



Organización de las Naciones  
Unidas para la Alimentación  
y la Agricultura

# EVALUACIÓN DE COSTOS Y MODELO DE GESTIÓN DE PROYECTOS DE *DISTRICT HEATING* (ENERGÍA TÉRMICA DISTRICTAL)

Municipio de Esquel, Chubut, Argentina

COLECCIÓN DOCUMENTOS TÉCNICOS

N° 14



Secretaría de Energía  
Ministerio de Hacienda  
Presidencia de la Nación

Secretaría  
de Agroindustria



Ministerio de Producción y Trabajo  
Presidencia de la Nación

# **EVALUACIÓN DE COSTOS Y MODELO DE GESTIÓN DE PROYECTOS DE *DISTRICT HEATING* (ENERGÍA TÉRMICA DISTRITAL)**

Municipio de Esquel, Chubut, Argentina

---

**Proyecto para la promoción de la energía  
derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG)**

La FAO. 2019. *Evaluación de costos y modelo de gestión de proyectos de energía térmica central - Municipio de Esquel, Chubut, Argentina*. Colección Documentos Técnicos N. ° 14. Buenos Aires.

Las denominaciones empleadas en este producto informativo y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, por parte de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), juicio alguno sobre la condición jurídica o nivel de desarrollo de países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites. La mención de empresas o productos de fabricantes en particular, estén o no patentados, no implica que la FAO los apruebe o recomiende de preferencia a otros de naturaleza similar que no se mencionan.

Las opiniones expresadas en este producto informativo son las de su(s) autor(es), y no reflejan necesariamente los puntos de vista o políticas de la FAO.

**ISBN 978-92-5-131664-1**

© FAO, 2019



Algunos derechos reservados. Este obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Organizaciones intergubernamentales: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/igo/deed.es>.

De acuerdo con las condiciones de la licencia, se permite copiar, redistribuir y adaptar la obra para fines no comerciales, siempre que se cite correctamente, como se indica a continuación. En ningún uso que se haga de esta obra debe darse a entender que la FAO refrenda una organización, productos o servicios específicos. No está permitido utilizar el logotipo de la FAO. En caso de adaptación, debe concederse a la obra resultante la misma licencia o una licencia equivalente de Creative Commons. Si la obra se traduce, debe añadirse el siguiente descargo de responsabilidad junto a la referencia requerida: "La presente traducción no es obra de Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). La FAO no se hace responsable del contenido ni de la exactitud de la traducción. La edición original en inglés será el texto autorizado".

Toda mediación relativa a las controversias que se deriven con respecto a la licencia se llevará a cabo de conformidad con las Reglas de Mediación de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) en vigor.

**Materiales de terceros.** Si se desea reutilizar material contenido en esta obra que sea propiedad de terceros, por ejemplo, cuadros, gráficos o imágenes, corresponde al usuario determinar si se necesita autorización para tal reutilización y obtener la autorización del titular del derecho de autor. El riesgo de que se deriven reclamaciones de la infracción de los derechos de uso de un elemento que sea propiedad de terceros recae exclusivamente sobre el usuario.

**Ventas, derechos y licencias.** Los productos informativos de la FAO están disponibles en la página web de la Organización (<http://www.fao.org/publications/es>) y pueden adquirirse dirigiéndose a [publications-sales@fao.org](mailto:publications-sales@fao.org). Las solicitudes de uso comercial deben enviarse a través de la siguiente página web: [www.fao.org/contact-us/licence-request](http://www.fao.org/contact-us/licence-request). Las consultas sobre derechos y licencias deben remitirse a: [copyright@fao.org](mailto:copyright@fao.org).

Fotografía de portada: © Máximo Gauto Acosta

Este documento fue realizado en el marco del Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG), iniciativa de los siguientes ministerios:

### **Ministerio de Producción y Trabajo**

Dante Sica  
Ministro de Producción y Trabajo

Luis Miguel Etchevehere  
Secretario de Gobierno de Agroindustria

Andrés Murchison  
Secretario de Alimentos y Bioeconomía

Miguel Almada  
Director de Bioenergía

### **Ministerio de Hacienda**

Nicolás Dujovne  
Ministro de Hacienda

Gustavo Lopetegui  
Secretario de Gobierno de Energía

Sebastián A. Kind  
Subsecretario de Energías Renovables

Maximiliano Morrone  
Director Nacional de Promoción  
de Energías Renovables

---

### **Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura**

Hivy Ortiz Chour  
Oficial Forestal Principal  
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre  
Oficial de Programas  
Oficina Argentina

Máximo Gauto Acosta  
Autor

Verónica González  
Coordinación Colección

Sofía Damasseno  
Colaboración Colección

Marisol Rey  
Edición y corrección

Mariana Piuma  
Diseño e ilustraciones



© Máximo Gauto Acosta

# ÍNDICE

<b>Prólogo</b>	<b>ix</b>		
<b>Agradecimientos</b>	<b>xi</b>		
<b>Siglas y acrónimos</b>	<b>xiii</b>		
<b>Unidades de medida</b>	<b>xiv</b>		
<b>Resumen ejecutivo</b>	<b>xv</b>		
<hr/>			
<b>1.</b>			
<b>Introducción</b>	<b>1</b>		
<hr/>			
<b>2.</b>			
<b><i>District Heating</i></b>	<b>5</b>		
2.1 Introducción al DH	5		
2.2 Historia	6		
2.3 Componentes	7		
2.4 Funcionamiento	9		
<hr/>			
<b>3.</b>			
<b>Insumos energéticos en la región</b>	<b>11</b>		
3.1 Distribución, costo, modelo de consumo y percepción	11		
3.2 Costos y características de la biomasa en la región	13		
<hr/>			
<b>4.</b>			
<b>El área de estudio</b>	<b>15</b>		
4.1 Caracterización del área de estudio	15		
4.2 Crecimiento de la ciudad y futuras zonas de expansión	17		
4.3 Distribución de GN y proyección	17		
<hr/>			
<b>5.</b>			
<b>El proyecto de DH en hogares</b>	<b>21</b>		
5.1 Barrios representativos de las situaciones detectadas	21		
5.1.1 Barrio Arco II	21		
5.1.2 Barrio Pioneros	24		
5.1.3 Barrio Villa Los Cóndores	26		
5.2 Resumen DH para cada barrio	27		
5.3 Usuarios de los distintos barrios	29		
5.4 Modelos de gestión	32		
5.4.1 Modelo DH I	32		
5.4.2 Modelo DH II	33		
5.4.3 Modelo DH III	34		
5.5 Percepción de los distintos sistemas	34		
5.6 Esquema de costos comparativos entre los distintos modelos y la situación actual	35		
5.7 Caso testigo: DH barrio Arco II	36		
5.8 Inversión por usuario en cada modelo	37		
<hr/>			
<b>6.</b>			
<b>El proyecto de DH en hoteles</b>	<b>41</b>		
6.1 Hoteles en la zona	42		
6.2 Caso testigo: Hostería Futalaufquen	42		
<hr/>			
<b>7.</b>			
<b>Análisis económico</b>	<b>47</b>		
7.1 Análisis económico y financiero del propietario del sistema	48		
7.1.1 Modelo I	49		
7.1.2 Modelo III	51		
7.1.3 Modelo II	51		
7.2 Costos de los distintos modelos para los usuarios	53		
7.3 Análisis de sensibilidad y riesgos para el inversor	55		
7.4 Replicabilidad de los resultados obtenidos	57		
<hr/>			
<b>8.</b>			
<b>Conclusiones</b>	<b>59</b>		
<hr/>			
<b>Bibliografía</b>	<b>62</b>		
<hr/>			
<b>Anexo</b>	<b>65</b>		
Estimación de balance térmico de una casa de Arco II	65		
Estimación del consumo de energía para calefacción de una casa de Arco II	65		
Estimación de potencia en el barrio para provisión de ACS	66		
Cálculo de la potencia necesaria para todo el sistema	68		
Dimensionamiento de cañerías	68		
Consumos de biomasa	69		
Sala de calderas, silos y edificaciones	69		
Inversiones en el sistema	70		

## Cuadros

Cuadro 1	Características de los distintos insumos energéticos disponibles en la región	12
Cuadro 2	Cuadro tarifario utilizado para calefacción	12
Cuadro 3	Datos climáticos de la región	16
Cuadro 4	Previsión de aumentos de GN en PIST para la región	18
Cuadro 5	Consumo de una casa promedio en la zona con diferentes alternativas	22
Cuadro 6	Resumen de composición esperable del consumo medio del barrio Arco II	23
Cuadro 7	Resumen de composición esperable del consumo medio del barrio Pioneros	25
Cuadro 8	Resumen de composición esperable del consumo medio del barrio Villa Los Cóndores	27
Cuadro 9	Resumen de parámetros de los distintos DH de los barrios en evaluación	28
Cuadro 10	Resumen de demanda estacional de los distintos DH de los barrios en evaluación	28
Cuadro 11	Resumen de demanda de biomasa de los distintos DH de los barrios en evaluación	29
Cuadro 12	Costos de abastecimiento para distintos insumos energéticos actuales (casa de Arco II)	31
Cuadro 13	Funciones necesarias y responsabilidades en los distintos sistemas	35
Cuadro 14	Resumen de costos del proyecto en dólares	37
Cuadro 15	Resumen de inversión necesaria dentro de cada casa	38
Cuadro 16	Costos de abastecimiento de una casa de Arco II en función de cada sistema	39
Cuadro 17	Comparación de ahorros entre cada uno de los modelos en relación con otros combustibles	39
Cuadro 18	Costos de abastecimiento de la hostería por temporada	43
Cuadro 19	Detalle de estimación de inversiones	45
Cuadro 20	Flujo de fondos del proyecto	45
Cuadro 21	Comparación entre sistemas	48
Cuadro 22	Flujo de fondos del DH I	50

---

Cuadro 23	Flujo económico medio anual del DH I	51
Cuadro 24	Flujo de fondos del DH III	50
Cuadro 25	Flujo económico medio anual del DH III	51
Cuadro 26	Flujo de fondos del DH II	54
Cuadro 27	Costo de los distintos modelos	55
Cuadro 28	Resumen de costos del usuario y su composición (USD/año)	55
Cuadro 29	Consumo de energía en diferentes escenarios de temperatura	57
Cuadro 30	Resultados económicos de acuerdo a distintos escenarios de temperatura	57
Cuadro 31	Cálculo térmico de una casa tipo	65
Cuadro 32	Coeficientes del sistema de ACS	66
Cuadro 33	Datos para el cálculo de Qt para una casa del barrio Arco II	67
Cuadro 34	Consumo estacional del DH Arco II	68
Cuadro 35	Dimensiones de cañerías maestras del DH Arco II	69
Cuadro 36	Dimensiones de cañerías de distribución del DH Arco II	69
Cuadro 37	Consumos esperables durante el año del DH Arco II	70
Cuadro 38	Presupuesto estimado de obra Arco II	71

---

### Gráficos

Gráfico 1	Esquema de subestación	8
Gráfico 2	Esquema general DH subestación	9
Gráfico 3	Diagrama de temperaturas medias históricas de Esquel	16
Gráfico 4	Distribución de las casas del barrio	24
Gráfico 5	Esquema simplificado de calderas y silo vista en planta	37
Gráfico 6	Participación relativa de los costos en los distintos modelos	55

---

### Imágenes

Imagen 1	Barrio Arco II, 2018	23
Imagen 2	Sistemas detectados en Arco II	23
Imagen 3	Situación del barrio Pioneros, enero 2018	25
Imagen 4	Layout del barrio Pioneros	25
Imagen 5	Casas del barrio Villa Los Cóndores	26



© Máximo Gauto Acosta

---

# Prólogo

La matriz energética argentina está conformada, en su gran mayoría, por combustibles fósiles. Esta situación presenta desafíos y oportunidades para el desarrollo de las energías renovables, ya que la gran disponibilidad de recursos biomásicos en todo el territorio nacional constituye una alternativa eficaz frente al contexto de crisis energética local e internacional. En este escenario, en 2015, la República Argentina promulgó la Ley 27191 –que modificó la Ley 26190–, con el objetivo de fomentar la participación de las fuentes renovables hasta que alcancen un 20% del consumo de energía eléctrica nacional en 2025, otorgando a la biomasa una gran relevancia. La biomasa es una de las fuentes de energía renovable más confiables, es constante y se puede almacenar, lo que facilita la generación de energía térmica y eléctrica. En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético. La energía derivada de biomasa respeta y protege el ambiente, genera nuevos puestos de trabajo, integra comunidades energéticamente vulnerables, reduce la emisión de gases de efecto invernadero, convierte residuos en recursos, ahorra dinero en combustibles fósiles, moviliza inversiones y promueve el agregado de valor y nuevos negocios. No obstante, aún existen algunas barreras de orden institucional, legal, económico, técnico y socio-cultural que deben superarse para incrementar, acorde a su potencial, la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional. En este marco, en 2012, se creó el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa – UTF/ARG/020/ARG (PROBIOMASA), una iniciativa que llevan adelante la Secretaría de Gobierno de Agroindustria del Ministerio de Producción y Trabajo, y la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). El Proyecto tiene como objetivo principal incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional, para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva y, a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

Para lograr ese propósito, el Proyecto se estructura en tres componentes principales con objetivos específicos:

- Estrategias bioenergéticas: asesorar y asistir, legal, técnica y financieramente, a proyectos bioenergéticos y tomadores de decisión para aumentar la participación de la energía derivada de biomasa en la matriz energética.
- Fortalecimiento institucional: articular con instituciones de nivel nacional, provincial y local a fin de evaluar los recursos biomásicos disponibles para la generación de energía aplicando la metodología WISDOM (Woodfuels Integrated Supply/Demand Overview Mapping, Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles).
- Sensibilización y extensión: informar y capacitar a los actores políticos, empresarios, investigadores y público en general acerca de las oportunidades y ventajas que ofrece la energía derivada de biomasa.

Esta Colección de Documentos Técnicos pone a disposición los estudios, investigaciones, manuales y recomendaciones elaborados por consultoras y consultores del Proyecto e instituciones parte, con el propósito de divulgar los conocimientos y resultados alcanzados y, de esta forma, contribuir al desarrollo de negocios y al diseño, formulación y ejecución de políticas públicas que promuevan el crecimiento del sector bioenergético en la Argentina.

---

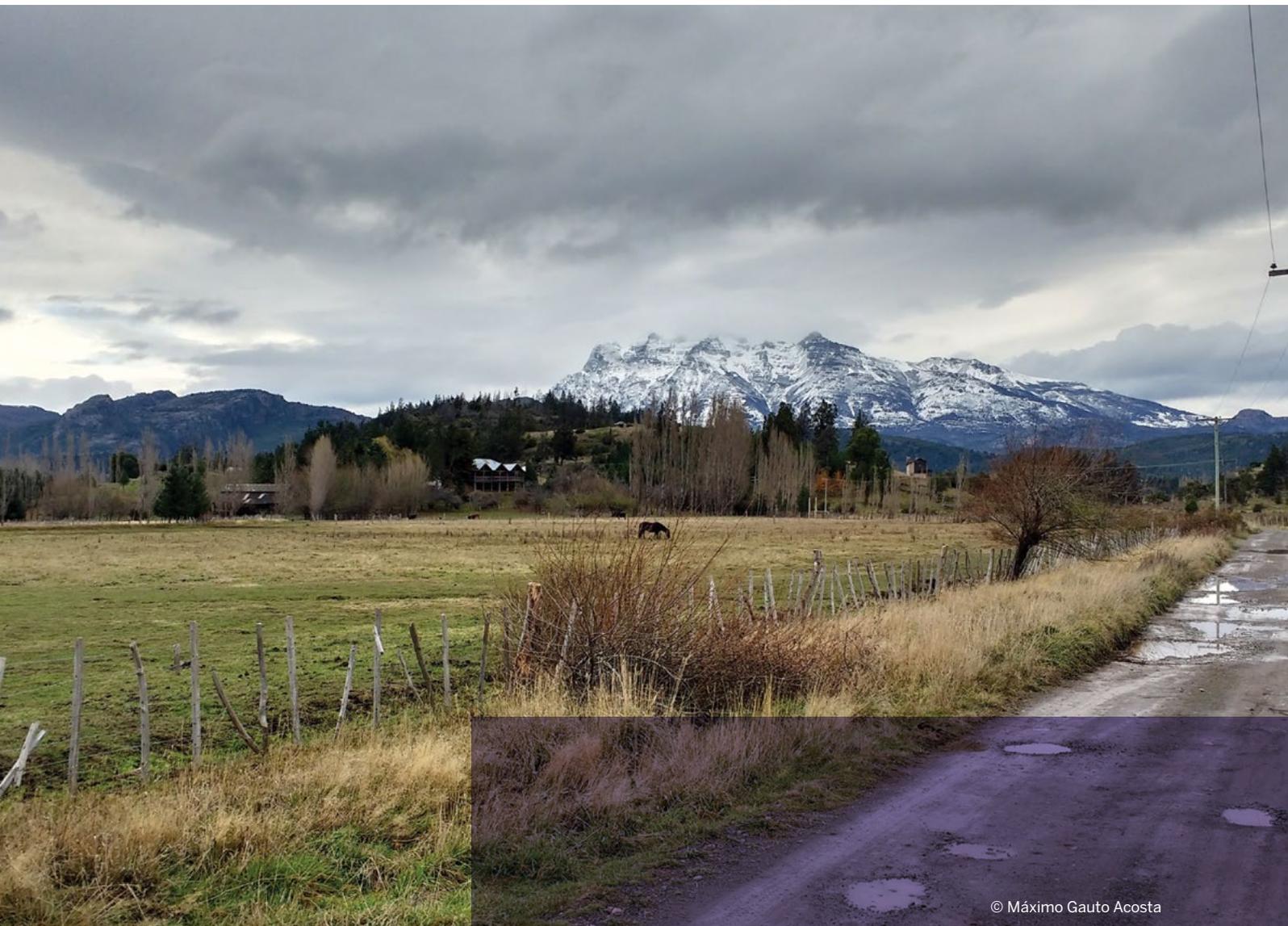
---

# Agradecimientos

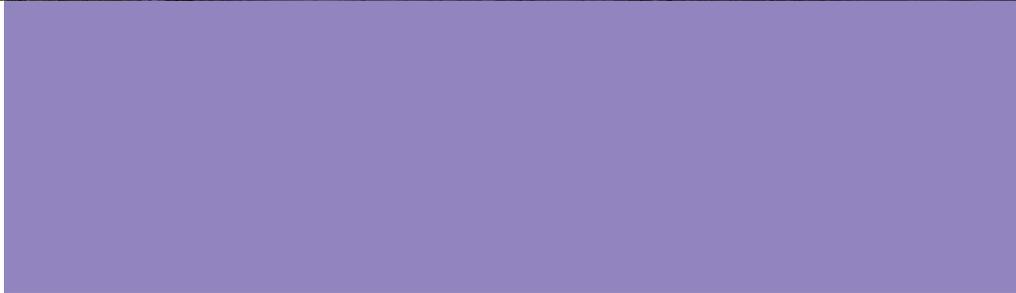
La elaboración de este documento ha sido posible gracias a la colaboración y al apoyo en el trabajo de campo de los técnicos del Centro de Investigación y Extensión Forestal Andino Patagónico (CIEFAP) y a los de la Subsecretaría de Bosques de la Provincia del Chubut, en especial, a Daniel Lencinas, Pedro Pantaenius, Rubén Manfredi y Agustín Capitanich. Asimismo, se agradece el aporte de Luciano di Paolo, de la Secretaría de Producción y Empleo de Esquel, y de Daniela Franco, de la Dirección de Energías Renovables provincial. También se destaca la colaboración de Tomás Schinelli y Héctor Troche, de la Municipalidad de Trevelin, y de Raúl Ignacio Páez, de Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos (GIRSU) de Esquel y Trevelin. Por último, se agradece a Ignacio Ferlijiwskyj, Martín Galmarini y Melina Jajamovich, por sus aportes en las correcciones.



© Máximo Gauto Acosta



© Máximo Gauto Acosta



---

# Siglas y acrónimos

ACS	Agua caliente sanitaria
AFR	Agua fría de red
AVEBIOM	Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa
BPFC	Bajo punto de fusión de cenizas
CIEFAP	Centro de Investigación y Extensión Forestal Andino Patagónico
CNPHyV	Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas
DH	<i>District Heating</i>
DHC	<i>District Heating and Cooling</i>
EBITDA	Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (por su sigla en inglés: <i>Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i> )
EEA INTA	Estación Experimental Agropecuaria del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria
EGC	Empresa generadora de calor
EPB	Empresa proveedora de biomasa
EPC	Empresa proveedora de calor
ESE	Empresas de servicios energéticos
GIRSU	Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IPVyDU	Instituto de Promoción de la Vivienda y el Desarrollo Urbano
MINEM	ex Ministerio de Energía y Minería
PCI	Poder calorífico inferior
PIST	Punto de ingreso al sistema de transporte
PNLA	Parque Nacional Los Alerces
PRK	Repago del capital
RSU	Residuos sólidos urbanos
RTI	Revisión tarifaria integral
TIR	Tasa interna de retorno
UPS	<i>Uninterruptible Power System</i>

---

## SIGLAS Y ACRÓNIMOS

### Unidades de medida

Btu	unidad térmica británica
EJ	exajoules
kcal/h	kilocaloría/hora
kcal/kg	kilocaloría/kilogramo
kg/l	kilogramo/litro
kg/m <sup>3</sup>	kilogramo/metro cúbico
kWh	kilovatio hora
kWh/año	kilovatio hora/año
kWh/mes	kilovatio hora/mes
l	litro
m/s	metro/segundo
m <sup>3</sup> /h	metro cúbico/hora
Mcal	megacaloría
Mcal/t	megacaloría/tonelada
mm	milímetros
MMBtu/t	millón de unidad térmica británica/tonelada
MW	megavatio
MWh	megavatio hora
t	tonelada
t/año	tonelada/año
µm	micrómetro
Wh/°C.l	vatio hora/grado centígrado por litro
W/m <sup>2</sup>	vatio/metro cuadrado

---

# Resumen ejecutivo

El presente documento resume el trabajo realizado en la ciudad de Esquel a principios de 2018, cuyo objetivo fue evaluar la factibilidad económica de implementar sistemas de calefacción distrital o comunal, o *District Heating* (DH, por sus siglas en inglés), utilizando biomasa renovable de origen local como combustible.

Los sistemas DH representan una alternativa muy interesante para el abastecimiento de energía en forma sustentable y segura. Por esta razón, están proliferando en muchos países. Una de las características más relevantes de estos sistemas es que su gestión e implementación suele ser descentralizada y sustentada sobre acuerdos entre privados, normalmente pymes, o mediante proyectos financiados por los usuarios. Esto aporta mucho dinamismo y flexibilidad al sistema y un esquema de financiamiento muy ágil, lo que favorece la velocidad de implementación. A raíz de esto, el enfoque que se dio al trabajo fue la evaluación de la viabilidad de modelos económicos sustentados en inversión privada, apuntando a segmentos de población que efectivamente puedan afrontar los gastos que estos proyectos implican. Esto de ningún modo significa que los resultados no sean extrapolables a otro tipo de sistema.

Existen distintos modelos de implementación de este tipo de sistemas. En el presente trabajo se evaluaron tres y se aplicaron a un caso testigo: el barrio Arco II.

En paralelo, se tomó la Hostería Futalaufquen, ubicada en el Parque Nacional Los Alerces (PNLA), como caso de estudio de un hotel fuera de la red de gas natural (GN), debido a que no se encontraron hoteles dentro de la ciudad que no tuvieran GN.

Se verá que ambos casos son viables desde el punto de vista técnico-económico y legal y presentan una solución favorable para los usuarios frente a la situación de base, sin GN. Al mismo tiempo, desde el punto de vista del confort de servicio, un DH provee comodidad y servicio semejantes a los que otorga la red de GN. Esto implica que equipara las condiciones de las zonas que no disponen de dicho combustible con aquellas que efectivamente lo tienen.

Por otra parte, se analizaron los resultados económicos esperables para los propietarios del sistema. Del análisis surge que, asumiendo costos semejantes a los del GN para los usuarios, independientemente del sistema, los modelos presentan resultados e indicadores económicos atractivos para un inversor que esté interesado en este tipo de negocios. Al no existir un cuerpo legal vigente que regule la actividad, es muy importante el desarrollo de contratos que permitan resguardar los intereses de ambas partes: usuarios y desarrolladores de sistemas de DH. Con un contrato que garantice y acote los riesgos para todas las partes involucradas, un DH, como negocio, representa bajo riesgo y buena rentabilidad.

Finalmente, en el trabajo se exponen conceptos de replicabilidad de los resultados en ambos segmentos. En este sentido, la región cordillerana posee distintas condiciones de disponibilidad de biomasa, por lo que habrá que evaluar, en cada cuenca, cuáles son los precios que viabilizan el desarrollo de biomasa. En paralelo, en todas las ciudades y pueblos de la Cordillera hay falta de abastecimiento de GN, por eso es esperable que las condiciones de demanda se repitan y, por lo tanto, surjan conclusiones equivalentes a las del presente documento.

---

# 1. INTRODUCCIÓN



---

---

**El uso de biomasa para la calefacción y la provisión de ACS es una solución a la problemática energética.**

**Resuelve la falta de acceso a la red de GN, con un costo accesible y no tiene impacto ambiental.**

---

La disponibilidad de agua caliente sanitaria (ACS) y de calefacción se encuentra dentro de las necesidades prioritarias que deben solventarse en los distintos asentamientos urbanos. Ambos servicios dependen de una fuente de energía de soporte. En nuestro país, los principales insumos energéticos para estos procesos son: el GN, el gas licuado de petróleo (GLP), la leña y la electricidad.

