

**PLAN DE APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS DENDROENERGÉTICOS
DE LA PROVINCIA DEL CHUBUT**

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

PROVINCIA DEL CHUBUT

**INFORME FINAL
Parte II**

Noviembre 2019

Expediente: 17828 06 01

**AUTORIDADES
PROVINCIA DEL CHUBUT**

Gobernador
Dr. Mariano Ezequiel Arcioni

**Representante titular ante el CFI
Ministro de la Producción**
Médico Veterinario Hernán Martín Alonso

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Secretario General
Ing. Juan José Ciácera

Director de Recursos Financieros
Ing. Ramiro Juan Otero.

Jefe del Área Sistemas Productivos Regionales
Lic Diego Gómez

PLAN DE APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS DENDROENERGÉTICOS DE LA PROVINCIA DEL CHUBUT

Autor

Ing. Máximo Gauto Acosta

Colaboradores

Ing. Ignacio Ferlijivskyj

Ing. Martín Galmarini

Ing. Andrés Carlos Körte

Contraparte Técnica Provincial

Subsecretario de Bosques e Incendios

Ing. Rodrigo Roveta

Director de Fomento y Desarrollo Forestal

Ing. Rubén Manfredi

Contraparte Técnica CFI

Ing. Ftal. Julián Salimbeni

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN	13
1.1 Integración de la parte I	143
2 EVALUACIÓN DE LA DEMANDA TÉRMICA DOMÉSTICA POTENCIAL Y SU DISTRIBUCIÓN	14
2.1 Introducción	14
2.2 Identificación de la demanda objetivo	18
2.2.1 Ubicación y dimensionamiento de las poblaciones sin servicio de GN	18
2.2.2 Metodología de trabajo para el dimensionamiento de demanda para calefacción.	19
2.2.2.1 Condiciones climáticas	21
2.2.2.2 Estimación de la potencia y el consumo de una casa promedio	23
2.2.2.2.1 Dimensionamiento del sistema - potencia necesaria	24
2.2.2.2.2 Demanda máxima de Energía	25
2.2.2.3 Estimación de la potencia y el consumo de una gran superficie	27
2.2.3 Escenario actual de abastecimiento de energía: combustibles, costos y servicios	29
2.2.4 Identificación de grandes superficies fuera de red de GN: escuelas, hospitales, etc.	32
2.3 Estimación de consumo actual	36
2.3.1 Aproximación tecnológica por usuario	38
2.3.2 Demanda en edificios públicos	39
2.3.2.1 Sistema educativo	39
2.3.2.2 Sistema de salud	42
2.3.2.3 Demanda de SUM, edificios públicos municipales, del sistema de seguridad provincial	44
2.3.2.4 Consumo doméstico	46
2.3.2.4.1 Distribución del consumo en relación a la distancia con la oferta	48
2.3.3 Integración del consumo	51
2.3.3.1 Abordaje de los distintos consumos	54
2.3.4 Impacto en costos de la logística de la biomasa	55
2.3.5 Relación de costos entre los distintos combustibles	57
2.3.6 El caso de las Aldeas Escolares	63
2.4 Conclusiones	65
3 GENERACIÓN ELÉCTRICA Y COGENERACIÓN	67
3.1 Introducción	67
3.1.1 Generación eléctrica	68
3.1.2 Cogeneración - electricidad y calor	71

3.1.2. 1 Selección de la tecnología adecuada para proyectos de cogeneración	72
3.1.2.2 Cogeneración en escala industrial	75
3.1.2.3 Microcogeneración para generación de calefacción	76
3.1.2.3.1 Propuesta de tecnología a adoptar para cogeneración	80
3.1.3 Consideraciones sobre la calidad de la biomasa a efectos de la generación de energía	82
3.1.4 Marco Legal	83
3.1.4.1 Usuarios dentro del SADI	83
3.1.4.1.1 Marco legal general y operativo	83
3.1.4.1.2 El programa RenovAr	87
3.1.4.1.3 Ley de energía distribuida	88
3.1.4.2 Usuarios Fuera del SADI	89
3.1.4.2.1 Costo de generación con grupos electrógenos para usuarios fuera del SADI	91
3.2 Generación con biomasa en la provincia del Chubut	92
3.2.1 Identificación de factibilidad de implementar proyectos de generación con biomasa dentro del SADI	92
3.2.2 Posibilidad de desarrollar plantas en ISLA fuera del SADI	95
3.2.2.1 Estructura y esquema de generación de las usinas térmica	97
3.2.2.2 Perfil de generación y consumo de energía eléctrica de los pueblos fuera del SADI	97
3.2.2.2.1 Estimación de información faltante sobre generación en pueblos y aldeas escolares	101
3.2.2.3 Potencia, generación y consumo	104
3.2.2.4 Variaciones intra-anales de consumo, generación y demanda de potencia	105
3.2.2.4.1 Estacionalidad de carga y potencia	107
3.2.2.4.2 Definición de la potencia necesaria	111
3.2.2.5 Esquema de Generación	113
3.2.2.5.1 Estimación de biomasa necesaria	114
3.2.2.5.2 Estimación de los ahorros potenciales de implementar usinas con biomasa	118
3.2.2.6 Esquema de Cogeneración	121
3.2.2.6.1 Aspectos generales de la cogeneración	121
3.2.2.6.2 Impacto de la disponibilidad de nuevos sistemas de calefacción con biomasa en la generación de energía eléctrica y potencial cogeneración	125
3.2.2.6.3 Conclusiones de cogeneración.	128
3.2.3 Integración de ahorros de generación y cogeneración. Viabilidad de inversión en el sistema	129
3.2.4 Conclusiones de generación y cogeneración	131
4 INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN	133
4.1 Introducción	133

4.2 Demanda térmica actual y potencial: resumen por tipo de usuario	133
4.3 Demanda para generación eléctrica potencial: según necesidades y oferta de biomasa existente	134
4.4 Integración de la demanda	136
4.4.1 Plan de desarrollo con cogeneración	136
4.4.2 Plan de desarrollo sin cogeneración	138
4.5 Oferta actual de biomasa y recomendación tecnológica (capex-Opex)	140
4.6 Evaluación de conectividad entre cuencas	146
4.7 Balance de biomasa	146
4.8 Propuestas de acciones específicas de ser desarrolladas en base a los principales condicionantes observados en la región para el desarrollo de la cuenca	148
4.8.1 Promoción de la oferta.	148
4.8.1.1 Condiciones y escala del mercado	148
4.8.1.2 Fiscalización de la actividad	152
4.8.2 Demanda.	154
4.8.2.1 Mercado de chips	154
4.8.2.2 Mercado de pellets	156
4.8.3 Ambiente de negocios	158
4.8.3.1 Dependencia del Estado	159
4.8.3.2 Costos de producción y de referencia de otras actividades privadas.	159
4.8.3.3 Otros aspectos a tener en cuenta	160
4.9 Impactos potenciales desde distintos puntos de vista	160
4.9.1 Generación de empleo:	161
4.9.1.1 RRHH en la producción primaria.	161
4.9.1.2 RRHH en la industrialización	161
4.9.1.3 RRHH asociados a la demanda	162
4.9.2 Generación de riqueza y ahorros	163
4.9.3 Análisis de activos ambientales:	165
4.9.3.1 Uso sustentable del bosque nativo en el corto, mediano y largo plazo.	165
4.9.3.2 Disminución potencial de emisiones de GEI por sustitución de combustibles fósiles.	168
5. COMPARACIÓN DE MODELOS EN LOS ALTARES	169
5.1 Datos Generales	169
5.2 Comentarios generales de la localidad	169
5.3 Planos generales de los altares	171
5.4 Referencias de Consumos	172
5.4.1 Calefacción y agua sanitaria de edificios estatales	172
5.4.1.1 Municipales	173

5.4.1.1.1 Edificio de la comuna:	173
5.4.1.1.2 Salón de Usos Múltiples:	173
5.4.1.1.3 Oficina de Turismo (en construcción)	174
5.4.1.2 Provinciales	174
5.4.1.2.1 Policía:	174
5.4.1.2.2 Escuela: (Nro. 6 multinivel)	175
5.4.1.2.3 Hospital: Centro de Salud Rural los Altares	175
5.4.1.2.4 Complejos de viviendas públicas asociadas:	176
5.4.2 Calefacción y agua sanitaria de edificaciones privadas	176
5.4.3 Comentarios anexos	177
5.5 Usina de generación	178
5.5.1 Análisis operativo de la usina	179
5.5.1.1 Demanda de potencia	179
5.5.1.2 Generación de energía	181
5.5.1.3 Correlación entre demanda de potencia y energía	182
5.5.1.4 Evolución de la demanda de energía en el tiempo	183
5.6 Aplicación de los modelos propuestos de utilización de biomasa en la localidad	184
5.6.1 Edificaciones Privadas	184
5.6.1.1 Logística del proyecto y actores involucrados	186
5.6.1.2 Impacto en el consumo eléctrico del proyecto	187
5.6.2 Edificaciones públicas	190
5.6.2.1. Proyecto sin cogeneración.	190
5.6.2.1.1. Proyecto abastecimiento de edificaciones en forma independiente	190
5.6.2.1.2. Proyecto de edificios abastecidos en forma centralizada	192
5.6.2.2 Proyecto con cogeneración	196
5.6.2.2.1 Evaluación de la potencia necesaria y selección del equipo	196
5.6.2.2.2 Ahorros de generación eléctrica y térmica	200
5.6.2.2.3 Estimación de inversiones	202
5.6.2.2.4 Consideraciones adicionales	203
5.6.3 Consideraciones generales	204

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: gasoducto y principales localidades de la provincia	16
Figura 2.2: localidades con al menos 1 edificio público fuera de red de GN	19
Figura 2.3: flujo de energía térmica residencial aislada.....	20
Figura 2.4: mapa de isotermas (media anual) y principales ciudades con demanda no satisfecha por GN.....	21
Figura 2.5: condiciones de confort a lo largo del día en GASTRE.....	22
Figura 2.6: condiciones de confort a lo largo del día en Los Cipreses	22
Figura 2.7: marcha promedio de las temperaturas máxima y mínima a lo largo del año en la cordillera (izq.) y en la meseta (der.) chubutense	23
Figura 2.8: consumo potencial (en equivalentes pellets) de consumo doméstico (C_Población) y de edificios municipales (C_Municipal)	27
Figura 2.9: plano consumo potencial (en equivalentes pellets) en Escuelas (C_Escuela), Viviendas de maestros (C_V_Maestro), Hospitales (C_Hospital) y Viviendas de personal de hospital (C_V_Medico)	36
Figura 2.10: consumo potencial (en equivalentes pellets), agrupado por localidad....	37
Figura 2.11: consumo de Ministerio de educación de GLP en t/año en distintas localidades.....	40
Figura 2.12: grupos de consumo en escuelas y viviendas asociadas	41
Figura 2.13: consumo del Sistema de salud provincial de GLP en t/año en distintas localidades.....	43
Figura 2.14: distribución de consumo en hospitales y viviendas del sistema de salud	44
Figura 2.15: consumos de edificios provinciales de seguridad y edificios municipales	46
Figura 2.16: consumo total de pellets esperable en distintas localidades fuera de la red de GN	47
Figura 2.17: consumo doméstico y ubicación potencial de los futuros centros de producción de biomasa.....	48
Figura 2.18: consumo en función de distancia a Trevelin	49
Figura 2.19: consumo en función de distancia a Epuyén	50
Figura 2.20: demanda doméstica (p75%) en función de distancia a Trevelin o Epuyén	51
Figura 2.21: consumo total de energía para calefacción por localidad expresado en toneladas equivalentes de pellets.....	52
Figura 2.22: consumo total (en equivalentes pellets) y posibles centros de producción de biomasa	52

Figura 2.23: composición de consumo relativa en cada zona	54
Figura 2.24: costo por combustible en función de la distancia (USD/MMBtu)	58
Figura 3.1: aplicabilidad de las tecnologías según el proyecto (CIRCE)	73
Figura 3.2: esquema de motores de combustión interna a base de gas pobre	78
Figura 3.3: fuentes de calor de un MACI sobrealimentado.....	79
Figura 3.4: equipo de 50 kW _e /80 kW _t en container gasiflex.....	80
Figura 3.5: relación kWh _t /kWh _e en distintas configuraciones de equipos gasiflex	81
Figura 3.6: variación de la eficiencia en función de la carga del generador	91
Figura 3.7: Tasa interna de retorno del modelo de acuerdo a distintas potencias netas	94
Figura 3.8 plano de principales usinas de generación.....	96
Figura 3.9 plano de principales usinas de aldeas escolares.....	96
Figura 3.10: consumo de Gasoil (l/año) en función de la potencia instalada.....	102
Figura 3.11: histograma de generación de Lagunita Salada, enero 2013- marzo 2019	106
Figura 3.12: distribución del consumo porcentual a lo largo de un año promedio	107
Figura 3.13: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Colán Conhué	108
Figura 3.14: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Gan Gan.....	109
Figura 3.15: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Gastre.....	109
Figura 3.16: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Los Altares	110
Figura 3.17: consumo de biomasa por localidad y acumulado	116
Figura 3.18: toneladas de Chips por año en las distintas localidades	118
Figura 4.1: resumen de disponibilidad de biomasa por cuenca (Norte, Centro y Sur)	143
Figura 5.1: imagen de la ruta nacional 25 en el Valle de los Altares	170
Figura 5.2: imagen de hostería del ACA con el tanque de GLP	170
Figura 5.3: ubicación en la provincia de Los Altares	171
Figura 5.4: Ubicación de los principales edificios	171
Figura 5.5: croquis general los principales edificios y las casas de la localidad	172
Figura 5.6: edificio de la comuna de Los Altares	173
Figura 5.7: salón de usos múltiples de Los Altares	174

Figura 5.8: Escuela multinivel número 6 Los altares	175
Figura 5.9: salita sanitaria de Los Altares.....	176
Figura 5.10: foto de la usina de los altares	178
Figura 5.11: marcha promedio de las demandas máxima y mínima	179
Figura 5.12: correlación entre entremos de demanda de potencia y consumo de gasoil promedio mensuales en la serie de años estudiada.....	182
Figura 5.13: evolución anual de la generación en kWh/año en Los Altares	183
Figura 5.14: comparación de generación en kWh/mes en Los Altares entre los años extremos de la serie bajo estudio	184
Figura 5.15: distribución del consumo según cada institución pública (%)	192
Figura 5.16: plano de red de cañerías para acometer con calor generado en la usina	195
Figura 5.17: producción térmica derivada de la generación vs consumos	198

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: cálculo térmico de una casa tipo.....	24
Tabla 2.2: características de los distintos insumos energéticos disponibles en la región - fuera de red de GN.....	30
Tabla 2.3: listado de edificaciones por localidad distinguiendo viviendas y edificaciones de servicio.....	33
Tabla 2.4: listado de edificaciones del ministerio de educación por localidad (parte 1).....	34
Tabla 2.5: resumen de los estadísticos de distribución del análisis en educación	41
Tabla 2.6: resumen de los estadísticos de distribución del análisis de salud	44
Tabla 2.7: demanda potencial agregada de pellets distinguiendo entre tipo de cliente por localidad y zona.....	53
Tabla 2.8: cuadro tarifario según CATAC en función de la distancia.....	56
Tabla 2.9: valor de biomasa de chips y de pellets en destino en función de la distancia expresada en USD por tonelada y por unidad de energía.....	57
Tabla 2.10: ahorro en combustible Chip vs GLP en función de la distancia	60
Tabla 2.11: ahorro en combustible Pellets vs GLP o Leña en función de la distancia	60
Tabla 2.12: costos por combustibles y los ahorros asociados por unidad de consumo.....	62
Tabla 2.13: rangos de inversiones y tipos de tecnologías	63
Tabla 2.14: impacto de la sustitución de GLP por pellets en Aldeas escolares	64
Tabla 3.1: demanda de biomasa en función de la EG	70
Tabla 3.2: ventajas y desventajas en comparaciones tecnológicas.....	77
Tabla 3.3: datos técnicos de los equipos, potencias, energía calorías y eficiencia	82
Tabla 3.4: costo variable (combustibles+insumos) de generación con diésel en función de la eficiencia de generación	92
Tabla 3.5: indicadores económicos de proyectos dentro de RenovAr para distintas potencias	93
Tabla 3.6: datos generales de los pueblos	99
Tabla 3.7 datos generales de aldeas escolares	99
Tabla 3.8: resumen de información disponible de usinas térmicas en pueblos fuera del SADI	100
Tabla 3.9: resumen de información disponible de generadores en aldeas escolares.....	100
Tabla 3.10: estimación de generación y consumo de usinas térmicas a diesel en pueblos fuera del SADI (Los datos coloreados fueron estimados según fuera descrito	

anteriormente)	103
Tabla 3.11: estimación de generación y consumo de usinas térmicas a diésel en aldeas escolares fuera del SADI (Los datos coloreados fueron estimados según fuera descrito anteriormente).....	104
Tabla 3.12: indicadores de ratio entre demandas máxima y mínimos mensuales y extremos anuales	111
Tabla 3.13: esquemas de potencias actuales y dimensionamiento de la potencia necesaria	112
Tabla 3.14: generación eléctrica medio mensual - localidades	113
Tabla 3.15: generación eléctrica media mensual - Aldeas Escolares.....	114
Tabla 3.16: consumo de biomasa requerido para satisfacer la demanda eléctrica ..	115
Tabla 3.17: consumo de biomasa requerido para satisfacer la demanda eléctrica - aldeas escolares.....	117
Tabla 3.18: costo variable de generación y ahorros según tipo de combustible.....	119
Tabla 3.19: costo variable de generación y ahorros según tipo de combustible - A. Escolares.....	120
Tabla 3.20: ahorros totales en combustible para generación eléctrica	121
Tabla 3.21: relación entre requisitos térmicos de edificios públicos con suministro de GLP y energía térmica generada por el sistema de cogeneración eléctrica.....	123
Tabla 3.22: escenarios de cogeneración en función de distintos escenarios de impacto de reducciones en la demanda de calefacción en el sistema eléctrico.....	127
Tabla 3.23: resumen de impacto en consumo de biomasa de generación eléctrica en función del consumo diferencial de combustible	128
Tabla 3.24: parámetros de inversión y ahorros en el sistema	130
Tabla 4.1: impactos económicos y no económicos en los usuarios	134
Tabla 4.2: potencia por localidades, consumo potencial de chip y ahorro esperable	135
Tabla 4.3: Resumen de oferta máxima anual potencial por cuenca por material	143
Tabla 4.4: parámetros de planta viable desde el económico en la región	144
Tabla 4.5: producción potencial de cada cuenca de biomasa industrializada	145
Tabla 4.6: balance de biomasa para los distintos escenarios propuestos.....	147
Tabla 4.7: resumen de generación de riqueza directa de la producción de combustibl	164
Tabla 5.1: unidades habitacionales tipo vivienda en la localidad de Los Altares.....	177
Tabla 5.2: promedio de demandas máximas y mínimas.....	180
Tabla 5.3: máximos de demandas máximas mensuales y mínimos de demandas mínimas mensuales en la serie de años estudiada	180

Tabla 5.4: máximos de demandas máximas mensuales y mínimos de demandas mínimas mensuales en la serie de años estudiada	181
Tabla 5.5: promedio y extremos de generación de energía mensuales y consumo de gasoil promedio mensuales en la serie de años estudiada	182
Tabla 5.6: resumen de equipos y costo de inversión por equipo para el caso de los edificios privados	186
Tabla 5.7: resumen de distribución anual del consumo de pellets esperable	187
Tabla 5.8: impacto esperable por el uso de pellets en el consumo de energía eléctrica (tres escenarios)	189
Tabla 5.9: resumen de propuestas y parámetros de análisis de la opción sin cogeneración para el caso de los edificios públicos	191
Tabla 5.10: resumen de consumos y requerimientos de inversión y ahorro	193
Tabla 5.11: costos del sistema de calefacción centralizado e inversión total	194
Tabla 5.12: resumen generación eléctrica y térmica mensual y consumos por edificio	197
Tabla 5.13: diferencias de generación térmica entre serie 2018 y el promedio 2013-2018.....	199
Tabla 5.14: tablas con valores de referencias utilizados para calcular el ahorro	201
Tabla 5.15: inversiones necesarias para proyecto de cogeneración	202
Tabla 5.16: consumos totales de biomasa en toneladas por año (t/año).....	207

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Integración de la parte I

El presente informe es un trabajo de análisis cuyo principal objetivo fue detectar cuál es el potencial de desarrollar en la provincia del Chubut un mercado que rentabilice los subproductos dendroenergéticos locales.

Por la dimensión del informe se dividió en dos partes. En la primera parte del trabajo se realizó una evaluación de la **oferta**, considerando los bosques nativos, los bosques cultivados, residuos foresto industriales y otras ofertas de biomasa a escala regional.

En la segunda parte se incluye la **demanda** (térmica y eléctrica), el balance y un resumen integrador utilizando la información recabada en la parte I. Por último se agrega un estudio de caso, utilizando una población media para ejemplificar los proyectos posibles.

La demanda potencial de biomasa de estudió sólo en las localidades que se encontraban por fuera de la red de gas natural. El estudio se centró en los consumos de energía en las localidades, sobre las instituciones públicas y las demandas privadas, ya que no se encontraron industrias que tuvieran consumos relevantes.

Como resultado del trabajo, se pudo determinar que en todos los casos las inversiones son viables y poseen alto impacto y que además tiene sentido profundizar la investigación acotando variables.

2. EVALUACIÓN DE LA DEMANDA TÉRMICA DOMÉSTICA POTENCIAL Y SU DISTRIBUCIÓN

2.1 Introducción

La disponibilidad de agua sanitaria 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 y son, en general, el principal consumo de energía de las unidades habitacionales. En nuestro país, los principales insumos energéticos para estos procesos son: el gas natural (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 agua sanitaria 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 agua caliente sanitaria (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.

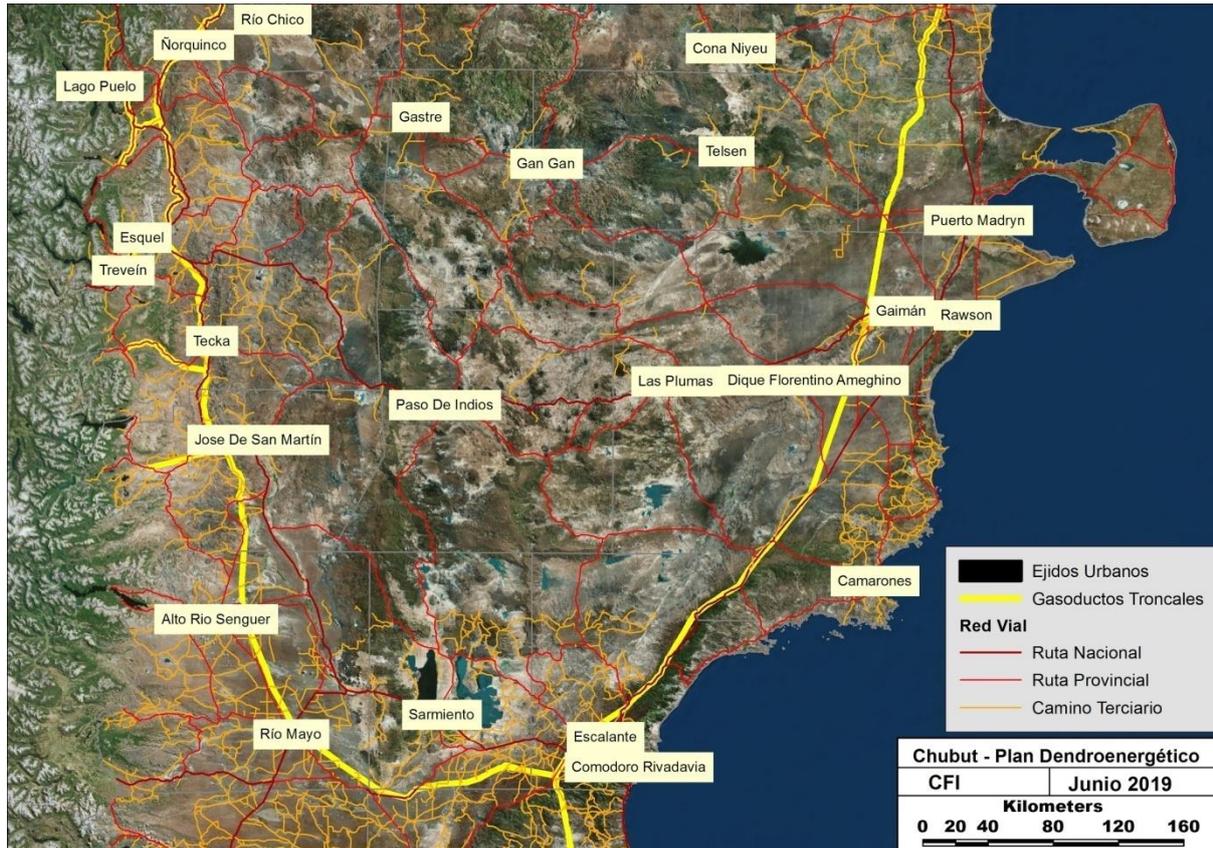
Existen regiones, como la región de Alta Austria, donde se han implementado y masificado sistemas basados en biomasa con excelentes resultados desde el punto de vista ambiental y económico. Esto permite que esté disponible tecnología adecuada y de muy alta eficiencia acorde para solventar el servicio de calefacción y/o agua caliente sanitaria a nivel doméstico.

En este contexto se plantea evaluar la posibilidad de implementar tecnologías de calefacción y agua sanitaria basados en fuentes renovables como la biomasa, para dar una respuesta superadora 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.

En el presente apartado se estimará la demanda de energía térmica para calefacción doméstica existente. El universo de estudio comprende el consumo de energía para calefaccionar los espacios habitacionales y aquellos que se encuentran al servicio de la comunidad: escuelas, hospitales, comisarías, salones de usos múltiples, etc. Se ha excluido la evaluación de provisión de energía para el servicio de agua caliente sanitaria porque el mismo puede ser provisto exclusivamente por algunos modelos tecnológicos y en condiciones particulares. Esto complejiza innecesariamente el análisis, considerando que la demanda de energía para agua caliente sanitaria en condiciones promedio representa menos del 10% de la potencia nominal demandada por este tipo de proyectos.

En la provincia existe una red de gas natural de gran extensión y con gran cantidad de redes de distribución en las principales ciudades. En los últimos 10 años las demandas de nuevos usuarios se encontraron en general insatisfechas producto de la falta de caudal de fluido en el gasoducto cordillerano. Esto determinó que, aún en las principales ciudades donde las inversiones son más rentables, existieran barrios enteros que no disponían de gas natural y donde no se habilitaba la conexión a la red. Esto es muy relevante porque existe un fuerte subsidio al gas natural por parte del Estado Nacional, lo que implica una asimetría muy importante en los costos de calefaccionar una casa dentro y fuera de la red de gas. Esto parcialmente fue subsanado por el Estado Provincial a través del plan calor con la entrega de leña y garrafas sociales de GLP. Sin embargo, estos apoyos, nunca son suficientes y las condiciones de confort de disponer de leña versus disponer de gas natural son relevantes.

Figura 2.1: gasoducto y principales localidades de la provincia



Fuente: elaboración propia

En forma creciente, muchos usuarios comenzaron a implementar sistemas de calefacción con electricidad como solución a la falta de acceso a la red de GN. Esto les permitió acceder a tarifas con valores subsidiados para el suministro de energía para climatización. Sin embargo, a partir del proceso de normalización de tarifas eléctricas estos subsidios tienden a desaparecer.

En paralelo existen dos conflictos adicionales. El primero es que las redes de distribución eléctricas de las ciudades no se encuentran dimensionadas para suministrar el volumen de energía que representa la climatización de barrios enteros. En la práctica esto compromete la seguridad del sistema y obliga a incrementar el trabajo de las cooperativas de mantenimiento de las redes de distribución de las ciudades -comentario recurrente en todas las reuniones con cooperativas. El segundo es que el sistema de tarifas eléctricas penaliza los mayores consumos con mayor costo fijo. En sistemas donde el consumo es muy variable intra anualmente, esto genera un efecto distorsivo incrementando el costo del suministro en los meses de verano sustancialmente por la alta incidencia de los cargos fijos. Esto no siempre es evidente debido a que las cooperativas normalmente ofrecen muchos servicios como agua, cloacas, etc. lo que oculta los cargos fijos.

Según comunicación de Camuzzi Gas en reunión en sus oficinas (Junio 2019), se encuentran terminadas o en sus últimas fases, las obras de repotenciamiento del gasoducto cordillerano. Las mismas son: Loop Collón Curá – San Martín de los Andes, Loop ramal de alimentación a San Martín de los Andes, Loop Pilcaniyeu – Bariloche, Loop Ramal de Alimentación a Bariloche, Loop Ramal de Alimentación a Villa La Angostura, Loop alimentación a Leleque, Loop Ramal de Alimentación a El Bolsón, Loop Ramal de Alimentación a Lago Puelo, Loop Ramal de Alimentación a Trevelin, Loop Patagónico – Descarga a la Planta de Compresión de Gdor. Costa. En paralelo el proyecto incluye dos plantas compresoras: una en la localidad de Gobernador Costa, paralela a la existente, y una nueva planta compresora en Río Senguer.

La finalización de estas obras está prevista para los próximos meses. Según información aportada en una reunión con los directivos de Camuzzi Gas, con estas obras terminadas se podrá dar servicio a toda la demanda actualmente insatisfecha de las localidades alcanzadas por la red de gas natural y el crecimiento vegetativo previsto de los próximos cinco años. Por esta razón, no tiene sentido proyectar abastecimiento de biomasa para las localidades donde los gasoductos troncales impactan

En el apartado estrategia de producción se determinaron los valores de referencia de los combustibles biomásicos que viabiliza proyectos de producción en escala. Los mismos fueron para pellet (3900 kcal/kg), un valor de 175 USD/t (equivalente a 11,30 USD/MMBtu) y para chip (3.000 kcal/kg), un valor de 81 USD/t (equivalente a 6,85 USD/MMBtu). El tipo de cambio de referencia fue 44 \$/USD.

Sobre la base de estos valores se puede estimar un valor por unidad de energía disponible para cada combustible. El mismo se presenta en USD/MMBtu para poder compararlo fácilmente con el gas natural. El valor de comparación no es directo debido a que existe una eficiencia diferencial de combustión entre gas y biomasa. En general los equipos de gas natural poseen una eficiencia cercana a 95% mientras que los equipos de biomasa normalmente se encuentran entre 85% y 93% dependiendo de varios factores. Esto implica que el consumo será levemente superior en el caso de biomasa por unidad de energía entregada.

El valor del Nm³ de gas natural para un usuario residencial oscila entre 2,23 y 2,73 \$/m³. Esto implica un costo que oscila entre 1,45 y 1,75 USD/MMBtu. Tomando en consideración los valores medios de gas en la argentina, el nivel de subsidio que existe sobre el gas natural es del orden del 70% del costo.

Sobre la base de esta relación y asumiendo que efectivamente Camuzzi Gas realice las obras no existe razón para suponer que existirá en el mediano plazo un consumo relevante de biomasa en las ciudades con suministro de gas natural, más allá de viviendas que se encuentren dispersas o usuarios que decidan tomar utilizar biomasa por convicciones ambientales.

Por esta razón el estudio se centrará en la demanda potencial fuera de red de gas natural.

2.2 Identificación de la demanda objetivo

A continuación se identificarán las localidades objetivo del estudio de demanda y se definirán los criterios y metodología para estimar la demanda.

La demanda total agregada de los pueblos en estudio se compone de la demanda conjunta de las casas particulares y de los edificios públicos. El objetivo del presente trabajo es estimar, en una escala macro, cuál es el volumen de la demanda agregada de cada localidad y las bases mínimas para la estrategia tecnológica de abastecimiento.

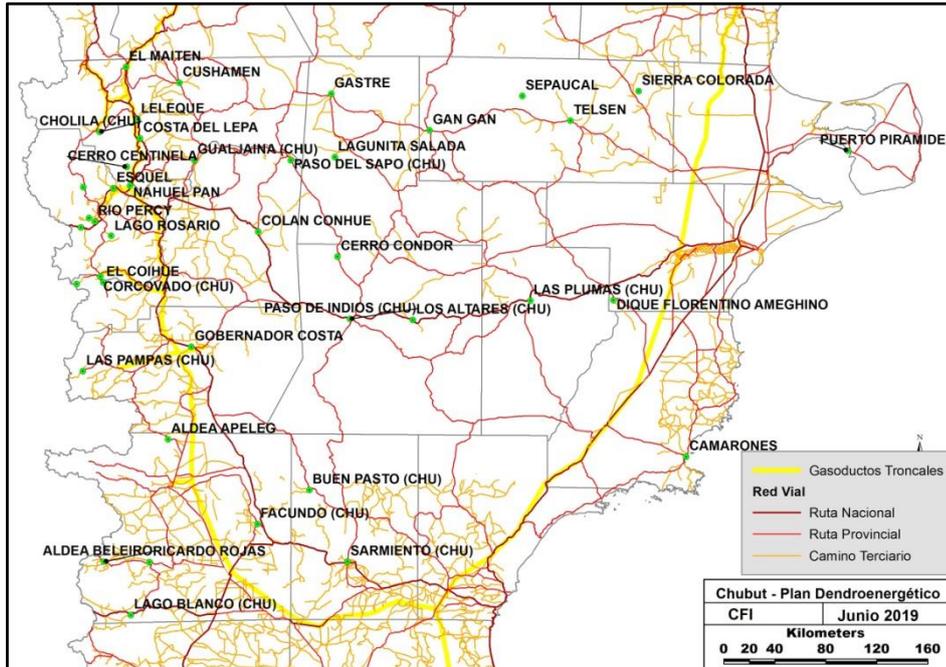
2.2.1 Ubicación y dimensionamiento de las poblaciones sin servicio de GN

En el siguiente plano se detalla la infraestructura de redes de gas natural y se identifican los núcleos urbanos fuera de la misma.

En los pueblos pequeños, tanto de la cordillera como de la meseta patagónica, las casas promedio se caracterizan por ser de pequeñas dimensiones. En general no superan los 100 m² y el tamaño de la casas media se encuentra en torno a 75 m².

En general la calidad de las viviendas desde el punto de vista térmico es deficiente, tanto en viviendas de protección social (IPVDU) como para casas de construcción privada.

Figura 2.2: localidades con al menos 1 edificio público fuera de red de GN



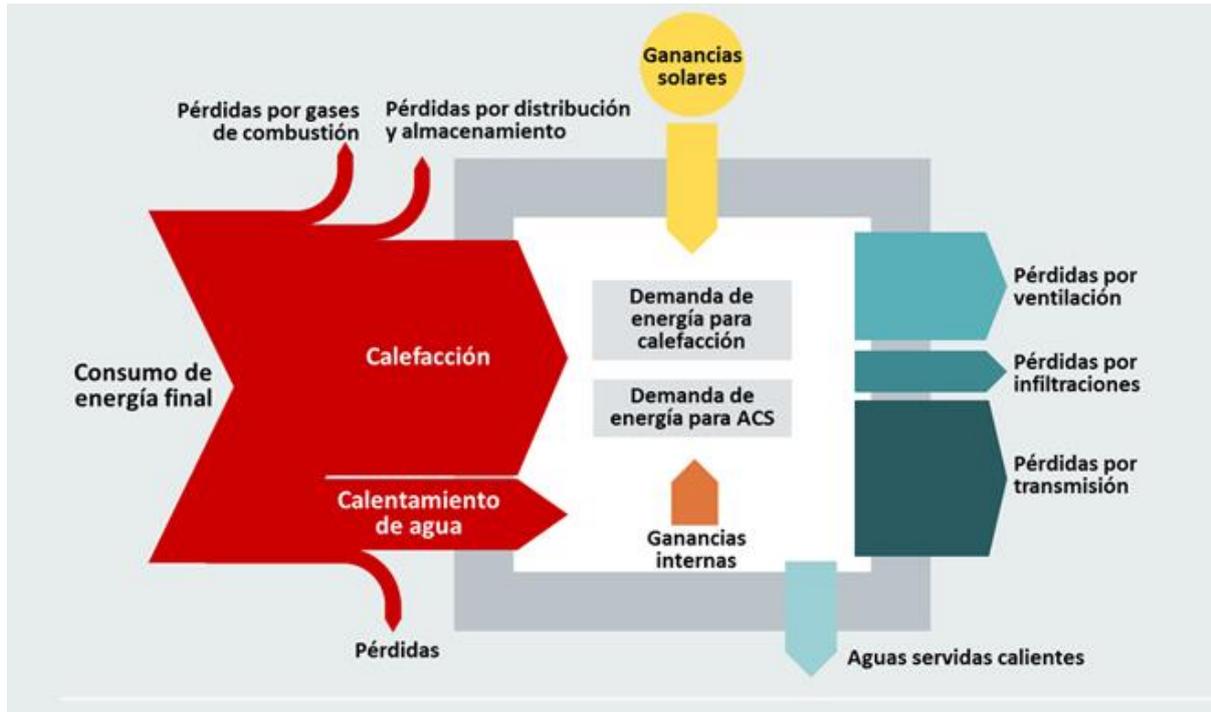
Fuente: elaboración propia

2.2.2 Metodología de trabajo para el dimensionamiento de demanda para calefacción.

Existen dos conceptos de base fundamentales para estimar los parámetros del proyecto en estudio: **la potencia** necesaria en las instalaciones de calefacción y el **consumo** esperable de combustible.

