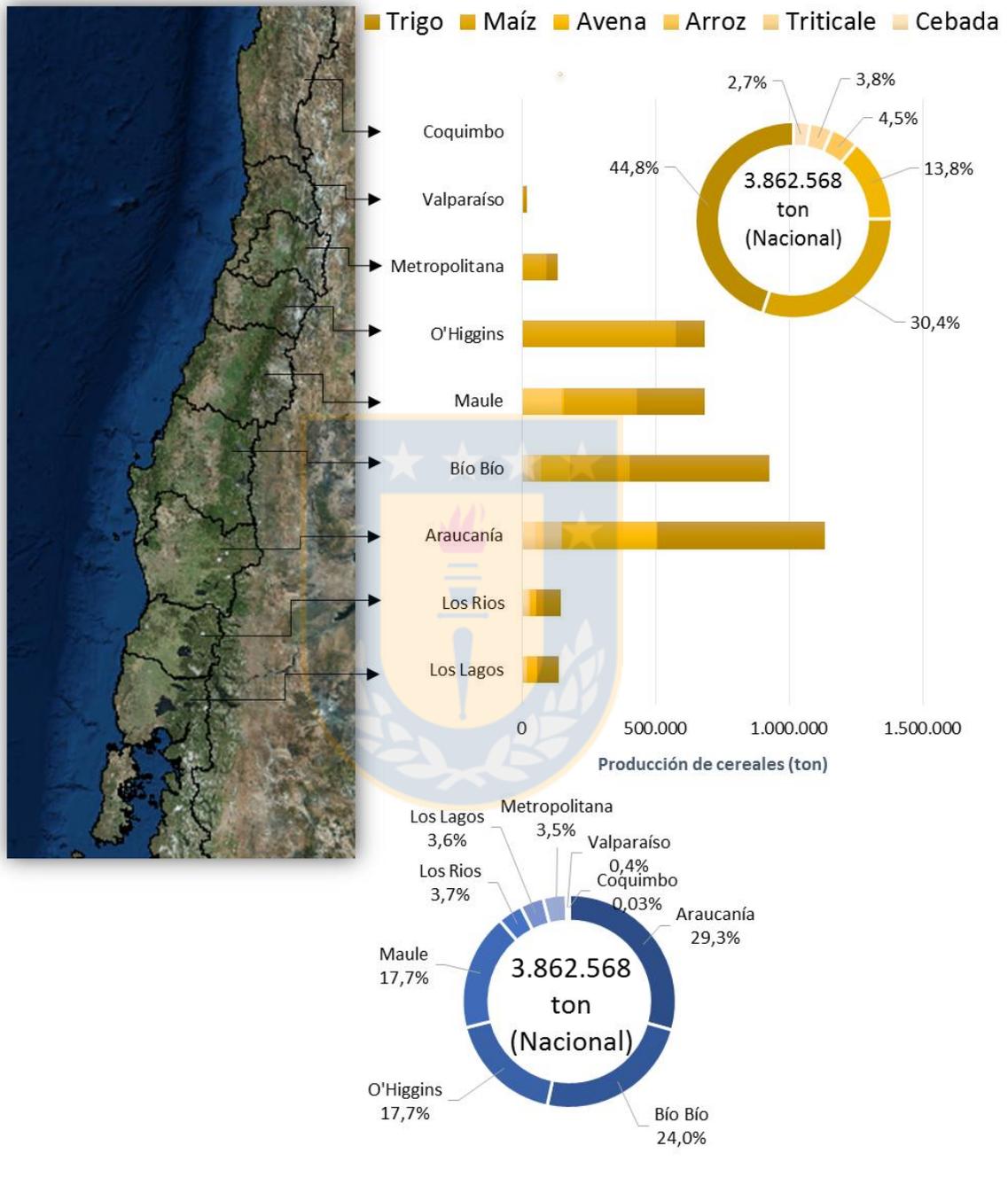
---

En el presente capítulo se revisa la información sobre la producción de cereales a nivel nacional y regional. Además, se describen tratamientos agrícolas que se le da a los rastrojos generados por los cereales. También se describe la matriz energética, el mercado eléctrico y el sistema eléctrico nacional, particularmente las energías renovables no convencionales, para luego describir las principales rutas de conversión de la biomasa a energía. Por último, se describen las herramientas utilizadas por investigadores, para la localización de instalaciones que dan un aprovechamiento a la biomasa residual, como lo son las centrales de generación energética.

### 2.1 Producción de cereales en Chile

A partir del Informe de Cultivos Anuales Esenciales (INE, 2016) se determina que la producción de cereales (arroz, avena, cebada, maíz, trigo, triticale) a nivel nacional durante el año agrícola 2015-2016 alcanzó las 3,9 millones de toneladas (Figura 2.1), siendo la producción de trigo y maíz las de mayor relevancia, abarcando el 75% de la producción nacional (45% y 30%, respectivamente). La región de la Araucanía destaca como la mayor productora de cereales, concentrando un 29% de la producción nacional, mayoritariamente a base de trigo y avena con un 55,32% y 31% a nivel de la región, siendo además la región con mayor producción de ambos cereales a nivel país con un 36% y 67%, respectivamente. Le sigue la región del Bío-Bío con un 24% de la producción nacional de cereales, basándose principalmente en trigo y maíz (56% y 24% respectivamente). El tercer actor relevante es la región de O'Higgins con un 18%, cuya producción es en su mayoría maíz (84%), siendo también la región de mayor producción a nivel país de este cereal, con una participación del 49%.

### Producción de cereales en Chile, año agrícola 2015-2016



**Figura 2.1** Producción de cereales en Chile. **Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Informe de Cultivos Anuales Esenciales para el año agrícola 2015-2016.

## 2.2 Región de la Araucanía

La región de la Araucanía (IX), abarca una superficie de 31.842,3 km<sup>2</sup>, equivalente al 4,2% del territorio nacional (considerando Chile continental e insular) y está conformada por 32 comunas. De acuerdo al INE, para el año 2014 se estima una población de 983.499 habitantes (5,5% con respecto a la población nacional). De acuerdo al censo silvoagropecuario (forestal: silvícola; agrario: agro; y ganadero; pecuario) del 2007, la región de la Araucanía concentra el 20,6% de la superficie nacional dedicada al sector silvoagropecuario (916.993 ha). El principal uso corresponde a plantaciones forestales con 64,3%, seguido por cereales con 18,5%, y plantas forrajeras con 9,8%. Estos tres rubros abarcan el 92,6% de las hectáreas de uso silvoagropecuario de la región. A su vez, la región presenta gran importancia a nivel nacional en seis rubros: cultivos industriales, cereales, plantaciones forestales, leguminosas y tubérculos, semilleros y plantas forrajeras (Tabla 2.1).

**Tabla 2.1** Superficie regional utilizada según rubro silvoagropecuario

Rubro	Región (ha)	Cultivo/Región	País (ha)	Región/País
Plantaciones forestales	589.181,3	64,3%	2.706.038,8	21,8%
Cereales	169.674,4	18,5%	480.602,6	35,3%
Forrajes	90.035,0	9,8%	513.190,8	17,5%
Cultivos industriales	26.854,1	2,9%	69.998,0	38,4%
Leguminosas y tubérculos	15.405,3	1,7%	71.389,6	21,6%
Semilleros y almácigos	8.380,9	0,9%	42.511,1	19,7%
Frutales	7.466,0	0,8%	310.046,5	2,4%
Huertos caseros	5.069,2	0,6%	16.138,2	31,4%
Hortalizas	4.556,1	0,5%	95.953,7	4,7%
Viveros	253,6	0,0%	3.103,1	8,2%
Flores	85,4	0,0%	2.176,4	3,9%
Viñas y parronales	32,0	0,0%	130.440,8	0,0%
<b>Total</b>	<b>916.992,8</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.441.589,7</b>	<b>20,6%</b>

**Fuente:** Elaborado por Odepa (2015) a partir de información del VII Censo Nacional Agropecuario y Forestal.

## 2.3 Manejo de rastrojos de cereales

Los cereales generan rastrojos, cuyo término es atribuido a los restos que quedan en el terreno luego de la cosecha de un cultivo (paja en caso de los cereales). Éstos pueden ser reincorporados al suelo, para así incrementar su contenido de materia orgánica. La incorporación de rastrojos se realiza mediante arados, los cuales deben realizarse tan pronto se cosecha, para aprovechar al máximo su descomposición. Además, pueden ser utilizados para el forraje animal, aunque el uso de paja de cultivos como el trigo, avena y cebada, en la alimentación de vacas a pastoreo produce pérdidas de peso en los animales, debido a que es un alimento bajo en proteína, alto en fibra y lignina, de baja digestibilidad y carente de vitaminas (INA, 2015).

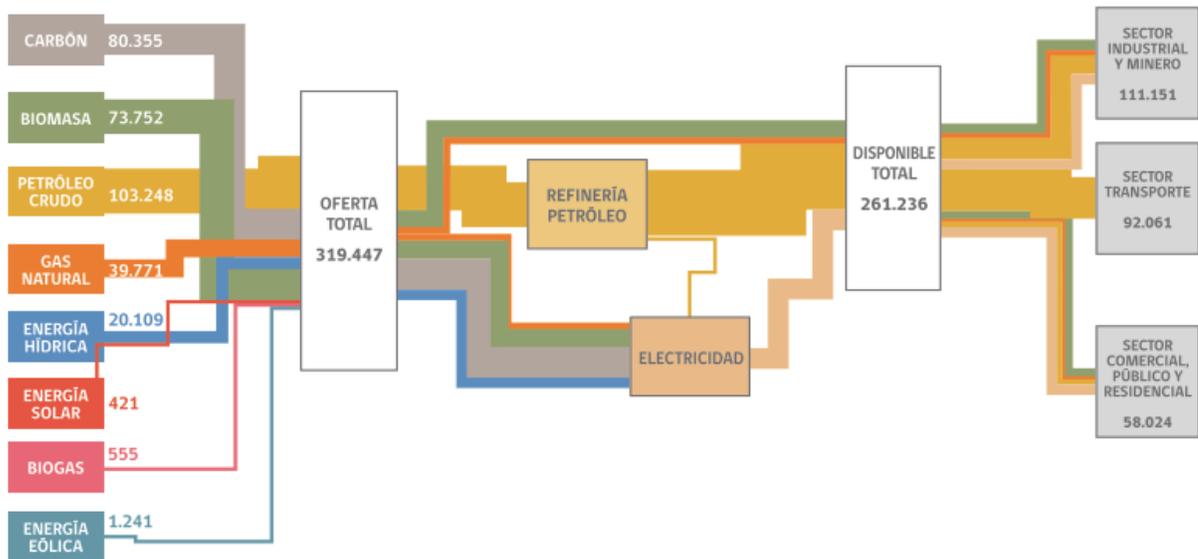
La quema de rastrojos es una práctica habitual muy extendida en Chile. Se estima que entre el 80 y el 90% de la superficie con rastrojos de las regiones del Bío-Bío y de la Araucanía es manejada con quema (Taladriz y Schwember, 2012). La quema se realiza con el propósito de eliminar los elevados volúmenes de paja que producen los cereales y otros cultivos, para facilitar la siembra del cultivo siguiente. Además, la quema detiene el ciclo de enfermedades que pudiesen afectar a los cultivos, como también elimina las malezas del suelo (CCA, 2014). Uno de los inconvenientes de esta práctica es que deja el suelo descubierto al inicio de la temporada de lluvias, facilitando el proceso de erosión hídrica y degradación de los suelos (FAO, 1993), además se emite a la atmósfera una gran cantidad de compuestos como gases de efecto invernadero, gases tóxicos y material particulado dañino para la población (Nixon, 2014). Asimismo, la quema de rastrojos afecta negativamente la fauna y la microflora del suelo, debido a la disminución del ingreso de materia orgánica al suelo, que es la principal fuente de alimento y energía para estos organismos (INIA, 2015). La quema es la práctica más frecuente, dado que se requiere de maquinaria especializada para incorporar el rastrojo, por lo que el factor económico es importante en la decisión de qué hacer con los desechos de la producción de cereales y en particular, del trigo, ya que es un cultivo de baja rentabilidad y su producción está concentrada en pequeños y medianos productores, usualmente de bajos recursos (Taladriz y Schwember, 2012).

Como se mencionó anteriormente, las quemas agrícolas contribuyen al deterioro del medio ambiente, como también al desaprovechamiento energético de la biomasa, la cual podría contribuir a la matriz energética nacional, fomentando la obtención de energía a partir de fuentes renovables en desmedro de las fuentes fósiles.

## **2.4 Matriz energética nacional**

La matriz energética representa el balance del consumo energético a partir de diferentes fuentes durante un periodo de tiempo. Existen dos tipos de matrices energéticas, por un lado está la primaria, que muestra la participación que tienen los recursos energéticos capturados directamente de recursos naturales en el consumo total, sin mediar procesos que la transformen, como lo son la hidráulica, eólica, solar, gas natural, petróleo, etc. Por otro lado, la matriz secundaria indica la participación de los recursos energéticos producidos a partir de la transformación de los primarios en el consumo total, como los son la electricidad, gas distribuido por redes y derivados de los hidrocarburos, entre otros.

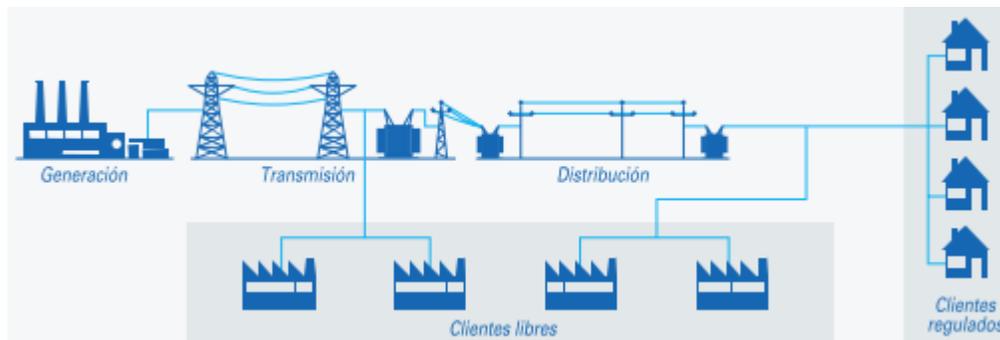
En Chile, durante el año 2014, el consumo de energía primaria alcanzó un total de 319.447 Tcal (Ministerio de energía, 2016). El principal aporte energético proviene de los combustibles fósiles (petróleo crudo, gas natural y carbón) que suman un 70% (del cual, aproximadamente el 90% fue importado) el resto proviene de biomasa (23%), hidroelectricidad (6%) y en menor proporción de origen solar, eólica y biogás (Figura 2.2). De la oferta total de energía de la matriz primaria, alrededor de un 48,4% está asociado a electricidad, donde el origen de las fuentes fósiles representó el 57% para el año 2014.



**Figura 2.2** Matriz energética nacional 2014 (unidades en Tcal). **Fuente:** Ministerio de Energía (2016).

## 2.5 Mercado eléctrico nacional

Durante el año 2015, el sector eléctrico en Chile generó alrededor de 72.591 GWh de energía eléctrica, con una capacidad instalada de 19.742 MW (Generadoras de Chile, 2015). De él participan tres sectores: generación, transmisión y distribución (Figura 2.3). El sector generación, está conformado por las empresas propietarias de centrales de generación de electricidad. Este sector está dominado por el grupo Enel, el cual para el año 2015, poseía una capacidad instalada de 6.351 MW y generó 18.294 GWh. Seguido por AES Gener, la



**Figura 2.3** Sectores que participan en el mercado eléctrico. **Fuente:** Sauma (2013).

segunda empresa generadora más importante de Chile, con 4.055 MW instalados y una generación de 18.674 GWh. En tercer lugar está Colbún, que contribuye con 3.405 MW de capacidad instalada y 12.535 GWh de generación. En cuarto lugar se encuentra Engine Energía Chile S.A, que a nivel nacional es la cuarta generadora, con una capacidad instalada de 2.190 MW y 9.256 GWh de generación. En conjunto estos cuatro participantes poseen el 81,4% de la capacidad instalada nacional, generando el 80,9% del total nacional.

El sector transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de generación hasta los centros de distribución. Este sector está dominado principalmente por la empresa Transelec. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 kV las tensiones menores se consideran como distribución (Ley 19.940, 2004). La transmisión es de acceso libre, esto significa que al sistema existente pueden ingresar nuevos actores que quieran participar de la ampliación del sistema de transmisión. Por otra parte, las instalaciones de transmisión se costean mediante los peajes de transmisión que pagan las empresas generadoras en proporción al uso.

El sector distribución, conformado por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad (en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión) llevándola desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende. Las empresas de distribución operan con tarifas reguladas para el suministro de los clientes regulados. Este precio regulado lo determina la CNE por medio de un mecanismo denominado Fijación de Precios de Nudo, realizado semestralmente (abril y octubre) en cada uno de los sistemas eléctricos. En este sector destacan Enel (que tiene como mercado la región metropolitana) y CGE (participación relevante en el resto del país). Las empresas generadoras pueden comercializar su energía y potencia en el mercado de:

1. Los grandes consumidores o clientes libres (consumo mayor a 2.000 kW), a precio libre.
2. Las empresas distribuidoras, a precio de nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.

3. El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario (la potencia y energía que se venden entre miembros de los CDEC, SING y SIC).

## 2.6 Sistemas Eléctricos Nacionales

El Sistema Eléctrico Nacional se divide en cuatro sistemas eléctricos independientes (Figura 2.4): El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). En conjunto, se encuentran instalados 22.910 MW de potencia (al 16/06/2016), correspondientes a un 56,16% de origen fósil (gas natural, carbón, petróleo diésel), 29,14% de origen hídrico, 7,19% de origen solar, 5,65% de origen eólico y un 2,02% a partir de biomasa.

El SING abastece a la zona norte del país, desde Arica hasta Antofagasta, abarcando a un 6,19% de la población nacional. Cuenta con un tendido eléctrico de transmisión de 8.454 km y una capacidad instalada de generación eléctrica del 22,8% del total país, siendo ésta casi exclusivamente térmica (91,3%), debido a la ausencia de recursos hidroeléctricos significativos en el norte de Chile. Además, durante el año 2015 en el SING, el 89% de las ventas totales correspondió a clientes libres (principalmente a consumos mineros) y un 11% a clientes regulados. Por último, en el SING se generó el 25,88% del total nacional de energía eléctrica (72.591 GWh), el cual provino en su mayoría del carbón (75,48%). La demanda máxima alcanzada fue de 2.290 MW.



**Figura 2.4** Capacidad Instalada (2016) y Generación eléctrica (2015) nacional. **Fuente:** Elaboración propia a partir de anuario estadístico de energía 2005-2015 y reporte anual generadoras de Chile 2015.

<sup>1</sup> Capacidad instalada al 16/06/2016

<sup>2</sup> Generación eléctrica desde el 01/01/2015 al 31/12/2015

<sup>3</sup> SEA y SEM

El SIC se extiende desde Taltal en el norte hasta la isla de Chiloé en el sur, abasteciendo a un 92,25% de la población nacional, con una tendido eléctrico de transmisión de 17.895km y una capacidad instalada de generación eléctrica del 76,61% del total país, en donde las tecnologías de generación más relevantes son las provenientes de combustibles fósiles con un 45,5%, seguido de las hídricas con un 37,91%. Durante el año 2015, en el SIC, el 30% de las ventas totales correspondió a clientes libres y un 70% a clientes regulados. Además, el SIC generó el 73,47% del total nacional de energía eléctrica, en donde el 44,63% fue de origen hídrico y un 44,63% de origen fósil. La demanda máxima alcanzada fue de 7.577 MW.

Por último, el Sistema Eléctrica de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), que abastecen a las regiones del extremo sur de Chile, cuentan con una capacidades instaladas de 62 MW y 102 MW respectivamente, provenientes con un origen fósil aproximado de 83%. La generación de energía eléctrica, en conjunto, fue de 469 GWh basada en un 62% a gas natural.

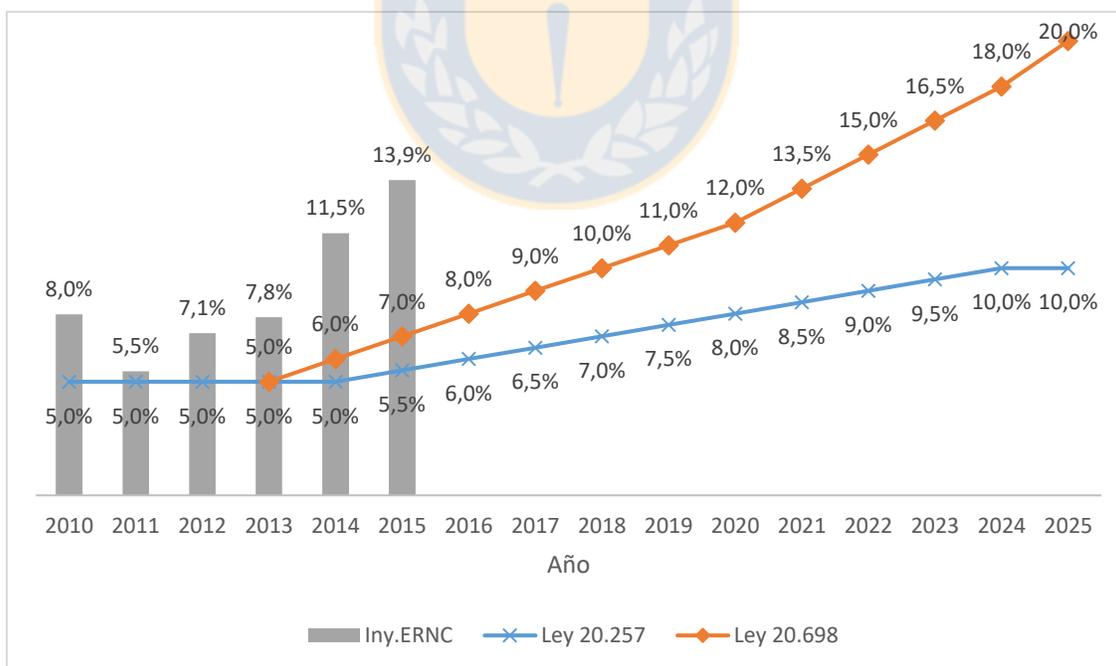
Actualmente se encuentra en construcción la línea de interconexión SIC-SING, la interconexión se realizará entre las subestación eléctrica Nueva Cardones (extremo norte del SIC) ubicada cerca de Copiapó y la subestación eléctrica Los Changos en Mejillones (parte sur del SING). Además, se realizará la integración de los actuales Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), tanto del SIC como del SING, lo cual dará origen a una nueva figura: el coordinador eléctrico nacional.

## **2.7 Energías renovables no convencionales y su legislación en Chile**

La generación energética mediante fuentes renovables no convencionales ha adquirido gran relevancia durante los últimos años, esto se ha logrado a través de promulgación de leyes que instan a diversificar y aumentar la participación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en la generación de energía eléctrica..

La Ley N°20.257 (también conocida como Ley ERNC), creada en el año 2008 y vigente desde el año 2010, introdujo la definición de Energías Renovables No Convencionales y estableció las tecnologías que son abarcadas por esta definición. Además exige que cada empresa de generación eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (los sistemas de Aysén y Magallanes quedan excluidos, restringiéndose solo al SING y SIC) para comercializarla con un cliente libre o con empresas de distribución, deba acreditar una cuota de inyección de ERNC (propios o contratados) en el origen de dicha energía, en donde la cuota aumenta gradualmente (fijada en un 5% entre 2010-2014) hasta alcanzar el equivalente al 10% de sus retiros para el año 2024. Esta ley que tenía una meta original del 10% para el año 2024, pero en el año 2013 mediante la promulgación de la Ley N°20.698 (también conocida como Ley 20/25), la cual realiza cambios sobre las cuotas fijadas por la Ley N° 20.257, se aumentó las exigencias sobre las empresas generadoras que realizan retiros ampliándose a un 20% para el año 2025.