Cuando está disponible, el GN es el insumo preferente por su simpleza de manejo y costo –en gran medida por su condición de combustible subsidiado–. Muchas comunidades y núcleos urbanos de nuestro país no están alcanzados por la red de distribución de GN, sea en forma parcial o total. En dichas comunidades, el abastecimiento de calor y ACS se sustenta principalmente con leña, utilizando equipamiento de baja eficiencia y en sistemas poco automatizados, como salamandras o cocinas

económicas. En otros casos se utiliza electricidad, GLP o diésel, combustibles mayormente no renovables, de muy alto costo y un negativo impacto ambiental.

La leña es el insumo típico de las comunidades de menores recursos y el GLP –en su presentación de garrafas de 10 kg y tubos de 45 kg–, un sustituto de amplia difusión, pero de muy alto costo, cuyo uso se encuentra asociado a la cocción y la generación de ACS y en menor medida a la calefacción.

La electricidad es un recurso de amplia difusión cuyo uso para climatización ha aumentado. Si bien existen sistemas de calderas eléctricas de alta eficiencia, los dispositivos más usados para calefacción son acondicionadores de aire y calentadores de resistencia –de alto consumo y menor eficiencia que las calderas–. Es frecuente que las redes de distribución eléctrica, que no fueron dimensionadas para



cubrir este pico de demanda, en días con fríos extremos no puedan abastecer la demanda y se queden sin suministro por sobrecorriente en las redes.

En locaciones donde las temperaturas medias anuales son bajas, la climatización es crítica y es necesario contar con ella de forma accesible y confiable. El uso de energías fósiles para climatización hace cada vez más indispensable encontrar nuevos sistemas, más amigables con el medio ambiente, para solventar este servicio básico. Cabe destacar que la electricidad cuando no está subsidiada es un insumo de muy alto costo. Existen regiones completas, como la región de Alta Austria, donde se han implementado y masificado sistemas basados en biomasa con excelentes resultados desde el punto de vista ambiental y económico.

En este contexto se plantea evaluar la posibilidad de implementar tecnologías de calefacción y que brinden ACS basadas en fuentes renovables como la biomasa, para dar una respuesta supera-

dora a la problemática presentada. Para que las soluciones propuestas sean aceptables, es imprescindible que sus condiciones de confort sean semejantes a las actuales y su costo, para el usuario final, sea menor o, por lo menos, equivalente.

Por esto, en este documento se presenta estudio a escala de factibilidad de DH en distintos barrios de clase media en la ciudad de Esquel, cabecera del municipio homónimo, en la provincia del Chubut.

El modelo que se evalúa es un sistema de distribución de ACS y calefacción de generación centralizada. Utilizará como combustible biomasa renovable de desarrollo local y se encontrará bajo gestión de una empresa privada que garantice inversiones y funcionamiento. Este modelo, en asociación con una solución económicamente viable para la cocción, compite por calidad de servicio con el GN a nivel urbano, tanto por sus prestaciones como por su confiabilidad y, a veces, inclusive por costos.

**En la ciudad de Esquel, hay barrios sin acceso a la red de GN. Para calefacción se utiliza: electricidad (gran consumo y costos elevados), leña (equipos de baja eficiencia), y combustibles mayormente no renovables (muy alto costo y un impacto ambiental negativo).**

---

## 2. *DISTRICT HEATING*

- 
- 2.1 Introducción al DH
  - 2.2 Historia
  - 2.3 Componentes
  - 2.4 Funcionamiento

---

---

**El DH es un sistema de abastecimiento de energía térmica urbano. A partir de una fuente de generación de calor central, este se distribuye a distintos usuarios dentro de una comunidad. Puede utilizarse para calefaccionar los ambientes y el agua sanitaria.**

---

## 2.1 Introducción al DH

El DH es un sistema de abastecimiento de energía térmica urbano mediante el cual, a partir de una fuente de generación de calor central, este se distribuye a distintos usuarios dentro de una comunidad. Dicho calor puede utilizarse para calefaccionar las diferentes unidades habitacionales y para aportar ACS. Los usuarios pueden ser de urbanizaciones, viviendas residenciales, edificios públicos, polideportivos, industrias, etcétera.

El DH, a diferencia de la calefacción centralizada, requiere del transporte de la energía térmica a distancia por conductos que no se integran estructuralmente en un único edificio, sino que utilizan el espacio común, por lo general, de propiedad pública.

Las redes de DH aventajan a los sistemas independientes domésticos de calefacción debido a que:

- Poseen mayor eficiencia, por ser equipos de mayor potencia y mejor tecnología. En general, la pérdida de distribución en las redes es muy baja, puede ser entre el 2 y el 5%, siempre y cuando la tecnología de las cañerías sea la adecuada. Para este trabajo se asume una pérdida del 10% para tomar un margen de seguridad y

porque se incluyen las pérdidas dentro de la vivienda, que son las mayores.

- Comparando dentro de un mismo combustible, poseen menores emisiones totales y la posibilidad de centralizar su control.
- Su costo de mantenimiento es más económico, frente al de los sistemas individuales, permiten utilizar combustibles de manejo complejo y menor costo, lo que posibilita la implementación de proyectos de biomasa con astillas, geotermiales, *waste to energy*, utilización de vapor residual de generación eléctrica, etcétera.
- Dan escala de consumo al sistema mejorando el poder de compra.
- Permiten transformar la calefacción en un servicio a cargo de un tercero, exceptuando al usuario de la necesidad de ocuparse del mantenimiento y de las reparaciones e inversiones en forma personal.
- Son más seguras que las redes de GN, debido a que el fluido de distribución no es explosivo.
- Cuando son con base en biomasa, presentan un balance de emisiones de carbono neutro.

Las principales desventajas respecto de los sistemas individuales son:

- Requieren una inversión coordinada, habilitaciones legales y un marco de instrumentación más complejo.
- Requieren mayor planificación y conocimiento de la ampliación esperada de los barrios porque son de crecimiento acotado. Poseen límites técnicos en el crecimiento. Una vez alcanzado el máximo, se debe dar un salto de la demanda que viabilice la instalación de nuevos módulos de expansión, por ejemplo, una caldera adicional.
- Necesitan escala, lo que implica que debe existir un grupo mínimo de usuarios.
- Es un sistema poco conocido en nuestro país, lo que implica que su implementación requiere sensibilización de los usuarios.

## 2.2 Historia

Los primeros sistemas con redes de distribución térmica son de finales del siglo XIX. Un ejemplo fue la distribución de vapor desde la central de la Consolidated Edison Company hasta el sur de la isla de Manhattan siguiendo las avenidas hasta el distrito financiero. Este DH emblemático, en la actualidad, abastece a más de un millón de usuarios. Luego de la Segunda Guerra Mundial, se pusieron en operación numerosas redes de distribución térmica en zonas reconstruidas en ciudades del Reino Unido, Alemania, Países Bajos y Norte de Europa, principalmente los países escandinavos. Dinamarca posee más de 400 redes de distribución térmica y ciudades como Moscú, Berlín, París o Copenhague, poseen amplias áreas con DH.

En los Estados Unidos, las principales redes de DH se desarrollaron a partir del calor generado en centrales eléctricas próximas a los centros urbanos. El calor se suministraba en forma de vapor, que era residual de sus procesos. La experiencia norteamericana fue incorporada en Escandinavia y en el resto de Europa. En Dinamarca se construyó el primer sistema de DH en Frederiksberg en el año 1891 –un hospital y diferentes edificios del Gobierno–. En París, la red de Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain se halla en servicio desde 1930.

A diferencia de los Estados Unidos, en Europa, debido a los mayores costos de electricidad y del gas natural en relación con otras regiones, el DH prosperó al mismo tiempo que se construían centrales de cogeneración para suministrar la demanda creciente de electricidad mediante sistemas que garantizaran un ahorro mayor de combustibles fósiles.

En la década de 1970, se produjeron cambios más grandes respecto a las redes DH, tanto en los Estados Unidos como en Europa. Los recortes de petróleo de principios y finales de la década de 1970 provocaron que países como Suecia y Dinamarca –dependientes de la importación de petróleo en un 90% de sus sistemas de redes de distrito– buscaran alternativas energéticas como la incineración de residuos, el uso de calor residual y otras energías renovables. Algunos de estos países tomaron medidas políticas agresivas en favor de los sistemas de DH, como es el caso de España.

En las antiguas repúblicas socialistas de Europa, también tuvo lugar una extensa proliferación de sistemas de DH en tiempos tempranos, ya que contaban con promoción estatal debido a que el esquema era fácilmente asimilable con el modelo político y social del momento.

En Asia, también existen vastas experiencias de DH y *District Heating and Cooling* (DHC) –redes de calefacción y refrigeración–. Las primeras redes se construyeron en Japón en 1970 y, a finales de los años noventa, había alrededor de 120 sistemas en funcionamiento. En China, el 50% de las grandes ciudades tienen sistemas de DH. Estos sistemas empezaron a implantarse en los años ochenta y el crecimiento ha sido exponencial.

A modo de ejemplo, la calefacción y la refrigeración son responsables de más del 50% de la demanda de energía útil final en la Unión Europea. Según datos del 2003, sobre un total de energía útil final (incluyendo usos de calor y electricidad) de 18,9 EJ, las redes de DH erogaron 1,4 EJ.

Actualmente existen en la Unión Europea más de 5 000 sistemas de DH, que suministran más del 9% de la demanda de energía útil en calor, con una facturación anual de 19,5 billones de euros. La penetración en el mercado varía según el país, en algunos llega al 70% (DHC, 2011).

El caso emblemático del uso de la biomasa en sistemas de DH es el de Alta Austria. Esta región en la década del ochenta optó por promover el desarrollo de biomasa como combustible doméstico para generación de energía térmica. En el presente, es la región donde se emplazan los principales proveedores de calderas de biomasa de alta tecnología y donde la cadena de la biomasa genera más de 5 000 puestos directos de trabajo por año. En dicha región, hoy, más del 50% de su calefacción proviene de energías renovables con intención de llegar al 100% para 2030. Hay 44 000 calderas automáticas de biomasa en operación en los sectores residencial, servicios y público. De estas, una mitad están alimentadas con pellets y la otra mitad, con astilla de madera. Tienen una potencia instalada total de 2 100 MW y producen 3 400 000 MWh cada año. Esto supone un consumo anual de 1 150 000 toneladas de biomasa sólida y una reducción en las emisiones de 1 000 000 de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Adicionalmente, cerca de 500 000 toneladas de biomasa se utilizan en plantas de cogeneración (electricidad y calor).

### 2.3 Componentes

Los componentes principales de un DH son: la fuente de calor, la red de distribución, y los usuarios finales del calor, normalmente denominados subestaciones.

La fuente de calor puede ser muy variable, a efectos del presente documento se circunscribe a una planta de generación de calor a partir de la combustión de biomasa sólida en calderas horizontales para generación de agua caliente.

Se entiende que la combustión se produce en una sala de calderas centralizada que dispone de:

- Un sistema de recepción y acopio de biomasa.
- Un sistema de transporte automático de la biomasa a la caldera.
- Equipamiento de combustión con una serie de dispositivos anexos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema:
  - Válvulas, elementos de medición, control y seguridad.
  - Sistema hidráulico de control de automatismos.
  - Sistema de telemetría.
  - Acumulación: tanque de inercia y su sistema de alimentación.
  - Sistema de filtrado.

Es crucial en este tipo de sistemas disponer de medidas de prevención de la legionelosis, enfermedad bacteriana asociada con la bacteria *Legionella spp.*, que puede proliferar en sistemas de DH. No se contagia de persona a persona. La bacteria se propaga por el vapor de agua, por ejemplo, mediante las unidades de aire acondicionado de grandes edificios. Los grupos de mayor riesgo son los adultos con más de cincuenta años, las personas con enfermedades del sistema inmunológico o con enfermedades pulmonares crónicas, y los fumadores. Muchas personas expuestas a la bacteria no presentan síntomas. Aquellas personas que sí presentan síntomas pueden experimentar tos, fiebre, escalofríos, dificultad para respirar, dolores musculares, dolor de cabeza y diarrea. La enfermedad del legionario, como se conoce también a la legionelosis, se puede tratar con antibióticos.

Las medidas más eficientes para controlar la legionelosis son:

- El agua se debe acumular a una temperatura mínima 60 °C y se deben asegurar los 50 °C en los puntos más alejados. La instalación permitirá que el agua alcance los 70 °C en algún momento del circuito por más de 20 minutos.
- La temperatura del agua fría se debe mantener lo más baja posible procurando, donde las condiciones climáticas lo permitan, una temperatura inferior a los 20 °C.
- Disponer de sistemas de filtración mecánicos de partículas en el circuito de agua de dimensiones comprendidas entre 80 y 150 µm.
- Facilitar la accesibilidad a los equipos para su inspección, limpieza, desinfección y toma de muestras.
- Evitar mezclas de agua de diferentes circuitos, calidades o usos.

La red de distribución es el conjunto de tuberías que permite la distribución del calor. Está formada principalmente de tubos aislados con materiales especiales de baja conductividad térmica que permiten minimizar las pérdidas térmicas durante la conducción del fluido caloportante. Mediante agua caliente –o en algunos casos vapor–, se transporta la energía hasta los usuarios donde se cede el calor a los puntos de consumo, lo que enfría el fluido. La red también dispone de un circuito de retorno a la central. Habitualmente, las tuberías se distribuyen en zanjas subterráneas que siguen el trazado de las calles en zonas urbanas. En general, esta red es denominada red primaria, distinguiéndose de la red dentro de cada uno de los usuarios –red secundaria– con la que no intercambia normalmente fluidos, excepto en caso de averías.

Los sistemas de distribución, por lo general, se componen de dos tubos en su traza principal –uno de impulsión y otro de retorno–. Estos poseen dimensiones, características y capacidades semejantes y recorren la traza en paralelo.

La red puede dividirse en tres grupos distintos: la red troncal o de caños maestros, los ramales o distribuidores, y las acometidas en cada usuario.

Los componentes de la red son: caños, accesorios de las tuberías (codos, T, etc.), sensores de control, válvulas de regulación y *bypass*, puntos de aireación y drenaje, bridas, fijaciones, y compensadores de expansión –en caso de ser de acero– y el sistema de bombeo. Todos los elementos deberán resistir la presión y la temperatura de diseño de la red, y se dimensionarán de manera que la caída de presión producida por el elemento sea la menor posible dentro de las condiciones del proyecto.

Las redes de DH pueden ser de baja o de alta temperatura, el límite entre ambos sistemas es 85°C. En el primer caso, el material constructivo de las cañerías puede ser polietileno reticulado preaislado. En redes de alta temperatura o alta presión –redes de vapor–, los caños deben ser de acero.

El sistema de bombeo es uno de los puntos más críticos y complejos de definir en las redes de distribución. A efectos de este trabajo, se considerará un sistema de impulsión centralizado con una única estación de bombeo, localizada en la estación de generación. Esto es debido a que no es esperable

disponer de redes de gran dimensión o edificios con alturas relevantes. Es crucial disponer de un sistema de control que permita detectar las pérdidas y fugas en distribución.

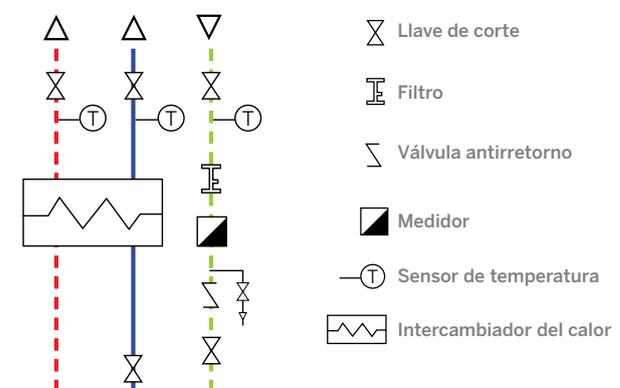
Las subestaciones son el punto de transferencia térmica entre la red de distribución y los consumidores (edificios o viviendas). Dicha transferencia se realiza a través de una subestación formada por un intercambiador de calor, los elementos que regulan y controlan el funcionamiento, y los elementos de medición para facturar la energía. La subestación empieza en la acometida de la red de distribución.

Por definición, el punto de cambio de propiedad desde “la red” hasta el usuario es aguas abajo del punto de corte, posterior al medidor de caudal.

Las funciones de la subestación son: la transferencia de calor, por lo que normalmente en ella se dispone de intercambiadores de placas, y la regulación del servicio por parte del usuario, a través de válvulas que actúan sobre el flujo en función de las señales que el usuario le provea a la subestación.

En el Gráfico 1 se presenta el esquema típico de una subestación. Este dispone de ingreso (línea roja), un sistema de agua fría de red (línea azul) y el sistema de retorno, con sus respectivos sensores de temperatura, llaves de corte anterior, filtro, sistema de medición, válvula antirretorno y llave de corte posterior.

**Gráfico 1.** Esquema de subestación



Fuente: Adaptado de IDAE, 2012

## 2.4 Funcionamiento

A continuación, se presenta un esquema simplificado de una configuración básica de DH. Existen muchas opciones de diseño de red. La red en estudio es relativamente sencilla desde el punto de vista del diseño, por lo que se propone un esquema básico simplemente orientativo (Gráfico 2).

El circuito, en forma esquemática, presenta la traza del circuito primario con sus puntos de regulación y los flujos de calor desde la sala de calderas hasta una de las subestaciones. Este circuito posee un diseño que permite abastecer el DH directamente desde la caldera o desde los tanques de acumulación. El funcionamiento de este sistema se regula desde las válvulas de control y los sensores de temperatura. Las principales acciones de regulación son: el flujo de agua hacia dentro de las subestaciones –en este caso, el consumo de cada casa–, el prendido y apagado del generador de calor y el “origen” del agua, ya sea desde el acumulador o directamente desde la caldera, en función de las señales que emiten los sensores de temperatura.

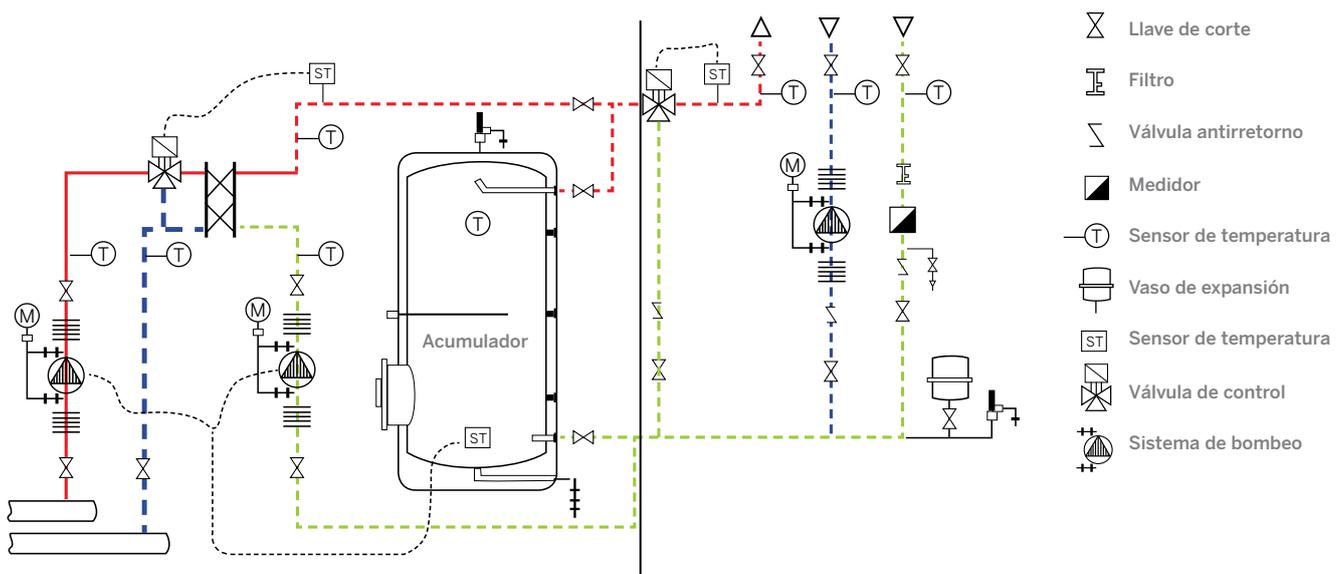
De acuerdo con la temperatura solicitada y la fuente que el sistema defina, directo o tanques –según la situación del acumulador–, el sistema aporta calor a las subestaciones o recircula al acumulador.

La generación de calor se activa en función de la demanda del acumulador –sensor de temperatura del acumulador– o de la demanda directa del sistema, cuando el acumulador ya no puede responder a ella –sensor directo sobre circuito primario que actúa sobre la válvula del circuito–.

El acumulador permite dar respuesta a la demanda en pico y reducir la potencia necesaria para satisfacer los requerimientos fundamentalmente de ACS.

Este sistema simplificado apunta a que se minimicen las paradas y arranques de calderas maximizando el aporte desde el acumulador. En caso de que este no pueda aportar la cantidad suficiente de calor, el sistema tiene capacidad de responder en forma inmediata. En función de las características de la calefacción y los sistemas tecnológicos definidos, se podrán dar distintas condiciones de trabajo y complejizaciones del sistema a efectos de incrementar su eficiencia.

Gráfico 2. Esquema general DH subestación



Fuente: Adaptado de IDAE, 2012

---

# 3. INSUMOS ENERGÉTICOS EN LA REGIÓN

- 
- 3.1 Distribución, costo, modelo de consumo y percepción
  - 3.2 Costos y características de la biomasa en la región



---

---

## Los insumos energéticos más usados en Esquel, luego del GN, son: GLP para cocción, leña para la calefacción reforzada con equipos móviles eléctricos y termotanque eléctrico o GLP para el ACS.

---

El sistema de DH aporta energía para calefacción y ACS, aunque no para cocción. La población de estudio son usuarios de clase media no alcanzados por el servicio de GN. Esto implica que estos servicios se resuelven con otros insumos energéticos y con las tecnologías adecuadas a cada uno de ellos.

La calefacción se realiza utilizando leña en estufas de combustión lenta, con electricidad y equipos acondicionadores de aire frío-calor o caloductos, con estufas de tiro balanceado a GLP y, en algunas casas, con estufas de pellets importadas.

El ACS, en la mayoría de los casos, se obtiene con calefones eléctricos, aunque algunas casas disponen de GLP para acondicionamiento de ACS.

En el caso de la cocción, la mayoría de las casas utiliza GLP, ya sea en garrafas, tubos o zepelín.

### 3.1 Distribución, costo, modelo de consumo y percepción

El modelo más frecuente de consumo es GLP para cocción, calefacción con leña reforzada con equipos móviles eléctricos y ACS con termotanque eléctrico o a GLP.

A continuación, se resumen en el Cuadro 1 las características de los distintos insumos y su aplicación. El cuadro incluye casos medios con valores medios de mercado obtenidos en la zona. Existen excepciones en el caso de leña y GLP en los que los valores detectados son sensiblemente mayores. Asimismo, cada combustible posee una eficiencia de rendimiento que se encuentra directamente vinculada con el dispositivo que se utilice para el aprovechamiento de cada combustible. En el Cuadro 1 se tomaron valores medios de eficiencia, correspondientes con los dispositivos de mayor difusión en el mercado.

Se presenta en el Cuadro 2 el tarifario utilizado para calefacción vigente al momento de realizar este trabajo, aportado por la Cooperativa 16 de Octubre Ltda., en pesos. Se contempla el caso de un usuario T1R1 del segmento de mayor consumo (resaltado con color en el Cuadro 2).

Para el cálculo se descartaron los costos de energía reactiva y se asumió que el total de la energía efectivamente estaba cubierta con electricidad.

El costo promedio del kWh incluye cargo fijo y variable. El tipo de cambio era 18,5 \$/USD.

**Cuadro 1.** Características de los distintos insumos energéticos disponibles en la región

Insumo	Distribución	Costo unidad comercial	Costo por USD/kW	Uso			Percepción del usuario
				ACS	Calefacción	Cocción	
GLP	Distribuidores locales e YPF para el GLP en zepelín	0,62 USD/l	0,11	Sí	Sí	Sí	Confortable, pero muy costoso.
Leña	Leñeros locales	27,8 USD/m <sup>3</sup>	0,082	Marginal	Sí	Marginal	Poco confortable, poco confiable y costoso.
Electricidad*	Cooperativa 16 de Octubre Ltda.	2,39 \$/kW	0,13	Sí	Sí	Marginal	Confortable, costoso y conflictivo en caso de corte de luz.

\* Para el cálculo comparativo promedio se tomó como referencia el costo por calefacción de una casa de 75 m<sup>2</sup> en invierno con buena aislación térmica. El consumo de esta casa se estimó en 5 100 kWh/mes en el mes más frío del año.

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 2.** Cuadro tarifario utilizado para calefacción

T1- PEQUEÑAS DEMANDAS (menores de 10 kW) T1-R1 uso residencial etapa II				
Cargo fijo por suministro hasta consumos de 150	CF	26,13	1,457	\$/mes
Consumo < = 150	CV	2,477	0,137	\$/kWh
Cargo fijo por suministro consumos > 150 hasta 500	CF	41,47	2,303	\$/mes
Consumo > 150 a 500	CV	2,477	0,137	\$/kWh
Cargo fijo por suministro consumos > 500 hasta 700	CF	54,75	3,041	\$/mes
Consumo > 500 a 700	CV	2,344	0,130	\$/kWh
Cargo fijo por suministro consumos > 700 hasta 1 400	CF	71,71	3,984	\$/mes
Consumo > 700 a 1 400	CV	2,278	0,126	\$/kWh
Cargo fijo por suministro consumos > 1 400	CF	121,02	6,723	\$/mes
Consumo > 1 400 a 99 999	CV	2,211	0,123	\$/kWh

Fuente: Cooperativa 16 de Octubre Ltda.