En general, la temperatura del aire basta para calificar el confort térmico siempre y cuando la humedad y la velocidad del aire y el calor radiante no influyan mucho en el clima interior. Esta temperatura se define en torno a 20 °C para calefacción. El objetivo de calefaccionar un espacio es garantizar esta temperatura. El proceso de calefaccionar supone adquirir la temperatura de confort y luego mantenerla. La cantidad de energía que se debe aportar a una casa para garantizar este proceso depende del volumen de la misma, las condiciones atmosféricas externas y las características de la edificación (envolvente) y su posición. Este conjunto de condiciones definen cómo se comportan los flujos positivos y negativos de energía de una casa. En general, los flujos negativos (pérdidas) dependen de la envolvente. Los flujos positivos pueden dividirse en activos y pasivo. Los pasivos son las ganancias solares o la irradiación desde otros edificios contiguos, cuando la casa no es aislada. Los flujos activos son los sistemas de calefacción. Las distintas componentes de los mismos se exponen en la figura 2.3.

Figura 2.3: flujo de energía térmica residencial aislada



Fuente: blender, 2015

La energía será entregada por algún tipo de equipamiento o solución tecnológica que combustionará la biomasa. Es fundamental que este equipo posea la capacidad de entregar la energía suficiente para garantizar la temperatura de confort en condiciones atmosféricas extremas esperables. Sobre la base de esta condición se define la potencia nominal del o los equipos para una edificación dada. Este cálculo debe adicionar a los requerimientos de la edificación, la eficiencia del sistema de distribución de calor a la misma.

La mayor parte del tiempo, los equipos de calefacción se encuentran operando a cargas mucho menores o menor cantidad de tiempo. Es fundamental entender el rango óptimo de trabajo en cada tecnología porque este valor define en buena medida la eficiencia de combustión. Sobre la base de estos conceptos se dimensiona el equipamiento de calefacción.

En el proceso de calefaccionar una edificación dada, la cantidad de energía que el equipo debe erogar es función, principalmente, de la variación en las condiciones atmosféricas externas. En función de estos valores y los patrones de uso de la edificación puede estimarse una curva de entrega de energía necesaria.

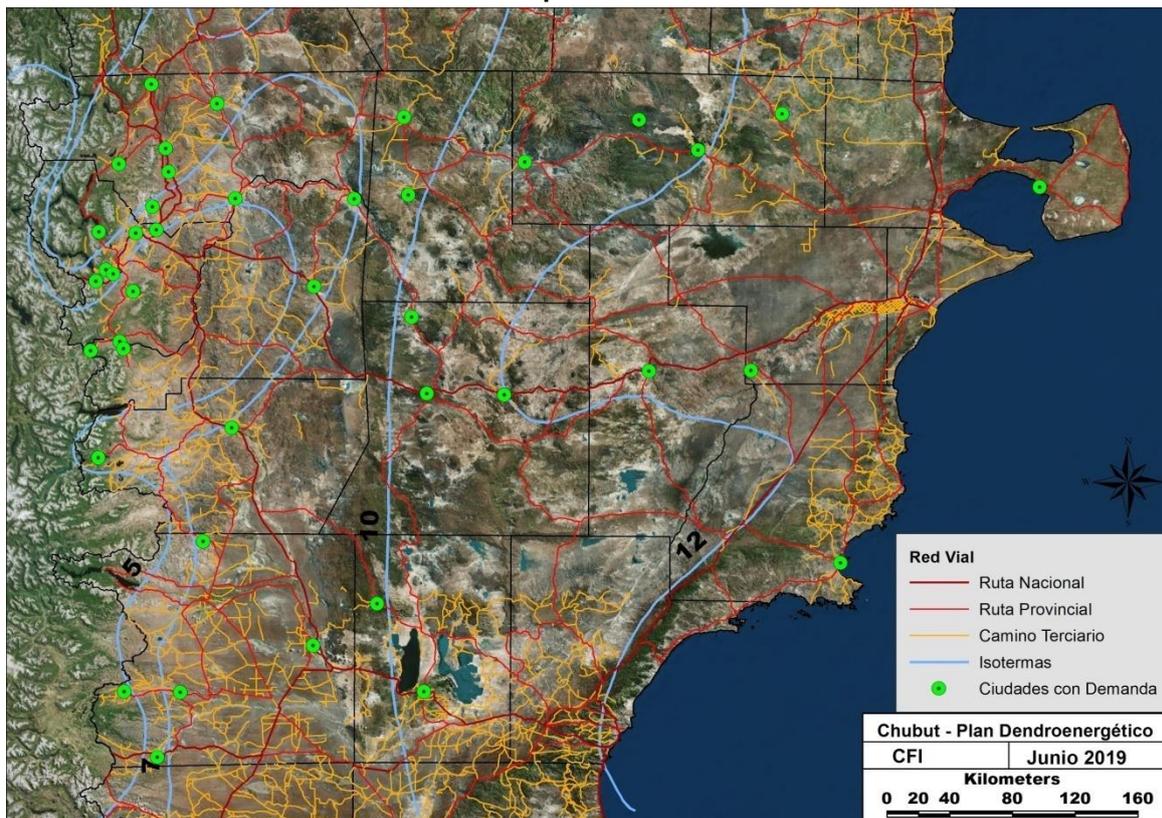
En función de la curva de entrega de energía, la eficiencia de combustión y la concentración energética del combustible, puede estimarse el volumen de energía que dicha instalación requiere.

2.2.2.1 Condiciones climáticas

Para la estimación de temperaturas se evaluaron todos los pueblos con simulaciones de marchas de temperatura con Weatherspark.

Sobre la base de esto se determinó que el comportamiento de las medias de temperatura es levemente distinto entre los pueblos de la estepa y los de la cordillera. Las principales diferencias se observan en la marcha diaria de la temperatura. Sin embargo, las temperaturas extremas son semejantes en toda la provincia (no así la percepción de las mismas).

Figura 2.4: mapa de isotermas (media anual) y principales ciudades con demanda no satisfecha por GN

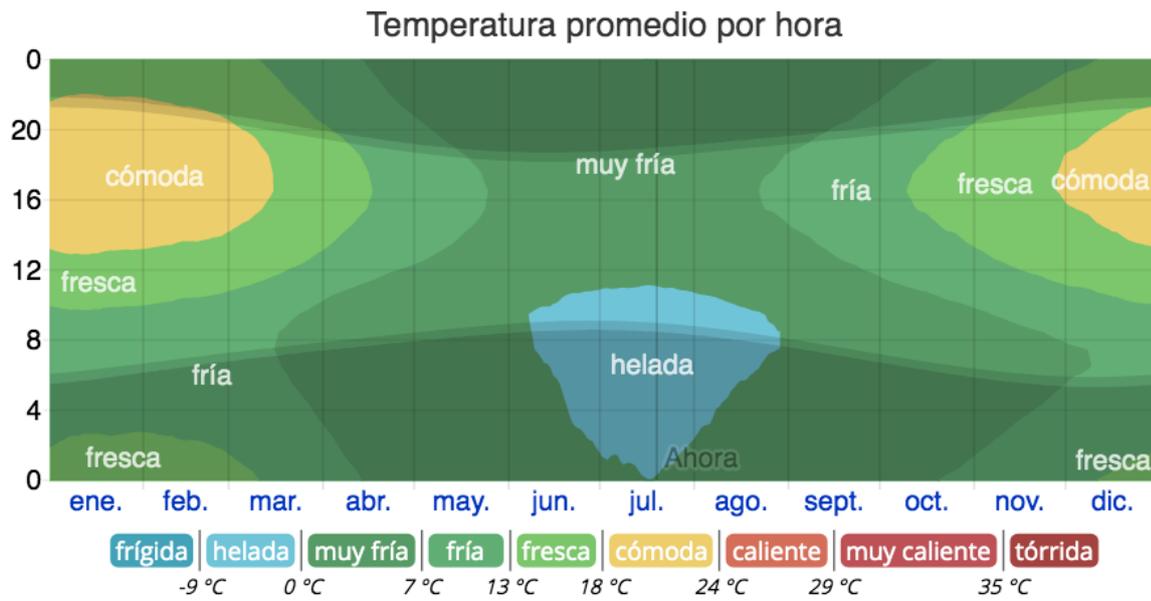


Fuente: elaboración propia

A modo de ejemplo, se presentan dos simulaciones bidimensionales de las condiciones climáticas reinantes en la localidad de Gastre y de Los Cipreses realizado con weatherspark.

En dicho gráfico se representan las condiciones de confort a lo largo del día en los distintos meses del año. Las franjas horarias sombreadas representan las horas de noche. Sobre la base de este análisis se definieron las temperaturas medias.

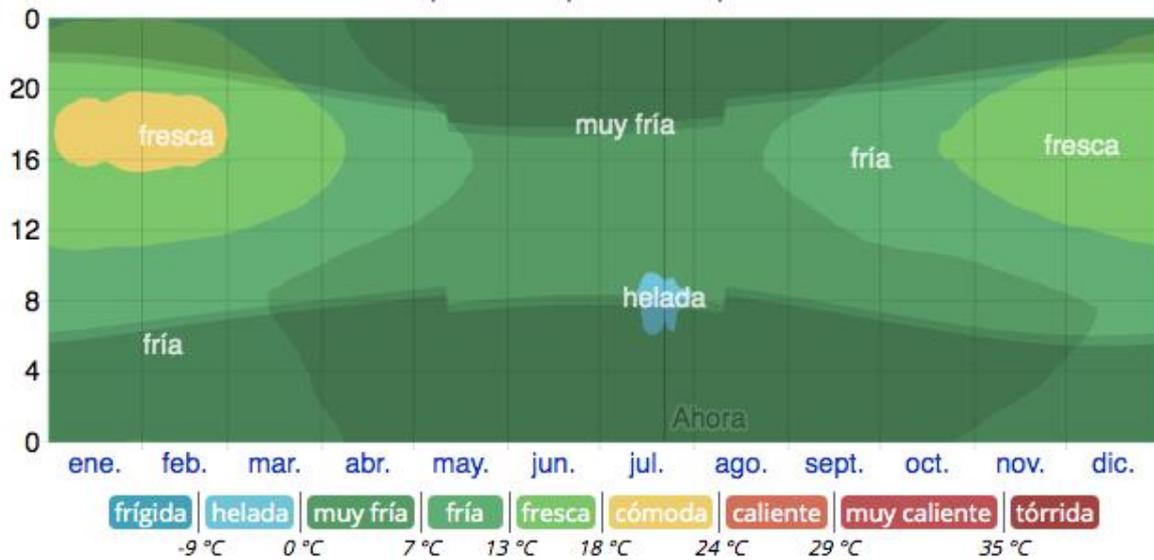
Figura 2.5: condiciones de confort a lo largo del día en GASTRE



La temperatura promedio por hora, codificada por colores en bandas. Las áreas sombreadas superpuestas indican la noche y el crepúsculo civil.

Fuente: realizado con weatherspark

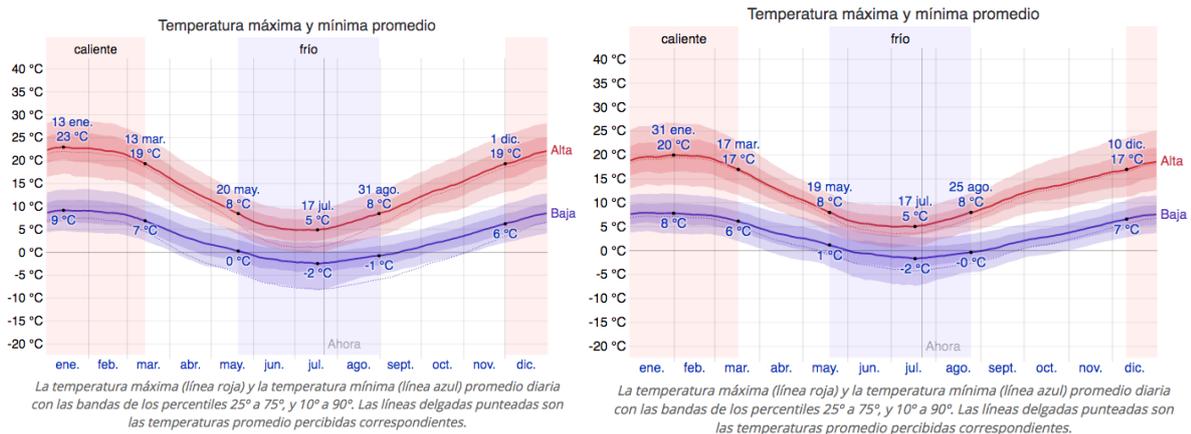
Figura 2.6: condiciones de confort a lo largo del día en Los Cipreses



La temperatura promedio por hora, codificada por colores en bandas. Las áreas sombreadas superpuestas indican la noche y el crepúsculo civil.

Fuente: realizado con Weatherspark

Figura 2.7: marcha promedio de las temperaturas máxima y mínima a lo largo del año en la cordillera (izq.) y en la meseta (der.) chubutense



Fuente: Servicio Meteorológico Nacional, 2018

A efectos del trabajo se tomó como temperatura media extrema para ambas localidades $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Se dividió el año en estaciones y se desarrolló un modelo considerando la temperatura media de cada trimestre en cordillera y en meseta.

2.2.2.2 Estimación de la potencia y el consumo de una casa promedio

De definió como casa promedio una casa de 75 m^2 cubiertos, de tres ambientes con un único baño. Esta es la casa promedio que realiza el IPVDU y las mismas representan la mayoría de las instalaciones detectadas en los pueblos visitados.

Para estimar la potencia de calefacción necesaria para una casa promedio se utilizó un método de cálculo de balance térmico simplificado para viviendas unifamiliares aisladas desarrollado por el centro de formación FORMATEC S.L. 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.m^2 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 m^2 ,
- factor A = se encuentra asociado con el tipo de ambiente (baño, cocina,

dormitorio, etc.) y sus unidades son 1/m²

- 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.

2.2.2.2.1 Dimensionamiento del sistema - potencia necesaria

Para el dimensionamiento, se hizo un cálculo de potencia de diseño en el que se utilizó una temperatura mínima media del mes más frío, -7 °C, tanto para cordillera como para meseta.

Tabla 2.1: cálculo térmico de una casa tipo

Diseño: Factor B= 1,35 (-7 °C) y Factor C=0,85 (aislación térmica regular)

Ambiente	Ancho m	Largo m	Sup. m ²	Fact. A	Pot. cálc. kcal/h
Sala de estar	5	6	30	95	3.270
Cocina	2,5	3	7,5	88	757
Baño interior	2	1,5	3	72	248
Dormitorio	4	4	16	86	1.579
Dormitorio	4	4	16	86	1.579
Áreas comunes	1	3	3	49	169
Superficie (m²)			75		
Potencia			(kcal/h)		7.602
			(kW)		8,84

Fuente: elaboración propia

Sobre la base de esta información se puede estimar que la potencia necesaria para calefaccionar una casa media es del orden de 8,84 kW, lo que implica 117 W/m². Este valor es razonable con la bibliografía que indica que el rango de potencia para calefacción varía entre 65 y 125 W/m² (IDAE, 2008). Posiblemente en muchas casas este valor esté sobreestimando las condiciones de la envolvente.

Para el cálculo de la demanda de invierno, media estación y verano, se utilizó una temperatura media respectivamente de:

- Cordillera: 4 °C, 12 °C y 20 °C.
- Meseta: 3 °C, 11 °C y 20 °C.

Este cálculo asume la demanda de energía que necesita el sistema para sostener la temperatura de confort en 21 °C.

Sobre la base de estos valores, se calculó la potencia necesaria. Dicha potencia multiplicada por el uso mensual determina la demanda. Para establecer la demanda máxima posible se puede asumir un uso de 24 h/día y 30,4 días/mes. Esto permite estimar la demanda máxima esperable de energía de calefacción.

2.2.2.2 Demanda máxima de Energía

Cordillera

Calefacción de invierno:

Factor B= 0,8 (4 °C temperatura media) y factor C=0,85 (aislación térmica aceptable)

- Potencia demandada: 5,24 kW
- Demanda de energía: 3.772 kWh/mes

Calefacción de otoño y primavera:

Factor B= 0,4 (12 °C temperatura media) y factor C=0,85 (aislación térmica regular)

- Potencia media demandada: 2,62 kW
- Demanda de energía: 1.886 kWh/mes

Calefacción de verano:

Factor B= 0,0 (20 °C temperatura media) y factor C=0,85 (aislación térmica regular)

- Potencia demandada: 0 kW
- Demanda de energía: 0 kWh/mes

Meseta

Calefacción de invierno:

Factor B= 0,8 (4 °C temperatura media) y factor C=0,85 (aislación térmica regular)

- Potencia demandada: 5,57 kW
- Demanda de energía: 4.007 kWh/mes

Calefacción de otoño y primavera:

Factor B= 0,4 (12 °C temperatura media) y factor C=0,85 (aislación térmica regular)

- Potencia demandada: 3,27 kW
- Demanda de energía: 2.357 kWh/mes

Calefacción de verano:

Factor B= 0,0 (20 °C temperatura media) y factor C=0,85 (aislación térmica regular)

- Potencia demandada: 0 kW
- Demanda de energía: 0 kWh/mes

Sobre la base de estos cálculos se estima que el consumo anual en energía térmica en una casa tipo de 75 m² es del orden de 22.630 kWh/año en la cordillera y 26.170 kWh/año en la meseta. Para ambas locaciones la potencia que debe tener el equipamiento de calefacción para esta casa es de 8,84 kW. En todos los casos se plantea un coeficiente de seguridad de 20% por encima del consumo esperable.

Asumiendo que la eficiencia de combustión de estos equipos es del orden de 80%, el consumo máximo en la cordillera en equivalente de chips es de 8.100 kg/año.casa y en el caso de pellets de 6.230 kg/año.casa; y en la meseta, el consumo máximo de chips es de 9.370 kg/año.casa y en el caso de pellets de 7.212 kg/año.casa.

En general se considera adecuado un consumo de 80 kg/m² de pellets por año (IDAE, 2009). En este caso el consumo indica 83 kg/m² y 96 kg/m², lo que es razonable considerando la extensión del periodo frío en ambas locaciones y la mala calidad constructiva de la vivienda promedio.

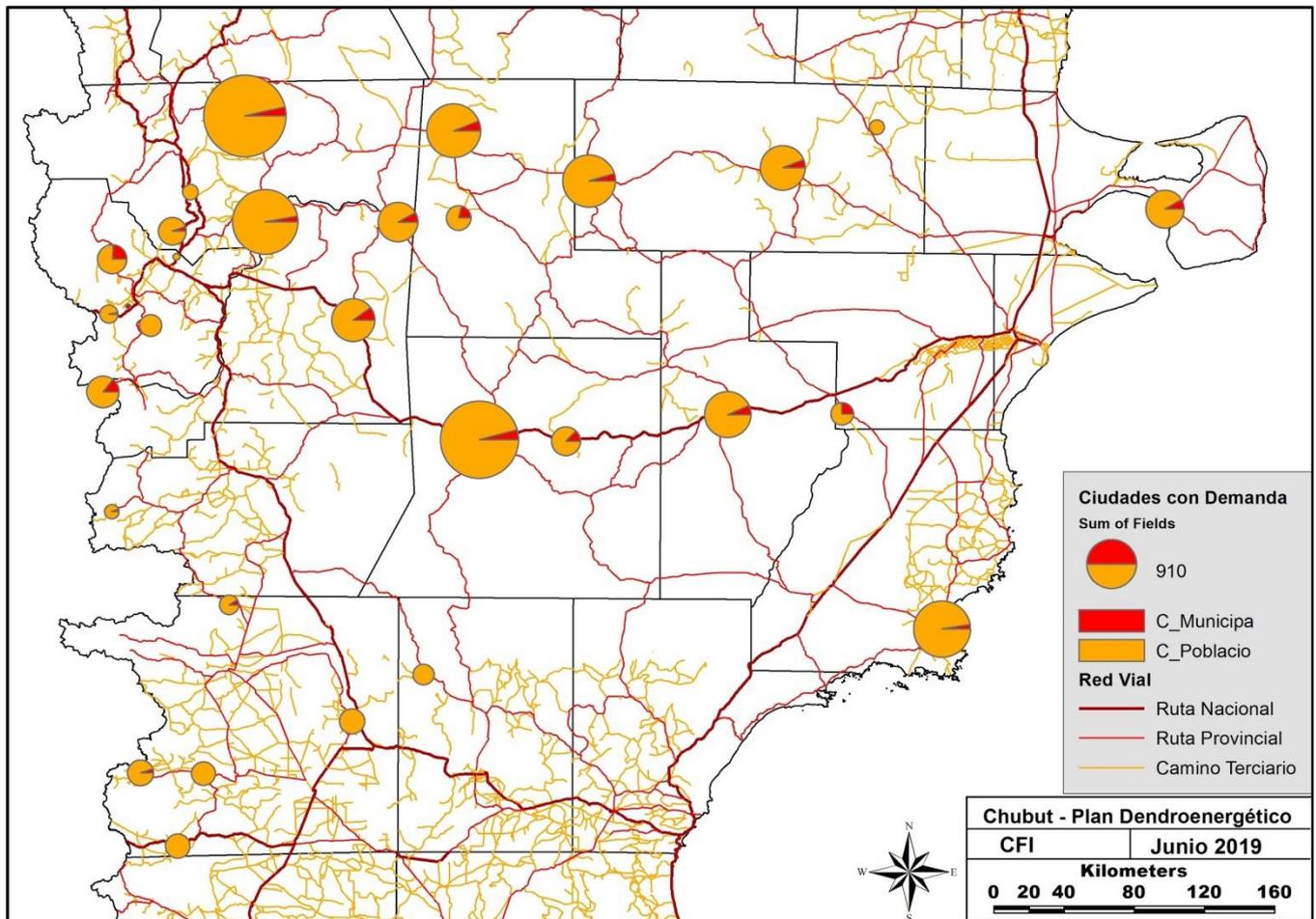
Estos valores asumen la existencia de un sistema que permite regular correctamente la temperatura. En la medida que se dispongan de sistemas de calefacción con termostatos (aire acondicionado, caldera central con losa radiante o radiadores, calventores o estufas a pellets con forzadores y termostato) esto es posible.

Se ha definido un patrón de consumo y una demanda de energía asociada al mismo. En la práctica, el patrón real de consumo de combustible depende de la cantidad de horas de permanencia en las casas y la temperatura de confort que se defina en el equipo.

En zonas donde se dispone de leña como combustible principal, luego de volver del trabajo se requiere "calentar" la casa: se enciende la estufa a alta carga y se busca saturar rápidamente el ambiente con calor. En cambio, en zonas donde hay gas natural la gente deja una calefacción de base durante todo el día, por lo cual no es necesario este golpe de calor para vencer la inercia térmica.

En el caso de adoptarse calefacción con pellets es posible dejar la casa con una calefacción a baja potencia. Esto implica un patrón de conducta nuevo, que debe adquirirse, por lo que es difícil estimar si efectivamente ocurrirá. En caso contrario el consumo diario debe restarse, lo que implica cerca de un 35% de ahorro de energía de acuerdo con los consumos propuestos (y disponer de un servicio de menor calidad).

Figura 2.8: consumo potencial (en equivalentes pellets) de consumo doméstico (C_Población) y de edificios municipales (C_Municipal)



Fuente: elaboración propia

2.2.2.3 Estimación de la potencia y el consumo de una gran superficie

En el caso de las grandes superficies, nos referimos a escuelas, hospitales, edificios municipales, SUMs, piletas municipales, etc.

Este tipo de edificaciones normalmente pertenecen al Estado: en el caso de comisarías, dependencias de justicia, escuelas y hospitales al estado provincial; en el caso de salones de uso múltiple y edificios locales al municipio.

En todas las instituciones públicas las dimensiones y calidad constructiva de los edificios determinan la potencia de calefacción necesaria. Sin embargo, los patrones de consumo son muy variables y dependientes del régimen de uso.

En el caso de las escuelas hay varios componentes: el régimen de clases (estación normal o contra estación), si poseen o no régimen de internado, la lógica de calefacción de la institución (total o parcial), si se realizan o no comidas.

En el caso de los hospitales o salas sanitarias el consumo de gas depende de

la lógica de calefacción de la institución y la existencia de viviendas asociadas, siendo el resto de los factores indistintos. Lo mismo ocurre con las instituciones de seguridad y justicia.

Por esta razón, **no es viable estimar el patrón de consumo esperable sobre la base de las condiciones edilicias y se estimará sobre la base del consumo actual de las mismas.** Esta aproximación siempre tenderá a sobreestimar el consumo debido a que incluye otros usos del gas - como la cocción o la generación de agua caliente sanitaria.

Para el cálculo de **potencia** es necesario poseer información detallada de la superficie de los edificios y las condiciones de infraestructura. Estos datos deberían haber sido provistos por la provincia. Sin embargo, por condiciones coyunturales de la provincia los datos no fueron entregados a lo largo de toda la asistencia técnica.

No tiene sentido estimar un cálculo de potencia necesaria en forma genérico para la provincia sin disponer de datos concretos de la infraestructura. En el apartado específico de los casos de evaluación se tomará una localidad y se realizará el análisis en profundidad. Estos datos podrán ser tomados como información de referencia.

Sin disponer de datos de potencia no pueden estimarse inversiones y tampoco definir viabilidad. Por esta razón el cálculo que se presentará será el ahorro anual potencial por institución. Este valor permitirá estimar cual es la inversión posible.

En relación al consumo, se parte de la base que el GLP comercial posee un poder calorífico inferior de 11.900 kcal/kg. En general dicho combustible se usa con sistemas de calefacción de tipo tiro balanceado. Este tipo de calefactores presenta en general alta seguridad y bajo costo de inversión. Según la norma vigente, deben poseer una eficiencia de combustión superior al 65% (NAG 315, 1995). Normalmente, los equipos de **gas natural poseen una eficiencia cercana al 95%**¹ mientras que los equipos de biomasa normalmente se encuentran entre 85% y 93% dependiendo de varios factores. Esto implica que el consumo será levemente superior en el caso de biomasa por unidad de energía entregada. Se tomará como **eficiencia de combustión para la biomasa 85%** a efectos de ser conservadores en los cálculos.

Sobre la base de estos valores se estableció el coeficiente de sustitución de biomasa por GLP. entre combustibles como sustitutos.

$$\text{x ton Biomasa} = \frac{1 \text{ ton GLP} * \text{PCI GLP} * \text{ef. comb GLP}}{\text{PCI Biomasa} * \text{ef. comb. Biomasa}}$$

¹ Existe mucha bibliografía que plantea que las eficiencias son menores en la gran mayoría de los artefactos que se comercializan en nuestro país, donde los estándares de eficiencia de los equipos son en general malos.

Asumiendo un valor de 3.000kcal/t para chips y de 3.900kcal para pellets, el coeficiente es 3,4 para pellets y 4,2 para chips. Esto implica que en promedio para sustituir una tonelada de GLP se necesitan 4,2 toneladas de chips o 3,4 toneladas de pellets.

En paralelo, se asume que el 90% del combustible se utiliza para calefacción y el 10% restante se utiliza para ACS y para cocción. Esto debe ser tomado en cuenta cuando se analiza el volumen a sustituir.

Sobre la base de estos coeficientes y los consumos promedio de los últimos años de las instituciones, afectados por el coeficiente de calefacción, se pueden realizar estimaciones de consumo y variabilidad del mismo.

2.2.3 Escenario actual de abastecimiento de energía: combustibles, costos y servicios

Cada uno de los combustibles, independientemente del costo, posee otros aspectos que deben ser tomados en cuenta, los mismos son: confort de uso, seguridad, valorización social, confiabilidad, tipo de “solución” que ofrecen (calefacción, agua caliente sanitaria y/o cocción). En el presente apartado se considerará el costo y el resto de los aspectos.

En el siguiente cuadro se resumen las características de los distintos insumos y su aplicación. El cuadro incluye casos medios con valores 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.

Es importante destacar que el costo calculado (USD/kW) incluye la eficiencia de combustión de los distintos combustibles.

Tabla 2.2: características de los distintos insumos energéticos disponibles en la región - fuera de red de GN

Insumo	Distribución	Costo unidad comercial	Costo USD/kW	Uso			Percepción del usuario
				ACS	Calefacción	Cocción	
GLP	Distribuidores locales e YPF para el GLP en zepelín	1,0 USD/kg	0,093	Sí	Sí	Sí	Confortable, pero muy costoso.
Leña	Leñeros locales	27,8 USD/m ³	0,082	NO	Sí	Marginal	Poco confortable, poco confiable y costoso.
Electricidad ²	Cooperativas o DGSP	CV 3,720 \$/kWh CF 538 \$/mes CF+V=4,02 \$/kWh	0,094	Sí	Sí	Marginal	Confortable, costoso y conflictivo en caso de corte de luz.
Red de GLP indiluido	Camuzzi	7,08\$/m ³ + \$400 de cargo fijo	0,019	Sí	Sí	Sí	Se encuentra muy subsidiado, y presenta un alto costo de inversión.

Fuente: elaboración propia sobre datos recabados durante el trabajo de campo

Para el cálculo de **los costos**, en todos los casos, se tomó como tipo de cambio 43 \$/USD.

- Para el cálculo del costo de **energía eléctrica** 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 consumo de **GLP** para calefacción se calculó asumiendo que dicha casa utiliza un zepelín de GLP propano-butano a un costo de 1.000 USD/t y una eficiencia de combustión de 90% y un poder calorífico inferior (PCI) de 12.000 kcal/kg.
- El consumo de **leña** para calefacción se calculó asumiendo un valor de leña de 27,8 USD/m³ (sin IVA) y que la eficiencia del sistema de calefacción es de 50%, una densidad de 350 kg/m³ y un PCI de 2.100 kcal/kg. Este valor es un promedio de distintas leñas y presupone que un 30% de la leña es aportada por plan calor.
- Las redes de **GLP indiluido** son un caso particular. El fluido y el servicio se encuentra subsidiado por Camuzzi y los estados provinciales y municipales subsidian las instalaciones. Si bien el servicio es más económico que los otros servicios no ha tenido gran aceptación. Esto se debe en algunos casos a los costos fijos y en otros a una teórica mala

²Para el cálculo comparativo promedio se tomó como referencia el costo por calefacción de una casa de 75 m² en invierno con buena aislación térmica. El consumo de esta casa se estimó en 1.800 kWh/mes promedio y se prorrato el costo fijo por este valor para obtener el costo promedio fijo + variable por kWh. (CF+V)

calidad de suministro. En todos los casos las inversiones en la adaptación de las viviendas se han realizado, en general, con el apoyo del Estado.

En relación a los **modelos de consumo** por tipo de usuario, los mismos difieren entre hogares y grandes superficies.

El modelo más frecuente de consumo en los **hogares fuera de la red de gas natural** es: GLP para cocción, calefacción con leña (reforzada con equipos eléctricos) y provisión de agua caliente sanitaria con termotanque eléctrico o a GLP. En algunas localidades se detectó un uso muy relevante de acondicionadores de aire.

En el caso de las **grandes superficies** todas las instituciones provinciales se encuentran provistas con gas licuado de propano (GLP). Cada ministerio se ocupa de la provisión de combustible por lo que son demandas independientes y gestiones independientes que se pagan desde distintas dependencias ministeriales. Esto implica que los usuarios no tienen noción real de cuál es el costo del servicio que utilizan, lo que se ve reflejado en los patrones de uso. Es frecuente encontrar edificaciones que regulan la temperatura de los ambientes abriendo las ventanas o puertas. No hemos encontrado dependencias provinciales con calefacción con estufas a leña o electricidad.

En el caso de las dependencias municipales, la gran mayoría de las instalaciones que tienen GLP se encuentran sin combustible por imposibilidad de pago y actualmente utilizan leña o calefacción eléctrica. Los costos de combustible son equivalentes a los costos domésticos, la principal diferencia es que las instituciones públicas logran que el suministro se realice aun cuando no se encuentre pago el servicio.

A continuación se hará un breve resumen en relación a la percepción de los insumos energéticos. La electricidad es considerada como un insumo barato y confiable, aunque no se ha extendido en forma estructural a la calefacción y muchos usuarios plantean que los acondicionadores de aire afectan su salud. En la mayoría de los pueblos bajo estudio la generación de energía eléctrica se realiza con usinas térmicas base diésel. Dichos equipos poseen muy altos costos de generación y se encuentran ampliamente subsidiados, por esta razón los usuarios perciben esta estrategia como “económica y confortable”, pero en la realidad es indubitablemente la forma más onerosa de calefaccionar dichas casas.

La leña, aún cuando es el combustible principal por usos y costumbres, es percibida por la gente como un combustible poco confortable que demanda mucho trabajo. Algunos aspectos como el “olor a humo” en la ropa, asociado a cierto desprestigio social, o la necesidad de alimentar la estufa durante la noche fueron los

aspectos reportados como más molestos. Esto es consistente con resultados reportados en trabajos de FAO. La leña y su manejo, en todos los casos, representa un trabajo que ocupa cerca de dos horas diarias en la vida cotidiana de cada casa en invierno y una en otoño y primavera. Las tareas asociadas son: recibir la leña, ingresarla, guardarla, hacharla, alimentar el dispositivo de calefacción y remover las cenizas. Todo el mundo concuerda en que preferiría no hacerlo y estaría dispuesto a cambiar de sistema en función del costo y la confiabilidad del nuevo. (Gauto, 2016)

En general la leña representa una porción relevante de la estructura de costos en las casas. El promedio de consumo de leña por año reportado fue de 40 m³ con máximos de 100 m³ y mínimos de 20 m³. Estos resultados surgen de estimaciones de los pobladores siendo relativamente altos en comparación con los resultados reportados para localidades de Chile de la misma latitud, aunque consistentes con las bajas condiciones de aislación térmica de las casas. Dependiendo del hogar, la leña se obtiene de un proveedor o se recolecta y una parte se obtiene del Plan Calor. En general, cuando se dispone de recursos, la gente opta por comprar la leña, siendo su recolección una decisión asociada a momentos de escasez de recursos económicos.

En paralelo, es importante destacar que entre los distintos tipos de leña existen distintas apreciaciones sobre su calidad como combustible y comodidad de uso:

- Leña de nativas (ñire): en general se considera el mejor tipo de leña, y la de mayor valor, debido a su mayor densidad, que impacta en un mayor tiempo de combustión (donde existen restricciones en la dimensión de la cámara de combustión esto es muy relevante).
- Madera de Sauce: al ser una madera más liviana, su poder calorífico por m³ es mucho menor, determinando que sea necesario cargar la estufa más seguido que con las nativas.
- Leña de pinos: en cuanto a densidad se encuentra en una situación intermedia a las anteriores, pero posee resinas que pueden obstruir las chimeneas. Por este motivo, requieren un mayor mantenimiento (limpieza) y no puede utilizarse en estufas que tengan mal diseñado el tiraje.

2.2.4 Identificación de grandes superficies fuera de red de GN: escuelas, hospitales, etc.

Existen dos tipos de grandes superficies fuera de la red de GN, que por su distribución, importancia y factor de uso se consideraron de gran relevancia: dependencias del sistema de salud y dependencias del sistema educativo. Existen también dependencias del sistema de seguridad y municipales (comunas, SUM, gimnasio, etc.), pero en general no son grandes superficies o no tienen uso continuo.

En el caso de las edificaciones de salud existen 39 edificios y 24 casas de personal de salud (identificadas como tal). Este valor surge de las instalaciones de provisión de GLP identificadas, lo que no implica que es frecuente que existan casas de médicos y personal de salud adicionales cuyo consumo esté unificado con el del edificio principal de la localidad.