En la **Figura 2.5**, se observa que durante los 6 años que lleva en funcionamiento el



**Figura 2.5** Inyección de ERNC de acuerdo a la legislación chilena. **Fuente:** elaboración propia a partir de datos de CNE.

sistema de cuotas impuesto por la ley, en cuanto a la generación global de ERNC ha habido un cumplimiento de la cuota, alcanzando una participación de casi el doble de la exigida para el año 2015.

De acuerdo a la Ley N°20.257, se definen los medios de generación renovables no convencionales, como aquéllos, cuya fuente de energía primaria sea la que presente cualquiera de las siguientes características:

- Energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos.
- Energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
- Energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

De acuerdo a lo anterior, los residuos agrícolas (biomasa) son considerados como una fuente de energía renovable no convencional, en donde la energía contenida en los residuos puede ser extraída mediante procesos de transformación, los cuáles serán explicados en la siguiente sección.

## **2.8 Rutas de conversión de biomasa a energía**

La biomasa puede ser convertida en energía mediante diferentes procesos, éstos pueden ser termoquímicos o bioquímicos, algunos de los cuales son descritos a continuación:

### *Termoquímicos*

- **Combustión directa**

La combustión directa de la biomasa es la reacción química entre la biomasa y el oxígeno contenido en el aire. La energía química almacenada en la biomasa es convertida en calor y productos sólidos (cenizas y biomasa no quemada). Los procesos de aprovechamiento de biomasa vía combustión más usados son la producción de vapor en una caldera y la generación de energía eléctrica por medio de una turbina de vapor (Montoya, 2014). La combustión de biomasa puede ser exclusivamente con ésta, como también, puede con una combinación de biomasa y carbón u otros combustibles sólidos, proceso llamado cocombustión (Saidur et al., 2011). Las dos formas más comunes de calderas de biomasa son la stoker y la de lecho fluidizado. Las calderas tipo stoker queman el combustible en una rejilla, produciendo gases de combustión calientes que luego se utilizan para producir vapor, además las cenizas del combustible quemado es eliminada permanentemente por medio de una rejilla que puede ser fija o móvil (Irene, 2012). En cambio las calderas de lecho fluidizado, consisten en la combustión de la biomasa en una base de material inerte e incombustible que se mantiene suspendido por una corriente de aire (deficiente en oxígeno para la gasificación). La corriente mantiene el lecho suspendido en el aire, lo que le entrega el nombre de lecho fluidizado. El lecho tiene el efecto de forzar la salida de los gases que se acumulan alrededor de las partículas combustibles, principalmente CO<sub>2</sub>, permitiendo al oxígeno alcanzar las partículas de mejor manera, incrementando la eficiencia de combustión. Este tipo de caldera es el más moderno utilizado a nivel comercial, además, funcionan con mayor eficiencia y menor emisión de contaminantes que las calderas convencionales tipo stoker (Tarelho, et al., 2011)

- **Gasificación**

La gasificación es el proceso en el que un sustrato orgánico (carbón, biomasa, restos agrícolas, plástico) es transformado en un gas mediante una serie de reacciones que ocurren en presencia de un agente gasificante (generalmente aire) a alta temperatura. La gasificación comprende un proceso de dos etapas. La Primera es la pirolisis, que es la descomposición parcial de biomasa por calor, ésta se logra en un entorno con bajo contenido de oxígeno

(evitando así su combustión) a una temperatura superior a 400°C, lo cual conduce a la descomposición térmica del material, dando lugar al char (residuo carbonoso), gases condensables (hidrocarburos ligeros y pesados) y no condensables (metano, vapor de agua, monóxido de carbono, hidrógeno y dióxido de carbono). La segunda etapa es la gasificación, la cual ocurre a temperaturas superiores a 700°C, dando lugar a reacciones heterogéneas (el char reacciona con oxígeno, vapor de agua, dióxido de carbono e hidrógeno) y homogéneas (los gases reaccionan entre sí), produciendo principalmente CH<sub>4</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, compuestos de alquitrán y cenizas (Rincón et al., 2011). El gas producido puede utilizarse para la producción de electricidad mediante el empleo de motores de combustión interna o turbinas a gas.

### *Bioquímicos*

- La digestión anaeróbica

La digestión anaeróbica es el proceso en el cual microorganismos convierten la biomasa en biogás en condiciones de ausencia de oxígeno. Este proceso se produce de forma natural y puede ser realizado industrialmente en un bioreactor o biodigestor en condiciones anaeróbicas (ausencia de oxígeno), ya que las bacterias que participan toman el oxígeno de la misma biomasa, por lo que no es necesario suministrar aire al proceso. Estas bacterias son capaces de degradar compuesto orgánicos complejos en compuestos más simples, los cuales son transformados a metano mediante la metanogénesis, pudiendo así aprovecharse para tratar materiales orgánicos, tales como cultivos energéticos, residuos y desechos de muchos procesos industriales y agrícolas, como también de los desechos municipales (Surendra et al., 2014).

Los dos principales productos de la digestión anaeróbica son el biogás y un residuo llamado digestato, que después de un tratamiento adecuado, puede ser utilizado como un biofertilizante. El biogás es principalmente una mezcla de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), así como algunos otros componentes menores incluyendo nitrógeno (N<sub>2</sub>), amoníaco (NH<sub>3</sub>), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). La proporción típica de mezcla de gas es 70% de metano y 30% de dióxido de carbono. La razón

de carbono: nitrógeno adecuado para lograr un buen equilibrio entre el rendimiento del biogás y la estabilidad del proceso está comprendida entre 30:1-20:1. La descomposición de materiales con alto contenido de carbono ocurre más lentamente, porque la multiplicación y desarrollo de bacterias es baja, por la falta de nitrógeno. En cambio, con una menor relación de carbono: nitrógeno, inhibe la actividad bacteriana, debido a la formación de un excesivo contenido de amonio, el cual en grandes cantidades es tóxico e inhibe el proceso. La codigestión de múltiples materias primas se practica con mayor frecuencia, para así lograr las razones requeridas (Varnero, 2011). El biogás se puede utilizar como combustible en centrales eléctricas y tiene el potencial de ser utilizado como sustituto del gas natural, previo a un tratamiento de purificación de los gases (IEA Bioenergy, 2011).

Cabe destacar que existe un problema asociado a la producción de biogás a partir de materiales lignocelulosicos (paja de cereales, residuos forestales), el cual se origina a causa de su alta proporción carbono:nitrógeno (mayor requerimiento de nitrógeno) y contenidos de lignina en estos tipos de residuos, lo que impide una buena metanización, obteniendo bajos rendimientos de biogás. Por esto, es más conveniente la recuperación térmica de energía a partir de estos residuos que su transformación a biogás (Fatih Demirbas et al., 2011).

- Fermentación

La paja puede utilizarse como materia prima, para la producción de bioetanol ya que contienen azúcares en forma de celulosa y hemicelulosa. Además, la producción de bioetanol proveniente de esta materia prima, entra en la categoría de biocombustibles de segunda generación ya que no compiten con los recursos alimenticios. El proceso de producción de bioetanol a partir de biomasa lignocelulosica como la paja incluye tres principales operaciones: pretratamiento, hidrólisis y la fermentación. El pretratamiento es una operación esencial para romper las estructuras lignocelulosicas, para reducir la cristalinidad de la celulosa y para incrementar la porosidad de la biomasa. Por lo tanto, esta operación prepara la biomasa lignocelulósica, para facilitar su digestibilidad durante la hidrolisis enzimática, proporcionando una hidrolisis más rápida y eficiente. Los azúcares fermentables obtenidos por hidrólisis son posteriormente fermentados a etanol por microorganismos productores de etanol (Koti et al., 2016).

La paja de cereales al ser un material lignocelulósico, consta de un empaque compacto de celulosa, hemicelulosa y lignina, por lo que la obtención de los azúcares es más difícil que si se obtuviese de otras materias primas como del almidón del maíz (Enzymedevelopment ,2016). Por lo que a causa de los altos costos de su manufactura y tecnologías poco desarrolladas todavía no se puede producir bioetanol a gran escala a partir de paja de cereales (Skøtt, 2011).

## **2.9 Problemas de localización de centrales de energía**

Las rutas de conversión energética de los recursos de biomasa se producen en instalaciones que la procesan. Existen diversos métodos para determinar zonas adecuadas donde localizar una instalación, Métodos Multicriterio (MMC) como el Proceso Analítico Jerárquico (AHP) son utilizados para aquello, como también el uso de modelamientos matemáticos, mediante programación entera mixta, o mediante Sistemas de Información Geográficos (SIG), a través de la superposición de capas de información georreferenciadas. El método AHP generalmente se usa en combinación con SIG, ya que el SIG ofrece una representación espacial de los resultados, mientras que MMC toma en cuenta los aspectos económicos, sociales y ambientales del problema. En el SIG con AHP se pueden utilizar dos tipos de criterios: criterios restrictivos y/o criterios de ponderación. La elección de estos criterios está determinada por el objetivo de la investigación. Las restricciones o también llamadas criterios restrictivos permiten reducir el área de estudio, descartando aquellas áreas que impiden localizar una instalación. Estos criterios se obtienen de los reglamentos de planificación, áreas protegidas, redes de carreteras, ferrocarriles, redes hídricas, montañas, etc. Los criterios o factores de ponderación son aquéllos que, según el objetivo a alcanzar, influyen en la selección de la alternativa más adecuada. En donde a través de una matriz de comparación pareada se evalúa la importancia relativa de un factor frente a otro, evaluación establecida de acuerdo al objetivo del estudio. La importancia relativa es determinada por un panel de expertos en el tema, para luego finalmente establecer los pesos de los factores con respecto al objetivo en cuestión.

Cao et al.(2016), propone una serie de localizaciones candidatas para instalar centros de acopio de biomasa (para comprimirla), definiendo los pueblos del distrito de Jinghai, China, como los proveedores de ésta, la biomasa luego es transportada hacia una planta de bioenergía ya localizada. La selección de los centros de acopio está determinada por el modelo matemático propuesto, el cual está en función del costo asociado a los centro de acopio como también de los costos asociados al transporte de la biomasa, entre otros.

Ma et al. (2005) propone un modelo SIG en combinación con el método AHP para evaluar la idoneidad de los terrenos del condado de Tompkins, Nueva York, para instalar un digestor anaeróbico, acoplado con un generador de energía. Limitaciones ambientales y sociales, así como factores económicos fueron utilizadas en el modelo, para ayudar a determinar los sitios óptimos para la instalación de tales sistemas. El método del Proceso Analítico Jerárquico (AHP) se empleó para estimar los pesos de los factores, con el fin de establecer su importancia relativa en la selección del sitio. Por otro lado el SIG se utilizó como una herramienta para generar una representación espacial, donde se identifica la idoneidad (considerando la importancia de una zona con respecto a otras, producto de los pesos relativos obtenidos por el método AHP) de un área con respecto a otra en la zona de estudio.

La temática desarrollada para evaluar la idoneidad de los terrenos de una zona de interés para la localización de instalación es similar entre los diferentes autores, en donde la diferencia radica en la selección de los factores y restricciones, los cuales están relacionadas con el tipo de instalación y con la zona de estudio. En cuanto a la selección de localizaciones de instalaciones, el método AHP es un método que únicamente requiere establecer diferencias relativas entre los criterios relevantes seleccionados, para localizar una instalación, además es flexible a la hora de evaluar criterios para la toma de decisión puesto que permite incorporar, tanto aspectos cuantitativos como cualitativos. La desventaja de este método radica en que entrega únicamente como respuesta una jerarquización de las opciones consideradas. La selección mediante SIG permite visualizar las diferentes capas de información relevantes a la hora de decidir donde localizar una instalación, además es posible valorizar cada una de ellas, como también permite restringir zonas inadecuadas para la

instalación, acotando la zona de estudio, la desventaja es que está limitada a las herramientas que puede entregar el software.

En cuanto a los modelos matemáticos, la principal ventaja, es que pueden ser escritos por un programador, incluyendo todas las variables que desee considerar; a través de éstos es posible realizar comparación en base a una función objetivo en términos económicos (u otro, dependiendo de los objetivos del estudio), pero no permite generar una representación espacial de la información, para definir son zonas idóneas para la selección en cuestión y cuáles no, como tampoco puede considerar información cualitativa.

A continuación se presenta una tabla que muestra el uso de los métodos mencionados anteriormente para problemas de localización de instalaciones utilizados por diferentes autores.

**Tabla 2.2** Problemas de localización resueltos por diferentes métodos

Autor (año)	Problema	Método
Voivontas et al. (2001)	Evaluación del potencial de biomasa para la producción de energía	SIG
Ma et al. (2005)	Localización de sistemas de digestores anaeróbicos en granjas para generación eléctrica en el estado de New York, EEUU	SIG-MMC
Lin y Chen (2007)	Selección de la ubicación óptima de hospitales taiwaneses	MMC
Sánchez et al. (2013)	Evaluación de territorios para localización de parques solares en España	SIG-MMC
Voets et al. (2013)	Localización de una planta de remoción de contaminantes pesados captados por biomasa forestal en la región de Campine, Bélgica	SIG
Recanatesi et al. (2014)	Localización de plantas para generación de energía a partir de biomasa forestal	SIG-MMC
Vallejos (2014)	Localización de una planta de material aislante cuya materia prima son los residuos del sector forestal en la región de	Método de programación matemática
Romero (2015)	Localización óptima de las centrales eléctricas de biomasa en la Comunidad de Madrid, España	SIG
Chang y Lin (2015)	Ubicaciones de plantas relacionadas con empresas electrónicas en China	MMC
Tahri et al. (2015)	Evaluación de zonas geográficas para la localización de parques solares en Marruecos	SIG-MMC

**Fuente:** Elaboración propia.

En el capítulo siguiente se desarrollará la metodología que describe la obtención del potencial de aprovechamiento energético de los residuos de cereales en Chile, como también se evalúan dos formas de utilización de los residuos de cereales en la IX Región de La Araucanía, la primera es la generación de electricidad en una central termoeléctrica, la cual será localizada mediante sistemas de información geográficos con su posterior evaluación económica, la segunda será evaluar la generación de vapor a partir de biomasa para una industria localizada en la región que lo genera a partir de Fuel oil N°6.



## Capítulo 3. Metodología

---

En este capítulo se describe la metodología desarrollada para llevar a cabo esta investigación. En primer lugar se determina el potencial energético de los cereales, a través de la estimación de la paja generada por los diferentes cultivos. Luego, se evalúan de forma independiente dos formas de aprovechamiento energético de la paja de cereales (paja estimada en base a la queman de los predios de la región de La Araucanía): la primera consiste en instalar una central termoeléctrica y la segunda consiste en evaluar el aprovechamiento térmico de los residuos agrícolas como sustituto del combustible fósil usado por industrias localizadas en la región. La Araucanía fue seleccionada, debido a que a nivel nacional es la región de mayor producción de cereales, además de que el 90% de la superficie con rastrojos en la región es quemada luego de las cosechas (Taladriz y Schwember, 2012), por lo que existe un potencial de aprovechamiento de estos residuos, además éste se ve favorecido gracias a la legislación vigente.

### 3.1 Potencial energético de paja de cereales

A continuación se presenta el procedimiento llevado a cabo para estimar el potencial energético de la paja de cereales (arroz, avena, cebada, maíz, trigo y triticale), previo a esto se estima la producción de paja a partir de la producción de granos de los cereales tomando como referencia el año agrícola 2015-2016, información obtenida a partir de la base de datos del INE para Cultivos Anuales Esenciales para el año agrícola 2015-2016.

#### 3.1.1 Estimación paja cereales

La paja total generada por cereal en cada región se estima a través de la Ecuación (3.1)

$$B_{cr} = m_{cr} \cdot \frac{1 - IC_c}{IC_c} \quad (3.1)$$

*c*: Arroz, avena, cebada, maíz, trigo, triticale

*r*: Araucanía, Bío Bío, Coquimbo, Los Lagos, Los Ríos, Maule, Metropolitana, O'Higgins, Valparaíso.

$IC_c$ : Índice de cosecha del cereal  $c$

$m_{cr}$ : Producción de cereal  $c$  en la región  $r$ , en toneladas

$B_{cr}$ : Paja (biomasa) estimada del cereal  $c$  en la región  $r$ , en toneladas.

El término  $\frac{1-IC_c}{IC_c}$  permite estimar la producción de paja que se obtiene al producir un kilogramo de cereal, en donde  $IC_c$  representa la razón entre el peso del grano y el peso total de la planta en su etapa de madurez sin considerar las raíces. En la Tabla 3.1 se muestra el índice de cosecha de los cereales en estudio.

**Tabla 3.1** Índice de cosecha cereales

Cereal	Índice de cosecha
Avena	0,37*
Arroz	0,44**
Cebada	0,45**
Maíz	0,46**
Trigo	0,45**
Triticale	0,29***

**Fuente:** \*Rouanet (2006); \*\*Acevedo (2003); \*\*\*Mellado (2008).

### 3.1.2 Potencial energético de paja de cereales

Una vez conocida la producción de paja de cereales, se calcula su potencial energético a través de la siguiente ecuación:

$$E_{cr} = 2,77 \cdot 10^{-4} \cdot B_{cr} \cdot PCI_c \quad (3.2)$$

$E_{cr}$ : Potencial energético de la paja de cereal  $c$  en la región  $r$ , en MWh

$PCI_c$ : Poder calorífico inferior (o neto) en base húmeda de la paja del cereal  $c$ , en kJ/ton

( $2,77 \cdot 10^{-4}$  corresponde al valor del factor de conversión de MJ a MWh)

Los poderes caloríficos inferior en base húmeda de los diferentes cereales se encuentran tabulados en la Tabla 3.2, siendo estimados a partir del poder calorífico en base seca (ver Anexo A).

**Tabla 3.2** Poder calorífico inferior paja cereales

Paja	Poder calorífico inferior (MJ/kg)
Avena	14,3
Arroz	9,8
Cebada	14,5
Maíz	14,7
Trigo	14,3
Triticale	14,2

**Fuente:** Adaptación Kaltschmitt et. al. (2003).

El poder calorífico inferior representa la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa de combustible sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua generado en la combustión, ya que no se produce cambio de fase, y se expulsa como vapor, siendo éste el valor que interesa en los usos industriales.

## **3.2 Localización de central termoeléctrica a partir de residuos agrícola**

### **3.2.1 Zonas aptas para instalar una central de termoeléctrica**

Una central termoeléctrica, como todas las instalaciones, requiere de una serie de estudios de prefactibilidad, entre ellos la localización. La selección de sitios para instalar la central comienza con la identificación de un conjunto de factores que pueden usarse para diferenciar zonas que son adecuados de aquéllos que no lo son, llamados factores excluyentes

o restricciones, ya que eliminan ciertas áreas. En la presente tesis, los factores seleccionados son tratados a través del software ArcGIS, los cuales en un principio se encuentran en formato vectorial que luego son transformados a formato raster (raster: matriz [cuadrícula o grilla] de celdas [o píxeles] que poseen un valor que representa información).

Cada uno de los factores excluyentes está representado por una cuadrícula compuesta por celdas, a las cuales se les asignan valores booleanos (0,1), las que caen en áreas restringidas se les asigna un valor de “0” y las celdas que caen fuera del área restringida se les asigna un valor de “1”. Finalmente, una única cuadrícula de restricciones resulta al multiplicar todas las cuadrículas de restricciones. Para la n-ésima celda en la cuadrícula final de restricciones, ArcGIS calcula su valor de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Y_{n\_final} = \prod_{m=1}^W Y_{n,m} \quad (3.3)$$

Donde  $Y_{n\_final}$  es el valor booleano asignado a la n-ésima celda en la cuadrícula final de restricciones,  $Y_{n,m}$  es el valor booleano asignado a la n-ésima celda de la m-ésima cuadrícula de restricción,  $W$  es el número de factores excluyentes considerados. Al multiplicar las cuadrículas booleanas de las restricciones, resulta en una cuadrícula final de restricciones (o cuadrícula final excluyente) que define las celdas como restringidas siempre que tengan un valor de “0” en cualquiera de las capas de entrada. Sólo las celdas que tienen un " 1 " en cada capa de entrada tendrán un valor distinto de cero en la cuadrícula final y son consideradas zonas aptas para instalar la central.

### **3.2.2 Superposición de factores para la localización de la central termoeléctrica**

De la superposición de las diferentes cuadrículas de los factores excluyentes, resulta una cuadrícula final de restricciones, la cual contiene zonas restringidas para instalar la central termoeléctrica (celdas con valor 0) y otras zonas, donde está permitido instalar la central (celdas con valor de 1). Estas últimas zonas se extraen y se superponen con los centroides de una cuadrícula con celdas de 1 km x 1 km (Anexo C, Figura C.1.a) generada

para la región de la Araucanía, donde los centroides se encuentran a 1 km de distancia uno del otro (Anexo C, Figura C.1.b). Son precisamente los centroides que quedan contenidos con las zonas permitidas, los que más adelante actúan como puntos de demanda de paja, es decir, posibles localizaciones donde instalar la central termoeléctrica.

### 3.2.3 Recurso energético para abastecer a la central termoeléctrica

El recurso energético con la cual operará la central provendrá de los predios agrícolas que son sometidos a quemas para la eliminación de sus residuos (paja como recurso energético), estos datos fueron obtenidos de la ODEPA, los cuales contienen tanto la georreferenciación de los predios a nivel nacional que fueron sometidos a quemas durante el año 2015 como también de la superficie quemada de estos predios. De la base de datos se extraen exclusivamente los predios correspondientes a la región de la Araucanía.

La base de datos no entrega directamente la producción de paja de cada predio, como tampoco la producción de cereal, por lo que son estimados. La masa de cereal producida en cada predio ( $m_j$  en toneladas) se relaciona con la superficie sembrada del predio ( $S_j$  en hectáreas) y el rendimiento del cereal del predio ( $R_h$ : toneladas de grano por cada hectárea sembrada), mediante la Ecuación (3.4), en donde la superficie quemada del predio asume como superficie sembrada y el rendimiento de la comuna en la que se localiza el predio asume como el rendimiento del predio. Por otra parte, se cuenta únicamente con el rendimiento de las comunas para el año agrícola 2006-2007 (Anexo D, Tabla D.1), por lo que éstos son corregidos mediante la razón entre el rendimiento regional del año agrícola 2014-2015 ( $R_{2014-2015}$  en toneladas/hectárea) y 2006-2007 ( $R_{2006-2007}$  en toneladas/hectárea) para así estimar el rendimiento de cada comuna en el año agrícola 2014-2015.

$$m_j = S_j \cdot R_h \cdot \frac{R_{2014-2015}}{R_{2006-2007}} \quad (3.4)$$

Se utilizan los rendimientos comunales y regionales del trigo (obtenidos del VII Censo Agropecuario y forestal realizado en 2006-2007), ya que es el cereal de mayor producción dentro de la región. Una vez conocida la producción de cereal en cada predio, se estima su

producción de paja reescribiendo la Ecuación (3.1) en función de la producción de cada predio en vez de producciones regionales.

### 3.2.4 Análisis de redes mediante el modelo localización

La localización de centrales termoeléctricas se determina mediante el software ArcGIS, a través de un análisis de redes, donde el modelo utilizado corresponde al de localización-asignación, el cual enlaza la localización de los predios que proporcionarán el recurso energético (paja) a la central, con los potenciales emplazamientos en donde se podrá ubicar la central. El tipo de problema de localización-asignación a resolver es de maximización de cobertura, ya que interesa seleccionar la central que se encuentre en el emplazamiento que pueda cubrir la mayor cantidad de paja de acuerdo a un límite de distancia establecido entre la central termoeléctrica y los predios que proporcionarán la paja.