El consumo de GLP para calefacción se calculó asumiendo que dicha casa utiliza un zepelín de GLP propano-butano a un costo de 11 \$/l (0,59 USD/l) + IVA. Además, se asumió que la eficiencia del sistema de calefacción es de 90%, una densidad de 0,518 kg/l y un poder calorífico inferior (PCI) de 12 000 kcal/kg.

El consumo de leña para calefacción se calculó asumiendo que dicha casa utiliza leña en la ciudad de Esquel a un costo de 27,8 \$/m<sup>3</sup> (sin IVA) y que la eficiencia del sistema de calefacción es de 50%, una densidad de 350 kg/m<sup>3</sup> y un PCI de 2100 kcal/kg.

### 3.2 Costos y características de la biomasa en la región

Al momento de realizar este trabajo, la región posee gran disponibilidad de fuentes de materia prima para biomasa. Sin embargo, su aprovechamiento y explotación no se ha desarrollado por la inexistencia de una demanda formal que rentabilice esta actividad. En general, se pueden diferenciar dos grandes grupos de proveedores potenciales. Aquellos que poseen actualmente un residuo biomásico e infraestructura adecuada para su procesamiento, o buena parte de ella, y aquellos que requieren para su implementación de maquinaria e incurrir en costos de diversa magnitud para desarrollar la biomasa.

El primer grupo está compuesto por el centro GIRSU de Esquel y Trevelin, y el aserradero de la Estación Experimental Agropecuaria del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (EEA INTA) de Aldea Escolar, en Trevelin. Si bien ambos proveedores deberían invertir en maquinaria para el desarrollo específico del chip y su mejora, disponen de materia prima de bajo o nulo costo, así como también de posibilidades de ampliación de la oferta actual y técnicos disponibles en los rangos jerárquicos que poseen capacidad de llevar adelante el proyecto, aunque requieren capacitación específica. Esta afirmación se sustenta en que tienen conocimiento de biomasa y realizan procesos productivos a escala industrial; uno, el GIRSU, el otro, el aserradero. En paralelo, en ambos lugares hay maquinaria con capacidad ociosa para abastecer una chipera y cargar el chip. Cuando se realizó

este trabajo, se estaba evaluando, desde el Gobierno provincial, un proyecto para implementar un centro de producción de chips para biomasa en el GIRSU en el 2019, lo que lo haría el proveedor que más rápidamente pueda ingresar como origen de biomasa. Actualmente, se ha comprado una chipera de alta potencia y existe un plan de inversiones que incluye maquinaria específica y una caldera de chips que se utilizará como unidad demostrativa.

Con relación al transporte, el GIRSU posee fletes de vuelta a partir de los camiones que cubren la ruta de transporte de residuos sólidos urbanos (RSU) hasta él.

El segundo grupo está constituido por una serie de orígenes de biomasa: sauce, rosa mosqueta, aprovechamiento de material de silvicultura o productos forestales derivados de la aplicación de planes de manejo en monte nativo. Este grupo posee una oferta potencial muy superior al primero, pero con baja o nula posibilidad de desarrollarse en forma sostenible de no existir un mercado que la traccione.

El precio razonable de biomasa para chips producidos en un centro de producción de chips en la zona se estima en 70 USD/t. Se define una biomasa de 30% de humedad –M30–, con bajo punto de fusión de cenizas (BPFC), con un PCI estimable en el rango de 2 800-3 100 Mcal/t o 11,15-12 MMBtu/t. Este es el valor que se tomará para los cálculos y supone una escala de mercado que aún no existe. Esto determina que los pocos proveedores que hay de chips en la región cordillerana planteen valores (de chips) muy superiores, principalmente asociados a deseconomías de escala propias de un mercado en surgimiento. Este valor corresponde con un costo de 0,028 USD/kWh de combustible –sin considerar los costos de operación del sistema–.

Con este valor y un mercado que proporcione un volumen suficiente de demanda a precios razonables, la región posee una oferta potencial de 20 000 t/año de biomasa en las condiciones propuestas, considerando únicamente el nodo compuesto por Esquel y Trevelin.

---

# 4. EL ÁREA DE ESTUDIO



- 
- 4.1 Caracterización del área de estudio
  - 4.2 Crecimiento de la ciudad y futuras zonas de expansión
  - 4.3 Distribución de GN y proyección

---

---

**Esquel es la localidad cordillerana más poblada del Chubut. Las condiciones climáticas y el aislamiento de los centros de producción determinan que el costo medio de vida sea alto.**

---

#### **4.1 Caracterización del área de estudio**

La ciudad de Esquel es cabecera de la región en el departamento chubutense de Futaleufú y está ubicada en el valle desarrollado sobre las márgenes del arroyo Esquel, rodeada por los cerros Nahuel Pan, La Zeta, La Cruz, Cerro 21 y la Hoya, este último conocido por el centro de esquí del mismo nombre. La Hoya es el más alto de Esquel, seguida por el Nahuel Pan. Entre los muchos lagos y lagunas de origen glaciar existentes en sus inmediaciones, el referente más próximo es la laguna La Zeta.

Surge como una expansión de la colonia galeesa autodenominada 16 de Octubre, de Trevelin. La gran expansión de la ciudad se da en 1974, con la construcción de la represa hidroeléctrica Futaleufú y actualmente se constituye como el centro de servicios más importante de la cordillera chubutense.

El Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) realizado en 2010 reportó una población de 32 758 habitantes. La referencia ofi-

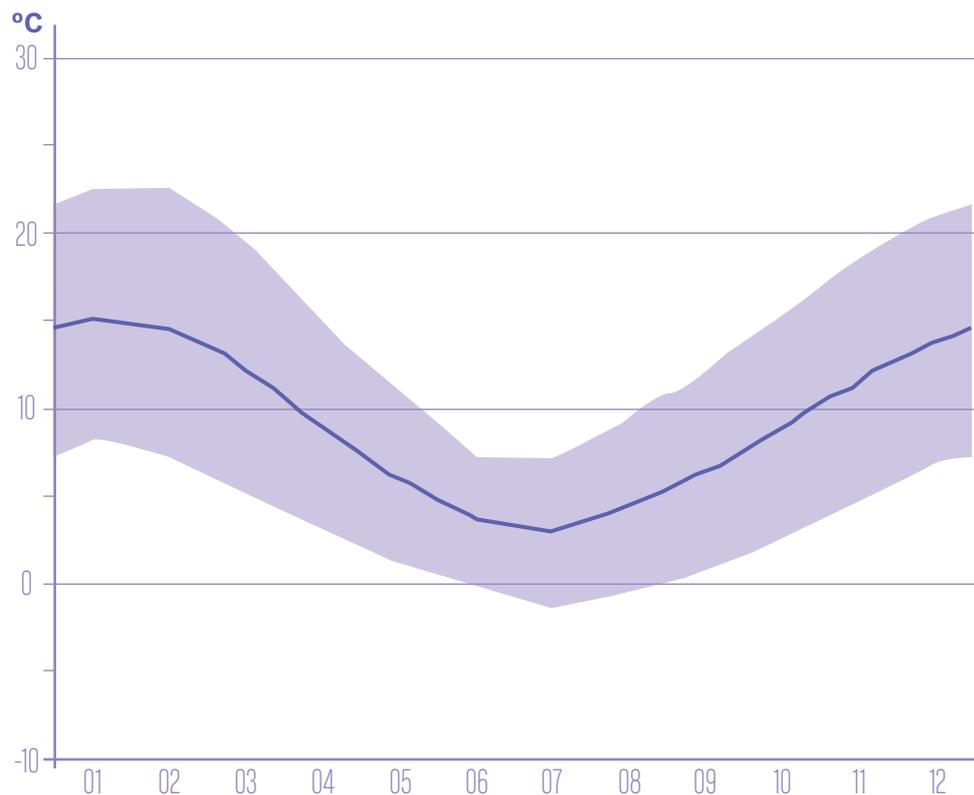
cial anterior, el CNPHyV de 2001, totalizó 28 089 habitantes, por lo que Esquel presentó un crecimiento de 16,5% de masa poblacional. Esta magnitud ubicó a Esquel como la localidad cordillerana más poblada del Chubut y la cuarta de la provincia, superando a la capital provincial.

La ciudad tiene un clima templado frío mediterráneo con precipitaciones en el orden de los 500 mm anuales. El verano es seco y suave, con días despejados y temperaturas máximas de 20 a 25 °C. El invierno es la temporada más lluviosa, sobre todo en junio, y las temperaturas son moderadamente bajas, con una mínima media de -3 °C. Los inviernos siempre registran nevadas, pero no acumulaciones considerables. En cuanto a los extremos, en verano pueden pasar los 30 °C y en invierno hasta -18 °C. Las estaciones intermedias, primavera y otoño, son frescas y muy variables. A inicios del otoño, en abril, y de la primavera, en octubre, se registran constantes e intensos vientos desde el cuadrante oeste (Cuadro 3 y Gráfico 3).

**Cuadro 3.** Datos climáticos de la región

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temp. máx. media (°C)	21,	21,2	18,9	14,8	10,3	6,5	6,3	8,4	11,5	14,5	17,7	19,7	14,2
Temp. media (°C)	14,3	14,3	12,0	8,3	5,1	2,0	1,6	3,1	5,2	8,2	11,2	13,2	8,2
Temp. mín. media (°C)	7,6	6,8	4,9	2,2	0,2	-2,5	-2,9	-1,6	-0,6	1,6	4,6	6,4	2,2
Precipitación total (mm)	22,4	17,9	20,8	38,0	78,9	85,9	73,5	57,7	37,8	25,9	19,5	25,9	504,2
Humedad relativa (%)	49	52	56	63	72	77	77	72	63	56	51	50	62

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional

**Gráfico 3.** Diagrama de temperaturas medias históricas de Esquel

Las temperaturas son más altas en promedio en enero, alrededor de 15,2 °C. Julio es el mes más frío, con temperaturas que promedian 2,9 °C.

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional

## 4.2 Crecimiento de la ciudad y futuras zonas de expansión

La ciudad de Esquel presenta en los últimos años un crecimiento poblacional sostenido, que se explica por distintos factores, la actividad petrolera es uno de los principales.

En general, las condiciones climáticas rigurosas y la condición de aislamiento de los grandes centros de producción típicos de la región patagónica determinan que el costo medio de vida sea alto. En la práctica, esto genera que la población de la ciudad de Esquel pertenezca, mayoritariamente, a un estrato social medio.

Las expansiones de la ciudad se encuentran limitadas geográficamente por los cordones montañosos que circunscriben la ciudad de Esquel al valle del Río Esquel. Las expansiones previstas del núcleo urbano de Esquel están ocurriendo principalmente en loteos donde la ciudad avanza sobre el núcleo periurbano. Estos son de origen público, desarrollados a través del Instituto de Promoción de la Vivienda y el Desarrollo Urbano (IPVyDU) provincial o de origen privado en loteos de menor dimensión. Este tipo de loteos presenta escalas variables y, en general, son desarrollos realizados por firmas constructoras locales sobre terrenos propios o municipales y con fondos públicos. En ambos casos existen normalmente no más de tres propuestas de diseño de casas con un sistema constructivo y características semejantes.

Las zonas de expansión del casco urbano son hacia la ruta de acceso a Trevelin, hacia el aeropuerto, hacia el cerro La Zeta y algunas planicies en pendiente. En general, los lotes nuevos no disponen de red de GN. En algunos casos se han realizado las obras de conexión y distribución de GN hasta los nichos de las casas, pero el servicio no se habilita por falta de suministro.

## 4.3 Distribución de GN y proyección

En nuestro país, el GN de producción local se divide en convencional y no convencional en una proporción de 80-20 entre ambas fuentes (dato de 2017 de las distintas cuencas productoras). Ambos, junto con las fuentes de gas importado: GN de Bolivia, GN de Chile y GNL regasificado, constituyen el

GN de red. Su costo se compone por este mix de combustibles –denominado GN en punto de inyección del sistema de transporte (PIST)– a lo que debe adicionarse un costo de transporte y otro de distribución.

Para cada cuenca de abastecimiento, los precios de referencia por cada tipo de consumidor –desde domésticos hasta industriales firmes– se definen por resolución del ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM, actual Secretaría de Gobierno de Energía), cuya aplicación se fiscaliza a través del Enargas y se ejecuta por medio de las distribuidoras. Al momento de la redacción de este trabajo, se encuentra en proceso la de revisión de tarifas del gas y subsidios a través del proceso denominado revisión tarifaria integral (RTI). De esta revisión surgen los precios previstos de GN, transporte y distribución para los distintos segmentos. El objetivo de este proceso es que los costos de adquisición del GN por parte del Estado nacional y los precios de venta a los usuarios sean convergentes de modo tal de eliminar gradualmente los subsidios que se aplican actualmente. Lo esperable es que los precios de GN en los próximos años sean crecientes en forma continua y convergente con los costos de su provisión. De acuerdo con audiencias públicas vigentes al momento de la confección de este documento es esperable que el valor del GN en PIST ascienda a 6,8 USD/MMBtu a lo que debe adicionarse el costo de transporte y las cargas impositivas.

En el Cuadro 4 se presenta el curso de precios de GN en PIST previstos, al momento de la realización de este trabajo, para la zona y la marcha de eliminación de los subsidios según datos del MINEM para la Patagonia, Puna y Malargüe para usuarios residenciales y SPG 1, 2 y 3.

Actualmente la cobertura del servicio de GN en la ciudad es amplia. El GN llegó a Esquel a principios de la década del 90 con la construcción del Gasoducto Cordillerano. El gasoducto original ha sufrido obras de refuerzo –fundamentalmente “loops”–. Sin embargo, estas no han sido suficientes para garantizar el abastecimiento del servicio a las tasas que la expansión de la región demanda. En el presente, existen muchas ciudades con problemas de abastecimiento, la ciudad de Bariloche en Río Negro es la que presenta mayor volumen de

usuarios sin acceso al servicio. La empresa concesionaria del servicio, Camuzzi Gas del Sur S.A., desde abril de 2016 no recibe más proyectos de tendido de red de GN o pedidos de habilitación de nuevos suministros.

Está en proceso una obra de ampliación del gasoducto que, según reportes no oficiales, aporta-

rá la posibilidad de 22 000 nuevas conexiones en la zona de la Patagonia. No es público el dato de cuántos de estos nuevos suministros serán destinados a Esquel, pero sí que no son suficientes para atender los 2 800 pedidos de GN que existen actualmente.

**Cuadro 4.** Previsión de aumentos de GN en PIST para la región

Categoría Valores vigentes al:	R1-R21- R22-R23	R31-R32- R33	R34	P1-P2	P3	Precio prom. ponderado	% de subsidio
	USD/ MMBtu	USD/ MMBtu	USD/ MMBtu	USD/ MMBtu	USD/ MMBtu	USD/ MMBtu	%
Situación mar-2016	0,09	0,19	0,24	0,09	0,21	0,16	98
07-oct-2016	0,82	1,46	2,02	0,70	0,94	1,29	81
01-abr-2017	0,97	1,66	2,23	0,85	1,11	1,48	78
01-oct-2017	1,16	1,88	2,46	1,02	1,31	1,69	75
01-abr-2018	1,38	2,14	2,72	1,23	1,54	1,93	71
01-oct-2018	1,64	2,43	3,00	1,49	1,81	2,20	67
01-abr-2019	1,96	2,75	3,32	1,80	2,13	2,52	62
01-oct-2019	2,33	3,13	3,67	2,17	2,51	2,89	57
01-abr-2020	2,78	3,55	4,06	2,62	2,95	3,32	51
01-oct-2020	3,32	4,03	4,49	3,16	3,48	3,81	43
01-abr-2021	3,95	4,58	4,96	3,81	4,10	4,38	35
01-oct-2021	4,72	5,20	5,49	4,60	4,83	5,05	25
01-abr-2022	5,63	5,91	6,07	5,56	5,69	5,82	13
01-oct-2022	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	0

Fuente: MINEM, 2013



© Máximo Gauto Acosta

---

# 5. EL PROYECTO DE DH EN HOGARES

- 
- 5.1 Barrios representativos de las situaciones detectadas
  - 5.2 Resumen DH para cada barrio
  - 5.3 Usuarios de los distintos barrios
  - 5.4 Modelos de gestión
  - 5.5 Percepción de los distintos sistemas
  - 5.6 Esquema de costos comparativos entre los distintos modelos y la situación actual
  - 5.7 Caso testigo: DH barrio Arco II
  - 5.8 Inversión por usuario en cada modelo

---

---

## La diferencia en el gasto anual entre tener y no tener suministro de GN impacta en la economía doméstica. Los vecinos con tendido de redes conservan la esperanza de la conexión y comparan el proyecto de DH con el GN.

---

Existen dos escenarios de falta de suministro de GN distintos para los hogares. Los usuarios aislados y los barrios o manzanas que no disponen de GN. Por la naturaleza de este trabajo, el estudio se centrará en este segundo grupo. En los barrios que no disponen de suministro de GN se han detectado diferentes situaciones que representan escenarios distintos para el proyecto:

- Situación I: barrios cuya construcción está terminada y se encuentran habitados, que disponen de tendidos de GN y la infraestructura está completamente instalada con caños de GN, pero sin suministro. Barrio ejemplo: Arco II.
- Situación II: barrios que están en construcción, donde aún no se han instalado las redes de servicios. En caso de definirse la implementación del sistema antes de instalar los servicios, no representa un costo adicional para los usuarios porque sustituye el sistema de GN. Barrio ejemplo: Pioneros.
- Situación III: barrios donde la factibilidad de GN es muy baja por lo que el sistema sustituye

otros insumos energéticos como electricidad, GLP y leña. Barrio ejemplo: Villa Los Cóndores.

Es importante entender que aun cuando las posibilidades de que conecten GN en las situaciones I y II es baja, las expectativas generadas hacen que los usuarios no puedan evitar comparar el proyecto contra el uso de GN.

Se presenta en el Cuadro 5 un resumen con los costos de abastecer un consumo de 10 000 kWh –el consumo anual promedio de energía de una casa en la región ronda entre 40 000 y 50 000 kWh/año–.

Como se evidencia en el Cuadro 5, la diferencia en el gasto anual entre tener y no tener GN impacta en la economía doméstica de las familias de la región.

### 5.1 Barrios representativos de las situaciones detectadas

#### 5.1.1 Barrio Arco II

El barrio Arco II es un desarrollo inmobiliario sobre un faldeo en el extremo norte de la ciudad. El dise-

**Cuadro 5.** Consumo de una casa promedio en la zona con diferentes alternativas

Costo	Electricidad	Leña	GLP	GN con subsidio	GN sin subsidio
En \$/kWh	2,38	1,28	1,75	0,17	0,68
<b>En \$/año</b>	<b>23 825</b>	<b>12 849</b>	<b>17 585</b>	<b>1 715</b>	<b>6 805</b>

Fuente: Elaborado por el autor

ño de Arco II fue realizado por el Colegio de Arquitectos de la Cordillera sobre terrenos de propiedad municipal, de ahí proviene su nombre. La obra fue encargada al IPVyDU, quien subcontrató a una constructora local para su ejecución.

El barrio completo está compuesto por 72 casas, originalmente todas iguales, distribuidas en 9 manzanas (Imagen 1). Arco II está dispuesto en 4 aterrazamientos realizados sobre el faldeo del cerro. Las construcciones originales son de calidad estándar, sin medidas suficientes de aislación térmica contemplando las condiciones medias climáticas. En muchos casos las casas originales han sido ampliadas, con obras de distinto grado de calidad constructiva.

El barrio, por su emplazamiento, altura y posición, exagera algunas de las condiciones desfavorables locales. Presenta menor insolación a la tarde por el sombreado del cerro, mayor impacto de la nieve y del frío por estar apartado del núcleo urbano y en la ladera, en una posición elevada. Es un barrio accesible, a pesar de la pronunciada pendiente de ingreso, por la calle Don Bosco. Posee otro acceso inferior por la calle Guido Spano, no apto para camiones porque atraviesa en un paso bajo nivel menor de las vías del tren turístico La Trochita.

Arco II es uno de los emblemas de la falta de GN en Esquel. Los vecinos recibieron las casas del IPVyDU con la promesa de que el GN llegaría, pero esto nunca ocurrió.

Desde la entrega de las casas, se han cumplido dos años y el proyecto, desde su construcción, lleva más de diez, al momento de la realización de

este trabajo. Las casas fueron recibidas por parte de los vecinos con la conformidad de que no disponían de servicio de GN, pero con el compromiso de habilitación.

En 2016 se formó una comisión para negociar con Camuzzi y ejercer presión en el Estado municipal por la pronta habilitación del GN y se presentó un amparo en la justicia. Dicha comisión generó muchas enemistadas entre los vecinos. Los caños de GN de Arco II tienen fluido, por lo que se han realizado conexiones no habilitadas, denuncias, clausuras y conflictos.

Las redes de distribución y las instalaciones eléctricas de las casas no están dimensionadas para la potencia que demanda la generación de calefacción y ACS, por lo que no es posible calefaccionar todo el barrio únicamente con electricidad. En este contexto, los vecinos deben utilizar distintas estrategias complementarias para resolver este problema (Imagen 2).

### **Casa tipo**

Todas las casas originales poseen una sala de estar, un baño, cocina, dos habitaciones, y una superficie cubierta de 67 m<sup>2</sup>. Los techos son, en general, bajos y todo el desarrollo es en una planta única. Las casas poseen ventanas de chapa con vidrio simple, puertas comunes, y sin antesala ni zaguán. Todas las casas son viviendas aisladas unifamiliares.

En el Cuadro 6 se resumen los cálculos de calefacción y ACS por estación para cada casa del barrio. El desarrollo se encuentra en el Anexo.

**Imagen 1.** Barrio Arco II, 2018



© Máximo Gauto Acosta

**Imagen 2.** Sistemas detectados en Arco II



**Cuadro 6.** Resumen de composición esperable del consumo medio del barrio Arco II

Barrio Arco II. Casa promedio	Superficie: 67 m <sup>2</sup>	Consumo de diseño ACS	495 kW/mes
Pot. calefacción de diseño: 9,56 kW	Pot. ACS de diseño (c/acum. 35%): 1,74 kW	Consumo de diseño calefacción	6 881 kW/mes
<b>Consumo medio</b>	<b>Calefacción (kWh/mes)</b>	<b>ACS (kWh/mes)</b>	<b>Total (kWh/mes)</b>
Invierno	6 161	495	6 656
Otoño/primavera	2 954	469	3 423
Verano	973	443	1 416

Fuente: Elaborado por el autor

### 5.1.2 Barrio Pioneros

El barrio Pioneros es un emprendimiento privado, diseñado sobre terrenos propios por una constructora local. Se encuentra emplazado en la porción SE de la ciudad, en su frente de expansión sobre un área de mallín. El proyecto se financia desde la adquisición del terreno con un crédito del Banco Nación, que es tomado por los vecinos con sistema UVA.

Al momento de realizar este trabajo, el proyecto se encuentra en su fase inicial de obra. Posee tres tipos de viviendas, dos posibilidades de viviendas unifamiliares (A y B) y una alternativa de dúplex (C), distribuidos como se presenta la Gráfico 4.

De acuerdo con información provista por la constructora, el proyecto ya dispone de traza de servicios (Imagen 3), planos aprobados por catastro y por cooperativa, y se encuentra en ejecución. Por disposición de Camuzzi S.A., el proyecto no

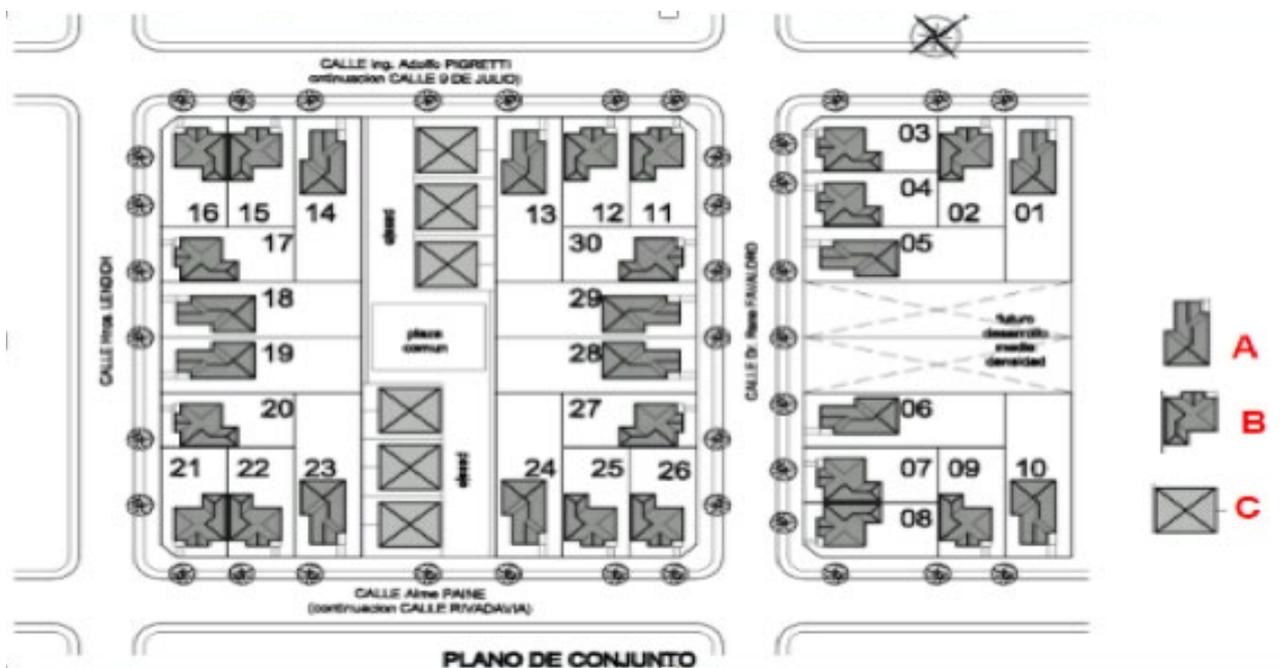
puede presentar los planos de GN para su traza y aprobación hasta que no se disponga de volumen de fluido garantizado. Por esta razón, el barrio se entrega sin colocación de caños de GN.