Tabla 2.3: listado de edificaciones por localidad distinguiendo viviendas y edificaciones de servicio

<i>Localidad</i>	<i>Edificación</i>	Hospital/sala	Vivienda
ALDEA APELEG	HOSPITAL ALDEA APELEG	2	
ALDEA BELEIRO	HOSPITAL ALDEA BELEIRO	1	
BUEN PASTO (CHU)	HOSPITAL VIVIENDA BUEN PASTO	1	
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL BUEN PASTO		1
CARRENLEUFU (CHU)	HOSPITAL CARRENLEUFU	1	
	PUESTO SANITARIO CERRO		
CERRO CENTINELA	CENTINELA	1	
CERRO CONDOR	HOSPITAL CERRO CONDOR	1	
	SECRETARIA DE SALUD	1	
CHOLILA (CHU)	HOSPITAL LAGO RIVADAVIA	1	
COLAN CONHUE	HOSPITAL ALDEA EPULEF	1	
	HOSPITAL COLAN CONHUE	1	
	VIV ENFERMERÍA COLAN CONHUE		1
	VIV TUTELADAS COLAN CONHUE		1
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL		
CUSHAMEN	CUSHAMEN	1	
	CASA 1 MEDICOS DIQUE F.		
DIQUE FLORENTINO AMEGHINO	AMEGHINO		1
	HOSPITAL DIQUE F. AMEGHINO	1	
	VIV OFICIAL DIQUE AMEGHINO		1
	VIVIENDA OFICIAL - DIQUE		
	AMEGHINO		1
EL MAITEN	CENTRO DE SALUD VUELTA DEL RÍO	1	
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL		
FACUNDO (CHU)	FACUNDO	1	
GAN GAN	CASA DE MÉDICOS GAN GAN		1
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL GAN GAN	1	
	VIVIENDA MEDICO OFICINAL GAN GAN		
	GAN		1
GASTRE	HOSPITAL GASTRE	1	
	VIVIENDA DIRECTOR GASTRE		1
GOBERNADOR COSTA	HOSPITAL GOBERNADOR COSTA	1	
GUALJAINA (CHU)	CASA DE MÉDICOS GUALJAINA (2)		1
	CASA DOCTORA GUALJAINA		1
	HOSPITAL DE GUALJAINA	1	
LAGO BLANCO (CHU)	HOSPITAL DE LAGO BLANCO	1	
	VIV MEDICO LAGO BLANCO		1
LAGO ROSARIO	HOSPITAL LAGO ROSARIO	1	
LAGUNITA SALADA	DISPENSARIO LAGUNITA SALADA	1	
	HOSPITAL DE LAGUNITA SALADA	1	
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL LAS		
LAS PAMPAS (CHU)	PAMPAS	1	
LAS PLUMAS (CHU)	HOSPITAL EL MIRASOL	1	
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL LAS PLUMAS	1	
	VIVIENDA OFICIAL LAS PLUMAS		1
LOS ALTARES (CHU)	CENTRO DE SALUD LOS ALTARES	1	
LOS CIPRESES (CHU)	PUESTO SANITARIO LOS CIPRESES	1	
no identificada			5
PASO DE INDIOS (CHU)	HOSPITAL PASO DE INDIOS	1	

Consejo Federal de Inversiones
Plan de Aprovechamiento de residuos dendroenergéticos - Chubut
- 2019 -

PASO DEL SAPO (CHU)	VIVIENDA MEDICOS PASO DE INDIOS		1
	CASA DEL DIRECTOR PASO DEL SAPO		1
	HOSPITAL PASO DEL SAPO	1	
PUERTO PIRAMIDES	HOSPITAL DE PUERTO PIRÁMIDES	1	
RICARDO ROJAS	HOSPITAL RICARDO ROJAS	1	
RIO PERCY	PUESTO SANITARIO EL PEDREGOSO	1	
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL RÍO PERCY	1	
SARMIENTO (CHU)	HOSPITAL DE SARMIENTO	1	
SEPAUCAL	HOSPITAL SEPAUCAL	1	
TELSEN	NUEVO HOSPITAL TELSEN	1	
	SECR. DE SALUD-HOSPITAL DE TELSEN	1	
	VIVIENDA MEDICO TELSEN		1
	VIVIENDAS MÉDICOS TELSEN 954814		1
	VIVIENDAS MÉDICOS TELSEN MAT 16477		1
	VIVIENDAS MÉDICOS TELSEN MAT 2923		1
V.FUTALAUQUEN	PUESTO SANITARIO FUTALAUQUEN	1	
Suma total		39	24

Fuente: elaboración propia en base a información del ministerio de salud provincial

En relación a las escuelas existe un total de 52 establecimientos y 49 casas o núcleos de casas de maestros. En este segmento existe una figura importante que son las aldeas escolares que son núcleos compactos de casas que se han desarrollado alrededor de escuelas rurales. La existencia de electricidad generada en grupos electrógenos para las escuelas han promovido este tipo de desarrollo (son 14 aldeas).

Tabla 2.4: listado de edificaciones del ministerio de educación por localidad

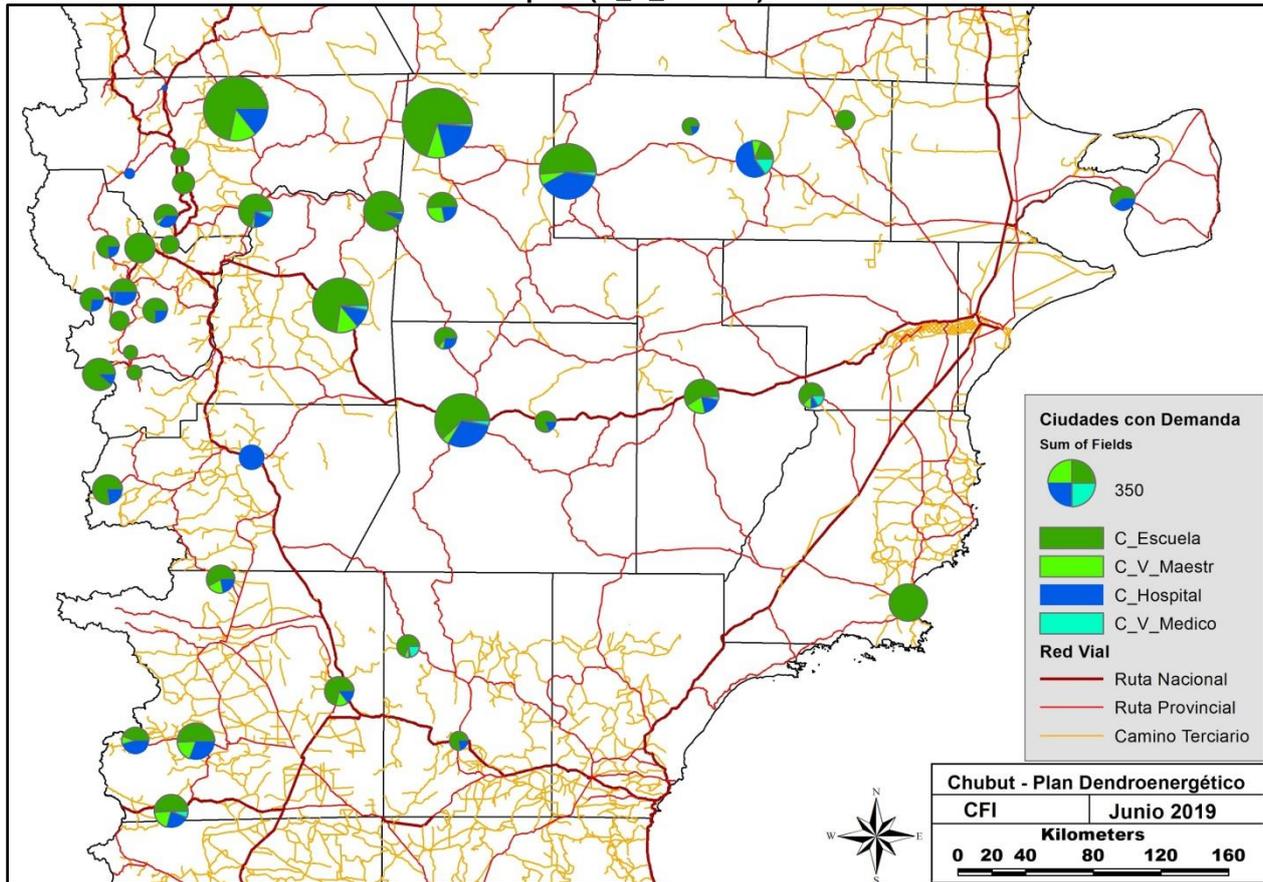
LOCALIDAD		Escuelas	Viviendas
ALDEA APELEG	Escuela 127	1	
	Vivienda 127		1
ALDEA BELEIRO	Escuela 71	1	
	Vivienda 71		1
ALDEA ESCOLAR	Escuela 96	1	
BUEN PASTO (CHU)	Escuela 102	3	
	Vivienda 102		1
CAMARONES	Escuela 16	1	
CARRENLEUFU (CHU)	Escuela 10	2	
CERRO CENTINELA	Escuela 113	1	
	Vivienda 113		1
CERRO CONDOR	Escuela 31	1	
	Vivienda 31		1
COLAN CONHUE	Escuela 129	1	
	Escuela 79	1	
	Vivienda 129		1
	Vivienda 79		3
CORCOVADO (CHU)	Escuela 131	1	
	Escuela 557	1	
COSTA DEL LEPA	Escuela 99	1	
CUSHAMEN	Escuela 38	1	
	Escuela 59	1	
	Escuela 60	1	
	Escuela 67	1	
	Escuela 69	1	
	Escuela 7709	1	

Consejo Federal de Inversiones
Plan de Aprovechamiento de residuos dendroenergéticos - Chubut
- 2019 -

	Vivienda 38		3
	Vivienda 59		3
	Vivienda 69		4
DIQUE FLORENTINO AMEGHINO	Escuela 56	1	
	Vivienda 56		2
EL COIHUE	Escuela 58	1	
ESQUEL	Escuela	1	
FACUNDO (CHU)	Escuela 70	1	
	Vivienda 70		2
GAN GAN	Escuela 33	1	
	Escuela 63	1	
	Vivienda 30		1
	Vivienda 33		1
	Vivienda 63		1
GASTRE	Escuela 128	1	
	Escuela 212	1	
	Escuela 30	2	
	Escuela 62	1	
	Vivienda 212		2
	Vivienda 30		2
	Vivienda 906		1
GUALJAINA (CHU)	Escuela 137	2	
	Escuela 29	1	
	Escuela 74	1	
	Vivienda 74		1
LAGO BLANCO (CHU)	Escuela 94	1	
	Vivienda 38		1
	Vivienda 94		2
LAGO ROSARIO	Escuela 114	1	
LAGUNITA SALADA	Escuela 117	1	
	Vivienda 117		2
LAS PAMPAS (CHU)	Escuela 97	1	
LAS PLUMAS (CHU)	Escuela 118	1	
	Escuela 77	1	
	Vivienda 77		3
LELEQUE	Escuela 90	1	
LOS ALTARES (CHU)	Escuela 6	1	
LOS CIPRESES (CHU)	Escuela 98	1	
NAHUEL PAN	Escuela 107	1	
PASO DE INDIOS (CHU)	Escuela 15	1	
	Escuela 777	1	
	Vivienda 777		2
PASO DEL SAPO (CHU)	Escuela 134	1	
	Escuela 86	1	
PUERTO PIRAMIDES	Escuela 87	1	
RICARDO ROJAS	Escuela 73	1	
	Vivienda 73		4
RIO PERCY	Escuela 188	1	
SARMIENTO (CHU)	Escuela 135	1	
SEPAUCAL	Escuela 92	1	
SIERRA COLORADA	Escuela 208	1	
TELSEN	Escuela 95	1	
	Vivienda 95		3
V.FUTALAUQUEN	Escuela 25	1	
Suma total		59	49

Fuente: elaboración propia en base a la información del ministerio de educación provincial

Figura 2.9: plano consumo potencial (en equivalentes pellets) en Escuelas (C_Escuela), Viviendas de maestros (C_V_Maestro), Hospitales (C_Hospital) y Viviendas de personal de hospital (C_V_Medico)

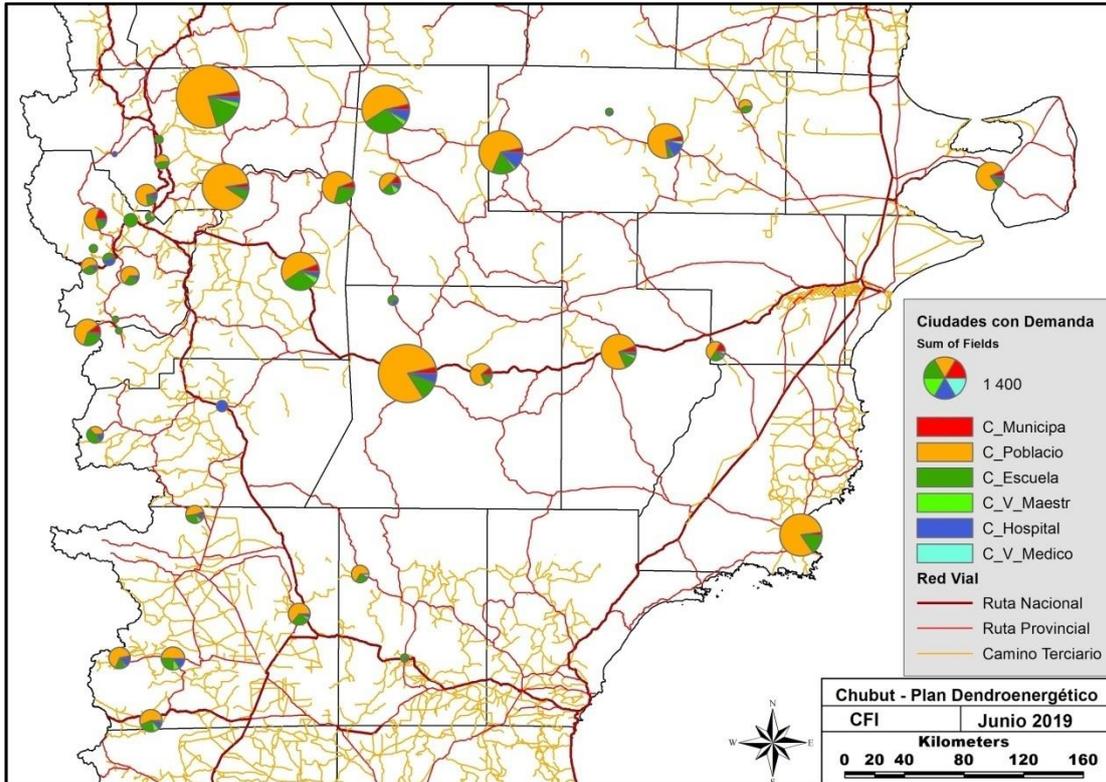


Fuente: elaboración propia

2.3 Estimación de consumo actual

Para el consumo de energía para calefacción se diferenciaron las grandes demandas y las demandas privadas (domésticas) por separado. Luego se integraron ambas y se lo agrupó espacialmente.

Figura 2.10: consumo potencial (en equivalentes pellets), agrupado por localidad



Fuente: elaboración propia

Desde el punto de vista del desarrollo, es fundamental identificar quienes son los clientes objetivo del proyecto. Las grandes demandas son estatales por lo que su inclusión como consumidores de biomasa depende de una decisión de planificación provincial. En este tipo de demandas, el cliente y el usuario no son necesariamente el mismo -el cliente son los Ministerios y los usuarios son las distintas escuelas, Hospitales, salas de salud o viviendas del personal de las distintas instituciones, etc. En este sentido, los acuerdos son con los clientes, debiendo lograr consensos con los usuarios. Estas grandes superficies son los grandes consumidores que permiten rápidamente garantizar una escala de demanda y, de este modo, de producción.

En contraste, las demandas individuales privadas son distribuidas y cada usuario es un cliente. Por esta razón es fundamental entender cuáles son sus motivaciones y definir una estrategia de cambio tecnológico que sea acorde con sus intereses, necesidades y posibilidades. Sin embargo, la curva de incorporación de tecnología de este tipo de usuarios determinan que difícilmente logren alcanzar una escala de demanda en el corto plazo. La falta de economía de escala en una primer instancia, determinará que no se pueda sostener esta oferta de forma exclusiva de manera confiable.

2.3.1 Aproximación tecnológica por usuario

Se parte de la base que la calefacción doméstica se abastecerá con pellets, independientemente del sistema de combustión utilizado. Esto se fundamenta en dos aspectos:

- El primero es que las tecnologías de calefacción que utilizan chips como combustible requieren una escala superior a la presente en las casas promedio de la provincia. En general, esto se subsana realizando sistemas de calefacción centralizada. En estos casos es posible utilizar chips sin problema. La principal limitante que poseen estos sistemas para su implementación en la provincia es que requieren una madurez de mercado que no existe actualmente. Esta madurez implica confianza en la tecnología que permita afrontar inversiones y desarrollar proveedores.
- El segundo aspecto es que los pellets son operativamente más cómodos de distribuir debido a la posibilidad de embolsarlos en paquetes homogéneos impermeables de alta densidad y fáciles de transportar.

En relación a la tecnología esperable a aplicar, debido a la baja calidad constructiva promedio, los sistemas de calefacción basados en artefactos a baja temperatura no son recomendables (radiadores o losas radiantes). Posiblemente la tecnología que posee mayor potencial para su difusión masiva sean las estufas de pellets de alta potencia. Idealmente se asume que se utilizarán equipos con termostato y forzador de aire. Las mismas garantizan buena eficiencia de uso del combustible, son relativamente económicas y poseen la capacidad de erogar grandes cantidades de energía en forma instantánea lo que resulta un activo al asemejarse a los equipos actuales. La adopción de este tipo de tecnologías, por sí misma, representa una mejora considerable de eficiencia frente al escenario de base de calefacción actual y un incremento sustancial de calidad de vida para los usuarios frente a la leña.

De cualquier manera se parte de la base que la eficiencia de este tipo de equipos es del 90%, y este dato es el que se tomará para los cálculos de requerimientos de biomasa.

El cálculo de la calefacción de edificios públicos se planteará, sobre la base del consumo actual y una eficiencia de proceso global. Con estos datos se estimará una demanda equivalente de biomasa. En términos generales la eficiencia global de un sistema de caldera central con distribución de calefacción que utilice agua como vector puede poseer ciertas pérdidas de calor que disminuyan la eficiencia global. De esta forma, se considerará una eficiencia global del 90% para sistemas base GLP, y de un 85% para sistemas basados en biomasa.

En grandes edificios, calefacción basada en un sistema de estufas a pellets independientes implica mayor trabajo y dedicación para los usuarios, y no es comparable con un sistema centralizado que presenta mayor confort y condiciones de operación semejantes a las actuales. Este sistema, no obstante es de menor inversión y puede ser rápidamente adoptado como un sistema de apoyo o transición.

En general los edificios públicos tienden a encontrarse nucleados espacialmente en este tipo de pueblos. Esto permite pensar en la posibilidad de centralizar todo el consumo en un único centro de generación de calor que provea calefacción y agua caliente sanitaria a todos los edificios (y eventualmente a casas). Este modelo posiblemente es el más eficiente en términos de inversión y, por lo tanto, de costos. Centralizar la producción permite prorratear mejor los costos, ganar escala y diversificar el riesgo de pago. Mayor escala impacta directamente en menor incidencia de costos fijos y menor costo global del servicio.

Conceptualmente el servicio no es distinto del servicio eléctrico actualmente provisto por las Cooperativas, donde existe una demanda de energía y un proveedor, por lo que es viable pensar en este tipo de sistemas.

Sin embargo, son sistemas más complejos, por lo que posiblemente no sean los primeros a desarrollarse. Por esta razón, se analizarán por separado las demandas de las distintas instituciones.

Un caso particular lo constituyen las redes de cogeneración, donde la generación eléctrica genera disponibilidad de calor residual que es aprovechado para aportar una red de calefacción. Este caso será evaluado en el capítulo correspondiente.

2.3.2 Demanda en edificios públicos

2.3.2.1 Sistema educativo

La provisión de GLP del sistema educativo se coordina directamente desde el ministerio de educación, área de infraestructura. El sistema de coordinación está centralizado en este área y cada institución en forma independiente realiza el pedido para los distintos usuarios alcanzados de cada localidad. En general el suministro de GLP alcanza a las escuelas y a las casas del personal afectado a la institución. Mayormente, aunque no siempre, estos consumos se encuentran identificados con bocas de consumo distintas, por lo que son pasibles de ser analizados en forma diferencial.

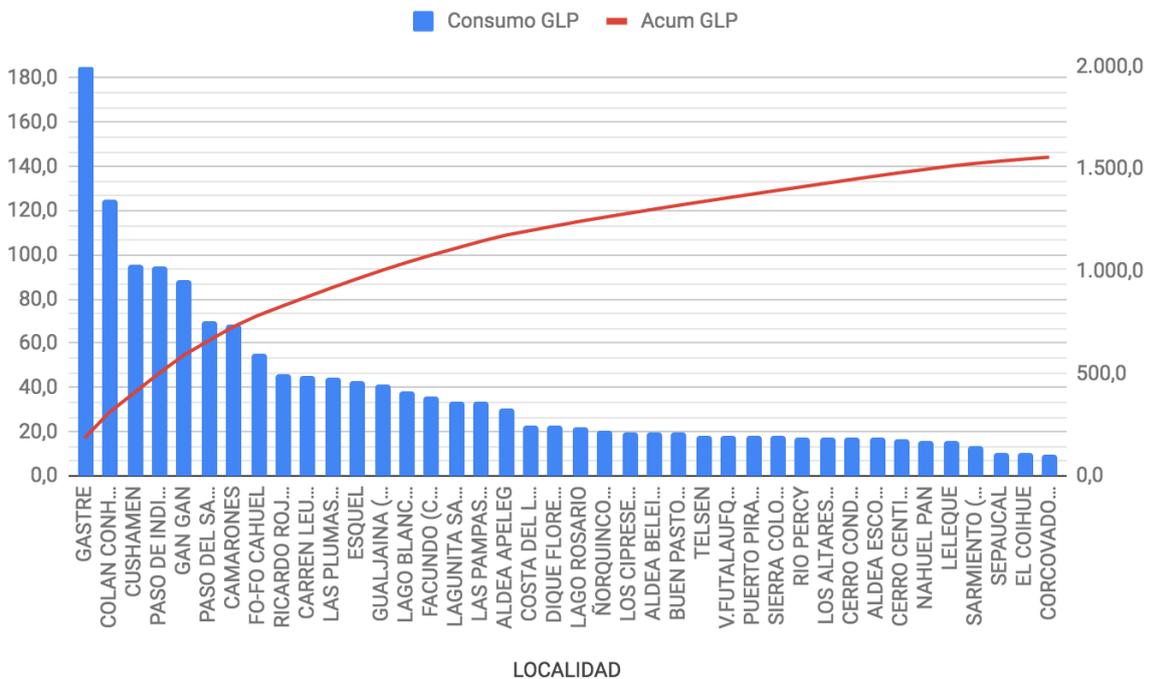
El consumo promedio del sistema educativo se encuentra en el orden de las 1.600 toneladas de GLP por año. De las mismas, el 89% del consumo corresponde a las instituciones y un 11% a las viviendas. En general, cuando no se encuentran identificados los consumos de las viviendas, es porque el suministro de GLP se

encuentra unificado para las viviendas y la escuela. En este sentido, esta condición opera en forma equivalente para el nuevo sistema por lo que no es relevante identificar las diferencias. En aquellos casos donde los consumos se encuentran separados espacialmente, posiblemente para las viviendas tenga mayor sentido cambiar el sistema de calefacción por estufas individuales y continuar el servicio de GLP para cocción y ACS.

En general, en localidades donde las escuelas son de menor porte, el consumo relativo de las viviendas es más relevante. En cambio, en el caso de las localidades con escuelas de mayor porte ocurre lo inverso. Esto es razonable e implica que la extrapolación general debe analizarse caso por caso y tomando en consideración el dimensionamiento de la potencia necesaria para la escuela.

El consumo medio en toneladas de GLP por año se presenta a continuación ordenado de mayor a menor consumo en la figura 2.11. En dicho gráfico se analiza el consumo acumulado y el consumo por localidad.

Figura 2.11: consumo de Ministerio de educación de GLP en t/año en distintas localidades



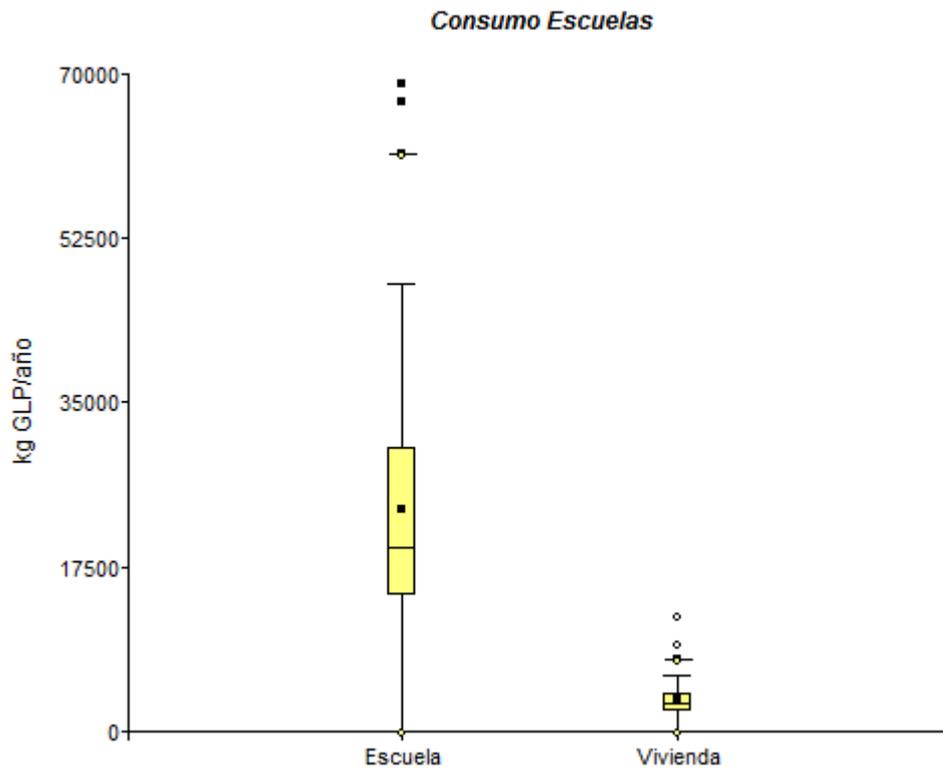
Fuente: elaborada sobre la base de datos del Ministerio de Educación

Este consumo posee una alta estacionalidad, dada principalmente por el periodo escolar y las temperaturas. En general, en el periodo estival el consumo es insignificante debido a que las escuelas están en receso y las temperaturas son mayores. Una particularidad del sistema educativo es la existencia de escuelas con

internado. Esta es una característica de las zonas rurales que impacta fuertemente en el consumo de algunas de las escuelas. Por otra parte, existe un establecimiento que posee régimen estival de clases en Aldea Las Pampas.

Como se evidencia, los principales consumidores son las escuelas de Gastre, Colán Conhue, Cushamen, Paso de Indios, Gan Gan, Paso del Sapo y Camarones. Dichas localidades representan más del 50% del consumo. Todas estas escuelas poseen consumos superiores a las 60 toneladas por año. El segundo grupo se compone por escuelas que poseen consumos entre 60 y 25 toneladas por año y el tercer grupo son pueblos cuyo sistema educativo consume menos de 25 t/año.

Figura 2.12: grupos de consumo en escuelas y viviendas asociadas



Fuente: elaboración propia con datos del ministerio de educación

Tabla 2.5: resumen de los estadísticos de distribución del análisis en educación

Edificio	Variable	n	Media	D.E.	P(25)	P(50)	P(90)
Escuela	kg GLP/año	59	23.617	15.235	14.457	19.653	44.418
Vivienda	kg GLP/año	49	3.352	2.264	2.200	3.021	6.016

Fuente: elaboración propia utilizando software estadístico Infostat

2.3.2.2 Sistema de salud

La provisión de GLP del sistema de salud se coordina directamente desde el Ministerio de salud. El sistema de coordinación está centralizado en este área y cada institución en forma independiente realiza el pedido para los distintos usuarios alcanzados en cada localidad. En general el suministro de GLP alcanza a las instalaciones sanitarias (hospitales, salas sanitarias, etc.) y a las casas del personal afectado a la institución. Frecuentemente estos consumos se encuentran identificados con bocas de consumo distintas, por lo que son pasibles de ser analizados en forma diferencial al igual que en el caso de los edificios afectados a educación.

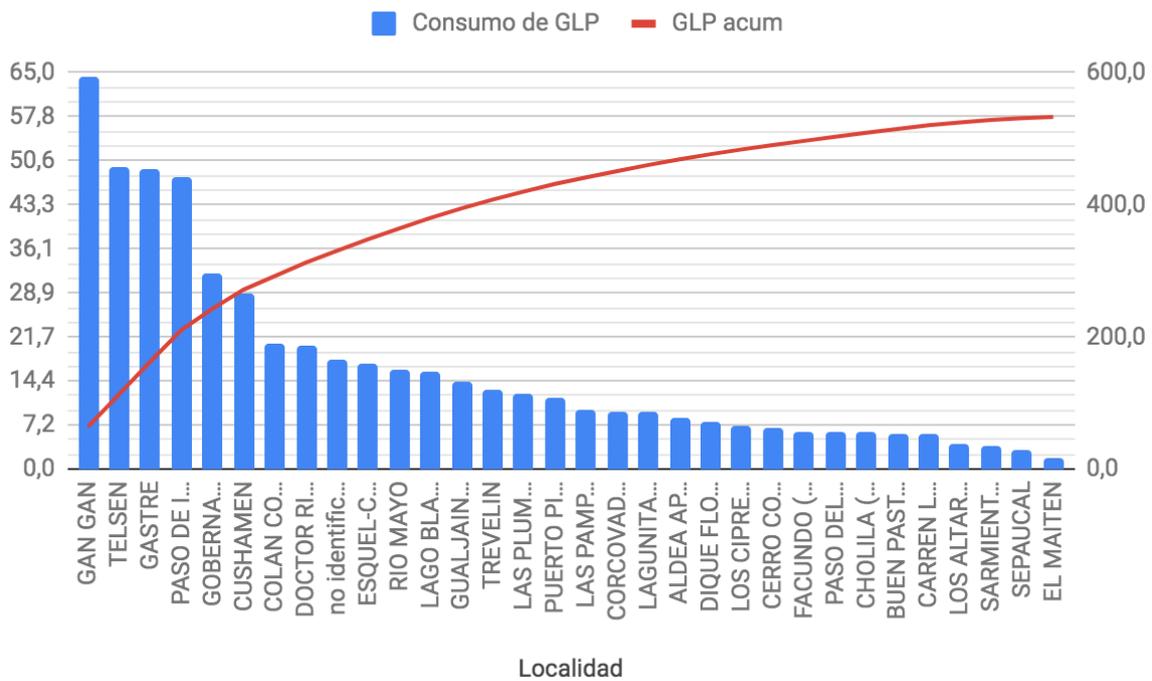
El consumo promedio del sistema de salud se encuentra en el orden de las 540 toneladas de GLP. De las mismas, el 88% del consumo corresponde a las instituciones y un 12% a las viviendas. Lo que es muy parecido a lo detectado en el caso del suministro de educación. En general, cuando no se encuentran identificados los consumos es porque las viviendas se encuentran cerca de los centros de salud, y el GLP proviene del mismo tanque de almacenamiento. Esto permite pensar que en estos casos si se incorpora un sistema centralizado de calefacción se unificará el servicio y por lo tanto se encuentran asociados los consumos de viviendas y de edificios principales por lo que no es necesario identificarlos.

En aquellos casos donde los consumos se encuentran separados espacialmente, así como en el caso del sistema educativo, posiblemente para las viviendas tenga mayor sentido cambiar el sistema de calefacción por estufas individuales y continuar el servicio de GLP para cocción y ACS.

En general, en localidades donde no hay hospitales sino salas sanitarias, la relación de consumo entre salas/viviendas se vuelve mayor hacia las viviendas y en el caso de las localidades con hospitales de mayor porte ocurre lo inverso. Esto es razonable e implica que la extrapolación general debe analizarse caso por caso y tomando en consideración el dimensionamiento de la potencia necesaria para el edificio de salud principal.

El consumo medio en toneladas de GLP por año se presenta a continuación en la figura 2.13, ordenado de mayor a menor consumo. En dicho gráfico se analiza el consumo acumulado y el consumo por localidad.

Figura 2.13: consumo del Sistema de salud provincial de GLP en t/año en distintas localidades

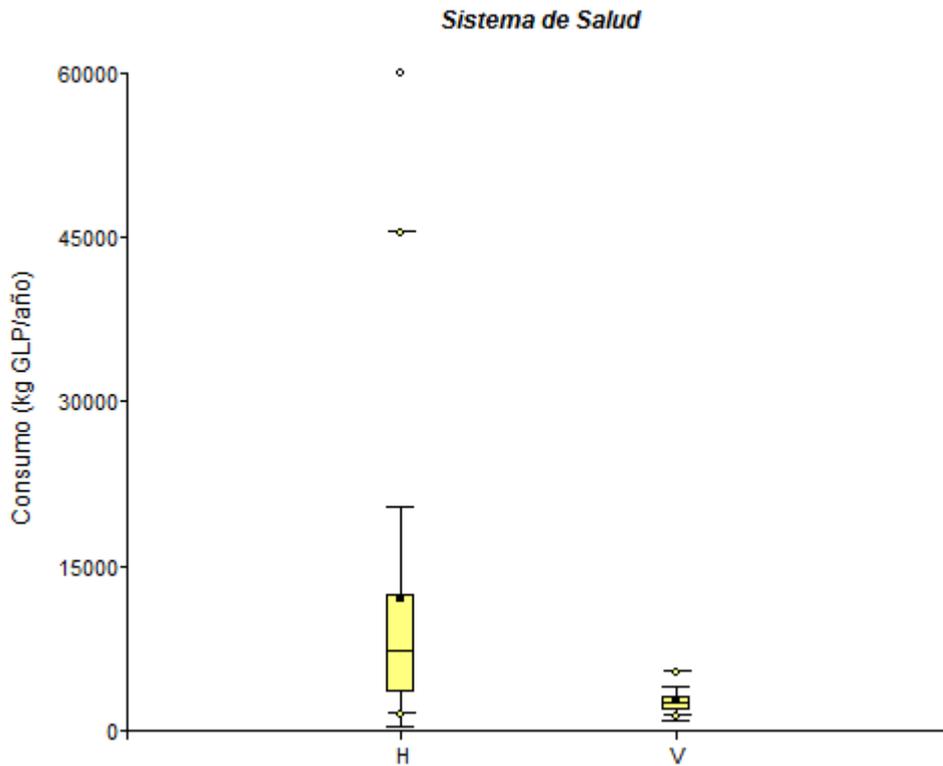


Fuente: elaborada sobre la base de datos del Ministerio de Educación

Este consumo posee una alta estacionalidad propia de la marcha de las estaciones, pero, a diferencia del sistema educativo, no hay un período de receso.

Como se evidencia, los principales consumidores son las localidades de Gan Gan, Telsen, Gastre, Paso del Indio, Cushamen y Gobernador Costa. Dichas localidades representan el 50% del consumo. A modo de desglosar los consumos en grupos de trabajo homogéneos, se determinó diferenciar en consumos semejantes. El primer grupo queda determinado por los consumos superiores a las 25 toneladas por año. El segundo grupo se compone de aquellos que poseen consumos entre 25 y 15 toneladas por año y el tercer grupo son pueblos cuyo sistema de salud consume menos de 15 t/año.

Figura 2.14: distribución de consumo en hospitales y viviendas del sistema de salud



Fuente: elaboración propia con datos del ministerio de salud

Tabla 2.6: resumen de los estadísticos de distribución del análisis de salud

Edificio	Variable	n	Media	D.E.	P(25)	P(50)	P(90)
Hospital	kg GLP/año	39	11.985	13.468	3.442	7.225	32.199
Vivienda	kg GLP/año	24	2.732	1.231	1.739	2.463	4.050

Fuente: elaboración propia utilizando software estadístico Infostat

Finalmente, en algunas localidades se evidencian conglomerados de viviendas públicas, sin embargo, nunca se ve que este tipo de viviendas posea un sistema unificado de abastecimiento de GLP interinstitucional, sino que cada institución posee su propio depósito.