El problema de localización de máxima cobertura considera la siguiente situación. Sea  $I = \{1, \dots, m\}$  un conjunto de índices de ubicaciones potenciales para localizar la central termoeléctrica, y  $J = \{1, \dots, n\}$  un conjunto de índices para los proveedores. Cada proveedor  $j \in J$  especifica cierta oferta de recurso energético  $h_j$ , y para cada par  $i \in I, j \in J$  se especifica una distancia  $d_{ij}$ . Se requiere determinar cuál es la máxima cobertura de la central, dado un radio de cobertura  $D$ , seleccionando como máximo  $p$  instalaciones.

Las variables de decisión consideradas son las siguientes:

$x_j$ : Representa la cobertura del nodo  $j$ , 1 si está cubierta, 0 en otro caso.

$y_i$ : Representa la selección de la ubicación de la instalación  $i$ , 1 si se selecciona una instalación en la ubicación, 0 en otro caso.

Sean los parámetros:

$D$ : Radio de cobertura de la instalación

$f$ : Número de instalaciones a seleccionar.

$h_j$ : Oferta de recurso energético del nodo  $j$

$a_{ij}$ : 1 si el proveedor  $j$  puede ser cubierto por una instalación ubicada en el nodo  $i$ , (es decir  $d_{ij} \leq D$ ), 0 en otro caso.

El modelo matemático que define este problema es el siguiente:

$$\text{Maximizar } \sum_j h_j x_j \quad (3.5)$$

$$\text{sujeto a } x_j \leq \sum_i a_{ji} y_i \quad \forall j \quad (3.6)$$

$$\sum_i y_i \leq f \quad (3.7)$$

$$x_j \in \{0,1\} \quad \forall j \quad (3.8)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \quad (3.9)$$

El conjunto de restricciones (3.6) asegura que un proveedor es cubierto siempre y cuando exista una instalación dentro del radio de cobertura  $D$  establecido. La restricción (3.7) asegura que se seleccionen a lo más  $p$  instalaciones. Las restricciones (3.8) y (3.9) indican el carácter binario de las variables.

En el presente informe, el análisis de redes se emplea para:

- Identificar la localización de la central termoeléctrica (punto de demanda).
- Identificar los predios que suministran el recurso energético a la central (puntos de oferta).
- Identificar la ruta más corta que conecta la central termoeléctrica con los predios que le proveerán el recurso energético. Cabe recordar que el término distancia mencionado hace referencia a la distancia recorrida a través de los caminos físicos por los que transita el vehículo que transporta el recurso energético, camino que va desde el proveedor (predios) hasta la central termoeléctrica.

Los elementos del modelo de localización-asignación son los siguientes:

- Puntos de oferta: predios agrícolas que queman residuos de cereales (paja).
- Puntos de demanda: posibles localizaciones en donde instalar la central termoeléctrica.
- Red de transporte: rutas que conectan los puntos de oferta con los puntos de demanda. La red de transporte se crea a través de ArcCatalog 10 tomando como base la red caminera de la IX región.

### 3.2.5 Uso de SIG y fuentes de información

Se ha utilizado el programa ArcGIS perteneciente al campo de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) como herramienta principal para el análisis y representación de las distintas bases de datos y capas de información gráfica manejadas en este trabajo. Como se ha mencionado anteriormente, la zona de estudio seleccionada fue la IX Región de Chile. Se utiliza el mapa base de la IX Región de Chile con sistema de coordenadas geográfico mundial WGS 84, con una proyección UTM referida al huso 18S. Las coberturas (base de datos y las capas de información gráfica) utilizadas en el presente trabajo provienen de diferentes fuentes, información resumida en la Tabla 3.3.

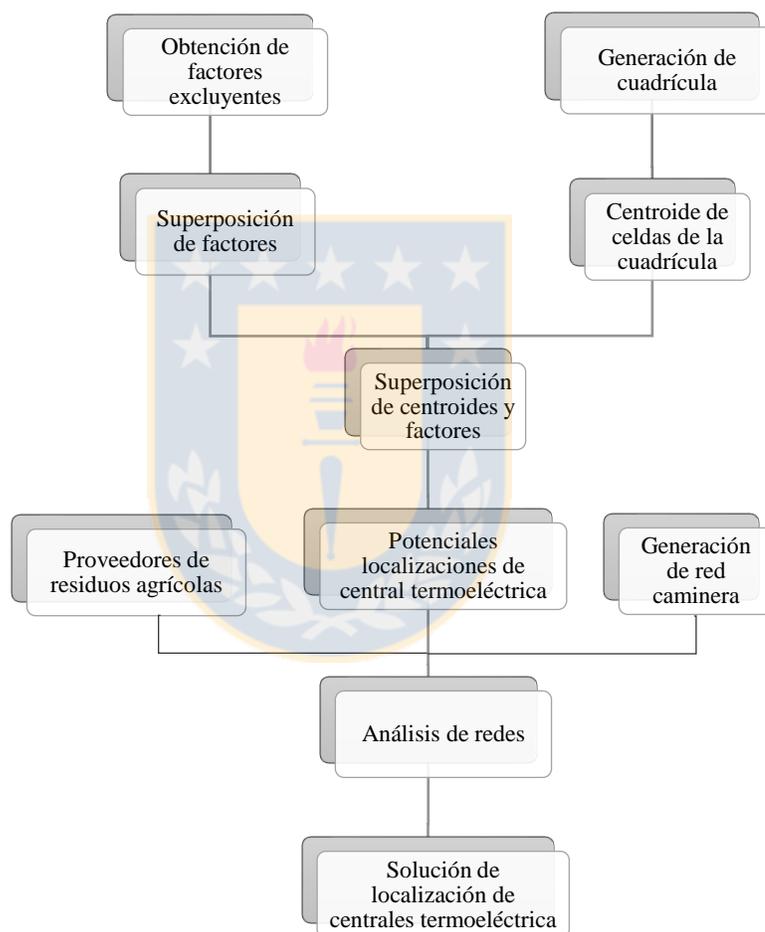
**Tabla 3.3** Resumen de coberturas de información

Cobertura	Formato	Fuente	Año
Hectáreas de roce agrícola de los predios productores de cereales para el año agrícola 2014/2015 a lo largo de Chile	xlsx	Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA)	2015
Infraestructura vial de Chile	SHP	Ministerio de Obras Públicas (MOP)	2014
Pendientes de los suelos de Chile	SHP	Corporación Nacional Forestal (CONAF)	
Cobertura de los suelos de Chile	SHP	Centro Nacional de Investigación para la Gestión Integrada de Desastres Naturales (CIGIDEN)	2007
Áreas protegidas por el estado en Chile	SHP	Centro Nacional de Investigación para la Gestión Integrada de Desastres Naturales (CIGIDEN)	2015
Red eléctrica en Chile (líneas de transmisión de electricidad y subestaciones eléctricas)	SHP	Ministerio de Energía	2016
Áreas urbanas en Chile	SHP	Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN)	2016
División comunal de Chile	SHP	Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN)	2016
División regional de Chile	SHP	Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN)	2016

**Fuente:** Elaboración propia. xlsx corresponde al formato de archivos Microsoft Excel, SHP(shapefile) corresponde al formato de archivos de datos espaciales.

### 3.2.6 Resumen metodología localización de central termoeléctrica a partir de residuos agrícolas.

La metodología descrita, para localizar la central eléctrica (realizada en un entorno GIS), queda resumida en la Figura 3.1. La localización de la central se realiza mediante un análisis de redes en el software ArcGIS, previo a este análisis, se identifican las zonas que no son aptas para instalar la central, las cuales se obtienen mediante la



**Figura 3.1.** Metodología para localización de central termoeléctrica. **Fuente:** Elaboración propia.

superposición de diferentes factores que excluyen ciertas zonas, ya sea por limitantes naturales como económicos o técnicos, obteniendo una capa compuesta con zonas restringidas (excluidas) y zonas permitidas, extrayendo estas últimas, las cuales se

superponen con los centroides de las celdas de una cuadrícula generada para la región de la Araucanía, en donde los centroides que quedan contenidos en las zonas permitidas actúan como potenciales localizaciones en donde instalar la central termoeléctrica. Conocido los puntos potenciales en donde instalar la central termoeléctrica, sumado a la identificación de la localización de los posibles proveedores de residuos agrícolas (predios que realizan quemas de residuos relacionados con cultivos de trigo y avena), y mediante la generación de la red caminera, es que se tienen los tres elementos principales para realizar el análisis de redes en el Software ArcGIS, con la consecuente localización de la central termoeléctrica.

### 3.2.7 Potencia instalada de la central termoeléctrica

Ya seleccionado el emplazamiento, se procede a calcular la máxima potencia instalada bruta de que tendría la central en ese lugar, la cual se estima una vez determinada la paja que captará. Sea  $K$  el set que identifica a las centrales termoeléctricas, el cual contiene  $k$  elementos, para el presente caso de estudio  $k=1$ .

$$PB_k = \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \cdot \sum_j M_{jk} \cdot \eta e_k \cdot PCI}{HO_k} \quad (3.10)$$

$PB_k$ : Potencia instalada bruta de la central  $k$  (MW<sub>e</sub>)

$PCI$ : Poder calorífico inferior de la paja (MJ/kg)

$M_{jk}$ : Paja asignada del predio  $j$  a la central  $k$  (ton/año)

$\eta e_k$ : Eficiencia de la central  $k$

$HO_k$ : Horas de operación de la central  $k$  durante el año

( $2,77 \cdot 10^{-4}$  corresponde al valor del factor de conversión de MJ a MWh)

Se consideran que las centrales termoeléctricas a biomasa operan durante 7.008 horas al año (equivalente a un factor de planta del 80%), como también se considera una eficiencia eléctrica cercana al 30% (Dornburg y Faaji, 2001; Basisbioenergy, 2015). Además, se asume que el 10% de la potencia instalada bruta va destinada a autoconsumo (equipos), por lo que la potencia instalada neta ( $PN_k$ ) corresponde a un 90% de la potencia eléctrica instalada bruta (Caputo et al., 2005), lo descrito anteriormente está representado por la siguiente ecuación:

$$PN_k = 0,9 \cdot PB_k \quad (3.11)$$

Al relacionar la potencia instalada neta con las horas de operación al año de la central termoeléctrica, se obtiene la energía eléctrica inyectada al sistema interconectado central ( $E_k$  en MWh), la cual está dada por la siguiente ecuación:

$$E_k = PN_k \cdot HO_k \quad (3.12)$$

### 3.2.8 Evaluación económica

Para evaluar la factibilidad económica de la central termoeléctrica, se calcula el Valor Actual neto (VAN), el cual se detallara más adelante. En la evaluación económica se utiliza un tasa de cambio de Dólar americano a Peso chileno de 1 USD= 676,83 CLP (Banco Central de Chile). En cuanto a la tasa de cambio de euro a dólar americano, ésta fue de 1 EUR = 1.1068 USD (Banco Central Europeo). Ambas tasas corresponden al promedio del año 2016.

#### *Costo total de inversión de la central termoeléctrica*

El costo total de inversión de la central termoeléctrica se determina mediante una metodología descrita en literatura (Caputo et al., 2005). El costo total de inversión incluye costos directos tales como: equipos, tuberías, eléctricos, obras civiles, costos directos de instalación, servicios auxiliares, instrumentación y control, y preparación del terreno; además de costos indirectos, tales como costos de ingeniería y costos de puesta en marcha. En la Tabla 3.4 se resumen las categorías que se mencionaron anteriormente para estimar el costo total de inversión, en donde cada categoría lleva asociado un factor, el cual representa el costo de ésta. El costo asociado al factor de la categoría “equipos”, se determinan mediante la sumatoria de los costos de un conjunto de componentes que abarca esta categoría, estos últimos costos están detallados en la Tabla E.1 (Anexo E). Se procede de forma análoga para los costos asociados a las categorías tuberías, eléctricos y obras civiles, en donde los costos están detalladas en la Tabla E.2 (Anexo E). En cuanto al resto de las categorías, los costos asociados a éstas se pueden escribir en función de las cuatro categorías mencionadas anteriormente. Cabe destacar que las funciones de costos están en función de la potencia bruta de la central termoeléctrica y son válidas para centrales, cuya potencia eléctrica bruta está entre 5-50 MW<sub>e</sub>.

**Tabla 3.4** Categorías consideradas en la evaluación de los costos totales de inversión

Categoría	Factor
Equipos	A
Tuberías	B
Eléctricos	C
Obras civiles	D
Costos directos de instalación	E=0,30A
Servicios auxiliares	F=0,15A
Instrumentación y control	G=0,10A
Preparación del terreno	H=0,10A
<i>Total Costos Directos</i>	CD=A+B+C+D+E+F+G+H
Ingeniería	K=0,12A
Puesta en marcha	W=0,10A
<i>Total Costos Indirectos</i>	CI=K+W
<i>Costo total de inversión</i>	CTI=CD+CI

**Fuente:** Caputo et al (2005).

#### *Costo anual de operación y mantenimiento*

El costo anual de operación y mantenimiento (COM) incluyen los costos del recurso energético, costos de transporte, sueldo de trabajadores a cargo de la central y costos de mantenimiento. A continuación se describen el procedimiento utilizado para evaluar estos costos.

- Costo del recurso energético

El costo de un fardo de paja de trigo de  $0,12 \text{ m}^3$  (1 m x 0,4 m x 0,3 m) y de 28 kg puesto sobre camión ronda los 800-1200 CLP, lo que equivale a un precio promedio de 35 CLP por cada kg de paja (0,053 USD/kg).

$$CB_k = \frac{10^{-6} \sum_j m_{jk} \cdot CUB}{D} \quad (3.13)$$

$CB_k$ : Costo total del recurso energético de la central  $k$ , en MMUSD/año

$m_{jk}$ : Paja vendida por el predio  $j$  a la central  $k$ , en kg/año

$CUB$ : Costo unitario del recurso energético, en CLP/kg

$D$ : Tasa de cambio de Dólar americano a Peso chileno

( $10^{-6}$  corresponde al valor del factor de conversión de dólares a millones de dólares)

- Costo de transporte del recurso energético

El recurso energético se transporta en fardos. Los transportistas dentro de la región no cuentan con un valor estandarizado de transporte, sino más bien hacen acuerdos directamente con cada cliente. De la información entregada por uno de ellos, la tarifa va entre 1.600 a 2.200 CLP por cada fardo de 2,7 m<sup>3</sup> (2,5 m x 1,2 m x 0,9 m) transportado hasta una distancia de 75 km. Por lo que se determina una función de costo de transporte en función del número de fardos transportados y la distancia del predio a la central, costo dado por la siguiente ecuación:

$$CT_k = \frac{\sum_j N_{jk} \cdot (1.600 + \frac{2.200 - 1.600}{75} \cdot d_{jk})}{D \cdot 10^6} \quad (3.14)$$

$CT_k$ : Costo total de transporte de la central  $k$ , en MMUSD/año

$N_{jk}$ : Número de fardos de 2,7 m<sup>3</sup> transportados desde el predio  $j$  hasta la central  $k$

$d_{jk}$ : Distancia entre el predio  $j$  y la central  $k$ , en km

A través de la Ecuación (3.9) se estima el número de fardos de 2,7 m<sup>3</sup> ( $N_{jk}$ ) que pueden obtenerse de cada predio:

$$N_{jk} = \frac{m_{jk}}{23 \cdot \rho \cdot v} \quad (3.15)$$

Se trabaja con la suposición de que 23 fardos de volumen unitario igual a 0,12 m<sup>3</sup> ( $v$ ) equivalen a un fardo de 2,7 m<sup>3</sup> (razón de volúmenes de ambos fardos), además, se considera que un fardo tiene una densidad de 233 kg/m<sup>3</sup> ( $\rho$ ) ya que un fardo de 0,12 m<sup>3</sup> pesa aproximadamente 28 kg.

- Costos de mantenimiento

Los costos anuales de mantenimiento equivalen al 1,5% de los costos total de inversión de la central.

- Gastos en remuneraciones

El gasto en remuneraciones del equipo a cargo de la central es de 0,66 MMUSD/año (Soto, 2009), el cual considera a ingenieros, técnicos y operarios (Tabla F.1, Anexo F).

- Costo de arriendo terreno

El costo del arriendo de tierras en la región es variable, depende de la ubicación del terreno, calidad del suelo, del uso que se le dará, entre otros factores. El costo del arriendo se basó en el costo del arriendo de un terreno ubicado al borde de la carretera, en donde el costo local anual de arriendo es de 300.000 CLP por hectárea. Se toma como referencia la superficie de la central termoeléctrica de biomasa Comasa, la cual está contenida en 50 hectáreas (Anexo G, Figura G.1), por lo que el costo del arriendo del terreno es equivalente a 0,022 MMUSD/año.

#### *Ingreso anual por venta de energía*

Los ingresos económicos de la central están dados por la venta de energía, los cuales se calculan a través de la siguiente ecuación:

$$IE_k = E_k \cdot \frac{C_E}{10^6} \quad (3.16)$$

$IE_k$ : Ingreso anual por venta de energía de la central  $k$ , en MMUSD/año

$C_E$ : Costo marginal promedio de energía, en USD/MWh

( $10^{-6}$  corresponde al valor del factor de conversión de dólares a millones de dólares)

Estos ingresos provienen de la energía inyectada al sistema interconectado, definiendo el precio de la energía como el costo marginal promedio de la barra Victoria 66 kV durante el año 2016, el cual fue de 64,3 USD/MWh (Anexo H, Tabla H.1)

#### *Valoración de la Inversión*

Se calcula el Valor Actual Neto (VAN), para valorizar la inversión, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$VAN_k = CTI_k - \sum_{t=1}^n \frac{FC_{pk}}{(1+t)^p} \quad (3.17)$$

$n$ : Número de períodos (años) considerados

$FC_p$ : Flujo de caja en el año  $p$  de la central  $k$  (MMUSD)

$t$ : Tasa de descuento (en fracción)

Si el VAN resulta ser mayor a cero, la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo tanto el proyecto se puede aceptar, si el VAN es menor a cero, la inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida, por lo tanto el proyecto debiese rechazarse. En caso de que el VAN sea igual a cero, la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.

### **3.3 Aprovechamiento energético de residuos agrícolas en el sector industrial**

Como se mencionó anteriormente, la región cuenta con un gran potencial energético a partir de paja de cereal (biomasa), es por esto que se evalúa en las industrias localizadas en la región, el cambio de calderas que consumen petróleo (Fuel oil N°6), para la generación de energía térmica (en forma de vapor) en sus procesos, por calderas a base de biomasa. A continuación se presenta el procedimiento para estimar los costos de generación de vapor de acuerdo a ambas calderas, en donde el subíndice F corresponde a Fuel oil y el subíndice B a biomasa como combustible.

Para poder comparar ambas calderas se debe determinar la biomasa equivalente al combustible a reemplazar. Para esto primero hay que conocer la energía térmica que transfiere la caldera a base de combustible fósil hacia el fluido, dado por Ecuación (3.7):

$$Q_F = m_F \cdot PCI_F \cdot n_F \quad (3.18)$$

$Q_F$ : Energía térmica entregada por el combustible fósil, en MWh/año

$m_F$ : Masa anual de combustible fósil consumida por la caldera, en kg/año

$PCI_F$ : Poder calorífico inferior del combustible fósil, en MJ/kg

$n_F$ : Eficiencia de la caldera a base de combustible fósil

La misma energía debe ser entregada por una caldera a base de biomasa, energía representada por la notación  $Q_B$ , por lo tanto  $Q_F = Q_B$ , con:

$$Q_B = m_B \cdot PCI_B \cdot n_B \quad (3.19)$$

La definición de los términos de la ecuación anterior son los mismos que para la Ecuación (3.18), con la salvedad de que ahora es en base a la biomasa como combustible.

Por lo tanto, la biomasa requerida por una caldera a combustible fósil para suplir el requerimiento energético se obtiene de la Ecuación (3.20).

$$m_B = \frac{m_F \cdot PCI_F \cdot n_F}{PCI_B \cdot n_B} \quad (3.20)$$

La energía que la caldera entrega al fluido permite que una cierta masa de éste pase de un estado inicial a otro final. Conocido estos estados, además del calor transmitido por la caldera, es posible estimar el vapor generado mediante la siguiente ecuación:

$$m_{vap} = \frac{m_F \cdot PCI_F \cdot n_F}{(h_v - h_a)} \quad (3.21)$$

$m_{vap}$ : Masa anual de vapor generado, en kg/año

$h_v$ : Entalpía del vapor saturado a la presión de trabajo de la caldera, en MJ/kg

$h_a$ : Entalpía del agua de alimentación a la caldera, en MJ/ kg

Se utiliza la razón entre los costos de producción de vapor a partir de paja y a partir de petróleo N°6 para evaluar si resulta atractivo el cambio tecnológico (caldera + combustible) de petróleo N°6 a paja para la generación de vapor.

Para la producción de vapor a partir del combustible fósil, se considera el costo del recurso energético y el costo del sistema de calderas, puesto que este escenario es más favorable para la generación a partir del combustible fósil, ya que para la producción de vapor a partir de paja de cereal se incluye además el costo de transporte, por lo que el primer escenario se considera como límite. Los costos del tratamiento químico del agua, como también el costo del agua y del personal que opera la caldera, no fueron considerados, debido a que son independientes del sistema utilizado. Para evaluar razón de los costos de

producción de vapor, los costos del sistema de caldera para ambos combustibles son normalizados por la vida útil de la caldera, considerada en 20 años (ABMA, 2010)

#### *Costos producción de vapor*

- Costo sistema de caldera

El costo del sistema de caldera se determina mediante la Ecuación (3.22), la cual incluye los costos de caldera y de los equipos auxiliares tales como ventilador de aire, extractor de aire, precipitador electrostático e instalación inicial (Vallios et al., 2009).

$$C_{caldera_B} = 0,361 \cdot \left(\frac{P_t}{3.000}\right)^{0,6} \quad (3.22)$$

$C_{caldera_B}$ : Costo del sistema de caldera a biomasa, en MMUSD.

$P_t$ : Potencia térmica instalada de la caldera en kW

- Costo de combustible

El consumo de  $m_B$  evaluado en 0,053 USD el kg (valor definido en la Sección (3.2.8)).

- Costo de transporte

A través de la Ecuación (3.14). Distancia entre industria y predios, se determina a través de la capa de caminos y el software ArcGIS, en donde se varía el límite de distancia máxima entre la central y los proveedores de paja hasta suplir la demanda necesaria.

#### *Costos producción de vapor a partir de Fuel oil N°6*

- Costo anual de combustible:

El consumo anual de Fuel oil N°6 ( $m_F$ ) de las industrias se obtiene a partir de la declaración de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC). El costo unitario del Fuel oil N°6 corresponde 0,314 USD/kg.

## **Capítulo 4. Análisis y discusión de resultados**

---

En este capítulo se presenta el potencial energético almacenado en los residuos de cereales producidos en el país. Además, se presenta el potencial energético aprovechable en los residuos agrícolas de la región de la Araucanía producto de la producción de cereales, como también el resultado de la evaluación de los aprovechamientos de energía, la primera es la generación de energía eléctrica y la segunda a partir de la generación de calor.