#### Casa tipo

Todas las casas originales poseen una sala de estar, un baño, cocina, dos habitaciones y una superficie cubierta distinta en función de cada modelo. Los techos son, en general, bajos y todo el desarrollo es en una planta única (Imagen 4). Las condiciones de aislación media son buenas, el sistema constructivo es *steel frame*, con aislación reforzada de lana de vidrio y poliestireno expandido. Las casas tendrán ventanas de vidrio doble, puertas comunes sin antesala. Todas las casas son viviendas aisladas unifamiliares.

En el Cuadro 7 se resumen los cálculos de calefacción y ACS por estación para cada casa del barrio según el modelo.

Gráfico 4. Distribución de las casas del barrio



Fuente: Extraído del material comercial del barrio Pioneros

**Imagen 3.** Situación del barrio Pioneros, enero 2018



© Máximo Gauto Acosta

**Imagen 4.** Layout del barrio Pioneros



© Extraído del material comercial del barrio Pioneros

**Cuadro 7.** Resumen de composición esperable del consumo medio del barrio Pioneros

PIONEROS - CASA A	Superficie: 62,8 m <sup>2</sup>	Consumo de diseño ACS	495 kW/mes
Pot. calefacción de diseño: 7,81 kW	Pot. ACS de diseño (c/acum. 50%): 3,39 kW	Consumo de diseño calefacción	5 621 kW/mes
PIONEROS - CASA B	Superficie: 56 m <sup>2</sup>	Consumo de diseño ACS	495 kW/mes
Pot. calefacción de diseño: 7,21 kW	Pot. ACS de diseño (c/acum. 50%): 3,39 kW	Consumo de diseño calefacción	5 187 kW/mes
PIONEROS - CASA C	Superficie: 52,4 m <sup>2</sup>	Consumo de diseño ACS	495 kW/mes
Pot. calefacción de diseño: 6,4k W	Pot. ACS de diseño (c/acum. 50%): 3,39 kW	Consumo de diseño calefacción (-7 °C)	4 609 kW/mes

Consumo medio A + B + C	Calefacción (kWh/mes)	ACS (kWh/mes)	Total (kWh/mes)
Invierno	4 528	495	5 023
Otoño/primavera	2 099	469	2 568
Verano	813	443	1 256

Fuente: Elaborado por el autor

### 5.1.3 Barrio Villa Los Cóndores

El barrio Villa Los Cóndores es una iniciativa privada de desarrollo de lotes autogestionada. Perteneció a un grupo de veinte familias que adquirió un lote de dos hectáreas para un desarrollo urbano para uso propio. Para la obtención de los servicios básicos y la habilitación del loteo constituyeron un consorcio. Este obtuvo el permiso de loteo urbano, la habilitación de una calle central como calle pública y los servicios de luz y de disposición final. Los tendidos comunes fueron visados por la Cooperativa con el objetivo de poder incorporarse a la red urbana de aguas llegado el caso de que la ciudad se extienda hasta esa posición. Con el mismo objetivo, se tendieron las redes de GN. Por su posición relativa, es muy poco probable que el GN llegue en el corto plazo.

Como se mencionó, no disponen de servicio de agua de red por lo que el consorcio gestionó la instalación de una perforación común de agua, que posee una instalación de bombeo cuyo costo de operación y mantenimiento es afrontado por el consorcio.

Al momento de la realización de este trabajo, el barrio se encuentra en expansión. En el diseño actual, cada manzana posee dos hectáreas que se lotean en 20 lotes iguales de 20 m de frente por 50 m

de fondo distribuidos en una calle frontal de 200 m. Posee una primera media manzana con lotes con casas construidas y una segunda media manzana con varias casas en construcción.

El barrio está compuesto por un conjunto de casas distintas, cada una con sus características y estilo propio (Imagen 5).

#### Casa tipo

Todas las casas del barrio son distintas, aunque la gran mayoría fueron construidas por el mismo arquitecto. En general, poseen una sala de estar en el piso inferior, un *toilette*, una cocina incorporada y dos habitaciones en la planta superior, con un baño principal. Los techos son bajos. Todas las casas poseen excelentes condiciones de aislación térmica, con ventanas de doble vidrio, techos perfectamente aislados –inclusive una posee techo verde–, *hall* de ingreso con doble puerta, entre otras medidas para garantizar el aislamiento térmico. En promedio, las casas poseen 120 m<sup>2</sup> sumando ambas plantas. Todas las casas son viviendas aisladas.

En el Cuadro 8 se resumen los cálculos de calefacción y ACS por estación para una casa promedio del barrio. Evidentemente se requiere un balance térmico de cada casa para establecer los

Imagen 5. Casas del barrio Villa Los Cóndores



© Máximo Gauto Acosta

**Cuadro 8.** Resumen de composición esperable del consumo medio del barrio Villa Los Cóndores

Consumo medio	Calefacción (kWh/mes)	ACS (kWh/mes)	Total (kWh/mes)
Invierno	7 468	495	7 963
Otoño/primavera	3 384	469	3 853
Verano	721	433	1 154

Fuente: Elaborado por el autor

valores reales, este cálculo solo es a efectos de un dimensionamiento general.

Si bien las casas poseen mayor capacidad instalada para el consumo de agua, la dependencia de agua de pozo hace que los consumos sean menores que en las viviendas del casco urbano, por lo que se espera que este valor se compense. Sin embargo, debido al cálculo de simultaneidad, la potencia requerida para el barrio es mayor que en los otros barrios.

## 5.2 Resumen DH para cada barrio

A continuación, se presenta el Cuadro 9, que resume los principales parámetros de diseño de los distintos DH para cada barrio. En el Anexo se detalla el procedimiento utilizado tomando como ejemplo el barrio Arco II. La metodología de trabajo que se aplicó para el cálculo de ACS y el dimensionamiento de las cañerías es la propuesta por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2009) de España. Para las estimaciones de balance térmico y los requerimientos de calefacción, se utilizó una metodología simplificada propuesta por el FORMATEC S.L. –empresa española dedicada a ofrecer servicios y formación a técnicos del área de energía–.

En todos los casos se partió de la base de que el barrio completo se incorpora al sistema de DH.

Para la estimación del requerimiento de calefacción de las casas, se tomaron las dimensiones y características constructivas originales de cada uno de los barrios de acuerdo con la información técnica original. Para el dimensionamiento del sistema de ACS, se consideraron los sistemas operando en conjunto, tomando las previsiones de caudal simultáneo del barrio.

En el caso del barrio Villa Los Cóndores, se asumió una casa promedio de 120 m<sup>2</sup> en dos plantas. La planta inferior es el *living*, cocina, lavadero y baño, y en la superior están los cuartos y otro baño.

El Cuadro 9 muestra los requerimientos de potencia para generación de ACS y calefacción de diseño para todos los barrios. Este valor, afectado por la eficiencia de distribución del sistema, determina la potencia de diseño requerida “a la salida” de la sala de generación de calor.

Con respecto al ACS, se presenta la potencia instantánea requerida por el sistema en función de la simultaneidad de consumo esperado y la potencia adicional en la caldera requerida utilizando un acumulador de ACS. Para el dimensionamiento de los acumuladores, se asumió entre 35 y 70% de la demanda en pico del sistema como factor de acumulación dependiendo de cada barrio.

**Cuadro 9.** Resumen de parámetros de los distintos DH de los barrios en evaluación

Barrio	Arco II	Pioneros	Villa Los Córdores
Cantidad de casas	72	42	20
Potencia del barrio	kW		
ACS*	709,9	632,6	410,8
ACS c/acum	125,4	142,4	84,0
CALEF	688,1	300,2	247,5
Eficiencia del sistema	90%		
Potencia requerida a la salida de las calderas	903,9	491,7	368,3
Potencia del acumulador Porcentaje de acumulación	584,5 (35)	490,2 (50)	326,8 (70)
Potencia instantánea del sistema	1 488,4	981,9	695,1
Tiempo de recarga del acumulador (h)	0,65	1,00	0,89

\* Para los barrios se asumió la misma demanda por casa, dado que siempre son viviendas de familias de 4 integrantes. Sin embargo, debido a que cada barrio posee una dimensión distinta y la simultaneidad de uso no es lineal con la escala, las dimensiones de potencia de ACS no son proporcionales en forma lineal a la dimensión de los barrios.

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 10.** Resumen de demanda estacional de los distintos DH de los barrios en evaluación

Barrio	Arco II	Pioneros	Villa Los Córdores
Demanda barrio	kWh/mes		
Invierno	479 236	210 974	159 263
Otoño y primavera	246 431	52 765	77 058
Verano	101 995	107 866	23 073
Anual	kWh/año		
	3 222 283	1 273 107	1 009 360
Eficiencia de distribución	90%		
Demanda del sistema	3 580 314	1 414 564	1 121 511

Fuente: Elaborado por el autor

Asimismo, se consigna la potencia instantánea que el sistema puede aportar. Esta surge de sumar la potencia de la caldera y del acumulador en simultáneo, siendo esta la máxima capacidad de respuesta del sistema.

Sobre la base de las características estacionales medias de la región, se calculó, para cada uno de los barrios, la demanda promedio mensual del conjunto de casas durante cada estación y el total anual. Los resultados se presentan en el Cuadro 10.

Los consumos se anualizaron de acuerdo con las variaciones mensuales de cada estación. La demanda del sistema se calculó sobre la base de la eficiencia de distribución planteada inicialmente (90%).

Finalmente, se calculó la demanda de biomasa equivalente asumiendo que se dispondrá de chips de 3 000 kcal/kg de PCI y una eficiencia de combustión de estos del orden de 93% –que es la que reportan los sistemas de combustión en evaluación– (Cuadro 11).

Los resultados obtenidos son consistentes con valores promedio de consumo de trabajos presentados por IDAE y Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (AVEBIOM) para situaciones semejantes y razonables entre los distintos barrios para este nivel de análisis.

### 5.3 Usuarios de los distintos barrios

A continuación, se presentan los resultados de una serie de entrevistas realizadas con los distintos vecinos de los barrios.

La metodología de trabajo utilizada fue la de entrevistas grupales con los distintos actores. En todos los casos la dinámica fue semejante. Se realizó una introducción al sistema de DH con una breve reseña de antecedente, aclarando que el objetivo de la reunión no era comercial, sino de investigación, se presentaron distintas hipótesis y se realizaron preguntas específicas de su sistema actual y su percepción del proyecto propuesto.

El principal objetivo de dichas reuniones fue entender cuál es la situación al momento de realizar este documento, explicar el sistema e interpretar la percepción de este, las principales limitantes que cada vecino veía para la implementación de un DH en su barrio, y los temores que en ellos despertaba el sistema. En todos los casos se propusieron distintos modelos de gestión y se pidió opinión sobre estos, así como también que se seleccionara un modelo.

En el barrio Arco II, se entrevistaron cuatro vecinos. De los vecinos entrevistados, tres habitan en el barrio y uno se había ido, estrictamente por los costos que le representaba la falta de GN, aunque aún conservaba la casa. Muchos vecinos no quisieron reunirse, ni escuchar sobre el sistema, ni ser entrevistados. La situación del barrio es compleja, se evidencia que varias casas se encuentran deshabitadas a pesar de que la entrega de la totalidad había sido hacía más de dos años.

En dichas entrevistas se presentó a los vecinos un modelo de costos de suministro de energía. Se planteaba la resolución de ACS y calefacción a tra-

**Cuadro 11.** Resumen de demanda de biomasa de los distintos DH de los barrios en evaluación

Barrio	Unidades	Arco II	Pioneros	Villa Los Cóndores
Eficiencia de caldera		93%		
Demanda de combustible	kW/año	3 849 800	1 521 036	1 205 925
	Mcal/año	3 310 828	1 308 091	1 037 096
Biomasa	Mcal/t	3 000		
	t/año	1 104	436	346
Demanda por casa	t/año/casa	15,33	10,38	17,28

Fuente: Elaborado por el autor

vés de cuatro sistemas: uno basado exclusivamente en electricidad, otro utilizando solo GLP, otro utilizando leña y un sistema equivalente que eventualmente dispusiera de GN con o sin subsidios. En paralelo, se les pidió un detalle de los consumos actuales para validar dichos modelos con sus costos. Según las estimaciones realizadas, los consumos anuales de potencia esperables eran cercanos a 45 000 kWh/año para aportar ACS y calefacción a una casa a una temperatura media de 22 °C durante todo el año.

No había modelos que utilizaran un único combustible en el barrio y es complejo extrapolar resultados debido a que muchas de las casas han sido modificadas en sus dimensiones. Sin embargo, los resultados de consumo globales fueron consistentes con los resultados propuestos en las estimaciones.

Los usuarios comentaron que sus gastos de energía fueron:

- CASA 1: había tenido el primer año un consumo de 110 tubos de GLP de 45 kg (aproximadamente 60 000 Mcal) y un gasto mensual promedio de 2 000 kW en electricidad, del que se abastecía el consumo de ACS y parte de la calefacción. Esta casa presentó un consumo anual total de energía equivalente a 97 600 kWh, para una casa de 150 m<sup>2</sup>. Asumiendo una casa de 75 m<sup>2</sup>, el consumo anual sería equivalente a 48 800 kWh, que es consistente con el consumo estimado, considerando que el costo eléctrico del usuario incluye el consumo de iluminación. En el segundo año, en esta casa se instaló una caldera de pellets, lo que le permitió reducir el costo anual de abastecimiento de energía. A valores actualizados al momento de realizar este documento, el consumo del año 1 fue de \$150 000, mientras que el del año 2 fue de \$125 000.
- CASA 2: esta casa presentó un consumo de 5 m<sup>3</sup> de leña durante nueve meses al año –lo que el usuario consideraba inviable desde lo operativo– a lo que adicionaba un consumo de 2 500 kWh/mes de electricidad para alimentar dos aires acondicionados y un tubo de GLP por mes. En este caso, la casa presentó un consumo equivalente de 60 000 kWh al año, con una

dimensión de 100 m<sup>2</sup>. Esto implica un consumo equivalente de 45 000 kWh. Nuevamente consistente con los cálculos propuestos. Siempre en el caso de la leña existe un mayor grado de error debido a que el PCI de la leña no es constante. El gasto anual de energía actualizado al momento de la realización de este trabajo asciende a \$128 000. Dicho costo fue reducido con la incorporación de una estufa a pellets con un consumo diario de 1,5 bolsas de 13 kg, un tubo de GLP por mes y 1500 kWh de consumo eléctrico. Este nuevo escenario representa un costo cercano a \$70 000 por año y se explica principalmente por la mayor eficiencia del nuevo sistema.

- CASA 3: este vecino tiene un zepelín de GLP. No disponía de datos de consumo de electricidad, su segunda fuente de abastecimiento, pero el costo en el que había incurrido en GLP en el período invernal era de \$61 000 durante 8 meses, lo que implica gastos semejantes a los de los otros usuarios.
- CASA 4: atento a los costos antedichos, el entrevistado no habita su casa.

Independientemente de los modelos de consumo, los valores de costo de abastecimiento energéticos son muy elevados. A continuación, se detalla el modelo de la casa tipo de Arco II, en sus dimensiones originales, presentado a los vecinos (Cuadro 12). Contempla valores de GN actuales y los valores estimados de dicho insumo en el año 2022, cuando se eliminarán definitivamente los subsidios de GN en la región. Los costos de leña no incluyen IVA porque en la práctica no se paga con IVA.

Es evidente que los costos de referencia son muy dispares en función del combustible de base. En todos los casos, el GN, aún sin subsidios, representa una alternativa sustancialmente más económica que las otras. En el caso de la leña, es complejo comparar debido a que los costos de manejo y acopio no están incluidos, y el servicio que se obtiene de la leña es muy distinto del que pueden ofrecer los otros insumos.

En general, los vecinos del barrio se manifestaron muy interesados por el sistema, si bien su ex-

**Cuadro 12.** Costos de abastecimiento para distintos insumos energéticos actuales (casa de Arco II)

Arco II	Consumo (kWh/mes)	Electricidad	Leña	GLP	GN con subsido	GN sin subsido
		USD/mes				
ACS mensual	469	62	33	46	4	18
Calefacción invierno	6 161	814	440	600	58	233
Invierno (Cal+ACS)		876	473	645	63	251
Calefacción verano	974	129	70	78	9	34
Verano (Cal+ACS)		191	103	123	14	52
Calefacción otoño/ primavera	2 954	390	211	235	28	104
Media (Cal+ACS)		452	244	281	32	121
Gasto anual	(kWh/año)	USD/año				
	44 754	5 915	3 195	3 990	423	1 636

Fuente: Elaborado por el autor

pectativa de la llegada de GN es inminente, vieron claramente en el DH una solución viable e interesante si no tuvieran GN.

En el barrio Pioneros, las reuniones fueron con algunos de los futuros usuarios –el barrio estaba en construcción al momento de la realización de este trabajo– y con el arquitecto del proyecto. En este caso, el desarrollador del barrio hizo la instalación de los servicios exceptuando el de GN porque no les han dado factibilidad, ni les recibieron los planos en la empresa distribuidora. Los desarrolladores dejaron que cada usuario resolviera cuál sería la solución que adoptaría hasta disponer de GN.

Existió una propuesta anterior a la constructora de implementar un DH con biomasa. Aparentemente, la información aportada en dicho momento no fue clara y cuando fue comunicada a los vecinos generó reticencias con el sistema. La mala recepción inicial de los vecinos fue percibida por la desarrolladora como un rechazo por parte de sus clientes, lo que hizo que descartase el sistema de sus opciones.

Sin embargo, los vecinos que ahora participaron de las reuniones y recibieron una explicación clara del sistema, se manifestaron muy interesados y consideraron que sería una muy buena opción para tomar en caso de confirmarse la falta de GN al momento de ingreso a las casas. Se evidenció que los vecinos, al no haber recibido las casas aún, que estaban en proceso de construcción, no percibían la falta de GN como un problema grave, o por lo menos, para resolver en lo inmediato.

Los entrevistados no disponían de un escenario de costos base porque todos tenían GN en sus casas de residencia actual, pero sí recordaban las molestias de utilizar leña en su infancia. De acuerdo con los cálculos realizados atendiendo a: las dimensiones de las casas, las características constructivas y posición, es esperable que los consumos sean inferiores a los de Arco II.

Las entrevistas en el barrio Villa Los Cóndores fueron con tres de los seis usuarios actuales. La mayoría de las casas estaban en construcción y el barrio proyectaba en el corto plazo duplicarse.

En este barrio, las soluciones de abastecimiento energético eran distintas en función de cada casa. No se disponía de información propia del barrio previamente a la reunión, por lo que no se pudo plantear ningún modelo para contrastar los consumos actuales al momento del encuentro.

Del relevamiento de los sistemas actuales se obtuvo la información que se detalla a continuación: una casa que utiliza GLP y leña como insumos principales reporta un costo anual de \$57 000. Otro de los propietarios de las casas estimó su consumo en \$44 000 por año, en este caso con electricidad, leña y GLP. Finalmente, el dueño de la tercera casa planteó un consumo de \$130 000, en este caso únicamente con GLP y electricidad. Los dos primeros consumos son muy inferiores a lo esperable, pero los usuarios plantearon que, en general, nunca tuvieron 22 °C en la casa y que por las mañanas las casas estaban “frías” siempre. Los sistemas que utilizan no poseen termostato. Esto implica que nunca se dispone de una temperatura constante en las casas. En la práctica, esto determina que se consume por exceso o por defecto de los requerimientos reales de la casa en función de los patrones de operación de cada usuario.

Por otra parte, si bien las casas son de mayor tamaño –lo que implicaría mayores expectativas de consumo–, existe claramente una conciencia sobre la necesidad de ahorro, mejor infraestructura, aislación y una posición de mucha insolación, lo que disminuye los requerimientos de aportes para calefacción.

En las reuniones con los vecinos quedó claro su interés por el sistema. Todos coincidieron en que sería una buena opción para ellos y de alta aceptabilidad en caso de ser viable.

#### 5.4 Modelos de gestión

En las tres reuniones se plantearon tres modelos de gestión distintos para la implementación de DH. Dichos modelos fueron diseñados sobre la base de experiencias en países donde la biomasa es exitosa como combustible de DH. Las condiciones de operación son semejantes en todos los modelos.

Premisas comunes:

- Una empresa privada se hace cargo de la gestión, operación y mantenimiento de la sala de calderas y de la red de distribución, es decir, la empresa generadora de calor (EGC).
- La Cooperativa 16 de Octubre Ltda. se hace cargo de la gestión de cobros y las mediciones en las subestaciones y cobra una comisión por este servicio (3%).
- Se dispone del chip de las condiciones propuestas y es la EGC la que gestiona el abastecimiento de combustible, independientemente de quien lo paga.
- Todas las relaciones con la EGC están reguladas por contrato por parte de los vecinos o del consorcio con la empresa y de la empresa con la empresa proveedora de biomasa (EPB).

##### 5.4.1 Modelo DH I

La EGC realiza un contrato con los usuarios por 12 años, el plazo de vida útil esperable de los equipos antes de una parada de refabricación. Se firma contrato con al menos el 80% de los usuarios potenciales. En este contexto, la EGC realiza la totalidad de la inversión tanto en ingeniería del proyecto, como en las salas de calderas, infraestructura de distribución y subestaciones en cada casa. La EGC es responsable de entregar el calor aportado a cada casa, así como del mantenimiento de toda la red. La empresa se ve obligada a que el sistema funcione en forma eficiente porque cobra el calor y toda pérdida o ineficiencia repercute en sus costos ya que es el mismo sistema el que tracciona el mantenimiento y garantiza el servicio.

En este caso, la EGC cobra un cargo fijo de mantenimiento y un cargo variable a cada usuario. El cargo fijo se correlaciona con el costo de mantenimiento, gestión, operación y con el costo de capital de la inversión realizada. Este se prorratea entre vecinos en función de las cargas de diseño del sistema de cada unidad, lo que implica que el costo fijo es proporcional a la demanda esperable de cada usuario. El cargo variable, relacionado con las mediciones de consumo reales de cada casa en las

subestaciones, le permite cubrir sus costos variables de operación, amortizar la inversión realizada en el plazo del contrato y obtener su ganancia.

Asimismo, en caso de requerirse la adhesión de nuevos usuarios, se realizará un acuerdo entre la empresa y cada nuevo adherente. Dicho acuerdo será posible en tanto y cuanto el sistema desarrollado por la EGC esté dimensionado para usuarios adicionales sin comprometer su confiabilidad. En caso contrario, la empresa deberá realizar las inversiones pertinentes. Los nuevos usuarios, al no disponer del mismo plazo de contrato que los usuarios iniciales, tendrán necesariamente mayores costos fijos y variables.

#### 5.4.2 Modelo DH II

En este caso, el barrio es el propietario del DH y terceriza su operación. Para esto constituye un consorcio, si es que no dispone de uno, realiza las inversiones totales en forma conjunta a través de dicho consorcio, al que cede todos los bienes, y contrata una empresa que se encargue de la operación del sistema. El consorcio contrata la ingeniería del proyecto, donde se definen las cargas propias de cada casa. A partir de esta definición, se obtiene un sistema de prorrateo justo para los costos fijos entre los usuarios. Se asume una vida útil del equipo de 12 años para hacer comparables los sistemas.

En este modelo debe existir una figura de administración en el consorcio –propia o delegada en un tercero– que se ocupa de ser la contraparte del barrio frente al operador, pagar los servicios contratados y controlarlos. Se contrata el servicio externo de operación y mantenimiento del DH, por lo tanto, existe una empresa que se encarga de que el equipo despache calor en forma confiable. Sobre esta empresa se delega la compra de biomasa a efectos de evitar roles cruzados con la administración. Es potestad de la administración pagar el servicio de provisión de biomasa, el de gestión de los equipos y controlar la coherencia en los parámetros de funcionamiento del sistema. Esto se realiza a través de indicadores de fácil obtención como: relación entre consumo de calor y biomasa, horas de uso y costos de mantenimiento, consumos históricos y marchas de temperatura en el sitio, etcétera.

La empresa prestadora del servicio cobra un cargo fijo mensual de operación y mantenimiento al consorcio, como en el caso anterior, brindando servicios equivalentes y obteniendo una ganancia por este servicio. Sin embargo, el grado de compromiso esperable no es el mismo que en el caso anterior, por lo que es fundamental el rol de control por parte de la administración y un contrato sólido con dicha empresa. Los vecinos asumen también el costo del pago al proveedor de biomasa.