2.3.2.3 Demanda de SUM, edificios públicos municipales, del sistema de seguridad provincial

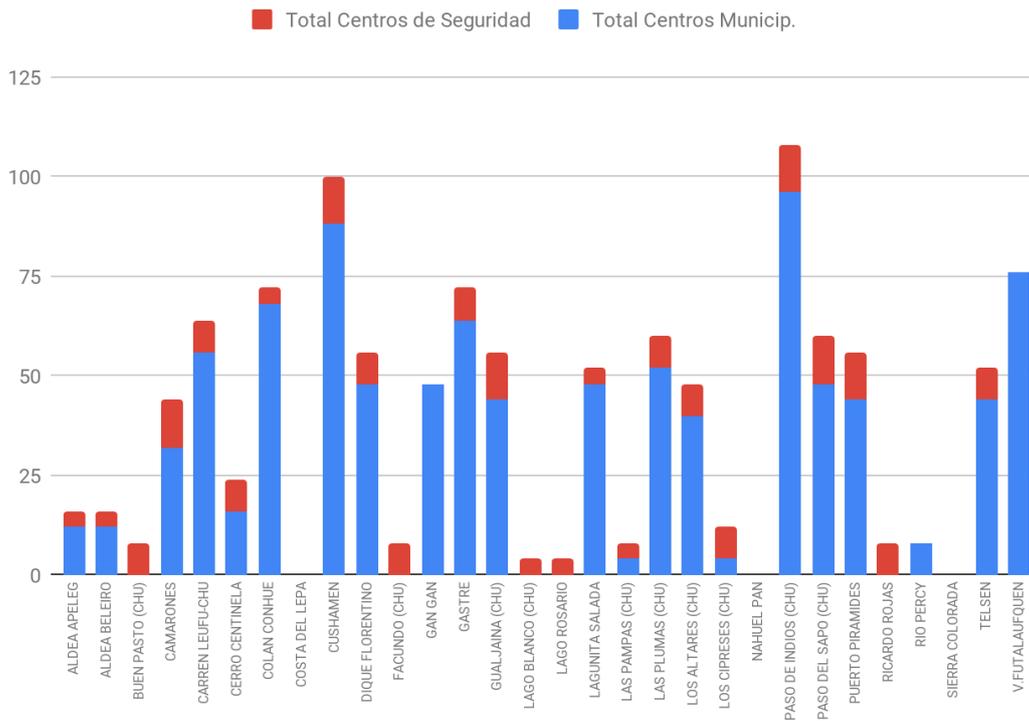
La infraestructura del sistema de seguridad está compuesto por: comisarías, casas de oficiales y suboficiales; o puestos de gendarmería (en pueblos de frontera). En general son casas individuales o edificaciones menores equivalente a casas de

mayor tamaño que la media en algunos casos, pero en ningún caso pueden ser consideradas grandes superficies. Serán tomadas dentro del conjunto de viviendas particulares, debido a que los patrones de consumo y la estrategia de abastecimiento será semejante. En general utilizan GLP, GLP indiluido o electricidad para la calefacción.

Consideraciones semejantes se aplican a las edificaciones municipales, que son igualmente construcciones semejantes a casas de mayor envergadura en algunos casos, pero nunca asimilables con grandes edificaciones. Esto contempla el municipio, juzgados de paz, casas de artesanos, etc.

Los salones de usos múltiples son un caso especial. En general, poseen grandes dimensiones, pero su uso es esporádico e intermitente. Esto implica que no son edificaciones donde se requiere un sistema de calefacción que rápidamente pueda calefaccionar un espacio de grandes dimensiones y baja temperatura, lo que implica necesariamente inversiones importantes en potencia. Asimismo, en general, estructuralmente no son edificios de gran calidad constructiva, lo que implica aún mayor potencia para lograr que sean confortables. Actualmente la mayoría de los SUM se encuentran sin calefacción, con sistemas precarios o con grandes hogares. Aquellos que poseen instalaciones para uso de GLP no disponen de fluido. En el caso que se incorporen sistemas de calefacción con biomasa los mismos deberán ser evaluados en el contexto del uso que se dé al SUM ya que es posible que no sea económicamente viable. No obstante este consumo se agrega al consumo municipal a efectos de interpretar el universo de consumos posibles.

Figura 2.15: consumos de edificios provinciales de seguridad y edificios municipales



Fuente: elaboración propia

2.3.2.4 Consumo doméstico

Sobre la base de la metodología propuesta y los viajes de relevamiento a las distintas localidades se ajustó el consumo potencial de las viviendas.

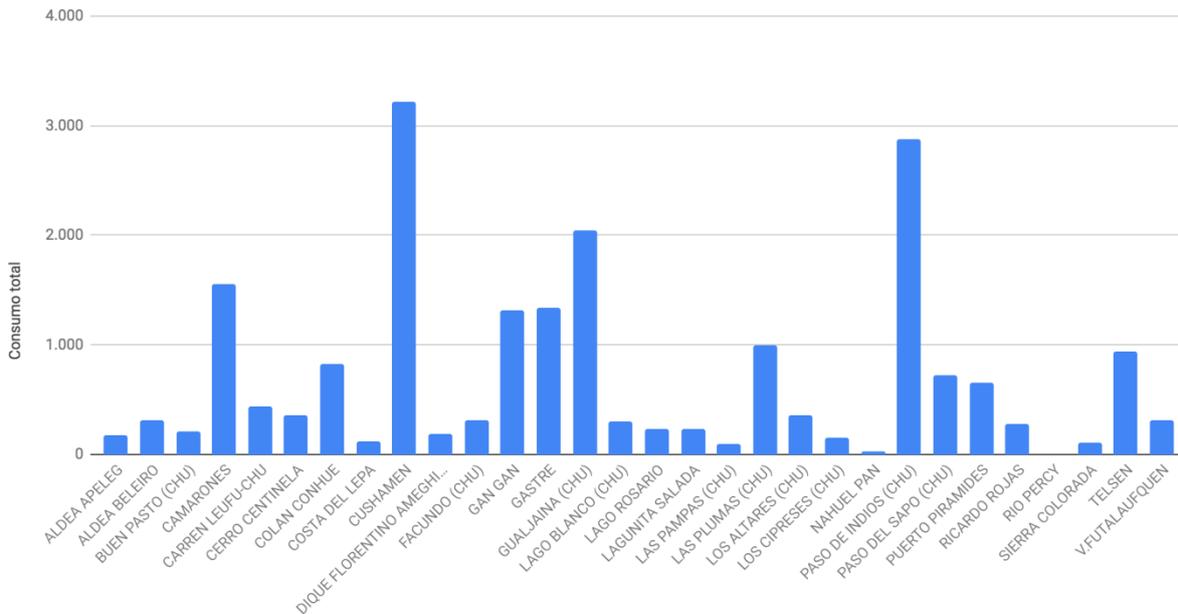
Por las razones expuestas, la demanda doméstica estrictamente se plantea como consumo de pellets equivalente.

En el gráfico 2.16 se expresa el volumen total de consumo esperable en las distintas localidades fuera de la red de cobertura de gas natural. El mismo se estimó sobre la base de la cantidad de casas y las dimensiones de las mismas. Este trabajo se obtuvo de chequear los datos censales con visitas a las localidades principales, realización de muestreos *in situ* o por contacto con referentes locales.

En los viajes de campo se chequearon distintas escalas de pueblos y aldeas a efectos de disponer de datos, y conversar con referentes locales para entender la idiosincrasia local.

Figura 2.16: consumo total de pellets esperable en distintas localidades fuera de la red de GN

Consumo total por LOCALIDAD en toneladas de pellets por año



Fuente: elaboración propia

El consumo total representa un universo de consumo equivalente de 21.000 toneladas anuales. Con 6 localidades que poseen un consumo equivalente superior a las 1.000 toneladas por año. Es importante tener presente que de estas localidades: Paso de Indios, Gualjaina, Las Plumas, Gan Gan y Gastre poseen instalaciones de GLP indiluido. Esto implica un escenario de costos distinto que los anteriores como se expresara en el capítulo correspondiente. Lo que no implica que no sea posible obtener usuarios en estas localidades.

Partiendo de la base que no es viable pensar en captar la totalidad del consumo se evaluarán tres escenarios de captación del consumo: 25%, 50% y 75%, como escenarios de análisis. Estos valores deben ser tomados como orientativos, la idea de trabajar con escenarios implica que se asume que no es esperable que el proyecto posee aceptación masiva, sino que la misma será en etapas y asociada con horizontes de penetración directamente vinculados al grado de éxito que tengan los primeros casos testigo en cada localidad.

A efectos prácticos posiblemente el desarrollo del mercado deba darse por pueblos y con un programa de trabajo para optimizar la logística. Para que el proyecto sea viable es fundamental lograr camiones completos para los envíos a cada localidad. En todo proyecto de biomasa la logística es la base de éxito siempre.

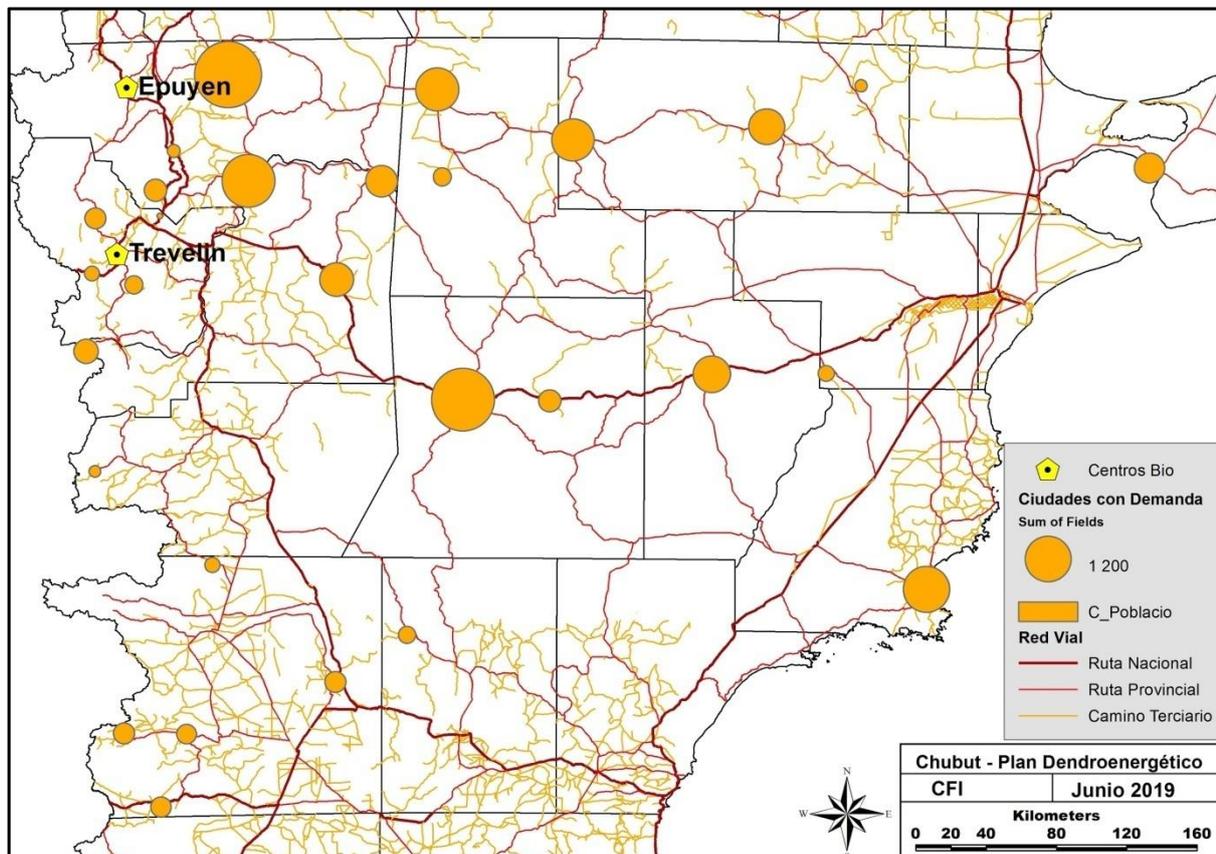
2.3.2.4.1 Distribución del consumo en relación a la distancia con la oferta

Como se expresó en el capítulo correspondiente, las locaciones de originamiento de biomasa razonables son dos: Trevelin y Epuyén.

El costo de biomasa en cada usuario depende del costo en origen y de transporte. Por esta razón es muy importante determinar cuál es la ubicación relativa de cada una de las localidades a efectos de definir el costo del combustible en destino. Los centros de producción de biomasa se evaluaron en relación a su posición relativa respecto de la oferta de materia prima, sin embargo es interesante agregar a este análisis su posición relativa respecto de la demanda.

En el presente apartado se establece la distancia relativa entre los distintos centros de consumo y las dos localizaciones potenciales para la producción de biomasa propuestos en el presente informe. Las distancias son hasta las ciudades cabecera de los distintos departamentos. La idea que subyace es que la distribución de la biomasa será hasta estos puntos y luego desde allí se coordina con escuelas, aldeas, etc.

Figura 2.17: consumo doméstico y ubicación potencial de los futuros centros de producción de biomasa

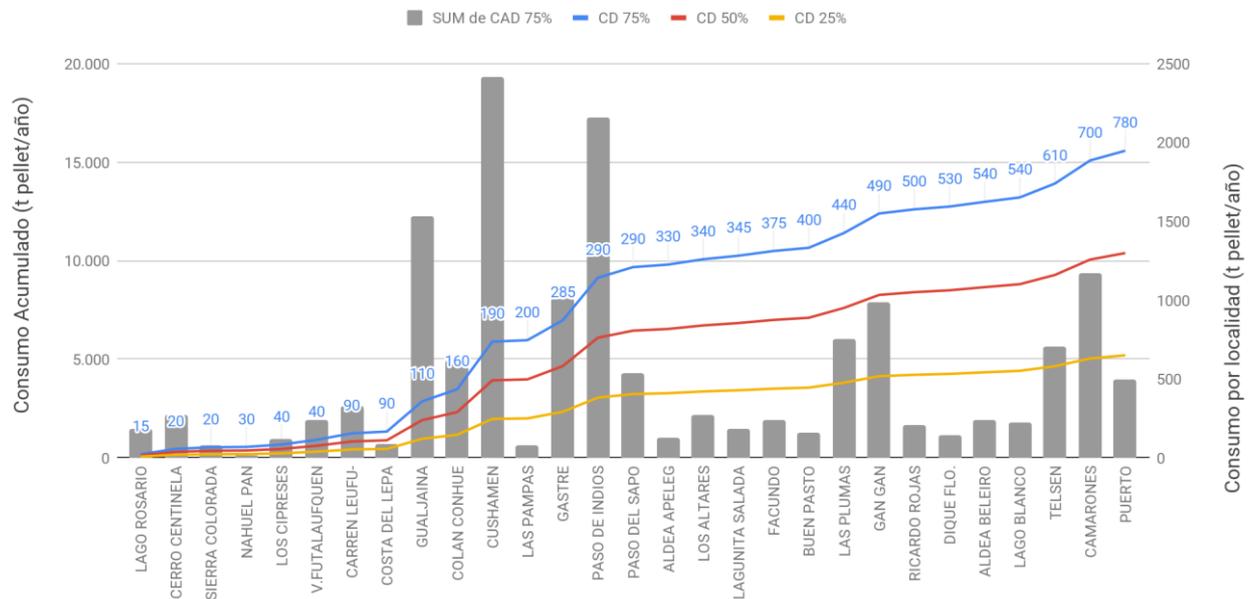


Fuente: elaboración propia

En la siguiente figura se presenta el consumo en función de la distancia relativa con el potencial centro de producción de Trevelin.

Figura 2.18: consumo en función de distancia a Trevelin

Volumen de demanda acumulada en distintos escenarios de captación.
 En función de la distancia a Trevelin



Fuente: elaboración propia

En el gráfico se presentan, en función de la distancia a Trevelin, los consumos acumulados en toneladas de pellets por año asumiendo tres niveles de captación 25%, 50% y 75% del consumo. En colores azules se presenta la distancia relativa por ruta en km desde Trevelin. En el fondo se representa en columnas grises el consumo en toneladas por año de cada localidad (eje de la derecha).

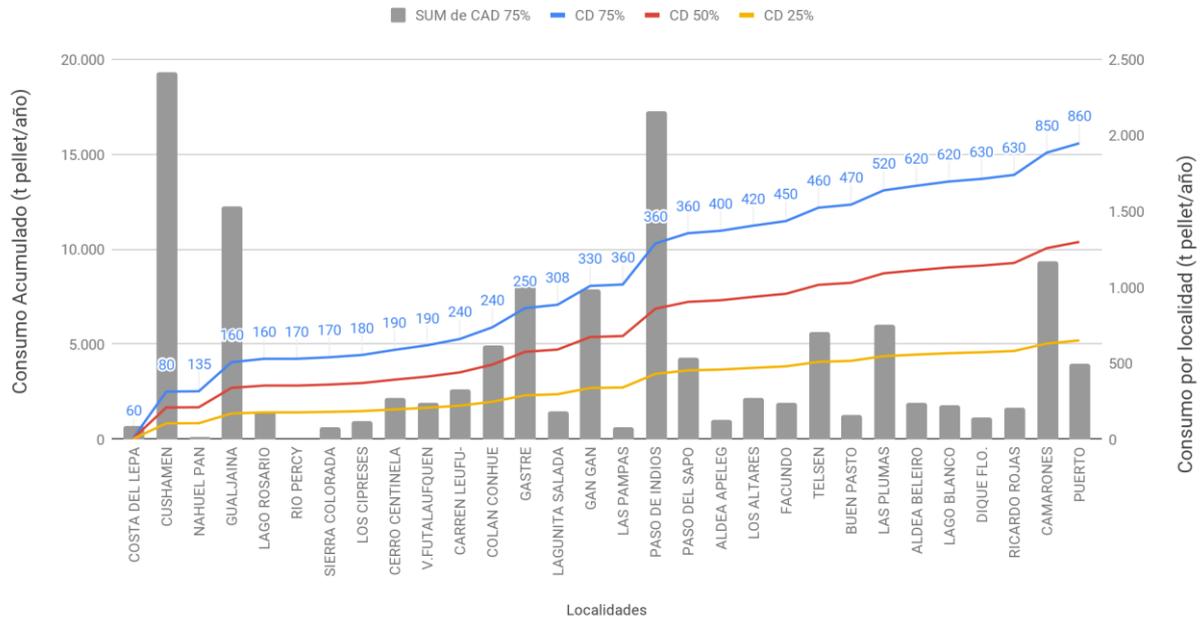
Este gráfico permite entender en función de la distancia el volumen de producción necesario para cubrir distintos niveles de demanda. Por ejemplo, a menos de 300 km de distancia de Trevelin se encuentra el 50% de la demanda domiciliar estimada captable, distribuida en 14 pueblos. Considerando una aceptación del 75%, esto equivale a 7.100 t/año de pellets. En esta distancia los principales centros de consumo son Gualjaina, Colán Conhue, Cushamen, Gastre y Paso de Indios, todos con más de 500 t/año de consumo. En los siguientes 150 km de distancia pueden incorporarse ocho pueblos más llegando a casi el 80% del consumo total.

A continuación podrá observarse el mismo análisis realizado desde la localidad de Epuyén.

Figura 2.19: consumo en función de distancia a Epuyén

Volumen de demanda acumulada en distintos escenarios de captación.

En función de la distancia a Epuyén



Fuente: elaboración propia

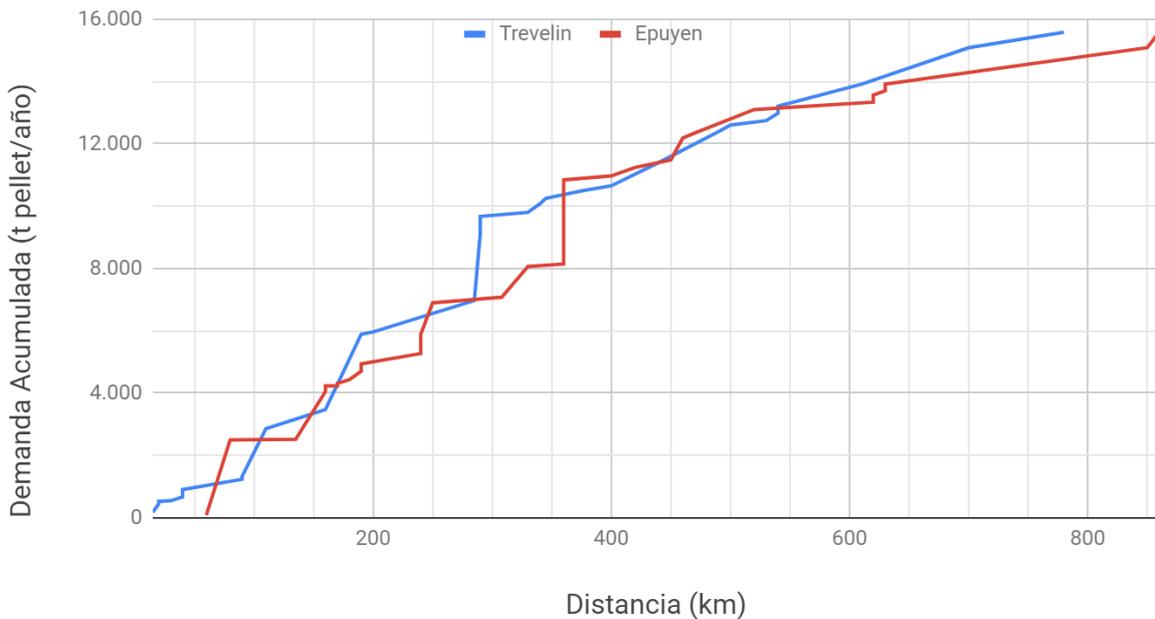
En este gráfico podemos observar que, al igual que desde Trevelín, el 50% del consumo se alcanza a los 300 km de distancia de Epuyén, distribuido en 14 pueblos. El consumo del 75% de la demanda equivale a unas 7.100 toneladas de pellets por año. En esta distancia los principales centros de consumo son Gualjaina, Colán Conhue, Cushamen y Gastre, todos con más de 500 t/año de consumo. En los siguientes 150 km de distancia pueden incorporarse ocho pueblos más llegando se al 74% del consumo total.

Finalmente, si comparamos la demanda en función de la distancia para ambas posibles locaciones del centro de producción (Trevelin o Epuyén), no se detectan grandes diferencias.

Figura 2.20: demanda doméstica (p75%) en función de distancia a Trevelin o Epuyén

Demanda residencial acumulada - p75%

Según distancia desde Trevelin o Epuyén



Fuente: elaboración propia

2.3.3 Integración del consumo

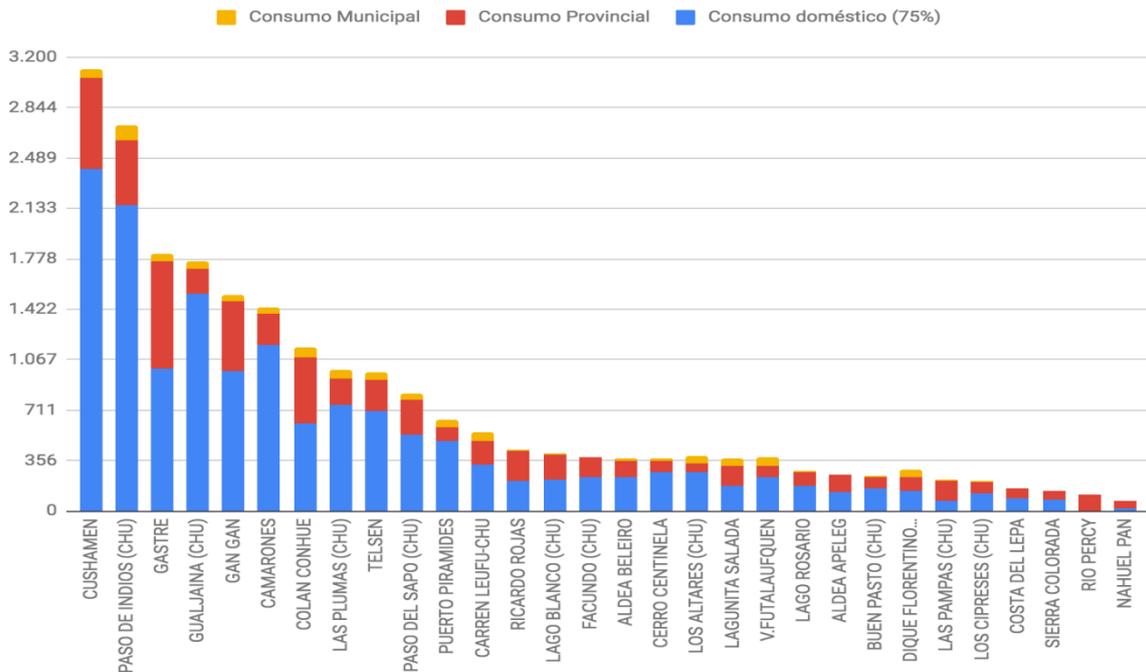
Para entender el conjunto del sistema en estudio, en la figura 2.21 se presenta el total del consumo potencial de biomasa para calefacción doméstica y de instituciones públicas.

El mismo se presentó en toneladas anuales de pellets equivalentes únicamente para simplificar la comparación relativa entre los distintos tipos de consumidores. En el caso de la demanda doméstica este es el abordaje razonable, para las grandes superficies analizaremos cuál es la mejor alternativa tecnológica a evaluar en el capítulo pertinente.

En el gráfico, los consumos se presentan clasificados según origen de la demanda:

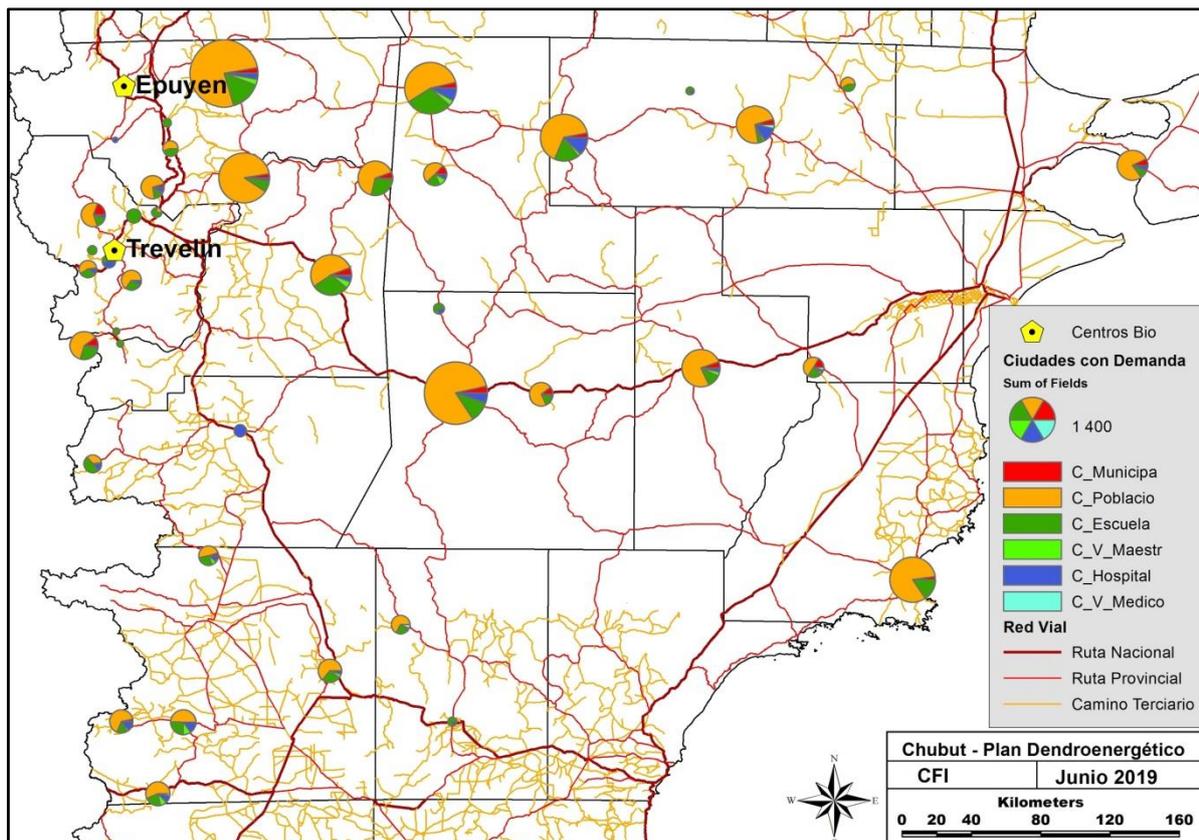
- Consumo doméstico (Azul): consumos domésticos, donde se presenta el 75% del consumo potencial, entendiendo este como el máximo consumo esperable.
- Consumo provincial (Rojo): compuesto por el consumo agregado de educación y salud.
- Consumo municipal (Amarillo): compuesto por el consumo municipal y el consumo de seguridad.

Figura 2.21: consumo total de energía para calefacción por localidad expresado en toneladas equivalentes de pellets



Fuente: elaboración propia

Figura 2.22: consumo total (en equivalentes pellets) y posibles centros de producción de biomasa



Fuente: elaboración propia

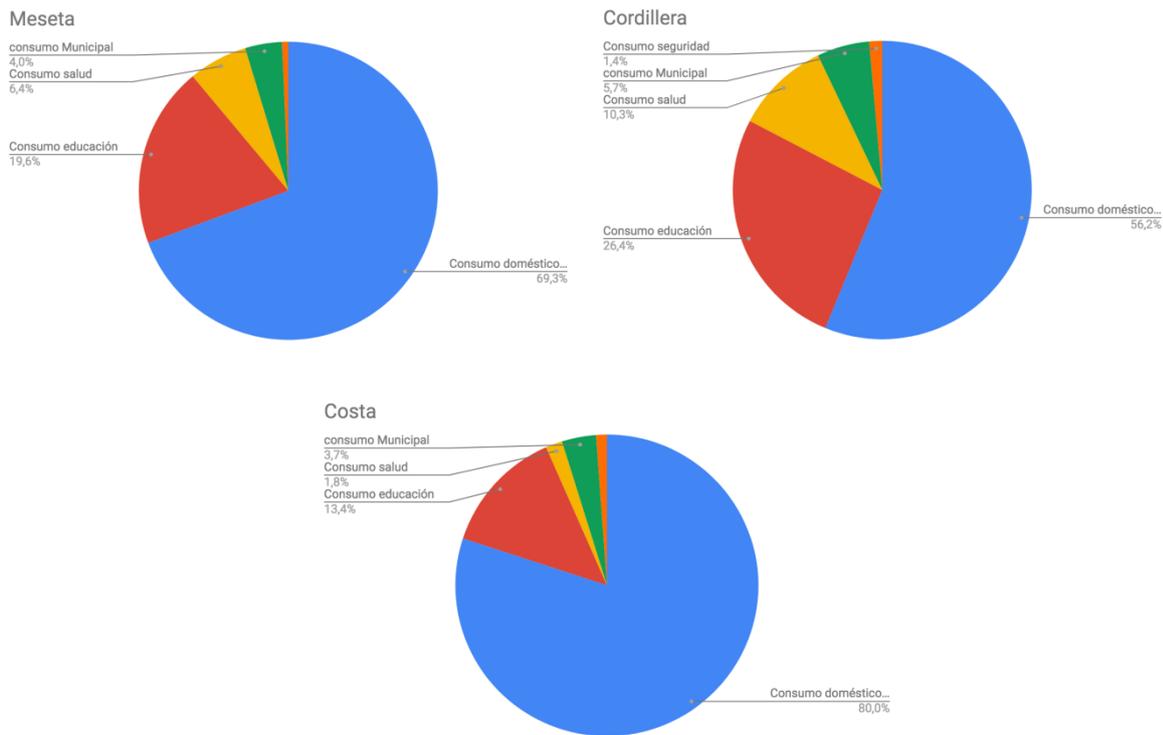
Tabla 2.7: demanda potencial agregada de pellets distinguiendo entre tipo de cliente por localidad y zona

Zonificación	Localidad	Consumo potencial para calefacción medido en t pellets/año					Total
		Doméstico (75%)	Sistema educativo	Sistema de salud	Municipi o	Seguridad	
Meseta	ALDEA APELEG	129	97	27	12	4	269
	BUEN PASTO (CHU)	162	62	19	0	8	251
	COLAN CONHUE	618	401	66	68	4	1.156
	COSTA DEL LEPA	90	73	0	0	0	163
	CUSHAMEN	2.415	548,5	92,6	88	12	3.156
	DIQUE FLORENTINO						
	AMEGHINO	141	72,4	24,9	48	8	294
	FACUNDO (CHU)	240	115,6	19,7	0	8	383
	GAN GAN	990	284,6	205,5	48	0	1.528
	GASTRE	1.008	592,7	157,6	64	8	1.830
	GUALJAINA (CHU)	1.530	131,4	46,3	44	12	1.764
	LAGO BLANCO (CHU)	225	123,5	50,7	0	4	403
	LAGUNITA SALADA	180	108,1	30,1	48	4	370
	LAS PLUMAS (CHU)	750	143,0	39,3	52	8	992
	LOS ALTARES (CHU)	270	56,6	12,8	40	8	387
	NAHUEL PAN	18	51,1	0	0	0	69
PASO DE INDIOS (CHU)	2.160	302,3	152,8	96	12	2.723	
PASO DEL SAPO (CHU)	540	224,1	19,6	48	12	844	
TELSEN	705	59,1	158,2	44	8	974	
Total Meseta		12.171	3.445,6	1121,6	700	120	17.558
Cordillera	ALDEA BELEIRO	240	62,2	52,5	12	4	371
	CARRENLEUFU (CHU)	330	144,0	18,3	56	8	556
	CERRO CENTINELA	270	53,2	30,3	16	8	378
	LAGO ROSARIO	180	70,9	23,5	0	4	278
	LAS PAMPAS (CHU)	75	106,7	31,1	4	4	221
	LOS CIPRESES (CHU)	120	62,9	23,1	4	8	218
	RICARDO ROJAS	210	148,6	65,3	0	8	432
	RIO PERCY	0	56,7	55,7	8	0	120
	SIERRA COLORADA	81	57,3	0	0	0	138
	V.FUTALAUQUEN	240	58,5	18,5	76	0	393
Total Cordillera		1.746	821,0	318,3	176	44	3.105
Costa	CAMARONES	1.170	220,4	0	32	12	1.434
	PUERTO PIRÁMIDES	495	57,9	37,1	44	12	646
Total Costa		1.665	278,3	37,1	76	24	2.080
Suma total		15.582	4.544,9	1477,0	952	188	22.744
		68,5%	20,0%	6,5%	4,2%	0,8%	

Fuente: elaboración propia

A continuación se presenta un gráfico que resume la composición del consumo en función del tipo de cliente.

Figura 2.23: composición de consumo relativa en cada zona



Fuente: elaboración propia

La principal demanda desde el punto de vista de la dimensión es el mercado doméstico que representa casi el 70% del total. Seguida a esta demanda se encuentra la demanda del sistema educativo que es el 20% del consumo, el sistema de salud representa el 6,5%. El consumo municipal y de seguridad son porcentajes menores, pero poseen una incidencia muy relevante de los SUM en este consumo.

2.3.3.1 Abordaje de los distintos consumos

Evidentemente la estrategia de abordaje y de captación de cada tipo de usuario es completamente distinta.

Los consumos estatales provinciales son grandes consumo estacionales. La decisión de que estos consumos sean abastecidos por biomasa depende de que el Estado provincial tome la decisión y de buscar un sistema que permita financiar las inversiones necesarias. El principal problema de este usuario es el riesgo de pago. El sistema actual se sostiene sobre la base de un actor intermedio, YPF, que opera como proveedor y financia el sistema. Debido a la situación financiera de la provincia, cualquier sistema que se piense debe prever un actor que cumpla este mismo rol.

En caso de resolverse este aspecto los consumos provinciales representan agregados el 26,5% del consumo. Este volumen de energía puede ser aportado por equivalente a 6.000 toneladas de pellets o 7.500 ton de chips por año. En general las

edificaciones públicas de todos los pueblos en estudio son próximas por lo que tiene mucho sentido pensar en unificar el consumo en un sistema centralizado. Este tipo de sistemas puede representar una excelente alternativa desde el punto de vista operativo y podría aprovechar capacidades existentes en las comunidades de los sistemas propuestos.