### **4.1 Producción de energía nacional y regional**

A continuación se presentan los resultados y análisis de la estimación de paja generada a nivel nacional y del potencial energético de ésta para el año agrícola 2015-2016. La Tabla 4.1, muestra (a nivel país) la superficie sembrada con cereal, la producción de granos de cereales, la producción de paja generada a partir de los cereales y el potencial energético de la paja de cereales; la Tabla 4.2, en donde se señala la participación energética de la paja de cada cereal por región con respecto al total país, además de la densidad energética regional (con respecto por la superficie regional); y la Tabla 4.3 muestra el índice de cosecha de los cereales, el poder calorífico de la paja de cereales, además de la energía residual de los cereal. A nivel nacional, para el año agrícola 2015-2016 se sembraron 562 mil hectáreas con cereales, desde las cuales se produjeron 3,9 millones de toneladas de granos de cereal generando 5,3 millones de toneladas de paja. Las 5,3 millones de toneladas de paja tienen un potencial de energético de 21 millones de MWh, en donde en el peor de los caso (plantas de 20% de eficiencia eléctrica) podrían aportar con 4.2 GWh al año, equivalente a un 6% de la demanda del año del sistema eléctrico nacional. Estos 21 millones de MWh, provienen principalmente de la paja de los cultivos de trigo y de maíz con un 40,56% y un 27,16% respectivamente, siendo la paja de los cultivos de cebada con un 2,51%, los de menor potencial.

**Tabla 4.1** Resumen de producción de cereales a nivel nacional

Cultivo	Superficie <sup>1</sup>	Producción <sup>2</sup>	Paja <sup>3</sup>	Potencial de energía (GWh/año)
Arroz	4,72%	4,50%	8,02%	1.183
Avena	19,11%	13,77%	17,05%	3.646
Cebada	3,17%	2,73%	2,43%	519
Maíz	18,01%	30,37%	25,93%	5.695
Trigo	50,71%	44,84%	39,85%	8.580
Triticale	4,28%	3,78%	6,73%	1.407
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	

<sup>1</sup> Superficie nacional sembrada: 562.473 ha

<sup>2</sup> Producción nacional de granos de cereal: 3.862.568 ton

<sup>3</sup> Generación nacional de paja: 5.312.220 ton

**Fuente:** Elaboración propia.

Las regiones de O'Higgins, Maule, Bío Bío y Araucanía, concentran el 88,76% del potencial energético nacional a partir de paja de cereales, además de ser las cuatro regiones de mayor densidad energética.

**Tabla 4.2** Potencial energético de la paja por cereal y regiones con respecto al total país

Región	Participación de la paja en potencial energética con respecto al total país							Densidad energética regional <sup>1</sup> (MWh/km <sup>2</sup> )
	Arroz	Avena	Cebada	Maíz	Trigo	Triticale	Total general	
Araucanía	0.00%	11.56%	1.18%	0.03%	14.66%	4.69%	32.13%	208.58
Bío Bío	0.82%	3.56%	0.53%	5.16%	12.25%	1.13%	23.45%	130.79
Coquimbo	0.00%	0.00%	<0,01%	0.01%	<0,01%	0.00%	0.02%	0.12
Los Lagos	0.00%	1.22%	0.13%	0.00%	1.90%	0.68%	3.93%	16.72
Los Ríos	0.00%	0.77%	0.58%	0.00%	2.11%	0.30%	3.76%	42.22
Maule	4.80%	0.18%	0.04%	6.40%	5.87%	0.00%	17.29%	118.00
Metropolitana	0.00%	<0,01%	0.00%	2.10%	1.02%	0.00%	3.12%	41.78
O'Higgins	0.00%	0.05%	0.04%	13.28%	2.52%	0.00%	15.89%	200.46
Valparaíso	0.00%	<0,01%	0.01%	0.18%	0.21%	0.00%	0.41%	5.11
<b>Total general</b>	<b>5.63%</b>	<b>17.35%</b>	<b>2.51%</b>	<b>27.16%</b>	<b>40.54%</b>	<b>6.81%</b>	<b>100.00%</b>	-

<sup>1</sup>Densidad energética en base a paja, calculada como la razón entre el potencial energético regional y la superficie regional respectiva

<sup>2</sup>100% equivalente a 20.983 GWh

**Fuente:** Elaboración propia.

En primer lugar en cuanto al potencial energético, se encuentra la Araucanía con un 32,13% del total nacional, principalmente proveniente de paja de trigo y avena con un 14,66% y un 11,56% respectivamente del total nacional, además de ser la región con mayor potencial para los residuos de ambos cereales. Esto implica que la región de la Araucanía,

con 208,58 MWh/km<sup>2</sup> es la región de mayor densidad energética en base a residuos agrícolas. Le sigue la región del Bío-Bío con un 23,45%, (a base de trigo y maíz) pero tercera en cuanto a densidad energética (130,79 MWh/km<sup>2</sup>), siendo superada ampliamente por la región de O'Higgins que es la segunda región de mayor densidad energética (200,46 MWh/km<sup>2</sup>) pero cuarta en cuanto a potencial energético (15,89%, principalmente del maíz). En tercer lugar se encuentra la región del Maule con 17,29% (a base de maíz y trigo).

Cada grano de cereal que se produce tiene un potencial de aprovechamiento energético a partir de los residuos generados por su cultivo. La generación energética de la paja de cada cereal con respecto a la producción de grano, se pueden relacionar a través de una

**Tabla 4.3** Resumen de propiedades de los cereales

Cultivo	IC	PCI (MJ/kg)	ERC (MJ/kg)
Arroz	0,29	9,8	24,1
Avena	0,37	14,3	24,3
Cebada	0,45	14,5	17,7
Maíz	0,46	14,7	17,2
Trigo	0,45	14,3	17,4
Triticale	0,29	14,2	34,7

**Fuente:** Elaboración propia.

combinación del IC y el PCI, la cual es llamada en el presente informe como Energía Residual del Cereal (ERC). Un mayor ERC indica una mayor producción de energía proveniente de los residuos de cereal (paja) por unidad másica de cereal producido. Siendo el triticale, el cereal que presenta una mayor ERC, pero su baja potencial energético está dada por las bajas producciones de cereales en comparación con el resto de cereales, por otro lado el trigo es el segundo cereal con menor ERC pero sus residuos son los de mayor potencial energético, ya que su menor ERC se ve compensado por la alta producción nacional de este cereal.

## 4.2 Quemadas agrícolas

La base de datos proporcionada por la ODEPA además de contener las quemadas agrícolas, contiene las quemadas forestales, por lo que ambos son descritos.

A nivel nacional durante el año 2015 se quemaron 193.123 ha, de las cuales un 7% corresponden a quemas forestales, mientras que un 93% a quemas agrícolas. La región que lidera las quemas forestales es la del Bío-Bío con un 44,95% seguido por la región de La Araucanía con un 33,36%.

En cuanto a las quemas agrícolas, la Araucanía y el Bío-Bío registran un 55,0% y 27,8% respectivamente, siendo las regiones de mayor superficie quemada del total nacional, quemas principalmente relacionadas a los rastrojos de trigo y avena. La Araucanía durante el

**Tabla 4.4** Quemas agrícolas y forestales durante el año 2015

Región	Quemas Agrícolas	Quemas Forestales
Araucanía	55,03%	44,95%
Atacama	0,08%	0,00%
Aysén	0,88%	8,52%
Bío-Bío	27,83%	33,36%
Coquimbo	0,27%	0,13%
Los Lagos	2,73%	0,75%
Los Ríos	1,66%	0,28%
Magallanes	0,02%	0,00%
Maule	6,22%	9,48%
Metropolitana	1,17%	0,83%
O'Higgins	3,01%	0,38%
Valparaíso	1,10%	1,31%
<b>Total general</b>	<b>100,00%<sup>1</sup></b>	<b>100,00%<sup>2</sup></b>

<sup>1</sup>Total general quemas agrícolas equivalente a 179.992 ha

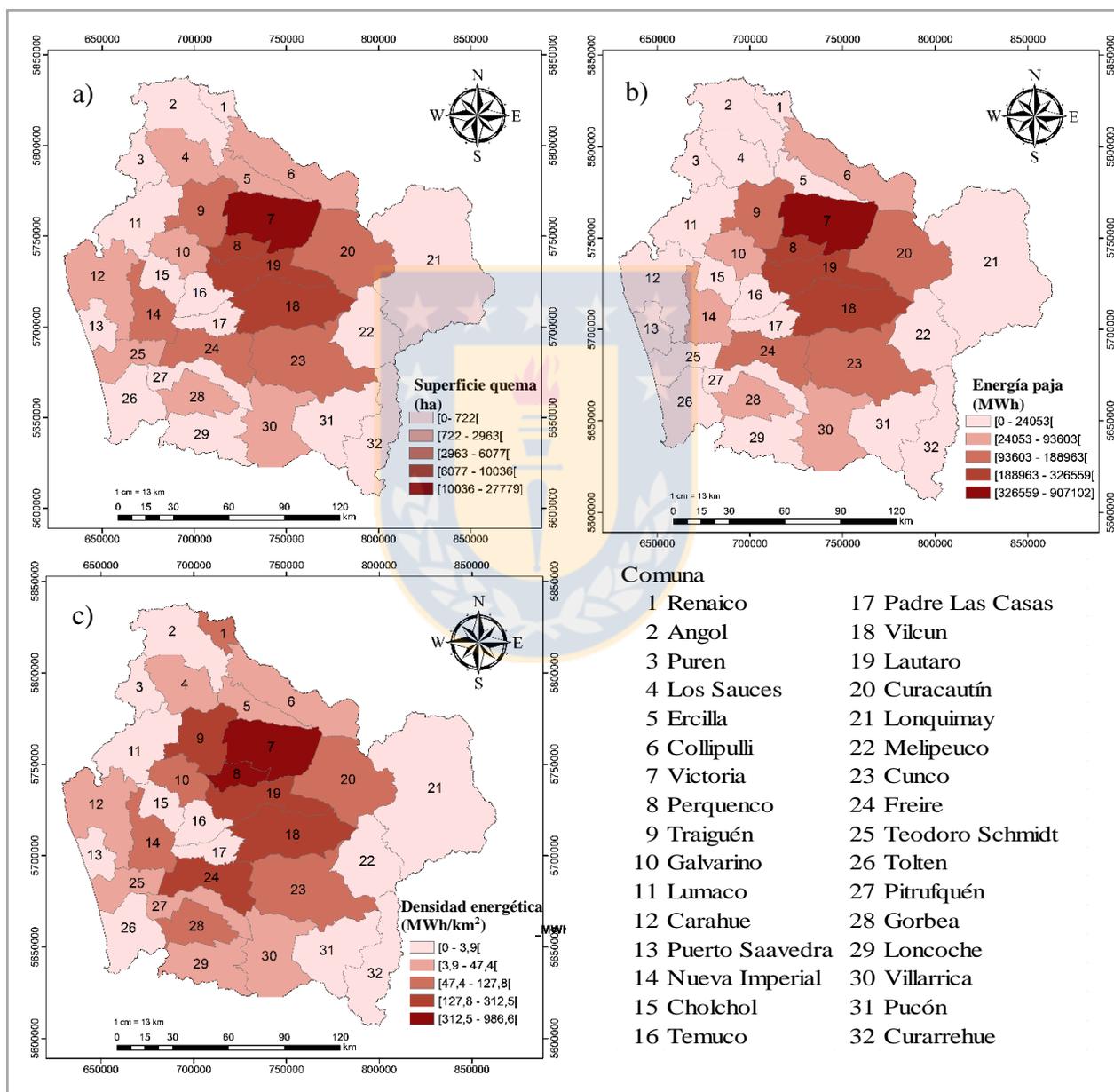
<sup>2</sup>Total general quemas forestales equivalente a 13.131 ha

**Fuente:** Elaboración propia.

año agrícola 2014-2015, la superficie sembrada con trigo y avena fue de 162.553 ha, en donde las quemas relacionadas con estos cultivos alcanzaron las 92.500 ha por lo que se estima que alrededor del 57% de la superficie sembrada con estos cultivos tuvieron prácticas de quemas agrícolas.

La quema de estas 92.500 ha con residuos, representan un potencial directo para uso energético, ya que son tratadas mediante quemas para su eliminación, sin darle un uso alternativo, por lo que en base a este criterio es que la región cuenta con un potencial de generación energética de 3,2 millones de MWh/año, en donde las comunas de Victoria,

Lautaro, Perquenco y Vilcún abarcan el 63% del potencial de la región (Figura 4.1a) ya que son las comunas que registran una mayor superficie de quema (Figura 4.1b). Cabe destacar que estas 4 comunas representan únicamente el 12% de la superficie regional, además son comunas aledañas, por lo que formando un potencial núcleo energético que concentran alta densidad (Figura 4.1c).



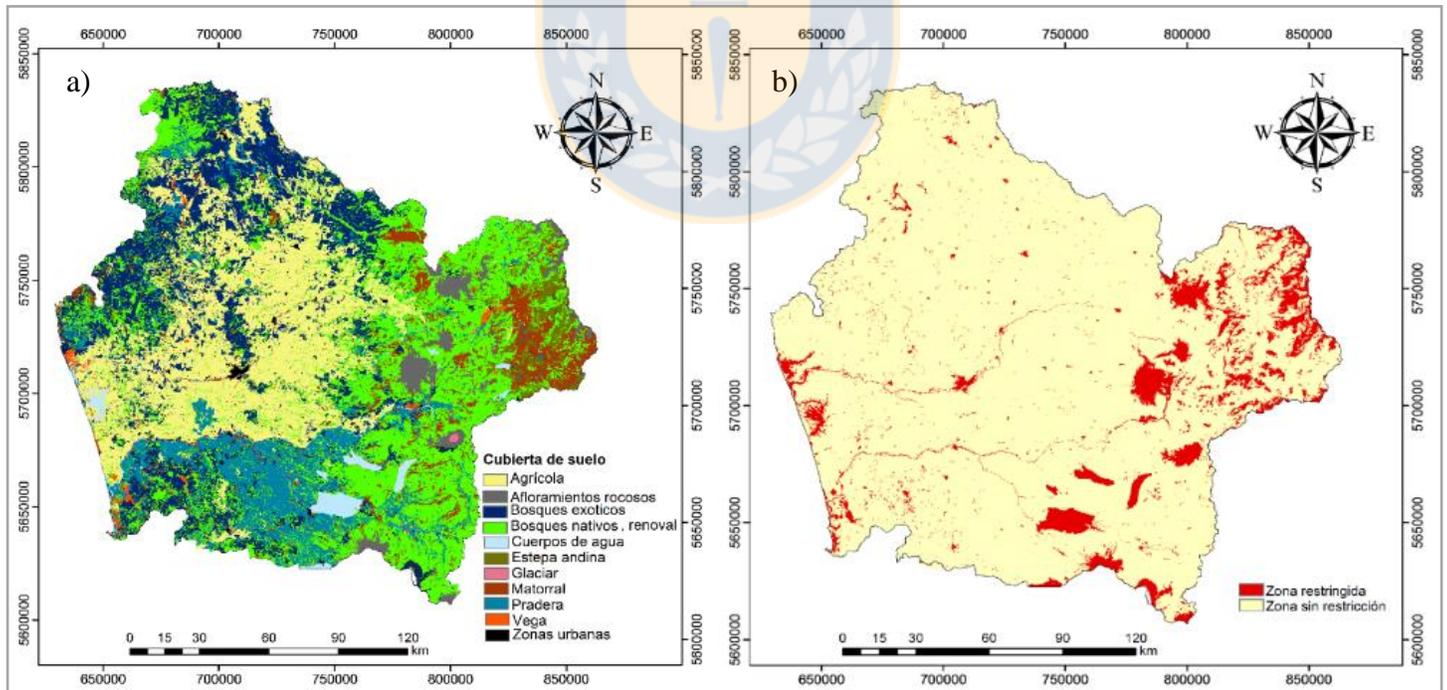
**Figura 4.1** Quemas de cereales y su potencial energético en las comunas de la IX Región, en base a 1771 predios. Superficie quemada (a), energía quemada (b) y densidad energética (c). **Fuente:** Elaboración propia.

## 4.3 Localización de centrales termoeléctricas a partir residuos agrícolas

### 4.3.1 Restricciones

- Cobertura de suelo

La cobertura de suelo hace referencia a la descripción del material físico en la superficie de la tierra, siendo éstos: afloramiento rocosos, bosques nativos, bosques exóticos, cuerpos de agua (Lagos, lagunas, embalses, ríos), estepa andina, glaciares, matorrales, praderas, renoval, terrenos agrícolas, vegas, superficie construida (zonas urbanas). En la Figura 4.2a, se observan las coberturas de suelo mencionadas anteriormente. Pero no todas las coberturas son zonas aptas para recibir una central termoeléctrica, ya sea por limitantes técnicas y/o económicas, es por esto que coberturas de suelo con afloramientos rocosos, cuerpos de agua (lagos, lagunas, ríos), estepa andina, glaciares, y zonas urbanas, se



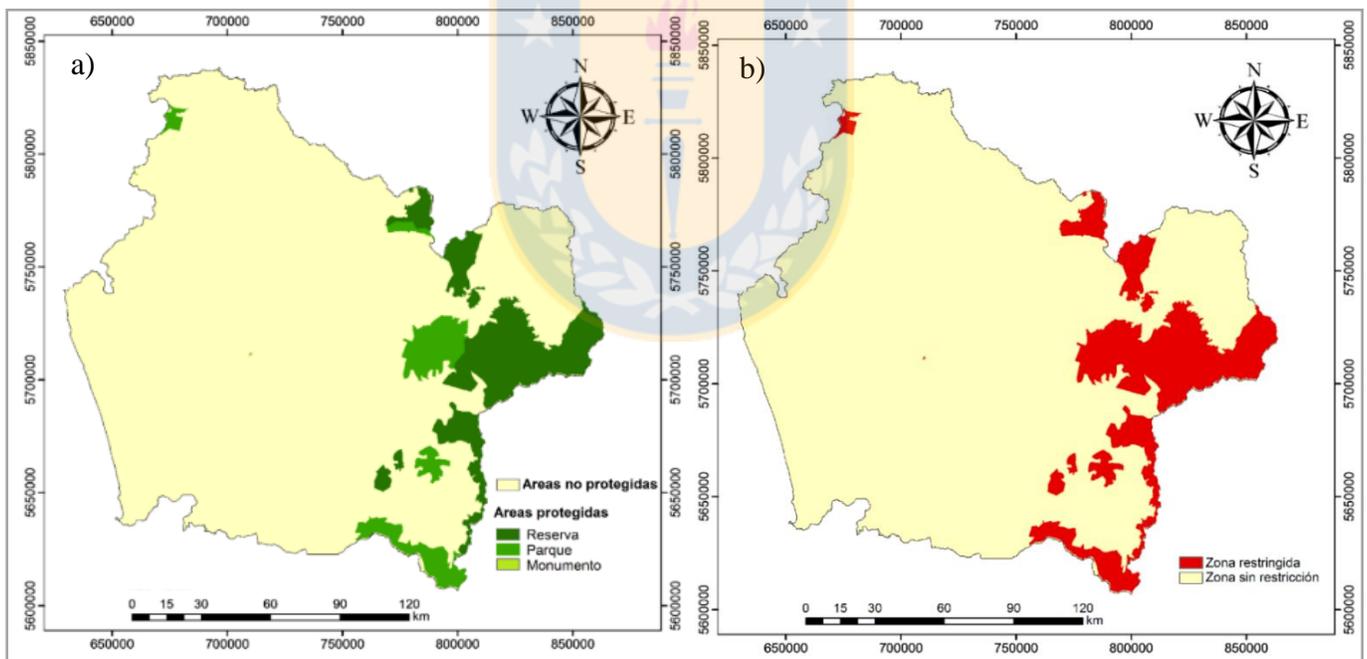
**Figura 4.2** Factor cubierta de suelo, IX Región. Cubierta uso de suelo (a) y restricción Cubierta uso de suelo (b). **Fuente:** Elaboración propia.

consideran territorios físicamente no aptos para la instalación de la central, por lo que son zonas restringidas(o excluidas).

Los bosques nativos se consideran zonas aptas para instalar la central, pero previamente hay que hacer un plan de manejo de obras civiles, el cual permite cortar plantaciones nativas pero con su posterior restitución, tal como lo señala la Ley N° 20.283. Las zonas urbanas se consideran zonas no aptas, ya que así se evitan los desplazamientos de personas. En la Figura 4.2b muestra la cuadrícula de las zonas restringidas para el factor restricción de cobertura de suelo.

- Las áreas protegidas

Existen zonas que están reguladas y resguardadas por la Ley N° 18.362, estas zonas son las áreas protegidas (Parques y reservas nacionales, monumentos naturales) las cuales tienen



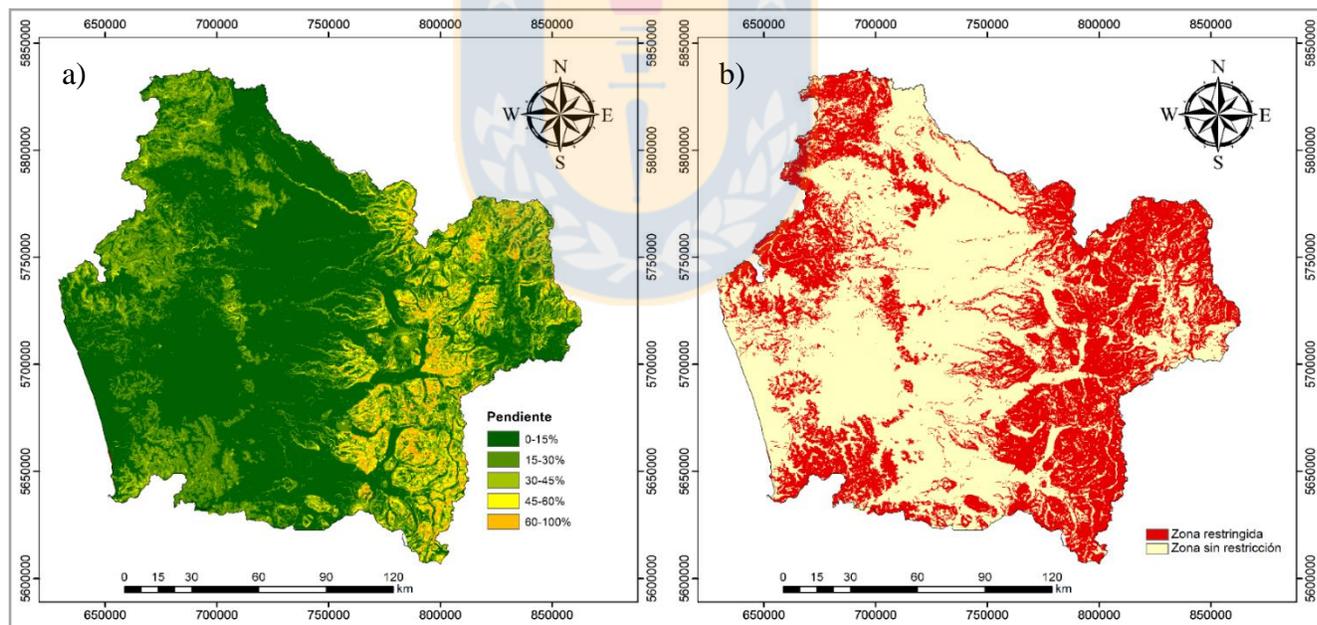
**Figura 4.3** Factor Áreas protegidas, IX Región. Áreas protegidas (a) y restricción Áreas protegidas (b). Fuente: Elaboración propia.

como objetivo la conservación de la biodiversidad, quedando así excluidas como potencial emplazamiento. En la Figura 4.3a, se observa las áreas protegidas de la IX región tales como las Reservas: Alto Bío-Bío, China Muerta, Lago Galletué, Malalcahuello, Malleco, Nalcas,

Villarrica; los parques: Conguillio, Huerquehue, Nahuelbuta, Tolhuaca, Villarrica; y los monumentos: Cerro Nielol y Contulmo. Por otro lado la Figura 4.3b muestra la cuadrícula de las zonas restringidas para el factor áreas protegidas, la cual abarca todas las áreas protegidas.