Para afrontar los costos del sistema, los vecinos, en forma análoga al sistema anterior, realizan un aporte fijo –cuota– a la administración, relacionado con el costo de administración del consorcio, el mantenimiento y la operación de los equipos y pago de la EGC. La dimensión de la cuota será prorrateada por los resultados de cálculo térmico de cada casa o por su dimensión. Por otra parte, el gasto de biomasa será prorrateado de acuerdo con el consumo de cada subestación.

En este caso, la ganancia de la EGC se correlaciona exclusivamente con la operación y mantenimiento, pero no incurre en inversiones ni riesgos, por lo que resulta mucho menor. Tampoco existe facturación del servicio de calor, por consiguiente, no se tributan ingresos brutos o impuestos a las ganancias.

Se parte de la base de que el consorcio incluye a la totalidad de los vecinos, por lo que todos son propietarios del sistema. Si hubiera nuevos usuarios y el sistema tuviera previsto en su diseño la posibilidad de incorporar usuarios adicionales sin comprometer su confiabilidad, dichos usuarios deberían realizar las inversiones adicionales necesarias que se requieran (como las acometidas o subestaciones nuevas) y pagar al consorcio el proporcional de la infraestructura existente que aprovecharán.

No se ha previsto en ningún caso la constitución de un fondo de reinversión en el consorcio o de pago extraordinario a efectos de que los sistemas sean comparables desde el punto de vista de los servicios prestados. Se asume que los costos de mantenimiento y reparaciones prevén el funcionamiento en el período propuesto. En caso de que hubiera una rotura extraordinaria en el sistema, no cubierta por garantías, los vecinos deberán afrontar dicha reparación. Esto es análogo a lo que

ocurriría en el modelo I, con la diferencia de que en dicho caso la pérdida es asumida por la EGC y en este, por los vecinos.

### 5.4.3 Modelo DH III

El DH 3 es un modelo intermedio entre los dos anteriores. El barrio, a través de alguna figura que no necesariamente deba ser la de un consorcio, contrata a un estudio que determina los requerimientos y realiza el dimensionamiento del DH. Además, el barrio asume la instalación de las redes de cañerías y subestaciones. Esto hace que sea dueño del sistema de distribución. En este caso, dicho sistema será de aquellos vecinos que lo hayan financiado. Siempre es deseable que exista un consorcio y que esté conformado por la totalidad de los vecinos, pero no es condición.

El conjunto de vecinos da en concesión el servicio de generación de calor. De este modo, se desentiende de la operación, el mantenimiento y la administración de su equipo entregándole a un tercero la inversión en la sala de calderas.

Este sistema permite contratos más cortos debido a que los aportes que hace la empresa no son en infraestructura fija, lo que da mayor flexibilidad contractual a ambas partes. Esta situación mejora considerablemente la posición del barrio para negociar. A efectos de este análisis, se considerará un plazo semejante a los casos anteriores de 12 años. Si bien este pareciera ser el sistema más aceptable por requerir contratos de menores plazos, difícilmente este esquema pueda ser el primero en desarrollarse ya que implica que los vecinos inviertan en cañerías para un servicio que no conocen.

En general, es conveniente que el visado, aprobación de los caños y las redes de distribución, en este tipo de servicios, lo realice quien operará la red. Esto ocurre con el GN, agua y cloacas por Camuzzi S.A. y la Cooperativa 16 de Octubre Ltda., respectivamente. Una opción interesante es que la misma empresa que ingresa a la licitación realice la obra y cobre su costo como adicional en las primeras facturas comerciales.

En este caso el sistema de pago es igual al del modelo I y la incorporación de nuevos usuarios, equivalente al modelo II.

### 5.5 Percepción de los distintos sistemas

El primer modelo es el que representa menor riesgo para los usuarios, en tanto que no realizan ningún tipo de inversión y no son responsables de las fallas del sistema. Sin embargo, fueron pocos los vecinos que lo consideraron interesante en los tres barrios. Esto se debe a que los usuarios temían quedar “presos” de una empresa. En general, asimilaban este modelo con los servicios de televisión por cable o telefonía, en los que la respuesta es lenta e incompatible con un servicio esencial como la calefacción, más que con el servicio de distribución de GN realizado por Camuzzi S.A. Por otra parte, la mayoría de los vecinos manifestaron que preferirían que fuese el Estado quien se hiciera cargo de las inversiones más que una empresa. La Cooperativa 16 de Octubre Ltda. fue una opción propuesta por muchos vecinos, aunque no por unanimidad. Coincidieron en que les daba tranquilidad la participación de la Cooperativa desde el punto de vista de la respuesta frente a mantenimientos. A pesar de que este modelo es el que posee mayor costo para el usuario, es esperable que sea el que se adopte para realizar el primer sistema de DH en la región, debido al desconocimiento existente sobre este tipo de servicios.

El segundo modelo, en general, es el de menor costo medio y mayor riesgo. Esto se debe a que no paga beneficio sobre la inversión, posee una carga impositiva sustancialmente menor porque no tributa impuesto a las ganancias ni ingresos brutos. Sin embargo, requiere de la constitución de un consorcio, la coordinación de los vecinos para lograrlo, y que exista la posibilidad de inversión por parte de los vecinos o de acceso al crédito. Además, en este sistema, los riesgos de roturas extraordinarias caen en el consorcio, por lo que posiblemente deba realizarse una previsión de fondo operativo –no contemplada en el análisis–, que incrementa sus costos. Este sistema tuvo muy poca aceptación en todos los barrios, lo que es muy razonable con la idiosincrasia local, y consistente con las experiencias en otras regiones. Este es el sistema que requiere mayor grado de conocimiento y familiaridad con la tecnología.

El tercer modelo es un sistema intermedio y que tuvo mucha aceptación entre los entrevistados. Esto posiblemente se asocie con que es semejante a lo que ocurre con otros servicios, como por ejemplo el pavimento, el GN, el agua o las cloacas. En estos casos, los vecinos que no tienen acceso al servicio afrontan una inversión para disponerlo y luego deben cederla a quien la opere, ya sea el municipio o la empresa responsable de su mantenimiento y operación. La principal diferencia es que, en este sistema, no ceden la propiedad de su inversión que continúa siendo de quien la hizo y no de un tercero. En este contexto la aversión a la idea

de la empresa como prestador disminuye considerablemente en tanto que opera sobre una red que no es de su propiedad (Cuadro 13).

### 5.6 Esquema de costos comparativos entre los distintos modelos y la situación actual

Cada barrio posee características distintas que afectan el requerimiento térmico, como lo son sus dimensiones, calidad constructiva y ubicación. Al ser los DH en evaluación sistemas de una escala acotada, cada caso posee una estructura de costos fijos y variables diferente.

**Cuadro 13.** Funciones necesarias y responsabilidades en los distintos sistemas

Funciones	Modelo I	Modelo II	Modelo III
<b>Etapa de diseño y arranque del sistema</b>			
Ingeniería, dirección, construcción y habilitaciones de la obra	EGC	Consorcio	Consorcio/EGC
Gestión de estructura legal y contractual entre las partes	EGC	Consorcio	Consorcio/EGC
Compra de los equipos	EGC	Consorcio	EGC
<b>Etapa de operación</b>			
Acuerdo de servicios con proveedores	EGC	Consorcio	EGC
Operación	EGC	EGC	EGC
Gestión de compras de la biomasa	EGC	EGC	EGC
Producción de biomasa	EPB	EPB	EPB
Gestión y contratación de mantenimiento de sala de calderas	EGC	Consorcio	EGC
Gestión y contratación de mantenimiento de sistema de distribución	EGC	Consorcio	EGC
Mantenimiento de la sala de calderas	EGC	EGC	EGC
Mantenimiento de la red	EGC	EGC	EGC
Cobro y pago de proveedores	EGC	Consorcio	EGC
Gestión de consumos, habilitaciones o clausuras de servicio	Cooperativa	Cooperativa	Cooperativa
Cobranza a los usuarios	Cooperativa	Cooperativa	Cooperativa
Auditoría por parte del barrio	No requiere	Consorcio	No requiere

Fuente: Elaborado por el autor

## Exceptuando al GN, el ahorro anual frente a todos los insumos hace que el cambio a DH, independientemente del modelo propuesto, se repague en menos de un año.

En general, cuanto mayor sean las dimensiones de las casas, mejor la calidad constructiva y mayor el número de usuarios en una distribución homogénea y próxima, los costos fijos por m<sup>2</sup> construido serán proporcionalmente menores para cada usuario. Los costos variables, en cambio, son relativamente constantes para cada sistema independientemente de la escala del proyecto.

A continuación, se compararán los distintos modelos en relación con el escenario de base con electricidad, GLP, leña o GN. Los costos de referencia de los combustibles actuales se toman como valores constantes de costo por kWh para cada combustible. En el caso de la electricidad, se tomaron los valores de la categoría de mayor consumo de un RIT1. Esta simplificación subestima el costo. Esto se debe a que, en función del consumo de cada mes, los usuarios pueden descender de categoría, principalmente en los meses de verano cuando el consumo es menor, y poseer costos variables menores. Sin embargo, por la diferencia de costos, esto no es determinante.

A efectos de comparar los modelos de biomasa propuestos con la situación actual, se utilizará el barrio Arco II como caso testigo.

### 5.7 Caso testigo: DH barrio Arco II

Para el cálculo de DH del barrio Arco II se realizó el balance térmico estimado de una casa según los planos originales de construcción de las casas que lo conforman, una traza esquemática posible para el circuito de distribución y se definió una posición potencial para la sala de calderas.

De acuerdo con los cálculos realizados, el requerimiento de potencia de diseño para calefacción de las 72 casas del barrio Arco II es 688,1 kW –9,56 kW por casa, por 72 casas<sup>1</sup>– y la potencia requerida para cubrir el consumo simultáneo de ACS de pico del barrio es 709,9 kW<sup>2</sup> –9,9 kW/casa–.

Sobre la base de estos resultados, asumiendo una eficiencia de distribución de 90% y un acumulador de calor para abastecer los picos de demanda del ACS de 9 300 litros, se determinó una potencia de 904 kW en las calderas, contemplando que el acumulador dispone de una capacidad de almacenamiento de 584,5 kW<sup>3</sup>.

Para cumplimentar con esta demanda, se determinó la necesidad de una sala de calderas con dos calderas humotubulares de agua caliente con una potencia nominal de 500 kW cada una, alimentadas con astillas de madera. Las calderas corresponden a la marca Termomeccanica D`Alessandro modelo CSA Marina 500 (utilizada en la cotización) o Herz Modelo Firematic 500 (esta opción posee un costo adicional de 30 000 USD, 15 000 USD por caldera). Estas se encontrarían instaladas en cascada con una de las calderas que operaría como líder. En la sala de calderas se previó la instalación de dos tanques de inercia en serie con una capacidad de 9 300 litros de acumulación, un grupo electrógeno conectado con un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS por sus siglas en inglés, *uninterruptible power system*) y los equipos anexos necesarios para la operación tanto del sistema de generación, como para el funcionamiento del silo y del sistema de distribución (Gráfico 5).

En el Cuadro 14 se resumen las inversiones requeridas para el DH de Arco II hasta la subestación de cada una de las casas. En el Anexo se encuentra el desarrollo completo de los valores presentados.

Los costos de ingeniería del proyecto y habilitaciones fueron estimados como un 15% del

<sup>1</sup> Ver Anexo, "Estimación del consumo de energía para calefacción de una casa de Arco II".

<sup>2</sup> Ver Anexo, "Estimación de potencia en el barrio para provisión de ACS".

<sup>3</sup> Ver Anexo, "Dimensionamiento de cañerías".

presupuesto total del proyecto. Dicho valor fue validado como adecuado por la Cooperativa, quien se ocupa, en general, de las habilitaciones de proyectos semejantes, y un estudio de ingeniería local.

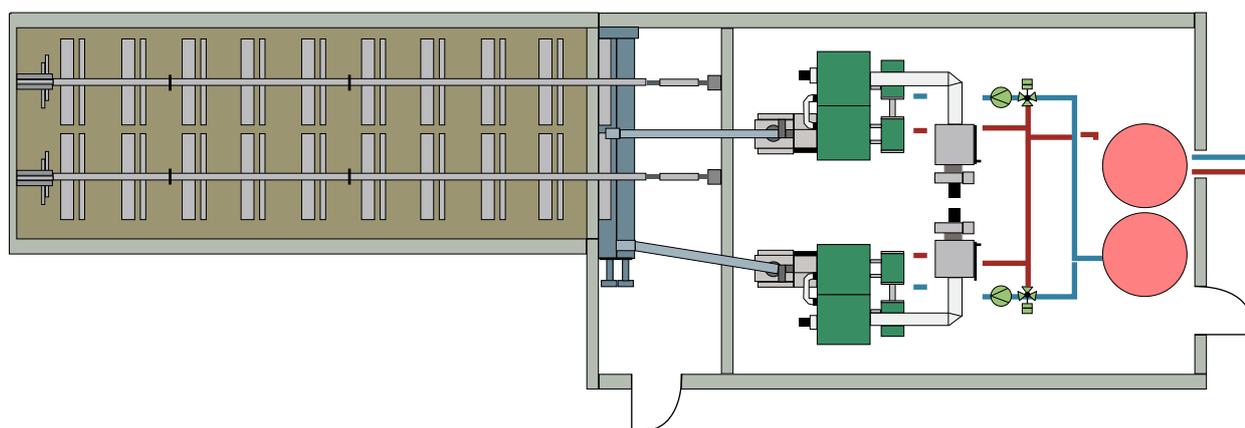
### 5.8 Inversión por usuario en cada modelo

Las inversiones para cada usuario se componen de aquellas que se realicen en el sistema general de DH y las necesarias dentro de cada una de las casas en dispositivos de transmisión de calor.

En función del modelo de DH que se implemente, dicha inversión será distinta. En el modelo I no hay inversión en el sistema, en el modelo II se realiza el total de la inversión y en el modelo III se consigna exclusivamente el costo de la inversión fija.

En el Cuadro 15 se presenta la inversión necesaria según cada sistema. Para que sean comparables los sistemas, se asume, para el caso de GLP, GN y electricidad, el uso de sistemas de caldera central con radiadores y termostatos tanto para

**Gráfico 5.** Esquema simplificado de calderas y silo vista en planta



Fuente: Catálogo de fabricante de Herz

**Cuadro 14.** Resumen de costos del proyecto en dólares

Estimación inversión	Barrio Arco II (72 casas)	Por casa
Ingeniería + proyecto + habilitaciones	31 301	435
Sistema de calor	161 820	2 247
Sistema de distribución	71 772	997
<b>Total (USD)</b>	<b>264 893</b>	<b>3 679</b>

Fuente: Elaborado por el autor

calefacción como para ACS. Para pellets y para leña, se consignaron costos locales de estufas de una potencia equivalente a la requerida para calefacción. En el caso del ACS, se consignó el precio de termotanque eléctrico o a gas en función de cada combustible.

Para realizar el Cuadro 15, se partió de la base de que nadie dispone de dispositivos de calefacción y ACS. Asimismo, se consignan los costos iniciales de cada sistema. En la práctica, cada casa ya ha realizado la inversión en alguno o varios de los equipos necesarios según el combustible que eligió –GLP, leña, pellet o electricidad– por lo que las inversiones en el nuevo sistema son adicionales a las ya realizadas.

Esta es la principal diferencia con el mismo proyecto en un barrio como Pioneros donde las inversiones en distribución (1 000 USD por casa) son equivalentes a las necesarias para la distribución de GN (1 200 USD por casa según una constructora local) y las inversiones internas de las casas deben realizarse en función del sistema que se decida. Esto implica un caso donde el único factor económico para considerar es el costo de operación porque el resto de los costos son de indiferencia.

Como se evidencia, las inversiones requeridas en los proyectos de DH no son necesariamente mayores que en los sistemas actuales. Inclusive, el modelo I, desde el punto de vista de la inversión, es el que representa menor necesidad de inversión y, al igual que el modelo III, permite que sea un tercero el que realice parte de esta.

En el Cuadro 16 se presentan los costos de operación anualizados de los distintos modelos para el caso del barrio Arco II y se comparan con los costos presentados anteriormente para un servicio equivalente utilizando los otros insumos tradicionales.

En el caso del modelo I y del modelo III, el costo fijo operativo es semejante ya que hay una empresa que se hace cargo del mantenimiento. En el modelo II, el costo fijo es menor a pesar de ser el mismo servicio ya que no se tributan impuestos ni costo financiero por la inversión inmovilizada.

Como se comprueba en el cuadro, los modelos de biomasa son mucho más económicos que el uso de electricidad o GLP, y equivalentes al costo de GN sin subsidios, planteando el sistema propuesto como una opción muy competitiva para el abastecimiento energético de la región.

**Cuadro 15.** Resumen de inversión necesaria dentro de cada casa

Concepto	Sistemas con biomasa (USD)			Tradicionales (USD)					
	Modelo I	Modelo II	Modelo III	Electricidad	Leña*	GLP	GN 2018	GN 2022	Pellets*
DH	0	3 679	1 432	0	0	0	0	0	0
Estufas	0	0	0	0	1 389	0	0	0	2 500
Calderas	0	0	0	2 500	0	1 389	1 389	1 389	0
Termotanques	0	0	0	0	694	556	556	556	694
Radiadores	1 586	1 586	1 586	1 586	0	1 586	1 586	1 586	0
Cañerías	833	833	833	833	0	833	833	833	0
<b>Total</b>	<b>2 420</b>	<b>6 099</b>	<b>3 851</b>	<b>4 920</b>	<b>2 083</b>	<b>4 364</b>	<b>4 364</b>	<b>4 364</b>	<b>3 194</b>

\* Este sistema no incluye la provisión de ACS, por lo que se consigna el precio de un calefón eléctrico.

Fuente: Elaborado por el autor

Asimismo, se presentaron valores de inversión propios de cada sistema de abastecimiento energético. Los resultados globales son muy favorables para el modelo en estudio debido a que las inversiones son semejantes, o inclusive menores, y los costos de operación son mucho menores en todos los casos fuera de red.

En el Cuadro 17 se presenta una comparación de cada uno de los sistemas analizados y los tres

modelos propuestos. Como se desprende de este, exceptuando al GN, el ahorro anual frente a todos los insumos hace que el cambio a DH, independientemente del modelo propuesto, se repague en menos de un año. Ahorros negativos implican que el sistema nuevo es más costoso que el anterior.

**Cuadro 16.** Costos de abastecimiento de una casa de Arco II en función de cada sistema

Resumen		Sistemas con biomasa			Sistemas tradicionales					
		M1	M2	M3	Electricidad	Leña	GLP	GN 2018	GN 2022	Pellets
CF	USD/mes	42,3	44,3	36,4	944					
CV	USD/kWh	0,0378	0,0290	0,0336	0,1322	0,0714	0,0973	0,0095	0,0378	0,0817
Amortización + interés	USD/año		466							
IVA	USD/año	462		434						
Costo anual de sistema	USD/año	2 660	2 295	2 501	5 915	3 195	3 990	423	1 636	3 655

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 17.** Comparación de ahorros entre cada uno de los modelos en relación con otros combustibles

	Ahorro anual en dólares									
	Fuera de red de GN								Dentro de red de GN	
	Electricidad	Leña	GLP	Pellets	GN con subsidio	GN sin subsidio				
Modelo I	3 744	63%	1 024	32%	1 820	46%	1 484	41%	(1 748)	(535)
Modelo II	4 107	69%	1 386	43%	2 182	55%	1 847	51%	(1 385)	(172)
Modelo III	4 000	68%	1 280	40%	2 076	52%	1 740	48%	(1 492)	(278)

Fuente: Elaborado por el autor

---

# 6. EL PROYECTO DE DH EN HOTELES



- 
- 6.1 Hoteles en la zona
  - 6.2 Caso testigo: Hostería Futalaufquen

---

---

**En los hoteles los servicios de calefacción y ACS están centralizados y cuenta una caldera como sistema de generación de calor. Por eso, evaluar la posibilidad de conversión a biomasa es relativamente sencilla.**

---

Dentro de las distintas redes de calor existentes, es frecuente encontrar grandes edificios como escuelas, hospitales, polideportivos u hoteles, además de viviendas particulares. En el presente trabajo se propuso la evaluación de hoteles como ejemplo de grandes edificios por calefaccionar. Estos pueden estar dentro de una red mayor o ser en sí mismos un sistema independiente. En general, los grandes edificios aportan escala a los sistemas de DH, mejorando la rentabilidad del sistema para los inversores y disminuyendo los costos fijos para los usuarios domiciliarios.

En los hoteles frecuentemente los servicios de calefacción y ACS se encuentran centralizados y disponen de una caldera como sistema de generación de calor. De este modo, las evaluaciones sobre la posibilidad de conversión a biomasa son relativamente sencillas y la factibilidad suele ser mayor debido a que únicamente se debe reemplazar la caldera actual por una que ofrezca el mismo servicio sin la necesidad de realizar una reconversión de todo el sistema. Además, suele disponerse de

información acerca de los consumos y los costos, lo que permite inferir consumos de biomasa por equivalencia.

Desde el punto de vista de la instrumentación de los sistemas, la principal limitante que se encuentra en este tipo de proyectos es que no se disponga de espacio físico para la instalación de las calderas y los silos. Los equipos de combustión de biomasa poseen mayor dimensión y los silos requieren espacio físico. Otro factor relevante es que no se disponga de espacio físico para que los equipos que distribuyen la biomasa puedan realizar las maniobras necesarias para la aproximación al silo. Finalmente, es importante prever el impacto de las chimeneas y las emisiones en el caso de edificios en el casco urbano.

La infraestructura hotelera de la región patagónica se compone en gran medida de complejos de cabañas. A efectos del presente documento, no se tomaron en consideración este tipo de instalaciones debido a que operativamente se asemejan a un DH como los evaluados anteriormente.

## 6.1 Hoteles en la zona

En la ciudad de Esquel, al momento de realizar este trabajo, existen los siguientes hoteles: Hostería Cumbres Blancas, Hostería Canela B&B, Hostería el Coirón, Hotel Rayentray Tehuelche, Hotel Sol del Sur, Pintó Hostal, Plaza Esquel Hostería y Spa, Hotel Residencial de Ski, Ayelén Andina, Hotel Tierra Mapuche y La Posada B&B.

Todos estos complejos poseen disponibilidad de GN por lo que la sustitución por biomasa no es viable por costos en ninguno de los casos. Durante las visitas de campo, se recorrieron todos los complejos hoteleros. En general, se encuentran en el centro de la ciudad y no disponen de espacio suficiente para la instalación de las salas de calderas y silos. De este modo, no es técnicamente viable instalar calderas de biomasa en estos complejos.

En la mayoría de los hoteles de mayor porte, se dispone actualmente de instalaciones de calefacción con radiadores de agua caliente, por eso la única inversión requerida sería la sala de calderas y los silos de biomasa. Una vez definido el equipamiento necesario, el hotel dispone de su administración, por lo que el modelo de aplicación natural es equivalente al modelo DH II propuesto anteriormente, en el cual el usuario realiza las inversiones y contrata un servicio de mantenimiento –posiblemente al mismo proveedor de la caldera o a una EGC que se encuentre certificada para brindar dicho servicio– así como también, un servicio de provisión de chips. En este caso particular, el monitoreo diario se puede realizar desde la misma administración, como ocurre en la actualidad, por lo que el único servicio externo necesario es el mantenimiento anual. Dicho mantenimiento es análogo al que poseen las calderas, su costo no representa un adicional a la situación actual.

Debido a la falta de interés en la ciudad, se analizó el caso de las hosterías que se encuentran en el PNLA. En este parque nacional, los usuarios no disponen de red de GN, por eso utilizan otros insumos para calefaccionar. En total existen cuatro complejos: Tejas Negras, El aura, Hostería Futalaufquen y Hostería Quime Quipan. Dado que los dos primeros son exclusivamente complejos de cabañas no se analizaron.

En el caso de las hosterías, ambas ofrecen servicio de alojamiento entre los meses de noviembre y abril, con un período de temporada alta de dos meses: enero y febrero, lo que implica que no poseen consumo en invierno. Se tomó como caso testigo a la Hostería Futalaufquen.

## 6.2 Caso testigo: Hostería Futalaufquen

La Hostería Futalaufquen es un complejo compuesto por un edificio principal con nueve habitaciones y seis cabañas. Es propiedad del PNLA, aunque su explotación se encuentra concesionada a una empresa local. El edificio principal fue construido en 1944, bajo la dirección del arquitecto Alejandro Bustillo Madero, las cabañas son de construcción posterior.

La hostería posee una superficie de 1 300 m<sup>2</sup> distribuidos en dos plantas. La planta inferior posee las estancias comunes, la recepción, cocina y habitaciones de personal. En la estancia superior se encuentran las habitaciones de los huéspedes. La capacidad de alojamiento es de 37 huéspedes y 10 empleados. Los servicios de ACS y calefacción del complejo de la hostería se abastecen con una caldera central alimentada con gasoil. En paralelo, los espacios comunes disponen de dos fogones a leña.

En las cabañas, dichos servicios se abastecen con calderas individuales por cabaña que utilizan GLP y un sistema central de radiadores, exceptuando una de las cabañas que utiliza calefactores de tiro natural a GLP y un termotanque. La potencia instalada en las cabañas es de aproximadamente 20 kW por cabaña. Cinco de las cabañas son de 70 m<sup>2</sup> y una es de 85 m<sup>2</sup>.