El desarrollo de la **demanda de las instituciones provinciales** puede permitir rápidamente generar una escala mínima de producción que permita poner en funcionamiento una planta de producción de biomasa.

En el caso de la **demanda doméstica** el caso es completamente distinto. La captación de los clientes es a muy baja escala y la logística y el acopio se vuelven temas críticos. En el mismo sentido, la necesidad de sensibilizar a los usuarios para que adopten la tecnología es un factor fundamental.

En caso que se logre una buena aceptación del sistema, el principal desafío es la estacionalidad del consumo (otoño-invernal). Este reto puede ser afrontado logísticamente incrementando el flujo de transporte en invierno, aunque lo más razonable es que, al igual que la leña, exista algún grado de stockeo en los clientes finales.

En este sentido es muy importante la existencia de eslabones intermedios que agreguen territorialidad y puedan operar como eslabones comerciales intermedios. Un claro ejemplo de esto podrían ser las estaciones de servicio de PetroChubut o algunos mercados y almacenes locales detectados. En estos lugares se puede realizar stock y distribución, aprovechar logística de otros productos, y organizar administrativamente la distribución. Los municipios pueden jugar un rol interesante combinando la operación del plan calor y facilitando la logística, al garantizar un volumen del transporte.

En la medida en la cual el sistema sea más complejo -mayor cantidad de usuarios e intermediarios- el costo de la energía incrementará pero disminuirá la exposición financiera de los eslabones primarios de producción. El equilibrio entre la complejidad del sistema y el costo del mismo estará dado por la capacidad financiera de los distintos actores. Actualmente muchos usuarios privados realizan compras de leña en el periodo estival debido al menor costo de la leña fuera de la estación de mayor demanda. Este patrón de consumo debe ser atendido y aprovechado al momento de diseñar la comercialización.

2.3.4 Impacto en costos de la logística de la biomasa

En el presente apartado se estimará el costo de despacho y distribución de los

chips y los pellets de acuerdo a la ubicación. Para el cálculo de este valor se tomaron una serie de premisas para cada tipo de combustible.

Para el cálculo del costo de los viajes se toma como valor de referencia del transporte el valor de CATAC. A este valor se descuenta un porcentaje debido a la frecuencia de carga. Se asume que los equipos poseerá alta frecuencia de carga lo que impacta principalmente en viajes de mayor distancia, donde se esperan descuentos de tarifa mayores. Para ajustar esto se propone un porcentaje variable de descuentos en función de la distancia: 5% para viajes de corta distancia y de 2% cada 50 km sobre el costo total del viaje acumulado. El aforo de referencia se estima, de acuerdo con CATAC en 28 toneladas, este valor se utiliza para calcular el costo del viaje. En todos los casos se tomó 45 \$/USD como tipo de cambio.

El cuadro tarifario resultante se presenta a continuación en la tabla 2.9.

Tabla 2.8: cuadro tarifario según CATAC en función de la distancia

Distancia	[km]	50	100	150	200	250	300	400	500	600
Costo CATAC	[\$/t]	350	515	660	800	960	1130	1300	1500	1700
Factor de ajuste	[%]	95%	93%	91%	89%	87%	83%	79%	75%	71%
Costo ajustado	[\$/t]	332,5	478,95	600,6	712	835,2	937,9	1.027	1.125	1.207
	[USD /viaje]	207	298	374	443	520	584	639	700	751

Fuente: elaboración propia según datos CATAC

En el caso de la biomasa de chips se tomaron los siguientes supuestos:

- El transporte se realiza a granel en camiones de 80 m³ de capacidad de carga con un sistema de descarga automática trasera tipo piso móvil o chasis y acoplado roll-off.
- La densidad del chip con 30% de humedad se encuentra en el orden de 370 kg una vez cargado y compactado, lo que implica que los **equipos transportan 28 toneladas** de carga netas (95% de eficiencia de carga).
- El precio del chip en origen, cargado sobre camión es de 81 USD/t.
- No se consideran extracostos de descarga, ni peajes.

En el caso de la biomasa de pellets se tomaron los siguientes supuestos:

- El transporte se realiza embolsado en camiones de 60 m³ de capacidad de carga con un sistema de lonas laterales completas (tipo paqueteros) o todo puerta.
- La densidad del pellet con 10% de humedad se encuentra en el orden de 650 kg una vez cargado, pero existe cierta pérdida de eficiencia de

carga por el alto de apilado de las bolsas y los espacios entre bolsas. Esto implica que los **equipos transportan 30 toneladas** de carga netas (80% de eficiencia de carga).

- El precio del pellet en origen embolsado y cargado sobre camión es de 175 USD/t.
- No se consideran extracostos de descarga, ni peajes.

Sobre la base de estas premisas se construyeron los costos de biomasa en función de la distancia.

Tabla 2.9: valor de biomasa de chips y de pellets en destino en función de la distancia expresada en USD por tonelada y por unidad de energía

	[km]	50	100	150	200	250	300	400	500	600
Costo Viaje	USD/viaje	206,89	298,01	373,71	443,02	519,68	583,58	639,02	700,00	751,02
Chip	USD/tn	88,37	91,61	94,31	96,77	99,50	101,78	103,75	105,92	107,74
	USD/MMBTU	7,47	7,74	7,97	8,18	8,41	8,60	8,77	8,95	9,11
Pellet	USD/tn	181,77	184,75	187,23	189,50	192,01	194,10	195,92	197,91	199,58
	USD/MMBTU	11,43	11,62	11,78	11,92	12,08	12,21	12,32	12,45	12,56

Fuente: elaboración propia

2.3.5 Relación de costos entre los distintos combustibles

Se comparan en este apartado los distintos combustibles. Se ha unificado el valor de los mismos en USD/MMBTu. A cada combustible se lo afectó por la eficiencia de uso del mismo por lo que los valores que se presentan son el costo teórico de la energía efectivamente entregada por el combustible. Para los cálculos se hicieron una serie de supuestos que se detallan a continuación, en ningún caso se incluyeron las inversiones en los equipos por que las mismas varían para cada escala de usuario, lo que será analizado en el próximo apartado. Conceptualmente la diferencia del costo de energía entre dos fuentes de combustible es el ahorro que repaga las inversiones en los cambios de equipamiento.

En el caso de la leña se tomó para el cálculo un valor del metro cúbico originado en la cordillera de 27,8 USD/me³. Se asumió una densidad de 450 kg/me³ y un PCI de 2.500 kcal/kg. Se parte de la base que, en la zona cordillerana, el valor de la leña es el mismo en todas las ciudades cordilleranas, dado que siempre es local. A medida que nos alejamos de la cordillera la leña debe ser transportada. Para reflejar esto, se parte de la base que los “primeros 100 km” de transporte de los otros combustibles biomásicos (independientemente de que sea uno u otro centro de originamiento) compiten con una leña local, sin costo de flete. Por lo tanto el precio de

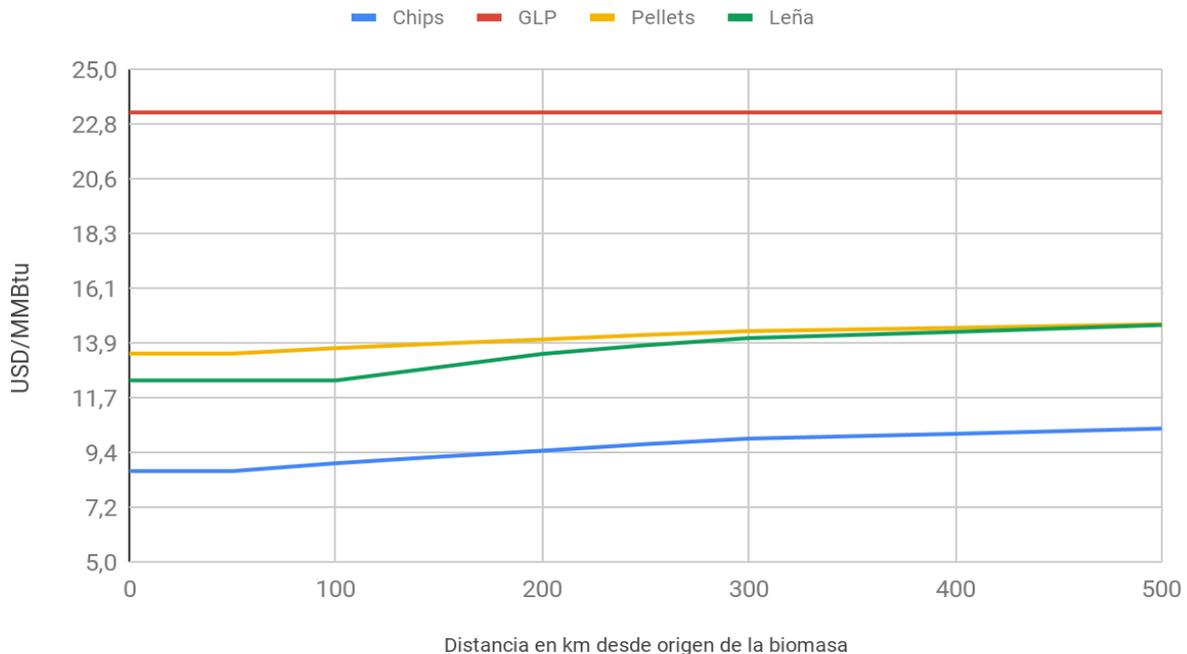
la leña es el precio de origen y los otros combustibles ya perciben el extracosto del flete. A medida que nos alejamos de los centros de origenamiento de la leña el transporte comienza a jugar un rol importante en la construcción de costos. Para reflejar esto se asumieron los mismos costos de transporte, que implican condiciones semejantes de transporte y una carga neta de 20 toneladas por viaje. Se asumió una eficiencia de aprovechamiento de la energía de 60%.

En el caso del GLP, el precio que abonan los usuarios de este combustible es independiente del lugar. Los usuarios estatales tienen un precio fijo de GLP, que forma parte del acuerdo entre YPF y el Estado Provincial, independientemente de la ubicación. Este precio es equivalente a 1.000 USD/t de acuerdo a los valores aportados por el ministerio de salud. Se tomó una eficiencia de aprovechamiento de la energía del combustible de 90%.

En el caso de la biomasa de chips y de pellets se tomó como eficiencia de conversión un factor de 85%. Este valor es conservador pero razonable como un valor medio.

En todos los casos existen costos adicionales referidos a la operación de los distintos combustibles. Esto se tratará en el próximo capítulo.

Figura 2.24: costo por combustible en función de la distancia (USD/MMBtu)



Fuente: elaboración propia

Como se evidencia claramente en el gráfico **los chips** son indiscutiblemente el combustible de menor costo, muy por debajo de los otros combustibles. A pesar que

la pendiente de la curva de costos de transporte es mayor que para otros combustibles, en ningún caso se compensa en las distancias de estudio.

El chip para calefacción conceptualmente compite con sistemas de calefacción de alta potencia (grandes superficies). Esto hace que el principal combustible a sustituir es **el GLP**, que es el insumo utilizado en el sistema de salud, seguridad y de educación para calefacción. Estas instituciones poseen, como infraestructura de base de calefacción, estufas de tiro balanceado, calderas con radiadores de agua o sistemas tipo fancoil (en menor medida). Estas instalaciones poseen un operador y un responsable del sistema y de su provisión, por lo que no es esperable que haya un "extracosto" de operación dado que se aprovechan recursos existentes que representan costos hundidos. Es posible que los sistemas de biomasa requieran un mayor mantenimiento pero esto no representa un valor significativo en el volumen de los costos. De esta manera, el análisis de ahorro se asocia en forma directa con la diferencia de costos entre combustibles.

El chip podría ser utilizado en sistemas de calefacción urbana pero, como ya fue planteado, esta opción no se considera viable en el corto plazo para el usuario doméstico.

En el caso de los pellets los mismos son el combustible ideal para los usuarios individuales. Por esta razón compiten con la leña. El precio del pellet es superior al de la leña en todo el rango de estudio. Esto implica que no existe un ahorro en la sustitución de leña por pellets, por lo que la decisión de cambiar solo se asocia a un mayor confort y calidad de servicio. En la medida en la cual la eficiencia del equipo de combustión de leña mejora esto se hace más evidente. Sin embargo, es esperable que este cambio sea bien recibido por las comunidades aun asumiendo un extracosto por la diferencia en confort que estos equipos representan. Asimismo, la posibilidad de disponer de un termostato en el equipo de combustión, hecho que es posible con un equipo de pellets pero no con uno de leña, hace que en la práctica posiblemente el consumo de pellets sea sensiblemente inferior que el de leña.

Es posible evaluar la instalación de estufas a pellets en escuelas como sistema de soporte que permita reducir los costos de calefacción con GLP o inclusive evaluar la posibilidad de utilizar sistemas de calderas centrales con pellets. La principal ventaja de este sistema es que la inversión será sensiblemente menor que con chips y el manejo más sencillo. Estas evaluaciones se realizarán en los estudios de casos específicos.

Sobre la base de estos valores se exponen a continuación los escenarios de ahorros. Los mismos se presentan por tipo de combustible para distintos escenarios concretos de locación del consumo.

El ahorro se ha presentado por unidad de energía (USD/MMBTU) y por metro

cuadrado, asumiendo que un metro cuadrado consume aproximadamente 350 kWh/año de energía en calefacción (26.000 kwh/año en una casa de 75m²).

En el caso de chips, la comparación se realiza estrictamente contra GLP. Estos resultados indican que los usuarios que actualmente utilizan GLP (23,2 USD/MMBtu) poseen un ahorro potencial cercano al 60% de su costo actual, (13,5 USD/MMBtu). Esto implica un ahorro cercano a 16 USD/m² a calefaccionar por año.

Tabla 2.10: ahorro en combustible Chip vs GLP en función de la distancia

	Unidades	50	150	300	400	500
Chips	USD/MMBtu	8,7	9,3	10,0	10,2	10,4
GLP	USD/MMBtu	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
AHORRO Chips vs GLP	USD/MMBtu	14,6	14,0	13,2	13,0	12,8
	USD/m ² .año	17,3	16,6	15,7	15,5	15,2
	% ahorro	62,64%	60,12%	56,96%	56,13%	55,21%

Fuente: elaboración propia

Bajo la misma lógica se establecen a comparación de ahorro (positivo) o extracostos (negativo) de pellets versus GLP o leña en la siguiente tabla.

Tabla 2.11: ahorro en combustible Pellets vs GLP o Leña en función de la distancia

	Unidades	50	150	300	400	500
Pellets	USD/MMBtu	13,5	13,9	14,4	14,5	14,65
GLP	USD/MMBtu	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
Leña	USD/MMBtu	12,4	12,9	13,8	14,3	14,61
AHORRO Pellets vs GLP	USD/MMBtu	9,8	9,4	8,9	8,7	8,6
	USD/m ² .año	11,6	11,1	10,5	10,4	10,2
	% ahorro	42,12%	40,38%	38,19%	37,61%	36,98%
AHORRO Pellets vs Leña	USD/MMBtu	-1,1	-1,0	-0,3	-0,2	0,0
	USD/m ² .año	-1,3	-1,1	-0,3	-0,2	0,0
	% ahorro	-10,48%	-8,80%	-2,44%	-1,37%	-0,28%

Fuente: elaboración propia

Estos resultados indican que en promedio sustituir GLP con pellets genera un ahorro de 10,5 USD/m².año. Esto implica un ahorro en promedio de 40% con respecto a los costos actuales.

En el caso de la leña, asumiendo que el uso de la leña es muy racional, el extracosto de utilizar pellets se encuentra en el orden de 0,30 USD/m².año. Considerando la diferencia de confort que implica este servicio este valor no es significativo.

Es interesante comparar los costos entre sistemas de calefacción con pellets y chips vs GLP dado que estos son los únicos sistemas que poseen repago económico. Esta comparación se realiza asumiendo un sistema de calefacción centralizada cuyo soporte sea chips o pellets. Las instalaciones que utilizan chips son más costosas por lo que existen dos niveles de análisis:

- Por un lado, la diferencia del costo de consumo debe justificar la inversión de cambio de sistema, esta comparación es GLP versus biomasa,
- por otro lado, la decisión entre pellets y chips debe ser analizada en el contexto del costo diferencial de inversión versus costo diferencial de consumo.

En este nivel de análisis se tomó como referencia el consumo actual y se estableció un consumo equivalente de energía en chips o Pellets. El consumo de GLP reportado incluye cocción, por esta razón se asumió que el 20% de este valor se aplica a cocción en las casas y, en el caso de las grandes superficies únicamente el 10%.

Se tomaron como unidad de análisis el consumo de la vivienda promedio y tres niveles de consumo en escuelas y hospitales, correspondientes a los establecimientos percentil 25, 50 y 90.

Sobre la base de este valor y el costo relativo de los distintos combustibles (y las eficiencias de utilización ya planteadas) se realizó el siguiente cuadro comparativo:

Tabla 2.12: costos por combustibles y los ahorros asociados por unidad de consumo

	Consumo para calefacción (USD/año)			Ahorro (USD/año)	
	GLP	Eq Pellets	Eq Chips	Vs pellets	Vs chips
Viviendas salud promedio	2.184	1.318	902	866	1.282
Vivienda educación promedio	2.680	1.617	1.106	1.063	1.574
Sala sanitaria (p25)	3.105	1.873	1.282	1.232	1.823
Hospital promedio (p50)	6.503	3.923	2.684	2.580	3.818
Hospital grandes (p90)	28.980	17.483	11.964	11.497	17.016
Escuela (p25)	13.014	7.851	5.373	5.163	7.641
Escuela (p50)	17.688	10.670	7.302	7.017	10.386
Escuela (p90)	39.976	24.116	16.504	15.860	23.473

Fuente: elaboración propia

Sobre la base de estos valores se puede establecer parámetros de análisis de proyectos. Desde el punto de vista estrictamente económico, es muy razonable que las inversiones tengan períodos de repago de 5 años, considerando que la vida útil de los equipos es normalmente cercana a los 10 años. Tomando estos parámetros de valores, se presentan a continuación los rangos de inversiones razonables y el tipo de tecnología que estos valores implican.

Tabla 2.13: rangos de inversiones y tipos de tecnologías

	Inversión posible		Implicancias	
	Pellets	Chips	Pellets	Chips
CONSUMOS DE BAJA POTENCIA (MENOS DE 15 kW)				
Viviendas salud promedio (8 kW)	4.332	6.412	Este presupuesto permite que se instalen <u>estufas a pellets de alta tecnología a valores internacionales.</u> También es posible adquirir estufas nacionales. Pero no calderas a pellets.	Este presupuesto <u>no permite</u> que se instalen sistemas de combustión de chips a valores internacionales y no existe tecnología nacional probada.
Vivienda educación promedio (10 kW)	5.316	7.868		
Sala sanitaria (p25) (11 kW)	6.159	9.116		
CONSUMOS DE MEDIA POTENCIA (MENOS DE 65 kW)				
Hospital promedio (p50) (25 kW)	12.899	19.090	Este presupuesto permite que se instalen <u>estufas a pellets de alta tecnología a valores internacionales.</u> También es posible adquirir <u>estufas nacionales.</u> Es posible que puedan evaluarse proyectos de <u>calderas a pellets en escuelas de mayor tamaño.</u> La principal limitante es la inversión en sistemas de conducción y la alta incidencia de la infraestructura del sistema.	Este presupuesto <u>no permite en la mayoría de los casos</u> que se instalen sistemas de combustión de chips a valores internacionales y no existe tecnología nacional probada. Es posible que puedan evaluarse proyectos de calderas a chip en escuelas de mayor tamaño. La principal <u>limitante es la inversión en sistemas de conducción y la alta incidencia de la infraestructura del sistema,</u> principalmente del silo.
Escuela (p25) (48 kW)	25.816	38.207		
Escuela (p50) (64 kW)	35.087	51.928		
CONSUMOS DE ALTA POTENCIA (MÁS DE 65 kW)				
Hospital grandes (p90) (105 kW)	57.487	85.080	En este rango de potencias y consumos prácticamente <u>todos los proyectos</u> puede ser evaluados con alta probabilidad que sean <u>económicamente viables.</u> En estos caso, la infraestructura de silos no es tan relevante en el total del proyecto.	
Escuela (p90) (145 kW)	79.300	117.363		

Fuente: elaboración propia

2.3.6 El caso de las Aldeas Escolares

En el consumo anterior se han incluido las aldeas escolares dentro del total de consumos. Por las condiciones particulares de estas instituciones el tratamiento de las mismas posiblemente deberá ser tratado en forma independiente. Las aldeas son instituciones que poseen un suministro de servicios provisto por el ministerio de educación. Sin embargo, la existencia de servicios a determinado el desarrollo de comunidades que se nutren de los servicios que desarrolla la escuela para su funcionamiento pero sin la correspondiente erogación pecuniaria por el uso de los mismos.

El ordenamiento y regularización de esta situación es compleja. Posiblemente la implementación de sistemas con pellets tanto en las instituciones como en las casas asociadas sea una solución económicamente viable para la reducción de costos.

Sin embargo, esta solución recae en el Ministerio de Educación para los

edificio de educación y el impacto se asocia con reemplazo de GLP para calefacción y en manos de Estado provincial en el caso de las casas y el principal impacto estará asociado con una mejora de la calidad de vida de la población por sustitución del uso de leña y una reducción de costos para el Estado debida a la sustitución del uso de electricidad proveniente de los grupos electrógenos para calefacción en las casas.

En el siguiente cuadro se presenta el impacto que poseería la implementación de sistemas de pellets exclusivamente como sustituto del uso de GLP en las escuelas.

Tabla 2.14: impacto de la sustitución de GLP por pellets en Aldeas escolares

A. Escolar	Depto.	Consumo GLP actual		Pellets		Ahorro
		t/año	USD/año	t/año	USD/año	USD/año
Colonia Cushmanen	Cushmanen	26,9	26.864,0	86,0	15.559,6	11.304,4
Costa del Chubut	Cushmanen	39,2	39.175,0	125,4	22.690,2	16.484,8
Costa de Lepa	Cushmanen	22,9	22.949,0	73,4	13.292,1	9.656,9
El Turbio	Cushmanen			0,0	0,0	0,0
Fofo Cahuel	Cushmanen	55,4	55.386,0	177,2	32.079,6	23.306,4
Norquinco Sur	Cushmanen	20,3	20.348,0	65,1	11.785,6	8.562,4
Ranquil Huao	Cushmanen	14,5	14.457,0	46,3	8.373,5	6.083,5
Chacay Oeste	GAN GAN	54,0	54.034,0	172,9	31.296,5	22.737,5
Blancuntre	Gastre	37,1	37.052,0	118,6	21.460,5	15.591,5
El escorial	Gastre	17,6	17.620,0	56,4	10.205,5	7.414,5
Yala Laubat	Gastre	40,0	40.031,0	128,1	23.186,0	16.845,0
Piedra Parada	Gualjaina	29,7	29.706,0	95,1	17.205,7	12.500,3
Aldea Epulef	Languiño	55,1	55.067,0	176,2	31.894,8	23.172,2
El mirasol	Las plumas	10,9	10.930,0	35,0	6.330,7	4.599,3
Cerro Cóndor	Paso de indios	24,3	24.309,0	77,8	14.079,8	10.229,2
Aldea Apeleg	Rio Senguer	42,5	42.504,0	136,0	24.618,3	17.885,7
Sepaucal	TELSEN	13,8	13.813,0	44,2	8.000,5	5.812,5
	TOTAL	504	504.245	1.614	292.059	212.186

Fuente: elaboración propia

2.4. Conclusiones

Se pueden observar 4 segmentos de demanda con características propias. En primer lugar, la mayor demanda potencial está dada por las **viviendas particulares**, que actualmente **consumen principalmente leña**, aunque existen casos de consumo de otros combustibles. Por su escala, el sistema que más se adecua a las mismas es el uso de **estufas de pellets individuales**. Este cambio tecnológico en un principio **no representa ahorros evidentes**. La existencia de ahorros dependerá de los patrones de consumo propios de cada casa. Por esta razón no es esperable que la inversión posea repago y solo estará asociada a una mejora en la calidad de vida del usuario. Este segmento representa el **68,5% de la demanda potencial**, equivalente a unas **15.600 t/año de pellets**. Esta demanda se encuentra diversificada en un gran número de actores, lo que determina que posea un crecimiento lento y que difícilmente consuma un porcentaje considerable de un centro de procesamiento de biomasa durante los primeros años. Sin embargo, en el mediano plazo, aporta mucha estabilidad al sistema desde el punto de vista comercial.

El segundo segmento está dado por los **edificios públicos pequeños**: salas sanitarias, viviendas de maestros y médicos y edificios municipales. Gran parte de esta demanda está cubierta por **GLP**, GLP indiluido o electricidad, siendo muy raro el uso de leña en este tipo de dependencias. Por el tipo de combustible a sustituir, este tipo de edificaciones **permiten realizar inversiones de 4.000 a 9.000 USD**, según escala, lo que equivale a \$180.000 a \$360.000 (a tipo de cambio 45 \$/USD), con un período de repago de 5 años. Por su escala, la tecnología recomendada es la utilización de **estufas de pellets individuales**. Al ser instituciones públicas, la demanda está concentrada en 2 actores provinciales (Min. de Salud y Min. de Educación), y una serie de municipios. Esto determina que si existe una voluntad política de adoptar esta tecnología, fácilmente se puede cubrir gran parte de esta demanda. Este segmento posee un **consumo total equivalente a 1.780 t/año de pellets**, distribuido en 80 edificios. Esto generaría un **ahorro de 103.000 USD/año**.

Un caso particular del segundo segmento, son los SUM municipales. Dichos edificios pueden tener mayor tamaño, pero poseen un uso de tiempo parcial. Algunos de estos edificios no poseen una solución para su sistema de calefacción, otros utilizan leña y algunos GLP (aunque con deficiencias en la provisión de combustible). Sin embargo, por su uso ocasional, en términos generales, no justifican la realización de inversiones en el sistema de calefacción.

El tercer segmento está dado por **edificios públicos medianos**, principalmente escuelas chicas y medianas y hospitales medianos. Estos edificios normalmente están **abastecidos energéticamente con GLP**. Por su tamaño permiten **inversiones de 10.000 a 55.000 USD** (\$ 450.000 a \$ 2.500.000), con períodos de repago menores a 5 años. Por este motivo, tienen un muy buen repago

para la realización de **estufas de pellets de alta tecnología**. Sin embargo, aquellos edificios que posean sistemas de calefacción central con caldera, probablemente puedan optar por utilizar **calderas a pellets**. Esto supondrá un nivel mayor de automatismo y de autonomía del sistema, que devendrá en una mejor calidad de servicio. Dentro de este segmento se encuentran **57 edificios, con un consumo total equivalente a 2.450 t/año de pellets**. Esto generaría un **ahorro de 300.000 USD/año**.

Finalmente, el cuarto segmento lo conforman los **grandes edificios públicos**: escuelas y hospitales de gran tamaño. El alto consumo anual de estos edificios permiten evaluar la posibilidad de utilizar **sistemas de calefacción centralizada a chips o a pellets**. Sin embargo, la gran dispersión de edificios existente en esta categoría, como así los diferentes sistemas de distribución del calor que actualmente poseen, y la gran diferencia en el costo de los distintos combustibles biomásicos, determina que sea necesario evaluar cada proyecto de forma individual. En total existen 27 edificios con estas características, con un consumo total equivalente a 3.400 t/año de pellets, o a 4.500 t/año de chips. Esto generaría un **ahorro de 425.000 USD/año o 640.000 USD/año**, para pellet o chip respectivamente.

De esta forma, se puede observar que el **ahorro total del Estado** (provincial y municipal) en caso de implementar sistemas de calefacción a biomasa se encuentra en el orden de las **800.000 a 1.000.000 de USD/año**. A esto habría que sumarle los beneficios en paralelo que este tipo de proyectos poseen: creación de empleo local, generación de riquezas genuinas, aprovechamiento de los recursos forestales presentes, generación de una alternativa de mayor confort a igual costo que la leña para los usuarios particulares y sustitución del uso de combustibles fósiles por combustibles renovables.

3. GENERACIÓN ELÉCTRICA Y COGENERACIÓN

En el presente capítulo se evaluará la factibilidad de incluir proyectos de generación eléctrica a partir de biomasa en la región.

Es fundamental entender las particularidades de este tipo de proyectos para poder evaluar su viabilidad. A continuación se desarrollarán brevemente los conceptos de base de esta materia agrupados en tres grupos:

- Conceptos técnicos.
- Conceptos económicos.
- Conceptos legales.

3.1 Introducción

El presente apartado describe las generalidades de los sistemas de generación y cogeneración eléctrica a partir de biomasa. Dada la gran amplitud que este tema posee, se centrará la descripción en aquellos sistemas que pudieran resultar viables en la región bajo estudio. Dentro de los factores a evaluar se pondrá énfasis en las restricciones debidas a la ubicación de las demandas bajo estudio, que restringe la disponibilidad de servicios de apoyo a los equipos.

La biomasa puede clasificarse en: biomasa húmeda (más de 60% de HR) y biomasa seca (menos de 60% de HR). Los residuos dendroenergéticos se encuentran dentro del grupo de las biomásas secas. Para la biomasa seca, podemos definir las siguientes etapas para su aprovechamiento:

- Conversión primaria: como la transformación primaria que libera la energía química de la biomasa. La misma puede generar como productos primario un combustible (gas/syngas, carbón vegetal o líquido pirolítico), o directamente generar gases calientes (combustión)
- Conversión secundaria: es la transformación de los productos primarios (aquellos de la conversión primaria) en los productos finales buscados: energía eléctrica o térmica.
- Conversión terciaria: en el caso de la utilización de biomasa para la generación de sistemas de frío, es necesaria una tercera transformación. Estos proyectos se conocen como trigeneración o plantas de CHP-C (por sus siglas en inglés CHP and chilling). La producción combinada de calor/frío y electricidad en pequeñas

potencias está cobrando auge en paralelo con el desarrollo tecnológico que permite emplear combustibles sólidos, líquidos o gaseosos de origen biomásico, con una fiabilidad y rendimiento notorios. Sin embargo, por la finalidad del presente estudio, estas conversiones no serán estudiadas.

3.1.1 Generación eléctrica

La generación de energía eléctrica con biomasa es un procedimiento a partir del cual la energía química contenida en dicho combustible, es transformada en energía eléctrica.

Normalmente, este procedimiento implica una transformación en energía mecánica³. Esta transformación se realiza normalmente de dos maneras:

- Mediante turbinas de vapor: se utiliza una caldera para la generación de vapor a presión (distintos sistemas utilizan distintas presiones). Luego, se aprovecha la expansión de dicho vapor para mover una turbina de generación eléctrica. El vapor “agotado” (sin presión), puede ser utilizado como fuente de energía térmica, antes de reingresar a la caldera.
- Mediante motores alternativos de combustión interna (MACI): luego de un proceso de transformación primaria, la biomasa puede convertirse en un combustible apto para su utilización en motores de combustión interna especiales. Los gases de escape de dicho motor, junto con los fluidos de refrigeración, pueden ser utilizados como fuente de energía térmica.

Una de las principales características de la generación de energía con biomasa es que aporta potencia firme como servicio, lo que la diferencia de otras fuentes renovables que aportan energía (solar, eólica o solar térmica). Los proyectos de biomasa pueden garantizar despacho debido a que su operación depende de un combustible de soporte. Esto implica que son sistemas que no necesitan un sistema de base sino que por sí solos pueden proveer un servicio continuo, confiable y firme.

Un aspecto fundamental a evaluar es este tipo de sistemas es la eficiencia de generación (EG). Dicho factor es el cociente entre la energía química contenida en la biomasa utilizada como combustible y la energía eléctrica que efectivamente se genera en el proceso a partir de dicha biomasa. La energía que no es aprovechada en el proceso de generación eléctrica se convierte en calor. Dependiendo de la

³ Una excepción es la generación con pilas de combustible. Sin embargo, esta tecnología para biomasa no se considera que esté lo suficientemente desarrollada para ser aplicada en un proyecto como el analizado.

escala, tecnología y calidad de la biomasa, la EG puede variar entre 8 y 40%. (Circe 2016). Esto implica que la mayor porción de energía contenida en el combustible de base se convertirá en calor y no será recuperada en el proceso de generación eléctrica. Disponer de una eficiencia de 8% versus una de 40% implica consumir el quintuple de biomasa para generar la misma cantidad de energía eléctrica. En zonas donde la biomasa es un bien escaso y costoso, como la que está en estudio, este factor es crítico.

En los casos de centrales de generación mediante turbinas de vapor la EG disminuye sensiblemente con la disminución en la **escala**. Por esta razón cuanto menor sea la dimensión de la planta, menor será su eficiencia. Esto implica que generar un mega en una planta de 1 MW de potencia -que normalmente poseen EG del orden del 20%- versus generar cada mega en una planta que posea una potencia de 15 MW- normalmente por encima del 30%- implica consumir un 50% más de combustible.

En MACI la eficiencia depende más del conjunto y las condiciones de cada motor que de la escala.

En relación a la **tecnología**, existe mucha variedad de tecnologías para producir electricidad a partir de biomasa.

A efectos del presente trabajo vamos a dividir las mismas en dos grandes grupos: **sistemas a base de combustión** de biomasa y sistemas a **base de gasificación** de biomasa para producción de Syngas. Se han excluido del análisis los procesos biológicos de digestión de biomasa (para producción de biogás). Esto se justifica en que los mismos son más adecuados para el tratamiento de biomasa húmedas (más de 70% de humedad) y en este caso estamos evaluando proyectos de aprovechamiento de biomasa dendroenergéticas que por definición son biomasa secas.

La **combustión** se utiliza generalmente en sistemas basados en ciclo de vapor o ciclo Rankine (caldera de vapor y turbina acoplada a un alternador). La **gasificación** es un proceso de producción de un gas pobre, producto de un ciclo de combustión imperfecto generado en un gasógeno, en condiciones controladas de saturación de oxígeno. El Syngas es un gas pobre que puede utilizarse en un ciclo Rankine o en un motor de combustión directa.

En general los procesos de combustión directa son menos eficientes que los proyectos de gasificación, siempre y cuando la calidad de biomasa sea la adecuada. Por contraparte, los sistemas de gasificación de biomasa suelen tener menor capacidad de adaptarse a biomasa de menor calidad. Los sistemas de gasificación poseen como mayor activo la posibilidad de trabajar en rangos de carga variables y poseen mayor capacidad de reacción a cambios de carga abruptos, esto hace que su

eficiencia sea constante en rangos de carga variables.

Esto se debe a que los gasógenos son reactores con carga que pueden responder rápidamente a variaciones en la demanda térmica. Este factor es muy relevante en sistemas de generación de menor escala donde se requiere disponer de cambios de marcha instantáneos. Siempre, los sistemas de mayor escala poseen versatilidad frente a la biomasa de menor calidad independientemente del sistema de combustión de la biomasa.

En general, no existen limitantes tecnológicas para que se construyan plantas de biomasa de escalas semejantes a las plantas de generación térmicas convencionales. La principal “limitante” de la escala en los sistemas de generación con biomasa está dada por logística del combustible.

A continuación se expresa en forma teórica la demanda de biomasa anual esperable para generar 1 MW durante un año (8.0000 horas de operación), en diferentes sistemas con distinta EG. Se considera una biomasa en teb (definidas como una tonelada de biomasa de 3.000 kcal/kg) y se expresa el consumo de biomasa por mes, por año y en “camiones de 30 toneladas” por semana. La idea de estas categorías es entender el impacto de la eficiencia (escala) de los proyectos y brindar “sensibilidad” sobre la dimensión operativa que posee generar un 1 MW con biomasa.

Tabla 3.1: demanda de biomasa en función de la EG

Por MW de generación			Consumo de biomasa		
Eficiencia conversión			teb/mes	teb/año	Camiones por semana
22,5%	15,1	mmBTU/MWh	843	10.114	7,0
25,0%	13,6	mmBTU/MWh	759	9.103	6,3
27,5%	12,4	mmBTU/MWh	690	8.275	5,7
30,0%	11,3	mmBTU/MWh	632	7.586	5,3
32,5%	10,5	mmBTU/MWh	584	7.002	4,9
35,0%	9,7	mmBTU/MWh	542	6.502	4,5

Fuente: elaboración propia

La eficiencia depende de una serie de condiciones que normalmente no son fáciles de adecuar. La escala posible, la tecnología adecuada y el tipo de biomasa disponible son en general condiciones propias del proyecto que no siempre pueden modificarse. Esto implica que la posibilidad de optimizar la EG de un proyecto es

acotada.