- Pendientes

Existen zonas más propensas a sufrir deslizamientos de tierra a causa de movimientos telúricos o debidos a las lluvias, considerándose no aptas para la construcción (USGS, 2000). Es por esto que zonas con ángulo de inclinación superiores a  $15^\circ$  fueron excluidas. En la Figura 4.4a, se observan las pendientes de los suelos de la IX región, clasificadas en cuatro intervalos de igual tamaño que van desde los  $0^\circ$  a los  $60^\circ$  y un quinto intervalo que agrupa los suelos con pendiente mayor a  $60^\circ$ . En tanto en la Figura 4.4b muestra la cuadrícula de las zonas restringidas para el factor restricción de pendiente.

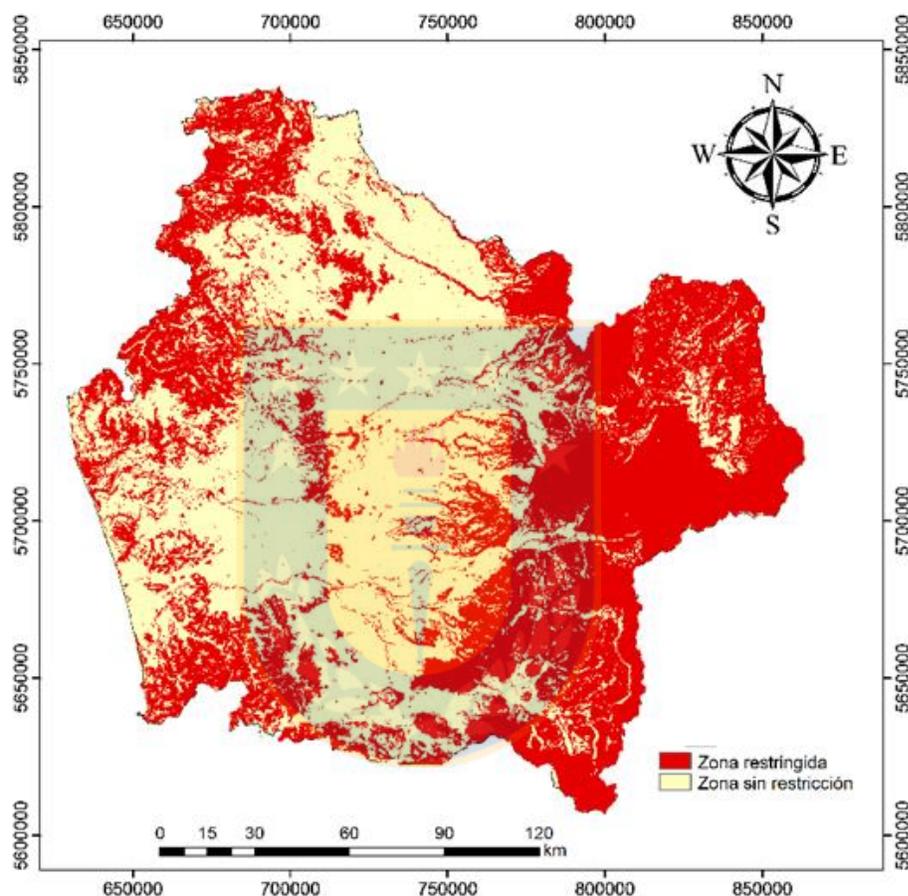


**Figura 4.4** Factor Pendientes, IX Región. Pendientes (a) y restricción Pendientes (b).

**Fuente:** Elaboración propia.

### 4.3.2 Intersección del conjunto de restricciones

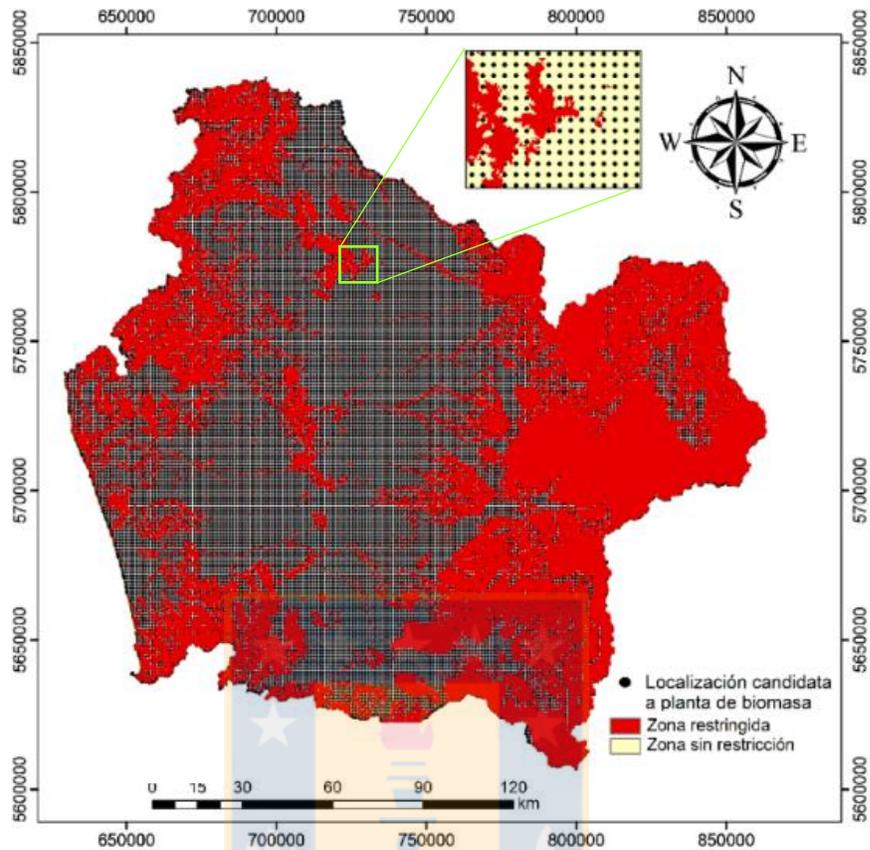
La Figura 4.5, muestra el resultado de la superposición de las cuadrículas de los factores de restricción. La cual muestra las zonas no aptas para instalar la central, como también, las zonas en donde si es posible su instalación.



**Figura 4.5** Intersección conjunto de restricciones. **Fuente:** Elaboración propia.

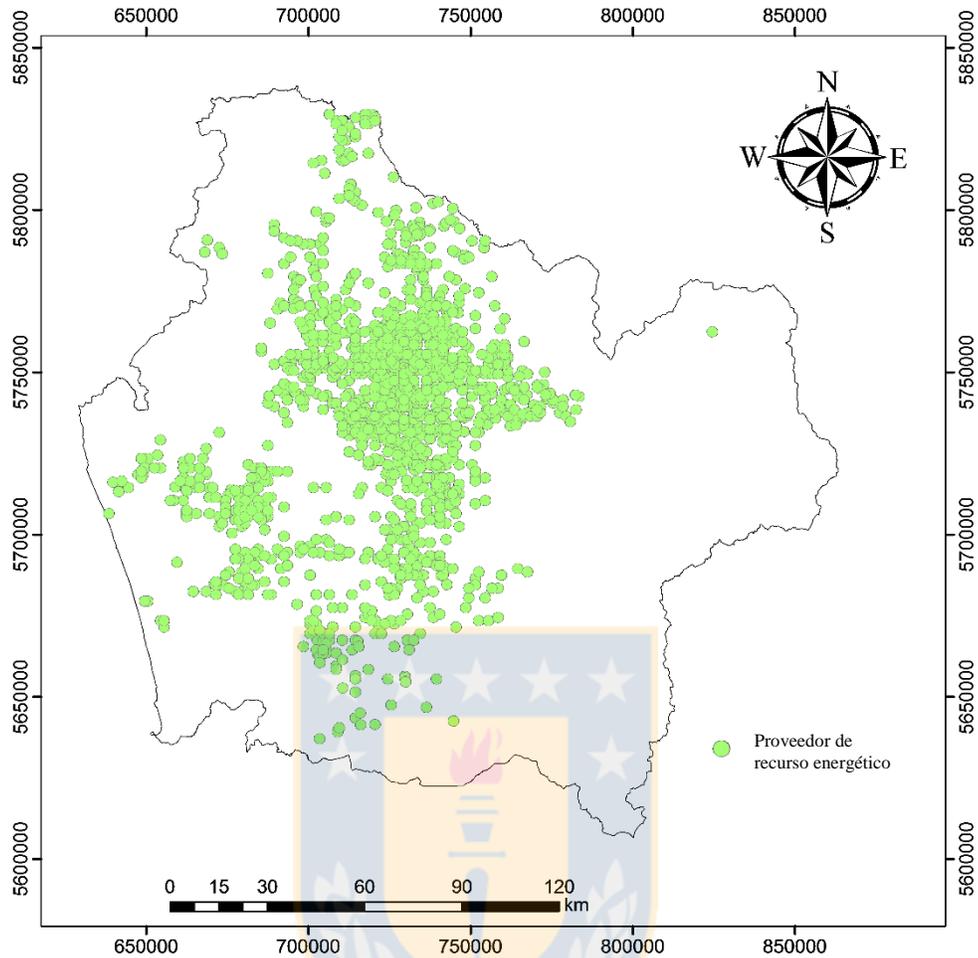
### 4.3.3 Potenciales localizaciones de central termoeléctrica, red de transporte y proveedores del recurso energético

En la región se identificaron alrededor de 17.615 posibles localizaciones para instalar la central, éstas se encuentran ubicadas en zonas no restringidas para las restricciones mencionadas anteriormente (Figura 4.6).



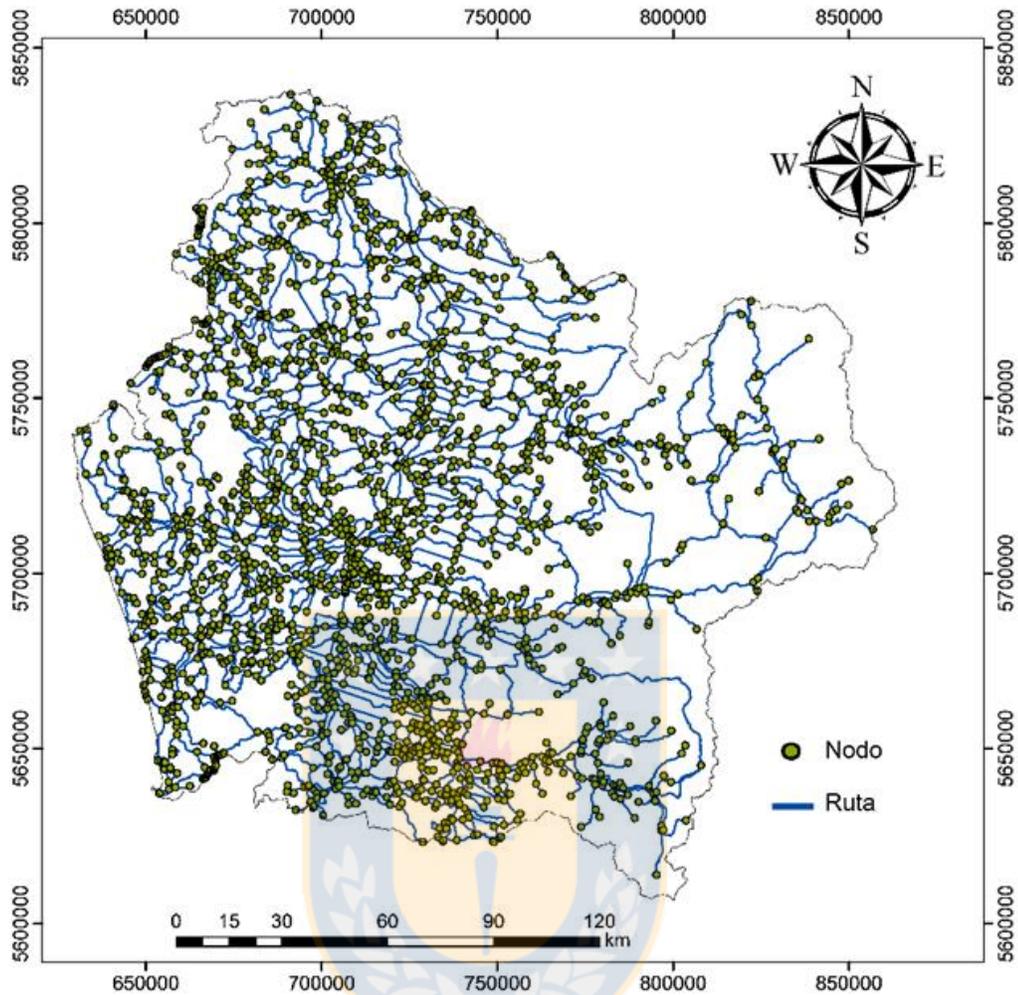
**Figura 4.6** Localizaciones candidatas a central termoeléctrica. **Fuente:** Elaboración propia.

Por otra parte, existen 1.741 predios que practican quemas relacionadas con rastrojos de trigo y avena en la región, los cuales son posibles proveedores (predios) del recurso energético (paja) para la central (Figura 4.7). En conjunto estos predios producen 675.383 toneladas/año de paja, con un potencial energético bruto de 2,7 millones de MWh/año.



**Figura 4.7** Predios que realizan quemas de cereales en la IX Región. **Fuente:** Elaboración propia.

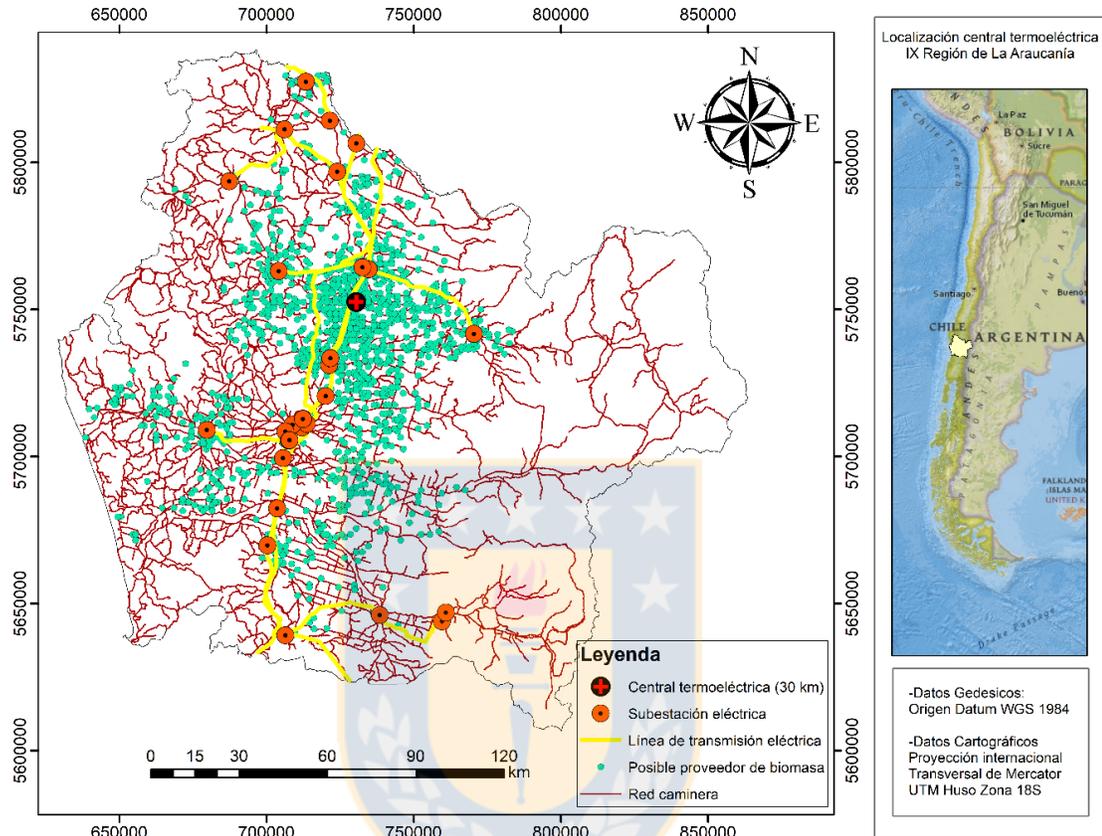
Las posibles localizaciones de las centrales termoeléctricas están conectadas con los proveedores del recurso energético través de la red de transporte. La red de transporte hace referencia a los caminos físicos por los que puede transitar el vehículo que transporta el recurso energético desde el proveedor (predios) hasta la central. La red fue previamente generada en ArcCatalog, la cual está conformada por nodos y rutas (Figura 4.8). Los nodos corresponden a los puntos de inicio o fin de un camino, como también, a la intersección entre caminos. Por otra parte, las rutas son la conexión a través de caminos físicos por los cuales se conectan los nodos, camino que lleva asociada el respectivo desplazamiento que existe entre los nodos que son conectados a través de estos caminos.



**Figura 4.8** Red de transporte, IX Región. **Fuente:** Elaboración propia.

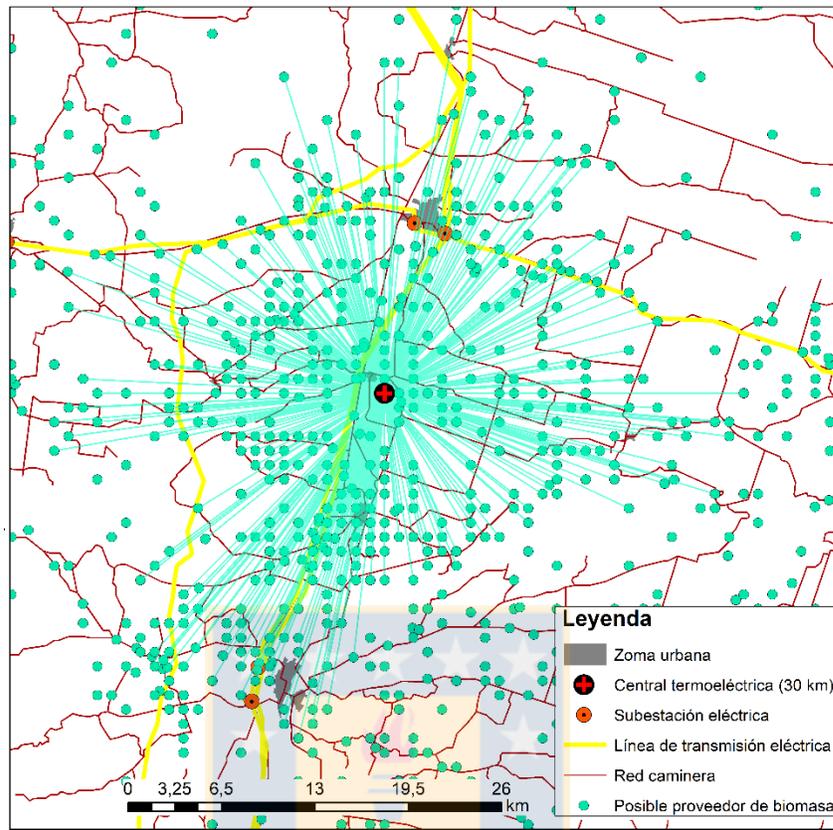
Un conjunto de rutas (camino físicos) genera el recorrido a través los vehículos de transporte transita para transportar el recurso energético desde el proveedor (predios) hasta la central termoeléctrica, localización definida mediante el modelo de Localización-Asignación. En el modelo de Localización-Asignación se definió que de las 17.615 posibles localizaciones para instalar la central, solamente una fuese seleccionada, la cual debiese tener una distancia límite máxima de 30 km con los puntos de oferta y se pidió además de que la localización seleccionada fuese la que maximizara la cobertura con respecto a la paja producida en la región y al límite de distancia establecido. De acuerdo a lo anterior y como se observa en la Figura 4.9, la central seleccionada se localiza en las coordenadas UTM:

18S 730504 5752495 (comuna de Victoria), a una distancia de 1,8 km de la línea de transmisión más cercana (línea de transmisión Victoria/Temuco 66 kV), a 11 km de la



**Figura 4.9** Localización central termoeléctrica a base de residuos de cereales.  
**Fuente:** Elaboración propia.

subestación eléctrica más cercana (subestación Victoria) y a 0,7 km de la red caminera más cercana. La paja es proveída desde 592 predios, estos predios están señalados en la Figura 4.10 mediante rectas celestes, las cuales conecta la central con los predios que proveerán la biomasa a la central termoeléctrica, además, estos predios en conjunto generan 293.6 toneladas de paja/año, correspondiente al 43% del total disponible en la región.



**Figura 4.10** Localización central termoeléctrica en base a residuos de cereales.  
**Fuente:** Elaboración propia.

#### 4.3.4 Análisis económico de la central termoeléctrica

Considerando en 30% la eficiencia eléctrica de la central y en 80% el factor de central, con una potencia eléctrica instalada neta de 45 MW<sub>e</sub>, la central podría inyectar 315 GWh/año de energía al sistema interconectado.

En la Tabla 4.5 se presenta un resumen del análisis económico de la central, efectuado con una tasa de descuento del 12% (Shpilrain, 2009), un impuesto a las utilidades del 25%, por último se consideró que la vida útil de la central es de 20 años.

**Tabla 4.5** Análisis económico central termoeléctrica (MMUSD/año)

	<i>Año 0</i>	<i>Año 1-19</i>	<i>Año 20</i>
Ingresos			
Venta de energía		20,09	20,09
<b>Ingresos totales</b>		20,09	20,09
Costos y gastos			
Transporte del recurso energético		-1,20	-1,20
Recurso energético		-7,71	-7,71
Remuneraciones		-0,66	-0,66
Mantenciones		-1,35	-1,35
Arriendo		-0,02	-0,02
Depreciación		-4,50	-4,50
Interés préstamo		0,00	0,00
Pérdidas del ejercicio anterior		0,00	0,00
<b>Costos y gastos totales</b>		-10,94	-10,94
<b>Utilidades antes de impuestos</b>		9,15	9,15
Impuesto a las utilidades		-1,16	-1,16
<b>Utilidades después de impuestos</b>		3,49	3,49
Depreciación		4,50	4,50
Pérdidas del ejercicio anterior		0,00	0,00
Amortización préstamo		0,00	0,00
Inversión inicial	-90,00		
Préstamo			
Valor de salvamento			29,09
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>-90,00</b>	<b>7,99</b>	<b>37,08</b>

Fuente: Elaboración propia.

El VAN del proyecto es de -27,30 MMUSD, es decir, luego de la inversión inicial, a pesar de que los flujos de caja sean todos positivos (Anexo I, Tabla I.1), no se alcanza a compensar la inversión inicial con la tasa de descuento utilizada para evaluar el proyecto, por lo tanto, el proyecto no genera valor.

El costo más relevante es el de inversión seguido por el recurso energético, el cual representa el 49,3% y 31,5% del costo total de energía, respectivamente. En la Tabla 4.6 se muestra el desglose de los costos de energía para la central en estudio, costo calculado de acuerdo a la Ec J.1, Anexo J.