La capacidad actual de alojamiento entre hostería y cabañas es de 55 personas, pero existe un proyecto de ampliarla a 30 personas más y extender la temporada de explotación del complejo.

A efectos de abastecer este complejo con biomasa, se propone la instalación de una única caldera central en la hostería y la distribución de calor a través de cañerías al resto de las cabañas. La traza de dicha red posee una longitud de 180 metros, correspondiente con una transecta que une todos los edificios.

Para establecer la potencia del equipo, se realizó el cálculo de la demanda térmica de la hostería y de

las cabañas, así como también la potencia necesaria para el abastecimiento del servicio de ACS. Para dicho cálculo se estimó el consumo de pico en 4 800 l por día –para toda la hostería y cabañas a máxima capacidad–. Asumiendo disponer de una capacidad de acumulación de 55% de la potencia de consumo de pico, se definió un acumulador de 2 700 l.

Las condiciones de aislación y la calidad constructiva de las unidades del complejo permiten asumir un requerimiento de 100 W/m<sup>2</sup>. La totalidad de las cabañas representan 435 m<sup>2</sup> y la hostería dispone de 1 300 m<sup>2</sup>, en este caso en dos plantas lo que implica que los requerimientos de la hostería serán menores. A efectos prácticos, se toma este detalle como coeficiente de seguridad, esto implica que la superficie total es de 1 735 m<sup>2</sup>.

Sobre la base de estos datos, se estableció la necesidad de una caldera de una potencia de 200 kW para sostener todo el consumo de la hostería. Este valor surge de asumir que la eficiencia global del sistema es de 90%, y la potencia del acumulador es de 170 kW –2 700 l a 70 °C–.

Es importante recordar que la hostería actualmente no opera los meses de invierno, por lo que la potencia instalada es muy superior a los requerimientos reales del sistema en su operación regular.

Para estimar el consumo esperable, al disponerse de datos reales actuales de consumo se toma este valor como un indicador de los requerimientos energéticos del edificio. Posiblemente, dado que los equipos utilizados en el presente no son modernos, la demanda de combustible de un equipo nuevo será inferior.

Los gastos energéticos reportados por la hostería durante la temporada son 120 l de gasoil por

día, en promedio, para el período que va desde noviembre hasta abril, para calefaccionar la hostería y 180 tubos de 45 kg de GLP para las cabañas. Esto implica 21 500 l de gasoil y 8,1 toneladas de GLP por temporada. El costo del GLP es de 1,1 USD/kg y el costo del gasoil es 1 USD/l. La logística de suministro del gasoil es propia de la empresa. Se realiza con tanques de 1 500 l tipo batán, lo que implica un costo adicional relevante en despacho. El suministro de GLP se realiza en tubos de 45 kg, normalmente provistos por un distribuidor.

Estos valores generan un gasto anual de 8 910 USD de GLP y 21 600 USD de gasoil, lo que representa un gasto anual de 30 510 USD de combustible por temporada. Asumiendo el PCI de los combustibles –12 000 Mcal/t para el GLP y 10 200 Mcal/t para el gasoil– puede estimarse un consumo de 273 456 Mcal por temporada. Los resultados propuestos se resumen en el Cuadro 18.

Sobre la base de que el chip que se prevé disponer en la región posee un PCI de 3 000 Mcal/t, se establece una relación de base de 4 y de 3,4 toneladas de chip por tonelada de GLP y gasoil, respectivamente. A efectos del cálculo, se asume que la eficiencia de aprovechamiento es semejante entre todos los combustibles, pero se deben adicionar al consumo de las cabañas las pérdidas ocasionadas por el transporte en la red. Por su corta distancia, se establece un coeficiente de 10% adicional de consumo de chips debido a pérdidas por transporte, distribución y generación.

Asumiendo que el sistema de chip poseerá menor eficiencia debido a las pérdidas de distribución y a las características propias de los sistemas de combustión, se calculará un 15% adicional de

**Cuadro 18.** Costos de abastecimiento de la hostería por temporada

Combustible	Consumo		Gasto (USD/temporada)	Energía (Mcal/temporada)
GLP	8 100	kg/temporada	8 910	97 200
GO	21 600	l/temporada	21 600	176 256
			30 510	273 456

Fuente: Elaborado por el autor

consumo equivalente. Partiendo de la base de un chip de biomasa de 3 000 Mcal/t, para equiparar el consumo actual del complejo se requieren 101 toneladas de chips por temporada. Asimismo, teniendo en cuenta que el complejo se encuentra abierto 180 días al año, esto implica un consumo medio diario de 560 kg de chips.

El equipamiento dimensionado permite cumplir los requerimientos de calefacción del invierno, es decir, que se encuentra sobredimensionado para la demanda real del período de explotación. A modo orientativo, una instalación de 200 kW consume, a máxima carga, aproximadamente 50 kg/hora de chips. Lo que implica que el equipo trabajará menos del 50% del tiempo o a menos del 50% de su capacidad nominal dependiendo de la configuración de la instalación.

En función de este consumo, un equipo promedio tipo batea –de 12 toneladas y 40 m<sup>3</sup>– aporta al sistema una autonomía de 21 días. Esto significa que el silo necesario debe ser de aproximadamente 60 m<sup>3</sup> –50% mayor a la dimensión del equipo previsto para la logística–. La ubicación del silo puede ser interior en la hostería, aprovechando el antiguo patio de leña e instalando una tolva de recepción a su entrada, en la calle exterior, donde los equipos puedan descargar.

Para la instalación de la caldera es posible utilizar el mismo cuarto que actualmente posee la caldera en uso. Este cuarto se encuentra en el sótano y tiene un fácil acceso.

El sistema propuesto para este establecimiento consiste en una caldera automática para biomasa de 200 kW de potencia, con un tanque de acumulación de 2,7 m<sup>3</sup> y una red de distribución que alimenta las cabañas. Una ventaja importante que posee la hostería es que el sistema es interno y pertenece a un único consumidor-propietario. Esto permite que el circuito de calefacción sea el primario y utilizar intercumuladores o intercambiadores de calor para el servicio de ACS en cada unidad.

Para los cálculos de inversión se utilizará una caldera Caldaie D' Alessandro. El modelo adecuado es el CSA 230 GM tipo marina. En el caso de utilizar calderas marca Herz, la inversión tiene un costo adicional de 12 000 USD, estos equipos son más caros y modernos.

La instalación prevista para el acopio de material es un silo de chapa negra –semejante a la estructura actual de la hostería– de 30 m<sup>3</sup> de capacidad, que se integra en el interior del patio de leña y deja libre el paso de circulación. Este silo se cargará con un tornillo sin fin conectado directamente a la tolva de recepción. La tolva tendrá una capacidad de 30 m<sup>3</sup> con la tapa abierta. Podría evaluarse la opción de evitar directamente el silo y utilizar una tolva de mayor dimensión.

El detalle de costos se presenta en el Cuadro 19. En paralelo, dispone de un sistema actual que puede dejarse como sistema de apoyo. De este modo, no se requieren sistemas adicionales ni componentes duplicados.

En el caso del chip, la distancia a la hostería desde Esquel es de 50 km. Esto implica que deberá adicionarse este flete al costo del chip. Asumiendo que el transporte se realiza en camiones tipo batea con una capacidad mínima de carga de 10 t/equipo de chips y un costo de 3 USD/km cargado, deberá sumarse un costo de 15 USD/t de chips. Por lo tanto, teniendo en cuenta que el costo de base de la biomasa es 70 USD/t, el chip en silo posee un valor estimable de 85 USD/t.

A efectos de entender el proyecto se presenta un flujo de fondos muy simple, que expresa como ingreso la diferencia de costos de ambos proyectos, incluye un cargo de mantenimiento extraordinario para el equipo de biomasa y la inversión del proyecto (Cuadro 20). El proyecto estima una tasa interna de retorno (TIR) de 31% y el equipo se repaga en 4 años.

El flujo de fondos planteado asume que la posada se utiliza únicamente en temporada, sin embargo, el flujo repaga instalaciones con capacidad para operar en invierno inclusive. Si se diera esta circunstancia, el período de repago se reduciría a un año y medio.

En el mismo sentido, es posible que en el caso de no modificarse el patrón de uso, la hostería no realice la inversión en una caldera de 200 kW, sino en una de 100 kW, que permite en forma aceptable suplir los requerimientos de la temporada en la que opera la instalación –período estival– cuando los principales requerimientos son de ACS.

**Cuadro 19.** Detalle de estimación de inversiones

Área	Ítem	Costo (USD)
Sala de calderas	Caldera nacionalizada en funcionamiento	31 464
	Fletes	6 000
	Obras de infraestructura (silos)	9 000
	Sistemas de control y operación del silo	5 750
	Sistema de bombeo y filtrado	7 500
	Grupo electrógeno	3 794
Red de distribución	Red de distribución	6 500
	Subestaciones	1 800
Proyecto	Ingeniería + dirección	3 590
	Habilitaciones	2 154
	Imprevistos	3 878
	<b>Total</b>	<b>81 430</b>

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 20.** Flujo de fondos del proyecto

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Consumo actual de energía	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510	30 510
Nuevo consumo con chips	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609	8 609
Resultado del proyecto	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901	21 901
O&M anual	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Costo total	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901
Inversión	81 430											
Flujo de fondos	(61 529)	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901	19 901
FF acumulado	(61 529)	(41 628)	(21 726)	(1 825)	18 076	37 977	57 878	77 780	97 681	117 582	137 483	157 384

Fuente: Elaborado por el autor

---

# 7. ANÁLISIS ECONÓMICO



- 
- 7.1 Análisis económico y financiero del propietario del sistema
  - 7.2 Costos de los distintos modelos para los usuarios
  - 7.3 Análisis de sensibilidad y riesgos para el inversor
  - 7.4 Replicabilidad de los resultados obtenidos

---

---

**Los primeros DH se desarrollaron con una empresa de servicios energéticos que operaba, gestionaba y realizaba la inversión. Ahora hay múltiples opciones de modelos de gestión. Varían según el rol de los actores y de quién es el inversor.**

---

En los capítulos anteriores se plantearon tres modelos de implementación con distintos esquemas de inversión en función de quién asumiera los costos: los usuarios, los proveedores de servicio o, en forma mixta, por ambos. El objetivo del presente capítulo es caracterizar distintos modelos económicos de desarrollo de proyectos tipo DH posibles en la región y determinar su viabilidad. Ya se hizo referencia a las implicancias económicas del proyecto para los usuarios. Ahora se pondrá el foco en los proveedores del servicio y propietarios de los sistemas. Dado que en el segmento analizado de los hoteles esta figura es la misma y que no hay lugar para otro proveedor que el de la biomasa, no tiene sentido considerarlos en esta parte.

Se toma como concepto de base que se dispone de una EPB y de una empresa proveedora de calor (EPC), que puede o no ser la misma empresa. Este modelo se ha desarrollado en Europa con empresas denominadas empresas de servicios energéticos (ESE), también conocidas como *energy service company* (ESCO).

Los primeros DH se desarrollaron con una ESE que operaba, gestionaba y realizaba las inversio-

nes (modelo DH I). Actualmente, sobre la base del concepto original, se desarrollaron diversas variantes: las comunidades son inversoras y la ESE es un proveedor (semejante al modelo DH II); casos en los que la ESE es un concesionario (semejante al modelo DH III) y casos más complejos en los que la inversión es mixta entre la ESE y los usuarios. En España existen mancomunidades que son propietarias de bosques y demandantes de calor. De este modo, se posicionen como proveedores de biomasa a la ESE y clientes de esta de energía. Este es el caso de algunos DH de la gestión forestal en el pirineo de Cataluña. Este modelo se amplía y diversifica aún más en Alemania y Austria, donde frecuentemente son las uniones de pequeños productores forestales los inversores de los proyectos, subcontratando a una ESE como operadora y siendo propietarios de los equipos de calor y de las redes.

Con los ejemplos anteriores se pretende exponer que existe una gran diversidad de opciones con relación a cómo se pueden constituir los modelos de gestión. El principal factor determinante es el rol que cumplen los actores del sistema –el proveedor de biomasa, el gestor del sistema y el usuario– y

quién es el inversor. Normalmente se evidencia que cuanto mayor es la madurez del mercado, esta trama tiende a complejizarse.

En el presente documento se proponen tres modelos sencillos. En cada uno se definen características que condicionan los resultados del análisis económico (Cuadro 21).

### 7.1 Análisis económico y financiero del propietario del sistema

Los análisis económicos se hicieron sobre la base del caso de estudio Arco II. Los modelos en general son dependientes de la escala y las características del barrio.

Para la evaluación económica del proyecto, se realizó un flujo de fondos estimativo del propietario del sistema (considerando que es el que hizo la inversión en el sistema de calor). Para esto, se tomaron consideraciones generales y supuestos específicos para cada uno de los modelos. Siempre se contemplan para el modelo los mismos supuestos que se asumieron para la presentación del caso.

#### Consideraciones generales

- El período de evaluación es de 12 años, consistente con la vida útil mínima de la instalación antes de necesitar una refabricación.
- Cualquier rotura o desperfecto técnico extraordinario –no cubierto por la garantía– se considera pérdida para el propietario del sistema en relación con la rentabilidad y/o los beneficios esperados.

- En todos los casos el flujo de fondos de base se realiza sin apalancamiento financiero.
- Ingresos del sistema: este posee un componente fijo y un componente variable.
  - El componente fijo repaga: el costo mensual de administración, el costo de operación y mantenimiento y los imponderables. Cuando el sistema no es propiedad de los usuarios, se consigna, en forma adicional, un 5% de costo del capital invertido. Este valor compensa el costo de capital fijado en caso de no operación del sistema. El valor mensual que surge de estos costos se prorroga por la cantidad de usuarios.
  - El componente variable: se corresponde con el costo variable de producción del kWh consumido por cada usuario. Su valor para cada sistema se determinó por aproximación con iteraciones sobre un valor de kWh que permita obtener una TIR equivalente a 11% en USD en el caso de los modelos I y III o que permitiese compensar los costos en el caso del consorcio. Conceptualmente, repaga el costo de la biomasa y paga la ganancia del propietario del sistema cuando corresponde.
- Costos del sistema:
  - Biomasa: es el costo de la biomasa necesaria para satisfacer el consumo medio del sistema, colocada dentro del silo de almacenaje del DH. Para su cálculo se asume un valor de 70 USD/t con 3 000 Mcal de PCI.

**Cuadro 21.** Comparación entre sistemas

	Modelo DH I	Modelo DH II	Modelo DH III
Proveedor de biomasa	Externo	Externo	Externo
Gestión del DH	EGC	MIXTA	EGC
Administración	EGC	Consorcio	EGC
Operación y mantenimiento	EGC	EGC	EGC
Inversión	EGC	Consorcio	MIXTA

Fuente: Elaborado por el autor

- Administración: es el costo directo de gestión administrativa que posee el propietario del sistema. Dicho costo es el mismo en los modelos DH I y DH III. En el modelo DH II se asume que es mayor que en los otros sistemas. Esto se justifica en que la administración del consorcio no puede diluir los costos de gestión tan fácilmente como una empresa que se dedica a gestionar varios DH y, por lo tanto, puede prorratear dicho costo en distintas unidades equivalentes que requieren las mismas gestiones.
- O&M: corresponden a los costos de la operación y del mantenimiento del DH. Contemplan: 1) el monitoreo remoto de las instalaciones –según la experiencia de usuarios esta tarea demanda 15 minutos diarios–; atención *in situ* a alertas, cuya frecuencia es a lo sumo quincenal, y una visita mensual para engrase y limpieza –datos aportados por la empresa Calor GmbH, ESE de Frammersbach, Alemania (comunicación personal, 2017)–. 2) El servicio de puesta a punto y repuestos que se realiza una vez al año. Para este servicio se asigna un cargo fijo anual que se paga mensualmente. En el caso del DH I y DH III, se consigna el costo interno que posee la EGC para realizarlo. En el caso del DH II, se asume que una EGC realiza el servicio de mantenimiento del sistema. El valor de dicho servicio se calcula como el costo que le genera realizar el servicio para sí misma en los otros modelos más una ganancia del 30%.

En todos los casos se asumió que el barrio completo se suma al sistema.

Para la evaluación general de los distintos modelos se presenta a continuación un flujo de fondos esperable para cada uno de ellos. Sobre la base de este, se calcularon indicadores económicos para cada caso. Finalmente, se presenta un cuadro comparativo entre los modelos y un análisis de sensibilidad a las diferencias climáticas esperables con su impacto en los principales indicadores del sistema.

Por la lógica económica se analizan juntos los modelos I y III y por separado el modelo II. Esto se debe a que el DH I y el DH III son modelos en los

que la EGC es la propietaria del sistema de calor, a diferencia del modelo II en el que son los usuarios los dueños del equipo.

### 7.1.1 Modelo I

En este modelo, una empresa asume todas las inversiones y los costos y provee el servicio a los usuarios. De acuerdo con los cálculos realizados, los parámetros económicos del sistema son:

<b>CV sistema</b>	<b>0,0378 USD/kWh</b>
<b>CF sistema</b>	<b>42,3 USD/mes</b>
<b>Usuarios</b>	<b>72 casas</b>
<b>Inversión</b>	<b>264 893 USD</b>

En función de estos parámetros y de las condiciones medias definidas para el sistema operando en la región en el Cuadro 22, se presenta el flujo de fondos anual en dólares.

Sobre la base de este flujo se calcularon los siguientes indicadores:

<b>Análisis económico</b>	<b>USD/año</b>
Inversión neta	264 893
EBI medio	34 152
Rentabilidad s/inversión	12,89%
TIR	11,2%
Repago del capital (PRK)	6 años

Adicional al análisis financiero del proyecto, se estableció su análisis económico, que se resume en el Cuadro 23. Donde se presenta la estructura económica del año promedio. Para calcularla se asumió:

- Amortización en 12 años con un valor residual de recupero de 30% del valor inicial.
- Para el cálculo del interés se tomó un valor de 5% en dólares capitalizado anualmente sobre la exposición financiera real del proyecto.
- Como el ingreso tomado es neto de impuesto al débito y crédito e ingresos brutos se considera únicamente el impuesto a las ganancias.

Sobre la base del análisis económico se calcularon los sobre inversiones y el beneficio neto sobre ingresos totales que arrojaron valores de 15,7% y 11,1%, respectivamente.

**Cuadro 22.** Flujo de fondos del DHI

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Consumo de energía (kWh/casa)	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754
Ingreso fijo (USD/año)	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578	36 578
Ingreso variable (USD/año)	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731	121 731
IIBB + D&C + fee coop 7% (USD/año)	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541	5 541
Ingreso neto (USD/año)	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227	147 227
Costo (USD/año)												
Biomasa (USD/año)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)
Administración (USD/año)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)
O&M (USD/año)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)
Imprevistos (USD/año)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)
Costo total (USD/año)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)
EBITDA (USD/año)	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612	41 612
Inversión (USD/año)	264 893	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IIGG/quebranto	(3 978)	(3 978)	(3 978)	(3 978)	(3 978)	14 564	14 564	14 564	14 564	14 564	14 564	14 564
CF neto de ganancias	(223 282)	41 612	41 612	41 612	41 612	46 940	27 048	27 048	27 048	27 048	27 048	27 048
CF acumulado	(223 282)	(181 670)	(140 058)	(98 446)	(56 834)	(9 895)	17 153	44 201	71 248	98 296	125 344	152 391

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 23.** Flujo económico medio anual del DH I

Flujo económico medio	USD/año
Ingreso medio	147 227
Costo medio	(105 615)
<b>EBITDA medio</b>	<b>41 612</b>
Amortizaciones reales	15 452
Interés medio (5%)	2 959
Impuestos	6 838
<b>Beneficio neto</b>	<b>16 363</b>

Fuente: Elaborado por el autor

### 7.1.2 Modelo III

En este modelo, una empresa asume todas las inversiones, pero durante el primer año los usuarios reintegran el total de los costos del sistema de distribución a la empresa, por lo que se considera que es de los usuarios y no de la EGC. Se toma la inversión neta –que excluye el costo de la red–. Salvando esta diferencia, el sistema es semejante al anterior. La EGC asume todos los costos y provee el servicio a los usuarios.

Los principales parámetros del sistema son:

CV sistema	0,0336 USD/kWh
CF sistema	36,4 USD/mes
Usuarios	72 casas

**Inversión neta 161 820 USD**

El flujo de fondos anual del proyecto se presenta en el Cuadro 24, en dólares.

Sobre la base de este flujo se calcularon los siguientes indicadores:

#### Análisis económico

Inversión neta	161 820 USD
EBI MEDIO	19 911 USD/año
Rentabilidad s/inversión	12,30%
TIR	11,1%
PRK	6 años

Adicional al análisis financiero del proyecto, se realizó su análisis económico, que se resume en el Cuadro 25. En dicho cuadro se presenta la estruc-

**Cuadro 25.** Flujo económico medio anual del DH III

Flujo económico medio	USD/año
Ingreso medio	139 051
Costo medio	(105 615)
<b>EBITDA medio</b>	<b>33 436</b>
Amortizaciones reales	9 439
Interés medio (5%)	1 731
Impuestos	4 244
<b>Beneficio neto</b>	<b>18 021</b>

Fuente: Elaborado por el autor

tura económica de un año promedio de ejecución del proyecto.

Para el cálculo de la estructura se asumió:

- Amortización en 12 años con un valor residual de 30% del valor inicial.
- Para el cálculo del interés se tomó un valor de 5% en dólares capitalizado anualmente sobre la exposición financiera real del proyecto.
- Como el ingreso tomado es neto de impuesto al débito y crédito e ingresos brutos, se considera únicamente el impuesto a las ganancias.

Sobre la base del análisis económico se calculó el EBITDA sobre inversiones y el beneficio neto sobre ingresos totales que arrojaron valores de 20,66% y 12,96%, respectivamente.

### 7.1.3 Modelo II

El modelo II posee una lógica económica completamente distinta porque los usuarios son los propietarios del sistema. No existe una lógica de ganancia, por lo que no hay ingresos en el sistema, sino un abono fijo y un aporte variable por consumo que se realizan al consorcio. Dichos valores son tales que vuelvan el flujo de fondos nulo, lo que implica que únicamente se pagan costos. Al no existir una venta, tampoco hay tributos por ingresos brutos ni ganancias, dado que el consorcio no tiene fines de lucro. En este modelo EGC y EPB son úni-

**Cuadro 24.** Flujo de fondos del DH III

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Consumo de energía (kWh/año)	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754
Ingreso fijo (USD/año)	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424	31 424
Ingreso extraordinario (USD/año)	118 535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingreso Variable (USD/año)	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215	108 215
IIBB+D&C+Fee coop (7%) (USD/año)	18 072	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775	9 775
Ingreso neto (USD/año)	240 102	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865	129 865
Costo (USD/año)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa (USD/año)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)	(77 253)
Administración (USD/año)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)	(6 667)
O&M (USD/año)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)	(16 667)
Imprevistos (USD/año)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)	(5 029)
Total (USD/año)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)	(105 615)
EBITDA (USD/año)	134 487	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249	24 249
Inversión (USD/año)	161 820											
Amortizaciones contables (USD/año)	32 364	32 364	32 364	32 364	32 364	0	0	0	0	0	0	0
Gasto extraord de inicio (USD/año)	103 074											
Saldo de ganancias (USD/año)	(333)	(3 173)	(6 013)	(8 853)	(11 693)	(3 206)	8 487	8 487	8 487	8 487	8 487	8 487
CF neto de ganancias (USD/año)	(130 407)	24 249	24 249	24 249	24 249	27 455	15 762	15 762	15 762	15 762	15 762	15 762
CF acumulado (USD/año)	(130 407)	(106 158)	(81 908)	(57 659)	(33 410)	(5 954)	9 808	25 570	41 332	57 094	72 856	88 618

Fuente: Elaborado por el autor

camente proveedores de servicios. Un detalle relevante es que el consorcio no puede recuperar el IVA, por lo que su totalidad es costo hundido, tanto en la inversión como en los gastos.

El abono fijo no cubre costos de capital, sino exclusivamente los gastos fijos, y el aporte variable cubre los consumos de biomasa de cada casa. En este contexto, se detallan los parámetros del flujo de fondos:

CV sistema	0,0290 USD/kWh
CF sistema	44,3 USD/mes
Usuarios	72 usuarios
Inversión	309 643 USD

De acuerdo con estos parámetros, en el Cuadro 26 se presenta el flujo de fondos del proyecto.

En este modelo, el análisis financiero no tiene sentido. El análisis de mayor valor es la comparación con otros combustibles, que ya fue evaluado en el Capítulo 5.

Desde el punto de vista económico, el costo de operación debe tener incluidos el costo de amortización y el interés fijado del capital. Sin embargo, este proyecto reemplaza el uso de otros combustibles de mayor costo, por lo que genera ahorros. Como se mostró en el caso de Arco II, dichos ahorros repagan las inversiones en el sistema en menos de dos años. De este modo, podría discutirse si tiene o no sentido consignar el costo de interés por capital fijado, cuando la inversión se repaga con los ahorros con relación al escenario de base.

Para dicho cálculo se tomaron las siguientes consideraciones:

- Amortización en 12 años con un VRP de 30% del valor inicial.
- Para el cálculo del interés se tomó un valor de 5% en dólares capitalizado anualmente sobre el costo de inversión.