Otro aspecto fundamental es entender la carga a la que trabajarán los equipos. La potencia nominal de un equipo indica cual es la generación que potencialmente una planta puede generar en forma instantánea. dicha generación dependerá de que haya una demanda que la consuma. En caso contrario el equipo de generación, en la medida de sus posibilidades, modulará su generación acoplándose a la demanda. Esto implica que generará menos volumen de energía, consumirá menor volumen de combustible y despachará menos que su potencial, generando menor valor.

3.1.2 Cogeneración - electricidad y calor

A fin de aumentar la eficiencia total de los sistemas de generación a biomasa, es muy interesante analizar la posibilidad de integrar a los proyectos de generación eléctrica el aprovechamiento del calor residual del proceso para su aplicación a procesos térmicos. Entendemos por aprovechamiento para procesos térmicos a la aplicación del calor útil generado, ya sea para un proceso *industrial* como a la generación de *calor para climatización*. Este tipo de procesos se denomina cogeneración.

El concepto de base de la cogeneración es aprovechar esta energía generando un nuevo servicio a partir de un proceso semejante. Para que esto tenga sentido, este "servicio" de calor, debe sustituir a un proceso que posea un costo -utilice otro combustible, posea costos de operación y mantenimiento, etc. Los costos de estos procesos serán el valor de indiferencia del servicio de provisión térmica. Esto implica que, en la medida en la que el costo de generación actual de la energía térmica sustituida sea mayor, mayor será la viabilidad de los proyectos de cogeneración.

El rendimiento de las instalaciones de cogeneración puede explicarse como

$$R = (E + V)/Q$$

donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil o energía térmica útil.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal. En general los proyectos de cogeneración siempre poseen valores superiores a 80% de R (Idae, 2008).

La cogeneración implica una instalación que provee energía eléctrica y energía

térmica, distinta de la planta de generación. Cada instalación de cogeneración es específica y adecuada para despachar ambos productos en las condiciones que son requeridas por el usuario (tensión, voltaje, para el caso de electricidad; estado -líquido o gaseoso-, nivel de saturación en caso de ser vapor, presión y temperatura, para la energía térmica).

Es importante destacar que la posibilidad de realizar cogeneración no es un atributo exclusivo de la biomasa. Sin embargo, en términos generales, es más viable encontrar proyectos interesantes en escalas medias y bajas de generación eléctrica (menos de 5 MW) que son las escalas donde la biomasa mejor opera, y donde las plantas poseen mayor impacto de costos fijos, lo que hace que toda mejora genere impacto.

La cogeneración es una de las formas en las cuales se ha aprovechado históricamente la biomasa a nivel industrial. Las industrias que poseen residuos biomásicos productivos los utilizan para generar calor para sus procesos, aprovechan en paralelo para generar electricidad y garantizan su disposición final. El típico ejemplo de esto son las aceiteras y los ingenios azucareros. Este tipo de plantas son conocidas como plantas CHP (por sus siglas en inglés Combined Heat and Power).

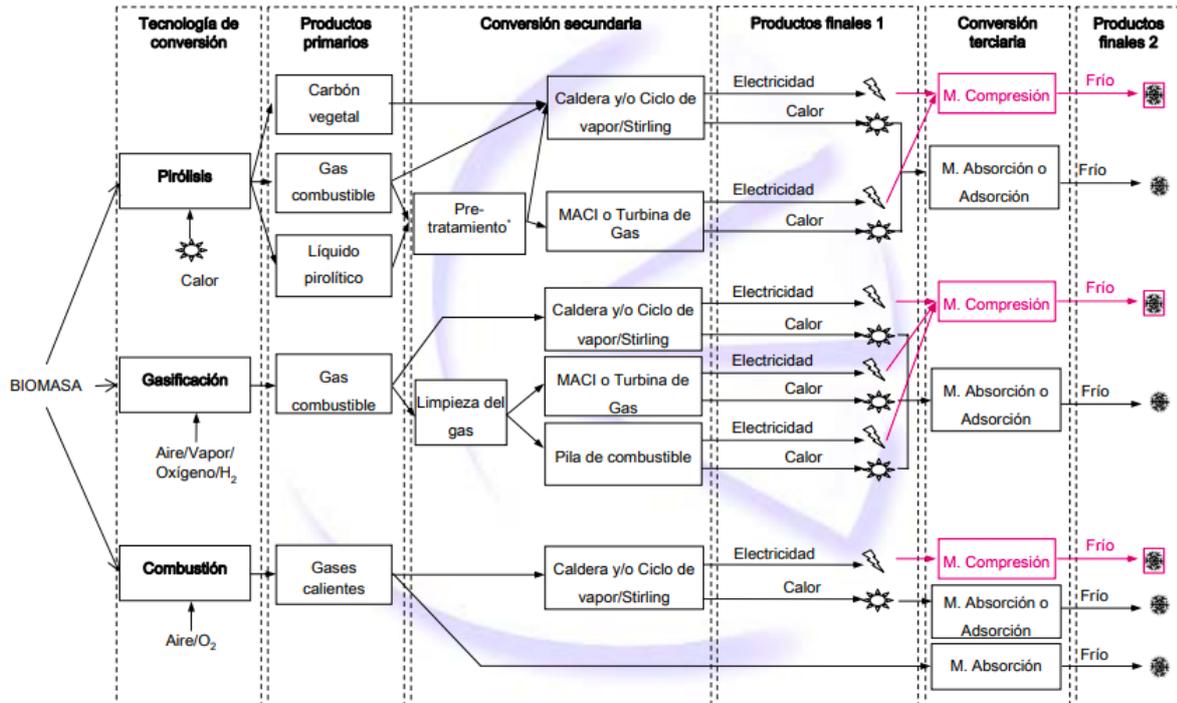
La lógica económica de la cogeneración es mejorar la rentabilidad distribuyendo los costos operativos en un "producto o servicio" adicional, el calor, y permitiendo una mayor eficiencia del uso de la energía.

3.1.2. 1 Selección de la tecnología adecuada para proyectos de cogeneración

A continuación se presenta un resumen propuesto por CIRCE sobre la aplicabilidad de distintas tecnologías en función de las condiciones del proyecto y los productos finales esperables⁴.

⁴ NOTA: el ciclo RANKINE está nominado como "Ciclo de vapor" en el cuadro presentado.

Figura 3.1: aplicabilidad de las tecnologías según el proyecto (CIRCE)



Fuente: Circe 2012

Existe un equilibrio técnico entre la producción de calor y la generación de electricidad, que dependerá de la tecnología utilizada. A modo orientativo, en sistemas de producción basados en el ciclo Rankine, se pueden generar 1 MW eléctrico por cada 4 o 5 toneladas de vapor instaladas -en alta presión o media presión respectivamente, debido a que la entalpía del agua varía en función de la presión. En el caso de proyectos de generación con motores esta relación es más cercana a 2 o 1, debido a que estos equipos trabajan con temperaturas menores. Este segundo grupo tecnológico suele ser mucho más eficiente para generar agua caliente que vapor por el menor rango de presión y temperatura en el que se opera.

Como se planteó, los destinos más frecuentes del calor de cogeneración son su utilización en procesos industriales o en calefacción.

En general, los regímenes de vapor de consumo **industrial** poseen una curva diaria con fuertes variaciones horarias y picos, lo que implica que las cargas demandadas de potencia térmica no son constantes. Para poder aprovechar de forma completa esta demanda térmica para la generación eléctrica, es necesario sobredimensionar la capacidad de generación eléctrica instalada, sub-utilizando dicha potencia la mayor parte del tiempo.

En las antípodas de esto existe la posibilidad de dimensionar la capacidad de generación por debajo del potencial de generación térmica. Esto determinará un uso

más eficiente de la potencia instalada y que se desperdicie parte de la generación térmica (los picos de generación principalmente).

En el caso del uso para calefacción existen numerosos ejemplos. Un caso particular y muy difundido son los sistemas de calefacción comunal (district heating). En estos sistemas se entrega el calor para la generación de un sistema de calefacción y agua caliente sanitaria de una urbanización. Estos sistemas poseen como principal activo que operan a distintas escalas, siendo viables desde escalas relativamente chicas. En paralelo, por tener diversificada la demanda en muchos usuarios suelen ser sistemas muy complejos. Estos sistemas pueden utilizar como vector de calor agua caliente o vapor. En el primer caso, es posible utilizar tanques de inercia para almacenar la energía térmica por breves períodos de tiempo (algunas horas). Esto permite disminuir la potencia necesaria para atender picos de demanda térmica y diferir energía entre el momento de generación y el momento de consumo. El resultado es que la curva diaria de generación térmica sea menos abrupta y el sistema pueda modular mejor la generación eléctrica y la generación térmica. Sin embargo, la variabilidad térmica entre días y entre estaciones, determina que existan momentos de diferente relación de demanda térmica eléctrica del sistema por lo que las evaluaciones deben contemplar todos estos aspectos.

El potencial de cogeneración de una planta será completamente distinto en función del entorno en el que se encuentre la planta. Cuando la planta opere:

- dentro del SADI: la generación será volcada al sistema interconectado y la planta posiblemente opere con prioridad de despacho -por ser renovable. Esto implica que podrá cogenerar a partir de la totalidad de la energía eléctrica generada - cerca de la potencia de la planta- siendo la única restricción tener demanda térmica.
- Fuera del SADI (generación en islas): en caso de que la generación se haga en sistemas aislados (como ocurre en gran parte de las urbanizaciones en estudio), la generación eléctrica deberá estar asociada a la demanda eléctrica existente, y deberá seguir su curva. Lo mismo ocurrirá con la curva de generación térmica. En estos casos normalmente se requieren sistemas de mayor dimensión de acumulación para aprovechar una porción mayor de la energía térmica generada durante el proceso de generación eléctrica.

Por lo expuesto queda claro que cuando se desarrolla un proyecto de cogeneración es fundamental definir cuál es el producto que se priorizará: térmico o eléctrico. A continuación se presentan los escenarios extremos de lo expuesto:

- El proyecto se dimensiona desde la **maximización de la generación eléctrica**. Esto implica dimensionar la potencia del sistema de acuerdo a una generación eléctrica dada, y aprovechar parte del vapor residual para un proceso industrial o un district heating. Este es el típico caso de una central eléctrica que posee un cliente de vapor cercano o una ciudad, siendo el negocio térmico un negocio adicional y eventualmente marginal. La característica fundamental de este tipo de proyectos es que debe poder operar a cargas variables de demanda térmica, lo que implica disponer de un flujo de proceso que le permita *bypassear* el circuito térmico. Otro factor importante es que la planta debe ser rentable sin el proceso de calor.⁵
- El proyecto se dimensiona desde la **maximización de la generación térmica**. Este es el típico caso de las industrias y es un caso frecuente de las microgeneraciones para DH cuando la biomasa posee bajo costo. En este caso se prioriza la generación de calor y se dimensiona el equipamiento de generación eléctrica a un nivel de producción que sea un promedio de producción de la planta. Este escenario es opuesto al anterior desde la definición del negocio. En este caso la decisión es “perder” potencial de generación eléctrica en los picos de generación térmica, pero no es esperable que se genere energía eléctrica y se descarte la generación térmica.

Evidentemente entre ambos extremos existen puntos de equilibrio, condiciones particulares y diseños a tener en consideración.

3.1.2.2 Cogeneración en escala industrial

La base de los sistemas que utilizan caldera es generar vapor a una presión y temperatura dadas. Como combustible pueden utilizar biomasa sólida de forma directa (normalmente, para su combustión en grilla) o gas sintético (syngas) obtenido de la gasificación de la biomasa.

El vapor producido es conducido a una turbina de vapor, donde se expande y da lugar a la producción de energía mecánica la cual es empleada para mover un generador eléctrico. El vapor agotado a la salida de la turbina, es usado como fuente de energía térmica en el proceso industrial o de calefacción. Las turbinas usadas en este ciclo pueden ser de tipo contrapresión o extracción-condensación. En general este último sistemas se relacionan con plantas de gran dimensión.

⁵ como se verá más adelante, este es el caso de las usinas de generación bajo estudio.

En los ciclos con turbinas a contrapresión el vapor es enviado directamente al proceso, evitando el uso de un condensador. En ese caso el proceso determina la cantidad de vapor producido en la caldera. Este sistema es muy empleado en la industria debido a su rango de eficiencia, inversión de capital relativamente moderada y a su configuración simple, aunque una de sus debilidades es la poca flexibilidad en el diseño y operación.

En los ciclos que emplean turbinas de extracción-condensación es posible extraer una parte del vapor antes de que ocurra la expansión completa en el casco de la turbina, para alimentar las necesidades de calor del proceso, haciendo más flexible la relación calor-potencia. En ese caso la producción de vapor está limitada por la disponibilidad de biomasa.

Las plantas con ciclos de vapor son en general grandes complejos, con inversiones, consumos y dotaciones de personal relevantes. Poseen ciertas limitaciones en cuanto a la temperatura y presión a la que se quiera generar el vapor, debido a que la mayoría de las biomásas sólidas contienen una determinada fracción de cenizas que se pueden fundir dentro de la cámara de combustión y depositarse, formando costras, sobre los tubos de vapor (sinterización). Este efecto, además de entorpecer el intercambio de calor entre la zona de fuego y la de vapor, acaba por producir daños irreparables en los tubos. La calidad de las cenizas depende del contenido de material vegetal de bajo contenido de lignina y alto contenido de cloro y del contenido de tierra de la biomasa. Los altos contenidos de humedad impactan negativamente en esta característica. Conforme se incrementa el contenido de cenizas se complejizan las condiciones de combustión lo que impacta en las inversiones, pero son muy pocas las condiciones en las cuales no es viable técnicamente utilizar una biomasa debido a su contenido de cenizas.

En el contexto de precios de energía actual se considera que los sistemas de cogeneración industriales con biomasa sólida son viables a partir de 2 MW de potencia neta. Esto depende de muchas variables pero, en general, sistemas de menor envergadura poseen costos operativos muy altos que impiden el repago eficiente de las inversiones. Una de las principales inversiones de este tipo de sistemas son los sistemas de combustión (las calderas y el conjunto de accesorios como patios de biomasa, sistemas de purificación de agua, etc.). Cuanto mayor es el costo de la biomasa mayor es la escala necesaria de la planta a un mismo precio de venta de energía.

3.1.2.3 Microgeneración para generación de calefacción

Se conoce como tecnología de microgeneración a aquella destinada a pequeñas generaciones eléctricas (normalmente por debajo de 1 MW de potencia).

Cuando hablamos de microgeneración, sumamos a la microgeneración el aprovechamiento térmico del calor generado en este proceso.

La microgeneración se asocia a sistemas de baja demanda térmica y eléctrica, como District Heating o pequeñas industrias. Es una rama de la cogeneración que está creciendo notablemente de la mano de proyectos de energía distribuida. Muchos de estos proyectos utilizan biomasa como combustible, en proyectos de District Heating o calefacción de grandes superficies.

En el siguiente resumen se presentan los rendimientos eléctricos (η_e), rangos de aplicación, relaciones de equilibrio entre generación eléctrica y térmica (W/Q), orden de magnitud de inversión directa en los equipos, nivel de disponibilidad de la tecnología. Por último se presentan la principal ventaja y desventaja cada una de las tecnologías.

Tabla 3.2: ventajas y desventajas en comparaciones tecnológicas

Tecnología	η_e (%)	Rango de aplicación	Relación W/Q	Inversión €/kW	Carga parcial	Mantenimiento	Disponibilidad tecnológica	Ventajas	Inconvenientes
MACI	25-45	5 kWe - 15MWe	0.5-2	400-1000	✓	Alto	✓✓	Coste	Peso
Microturbina de Gas	15-30	25 - 250 kWe	0.4-1	800-2000	✗	Bajo	✓	Peso	Eficiencia
ORC	8-15	3.5 - 200 kWe	0.1-0.4	2000-5000	✓	Bajo	✓	Baja T	Eficiencia
Motor Stirling	17-30	3 - 150 kWe	0.2-0.6	3500-5600	✓	Medio	≈	Eficiencia	Alta T
Pila combustible	30-55	1 kWe - 10 MWe	1-2	5000-10.000	✓	Bajo	≈	Ruido	Vida útil

Fuente: Circe 2012

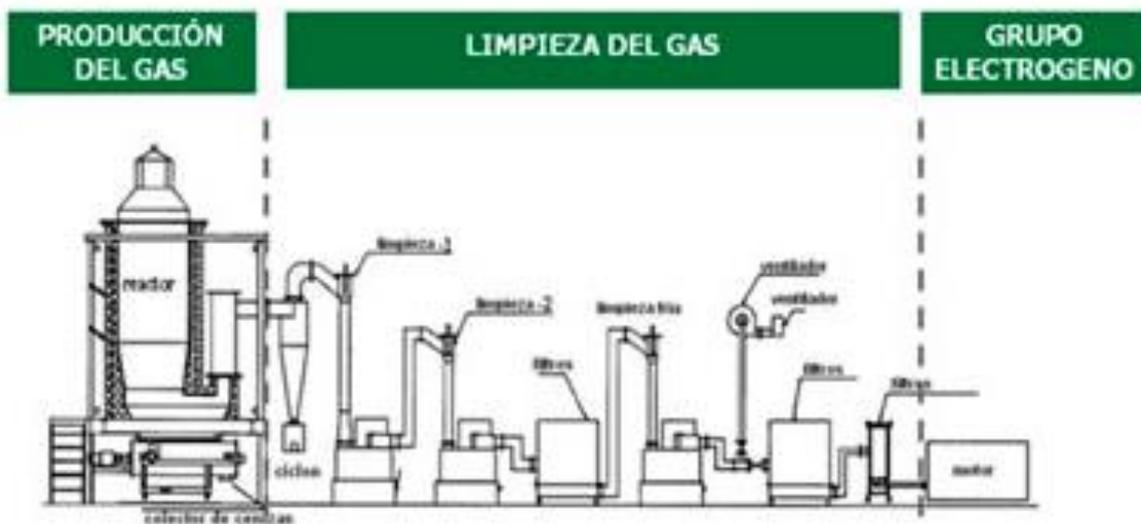
En el mismo se evidencian las razones por las que alguna tecnologías fueron descartadas:

- En el caso de ORC, la misma se descartó debido a sus altos costos de inversión y su baja eficiencia en relación con otras tecnologías (inviabile en el contexto de una biomasa de alto costo).
- En el caso de los motores stirling y las pilas de combustible, son tecnologías con muy baja disponibilidad en tecnología y proveedores y alto costo relativo de inversión.
- La microturbina de gas es un tecnología relativamente moderna, poco estudiada para su uso con biomasa. Si bien, a priori, es una opción viable, posee un rango de aplicación menor, menor eficiencia y mayor costo que los motores MACI. Por este motivo se descartó.

Se considera al motor MACI con syngas la tecnología de microgeneración adecuada dentro del contexto del presente trabajo. Dicha tecnología se basa en gasificación de la biomasa, y el gas pobre producido (syngas) se utiliza como combustible en motores alternativos de combustión interna. Esto permite a la biomasa adecuarse a modelos de producción de menor escala, dado que pueden emplearse tecnologías disponibles para gases, reduciendo sustancialmente las inversiones totales, la demanda de personal y la escala de los proyectos. En estos casos, la potencia eléctrica puede variar en un rango muy amplio, desde pocos kW hasta muchos MW, en sistemas en tándem. Este tipo de sistemas normalmente suelen ser poco competitivos frente a los sistemas basados en ciclos Rankine a partir de cierta escala por costo de inversión. En general producen en baja tensión.

El gas pobre, resultado de la gasificación de biomasa con aire, tiene un elevado contenido de sustancias volátiles combustibles (CO , CH_4 y H_2), valor calórico bajo entre ($4\text{-}7 \text{ MJ/Nm}^3$), una alta estabilidad al encendido y un satisfactorio número de metano, pudiendo ser utilizado en motores de combustión interna. En el gráfico 3.2 se presenta el esquema básico de producción de este tipo de motores (Lesme-jean, R et al, 2016), en este caso con un reactor downdraft.

Figura 3.2: esquema de motores de combustión interna a base de gas pobre



Fuente: extraído de Lesme-jean 2016

El gas se produce en un reactor (gasificador), cuyas características dependerán fundamentalmente del tipo de biomasa utilizada y del rango de potencia eléctrica. Este gas es sometido a un proceso de limpieza y luego suministrado al motor de combustión interna.

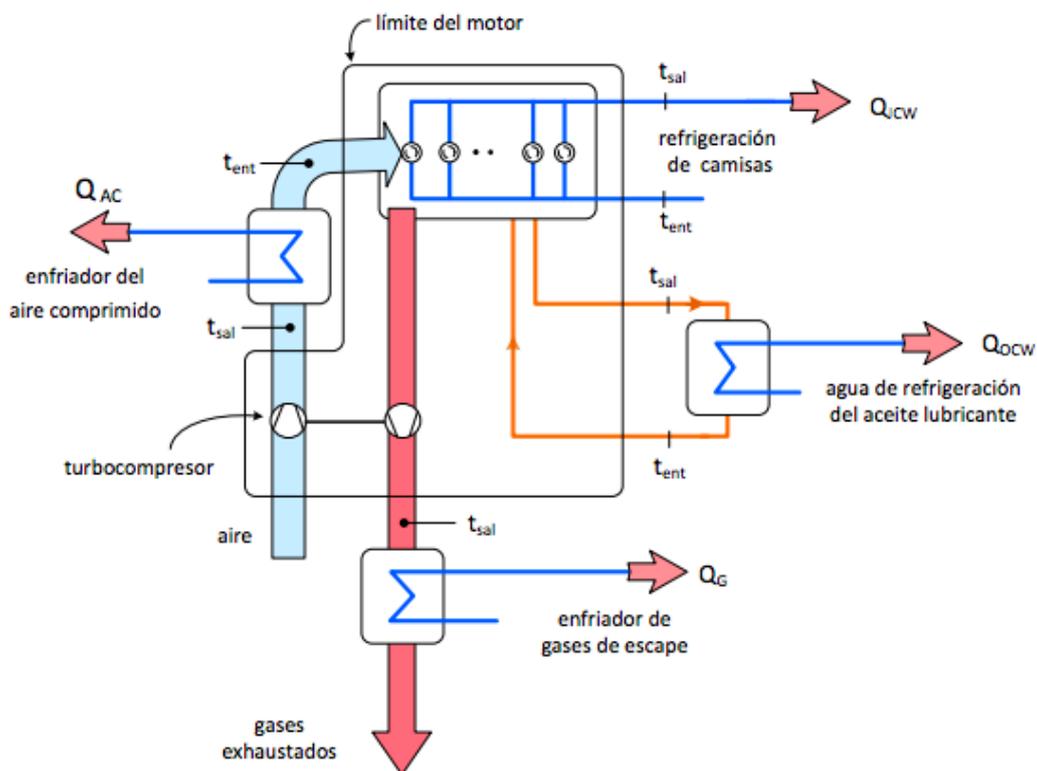
El sistema de cogeneración aprovecha varios orígenes de calor a través de

intercambiadores de calor a partir de:

- los gases de escape,
- el sistema de refrigeración del motor,
- en el caso que los motores sean sobrealimentados existe la posibilidad de recuperar calor en el sistema de compresión, y
- los sistemas de enfriado de aceite.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema básico de recuperación de calor de un MACI sobrealimentado.

Figura 3.3: fuentes de calor de un MACI sobrealimentado



Fuente: tomado de "Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial" (Ramos Zaravia, JC. 2012)

En general el calor potencialmente recuperable del enfriador de gases del escape representa entre el 50% y el 70% del calor recuperado, siendo esto variable en función del tipo de motor (Ramos Zaravia, JC. 2012).

3.1.2.3.1 Propuesta de tecnología a adoptar para cogeneración

La tecnología más adecuada para este proyecto, dadas las potencias, son MACI con syngas. Este tipo de grupos permite generar grandes volúmenes de agua caliente y modular las variaciones de carga eléctrica en baja potencia. Existen muchas empresas que poseen desarrollos de este tipo de equipos.

A efectos del presente trabajo se utilizará como referencia los equipos denominados Gasiflex de la empresa austriaca Technopa GmbH. Esta empresa es pionera en proyectos de cogeneración con biomasa en baja escala y proyectos de calefacción de gran escala.

Figura 3.4: equipo de 50 kWe/80 kWt en container gasiflex



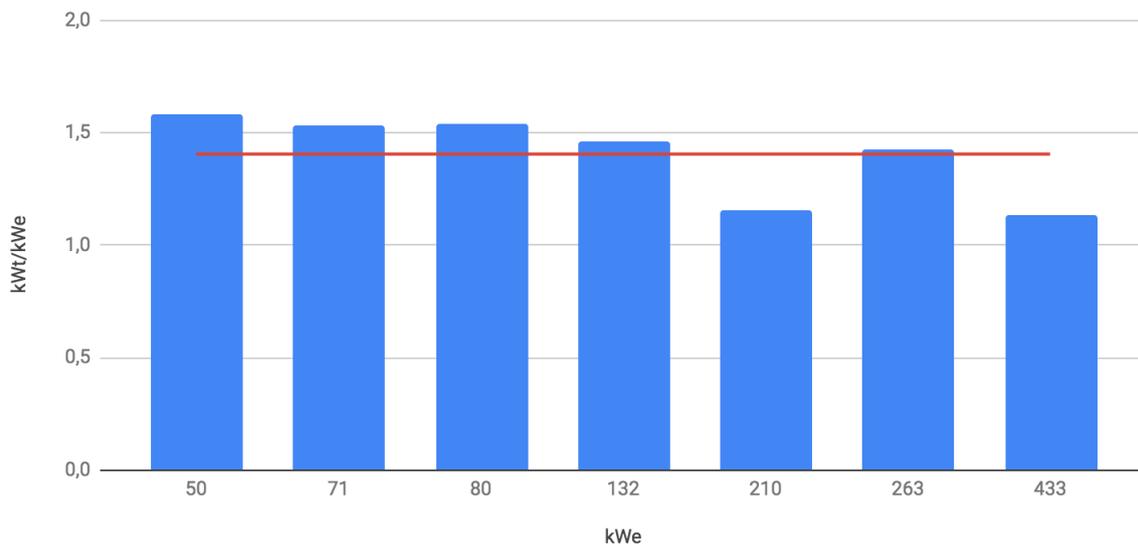
Fuente: Technopa GmbH, foto comercial

Los equipos *Gasiflex* poseen un gran rango de potencias eléctricas y térmicas. Son equipos contenerizados, lo que simplifica mucho la logística de puesta en marcha en lugares apartados y de difícil accesibilidad. Poseen eficiencias de trabajo cercanas a 40% en generación eléctrica y cercanas a 90% de CHP. Esto hace que sean una gran opción como solución tecnológica en una circunstancia como la de estudio donde la biomasa posee alto valor por unidad de energía. Generan potencia trifásica a 50 Hz y están preparados para un loop de temperatura de 90 °C /70 °C, lo que es adecuado para un sistema de calefacción. Poseen también una corriente de flujo de

secado de 60 °C de aire de 11 kW de potencia que se utiliza para el secado de los chips. El combustible utilizado puede ser astilla de madera con una granulometría inferior a 50 mm, y una humedad inferior al 25%, puede operar con pellets.

Existen distintas configuraciones de equipos. Cada configuración posee un rendimiento térmico por unidad de generación (kWh_t / kWh_e) específico que se presenta a continuación en el siguiente gráfico.

Figura 3.5: relación kWh_t / kWh_e en distintas configuraciones de equipos gasiflex



Fuente: elaboración propia sobre datos aportados por la empresa

Sobre la base de esta información se puede definir cuál es la potencia térmica teórica en función de la potencia eléctrica. En la siguiente tabla se exponen los distintos equipos comerciales que posee la firma y sus características.

Tabla 3.3: datos técnicos de los equipos, potencias, energía calorías y eficiencia

Flex type	Electric Output	Heat Output	Fuel consumption	Electrical	Thermal	Total
	kWe	:@90°C __kWth	Natural Gas Nm3/h	efficiency %	efficiency %	efficiency %
iCHP 50 NG 50		79	15,4	34,91	54,28	89,19
iCHP 70 NG 71		109	21,2	35,44	54,23	89,67
iCHP 80 NG 80		123	24,8	34,04	52,50	86,55
iCHP 130 NG132		193	37,6	37,30	54,18	91,48
iCHP 210 NG210		243	56,3	39,57	45,62	85,19
iCHP 260 NG263		375	73,3	37,98	54,00	91,98
iCHP 430 NG433		490	115	39,55	44,97	84,52
iCHP 530 NG530		687	144	38,85	50,34	89,19
iCHP 770 NG776		844	196	41,80	45,40	87,20
iCHP 1160 NG	1169	1274	295	41,80	45,58	87,38
iCHP 1560 NG	1562	1698	385	42,80	46,53	89,33

Fuente: gasiflex.com

3.1.3 Consideraciones sobre la calidad de la biomasa a efectos de la generación de energía

El concepto **calidad** en biomasa para combustible posee dos dimensiones. La calidad **técnica** y la calidad **operativa**.

Entendemos como **calidad técnica** al conjunto de parámetros relevantes de la misma como combustible. Dichos parámetros son: humedad, contenido y tipo de cenizas, granulometría, densidad y poder calorífico. En general la calidad de una biomasa es mayor cuanto: menor sea su humedad, menor su contenido de cenizas -y las mismas no sean alcalinas-, más homogénea sea su granulometría y mayor su densidad y poder calorífico. Sin embargo, existe tecnología adecuada para combustionar prácticamente cualquier biomasa seca. La base de estas tecnologías es adecuar los parámetros de la combustión a las condiciones de la biomasa.

El conflicto normalmente es que, la biomasa tiende a poseer una calidad técnica heterogénea entre “lotes” de producción. La heterogeneidad, una vez definida la tecnología de combustión, suele ser el principal problema que poseen los sistemas de combustión con biomasa.

Entendemos por **calidad operativa** de la biomasa a la homogeneidad entre lotes de producción. En general, la biomasa derivada de procesos industriales tiende

a tener mayor calidad operativa, mientras la biomasa primaria, originada en los bosques suele poseer menor calidad operativa. No debe confundirse la calidad operativa con la **calidad del servicio de suministro**.

La calidad del suministro depende del proveedor. Es condición necesaria para que un proveedor sea confiable disponer de calidad técnica y operativa, confiabilidad de provisión, consistencia administrativa y capacidad de respuesta frente a contingencias, entre otros.

3.1.4 Marco Legal

3.1.4.1 Usuarios dentro del SADI

La oferta eléctrica en nuestro país integra tres actividades: la generación de energía, su transporte y distribución, y la comercialización. La legislación nacional considera como servicio público únicamente el transporte y la distribución y no así la generación, que es considerada de interés general (ley 24.065) pero no es un servicio público. En la práctica todo el sistema eléctrico se encuentra fuertemente regulado.

En relación a la demanda el mercado se divide, en grandes y pequeños usuarios. La mayor parte de los usuarios residenciales se encuentran dentro del servicio de distribuidoras o subdistribuidoras que son grandes usuarios del mercado mayorista que “aglutinan” al mercado residencial o minorista.

3.1.4.1.1 Marco legal general y operativo

A nivel nacional, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está a cargo de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (comúnmente denominada CAMMESA). La administración del MEM implica optimizar los recursos físicos del mercado y liquidar las transacciones económicas entre los agentes del mercado. CAMMESA es propiedad en partes iguales del Estado Nacional, y las cuatro asociaciones civiles que representan a los agentes generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios. El presidente de CAMMESA es el Secretario de Energía de la Nación. CAMMESA es el principal comprador de energía del país, y es quien intermedia en compras y ventas entre generadores y usuarios.

En la Argentina, la matriz de la generación eléctrica posee como base: plantas térmicas (60), centrales hidroeléctricas (36) y nucleares (3) (CAMMESA 2016). Todas estas fuentes de generación aportan energía y potencia firme y predecible. Esto constituye un excelente escenario para incluir a fuentes de generación renovables que ofrezca únicamente energía (solar o eólica), aun cuando no garanticen potencia. Esta afirmación es válida para el corto y mediano plazo, en tanto y cuanto los equipos de base actuales puedan actuar como centrales de generación de base.

En este escenario se asoman las fuentes de energía renovable, como ser la energía eólica, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía solar, la térmica a partir de biocombustibles líquidos, la biomasa y la geotérmica. Hoy todas estas fuentes representan una porción poco significativa de la oferta.

A efectos de promover la inclusión de fuentes de energía renovables en la matriz energética se sancionaron una serie de leyes que dan marco a la actividad. La primera fue la ley N° 25.019, (1998) que declaraba de interés nacional la generación de energía eólica y solar, estableciendo beneficios para su desarrollo, como la estabilidad fiscal por el término de quince años y el diferimiento de tributos, creando a su vez un Fondo Fiduciario de Energías Renovables destinado a incentivar la generación de ese tipo de energía, mediante un sistema de prima por MW.

Luego, el Congreso sancionó en el año 2006 la Ley N° 26.190. Dicha ley establece:

- Que es de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.
- Como objetivo lograr que las fuentes de energía renovables alcancen el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el año 2016.
- Beneficios fiscales, como la amortización acelerada de las inversiones y la exención del impuesto a la ganancia mínima presunta, a la par que se actualizó el sistema de primas.

Los incentivos de esta ley fueron insuficientes lo que motivó la creación del GENREN (2009).

Por otro lado, este marco se complementa con una serie de beneficios y exenciones impositivas otorgadas a la producción de biocombustibles líquidos, con cupos de corte en los combustibles de uso tradicional y la eximición de impuestos al biodiésel de la alícuota del 22% cuando es destinado a la generación eléctrica.

El programa GENREN (2009), fue implementado a través de la empresa ENARSA, quien convocó en el año 2009 a una licitación pública de compra de energía. Fue un proceso semejante a una subasta pública donde se firmaron contratos entre ENARSA y una serie de empresas para la construcción y explotación de esas centrales. En dicho proceso se garantizaba la compra de la energía renovable producida por un plazo de 15 años. La entrada en vigencia de todos esos contratos fue subordinada a la suscripción de un contrato de Abastecimiento entre

ENARSA y CAMMESA, por el que esta última se obligó a comprarle a ENARSA toda la energía generada por las nuevas centrales, siendo dicha empresa el offtaker de los contratos. En este proceso se adjudicaron 754 MW a proyectos eólicos, 10,6 MW a pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 20 MW de energía solar y 110,4 MW a proyectos de energía térmica a partir de biocombustibles. Los precios de referencia fueron: solar (570 USD/MW), térmica con biocombustibles (290 USD/MW), pequeñas represas (160 USD/MW) y eólicos (120 USD/MW). Un detalle relevante es que no se previó un esquema de financiamiento y el marco que proponía, donde el comprador era Enarsa, no favorecía la implementación de project finance⁶ que es como suelen financiarse estos proyectos. Por esta razón, se creó un “Fondo de Garantía” como contraparte del cumplimiento de las obligaciones asumidas por ENARSA en virtud de los Contratos de Provisión. Dicho contrato fue respaldado por CAMMESA y el Banco de Inversión y Comercio Exterior (en adelante, BICE) a través de un fideicomiso.

A pesar de estas medidas, los resultados de GENREN fueron magros en relación a los objetivos originales planteados.

En el mes de octubre de 2015 se promulgó en Argentina la ley 27.191, que modifica el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Dicha normativa fue reglamentada por medio del decreto 531/16.

El principal objetivo de dicha ley es fijar objetivos claros y vinculantes a las partes involucradas para la adopción de energías renovables en nuestro país.

Sus principales aportes son:

- Sendero objetivo: entre 2017 y 2025 se debe transitar desde un 8% hasta un 20% participación de energías renovables en la matriz nacional de energía eléctrica.
- Se crea el FODER: fondo fiduciario conformado para respaldar la financiación de los proyectos de inversión.
- Beneficios fiscales para emprendimientos:

⁶En los modelos de project finance se constituye una Sociedad de Propósito Específico (SPE) que tendrá en su activo el proyecto (en este caso el contrato de venta de energía a largo plazo), el que constituye la única fuente de repago de la deuda, la cual generalmente oscila entre un 60 % y hasta un 80% del monto de inversión requerido, que usualmente se cancela en un plazo de 10 a 15 años. El concepto es que se financia contra un proyecto y no contra un activo, por esta razón es fundamental el rol de las garantías de operación, construcción y pago.

- Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado.
 - Compensación de quebrantos con ganancias.
 - Exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
 - Deducción de la carga financiera del pasivo financiero.
 - Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades.
 - Bono por componente nacional: por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado.
 - Exención del pago de los derechos a la importación.
- El FODER cuenta con importantes recursos económicos, provenientes de varias fuentes nacionales y apoyo de entidades internacionales y la deuda que este avala es de carácter soberano.
 - Otra opción es la autogeneración. En este caso se diferencia la figura de autogeneración y autogeneración distribuida (Resolución SE 269/08). En ambos casos esta figura es la de un consumidor que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de otros bienes y/o servicios. Se requiere para estos proyectos una potencia instalada no inferior a 1 MW. Los autogeneradores pueden vender en el MEM sus excedentes de energía o comprar faltantes, pero esta no debe ser su actividad principal. El caso del autogenerador distribuido se diferencia del primero en que los puntos de consumo y generación de energía se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión.
 - La cogeneración es un proceso de autogeneración de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales, de calentamiento o de enfriamiento. Los cogeneradores pueden vender en el MEM su producción de energía eléctrica, proveniente de la producción de vapor, u otro tipo de energía originada a partir de su proceso productivo. A diferencia de los autogeneradores no son compradores de energía.
 - En los tres casos anteriores de autogeneradores, las ventas a terceros se realizan en el MaTER principalmente. Eventualmente, un proyecto de esta índole puede enmarcarse en el RenovAr, total o parcialmente.

3.1.4.1.2 El programa RenovAr

El programa es un conjunto de licitaciones de compra de energías renovables organizadas por CAMMESA. Las mismas se establecen como rondas denominadas con numeraciones sucesivas: 1, 1.5, 2, 2.5 y 3 (esta última denominada “miniren”).

Cada ronda posee sus características y el proceso entre rondas ha sido de “aprendizaje e implementación de mejoras”. Las rondas 1.5 y 2.5 fueron rondas de reconsideración donde se dio la oportunidad a proyectos que quedaron fuera de las rondas originales (1 y 2), de adecuarse, con condiciones más desfavorables que las rondas originales.

Las principales características de las rondas son:

- Esquema garantía de pago con tres instancias: el FODER antes mencionado garantiza el pago a CAMMESA. El Estado Nacional se plantea como garante frente a la terminación de los contratos y el Banco Mundial, opera como garante final.
- Los plazos de los contratos de venta de Energía (PPA) son a 20 años en dólares, pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial.
- Existen muchos beneficios fiscales que emanan principalmente del FODER.
- Posee consideraciones de precios diferenciales por cada tecnología.
- Cada ronda demanda un cupo por tecnología.

Este marco logró un proceso licitatorio muy exitoso con precios sumamente competitivos -por debajo de los esperados por el Estado Nacional- en la mayoría de las tecnologías y con un volumen de ofertas que en general sextuplicaron la potencia licitada en cada ronda. La primera ronda no fue adecuada para las bioenergías, razón por la cual no fue exitosa en este tipo de fuentes renovables. Este proceso se revirtió parcialmente en la segunda ronda, por la incorporación de “aprendizajes” y un trabajo realizado con los actores del sector.

La licitación denominada “miniren” fue la última ronda ejecutada. El objetivo de la misma fue convocar a proyectos de baja escala, distribuidos, debido a la falta de capacidad de transporte en las redes existentes de alta y media tensión. Las condiciones de esta ronda fueron menos interesantes que las condiciones de la Ronda 2 y el contexto país más complejo. Esto determinó que se cubrieran los cupos que se licitaron pero, a la fecha, hay muchas dudas de si los proyectos serán financiados dado el contexto país.

Las principales condiciones actuales para los proyectos de RenovAr de biomasa son: 110 USD/MWh despachado más IVA, potencia máxima 10 MW, 2% de pago de ingresos brutos, sin prioridad de despacho y sin ningún tipo de incentivo por escala o por potencia. En estas condiciones los proyectos de biomasa son rentables únicamente cuando se dispone de biomasa residual de un proceso con escaso o nulo valor comercial y en potencias superiores a los 5 MW. Cuando la biomasa no es residual o posee un costo mayor a su costo logístico (15 a 20 USD/teb), la escala debe incrementarse y normalmente la rentabilidad se compromete. Es condición además que se encuentren en puntos donde la necesidad de despacho esté asegurada al menos en el corto plazo. Para participar de proyectos de RenovAr se requiere que todo el equipamiento involucrado sea propiedad de la SPE (excepto ronda 3) y nuevo. No se admite afectar equipos usados en la generación para este proceso licitatorio, aun cuando las mismas no hubieran estado en uso o hubieran requerido modificaciones.

3.1.4.1.3 Ley de energía distribuida

La N° 27.424 reglamenta el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. Esta Ley es instrumento enormemente valioso para la implantación de sistemas de generación renovable fotovoltaica distribuido, pero de escaso valor para los proyectos de biomasa. Sus principales atributos son:

- El derecho de todo usuario de la red de distribución eléctrica a instalar un generador de energía eléctrica renovable con una potencia nominal menor que la que tenga contratada.
- Recibir una retribución en función de la cantidad de energía inyectada proveniente del generador de energía renovable en la red de distribución. Esto implica la energía excedente de la que utilizó en autoconsumo. Dicha retribución será, en general, descontada de la factura eléctrica del usuario.
- La intención de fomentar beneficios promocionales en forma de bonificación sobre el costo de capital para la adquisición de dispositivos de generación energética distribuida de origen renovable esto se realiza a través del fondo denominado FODIS.

La ley pretende fomentar el uso e instalación de las energía renovables por medio de la implantación de cierto tipo de balance neto, esto es: que el usuario pueda, sin cargos impositivos, tanto consumir la propia energía que se produzca como inyectar el excedente a la red siendo compensando con ellos. Independientemente del proceso de adhesión a la Ley N° 27424, muchas de las provincias tienen ya hace tiempo una legislación normativa sobre energía renovable y,

especialmente, sobre energía fotovoltaica. Si bien esta ley es un componente interesante de la legislación, a priori, no aplica al estudio.

Hasta el momento se ha definido el marco regulatorio de generación en el Sistema Argentino de Interconexión eléctrica (SADI). Este sistema conceptualmente funciona como un articulador de las distintas condiciones de generación existentes en el país y permite “aprovechar” y distribuir los beneficios derivados de las ventajas diferenciales para producir energía que existen a lo largo del país. En la práctica, esto implica que los bajos precios de generación de las grandes centrales hidráulicas del Río Paraná, Uruguay y Limay, los aerogeneradores de la Patagonia o los grandes parque solares del NOA impacten en el precio promedio del sistema. Esta integración permite la coordinación y optimización de los recursos. Otro aspecto importante es que el SADI garantiza potencia, dando energía de base para permitir la operación de las plantas que solamente entregan energía, y estabilizando el sistema.

El precio final de la energía es el promedio del conjunto de ofertas demandas en el MEM y se denomina precio Monómico. Este precio es variable a lo largo del día y del año dado que depende del volumen de demanda del sistema. Cuanto mayor es la demanda su satisfacción implica la operación de equipos de mayor costo, importación de energía etc., lo que implica mayor precio promedio monómico.

En este contexto, el precio esperable para la generación de energía con biomasa poseen un tope que está dado por el precio propuesto por RenovAr que actualmente es de 110 USD/MWh despachado. Este precio es muy superior al precio monómico. Pero, para disponer del mismo son necesarias una serie de condiciones que deben ser cumplidas por los proyectos.

En el MATER los proyectos de biomasa compiten con proyectos eólicos y solares sin discriminación. Debido a que en el MATER se compra energía y no potencia, la biomasa no presenta ventajas frente a estas otras tecnologías renovables y posee mayores costos. El precio de referencia en el MATER se encuentra en el orden de 75 USD/MWh. Con este precio, prácticamente ninguna planta de biomasa es rentable.

3.1.4.2 Usuarios Fuera del SADI

Existen usuarios que no forman parte del SADI. Estos usuarios son industrias y poblaciones que no poseen conexión con la red de energía nacional. En la práctica

esto implica que cada uno de estos usuarios representa una “isla” independiente de demanda de energía.

En estos casos, los generadores deben garantizar potencia además de energía porque no se dispone de una red de base. En estos sistemas, las tecnologías de generación intermitentes (solar y eólica), requieren un sistema de acumulación o de otro sistema que garantice energía cuando no están disponibles. Por esta razón, normalmente las demandas en isla poseen centrales térmicas utilizando como combustible de base diésel o, eventualmente gas natural. Existen centrales que dan suministro a comunidades aisladas, instituciones de interés público o centrales privadas que dan servicio a usuarios industriales o usuarios privados.

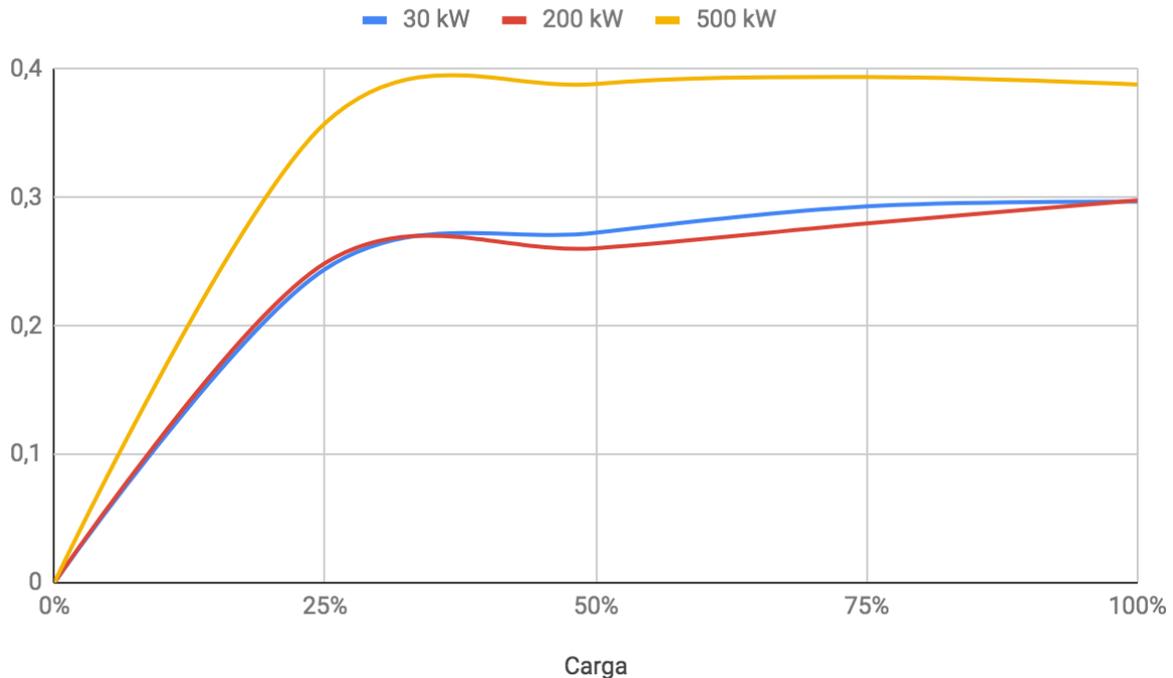
En general este tipo de centrales se encuentran bajo la administración del gobierno de las provincias o los municipios, pero muy rara vez el estado Nacional participa de este tipo de servicios. Es muy frecuente que la operación de las plantas esté concesionada a una cooperativa local cuando se trata de comunidades. Dicha cooperativa, junto con la generación, se encarga del mantenimiento de la red, gestión y administración del servicio.

En estos casos el valor de la energía depende de las condiciones puntuales de cada proyecto. Los costos de estas centrales presentan componente de costos fijos y variables muy elevados, por encima de los costos del SADI. Los costos fijos se componen de: RRHH, amortizaciones de los equipamientos, mantenimientos programáticos, habilitaciones y administración. Estos costos son inevitablemente altos por kWh debido a la baja escala de generación. Por otra parte, los RRHH y la gestión y administración, así como los mantenimientos de las redes de distribución deben hacerse independientemente del sistema de generación. Por esta razón, no es esperable que dichos costos sean menores en el caso de un esquema con biomasa. Los costos variables son principalmente definidos por los insumos de mantenimiento y el combustible.

La eficiencia de generación de este tipo de equipos varía en función de varios aspectos: la carga real de utilización, la tecnología, el estado de los equipos, las condiciones atmosféricas exteriores, el estado de mantenimiento y la escala del generador. La carga real de utilización es uno de los principales factores a considerar. A continuación se presenta una serie de curvas que muestran el impacto de la carga y la escala en la eficiencia. En este tipo de plantas la EG varía entre 25% y 40% en condiciones normales. Cuando se opera el grupo en potencias por debajo del 20% de la carga nominal, la eficiencia cae notablemente. Esto es un detalle muy relevante para las evaluaciones de incorporar proyectos, por ejemplo eólicos, solares o de biomasa a este tipo de sistemas. Si se considera esta incorporación, pero a carga parcial, esto determinará que el equipo de base se encontrará trabajando en rangos de despacho donde la eficiencia de combustión es muy baja. Esto puede determinar

que el resultado global del proyecto no redunde en mejoras en los costos del sistema global. Esto determina que existen casos donde un aerogenerador o un conjunto de paneles solares representan incrementar los costos del sistema.

Figura 3.6: variación de la eficiencia en función de la carga del generador



Fuente: elaboración propia sobre datos de distintos proveedores de grupos electrógenos

3.1.4.2.1 Costo de generación con grupos electrógenos para usuarios fuera del SADI

A efectos de entender el impacto que puede implicar la biomasa en este tipo de esquemas la evaluación debe realizarse sobre los costos variables, dado que los costos fijos son equivalentes en ambos sistemas.

El valor del combustible diésel se encuentra en torno a 950 USD/m³ y una concentración de energía de 9.400 Mcal/m³. Esto implica un costo de 0,1 USD/Mcal, equivalente a 25,1 USD/MMBtu.

En forma muy conservadora se asumirá un 20% adicional de costos de mantenimiento compuesto por lubricantes, aditivos y consumibles del proceso de generación. Esto implica que el costo variable directo es de 30,77 USD/MMBTU, sobre la base del rendimiento propuesto se requieren 11,42 MMBtu/MW generado. Esto implica que el costo variable directo (consumibles) en estos equipos es del orden de 350,3 USD/MW. Esto implica que el costo variable de este tipo de sistemas, en condiciones óptimas, es del orden de 0,35 USD/kWh. Al tipo de cambio actual, 45 \$/USD, esto implica un costo del orden de 14 \$/kWh. Este valor es muy superior al precio monómico actual - en el orden de 2,7 \$/kWh. Todos estos costos fueron

tomados sobre la base de un combustible promedio, pero normalmente en lugares apartados debe sumarse un adicional de infraestructura y extra costos propios de la gestión que incrementan el costo real del litro de gasoil.

En el siguiente cuadro se presenta el costo en función de la EG disponible.

Tabla 3.4: costo variable (combustibles+insumos) de generación con diésel en función de la eficiencia de generación

EG	Costo por kWh	Costo por kWh
%	USD/kWh	\$/kWh
20,0%	0,53	23,85
22,5%	0,47	21,15
25,0%	0,42	18,9
27,5%	0,38	17,1
30,0%	0,35	15,75
32,5%	0,32	14,4

Fuente: elaboración propia

El costo fijo del sistema varía sustancialmente entre distintas locaciones, escalas, esquema de provisión, etc., no siendo viable definir un costo por MW instalado medio.

3.2 Generación con biomasa en la provincia del Chubut

De acuerdo a lo expresado existen dos contextos posibles para proyectos de biomasa. El primero son proyectos dentro del SADI, el segundo, proyectos en isla, fuera del SADI.

3.2.1 Identificación de factibilidad de implementar proyectos de generación con biomasa dentro del SADI

Los proyectos dentro del SADI poseen un marco legal definido. Pueden desarrollarse en el contexto de RenovAr o en el contexto del MATER.

El escenario de RenovAr posee las mejores condiciones, por lo que se analizará a continuación la viabilidad de desarrollar proyectos en este contexto a nivel ante prefactibilidad. Para esto se modelaron, sobre la base de un flujo de fondos tipo de esta clase de proyectos, distintos escenarios de proyecto.

Supuestos:

- Tipo de planta: generador con turbina de vapor a condensación.
- Precio promedio de la biomasa en planta (boca de caldera): 48 USD/t_(45%HR)
- Precio de energía: 110 USD/MWh.
- Horas de despacho anuales: 8.000 h/año.
- Eficiencia de generación de la planta: 26%
- Tipo de contratación: PPA Renovar Ronda 3.
- Se asume que habrá despacho pleno y no se consideran incentivos por componente nacional.
- Inversión por MW instalado (EPCM): 2.500.000 USD/MW
- Dotación y sueldos acorde con los requerimientos del sindicato de Luz y Fuerza.

Con estas variables se analizaron principales indicadores económicos de distintos escenarios de proyecto.

A continuación se exponen dichos parámetros de acuerdo al modelo propuesto, asumiendo distintas potencias netas de despacho. Los mismos se resumen en la tabla 3.5.

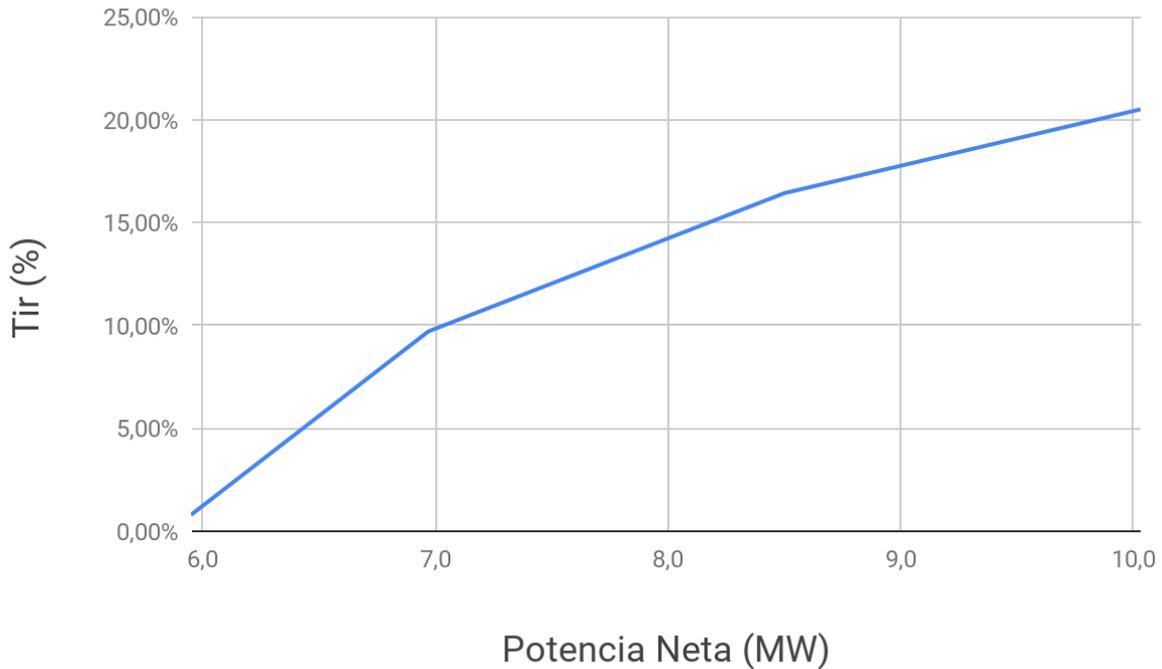
Tabla 3.5: indicadores económicos de proyectos dentro de RenovAr para distintas potencias

POTENCIA NETA		6,0	7,0	8,5	10,0
Inversión (CAPEX)	USD	15.000.000	17.500.000	21.250.000	25.000.000
Costo de operación (OPEX)					
VAN (8%)	USD	(673.262)	235.561	1.598.795	2.962.029
Flujo Fondos Neto (22 años)	USD	133.035	2.589.441	6.274.050	9.958.660
Flujo Fondos Neto (medio)	USD/año	6.652	129.472	313.703	497.933

Fuente: elaboración propia

Sobre la base de este modelo se presenta a continuación un gráfico con los valores de tasa interna de retorno del modelo planteado de acuerdo a las potencias netas de las distintas centrales planteadas. El mismo fue evaluado durante el plazo total del proyecto, 22 años, incluyendo el plazo de inversión y asumiendo que las inversiones no poseen apalancamiento financiero. De esta manera lo que se evalúa es el resultado del proyecto económico.

Figura 3.7: Tasa interna de retorno del modelo de acuerdo a distintas potencias netas



Fuente: elaboración propia

En las rondas anteriores de licitación, la tasa de proyecto de corte para que los proyectos RenovAr resulten interesantes para inversores locales o para obtener un *project finance*⁷ debía ser superior a 15%. Actualmente, con tasas de riesgo país por encima de 1.500 puntos básicos, proyectos con tasas de menos de 25% no son atractivas para inversión extranjera.

Esto implica que a priori, proyectos de **menos de 8 MW de potencia neta no son viables** en Patagonia para inversores locales, y **ninguna planta es viable de captar inversión extranjera** haciendo un análisis puramente económico del proyecto.

Un proyecto de esta magnitud demanda disponer:

- un volumen de biomasa equivalente a 98.000 t/año, por un plazo mínimo de 10 años, con al menos el 50% de este volumen contractualizado con penalidades de no suministro.
- Un volumen mayor a 300.000 t/año de biomasa disponibles con cartas de intención de provisión para la planta sobre el mismo firmadas por proveedores que actualmente operen este volumen de biomasa para otro destino.

⁷ financiamiento bancario cuyo aval sea el proyecto.

- Esquemas intermedios de estas opciones.

De otra manera, el proyecto no se considera viable.

De acuerdo a lo analizado a lo largo de los distintos capítulos de oferta es evidente que este volumen no está disponible. Por lo que **no consideramos viable el desarrollo de este tipo de proyectos desde lo económico**. Por otra parte, es muy difícil que este tipo de proyectos cuente con la licencia social necesaria para llevarse adelante.

Si bien los proyectos de cogeneración podrían ser una opción para rentabilizar este tipo de proyectos en menor escala, **la inexistencia de industrias consumidoras de energía térmica en forma constante hacen que no sea viable esta opción**. En el caso de cogeneración para viviendas asociada con una planta de generación para RenovAr, se requiere una demanda doméstica elevada para justificar la inversión en redes. Esto hace que los proyectos de cogeneración necesariamente se encuentren asociados a grandes núcleos urbanos. En la medida en la que esto implique sustituir calefacción aportada por redes de gas natural con subsidios, no tiene sentido el análisis por el bajo costo de la calefacción.

3.2.2 Posibilidad de desarrollar plantas en ISLA fuera del SADI

Existen muchas localidades que se encuentran fuera del sistema interconectado Nacional en la provincia del Chubut. Las mismas se encuentran abastecidas por una red de usinas eléctricas basadas en grupos electrógenos base diésel o base gas natural. La operación de dichos equipos en algunos casos se encuentra bajo la órbita de cooperativas locales y en otros casos bajo la órbita de la Dirección General de Servicios Públicos. Los mismos se pueden dividir en localidades y aldeas escolares.

A continuación se presenta el plano de dichas localidades.

Figura 3.8 plano de principales usinas de generación



Fuente. Dirección general de Servicios Públicos

Figura 3.9 plano de principales usinas de aldeas escolares



Fuente. Dirección General de Servicios Públicos

3.2.2.1 Estructura y esquema de generación de las usinas térmica

Para caracterizar las condiciones de operación de los distintos grupos presentes en las localidades de referencia, y a efectos de entender cómo se organiza dicha operación, se realizaron reuniones con el equipo de la Dirección General Servicios Públicos de la Provincia (DGSP). Las acciones concretas que realiza, independientemente de si es el operador directo de la usina o si la misma se encuentra concesionada a una cooperativa son:

- Definición del precio a cobrar a los usuarios: el mismo emana del promedio ponderado del precio percibido por las cuatro principales cooperativas provinciales.
- Provisión sin costo de insumos para el mantenimiento de los equipos.
- Provisión sin costo del combustible para generación.
- Aporte de equipos de generación, instalaciones, mejoras y reparación de equipamiento e infraestructura.
- Garantiza el pago de los salarios en aquellos casos donde la recaudación no sea suficiente para cubrir este costo. En las reuniones nos comunicaron que la recaudación que poseen a partir del cobro del servicio a los usuarios, a los valores actuales de energía, permiten cubrir el 30% de los salarios únicamente. Esto es razonable considerando que el costo cobrado se encuentra en el 3,5 \$/kWh, suficiente para afrontar menos de 20% del costo del gasoil utilizado.

Conceptualmente la provincia provee el servicio y afronta la mayoría de los costos que se generan en el proceso.

3.2.2.2 Perfil de generación y consumo de energía eléctrica de los pueblos fuera del SADI

La información utilizada sobre los grupos electrógenos y las localidades existentes fue aportada por la DGSP y complementada con un estudio realizado por la empresa Enviroline a pedido de la Secretaría de Ambiente de la provincia, donde se relevaron muchos de los generadores y se determinaron las condiciones de operación media de los mismos.

Sobre la base de ambos estudios se definió la lista de localidades en dos grupos: pueblos y aldeas escolares. La principal diferencia es que en este segundo grupo el Ministerio de Educación está a cargo de los costos y la operación la hace el personal de la escuela.

A efectos de cumplimentar el objetivo del presente trabajo lo deseable es poder definir el perfil energético de cada urbanización. Esto implica conocer la potencia disponible, potencia requerida, generación de energía actual, proyección del consumo

y perfil de variaciones interanuales de consumo.

En general la información disponible es muy deficiente. Se dispone de datos consistentes únicamente en algunas de las localidades donde es la DGSP la que se encarga de la concesión del servicio.

Sobre la base de la información disponible se relevó:

Datos provenientes de DGSP

- Concesionario del servicio
- Potencia máxima en invierno(kW)
- Potencia mínima en verano (kW)
- Energía activa (kWh)
- Energía reactiva(KVArh)
- Energía generada (kWh/mes)
- Consumo de combustible.

Datos provenientes del trabajo de Enviroline

- Potencia de equipos instalados
- Estado de los mismos
- Energía generada (kWh/mes)

A continuación se presentan los datos disponibles. Los mismos se resumen en dos grupos de tablas: datos generales y datos de operación.

Consejo Federal de Inversiones
Plan de Aprovechamiento de residuos dendroenergéticos - Chubut
- 2019 -

Tabla 3.6: datos generales de los pueblos

Localidad	Departamento	Concesionario	Potencia	Cantidad de equipos	Estado
Arroyo verde	Biedma	DGSP	35,0	1x35	Bueno
Cushamen	Cushamen	Coop Serv ltd Cushamen	650,0	1x280 y 1x650	Bueno/regular
Gualjaina	Cushamen	Coop Serv ltd Gualjaina	2.460,0	1x1100 y 1x 1360	Regular
Camarones	Florentino Ameghino	Coop	2.400,0	2x 1200	Bueno
Núcleo corcovado	Futaleufú	Coop Corcovado	2.600,0	1x1200 y 1x1400	Bueno
Gastre	Gastre	Cooperativa	1.200,0	3x400	Bueno/bueno/regular
Lagunita Salada	Gastre	DGSP	200,0	1x200	Bueno
Colán Conhue	Languiñeo	DGSP	360,0	2x180	Bueno
Paso del Sapo	Languiñeo	DGSP	320,0	2x320	regular
Las Plumas	Mártires	Cooperativa	800,0	2x400	Bueno/regular
Los Altares	Paso de indios	DGSP	500,0	1x180 y 1X320	Bueno
Paso de indios	Paso de indios	Coop	1.600,0	2x800	Bueno
Aldea Beleiro	Río Senguer	?	320,0		Bueno
Facundo	Río Senguer	?	210,0	1x160 1x50	Regular/Bueno
Lago Blanco	Río Senguer	?	160,0		Bueno
Ricardo Rojas	Río Senguer	?	150,0		Regular
Buen Pasto	Sarmiento	?	240,0	2x120	regular
Gan Gan	Telsen	SECCO	550,0	1x200 y 1x350	Bueno
Telsen	Telsen	Cooperativa	800,0	2x400	Bueno

Fuente: elaboración propia sobre información aportada por DGSP y Enviroline

Tabla 3.7 datos generales de aldeas escolares

Aldea escolar	Departamento	Concesionario	Potencia	Cantidad de equipos	Estado
Colonia Cushamen	Cushamen	Ministerio de Educación	60,0	2x30	Bueno
Costa del Chubut	Cushamen	Ministerio de Educación	S/D	S/D	S/D
Costa de Lepa	Cushamen	Ministerio de Educación	35,0	S/D	regular
El Turbio	Cushamen	Ministerio de Educación	30,0	S/D	regular
Fofo Cahuel	Cushamen	Ministerio de Educación	150,0	S/D	regular
Norquincó Sur	Cushamen	Ministerio de Educación	35,0	S/D	Bueno
Ranquil Huao	Cushamen	Ministerio de Educación	35,0	S/D	regular
Chacay Oeste	GAN GAN	Ministerio de Educación	35,0	S/D	regular
Blancuntre	Gastre	Ministerio de Educación	65,0	1x35 1x30	bueno
El escorial	Gastre	Ministerio de Educación	60,0	S/D	Malo
Yala Laubat	Gastre	Ministerio de Educación	70,0	S/D	Bueno
Piedra Parada	Gualjaina	Ministerio de Educación	30,0	S/D	regular
Aldea Epulef	Languiñeo	Ministerio de Educación	160,0	1x160	Regular
El mirasol	Las plumas	Ministerio de Educación	160,0	S/D	Bueno
Cerro Cóndor	Paso de indios	Ministerio de Educación	120,0	S/D	Bueno
Aldea Apeleg	Río Senguer	Ministerio de Educación	220,0	2x110	Bueno/regular
Sepaucal	TELSEN	Ministerio de Educación	35,0	S/D	regular

Fuente: elaboración propia sobre información aportada por DGSP y Enviroline

Consejo Federal de Inversiones
Plan de Aprovechamiento de residuos dendroenergéticos - Chubut
- 2019 -

Tabla 3.8: resumen de información disponible de usinas térmicas en pueblos fuera del SADI

Localidad	Invierno		Verano		Dem. Máx. KW	Dem.Min. KW	Ener. Activa KWh	Ener. React. KVArh	Ener. Gener. KWh	Combustible Lts	Eficiencia (kWh/l)		
	Consumo	Demanda max	Consumo	Demanda max							p25	p50	p75
	l/d	Kva/h	l/d	Kva/h									
Arroyo verde	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	7.405,0	3.202,5	2,1	2,3	2,7
Cushamen	1.400,0	400,0	1.200,0	200,0	277,4	85,5	84,5	S/D	S/D	32.924,0	S/D	S/D	S/D
Gualjaina	4.000,0	400,0	3.000,0	300,0	35,4	12,1	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Camarones	S/d	S/d	S/d	S/d	540,0	310,0	219,3	138,0	S/D	80.334,0	S/D	S/D	S/D
Nucleo corcovado	4.200,0	S/D	3.200,0	S/D	830,0	340,0	356,8	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Gastre	S/d	S/d	S/d	S/d	376,5	110,5	104,8	21,6	S/D	45.748,0	S/D	S/D	S/D
Lagunita Salada	S/d	S/d	S/d	S/d	189,8	56,0	50,4	16,1	43.910,0	16.585,0	2,6	2,7	2,8
Colan Conhue	650,0	116,0	450,0	64,0	110,0	36,0	44,2	23,7	34.241,0	15.437,0	2,0	2,3	2,7
Paso del Sapo	1.100,0	300,0	700,0	180,0	308,0	91,0	88,9	43,5	S/D	31.800,0	S/D	S/D	S/D
Las Plumas	S/d	S/d	S/d	S/d	303,0	97,0	incongruente	incongruente	incongruente	32.225,0	S/D	S/D	S/D
Los Altares	S/d	S/d	S/d	S/d	189,2	50,0	22,4	S/D	56.500,0	19.095,5	3,1	3,2	3,4
Paso de indios	S/d	S/d	S/d	S/d	709,0	227,5	230,7	127,6	S/D	78.530,0	S/D	S/D	S/D
Aldea Beleiro	S/d	S/d	S/d	S/d	140,0	81,0	incongruente	incongruente	incongruente	incongruente	incongruente	incongruente	incongruente
Facundo	S/d	S/d	S/d	S/d	96,3	26,0	S/D	S/D	S/D	11.915,0	S/D	S/D	S/D
Lago Blanco	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Ricardo Rojas	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Buen Pasto	S/d	S/d	S/d	S/d	110,4	50,7	S/D	60.685,0	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Gan Gan	S/d	S/d	S/d	S/d	411,2	100,0	110,4	50,7	S/D	60.685,0	S/D	S/D	S/D
Telsen	S/d	S/d	S/d	S/d	377,2	104,0	174,9	53,2	S/D	38.981,0	S/D	S/D	S/D

Fuente: elaboración propia sobre información aportada por DGSP y Envioline

Tabla 3.9: resumen de información disponible de generadores en aldeas escolares

Aldea escolar	Invierno		Verano		Dem. Máx. KW	Dem.Min. KW	Ener. Activa KWh	Ener. React. KVArh	Ener. Gener. KWh	Combustible lts/mes	Eficiencia (kWh/l)		
	Consumo	Demanda max	Consumo	Demanda max							p25	p50	p75
Colonia Cushamen					S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Costa del chubut	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Costa de Lepa	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
El Turbio	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Fofo Cahuel	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Norquinco Sur	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Ranquil Huao	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Chacay Oeste	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Blancunre	S/d	S/d	S/d	S/d	38,4	12,0	S/D	S/D	S/D	3.441,0	S/D	S/D	S/D
El escorial	S/d	S/d	S/d	S/d	61,8	6,0	S/D	S/D	S/D	3.991,0	S/D	S/D	S/D
Yala Laubat	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	2.416,0	S/D	S/D	S/D
Piedra Parada	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Aldea Epulef	S/d	S/d	S/d	S/d	141,1	56,0	43,6	9,0	S/D	11.007,5	S/D	S/D	S/D
El mirasol	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Cerro condor	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
aldea Apeleg	S/d	S/d	S/d	S/d	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Sepaucal					S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D

Fuente: elaboración propia sobre información aportada por DGSP y Envioline

Como se evidencia la disponibilidad de datos, principalmente operativos, es escasa.

3.2.2.2.1 Estimación de información faltante sobre generación en pueblos y aldeas escolares

En el caso de los pueblos, se tomaron distintos criterios para estimar los datos faltantes. Debido a la alta dispersión de los mismos, y la existencia de valores extremos (out-layers), se tomó como estimador la mediana. Como única excepción, para caso del estimador del valor de demanda máxima donde se tomó el percentil 90. Esto se debe a que el dato de interés en este caso es el dato máximo y no un estimador del dato medio.

Como primera medida se establecieron indicadores de relación que permitieran establecer si los datos eran congruentes o no.

Los principales indicadores fueron:

- Relación entre la energía activa y la energía generada.
- Relación entre la energía generada y el consumo (eficiencia).
- Consistencia entre la demanda máxima y la potencia instalada (considerando los equipos disponibles y la potencia total).

Donde los indicadores no fueron congruentes, los datos se eliminaron, asumiendo que en estos casos los errores provienen de tipeo. Se eliminaron datos donde los rendimientos eran ridículamente elevados o no tenía sentido los valores planteados con las potencias disponibles.

En relación a la ratio generación/consumo, se analizaron los percentiles 25, 50 y 75, a efectos de entender cómo es la distribución de los datos.

Para estimar la generación de energía, donde no se disponía el dato, se tomó como referencia el consumo de gasoil y la eficiencia media de los equipos de los que se disponían datos. Esto implica asumir que la eficiencia de generación es relativamente constante lo que no es necesariamente cierto. Sin embargo, dado que el dato de consumo de combustible es un dato que posee un nivel de registración mayor esto permite disponer de datos en prácticamente todas las usinas.