**Tabla 4.6** Desglose costo de la energía

Costo	Porcentaje
Arriendo terreno	0,1%
Inversión	49,3%
Recurso energético	31,5%
Mantenciones	5,5%
Remuneraciones	2,7%
Transporte	4,9%
Impuesto y Salvamento	6,0%
Total	100% <sup>1</sup>

<sup>1</sup>Costo total de la energía: 77,91 USD/MWh

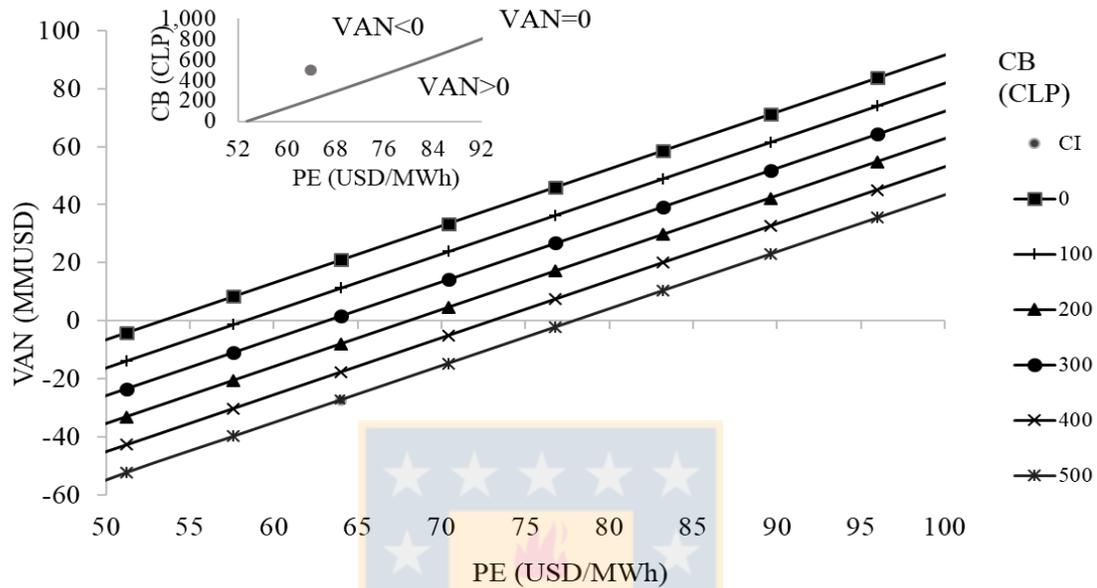
**Fuente:** Elaboración propia.

A continuación se presentan un conjunto de escenarios para evaluar la viabilidad del proyecto. Estos escenarios toman como referencia las condiciones actuales del proyecto o también llamadas iniciales.

*Escenario 1:* Rentabilidad del proyecto al variar el precio de venta de energía eléctrica y/o el costo del recurso energético.

El proyecto comienza a ser rentable cuando el precio de venta de la energía aumenta en al menos un 22%, es decir, alcanza un precio de venta de 78 USD/MWh. También comienza a ser rentable cuando el precio de compra de un fardo de trigo disminuye en al menos un 57%, alcanzado un precio de venta de fardo de 217 CLP (equivalente a 7.750 CLP/ton de paja, considerando un fardo de 28 kg).

Además, se tienen proyectos rentables para todas las combinaciones de precio de venta de energía y costo del recurso energético que estén por debajo de la recta de VAN=0 mostrada en la Figura 4.11. Un fardo de 0,12 m<sup>3</sup> es vendido a 500 CLP por algunos agricultores, este



**Figura 4.11** Escenario 1, rentabilidad del proyecto ante la variación del CB y el PE. CB: Costo del recurso energético (fardo de 0,12 m<sup>3</sup> y 28 kg), PE: Precio venta de energía y CI: Condición inicial. **Fuente:** Elaboración propia.

valor considera que el agricultor quiere obtener beneficios de un desecho que para otro rubro es un recurso puesto que en caso de no haber un cliente la alternativa más fácil y frecuentada es la quema in situ (considerando la quema como la única alternativa).

Si se aplica un cobro a las quemas igual o mayor a 14.000 CLP por cada tonelada de paja quemada (equivale a 400 CLP por potencial fardo del predio, valor representa el costo de enfardado), los compradores de este recurso podrían negociar otro precio con los agricultores ya que estos últimos estarían obligados a pagar un tributo en caso de no tener un comprador, siendo ahora los agricultores quienes incurrirían en los costos de enfardado puesto que les resultaría más costoso pagar el impuesto que el enfardado, reduciéndose el precio de venta de 500 CLP a 100 CLP por fardo de 0,12 m<sup>3</sup>, lo anteriormente descrito provocaría que el proyecto sea rentable, con un VAN de 12 MMUSD soportando un precio mínimo de energía iguala a 58 USD/MWh. Otra alternativa, en donde el impuesto sea igual

o mayor al precio de venta del fardo, podría provocar que los agricultores trancen el recurso energético de la central a costo 0, a causa del mismo razonamiento anterior, así, el proyecto tendría un VAN igual a 21 MMUSD, en donde ahora el precio mínimo de venta de energía que puede soportar el proyecto es igual a 53 USD/MWh. Este impuesto también pudiese evaluarse en cuanto a las hectáreas de superficie quemadas, resultando en 96.000 CLP por cada hectárea quemada.

Sin embargo, el impuesto mencionado anteriormente pudiese afectar a los productores de cereal ya que verían elevados sus costos de producción, facilitando así la entrada de competidores extranjeros en el mercado nacional, lo que pudiese ser perjudicial ya que disminuiría la producción nacional del cereal y por consecuencia habría una menor disponibilidad de desechos de cereal.

#### *Escenario 2: Financiamiento bancario a largo plazo*

Se evalúa el proyecto con un financiamiento bancario de 9 MMUSD (correspondiente al 10% de los costos de inversión) a 20 años con una tasa de interés anual del 4,07% (Anexo K, Figura K.1), resulta un VAN de -22,79 MMUSD (Anexo I, Tabla I.2) el cual es mayor al de la condición inicial. La utilización de la deuda puede incrementar el valor de la empresa y de los capitales propios a causa del beneficio fiscal de la deducción de los gastos por intereses.

#### *Escenario 3: Variación del límite máximo de distancia entre la central y los predios*

- Límite máximo menor o igual a 30 km

Mientras menor es el límite de distancia central-predio, menor es la superficie abarcada por la central, lo cual se traduce en una menor potencia instalada y por consiguiente una menor generación de energía eléctrica al año con lo cual, se tienen menos ingresos. Además, el costo de la potencia instalada bruta es mayor a causa de las economías de escala por lo tanto el costo de la energía relacionado con el costo de inversión es también mayor, razonamiento análogo se aplica a los costos de mantenimiento, los cuales son proporcionales a los costos de inversión de la central. El costo de arriendo de terreno y el sueldo de

trabajadores se consideran constante para todos los tamaños de central, pero al ser normalizarlo por los MWh generado en la central, aumentan a medida que la central tiene una menor capacidad. Tanto el costo total de transporte como el costo total del recurso energético disminuyen para tamaños de central menores, ya que la central requiere de menos recurso energético, siendo el último costo constante al ser normalizado por MWh generado. La suma de todos los costos anteriormente mencionados se traduce en un costo mayor de la energía por MWh a medida que la central es de menor tamaño, además, al considerar que los ingresos por energía son proporcionales al precio de la energía, éstos no aportan una diferencia entre las centrales en los ingresos por MWh, por lo que considerando todo lo anterior, se traduce en que el VAN es menor a medida que el tamaño de central disminuye. Por lo tanto, la relación entre la rentabilidad expresada mediante el VAN y la inversión inicial (también llamada Índice de Valor Actual Neto, IVAN), es menor a medida que el tamaño de central es menor. En la Tabla 4.7 se resumen la información descrita anteriormente para tres casos de límite máximo de distancia entre central termoeléctrica-proveedor de 20 km, 25 km y 30 km. En la Figura 4.12 se muestra la localización geográfica para los tres casos (Anexo J, presenta soluciones de localización incluyendo dos restricciones adicionales).

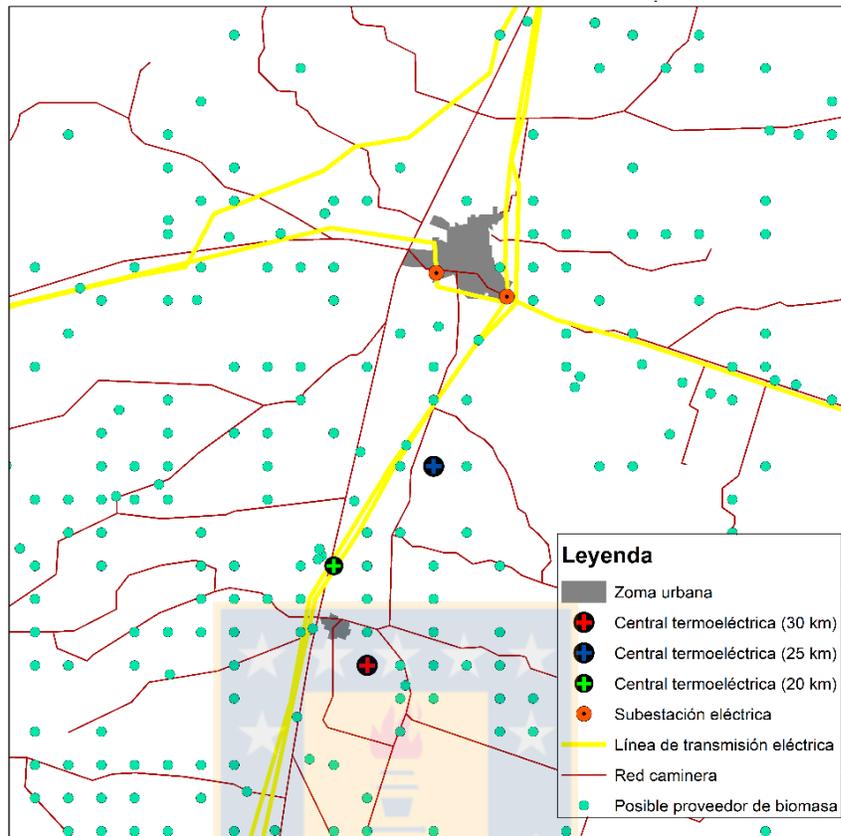
**Tabla 4.7** Resumen escenario 3

	Distancia máxima planta-predio		
	20km	25km	30km
Potencia instalada bruta (MW) <sup>1</sup>	32.4	41.4	49.8
Energía inyectada al SIC (MWh/año)	204600	261328	313937
Costo total de inversión central (MMUSD/MWh año) <sup>2</sup>	16.88	15.38	14.33
Costo transporte (MMUSD/MWh año)	3.73	3.80	3.81
Costo materia prima (MMUSD/MWh año)	24.56	24.56	24.56
Costo mantención (MMUSD/MWh año)	5.06	4.61	4.30
Sueldos (MMUSD/MWh año)	3.22	2.52	2.10
Costo arriendo terreno (MMUSD/MWh año)	0.11	0.08	0.07
VAN (MMUSD)	-29.91	-29.06	-27.30
IVAN	-0.43	-0.36	-0.30

<sup>1</sup>10% destinado a autoconsumo

<sup>2</sup>Normalizado por la vida útil de la planta

**Fuente:** Elaboración propia.



**Figura 4.12** Posibles localizaciones de centrales termoeléctricas en escenario 3.  
**Fuente:** Elaboración propia.

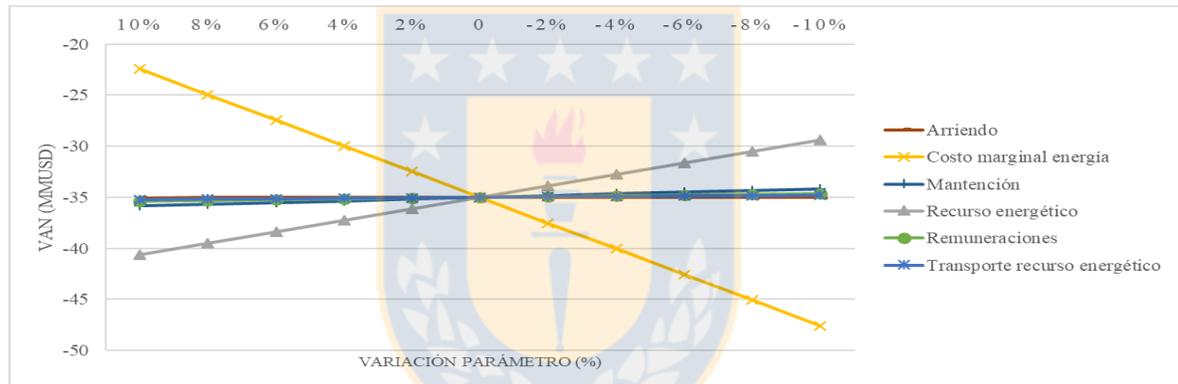
- Límite máximo igual o mayor a 30 km

Para un tamaño máximo de central de 50 MW<sub>e</sub>, se determinó que con las condiciones actuales no son rentables los proyectos, además ésta se conseguía para un límite de distancia máximo de 30 km. Localidades que tengan un potencial de capacidades mayores a 50 MW<sub>e</sub> pueden desglosar en el mayor número de centrales de 50 MW<sub>e</sub>, para así disminuir los costos por potencia instalada, pero aun así, cada central en particular no sería rentable, además, sería una peor solución que la localización de la central de 50 MW<sub>e</sub> determinada por las condiciones iniciales, ya que esta localización maximiza la cobertura, minimizando a su vez los costos de transporte para el límite de distancia fijado, por lo que no existiría una mejor solución para ese tamaño de central ni localización asignada.

### Sensibilidad del VAN

La Figura 4.13 muestra la sensibilidad del VAN frente a variaciones de  $\pm 10\%$  en las condiciones iniciales de los parámetros (en base a la variación de los parámetros de la Tabla L.1, Anexo L) que afectan el VAN. De la figura mencionada se observa que la mayor sensibilidad del VAN está relacionada con el precio de venta de la energía (Costo marginal de la energía) y el costo del recurso energético.

Parámetros como el costo marginal de energía dependen de la subestación a la cual esté conectada la central, por otro lado, el costo de transporte está asociado a la lejanía del recurso energético con respecto a la central, ambos parámetros están directamente relacionados con la localización, siendo el primer parámetro el de mayor relevancia.

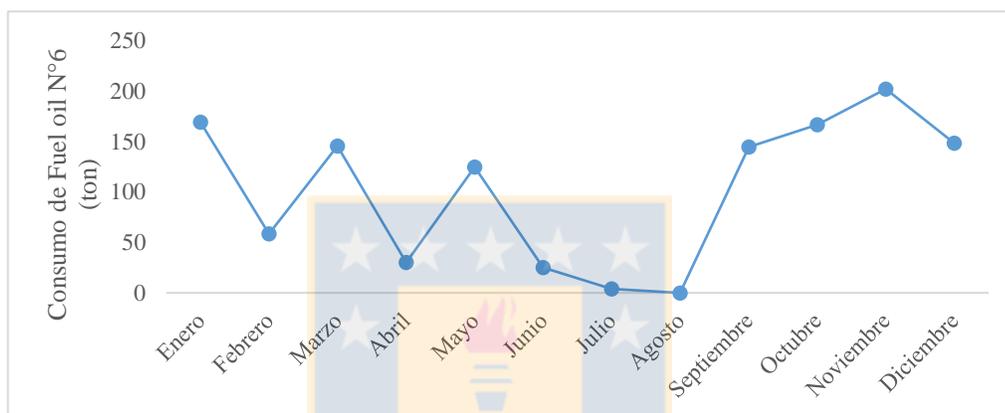


**Figura 4.13** Sensibilidad del VAN. Fuente: Elaboración propia.

## 4.4 Aprovechamiento térmico de los residuos agrícolas en la industria.

Se evalúa si es conveniente generar vapor utilizando como combustible paja de cereal como sustituto de Fuel oil N°6 en calderas convencionales de combustión. La Compañía de Cervecerías Unidas (CCU) es una empresa chilena productora de bebidas, alimentos y cervezas, posee instalaciones en diferentes localidades, una de ellas es la central de CCU localizada en la comuna de Temuco, IX región. La empresa está encargada de la producción de no alcohólicos y cervezas, que precisamente dentro de uno de sus procesos requiere

energía térmica la cual es proporcionada por el vapor generado en una caldera cuyo combustible es el Fuel oil N°6. De acuerdo al informe de unidades de emisión del 2015, la caldera de la CCU Temuco consumió 1.218,7 toneladas de Fuel oil N°6 durante ese año para la generación de vapor a partir de agua (Figura 4.13) . Por un lado, una Fuel oil (para generar vapor) alcanza un 91% de eficiencia térmica, además, el combustible tiene un poder calorífico de 10,5 Mcal/kg (1 Mcal :  $1,16 \cdot 10^{-3}$  MWh), por lo que se estima que se requieren de 13.531 MWh al año.



**Figura 4.14** Consumo mensual de Fuel oil N°6 CCU, 2015. **Fuente:** Elaboración propia.

Por otro lado, una caldera a paja de cereal (para generar vapor) alcanza un 82% de eficiencia térmica, además, el combustible tiene un poder calorífico de 4,13 Mcal/kg, por lo que se requieren de 4.065 toneladas/año de paja para suplir los 13.531 MWh provenientes inicialmente de combustible fósil. Los predios que proveerían las 4.065 toneladas/año de paja, fueron determinados utilizando la información de los predios y mapas de disponibilidad de residuos a través del software ArcGIS, en donde se varió el límite de distancia máxima entre la central CCU y los proveedores de paja (predios que realizan quemas de cereales), resultando así una distancia máxima de 14 km entre la central y el proveedor más alejado.

Considerando que la central de vapor opera con un factor de planta del 50% (equivalente a 4380 horas de operación de la caldera), valor calculo como la razón entre las 1218,7 toneladas de Fuel oil N°6 consumidas durante el año 2015 (consumo real durante el año 2015, Figura 4.14) y las 2.425 toneladas con las que se debiese alimentarse la caldera si funcionase a un 100% de capacidad (noviembre es el mes de máxima consumo con 202,1

toneladas, el cual asume como la máxima capacidad de trabajo mensual de la caldera), la caldera debiese entregar una potencia térmica de 3,07 MW<sub>t</sub>. Esta potencia permite generar vapor saturado con una tasa de 4,13 ton/h a partir de agua a 25°C y 13 kPa.

De acuerdo a la Tabla 4.8, la cual resume los costos asociados a ambos sistemas de producción de vapor, la sumatoria de los costos anualizados para producción de vapor a partir de Fuel oil N°6 es 2,57 veces mayor que a partir de paja de cereal, por lo que este último resultaría más atractivo.

**Tabla 4.8** Costos asociados a la producción de vapor

	Producción de vapor a partir de Fuel oil N°6	Producción de vapor a partir de paja de cereal
Costo sistema de calderas <sup>1</sup> (MMUSD)		0,444
Costo anual de materia prima (MMUSD/año)	0,383	0,107
Costo anual de transporte (MMUSD/año)		0,027

<sup>1</sup>Vida útil de 20 años

**Fuente:** Elaboración propia.

Por lo tanto, si la caldera de combustible fósil que actualmente está funcionando en la empresa necesita ser reparadas o se está pensando en renovarla, es una buena alternativa estudiar con mayor detalle la posibilidad de instalar una caldera a biomasa agrícola. Con lo cual se podrían obtener mayores rentabilidades, además de marketing ambiental y social, como también, bonos de carbono, al evitar el uso de combustibles fósiles como lo es el Fuel oil N°6.

## Capítulo 5. Conclusiones

---

Chile cuenta con un potencial de generación energético nacional de 20.985 GWh, principalmente proveniente de los residuos de trigo, que a pesar de tener una baja energía residual, ésta es compensada por la alta producción nacional de este cereal.

La región de la Araucanía cuenta con el mayor potencial energético a partir de residuos de cereales (avena, cebada, maíz, trigo, triticale) a nivel nacional, con 6.743 GWh, de los cuales 5.504 GWh corresponde a residuos de trigo y avena.

Alrededor de un 57% de la superficie sembrada con cultivos de trigo y avena es manejada mediante quemas luego de las cosechas. Y los residuos que son sometidos a quemas, cuenta con un potencial aprovechable de 2.697 GWh. Pero por el momento esta energía no es aprovechada.

Para las condiciones actuales, no es rentable generar electricidad a partir de paja de cereal, a menos que el precio de venta de energía se encuentre por encima de los 78 USD/MWh o el precio de compra del recurso energético (en el lugar de generación) esté por debajo de los 7.750 CLP/ton. El uso de la deuda para financiar el proyecto es beneficioso generando mayor rentabilidad.

El tamaño tiene un efecto positivo en cuanto a la rentabilidad del proyecto, ya que el aumento de los costos por escala, tales como el transporte, son compensados por una mayor generación de energía, lo cual se traduce en mayores ingresos.

El costo total de inversión y precio de venta de la energía son los factor más relevante a la hora de determinar la factibilidad económica del proyecto.

La generación de vapor a partir de sistemas de caldera a base de paja de cereales resulta, en una primera instancia, más rentable que a partir de un sistema de caldera a base de Fuel oil N°6

## Bibliografía

- Acevedo, E., y P. Silva. 2003. *Agronomía de la Cero Labranza*. Serie Ciencias Agronómicas N° 10. 132 p. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Agronómicas, Santiago, Chile
- Acosta-Espejo, Luis G., Ortega-Blu, Rodrigo A., Muñoz-Lagos, Roberto E., & González-Platteau, Rodrigo, A. (2010). Biocombustibles en Chile. III. Localización simultánea de centros de acopio y centrales productoras. *Agrociencia*, 44(7), 861-872.
- Ahumada V, Rodrigo, & Andalaft Ch, Alejandro. (2013). La metodología de opciones reales: una aplicación al caso de una empresa papelera de la región del Biobío, Chile. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 21(3), 337-346.
- American Boiler Manufacturers Association (ABMA). (2010). *Specification Design Life Requirements and Implications Relative to Boilers*. Recuperado de: [www.abma.com](http://www.abma.com).
- Basisbioenergy. (2015). *Report on conversion efficiency of biomass*. Recuperado de: [www.basisbioenergy.eu](http://www.basisbioenergy.eu)
- Beltrán, A., Morera, M., López, F., Villela, E. (2017). Prospectiva de las energías eólica y solar fotovoltaica en la producción de energía eléctrica. *CienciaUAT 2017*, 11 (2)
- Ben, J., Manovic, V., & Longhurst, P. (2016). Biomass resources and biofuels potential for the production of transportation fuels in Nigeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 172-192.
- Bravo, D., Martínez, Y. (2016). Eficiencia energética, competitividad empresarial y economía verde. *Revista Publicando*, 3(9).2016, 447-466.
- Cao, J., Pang, B., Mo, X., & Xu, F. (2016). A new model that using transfer stations for straw collection and transportation in the rural areas of China: A case of Jinghai, Tianjin. *Renewable Energy*, 99, 911-918.

- Caputo, A. C., Palumbo, M., Pelagagge, P. M., & Scacchia, F. (2005). Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables. *Biomass and Bioenergy*, 28(1), 35-51.
- CCA. (2014). La quema de residuos agrícolas: fuente de dioxinas, Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal, Canadá, 6 pp.
- Comisión nacional de energía (CNE). (2016). Anuario Estadístico de Energía 2005-2015. Recuperado de: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- Dols, F. A., & Zamorano, M. (2010). Optimal location of a biomass power plant in the province of Granada analyzed by multi-criteria evaluation using appropriate Geographic Information System according to the Analytic Hierarchy Process. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 1(8), 813–818.
- Enzymedevelopment. (2016). Fermentation Ethanol. Recuperado de: [www.enzymedevelopment.com](http://www.enzymedevelopment.com)
- Fatih Demirbas, M., Balat, M., & Balat, H. (2011). Biowastes-to-biofuels. *Energy Conversion and Management*, 52(4), 1815-1828.
- Herrera, M., Aznar, F., Zamorano, M., Alameda, E.(2010). Optimal location of a biomass power plant in the province of Granada analyzed by multi-criteria evaluation using appropriate Geographic Information System according to the Analytic Hierarchy Process. *Renewable Energies and Power Quality*, 1(8), 813-818.
- IEA Bioenergy. (2011). Annual Report. Recuperado de: [www.ieabioenergy.com/](http://www.ieabioenergy.com/)
- Instituto Nacional de Estadísticas (INE). (2016). Informe cultivos anuales esenciales. Recuperado de: [www.ine.cl/](http://www.ine.cl/)
- Inzhuo Wu; Mark Sperow and Jingxin Wang, (2010), Economic Feasibility of a Woody Biomass- Based Ethanol Plant in Central Appalachia, *Journal of Agricultural and Resource Economics*, 35, (3)
- Irene. (2012). Biomass for Power Generation. Recuperado de: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Ka, B. (2011). Application of Fuzzy AHP and ELECTRE to China Dry Port Location Selection. *The Asian Journal of Shipping and Logistics*, 27(2), 331-353.