Concepto	USD/año	
Costo medio	131 726	79,4%
Amortización del sistema	18 062	11,1%
Interés del capital fijado	15 482	9,5%
Costo real del sistema	165 271	100%
Costo por usuario	2 295	
Costo por kWh	0,05129 USD/kWh	

## 7.2 Costos de los distintos modelos para los usuarios

Cada modelo determina distintos costos para los usuarios. La composición de dichos costos y la percepción del usuario es distinta en cada modelo. En los modelos I y III, los usuarios pagan el servicio que aporta un tercero, lo que implica que erogan los costos de operación, las amortizaciones, impuestos y el costo del capital fijado. En el caso II, los usuarios realizan una inversión y luego erogan únicamente el costo de operación y gestión (en el gasto cotidiano no perciben los costos de amortizaciones y el costo del capital fijado).

En el modelo II, el IVA es pagado por el consorcio, pero va a fondo perdido. En el caso de los modelos I y III, el IVA puede discriminarse, lo que implica que algunos usuarios podrán tomarlo a cuenta de sus impuestos (Cuadro 27).

Cuando se analiza la composición de los costos de los distintos modelos, se evidencia que el modelo II posee costo de operación y amortizaciones mayores –por que incluyen el IVA a fondo perdido–, pero dichos costos se compensan por no tributar ingresos brutos (IIBB) e impuesto a las ganancias y no repagar ganancias del dueño del sistema. Esto redundaría en un costo inferior de servicio. Como contrapartida, este sistema posee inversiones mayores, lo que hace que el costo final del servicio, prorrateando la incidencia de dichas inversiones, se equipare (Cuadro 28).

Como se evidencia en el Gráfico 6 y en el Cuadro 28, los costos reales de los distintos modelos, en los niveles de rentabilidad para el propietario propuestos, no difieren sustancialmente entre modelos, siendo levemente superior el gasto en el caso del consorcio debido a que debe transferir el IVA a pérdida, los usuarios no pueden tomarlo a cuenta de su impuesto.

Es importante considerar, como cuestión adicional, que la posibilidad de disponer de un servicio de calefacción y agua caliente a valores accesibles y confortable en casas que se encuentran fuera de la red de GN impacta directamente en la valuación de las propiedades. En paralelo, siempre se parte de la base de que el sistema de origen es cuando menos un 50% más costoso que el sistema propuesto para los usuarios.

**Cuadro 26.** Flujo de fondos del DH II

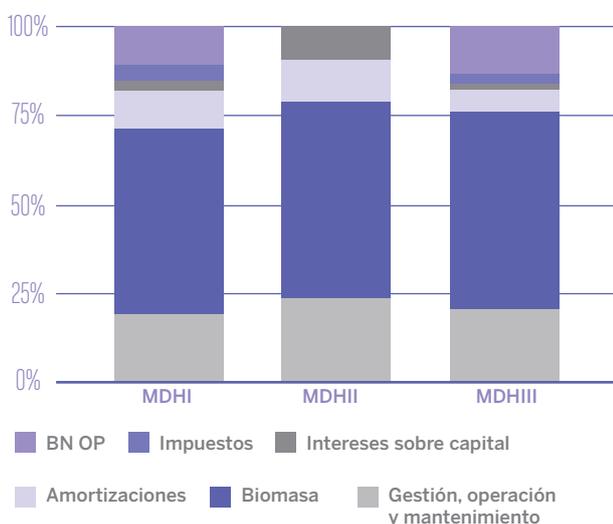
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Consumo de energía	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754	44 754
Abono	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250	38 250
Aporte variable	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476	93 476
<b>Aporte total</b>	<b>131 726</b>											
Costo de biomasa	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)	(93 476)
Costo de administración del consorcio	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)	(7 778)
Costo de O&M	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)	(24 200)
Imprevistos	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)	(6 273)
<b>Costo total</b>	<b>(131 726)</b>											

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 27.** Costo de los distintos modelos

	MDHI	MDHII	MDHIII
Costo del servicio (USD/kWh)	0,0457	0,0513	0,0432
IVA (USD/kWh)	0,0096		0,0091
<b>Costo final (USD/kWh)</b>	<b>0,0553</b>	<b>0,0513</b>	<b>0,0523</b>

Fuente: Elaborado por el autor

**Gráfico 6.** Participación relativa de los costos en los distintos modelos

Fuente: Elaborado por el autor

### 7.3 Análisis de sensibilidad y riesgos para el inversor

El sistema en análisis posee distintos tipos de riesgos que impactan directamente en su rentabilidad. Los principales riesgos para el inversor son: modificaciones en los costos, morosidad en los pagos, accidentes, vandalismo, casos de fuerza mayor, riesgo de abastecimiento tecnológico, riesgo de incumplimiento de contrato por inviabilidad de aplicación o superación de la tecnología por obsolescencia o por nuevas alternativas antes del plazo de vigencia del proyecto y variaciones por diferencias climáticas. Estos riesgos se expresan en los tres sistemas, por lo que se analizarán en conjunto.

Las modificaciones en los costos no son un problema en tanto y en cuanto se pauten cláusulas de ajuste en el esquema contractual que enmarque la operación del sistema. En relación con los costos fijos, tanto el costo de capital, como los costos de gestión, operación y mantenimiento, son asimilables al tipo de cambio y al costo salarial. En relación con los costos variables, se explican con el costo de la biomasa, que depende del costo del gasoil y de los laborales. De esta manera puede establecerse una ecuación polinómica que ajuste estos costos ponderando cada una de estas varia-

**Cuadro 28.** Resumen de costos del usuario y su composición (USD/año)

	MDHI	MDHIII	MDHII
Gestión, operación y mantenimiento	393,9	531,3	393,9
Biomasa	1 073,0	1 298,3	1 073,0
Amortizaciones	214,6	250,9	131,1
Intereses sobre capital	41,1	215,0	24,0
Impuestos	95,0	0,0	58,9
BN OP	227,3	0,0	250,3
IVA	429,4		405,6
<b>Costo del sistema (USD/año/usuario)</b>	<b>2 474,2</b>	<b>2 295,4</b>	<b>2 336,9</b>
<b>Erogaciones reales por año (USD/año/usuario)</b>	<b>2 474,2</b>	<b>1 829,5</b>	<b>2 336,9</b>
<b>Inversión de los usuarios (USD/usuario)</b>	<b>0</b>	<b>4 451,7</b>	<b>1 646</b>

Fuente: Elaborado por el autor

bles. Esto automáticamente ajustaría los costos eliminando el riesgo. En caso de eventos extremos donde la disponibilidad de biomasa local se vea afectada, siempre existirá la posibilidad de disponer de biomasa de otras zonas a mayor costo. Estas situaciones deberán preverse en el contrato como situaciones extraordinarias.

La morosidad de pago se puede salvar en forma contractual con un cargo por mora.

Para casos como accidentes, vandalismo o fuerza mayor, existen diferentes posibilidades: que se dañe el equipamiento o que se afecte la posibilidad, por parte de los usuarios, de tomar el servicio. En el primer caso, se procurará disponer de un seguro por parte del inversor o propietario del sistema –considerado en el costo administrativo– que repague los daños sobre el equipo. El diseño del sistema siempre contempla medidas de reaseguro del suministro, como equipos de *backup* o la opción de utilizar los sistemas anteriores, por lo que no es esperable que este tipo de eventos impacte en la posibilidad de garantizar el servicio a los usuarios. En cambio, si impacta en la capacidad de los usuarios de tomar el servicio, deberá fijarse un plazo en el cual estos están obligados a pagar los cargos fijos vía contrato y un período a partir del cual ya no están obligados. Este plazo regirá únicamente en caso de fuerza mayor.

El riesgo de abastecimiento tecnológico deberá ser cubierto por el inversor a través de asegurar un stock mínimo de repuestos y, en caso de fallar en el suministro, será responsable ya que fue él quien optó por tecnología y proveedor, y, por esa razón, deberá asumir los costos que esto implique.

En cuanto al riesgo de incumplimiento de contrato por inviabilidad de aplicación o superación de la tecnología, ocurrirá en caso de que cambien las condiciones de base drásticamente, por ejemplo: que se desplome el precio del GN y, en paralelo, se logre garantizar el suministro a la totalidad de los usuarios con dicho combustible o en el caso de que una tecnología resulte superadora y cambie las condiciones del mercado volviendo obsoleta o ineficaz la actual tecnología. En todos estos casos se debe pactar una rescisión de contrato unilate-

ral que deje debidamente indemne a la parte que no esté rescindiendo el contrato. Cabe aclarar que incluso en el caso de que surja una nueva tecnología superadora, el proyecto en sí ya representa una mejora sustancial respecto de la situación vigente. Por lo que sería de esperar que la nueva tecnología no sea implementada antes del período analizado en las evaluaciones financieras.

Otro escenario, que no es un riesgo, sino una realidad que impacta directamente en el sistema, son las variaciones climáticas interanuales. En caso de ser extremas en cualquier sentido, pueden comprometer el sistema. Incrementos de temperaturas medias comprometen la rentabilidad del sistema y descensos extraordinarios de la temperatura pueden, a largo plazo, constituirse en casos de fuerza mayor.

Para el cálculo de las variaciones climáticas esperables, se realizó un análisis de sensibilidad a las variaciones de la temperatura promedio. Puede asumirse que las variaciones de temperatura impactarán en forma directa en el consumo de energía para calefacción. Si bien es factible que también afecten los patrones de consumo de ACS, esto no fue tomado en consideración. Los registros máximos históricos plantean un rango de variación del orden de 6 °C en relación con el valor promedio (SMN, Gráfico 3). Para el cálculo de los límites esperables del proyecto, se planteó un margen de variabilidad esperable del 50% de los máximo históricos, por lo que la sensibilidad se calculó entre +3 °C y -3 °C.

En el Cuadro 29 se presenta el impacto de dichas variaciones en el modelo DH I –se toma este modelo como ejemplo, pero los resultados son semejantes en todos–.

El impacto de las variaciones de temperatura será principalmente en el consumo de energía para calefacción. Es posible que los patrones de uso de ACS varíen, aunque esto no fue tomado en consideración.

Estas variaciones impactan en los parámetros del sistema. En el Cuadro 30 se presenta el impacto esperable de cada escenario. Como se evidencia en dicho cuadro, las variaciones esperables no comprometen el sistema.

## 7.4 Replicabilidad de los resultados obtenidos

Los resultados obtenidos indican que existe factibilidad para el desarrollo de DH y de proyectos de calefacción y ACS con biomasa en hoteles en el área de estudio y también en barrios que no tienen acceso a GN. Al momento de la realización de este trabajo, se encuentra en desarrollo el proyecto Valle Chico. Contempla la construcción de una ampliación de la ciudad con más de 600 lotes nuevos, una escuela primaria y secundaria, y otros edificios públicos, como comisaría y centro de salud.

Valle Chico posee 72 viviendas en construcción y no dispone de conexión a la red de GN para dichas viviendas. Las viviendas del emprendimiento urbano pertenecerán a los gremios locales y al IPVyDU, que entregará las casas con planes de financiamiento propio. El segmento objetivo de población en Valle Chico es clase media, por lo que en muchos casos no es esperable que puedan afrontar los costos de calefaccionar con GLP y las redes eléctricas no están preparadas para sostener la demanda que representa calefaccionar con este insumo todo el emprendimiento.

Debido a la coexistencia de demanda doméstica cercana y en escala, en conjunto con grandes edificios públicos, Valle Chico representa un proyecto muy interesante para el desarrollo de un caso testigo replicable a gran escala en la región. Sumado a esto, su posición relativa y el estado de desarrollo del proyecto permiten que se implementen las obras del sistema sustituyendo otras obras como las redes de GN, lo que genera que la inversión no sea adicional, sino sustituta de inversiones previstas. Asimismo, como el proyecto prevé la incorporación de bloques por manzanas, es perfectamente escalable, inclusive desde un único centro de generación de calor modular.

**Cuadro 29.** Consumo de energía en diferentes escenarios de temperatura

	Consumo en kWh/casa		
	Año medio	+3°	-3°
<b>Consumo calefacción</b>			
Invierno	18 483	15 562	20 103
Otoño	8 861	6 161	10 702
Primavera	8 861	6 161	10 702
Verano	2 921	0	5 621
<b>Total de calefacción</b>	<b>30 265</b>	<b>21 723</b>	<b>36 426</b>
<b>ACS</b>	<b>14 489</b>	<b>14 489</b>	<b>14 489</b>
<b>Consumo anual</b>	<b>44 754</b>	<b>36 212</b>	<b>50 915</b>

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 30.** Resultados económicos de acuerdo a distintos escenarios de temperatura

	Año medio	+3°	-3°
Ingreso medio	147 227	118 789	167 469
Costo medio	105 615	85 239	120 119
<b>EBITDA</b>	<b>41 612</b>	<b>33 550</b>	<b>47 350</b>
Amortizaciones	15 452	15 452	15 452
Interés medio (5%)	2 959	3 630	2 564
Impuestos	6 838	5 437	10 849
EB	16 363	9 031	18 486
<b>EB/INGRESO</b>	<b>11,11%</b>	<b>8,60%</b>	<b>12,04%</b>
<b>EBITDA/INVERSIÓN</b>	<b>15,71%</b>	<b>12,67%</b>	<b>17,88%</b>

Fuente: Elaborado por el autor

---

## 8. CONCLUSIONES



---

---

**Los sistemas de DH de biomasa son muy competitivos económicamente frente a las opciones disponibles donde no hay acceso a la red de GN en Esquel. Además, mejoran el confort al eliminar el uso de leña.**

---

En los primeros seis capítulos de este documento, se evaluó el potencial que posee la biomasa como combustible de sustento de calefacción y agua caliente de uso doméstico. Se consideraron dos segmentos de estudio: barrios de población de clase media y hoteles. El primer segmento se circunscribió a la localidad de Esquel y para el segundo, debido a que no se obtuvieron datos de hoteles fuera de la red de GN en Esquel, se amplió la zona de análisis al PNLA.

En relación con el primer segmento, la principal conclusión es que existe un volumen relevante de zonas de la ciudad que no disponen de suministro de GN debido a la falta de GN para abastecerlas. En el mismo sentido, aun cuando se encuentren terminadas las inversiones que, al momento de la realización de este documento, el Estado nacional está realizando, posiblemente no sean suficientes para abastecer el crecimiento vegetativo de Esquel.

Se seleccionaron distintos barrios que representan diferentes escenarios para el proyecto y se utilizó el barrio Arco II como caso testigo para evaluar la implementación de un DH.

Del análisis de dicho caso testigo surge claramente que los costos de implementación e inversión hacen que este sistema sea muy competitivo económicamente frente a las alternativas actuales. De los escenarios detectados, para aquellos barrios donde no hay factibilidad de GN, o es muy compleja, claramente el sistema representa una oportunidad muy interesante desde lo económico y lo ambiental. Al mismo tiempo, es una mejora para el confort de los usuarios al permitir eliminar la leña de su vida cotidiana, a la que todos los usuarios entrevistados consideraron un problema o una molestia. Para aquellos barrios donde la factibilidad de GN es próxima, la decisión es más compleja. El escenario de subsidios actual de GN determina la posibilidad de abastecer los servicios en discusión de

una manera económica y representa el escenario conocido. Asimismo, la biomasa no ofrece un servicio de menor costo que el GN, por lo que la decisión puede darse únicamente si intervienen otros factores como el interés por el cuidado ambiental. Es muy poco probable que sean estos los usuarios pioneros en la implementación de un DH. El tercer escenario, correspondiente con los barrios que se encuentran en proyecto o construcción, es el caso que posee mayor volumen potencial y mejores condiciones para la implementación del sistema. En este escenario, la inversión de infraestructura de distribución reemplaza a la inversión de distribución de GN, por lo que no implica un costo adicional. En el caso de Arco II, esta inversión abarca aproximadamente el 25% de la inversión del sistema. Este escenario está representado con el barrio Pioneros en el presente documento. Sin embargo, incluye todos los nuevos loteos en proyecto.

Se plantearon tres modelos de implementación con distintos esquemas de inversión entre usuarios y proveedores de servicio. En mayor o menor medida, todos los sistemas resultaron viables para los usuarios potenciales entrevistados. El modelo que mayor aceptación presentó fue aquel en el cual los usuarios eran dueños del sistema de distribución y entregaban a una empresa la concesión de la generación de calor en el sistema. El siguiente sistema de mayor aceptación fue aquel donde una empresa se ocupa de todo. El sistema que presentó menor aceptación fue aquel que requiere la constitución de un consorcio para comprar y administrar el sistema de DH. Estos resultados son coherentes con la idiosincrasia local y con experiencias en otros países.

En el caso de los hoteles, la cobertura del servicio de GN es total, por lo que no hay hoteles que sean elegibles para el proyecto. Asimismo, los hoteles existentes presentan restricciones de espacio físico para la implementación del sistema que no son fácilmente salvables.

Se evaluó como ejemplo de hotel elegible la Hostería del lago Futalaufquen. El análisis realizado permite concluir que la implementación del sistema es viable desde lo económico y desde lo técnico. Es relevante destacar que se evaluó una hostería que no

trabajaba en invierno –cuando la demanda de energía y, por lo tanto, su costo es mayor– y, aún en esta circunstancia, el modelo fue viable.

De la misma manera que esta hostería, a lo largo de la Cordillera existen complejos en situaciones equivalentes con escenarios que son interesantes para evaluar proyectos de biomasa. Sin embargo, por sí solos, no son proyectos que sostengan una producción de biomasa específica, sino que dependen de que existan otras demandas que hagan sostenible la producción por escala o que existan otros procesos que subsidien la situación, como no tener costo directo de materia prima. En la medida en que haya proyectos de biomasa que sienten las bases de una demanda sostenida a una escala económicamente viable, es esperable que los proyectos de grandes demandas en un solo cliente –hoteles, hospitales, escuelas– se desarrollen y traccionen el mercado.

Por otro lado, en el Capítulo 7, se analizó la factibilidad de que los resultados obtenidos sean replicables en otras zonas de la región cordillerana. Si bien es posible replicarlos, dependerá principalmente de tres factores: que haya disponibilidad de oferta de biomasa a costos razonables, la existencia de áreas sin suministro de GN, donde la demanda agrupada sea suficiente para justificar las inversiones necesarias, y la existencia de actores que estén dispuestos a proveer los servicios asociados al sistema.

En relación con la oferta de biomasa, en general, la principal biomasa detectada en la región es la originada a partir de la producción forestal, ya sea en tratamientos silviculturales o como subproducto de la industrialización de la madera. Conforme se avanza desde Esquel hacia el norte, el desarrollo forestal se amplía, con montes de mayor dimensión y disponibilidad actual de madera. Lo mismo ocurre con las industrias forestales, principalmente aserraderos. Es esperable que esto determine una mayor disponibilidad de biomasa y, posiblemente, con costos de producción semejantes o menores a los detectados en la región en estudio. Este proceso ocurre en forma inversa hacia el sur de Esquel.

Con respecto a la demanda potencial, los problemas de distribución y disponibilidad de GN son

semejantes en todas las ciudades patagónicas en mayor o menor medida. En general, existe déficit habitacional y hay ampliaciones de todas las ciudades y pueblos de la región, como el caso de San Carlos de Bariloche, cuya tasa de expansión media duplica la tasa nacional y la tasa de la provincia de Río Negro (Matossian, 2015).

En paralelo, el proceso de revisión de tarifas del servicio de GN ha determinado un sendero de

eliminación de subsidios al GN para todo el país. En el caso de la región patagónica, dicho proceso determina el fin de los subsidios a principios del 2023. Esto representa una gran oportunidad para el desarrollo de la biomasa en la región, en tanto y en cuanto, los actores involucrados en su producción generen sistemas que les permitan ofrecer combustibles a costos competitivos.



© Máximo Gauto Acosta

---

---

## Bibliografía

**AIGUASOL.** 2011. *Guía básica de redes de distrito de calor y de frío.*

**ASHRAE Technical Committee.** 2013. *Guía de microrredes de distrito de calor y frío.*

**American Society of Heating, Refrigerating and AirConditioning Engineers (ASHRAE).** 2013. *District Heating Guide.* Atlanta. ASHRAE. P. 372.

**Boysen, H.** 2017. *Selection of district heating house stations.* Danfoss, Engineering tomorrow (disponible en: [http://heating.danfoss.com/PCM-PDF/VFLAN202\\_selection.pdf](http://heating.danfoss.com/PCM-PDF/VFLAN202_selection.pdf). <https://assets.danfoss.com/documents/DOC208486468243/DOC208486468243.pdf>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Capitanich, A.** 2017. "Desarrollo de especificaciones técnicas, equipamiento necesario para energía térmica en base a biomasa – Centro de Encuentro Esquel". Argentina. FAO-PROBIOMASA.

**Casero Palomares, S.** 2014. *Red municipal de abastecimiento de calor District Heating con calderas de biomasa al casco urbano de Todolella* (disponible en: [http://www.todolella.es/sites/L01121129/files/2017-06/14\\_028\\_dh\\_calderas\\_biomasa.olivera.pdf](http://www.todolella.es/sites/L01121129/files/2017-06/14_028_dh_calderas_biomasa.olivera.pdf)). Acceso 18 de enero de 2019.

**Chauchard, L., J. Bava, S. Castañeda, P. Laclud, P., G. Loguercio, P. Pantaenius y V. Rusch.** *Manejo del bosque nativo de norpatagonia* (disponible en: [http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas\\_Practicas\\_Forestales\\_AndinoPatagonico.pdf](http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas_Practicas_Forestales_AndinoPatagonico.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**C.H. ARAIA y Lantec Group.** 2014. "Bases técnicas del expediente para la licitación de una instalación convencional de *District Heating* en Asparrena (Araba)". Leioa (disponible en: <http://www.asparrena.eus/asparrena/usuariosftp/conexionPerfil/>

[PER\\_LICITACION29e4a.pdf](#)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**COFELY - Institut Català d'Energia.** 2012. *Guía Integral de desarrollo de proyectos de redes de distrito de calor y frío* (disponible en: [http://www.adhac.es/priv/clientsimages/asociacionperso6\\_1338538783.pdf](http://www.adhac.es/priv/clientsimages/asociacionperso6_1338538783.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**DAMASCOS, M.A.** 2008. "La rosa mosqueta y otras rosas". Centro Regional Universitario Bariloche. Universidad Nacional del Comahue. Bariloche (Argentina). P. 64.

**García, V.L. y G. Antolín Giraldo.** 2016. *Planta térmica de biomasa en una industria de transformación de la madera* (disponible en: [http://www.eis.uva.es/energias-renovables/trabajos\\_05/LaraGarcia.pdf](http://www.eis.uva.es/energias-renovables/trabajos_05/LaraGarcia.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Griessmair, K. et al.** 2011. *District Heating And Cooling. Country by Country 2011 Survey.* Euroheat and Power. Bruselas. P. 432.

**Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).** 2008a. *Biomasa: climatización.* Serie Energía de la Biomasa. Madrid (disponible en: <http://www.idae.es/sites/default/files/publications/online/25/index.html>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**IDAE.** 2008b. *Biomasa: industria.* Serie Energía de la Biomasa. Madrid (disponible en: <https://www.idae.es/sites/default/files/publications/online/32/index.html>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**IDAE.** 2008c. *Biomasa: producción eléctrica y cogeneración.* Serie Energía de la Biomasa. Madrid (disponible en: <http://www.idae.es/sites/default/files/publications/online/35/index.html>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**IDAE.** 2008d. *Biomasa: redes de distribución térmica.* Serie Energía de la Biomasa. Madrid (disponible en: <http://www.idae.es/sites/default/files/publications/online/36/index.html>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**IDAE.** 2009. *Guía técnica de instalaciones de biomasa térmica en edificios.* Serie Ahorro y Eficiencia Energética en Climatización. Madrid (disponible en: <http://www.idae.es/sites/default/files/publications/online/451/index.html>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**IDAE.** 2010. *Guía técnica de diseño de centrales de calor eficientes.* Serie Ahorro y Eficiencia Ener-

---

gética en Climatización. Madrid (disponible en: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11\\_Guia\\_tecnica\\_de\\_diseno\\_de\\_centrales\\_de\\_calor\\_eficientes\\_e53f312e.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11_Guia_tecnica_de_diseno_de_centrales_de_calor_eficientes_e53f312e.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**IDAE.** 2012. *Guía técnica de instalaciones de climatización por agua*. Serie Eficiencia y Ahorro Energético. Acceso: 18 de enero de 2019.

**INDEC.** 2001. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010 (disponible en: [https://www.indec.gov.ar/nivel4\\_default.asp?id\\_tema\\_1=2&id\\_tema\\_2=41&id\\_tema\\_3=134](https://www.indec.gov.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=2&id_tema_2=41&id_tema_3=134)).

**INDEC.** 2010. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010 (disponible en: [https://www.indec.gov.ar/nivel4\\_default.asp?id\\_tema\\_1=2&id\\_tema\\_2=41&id\\_tema\\_3=135](https://www.indec.gov.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=2&id_tema_2=41&id_tema_3=135)).

**King, M.** 2012. *Community Energy: Planning, development and delivery*. The International District Energy Association (disponible en: <https://www.districtenergy.org/resources/publications/community-energy-development-guide>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Kutschker, A., V. Hechem, P. Codesal, M. Rafael, S. López y V. Silva.** 2015. "Diversidad de plantas exóticas en áreas sometidas a distintos disturbios en el Parque Nacional Los Alerces, Chubut (Argentina)". *Boletín de la Sociedad Argentina de Botánica*, Vol. 50, N.º 1. Págs. 47-59 (disponible en: [http://botanicaargentina.com.ar/wp-content/uploads/2017/04/06\\_kutschker.pdf](http://botanicaargentina.com.ar/wp-content/uploads/2017/04/06_kutschker.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019).