- Kaltschmitt, M., Thran, D., Smith, K. (2003). *Renewable Energy from Biomass*, 14, 203–228.
- Koti, S., Govumoni, S. P., Gentela, J., & Venkateswar Rao, L. (2016). Enhanced bioethanol production from wheat straw hemicellulose by mutant strains of pentose fermenting organisms *Pichia stipitis* and *Candida shehatae*. *SpringerPlus*, 5(1), 1545.
- Ley N°18.362. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 27 de diciembre de 1984
- Ley N°19.940. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 13 de marzo de 2004.
- Ley N°20.257. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 1 de abril de 2008.
- Ley N°20.283. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 30 de julio de 2008.
- Ley N°20.698. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 22 de octubre de 2013.
- Luis, R., María, R., María Luisa, C., & Jesús, F. (2015). The Use of Geographic Information Systems for the Optimal Location of Biomass Power Plants in the Madrid Community (Spain). *Applied Engineering in Agriculture*, 31(3): 327-336.
- Ma, J., Scott, N. R., DeGloria, S. D., & Lembo, A. J. (2005). Siting analysis of farm-based centralized anaerobic digester systems for distributed generation using GIS. *Biomass and Bioenergy*, 28(6), 591-600.
- Mellado, M., I. Matus T., R. Madariaga B. 2008. Antecedentes sobre el Triticale en Chile y otros países. *Boletín INIA – N° 183*, INIA Quilamapu, Chillán, Chile.
- Ministerio de Energía. (2016). *Energía 2050*. Recuperado de: [www.energia2050.cl](http://www.energia2050.cl)
- Montoya, J. (2014). *Pirólisis rápida de biomasa*, Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Nixon, J. D., Dey, P. K., Davies, P. A., Sagi, S., & Berry, R. F. (2014). Supply chain optimisation of pyrolysis plant deployment using goal programming. *Energy*, 68, 262-271.

- Oelker, A. (2011). Conversión de Calderas para Operar con Gas Natural. Thermal Engineering. Recuperado de: [www.thermal.cl](http://www.thermal.cl)
- Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA). (2015). Región de la Araucanía Información regional 2015. Recuperado de: [www.odepa.cl](http://www.odepa.cl)
- Recanatesi, F., Gramsci, V. A., & Lord, R. (2014). Multi Criteria Analysis to Evaluate the Best Location of Plants for Renewable Energy by Forest Biomass: A Case Study in Central Italy, *Applied Mathematical Sciences*, 8(129), 6447–6458.
- Reporte anual 2015. (2015). Generadoras de Chile. Recuperado de: [generadoras.cl](http://generadoras.cl)
- Ruiz, S. 2015. Rastrojo de Cultivos y Residuos Forestales, Programa de Transferencia de Prácticas Alternativas al Uso del Fuego en la Región del Biobío. Boletín INIA N° 308, 196 p. Instituto de Investigaciones Agropecuarias, Chillán, Chile.
- Rincón, S. Gómez, A. Klose, W. (2011). Gasificación de biomasa residual de procesamiento agroindustrial. Universidad de Kassel, Kassel.
- Rouanet, M., 2006. Manejo integrado suelo central y respuestas productivas del cultivo de la avena, en Beratto E. 2006 Cultivo de la avena en Chile. Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA), Centro de Investigación Carillanca, Temuco, Chile.
- Saidur, R., Abdelaziz, E. A., Demirbas, A., Hossain, M. S., & Mekhilef, S. (2011). A review on biomass as a fuel for boilers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2262–2289.
- Sánchez-lozano, J. M., Teruel-solano, J., Soto-elvira, P. L., & García-cascales, M. S. (2013). Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations : Case study in south-eastern Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 544–556.
- Sapag, N. (2008). Preparación y formulación de proyectos, Bogotá, Colombia, McGraw-Hill.
- Saumea, E. (2013). Regulación del mercado eléctrico en Chile. Clase ejecutiva.
- Recuperado de: [www.claseejecutiva.cl/](http://www.claseejecutiva.cl/)

- Schreurs, E., Voets, T., & Thewys, T. (2011). GIS-based assessment of the biomass potential from phytoremediation of contaminated agricultural land in the Campine region in Belgium. *Biomass and Bioenergy*, 35(10), 4469–4480.
- Shpilrain, E. (2009) *Renewable Energy Sources Charged With Energy from the Sun and Originated from Earth-Moon Interactions*. EOLSS Publishers Company Limited.
- Skøtt, T. (2011). *Straw to Energy*. Agro Business Park A/S. Dinamarca. Recuperado de: [www.inbiom.dk](http://www.inbiom.dk)
- Singh, J. (2015). Overview of electric power potential of surplus agricultural biomass from economic, social, environmental and technical perspective—A case study of Punjab. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 286-297.
- Soto, I. (2009). Evaluación técnico económica de una central termoeléctrica en la Región de Los Ríos. Universidad Austral, Valdivia, Chile.
- Surendra, K. C., Takara, D., Hashimoto, A. G., & Kumar, S. (2014). Biogas as a sustainable energy source for developing countries : Opportunities and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 846–859.
- Tahri, M., Hakdaoui, M., & Maanan, M. (2015). The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and Multi-Criteria Decision-Making methods : Case study in southern Morocco. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1354–1362.
- Taladriz A., A. Schwember (2012). Cereales en las zonas centro-sur y sur de Chile, ¿Qué hacer con los rastrojos? Revista N° 46 - Diciembre – 2012, Facultad de Agronomía e Ingeniería Forestal, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago. Chile
- Tarelho, L. A. C., Neves, D. S. F., & Matos, M. A. A. (2011). Forest biomass waste combustion in a pilot-scale bubbling fluidised bed combustor. *Biomass and Bioenergy*, 35(4), 1511-1523.
- USGS. (2000).Landslide Hazards. Recuperado de: [www.usgs.gov](http://www.usgs.gov)

- Vallejos, J. (2014). Localización de centrales de un material aislante basado en residuos madereros en la octava región, usando programación matemática entera mixta. Universidad de Concepción, Concepción, Chile.
- Vallios, I., Tsoutsos, T., & Papadakis, G. (2009). Design of biomass district heating systems. *Biomass and Bioenergy*, 33(4), 659–678.
- Van Dael, M., Van Passel, S., Pelkmans, L., Guisson, R., Swinnen, G., & Schreurs, E. (2012). Determining potential locations for biomass valorization using a macro screening approach. *Biomass and Bioenergy*, 45, 175-186.
- Varnero, T. (2011). Manual del Biogás, Santiago de Chile.
- Voets, T., Neven, A., Thewys, T., & Kuppens, T. (2013). GIS-BASED location optimization of a biomass conversion plant on contaminated willow in the Campine region (Belgium). *Biomass and Bioenergy*, 55(0), 339–349.
- Voivontas, D., Assimacopoulos, D., & Koukios, E. G. (2001). Assessment of biomass potential for power production : a GIS based method, *Biomass and Bioenergy*, 20, 101–112.
- Wu, C.-R., Lin, C.-T., & Chen, H.-C. (2007). Optimal selection of location for Taiwanese hospitals to ensure a competitive advantage by using the analytic hierarchy process and sensitivity analysis. *Building and Environment*, 42(3), 1431-1444.
- Zhang, F., Johnson, D. M., & Sutherland, J. W. (2011). A GIS-based method for identifying the optimal location for a facility to convert forest biomass to biofuel. *Biomass and Bioenergy*, 35(9), 3951–3961.

## Anexo:

### Anexo A: Poder calorífico en base húmeda

En la Tabla A.1 se muestra el poder calorífico inferior en base seca ( $PCI_s$ ) de los diferentes cereales, por otro lado la producción nacional de cereales se asume que se entrega en base húmeda, por lo tanto, es necesario corregir  $PCI_s$  con la humedad que presenta la paja de cada cereal ( $w$ ), tal como lo muestra la Ecuación A.1

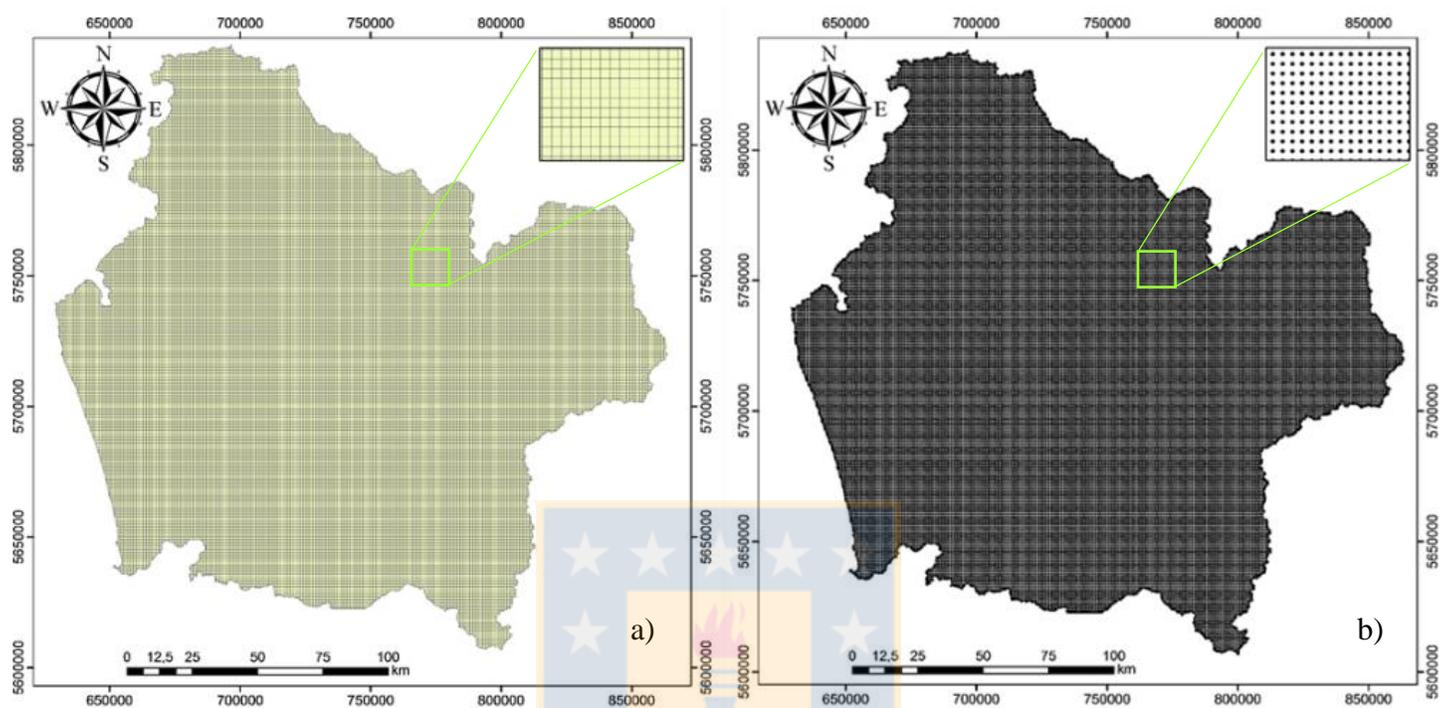
**Tabla A.1** Poder calorífico inferior (en base seca) de paja de cereales

Paja	Poder calorífico inferior (MJ/kg)	Humedad (%)
Avena	17,2	15
Arroz	12,0	15
Cebada	17,5	15
Maíz	17,7	15
Trigo	17,2	15
Triticale	17,1	15

**Fuente:** Adaptación Kaltschmitt et. al. (2003).

$$PCI = (PCI_s \cdot (100 - w) - 2,44 \cdot w) / 100 \quad (\text{A.1})$$

## Anexo B: Grilla y centroides, IX Región



**Figura B.1** IX Región. Grilla (cuadrículas de  $1\text{km}^2$ ) (a) y Centroides grilla (a 1 km de distancia entre cada uno) (b).  
**Fuente:** Elaboración propia.

## Anexo C: Rendimiento cereales

**Tabla C.1** Rendimiento comunal de trigo IX, año agrícola 2006-2007

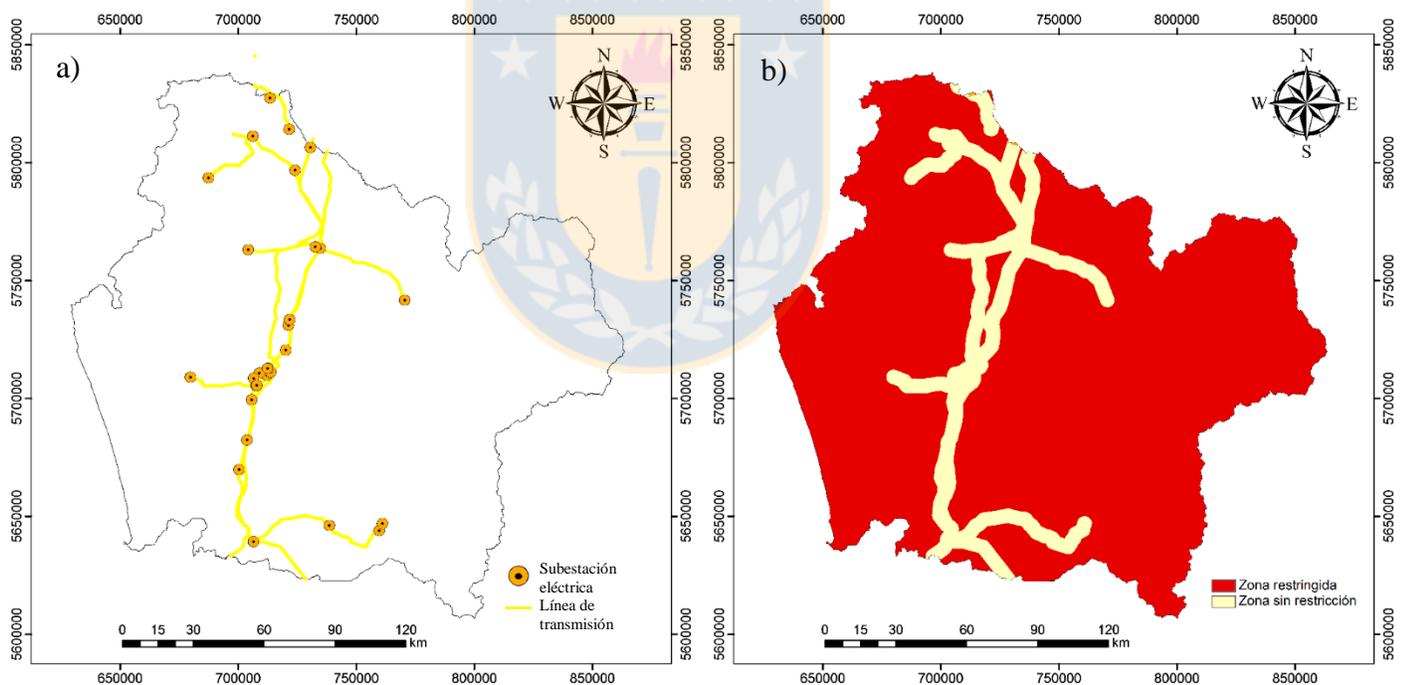
Comuna	Rendimiento (ton/ha)
Angol	3,23
Carahue	2,91
Cholchol	1,69
Collipulli	4,64
Cunco	5,66
Curacautín	5,62
Curarrehue	1,02
Freire	5,73
Galvarino	2,53
Gorbea	5,69
Lautaro	5,06
Loncoche	4,01
Los Sauces	2,83
Lumaco	1,38
Melipeuco	2,31
Nueva Imperial	3,48
Padre Las Casas	2,59
Perquenco	5,57
Pitrufquen	5,13
Pucon	3,19
Puerto Saavedra	2,10
Purén	1,72
Renaico	5,29
Temuco	2,97
Teodoro Schmidt	4,38
Tolten	3,26
Traiguén	5,26
Victoria	5,59
Villarrica	4,67

**Fuente:** Elaboración propia a partir de censo agropecuario 2007.

## Anexo D: Agregando nuevas restricciones

Al resolver la localización de la central termoeléctrica de acuerdo a la metodología presentada en la sección 3.2 e incluyendo las restricciones mencionadas en la sección 4.3.1, y además, adicionando otras restricciones, tales como:

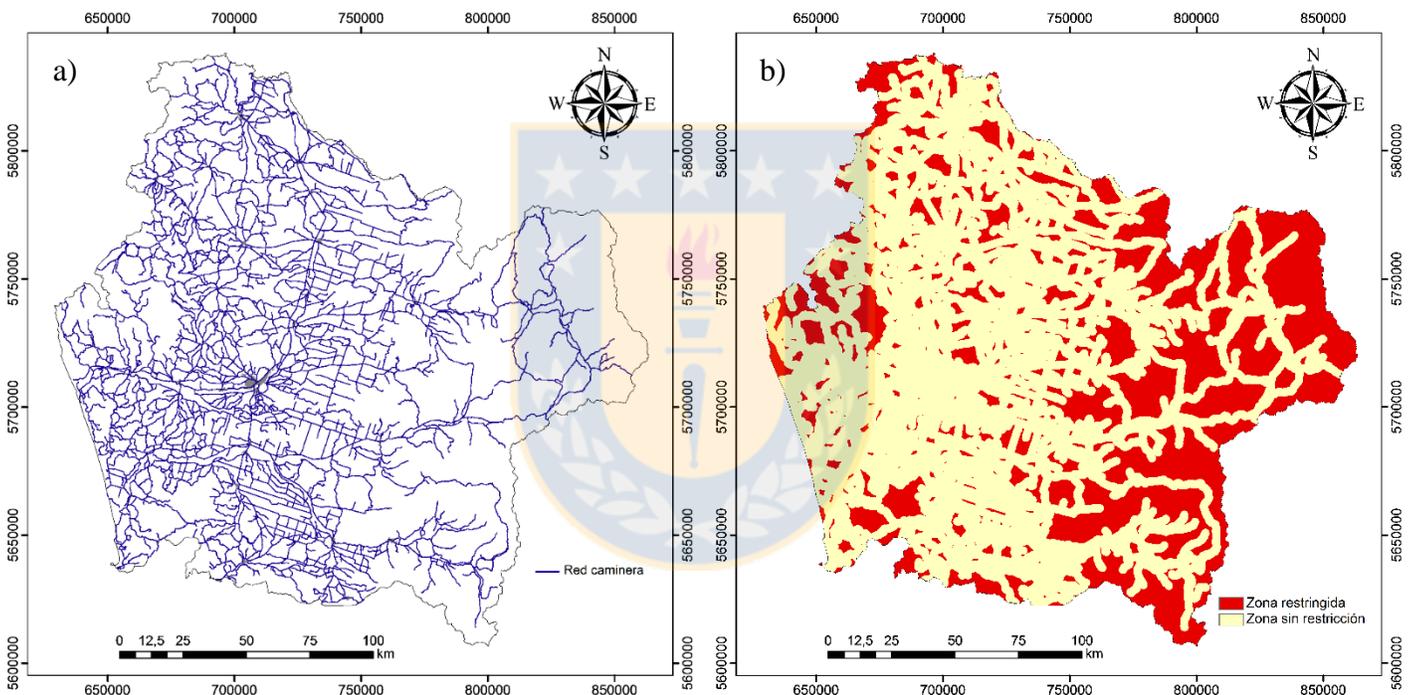
- **Cercanía a la Red Eléctrica:** Las zonas cercanas a la red de transmisión de electricidad tendrán mayor preferencia debido a ahorros económicos, así como a un menor impacto ambiental, a causa de que se requerirá una menor (o simplemente no exigirá nueva) infraestructura eléctrica. Es por esto que zonas se encuentren a una distancia mayor a 3 km (Herrera et al, 2010) a la red eléctrica son excluidas. En la Figura D.1.a), se observa la red eléctrica existente en la IX región, por otro lado la Figura D.1.b) la cuadrícula de las zonas restringidas por el factor Cercanía a la Red Eléctrica.



**Figura D.1** Factor Red Eléctrica, IX Región. Red Eléctrica (a) y restricción Red Eléctrica (b).

**Fuente:** Elaboración propia.

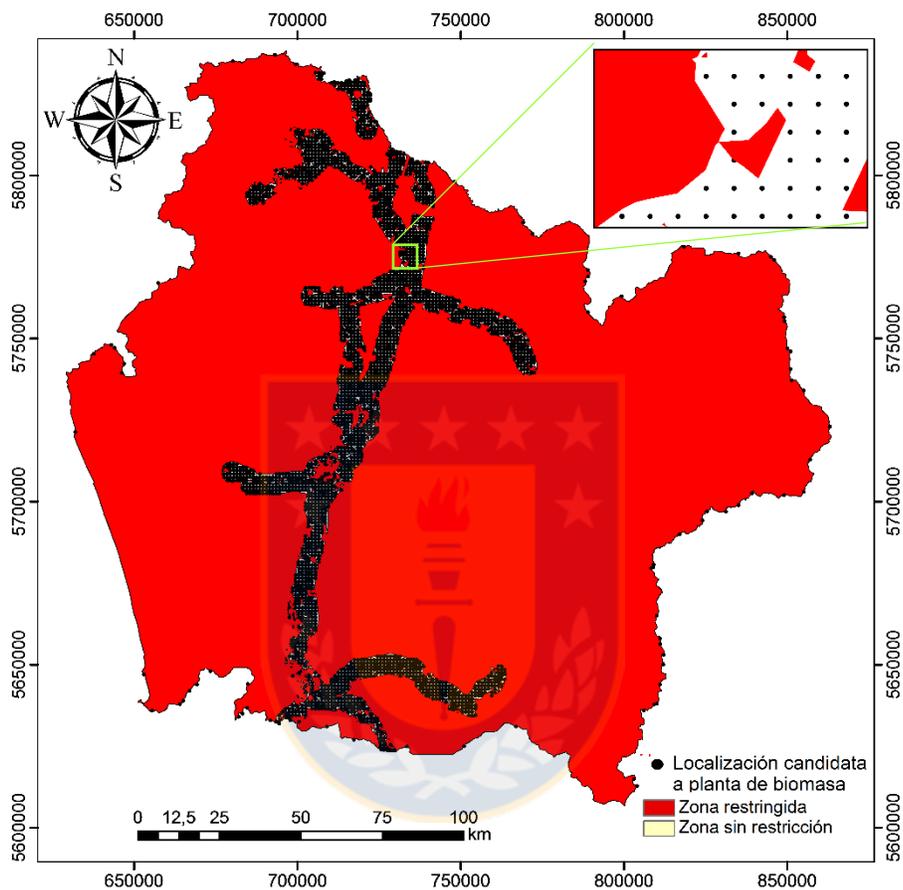
- Cercanía a la Red Caminera: Las zonas cercanas a la red caminera facilitan el transporte del recurso energético a la central (Zhang et al, 2011) como también disminuyen el impacto ambiental y económico asociado a la construcción de caminos que conecten la planta con la infraestructura vial (Herrera et al, 2010). Es por esto que zonas se encuentren a una distancia mayor a 1,6 km (Zhang et al, 2011) de la infraestructura vial son excluidas. En la Figura D.2.a), se observa la infraestructura vial existente en la IX región, por otro lado la Figura D.2.b) muestra la cuadrícula de las zonas restringidas por el factor Cercanía a la Red caminera.



**Figura D.2** Factor Red Caminera, IX Región. Red caminera (a) y restricción Red caminera (b).

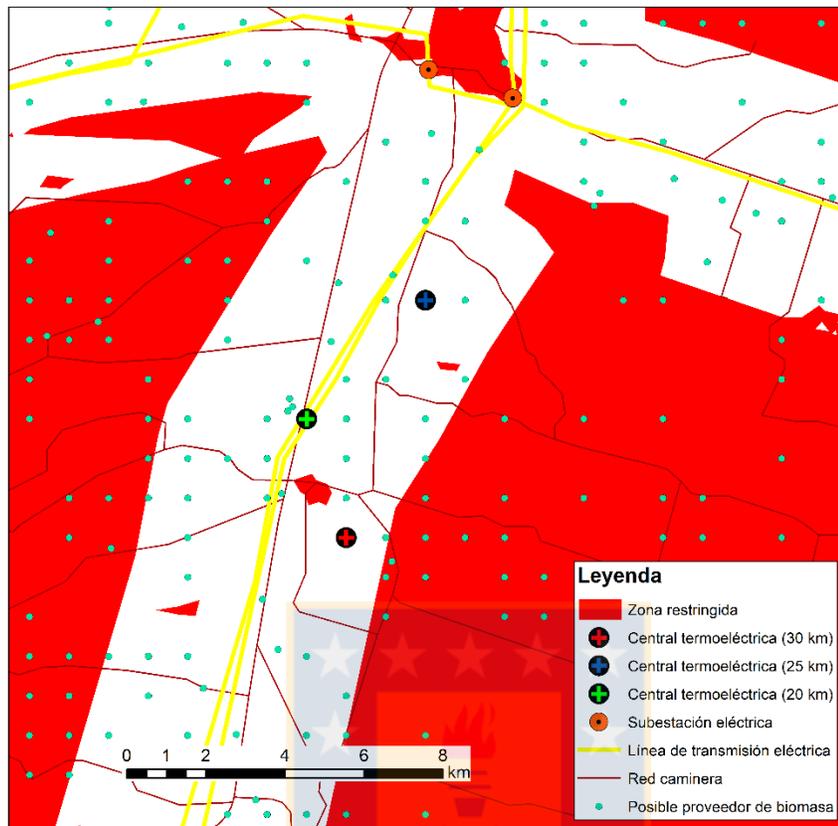
**Fuente:** Elaboración propia.

Ahora, se reduce de 17615 posibles localizaciones a 2767 posibles (Figura D.3), pero la solución con estas nuevas restricciones, para los tres límites de distancia analizados (20 km, 22 km y 25 km) no varía (Figura D.4)



**Figura D.3.** Candidatas a central de termoeléctrica, luego de adición de nuevas restricciones.

**Fuente:** Elaboración propia.



**Figura D.4** Solución para Escenario 3 al adicionar restricciones.

**Fuente:** Elaboración propia.

## Anexo E: Correlaciones para costo total de inversión

**Tabla E.1** Correlaciones de costos en función de la potencia eléctrica instalada ( $P_B$ ) para equipos de central termoeléctrica

Equipos (A)	Correlación de costos (€)
Generación de energía	
Caldera	$1340000P_B^{0,694}$
Turbina a vapor	$633000P_B^{0,398}$
Condensador	$398000P_B^{0,333}$
Intercambiador de calor	$51500P_B^{0,5129}$
Alternador	$138300P_B^{0,6107}$
Ventiladores	$35300P_B^{0,3139}$
Bombas de extracción de condensados	$9000P_B^{0,4425}$
Bombas de alimentación	$35000P_B^{0,6107}$
Bombas	$28000P_B^{0,5575}$
Almacenamiento y manejo de biomasa	
Almacenamiento de biomasa	$114100P_B^{0,5575}$
Manejo de biomasa	$46600P_B^{0,9554}$
Compresores y secadores	$11400P_B^{0,5575}$
Diésel de emergencia	$36200P_B^{0,1989}$
Tratamientos de gases	
Equipos de remoción de NOx y SOx	$126000P_B^{0,5882}$
Filtro de gases	$66600P_B^{0,7565}$
Almacenamiento de cenizas	$88300P_B^{0,3139}$
Extracción de cenizas	$93500P_B^{0,4425}$
Ventiladores	$28500P_B^{0,5575}$
Ductos de gases	$51500P_B^{0,5129}$
Chimenea	$28500P_B^{0,5575}$

**Fuente:** Caputo et al (2005).

**Tabla E.2** Correlaciones de costos en función de la potencia eléctrica instalada ( $P_B$ ) para tuberías, eléctricos, obras civiles de la central termoeléctrica

Tuberías (B)	Correlación de costos (€)
Tanque combate incendios	$85700P_B^{0,1040}$
Componentes de combate de incendios	$5300P_B^{0,7565}$
Sistema de combate de Incendios	$6600P_B^{0,7565}$
Tanque de aguas industriales	$9300P_B^{0,7565}$
Tanques	$10300P_B^{0,5129}$
Intercambiador de calor	$34200P_B^{0,5575}$
Desgasificador	$17100P_B^{0,5575}$
Válvula de by-pass	$20600P_B^{0,5129}$
Válvulas de alta presión	$28500P_B^{0,5575}$
Válvulas de control	$10100P_B^{0,6756}$
Válvulas	$28500P_B^{0,5575}$
Tuberías	$42300P_B^{0,885}$
Rack de tuberías	$12100P_B^{0,686}$
Eléctricos(C)	
Interruptores	$13400P_B^{0,3672}$
Protección eléctrica	$44700P_B^{0,2266}$
Transformadores	$64600P_B^{0,4289}$
Transformadores auxiliares	$14000P_B^{0,4425}$
Equipamiento eléctrico	$409100P_B^{0,6415}$
Montaje	$186900P_B^{0,7137}$
Obras civiles(D)	
Protección de patio	$70100P_B^{0,4425}$
Central de condicionamiento y sistema de ventilación	$23400P_B^{0,6328}$
Obras civiles	$1337400P_B^{0,3672}$
Personal de construcción	$133700P_B^{0,3672}$
Edificios	$13300P_B^{0,7565}$
Tratamiento de aguas residuales	$6900P_B^{0,6107}$

**Fuente:** Caputo et al (2005).

## Anexo F: Remuneraciones

**Tabla F.1** Remuneraciones central de termoeléctrica

Cargo	Cantidad	Sueldo mensual (US)	Total mensual (US)	Total anual (US)
Jefe Central	1	3339.2	3339.2	40070.4
<b>ADMINISTRACIÓN</b>				
Administrativo	2	737	1474	17688
Secretaria	1	737	737	8844
Almacén	1	737	737	8844
<b>MANTENCIÓN</b>				
Jefe mantenimiento	1	1739.3	1739.3	20871.6
Supervisor de planificación	1	1739.3	1739.3	20871.6
Supervisor mecánico	1	1739.3	1739.3	20871.6
Supervisor eléctrico	1	1739.3	1739.3	20871.6
Supervisor sistemas de control	1	1739.3	1739.3	20871.6
Jefe técnico mecánico	2	971.9	1943.8	23325.6
Jefe técnico eléctrico	1	1739.3	1739.3	20871.6
Ayudante mantenimiento	4	971.9	3887.6	46651.2
Jefe brigada	2	594.6	1189.2	14270.4
Secretaro técnico	1	737	737	8844
Electromecánicos	10	971.9	9719	116628
<b>OPERACIÓN</b>				
Jefe operación	1	1739.3	1739.3	20871.6
Supervisor de resultado	1	1739.3	1739.3	20871.6
Supervisor de operación	2	1739.3	3478.6	41743.2
Supervisor químico	1	1739.3	1739.3	20871.6
Operador térmico	2	971.9	1943.8	23325.6
Analista químico	1	971.9	971.9	11662.8
Jefe combustible	1	971.9	971.9	11662.8
Ayudante combustible	3	594.6	1783.8	21405.6
Ayudante de operación	4	783.3	3133.2	37598.4
Asistente de operación	4	783.3	3133.2	37598.4
<i>Total personal</i>	<i>50</i>	<i>Costo fijo planta (MMUSD)</i>	<i>0.658</i>	

**Fuente:** Soto (2009).

## Anexo G: Localización central Comasa



**Figura G.1** Central Comasa.

**Fuente:** Elaboración propia a partir de google maps.

## Anexo H: Costo marginal de energía barra Victoria

**Tabla H.1** Costo marginal de energía (USD/MWh) barra Victoria 66 kV, año 2016

Día	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio
1	31,6	56,8	95,0	64,8	39,8	58,8	135,4	45,7	60,9	46,2	54,9	49,4	61,6
2	40,4	55,2	100,1	58,8	40,6	59,8	133,6	46,3	52,1	34,3	59,4	48,9	60,8
3	40,8	48,7	74,8	42,1	43,2	61,1	99,8	46,3	51,8	51,8	59,9	48,3	55,7
4	51,6	60,8	77,2	57,7	43,8	56,5	127,9	46,3	50,9	52,3	56,0	43,3	60,4
5	75,1	53,2	56,7	61,8	43,5	53,2	138,9	52,7	54,4	51,9	55,2	45,9	61,9
6	91,4	44,7	50,1	67,2	41,9	57,0	131,9	50,7	55,7	53,2	51,0	48,1	61,9
7	77,3	39,6	68,0	67,1	42,8	58,6	145,0	46,3	55,6	67,2	54,2	48,7	64,2
8	71,2	48,5	69,3	87,3	38,3	89,8	141,0	49,9	50,3	59,3	56,2	45,5	67,2
9	65,7	55,6	89,9	63,9	41,2	138,3	138,5	53,2	58,1	30,4	56,0	55,9	70,6
10	46,5	57,7	112,1	57,1	41,6	151,6	103,3	56,2	57,1	43,8	56,1	51,8	69,6
11	57,2	57,7	118,1	70,4	42,1	134,2	119,5	50,9	55,6	51,9	55,9	49,0	71,9
12	59,2	57,1	95,0	70,7	42,2	120,5	129,1	54,4	59,1	52,5	55,5	52,2	70,6
13	42,8	47,6	50,6	72,9	44,2	133,5	125,4	51,5	59,4	49,4	54,2	51,0	65,2
14	43,4	36,6	94,3	75,0	44,0	140,2	135,9	37,9	56,4	58,8	56,5	51,9	69,2
15	43,0	48,2	93,8	61,6	39,8	132,3	136,5	40,8	58,4	57,5	56,9	52,1	68,4
16	40,0	58,3	107,2	52,3	43,4	127,8	117,3	44,9	57,1	45,6	56,7	51,5	66,8
17	28,8	53,9	84,7	47,8	44,3	131,6	63,9	39,5	49,2	50,5	56,7	50,6	58,5
18	44,2	58,0	65,6	62,2	44,5	129,9	96,2	47,2	45,5	53,4	56,9	33,4	61,4
19	66,3	62,2	66,0	52,4	44,5	102,0	98,7	41,6	50,2	50,6	56,3	48,4	61,6
20	59,8	53,5	66,5	55,5	51,6	120,7	96,2	42,8	54,2	50,6	52,2	48,8	62,7
21	60,6	46,3	73,4	55,9	50,1	140,6	119,0	41,7	55,9	50,7	57,1	47,1	66,5
22	56,4	74,0	104,5	56,6	48,8	131,3	120,8	43,2	54,1	51,5	57,4	48,2	70,6
23	48,8	117,6	102,8	43,3	51,7	121,1	95,9	46,1	51,1	45,6	57,2	50,6	69,3
24	39,8	115,2	93,6	40,9	55,6	147,0	55,9	51,7	48,5	51,3	57,1	49,3	67,2
25	48,1	111,7	52,8	44,4	54,1	137,7	93,4	51,4	40,7	52,2	58,5	42,6	65,6
26	49,2	67,2	53,0	48,0	58,6	121,6	71,5	52,7	48,7	51,4	53,7	50,2	60,5
27	48,1	61,1	50,0	66,6	56,1	106,6	51,5	51,5	50,9	51,6	40,7	47,8	56,9
28	48,7	57,9	87,7	46,3	57,1	135,7	48,5	48,2	49,6	49,2	50,9	49,4	60,8
29	45,4	94,3	108,5	54,2	52,7	147,2	49,4	52,7	53,5	49,1	49,0	50,1	67,2
30	44,5		110,0	41,1	55,6	140,0	49,5	52,6	52,4	43,5	49,2	52,6	62,8
31	39,8		78,1		56,8		44,6	52,7		45,5		47,4	52,1
<b>Promedio</b>	<b>51,8</b>	<b>62,0</b>	<b>82,2</b>	<b>58,2</b>	<b>46,9</b>	<b>112,9</b>	<b>103,7</b>	<b>48,1</b>	<b>53,2</b>	<b>50,1</b>	<b>54,9</b>	<b>48,7</b>	<b>64,3</b>

**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos del SIC.

## Anexo I: Flujos de caja

**Tabla I.1** Flujo de caja del proyecto sin deuda

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Ingresos</b>																					
Venta de energía		20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09
<b>Ingresos totales</b>		20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09
<b>Costos y gastos</b>																					
Transporte de Recurso energético		-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20
Recurso energético		-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71
Remuneraciones		-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66
Mantenciones		-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35
Arriendo		-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Pérdidas del ejercicio anterior		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Costos y gastos totales</b>		-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94
<b>EBITDA</b>		9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
Depreciación		-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50
<b>EBIT</b>		4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65
Interés préstamo		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>EBI</b>		4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65
Impuesto a las utilidades		-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16	-1,16
<b>Beneficio neto</b>		3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
Depreciación		4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Pérdidas del ejercicio anterior		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización préstamo		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inversión inicial	-90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Préstamo		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor de salvamento		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,09
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>-90,00</b>	<b>7,99</b>	<b>37,08</b>																		

**Fuente:** Elaboración propia

**Tabla I.2** Flujo de caja del proyecto con deuda

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Ingresos</b>																					
Venta de energía		20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09
<b>Ingresos totales</b>		20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09	20,09
<b>Costos y gastos</b>																					
Transporte de Recurso energético		-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20
Recurso energético		-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71	-7,71
Remuneraciones		-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66	-0,66
Mantenciones		-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35	-1,35
Arriendo		-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Pérdidas del ejercicio anterior		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Costos y gastos totales</b>		-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94	-10,94
<b>EBITDA</b>		9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
Depreciación		-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50
<b>EBIT</b>		4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65
Interés préstamo		-0,37	-0,36	-0,34	-0,33	-0,31	-0,30	-0,29	-0,27	-0,25	-0,24	-0,22	-0,20	-0,18	-0,16	-0,14	-0,12	-0,10	-0,08	-0,05	-0,03
<b>EBI</b>		4,28	4,30	4,31	4,32	4,34	4,35	4,37	4,38	4,40	4,42	4,43	4,45	4,47	4,49	4,51	4,53	4,55	4,58	4,60	4,63
Impuesto a las utilidades		-1,16	-1,16	-1,16	-1,17	-1,17	-1,17	-1,18	-1,18	-1,19	-1,19	-1,19	-1,20	-1,20	-1,21	-1,21	-1,22	-1,22	-1,23	-1,24	-1,24
<b>Beneficio neto</b>		3,21	3,22	3,23	3,24	3,25	3,26	3,27	3,29	3,30	3,31	3,32	3,34	3,35	3,37	3,38	3,40	3,42	3,43	3,45	3,47
Depreciación		4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Pérdidas del ejercicio anterior		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización préstamo		-0,30	-0,31	-0,32	-0,34	-0,35	-0,37	-0,38	-0,40	-0,41	-0,43	-0,45	-0,47	-0,48	-0,50	-0,52	-0,55	-0,57	-0,59	-0,62	0,64
Inversión inicial	-90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Préstamo	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor de salvamento		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,92
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>-81,00</b>	<b>7,41</b>	<b>7,41</b>	<b>7,41</b>	<b>7,40</b>	<b>7,40</b>	<b>7,40</b>	<b>7,39</b>	<b>7,39</b>	<b>7,39</b>	<b>7,38</b>	<b>7,38</b>	<b>7,37</b>	<b>7,37</b>	<b>7,36</b>	<b>7,36</b>	<b>7,35</b>	<b>7,35</b>	<b>7,34</b>	<b>7,33</b>	<b>36,25</b>

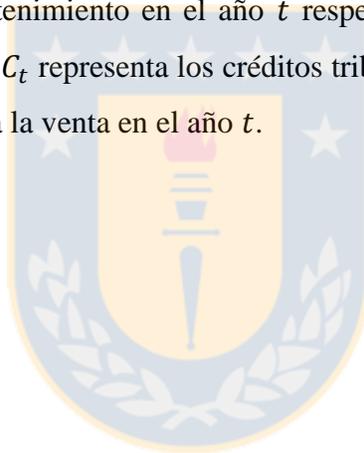
**Fuente:** Elaboración propia

## Anexo J: Costo nivelado de energía

La generación de electricidad puede obtenerse de diferentes fuentes de energía y de la aplicación de diferentes tecnologías con la misma fuente de energía. El modelo de Costos nivelados de electricidad (LCoE) compara estas diferencias convirtiéndola en una cifra de precio de energía estándar como USD MWh-1. LCoE se define por la ecuación J.1, pero en este estudio se usa para determinar el costo más relevante para la generación de energía durante la vida útil de la central eléctrica:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{IC_t + O_t + M_t + F_t + TC_t}{(1+e)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+e)^t}} \quad J.1$$

Donde  $IC_t$  corresponde a los costos totales de inversión en el año  $t$ ,  $O_t$  y  $M_t$  representan los costos de operación y mantenimiento en el año  $t$  respectivamente,  $F_t$  denota el costo del combustible en el año  $t$ , y  $TC_t$  representa los créditos tributarios en el año  $t$ . Finalmente,  $E_t$  es la energía disponible para la venta en el año  $t$ .



## Anexo K: Análisis con deuda externa

En el análisis con deuda externa, calculo la cuota del préstamo mediante el sistema francés, el cual trata de préstamos en el que la cuota se mantiene constante durante toda la vida del préstamo, en donde el valor de la cuota está dada por la siguiente ecuación:

$$A = C_o \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^i}{(1 + i)^i - 1} \quad (\mathbf{K.1})$$

Siendo:

$A$ : Cuota del préstamo

$C_o$ : Cantidad nominal del préstamo, principal.

$n$ : Plazo de la deuda

$i$ : Tasa de interés



SIMULACION CREDITO HIPOTECARIO

02/06/2017 11:14

UF: \$26.634,42

Ciliente: Christian Rivas Covili  
Ejecutivo: Omar Morales Venegas

RUT cliente: 18.147.973-6  
Sucursal:

Telefono: 9 9999999  
Telefono:

Mail: oamorales@bancochile.cl

CONDICIONES DEL CREDITO

Producto:	Mutuo Tasa Fija - F. Grales.	Moneda:	UF	Valor de la propiedad:	180.451 UF
Destino del Credito:	Libre Disponibilidad	Meses de Gracia:	0	Monto Crédito Solicitado:	180.451 UF
Tipo de Propiedad:	INDUSTRIAL	Meses de Exclusion:	Ninguno	Monto Crédito Complementario:	
Finalidad:	Fines Generales	Periodo Tasa Fija		Porcentaje de Financiamiento:	100%
DFL2 (S/N):	No	Comision Anual periodo Variable:		Monto Asegurado Incendio Aprox.:	144.360,8 UF
Estado de la Propiedad:	Nueva	N° de Asegurados:	1	Monto Asegurable Desgravamen:	Saldo Insoluto

RESULTADOS DE SIMULACION

(\*\*Opción con Seguros de Desgravámen Seleccionados)

Plazo (Años)	Plazo (Meses)	Tasa Anual (%)	Dividendo	Seguro Desgravamen	Seguro Incendio	Seguro Sismo	Otros Seguros	Dividendo Total (UF)	Dividendo Total (\$)	Renta Liq. Mínima	CAE (%)	Costo Final Credito
20	240	4,07	1.093,1168 UF	20,7519 UF	13,1368 UF	15,8797 UF	0 UF	1.142,8852	30.440.084	\$99.999.999,99	4,4	272.140.2716 UF

IMPORTANTE

- Los intereses devengados desde la fecha del desembolso del crédito, hasta el último día del mes en que se efectúe el desembolso, podrían alcanzar como monto máximo UF 600,9018.
- Las primas por los seguros asociados al período transcurrido entre la fecha de la escritura y el último día del mes del desembolso, ascienden a UF 49,7684 mensual, por cada mes y fracción.

Los montos antes señalados no están incluidos en el dividendo calculado previamente y se cargan en la cuenta corriente que el deudor mantenga en el Banco o en la que haya definido para el pago de los dividendos.

SIMULACIONES ALTERNATIVAS (Opción con Seguros de Desgravámen Colectivos)

Plazo (Años)	Plazo (Meses)	Tasa Anual (%)	Dividendo	Seguro Desgravamen	Seguro Incendio	Seguro Sismo	Otros Seguros	Dividendo Total (UF)	Dividendo Total (\$)	Renta Liq. Mínima	CAE (%)	Costo Final Credito
20	240	4,07	1.093,1168 UF	20,7519 UF	13,1368 UF	15,8797 UF	0 UF	1.142,8852	30.440.084	\$99.999.999,99	4,4	272.140.2716 UF
18	216	4,07	1.172,9149 UF	20,7519 UF	13,1368 UF	15,8797 UF	0 UF	1.222,6833	32.565.461	\$99.999.999,99	4,4	262.134.706 UF
19	228	4,07	1.130,8166 UF	20,7519 UF	13,1368 UF	15,8797 UF	0 UF	1.180,585	31.444.197	\$99.999.999,99	4,4	267.114.0667 UF
21	252	4,78	1.125,8123 UF	20,7519 UF	13,1368 UF	15,8797 UF	0 UF	1.175,5806	31.310.907	\$99.999.999,99	5,1	284.062,5752 UF

\*\*SEGUROS DE DESGRAVAMEN SELECCIONADOS

	Tasa por Mil	Prima por Asegurado	N° de Asegurados	Prima Total
Desgrav Colectivo Mensual 2017	0,1150	20,7519	1	20,7519
PRIMA TOTAL SEGURO DE DESGRAVAMEN			1	20,7519

GASTOS APROXIMADOS ASOCIADOS AL CREDITO

Gastos Operacionales	Comuna Santiago		Otras Comunas RM y Regiones	
	UF	PESOS	UF	PESOS
Tasación	36,0	958.839	36,0	958.839
Servicios Legales	4,0	106.538	4,0	106.538
<b>Otros Gastos</b>				
Gastos Notariales	3,2	85.230	4,8	127.845
Inscripcion Conservador con Hipoteca Especifica o General	20,9	556.659	31,4	834.989
Inscripcion Conservador con Hipoteca Especifica + General	30,5	812.350	45,8	1.218.525
Impuesto Timbre/ Estampilla	1,0	38.449.449	1,0	38.449.449
<b>Total Gastos con Hipoteca Especifica o General</b>	1,0	40.156.715	1,0	40.478.992
<b>Total Gastos con Hipoteca Especifica + General</b>	1,0	40.412.405	1,0	40.862.527

Figura K.1 Simulación crédito

## Anexo L: Sensibilidad del VAN

**Tabla L.1** Parámetros análisis de sensibilidad del VAN

Parámetro	Caso base parámetro
Costo marginal de energía	64 USD/MWh
Recurso energético	500 CLP
Transporte	2200 CLP
Remuneraciones	0,658 MMUS
Arriendo	0,022MMUS