**Loguercio, G.A., J.D. Lencinas y S. Antequeras.** 2004. *Bases estratégicas para proyectos de forestación en la Patagonia como mecanismo para un desarrollo limpio. Estudio de caso en la provincia del Chubut*. Informe final. Proyecto Forestal de Desarrollo (SAGPyA) - CIEFAP, Esquel, Argentina.

**Loguercio, G.A., A. Jovanovski, J.C. Molina y P. Pantaenius.** 2008. *Residuos de biomasa de forestaciones y aserradores de la Región Andina de las provincias de Neuquén y Chubut. Evaluación preliminar de oferta*. Informe final.

**Matossian, B.** 2015. "Derecho a la ciudad en San Carlos de Bariloche: inserción residencial y política de migrantes". *Revista Universitaria de Geografía*; 24; 1; 11-39 (disponible en: <http://www.scielo.org>.

[ar/pdf/reuge/v24n1/v24n1a02.pdf](http://www.scielo.org/ar/pdf/reuge/v24n1/v24n1a02.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Ministerio de Agroindustria.** 2017. *Inventario Nacional de Plantaciones Forestales. Inventario de Plantaciones Forestales en secano. Región Patagonia*. República Argentina

(disponible en: [https://www.agroindustria.gov.ar/sitio/areas/ss\\_desarrollo\\_foresto\\_industrial/censos\\_inventario/\\_archivos/inventario//000000\\_Inventario%20Patagonia%20Andina%20Secano.pdf](https://www.agroindustria.gov.ar/sitio/areas/ss_desarrollo_foresto_industrial/censos_inventario/_archivos/inventario//000000_Inventario%20Patagonia%20Andina%20Secano.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.** 2013. *Evaluación de soluciones tecnológicas térmicas y eléctricas, marco regulatorio e instrumentos. Calefacción distrital con biomasa en Chile* (disponible en: [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estudio\\_calefaccion\\_distrital\\_con\\_biomasa\\_en\\_chile.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_calefaccion_distrital_con_biomasa_en_chile.pdf)). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Ministerio de Salud y Ambiente de la Nación.** 2005. *Primer inventario nacional de bosques nativos*. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (disponible en: <http://www.ambienteforestalnoa.org.ar/userfiles/nodo/informenacionalpinbn.pdf>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Peri, P.L. et al.** 2016. *Estado de situación del sector forestal en Patagonia Sur*. INTA. Centro Regional Patagonia Sur (disponible en: <http://sipas.inta.gob.ar/modulos/info-estrategica/Información%20Sectorial/Forestales/Estado-de-situación-del-sector-forestal-en-Patagonia-Sur-2016.pdf>). Acceso: 18 de enero de 2019.

**Rey, C.** 2009. *Biomasa District Heating & Cooling*. Simposio sobre Recursos Energéticos de la Biomasa y del Viento.

---

# ANEXO



### Estimación de balance térmico de una casa de Arco II

Para el balance térmico de las casas se utilizó un método de cálculo simplificado para viviendas unifamiliares aisladas, desarrollado por el centro de formación FORMATEC S.L. –empresa española dedicada a ofrecer servicios y formación a técnicos del área de energía– y validado por el IDAE de España. El cálculo estima balances de edificaciones adecuando los procedimientos a los límites técnicos y las exigencias del Reglamento de Instalaciones Térmicas Español (RITE), referente del área.

En dicho método, el cálculo de la demanda térmica de un ambiente para compensar las pérdidas totales de calor – $Q_{\text{calef}}$ – en kcal/h puede estimarse de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Pot. calef} = Q_{\text{calef}} = (\text{superficie} \times \text{factor A} \times \text{factor B} \times \text{factor C}) \times (1 + \text{coeficiente seguridad})$$

Donde,

- Superficie = superficie del ambiente en  $\text{m}^2$
- Factor A = se encuentra asociado con el tipo de ambiente (baño, cocina, dormitorio, etc.) y sus unidades son  $1/\text{m}^2$

- Factor B = se correlaciona con la temperatura exterior y sus unidades son kcal/h
- Factor C = se correlaciona con el tipo de aislación y las características de transmisión de la casa y es adimensional

Para el dimensionamiento, se hizo un cálculo de diseño en el que se utilizó una temperatura mínima media del mes más frío,  $-7\text{ }^\circ\text{C}$  (Cuadro 31). Los cálculos se realizaron tomando como emisores de base dos equipos de radiadores de aluminio: el Sira 500, de 215 kcal/h, y el AL350, de 88 kcal/h, de potencia.

### Estimación del consumo de energía para calefacción de una casa de Arco II

Para el cálculo de la demanda de invierno, media estación y verano, se utilizó una temperatura media de  $-3\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $10\text{ }^\circ\text{C}$  y  $15\text{ }^\circ\text{C}$ , respectivamente. Sobre la base de estos valores, se calculó la potencia necesaria. Dicha potencia multiplicada por el uso mensual determina la demanda. De este modo, cada potencia afectada por un uso de 24h/día y 30,4 días/mes permite estimar la demanda de energía esperable de calefacción.

### Cuadro 31. Cálculo térmico de una casa tipo

Diseño: Factor B = 1,35 ( $-7\text{ }^\circ\text{C}$ ) y Factor C = 1 (aislación térmica regular)

Recinto	Ancho	Largo	Sup.	Fact. A	Cálculo de pot.	Emisor	Número de elementos kcal/h	Pot.
	m	m	$\text{m}^2$		kcal/h			kcal/h
Sala de estar	4	6,1	24,4	95	3 129	SIRA 500	15	3 225
Cocina	2,2	5	11	88	1 307	SIRA 500	6	1 290
Baño interior	2,2	1,56	3,432	72	334	SIRA 500	2	430
Dormitorio	3,5	3,5	12,25	86	1 422	SIRA 500	7	1 505
Dormitorio	3,5	3,5	12,25	86	1 422	SIRA 500	7	1 505
Pasillo	0,9	4	3,6	49	238	AL350	3	264
		<b>Total</b>	<b>67</b>		<b>Potencia</b>	<b>(kcal/h)</b>		<b>8 219</b>
						<b>(kW)</b>		<b>9,56</b>

Fuente: Elaborado por el autor

Calefacción de invierno:

Factor B = 1,15 (-3 °C temperatura media) y factor C = 0,9 (aislación térmica aceptable)

- Potencia: 8,56 kW
- Demanda de energía: 6 161 kWh/mes

Calefacción de verano:

Factor B = 0,1 (15 °C temperatura media) y factor C = 0,9 (aislación térmica aceptable)

- Potencia: 4,10 kW
- Demanda de energía: 974 kWh/mes

Calefacción de otoño y primavera:

Factor B = 0,5 (10 °C temperatura media) y factor C = 0,9 (aislación térmica aceptable)

- Potencia: 1,35 kW
- Demanda de energía: 2 953 kWh/mes

### Estimación de potencia en el barrio para provisión de ACS

Para el dimensionamiento del consumo de ACS del barrio se utilizó la metodología propuesta por IDAE (2012). Esta metodología estima la potencia necesaria para ACS sobre la base de: las temperaturas de consumo de ACS, la temperatura de base del agua de red y el consumo simultáneo "en pico" de ACS en relación con las características de las instalaciones (Cuadro 32).

Para estimar el consumo simultáneo de ACS, se debe calcular el consumo máximo potencial de cada casa y multiplicarlo por la cantidad de casas (72) para obtener el caudal total del barrio (Q<sub>tb</sub>). Este es el caudal de todos los artefactos prendidos en forma simultánea de todas las casas.

Por otra parte, se requiere obtener el caudal unitario del elemento de mayor consumo (q<sub>u</sub>). Con ambos datos se establecen los parámetros para inferir el consumo simultáneo (q<sub>s</sub>). Estos figuran en el Cuadro 33.

A partir de los valores del Cuadro 33, se obtiene Q<sub>tb</sub> = 0,84 l/s/casa x 72 casas = 60,48 l/s y Q<sub>u</sub> = 0,2 l/s. Con estos datos y con los del cuadro de coeficientes, que figuran en el Cuadro 31, se calculan los valores característicos del sistema. Con los valores de Q<sub>tb</sub> y los coeficientes A, B y C se obtiene el Q simultáneo a través de la expresión:

$$Q_s = Q_{tb}^A \times B - C$$

En este caso, siendo Q<sub>tb</sub> >20 y Q<sub>u</sub> <0,5 se determina que A = 1,7; B = 0,21 y C = -0,700. De este modo, el valor de Q<sub>s</sub> es igual a 3,95 l/s. Este es el caudal simultáneo de consumo de ACS sanitaria esperable en el barrio.

Para calcular la potencia instantánea necesaria del sistema para responder a los requerimientos de ACS (Pot.ACS) se utiliza la expresión:

$$\text{Pot.ACS} = Q_s \times (\text{TACSL-TAFR}) \times C \times 3.600 \times 1000^{-1}$$

Donde,

- Q<sub>s</sub> es el caudal simultáneo de ACS en l/s
- TACSL es la temperatura del ACS mínima que debe tener el sistema para evitar problemas de legionelosis = 50 °C
- TAFR es la temperatura del agua de la red, estimable en 7 °C
- C es el coeficiente de entalpía del agua: 1,16 Wh/°C.l
- 3 600 segundo/h para obtener el valor de potencia horario

**Cuadro 32.** Coeficientes del sistema de ACS

Tipo de edificio	Caudales (l/s)		Coeficientes		
	Q <sub>u</sub>	Q <sub>t</sub>	A	B	C
Viviendas	<0,5	≤0,5	0,682	0,450	-0,140
	≥0,5	≤1	1,000	1,000	0,000
	≥0,5	≤20	1,700	0,210	-0,700
	→ sin límite	>20	1,700	0,210	-0,700

Fuente: IDAE, 2012

- Factor de conversión de W a kW = 1 000 W/kW

De acuerdo con estos valores, la potencia para ACS que requiere el barrio es de 709,9 kW, lo que equivale a 9,9 kW por casa.

Para atender este consumo se propone instalar un acumulador de agua de 9 300 l que opere como tanque de inercia del sistema. La potencia que puede aportar este acumulador al sistema se calcula según la fórmula:

$$\text{Pot. Acum.} = \text{Vol. Acum.} \times (\text{T Acum.} - \text{TAFR}) \times C \times \eta_{\text{acum}} \times 1000^{-1}$$

Donde,

- Vol. Acum. es el volumen del acumulador en litros
- T Acum. es la temperatura de acumulación del equipo = 70 °C
- TAFR es la temperatura del agua de la red, estimable en 7 °C
- C es el coeficiente de entalpía del agua: 1,16 Wh/°C.l
- $\eta_{\text{acum}}$  es el rendimiento de acumulador referido a la geometría del equipo. En este caso se asume 86%
- Factor de conversión de W a kW = 1 000 W/kW

Con estos valores, la potencia del acumulador es de 584,5 kW.

Sobre la base de estos resultados se puede recalcular los requerimientos específicos del siste-

ma de ACS asumiendo que el acumulador opera como sistema de respuesta inmediata frente a la demanda de ACS. Esto implica que a la potencia máxima de pico del sistema de 709,9 kW se deducen 584,5 kW, que son aportados por el sistema de acumulación. De este modo, el sistema requiere 125,4 kW de potencia para ACS, adicionales a la demanda de calefacción, para el suministro de ACS. Esto genera una potencia adicional a la de calefacción por casa de 1,75 kW para ACS.

El consumo de ACS del barrio de las 72 casas, con consumo promedio diario de ACS de 266 l/día/casa, es de 19 000 l/día.

Para calcular la demanda térmica del sistema de ACS (EACS) se utiliza la expresión:

$$\text{EACS} = \text{Cons ACS} (\text{TACS} - \text{TAFR}) \times C \times 1000^{-1}$$

Donde,

- Cons ACS es el consumo de ACS por día en l/día
- TACS es la temperatura del ACS = 60 °C, la temperatura real de consumo es de 45 °C, pero esta temperatura se regula con el volumen de agua fría de red (AFR) en la mezcladora
- TAFR es la temperatura del agua de la red, estimable en 7 °C
- C es el coeficiente de entalpía del agua: 1,16 Wh/°C.l
- Factor de conversión de W a kW = 1 000 W/kW

**Cuadro 33.** Datos para el cálculo de  $Q_t$  para una casa del barrio Arco II

Zona	Elemento	Q típico (l/s)			Uso diario Minutos/día	Consumo (l/día)	
		Cantidad	AFR	ACS		AFR	ACS
Cocina	Lavadero	1	0,2	0,1	10	120	60
Baño	Lavabo	1	0,1	0,06	4	24	15,6
	Bidet	1	0,1	0,05	4	24	14
	Inodoro		0,1		8	48	0
Toilette	Ducha	1	0,1	0,1	25	300	150
	Lavabo	1	0,1	0,06	6	36	23,4
	Inodoro	1	0,1		2	12	0
<b>AFR=AGUA FRÍA DE RED</b>		<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>0,84</b>		<b>611</b>	<b>263</b>

Fuente: Elaborado por el autor

El valor de EACS para el barrio Arco II es de 1 163 kWh/día equivalente a 35 060 kWh/mes de consumo, para todo el barrio, y 487 kWh/mes por cada casa. Dicha demanda posee variaciones intraanuales debido a que la temperatura del AFR varía a lo largo del año, pero estas son menores. Se presentan en el Cuadro 34.

### Cálculo de la potencia necesaria para todo el sistema

La potencia total del sistema es la suma de las potencias requeridas para proveer los servicios de calefacción y ACS para todas las casas. Como la generación de calor es central, se debe incorporar la eficiencia de distribución al cálculo debido a que las pérdidas generadas en la distribución deben compensarse.

- Pot. sistema calderas= (Potcalef por casa x cantidad de casas - Pot.ACS - Pot.acum) x  $\eta$  distrib<sup>-1</sup>
- Potcalef x cantidad de casas = requerimiento de potencia de calefacción de todo el barrio 10,31 kW/casa x 72 casas = 742,1
- Pot.ACS - Pot.acum = potencia de ACS neta de capacidad de acumulador = 125,4 kW
- $\eta$  distrib<sup>-1</sup> = eficiencia de distribución del sistema, se toma 90%

Sobre la base de este cálculo, la potencia máxima de diseño que deben entregar las calderas es de 964 kW.

Considerando que el acumulador posee una potencia de 584,5 kW, su tiempo de recarga es de 36 minutos (Pot.acum/Pot sistema cald).

El consumo de energía del barrio depende de las condiciones ambientales en las distintas estaciones. En el Cuadro 34 se resumen los datos de consumo de energía por estación.

### Dimensionamiento de cañerías

Para el cálculo de las cañerías se debe estimar el caudal de fluido caloportante que debe llegar a cada una de las subestaciones para aportar la energía necesaria según cada casa. Para este cálculo se deben conocer las características de cada subestación (salto térmico y capacidad de transferencia de energía) y la máxima demanda de potencia de cada casa.

La demanda máxima de potencia de cada casa es de 20,2 kW (9,9 kW de ACS + 10,3 kW de calefacción).

Se seleccionó una estación de 30 kW de potencia máxima. Esta subestación permite transferir calor desde el sistema de agua primario (DH) al secundario (casa). En dicho equipo se produce un salto térmico de 30 °C.

A continuación, se presenta la ecuación de caudal necesario en cada subestación (QSE):

$$QSE = (\text{pot por casa} \times 1000) \times (1 + CS) \times (\Delta T \times C \times 3.600)^{-1}$$

Donde,

- pot por casa (kW) x 1 000 (W/kW) = 20 200 W
- CS: coeficiente de seguridad 10%
- $\Delta T$ = salto térmico en la estación 30 °C
- C es el coeficiente de entalpía del agua: 1,16 Wh/°C.l
- 3 600 son segundos en una hora

De acuerdo con estos cálculos el QSE es de 0,18 l/s.

Con este valor se dimensionan los caños de distribución. Para dicho cálculo se define el caudal necesario por cada tramo de cañería (QSE x cantidad de casas abastecidas por el tramo) y una velocidad máxima de diseño. En este caso se optó por 2 m/s

**Cuadro 34.** Consumo estacional del DH Arco II

		Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Total
ACS	kWh	442,9	469,0	495,0	469,0	5 627,8
Calefacción	kWh	973,7	2 953,7	6 161,0	2 953,7	39 126,1
<b>Total</b>	<b>kWh</b>	<b>1 416,6</b>	<b>3 422,7</b>	<b>6 656,0</b>	<b>3 422,7</b>	<b>44 753,9</b>

Fuente: Elaborado por el autor

de velocidad máxima por ser una velocidad que garantiza que el flujo no sea turbulento. El diámetro de los caños queda así definido debido a que el caudal de un caño es proporcional a la velocidad y su sección (caudal= velocidad x radio<sup>2</sup> x  $\pi$ ).

Se optó por el uso de caños recubiertos de fabricación nacional de serie –existen medidas desde 20 a 90 mm de diámetro con 3,2 mm de pared y se realizan de mayor tamaño por pedido–. En el Cuadro 35 y en el Cuadro 36 se presentan los tramos de cañerías de acuerdo con el esquema propuesto de distribución, y los datos necesarios para el diseño de los tramos. Cuando no se disponía de caños de las dimensiones adecuadas, se calcularon dos caños en paralelo.

### Consumos de biomasa

Los consumos de biomasa se resumen en el Cuadro 37 de acuerdo con las demandas medias previstas para cada estación. La demanda de biomasa asume astillas de madera de un PCI de 3 000 kcal/ kg, 93% de eficiencia de combustión

en la caldera, 90% de eficiencia de distribución en la red primaria, 90% en la red secundaria y 86% de eficiencia en el acumulador.

### Sala de calderas, silos y edificaciones

Para la infraestructura edilicia de la sala de calderas, se propone utilizar un galpón tipo tinglado cerrado con piso de hormigón y portón frontal para poder introducir los equipos. En cuanto a los silos, se sugiere montar uno con fondo móvil y piso de madera. Ambas estructuras en chapa de zinc-aluminio con estructura de perfilera C. Para la recepción del chip se propone un elevador tipo sin fin con tolva de recepción para equipo volcador. La tolva debe tener una capacidad cercana a 100 m<sup>3</sup>/h de capacidad de llenado –equipo estándar–.

De acuerdo con los cálculos, en el momento de máxima demanda (invierno), el consumo mensual es de 151 t/mes. Asumiendo que el stock mínimo que debe tener la instalación es de 10 (diez) días operativos de consumo del momento de máxima carga, se propone una capacidad de 50 tonela-

**Cuadro 35.** Dimensiones de cañerías maestras del DH Arco II

Caños maestros	Referencia	Usuarios	QT(l/s)	Tubería diámetro (mm)	Qreal
MI	B	72	12,7	2x90	6,37
MI	C	50	8,9	2x75	4,42
MI	D	13	2,3	63	2,30
MII	E	15	2,7	63	2,65

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 36.** Dimensiones de cañerías de distribución del DH Arco II

Tramos de distribución	Usuarios	QT(l/s)	Tubería diámetro (mm)	Qreal
BE	10	1,8	50	1,71
CI	9	1,6	50	1,59
CH	18	3,2	63	3,19
DF	4	0,7	32	0,71
DG	9	1,6	50	1,59
EK	15	2,7	63	2,66
IJ	10	1,8	50	1,77

Fuente: Elaborado por el autor

**Cuadro 37.** Consumos esperables durante el año del DH Arco II

		Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Total
Consumo energía	kWh	1 776,6	3 079,3	6 116,1	3 079,3	42 153,6
Requerimiento de biomasa	t/casa/mes	0,6	1,1	2,1	1,1	14,4*
	t/mes	43,8	75,9	150,8	75,9	1 039,5*
	t/estación	131,4	227,8	452,5	227,8	1 039,5*

\*toneladas por año.

Fuente: Elaborado por el autor

das de *stock* en silos. Dicha capacidad, tomando una densidad de 250 kg/m<sup>3</sup>, equivale a un silo de 200 m<sup>3</sup>. Existen muchas soluciones para este tipo de estructuras y talleres locales con la capacidad de construirlas.

El diseño de carga superior de chips recibidos con descarga inferior (de chips) a consumo en caldera permite que el primer material que entre sea el primero que salga. Lo que siempre es conveniente en este tipo de instalaciones.

Las dimensiones adecuadas para este equipo son de 8 m x 5 m x 5 m. En el extremo del elevador se coloca un tornillo sin fin abierto que garantiza el llenado del equipo. Es conveniente que el techo sea a dos aguas, para evitar la acumulación de nieve y que el tornillo se desarrolle cerca de la cumbre central del silo.

Dentro de la sala de calderas, para cumplimentar con la demanda estimada, se determinó la necesidad de dos calderas humotubulares de agua caliente con una potencia nominal de 500 kW alimentadas con astillas de madera. Las calderas se encontrarán instaladas en cascada con una de las calderas operando como líder y la segunda como esclava. En la sala de calderas se previó la instalación de dos tanques de inercia en serie con una capacidad de 9 300 l de acumulación, un grupo electrógeno conectado con un mando UPS. En dicha sala se encontrarán, además, el sistema de filtrado primario, la central de bombeo de agua, los sistemas de control y potencia de los silos, los tableros eléctricos y la acometida del sistema de distribución.

### Inversiones en el sistema

Para la selección del equipamiento y los componentes se definieron como condiciones necesarias que:

- Las empresas proveedoras sean locales o al menos con un representante a nivel nacional.
- Alta calidad constructiva, buenas referencias comerciales y casos de éxito en donde se hayan implementados los equipos a nivel nacional o internacional.
- Automatismo completo desde la recepción de chips hasta la eliminación de cenizas.
- Operación remota.
- *Service* oficial en el caso de calderas con servicio de posventa de mantenimiento en el caso de las calderas.

Sobre la base de estos criterios se contactó a distintas empresas locales proveedoras de componentes de DH a efectos de investigar la disponibilidad y tipo de oferta, y a empresas de primera línea internacionales para consultar si disponían de representantes locales.

En el caso de los silos, ninguna de las empresas de producción nacional disponía de equipamiento con el grado de automatismo necesario para el manejo de chips, en la escala requerida para el proyecto. Dos empresas de calderas locales disponían de silos con fondo móvil (de producción local), pero con precios y costos muy superiores a los importados.

Con respecto a las calderas, ninguno de los productores locales disponía de equipos con sistemas de parrilla móvil para esta escala de caldera, ni sistemas de limpieza automática de cenizas de cámara de combustión e intercambiadores. Asimismo, los equipos europeos poseen como equipamiento estándar sistemas de gestión y control remoto a través de aplicaciones de celulares, así como de sistemas de alarma temprana, ninguno de los equipos locales dispone de esta opción.

Se encontraron representantes de las empresas europeas: Heizomat, Herz, Binder, Caldaie D' Alessandro y Hargassner. Para los cálculos se utilizaron calderas marca Caldaie D' Alessandro. En el caso de utilizar calderas marca Herz, la inversión posee un costo adicional de 30.000 USD, que se explica por diferencia de costo de la caldera. Los equipos Herz son más modernos.

En el caso de la infraestructura, se dispone en forma local de contratistas de construcción y fabricantes de galpones.

Para el desarrollo del sistema de distribución se dispone en forma local de cañerías de la firma IPS, modelo Maxum® con condiciones adecuadas para

el servicio propuesto y existen sistemas de aislación para caños de distintas empresas.

Las subestaciones pueden ser provistas por distintas empresas, Peisa es una de las más conocidas. En el caso de Peisa, disponen de un equipo denominado UTI que es una estación de transferencia de 36 kW de potencia nominal.

El sistema de bombeo y filtrado prevé el uso de dos bombas en paralelo de dimensiones iguales. El caudal de bombeo de base es de 13 l/s –caudal de distribución en el punto B– a lo que deben adicionarse las pérdidas de carga del sistema y las diferencias piezométricas originadas por las distintas alturas de las casas –Arco II está en un ladera–. Al no disponer de estos datos porque exceden ampliamente el estudio de referencia, se sobredimensionaron las bombas al triple de caudal para disponer de un valor orientativo.

La red de distribución se estimó considerando todos los caños y accesorios provistos por un proveedor local; la instalación fue realizada por una constructora local a quien se consultó por la obra, partiendo de la base de que no se deben abrir pavimentos ni veredas.

**Cuadro 38.** Presupuesto estimado de obra Arco II

Área	Ítem	Cantidad	Costo USD (sin IVA)
Sala de calderas	Calderas nacionalizadas en funcionamiento Caldaie D' Alessandro	2	119 827
	Fletes	Solo equipamiento principal	6 67
	Obras de infraestructura (galpones de chapa y pisos)	70 m <sup>2</sup>	11 667
	Sistemas de control y operación del silo	1	11 111
	Sistema de bombeo y filtrado	1	8 333
	Grupo electrógeno	1	4 215
Red de distribución	Red de distribución		47 772
	Subestaciones		24 000
Proyecto	Ingeniería + Dirección		11 667
	Habilitaciones		7 000
	Imprevistos		12 635
	<b>Total</b>		<b>264 893</b>

Fuente: Elaborado por el autor



EVALUACIÓN DE COSTOS Y MODELO  
DE GESTIÓN DE PROYECTOS  
DE *DISTRICT HEATING*  
(ENERGÍA TÉRMICA DISTRITAL)

Municipio de Esquel, Chubut, Argentina

---

N° 14

COLECCIÓN DOCUMENTOS TÉCNICOS

---

Organización de las Naciones Unidas  
para la Alimentación y la Agricultura (FAO)

[www.fao.org](http://www.fao.org)

ISBN 978-92-5-131664-1



9 7 8 9 2 5 1 3 1 6 6 4 1

CA5476ES/1/07.19