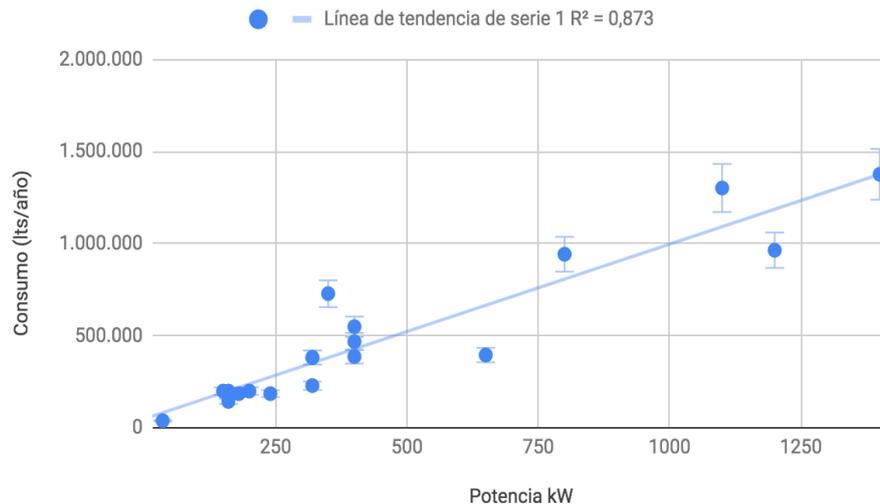
Donde no se disponían datos de consumo ni de generación, se tomaron los datos aportados por Enviroline de consumo de combustible y sobre la base de estos datos se estimó la generación. Finalmente, en aquellos casos donde no había ningún dato disponible se extrapolaron los datos de consumo y generación de energía, tomando como referencia locaciones con potencias semejantes (tomados de Enviroline). Esto implica asumir que localidades con potencias instaladas semejantes tienen patrones de consumo semejantes, lo que es claramente discutible, pero fue una forma de incluir algunas aldeas de las que no se disponen datos.

Esta última aproximación claramente posee niveles altos de error, pero permite aproximar un valor en localidades donde no están disponibles los datos y disponer de

una idea de magnitud que es el objetivo de este apartado.

Como se evidencia en el gráfico, existe una clara correlación entre estos datos lo que indica que esta extrapolación es aceptable.

Figura 3.10: consumo de Gasoil (l/año) en función de la potencia instalada



Fuente: elaboración propia

Como resultado de la información disponible se tomó como factor de eficiencia 2,62 kWh/l de gasoil que corresponde con la mediana de eficiencia de tres localidades donde hay información completa: Los Altares, Lagunita Salada y Colán Conhue. La localidad menos eficiente se mostró en el rango de 2,1 y 2,7 y la más eficiente en el rango de 3,1 y 3,4. Esto es un indicador que el parámetro, a pesar del grado de error, es un indicador de la media aceptable y un valor razonable.

Este factor indicaría un rendimiento aceptable pero por debajo de lo esperable desde lo teórico. Sin embargo, considerando que muchos de los equipo se encuentran muy sobredimensionados en relación al consumo real que tienen, es muy lógico tener rendimientos por debajo de la media. Inclusive, los casos donde existe mayor información poseen una mejor relación potencia instalada/potencia media demandada que el promedio.

En el caso de las aldeas escolares, existe aún menos información, estando disponibles únicamente datos de consumo de gasoil anual en tres de las mismas. Por esta razón:

- donde se disponía la información del consumo, a partir de este dato, se realizó una aproximación, tomando como valor de referencia, el rendimiento esperado,
- donde no se disponía del dato de consumo, se estimaron (mediante media móvil) los datos en función de las potencias instaladas.

Las condiciones de las aldeas escolares, los patrones de consumo diarios y la informalidad de las conexiones existentes hace que sea prácticamente imposible realizar una estimación correcta con el nivel de información disponible.

A efectos orientativos se separaron en dos grupos: a) aquellas donde se poseían datos de consumo y se estimó la generación con este dato y b) aquellas donde no se poseía el consumo que se dividieron en dos grupos: las grandes (>150 kW de potencia instalada) y las pequeñas (~35 kW de potencia instalada). Evidentemente en este caso los valores son muy orientativos. No se encontraron generadores en el rango intermedio.

Sobre la base de estos supuestos se obtuvieron los estimadores que se presentan en las siguientes dos tablas separados en pueblos y aldeas escolares. En naranja oscuro se indican los valores extrapolados por potencia y en naranja claro aquellos extrapolados a partir de consumo. Se presentan los valores de mediana mensual y total anual para generación y para consumo de combustible. Esto se indica en los comentarios.

En general el dato de potencia debe ser tomado en el contexto de las unidades de generación. En la mayoría de los casos la generación se realiza con un único equipo y el otro equipo es de back-up por lo que no debe considerarse la potencia instalada sino la potencia del equipo de mayor tamaño.

No es un dato menor, que los principales consumos individuales tuvieron que ser extrapolados por no disponerse de datos. Esto agrega mucho error absoluto a los resultados del trabajo.

Tabla 3.10: estimación de generación y consumo de usinas térmicas a diesel en pueblos fuera del SADI (Los datos coloreados fueron estimados según fuera descrito anteriormente)

Localidad	Departamento	Concesionario	Potencia	Cantidad de equipos	Ener. Gener.	Combustible	Ener. Gener.	Combustible	Comentario
					KWh/mes	Lts/mes	KWh/año	Lts/año	
Arroyo verde	Biedma	DGSP	35	1x35	7.405	3.203	88.860	38.430	
Cushamen	Cushamen	Coop Serv ltd Cu	650	1x280 y 1x650	86.398	32.924	1.036.772	395.088	Extrapolado desde combustible
Gualjaina	Cushamen	Coop Serv ltd Gu	2460	1x1100 y 1x 1360	284.721	108.500	3.416.648	1.302.000	Tomado de ENVIROLINE
Camarones	Florentino Ameg	Coop	2400	2x 1200	210.809	80.334	2.529.705	964.008	Extrapolado desde combustible
Nucleo corcovad	Futaleufú	Coop SEyOS Co	2600	1x1200 y 1x1400	300.990	114.700	3.611.885	1.376.400	Tomado de ENVIROLINE
Gastre	Gastre	Cooperativa	1200	3x400	120.050	45.748	1.440.598	548.976	Extrapolado desde combustible
Lagunita Salada	Gastre	DGSP	200	1x200	43.910	16.585	526.920	199.020	
Colan Conhue	Languiñeo	DGSP	360	2x180	34.241	15.437	410.892	185.244	
Paso del Sapo	Languiñeo	DGSP	320	2x320	83.448	31.800	1.001.377	381.600	Extrapolado desde combustible
Las Plumas	Mártires	Cooperativa	800	2x400	84.563	32.225	1.014.760	386.700	Extrapolado desde combustible
Los Altares	Paso de indios	DGSP	500	1x180 y 1X320	56.500	19.096	678.000	229.146	
Paso de indios	Paso de indios	Coop	1600	2x800	206.075	78.530	2.472.898	942.360	Extrapolado desde combustible
Aldea Beleiro	Rio Senguer	?	320		83.448	31.800	1.001.377	381.600	Extrapolado por potencia
Facundo	Rio Senguer	?	210	1x160 1x50	31.267	11.915	375.202	142.980	Extrapolado desde combustible
Lago Blanco	Rio Senguer	?	160		43.910	16.585	526.920	199.020	Extrapolado por potencia
Ricardo Rojas	Rio Senguer	?	150		43.910	16.585	526.920	199.020	Extrapolado por potencia
Buen Pasto	Sarmiento	?	240	2x120	34.241	15.437	410.892	185.244	Extrapolado por potencia
Gan Gan	Telsen	SECCO	550	1x200 y 1x350	159.247	60.685	1.910.961	728.220	Extrapolado desde combustible
Telsen	Telsen	Cooperativa	800	2x400	102.292	38.981	1.227.506	467.772	Extrapolado desde combustible

Fuente elaboración propia

Tabla 3.11: estimación de generación y consumo de usinas térmicas a diésel en aldeas escolares fuera del SADI (Los datos coloreados fueron estimados según fuera descrito anteriormente)

Aldea Escolar	Departamento	Concesionario	Potencia	Cantidad de equipos	Ener. Gener. KWh/mes	Combustible Lts/mes	Ener. Gener. KWh/año	Combustible Lts/año	Comentario
Colonia Cusham	Cushamen	Min. de Educació	60	2x30	8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Costa del chubut	Cushamen	Min. de Educació			8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Costa de Lepa	Cushamen	Min. de Educació	35		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
El Turbio	Cushamen	Min. de Educació	30		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Fofo Cahuel	Cushamen	Min. de Educació	150		28.885	28.885	346.624	346.624	Extrapolado por potencia
Norquinco Sur	Cushamen	Min. de Educació	35		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Ranquil Huao	Cushamen	Min. de Educació	35		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Chacay Oeste	GAN GAN	Min. de Educació	35		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Blancunre	Gastre	Min. de Educació	65	1x35 1x30	9.030	3.441	108.357	41.292	Extrapolado desde combustible
El escorial	Gastre	Min. de Educació	60		10.473	3.991	125.676	47.892	Extrapolado desde combustible
Yala Laubat	Gastre	Min. de Educació	70		6.340	2.416	76.079	28.992	Extrapolado desde combustible
Piedra Parada	Gualjaina	Min. de Educació	30		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia
Aldea Epulef	Languiño	Min. de Educació	160	1x160	28.885	11.008	346.624	132.090	Extrapolado desde combustible
El mirasol	Las plumas	Min. de Educació	160		28.885	11.008	346.624	132.090	Extrapolado por potencia
Cerro condor	Paso de indios	Min. de Educació	120		28.885	11.008	346.624	132.090	Extrapolado por potencia
aldea Apeleg	Rio Senguer	Min. de Educació	220	2x110	28.885	11.008	346.624	132.090	Extrapolado por potencia
Sepaual	TELSÉN	Min. de Educació	35		8.614	3.283	103.371	39.392	Extrapolado por potencia

Fuente: elaboración propia

3.2.2.3 Potencia, generación y consumo

Existen tres conceptos que son sustancialmente diferentes y deben ser estudiados por separado para entender el funcionamiento de este tipo de sistemas.

Por un lado está la potencia, que es la capacidad que tienen las usinas de generar en forma instantánea energía, por otro está el consumo, que corresponde con la demanda que tiene el equipo realmente en un periodo dado (un mes en este caso) y finalmente están las demandas máxima y mínima, que representan los extremos de carga en los cuales se opera cada pueblo.

Es necesario que la potencia instalada en el pueblo sea suficiente para suministrar la carga de la demanda máxima. Cuando esto no ocurre el suministro sale de operación. Asimismo debe existir una reserva de potencia superior a la carga máxima para responder a picos que no sean perceptibles por el sistema (ejemplo arranques de motores) y permitir que el equipo no trabaje por grandes periodos a máxima carga. En general los equipos generadores modulan bien entre el 20 y el 90% de la carga nominal. Esto implica que tienen capacidad de trabajar en ratios 3,5:1 entre carga máxima y mínima sin perder eficiencia en forma sustancial. Las variaciones de carga del sistema dependerán de la demanda máxima total y mínima total, que son los extremos en los cuales el sistema debe operar. Cuando estos extremos superan el rango de 3:1 se debe trabajar con más de un equipo en paralelo (esclavos, en cascada, atendiendo distintas secciones, o asociados de alguna manera). En caso contrario los rangos de eficiencia del sistema serán malos o el sistema no podrá modular correctamente. El consumo promedio en general no es indicador de potencia, pero la demanda máxima y mínima mensual suelen estar fuertemente asociadas al consumo en este tipo de sistemas.

En estos casos las variaciones están asociadas a patrones estacionales por lo que la estacionalidad intra-anual es un factor relevante para entender el comportamiento de la demanda y por lo tanto de la potencia y tipo de instalación necesaria.

Estos conceptos, junto con la carga total, son la base para el dimensionamiento de los equipos. Otro factor relevante es la proyección de crecimiento del consumo esperable. En algunos casos hemos observado que hay incrementos de demanda media anual, pero los mismos se asocian a patrones de consumo que se han revertido cuando hubo incrementos en los costos de la tarifa. Esto indica que posiblemente dependan con cambios en patrones de uso y no con incrementos en la población.

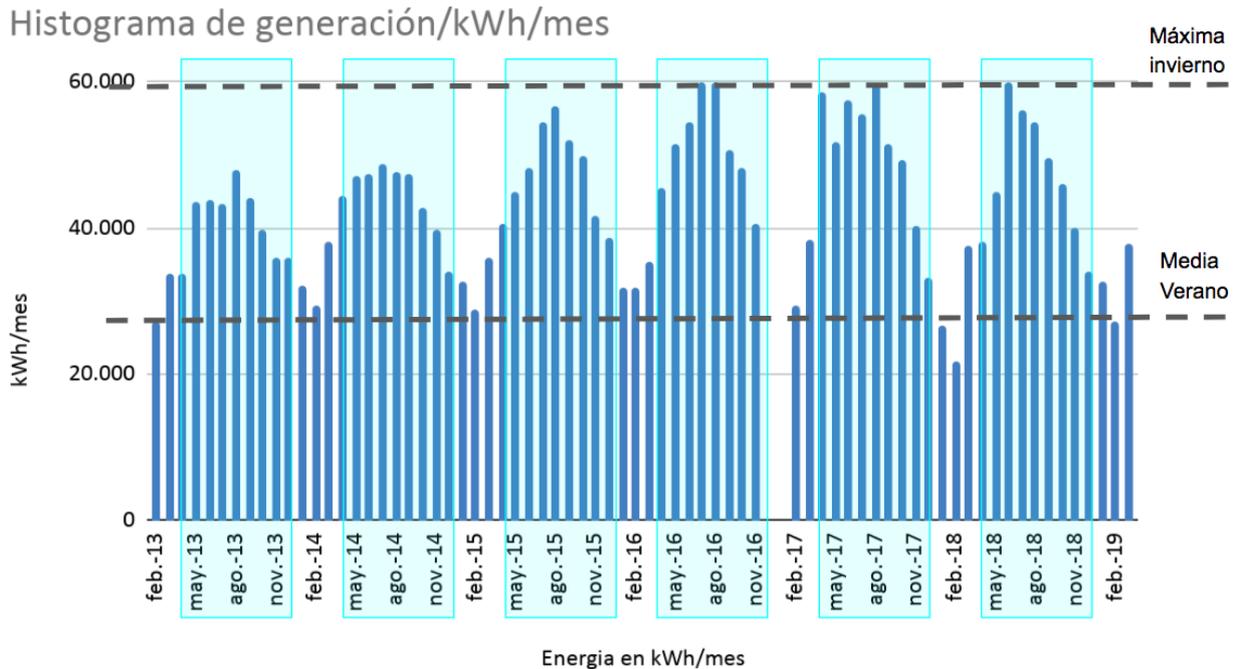
3.2.2.4 Variaciones intra-anales de consumo, generación y demanda de potencia

Existe una diferencia muy relevante entre de consumo de energía y demanda de potencia entre el verano y el invierno. Esto se debe a tres factores: el uso de electricidad para calefacción, la menor disponibilidad de horas de luz y al consumo de las escuelas, que en general no consumen electricidad para calefacción pero sí la utilizan para iluminación y son grandes superficies.

El factor de mayor peso relativo es el consumo de energía eléctrica para calefacción doméstica - las instituciones públicas en general disponen de servicio de calefacción con GLP.

Para expresar esta estacionalidad, a modo de ejemplo, se presenta la generación media de Lagunita Salada, en la figura 3.11. En la misma se ve claramente el comportamiento recurrente de la de curva de generación. En celeste claro se indica el periodo frío.

Figura 3.11: histograma de generación de Lagunita Salada, enero 2013- marzo 2019



Fuente: elaboración propia

La diferencia entre la generación media mensual de verano y la máxima de invierno, en este caso cercana al 100%, determinan la variación intra-anual. Este valor varía año a año y entre pueblos debido a que las temperaturas medias varían interanualmente y también a que los sistemas de calefacción no son equivalentes en todos los pueblos.

Las variaciones interanuales entre máximos y mínimos de generación son relevantes dado que nos indican los extremos de operación que afronta la usina de generación. Es esperable que los extremos de generación y de demanda de potencia estén asociados.

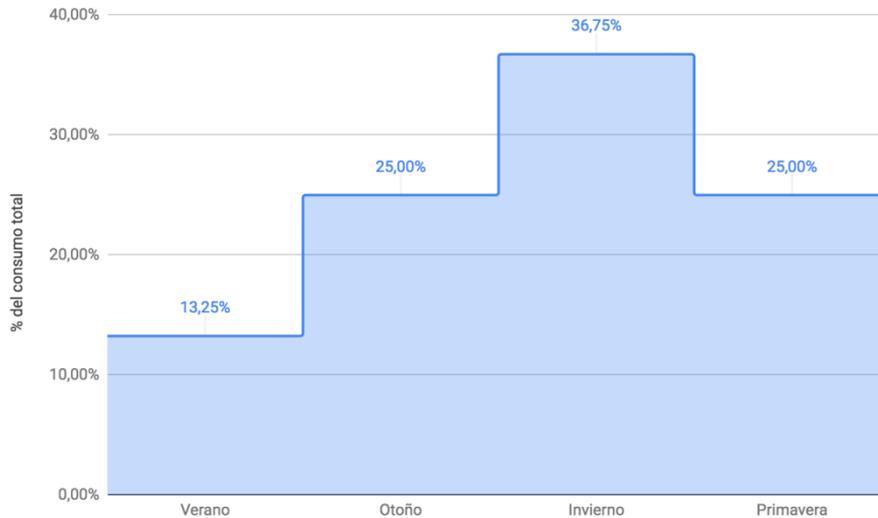
En usinas de pequeño tamaño, variaciones grandes en los requerimientos de generación son una situación de mucho estrés operativo complejas de afrontar con un único equipo. Esto suele implicar grandes ineficiencias en el uso de combustible en los extremos, o la necesidad de mayores inversiones en equipos para poder modular la carga de forma adecuada.

Sobre la base de entender este comportamiento, se puede establecer el sistema de generación adecuado. En este apartado se introducirán conceptos generales, dado que cada localidad posee sus particularidades.

Para simplificar el cálculo se desarrolló un modelo general de consumo de energía eléctrica a lo largo del año. El mismo fue calculado sobre la base de los consumos promedio de los pueblos de los que poseía información suficiente. De

acuerdo al modelo, la generación de energía se distribuye a lo largo del año como se indica en la figura 3.11.

Figura 3.12: distribución del consumo porcentual a lo largo de un año promedio



Fuente: elaboración propia

Sobre la base de este modelo, se planteó un patrón general de despacho de energía eléctrica. Sobre la base de este modelo se definió la estacionalidad de la demanda de energía en los pueblos.

3.2.2.4.1 Estacionalidad de carga y potencia

Para estudiar la estacionalidad de la potencia se realizó, en todas las localidades bajo estudio, la evaluación de la demanda máxima y mínima mensual y el consumo de gasoil mensual como indicador de generación de energía.

Los indicadores que se evaluaron fueron:

- Ratio entre promedio de la demanda máxima y promedio de la demanda mínima en la serie de años bajo estudio.
- Ratio entre la demanda mensual máxima y mínima promedio en la serie de datos disponible 2013-2018.
- Marcha mensual de todas las variables.

El primer indicador establece cuales son los extremos en los que opera el sistema en condiciones medias para el rango de cargas de cada estación (en invierno, se espera que el rango de carga sea superior que en verano). El segundo nos indica cuales son los extremos en cada mes y nos permiten establecer cuáles son las variaciones dentro de una estación.

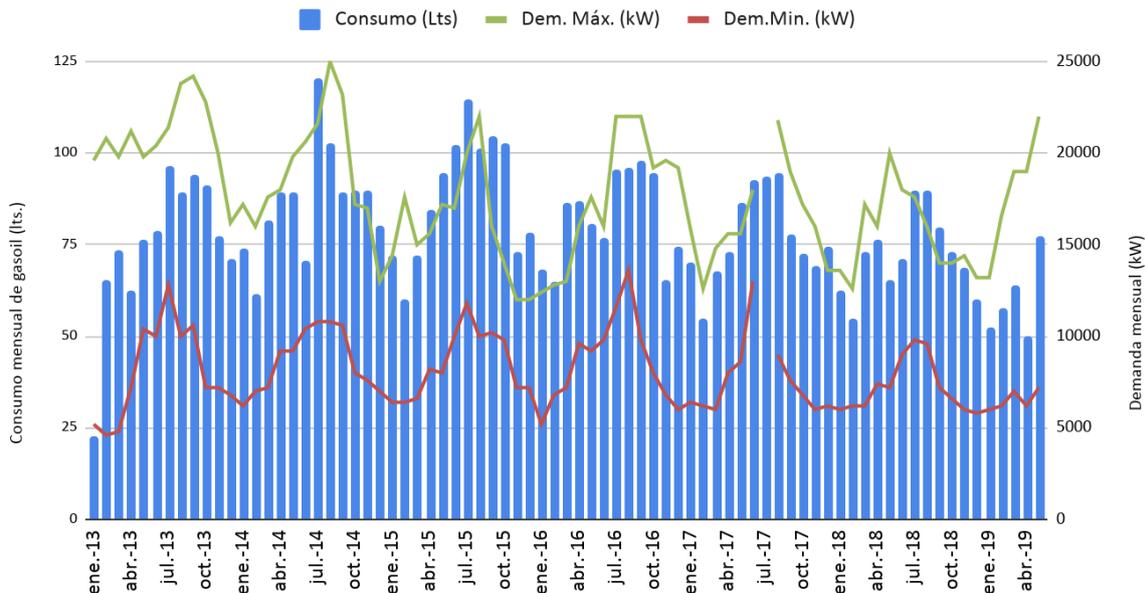
Finalmente se identificaron las marchas de consumo de gasoil mensual y se graficaron junto con las marchas de demanda máxima y mínima. Estos gráficos confirman la existencia de una alta correlación en las distintas series de datos de años disponibles (Figura 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16).

En todas las localidades se identificó la existencia de una estacionalidad muy marcada. Y una alta correlación entre la demanda máxima mensual, la demanda mínima mensual y el consumo de combustible para generación (que es indicador directo de la generación efectiva que hubo).

En los siguientes gráficos se presentan las curvas de las series correspondientes a algunas localidades. En verde demanda (kW) máxima, en rojo demanda mínima en el mes y en azul consumo de combustible en mensual en lts.

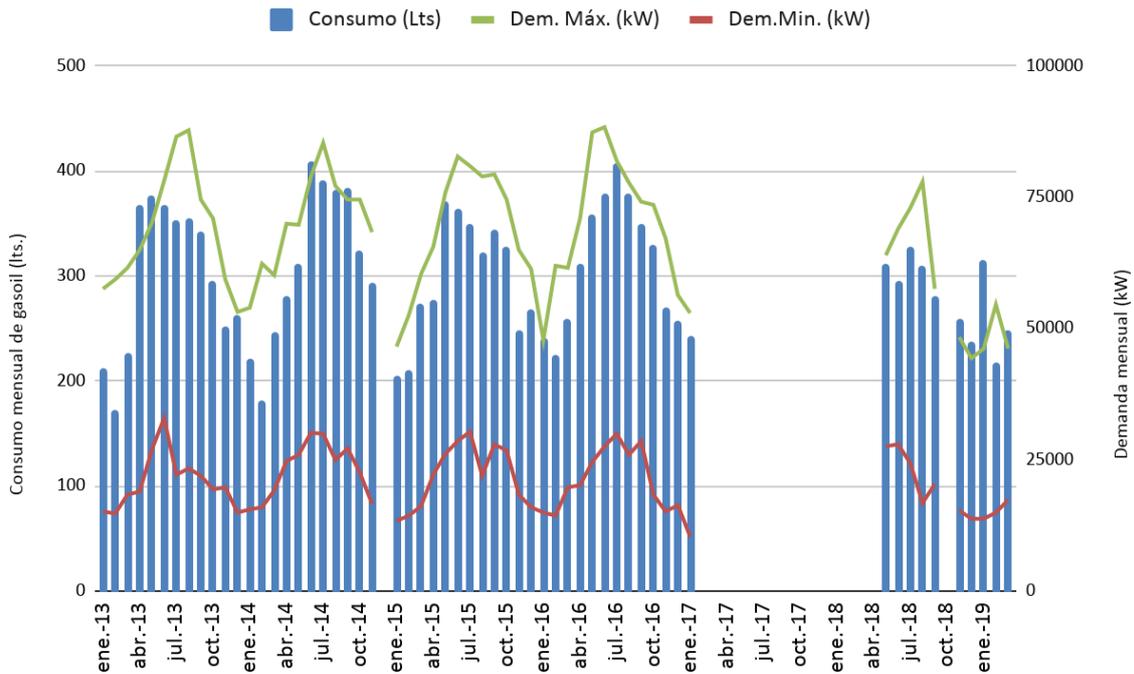
Las localidades representadas son: Colán Conhué, Gan Gan, Gastre y Los Altares. En general los datos de demanda máxima y demanda mínima están disponibles con una regularidad aceptable en muchas localidades. Se encontraron algunas localidades, donde prácticamente no hay datos, los mismos son erráticos o directamente no son correctos (Gualjaina, Paso de Sapo, Bajada del diablo, Aguas Verdes, Corcovado, Las Plumas, Río Pico).

Figura 3.13: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Colán Conhué



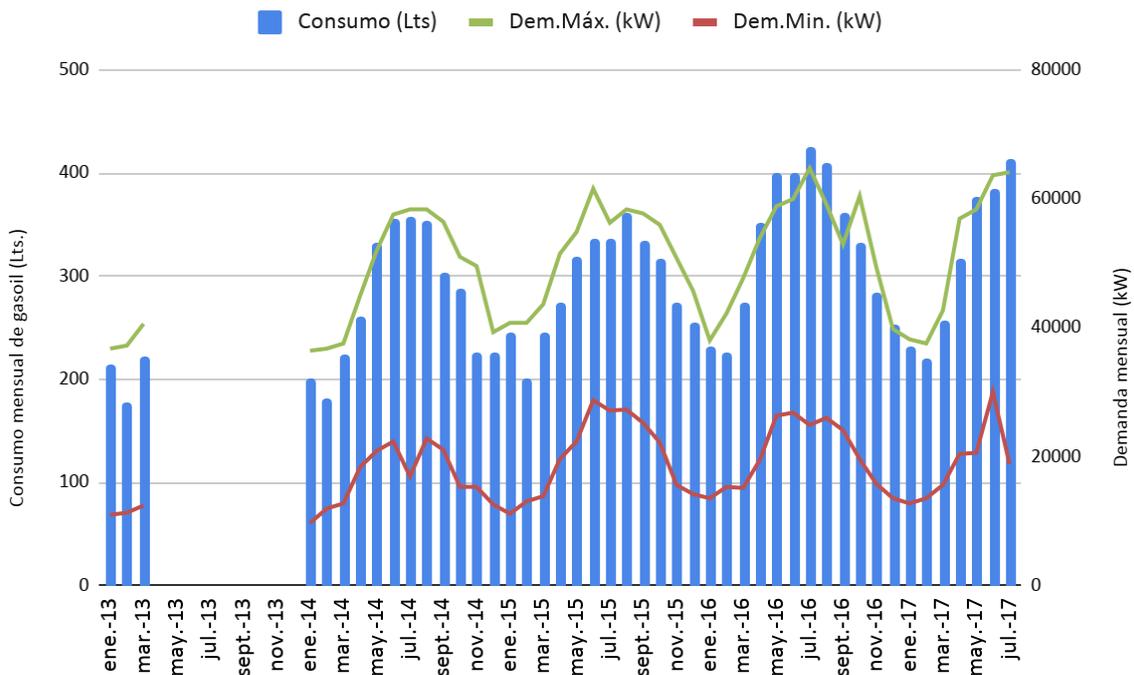
Fuente: elaboración propia

Figura 3.14: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Gan Gan



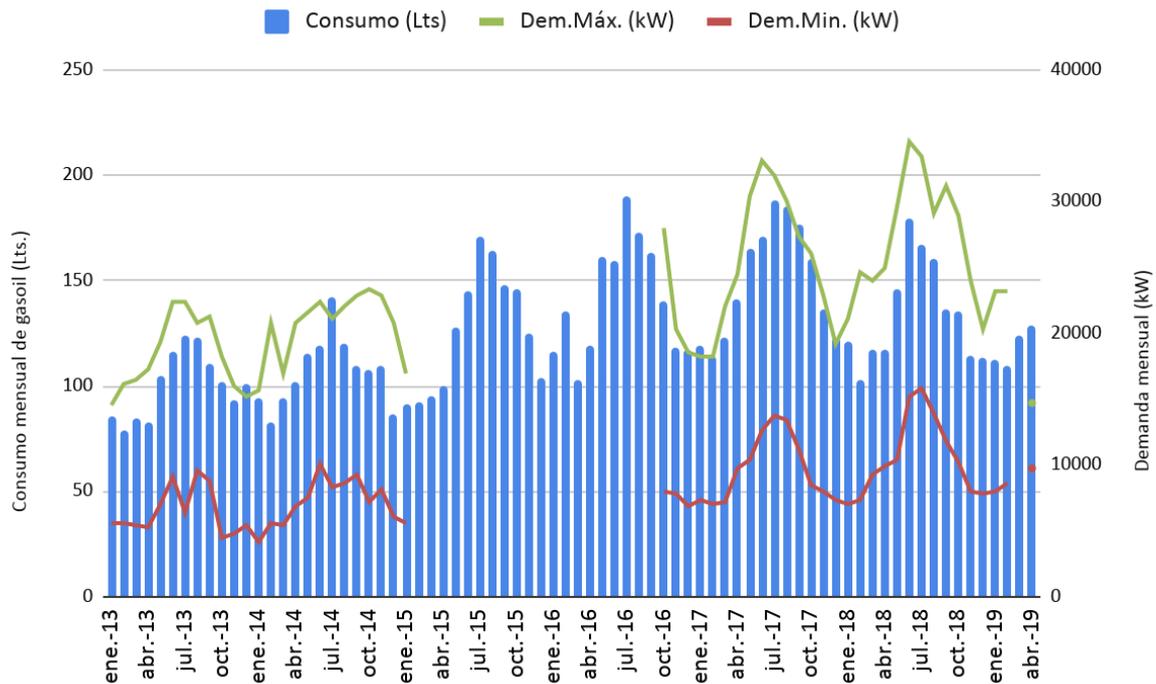
Fuente: elaboración propia

Figura 3.15: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Gastre



Fuente: elaboración propia

Figura 3.16: gráfica de marcha mensual de demanda máxima, mínima y consumo de gasoil en Los Altares



Fuente: elaboración propia

Como se evidencia, la marcha de los tres parámetros se encuentra muy asociada y presenta alta estacionalidad. Los parámetros de demanda y consumo de combustible presentan un patrón equivalente. Lo mismo ocurre con la relación entre máximos y mínimos de demanda. Esto es un primer indicador que no existen en los pueblos grandes demandas puntuales sino que la demanda de energía es la suma de pequeñas demandas agregadas.

A continuación se resumen el conjunto de indicadores planteados. Los mismos se evaluaron en una serie de localidades de las que se disponían de datos suficientes para poder establecer los extremos de las demandas necesarias. Se agrupó a las demandas en tres grupos de semejanza de acuerdo a características medias de cada localidad.

El primer grupo corresponde a localidades donde la relación mensual entre demanda de potencia máxima y potencia mínima es cercana a 2:1 y la relación entre extremos es cercana a 3:1. Esto implica que conceptualmente un único equipo puede modular durante todo el año en condiciones cercanas a las óptimas en todos los rangos. En contraste, en el grupo tres se encuentran localidades donde existen grandes diferencias entre los máximos y los mínimos mensuales. En este grupo las relaciones entre demandas máximas y mínimas son 3:1 y más de 4:1 en los extremos. Esto implica que se debe disponer de al menos dos equipos de potencias semejantes para atender los distintos escenarios. En la práctica, en estos casos, en las localidades con baja demanda total se operará muy por debajo de los rangos

óptimos con muy baja eficiencia y en las localidades de mayor tamaño se dispondrá de dos grupos. En las condiciones intermedias, es altamente probable que con un único equipo y un equipo generador de menor potencia (únicamente para los picos de invierno) se pueda trabajar en rangos de operación óptimos.

Tabla 3.12: indicadores de ratio entre demandas máxima y mínimos mensuales y extremos anuales

	Grupo 1				Grupo 2			Grupo 3				
	Aldea Beleiro	Colón Conhue	Camarones	Corcovado	Cushamen	Los Altares	Paso de Indios	Paso del Sapo	Telsen	Gan Gan	Gastre	Laguna Salada
dic	1,76	2,24	2,20	2,34	2,68	2,80	3,00	2,75	2,86	3,52	3,09	3,55
ene	1,84	2,57	2,21	2,26	3,10	2,91	2,65	2,93	2,66	3,66	3,26	3,65
feb	1,46	2,51	2,25	2,24	2,64	3,01	2,60	2,79	3,52	3,90	2,98	3,80
mar	1,83	2,59	2,15	2,25	3,29	2,91	2,88	2,85	2,75	3,19	3,03	3,55
abr	1,38	2,18	2,28	2,25	2,77	2,46	2,64	3,48	3,64	3,15	2,66	2,88
may	1,68	2,21	1,79	2,26	2,31	2,86	2,43	2,75	2,92	2,80	2,48	2,49
jun	1,44	1,77	1,84	2,22	2,65	2,39	2,39	3,31	2,39	2,70	2,25	2,32
jul	1,75	1,81	1,94	2,16	2,54	2,46	2,60	2,81	2,00	2,98	2,77	2,31
ago	2,43	2,07	1,89	2,03	2,89	2,24	2,34	2,70	2,02	3,53	2,31	2,26
sept	2,84	2,11	1,91	2,11	3,13	2,50	2,84	3,41	2,84	2,86	2,37	2,51
oct	1,37	2,25	1,95	1,98	2,77	3,25	3,10	2,77	3,16	3,37	2,92	2,89
nov	1,88	2,43	2,14	2,40	2,79	2,88	2,78	2,91	2,99	3,61	3,20	3,26
Extremo	2,72	3,16	2,46	3,35	3,62	4,39	4,34	5,22	3,80	4,05	3,26	4,00

Fuente: elaboración propia

3.2.2.4.2 Definición de la potencia necesaria

Desde el punto de vista de la escala de potencia necesaria, las localidades son muy distintas. A continuación se presenta un resumen que indica para cada localidad: potencia actual, potencia definida en función de la demanda actual (10% superior a la demanda máxima registrada), el consumo medio de invierno (CMI) y de verano (CMV), prorrateado por la cantidad de horas disponibles en cada estación y una comparación entre este valor y la potencia disponible a efectos de entender la carga media con la que trabajarían los equipos si tuvieran esa potencia en ambas estaciones.

Este cuadro permite entender si el dimensionamiento de las usinas es bueno, o si se encuentran sub o sobredimensionadas. Por otra parte, indica la relación entre demanda y producción media de energía que nos permite entender el factor de uso en cada estación. Finalmente, donde fue posible, se presentan los grupos de acuerdo a la clasificación de potencias del cuadro anterior.

Tabla 3.13: esquemas de potencias actuales y dimensionamiento de la potencia necesaria

		Potencia actual	Potencia adecuada	Dimensionamiento actual	Consumo medio invierno	CMvX/ Potencia adecuada	Consumo medio verano	CMiX/ Potencia adecuada	Grupo
Grupo	Localidad	kW	kW		kWh/h	%	kWh/h	%	
Muy baja demanda	Arroyo verde	1x35	25,20	Bueno	15,12	60%	7,63	30%	s/d
	Facundo	1x160 1x50	105,93	Bueno	63,84	60%	32,22	30%	s/d
	Colán Conhue	2x180	121,00	Sobredimensionado	69,91	58%	35,29	29%	1
	Ricardo Rojas	?	121,00	?	89,65	74%	45,25	37%	s/d
	Buen Pasto	2x120	121,48	Bueno	69,91	58%	35,29	29%	s/d
Baja demanda	Aldea Beleiro	?	200,00	?	140,37	77%	86,00	39%	s/d
	Los Altares	1x180 y 1x320	208,12	Bueno	115,35	55%	58,23	28%	2
	Lagunita Salada	1x200	208,78	Bueno	89,65	43%	45,25	22%	3
	Lago Blanco	?	208,78	?	89,65	43%	45,25	22%	s/d
Media demanda	Cushamen	1x280 y 1x650	305,14	Bueno	176,40	58%	89,04	29%	2
	Las Plumas	2x400	333,30	Sobredimensionado	172,65	52%	87,15	26%	s/d
	Paso del Sapo	2x320	338,80	Bueno	170,37	50%	86,00	25%	3
	Gastre	3x400	414,15	Bueno	245,10	59%	123,72	30%	3
	Telsen	2x400	414,92	Bueno	208,85	50%	105,42	25%	3
	Gan Gan	1x200 y 1x350	452,32	Bueno	325,13	72%	164,11	36%	3
	Camarones	2x 1200	594,00	Sobredimensionado	430,40	72%	217,25	37%	1
Alta demanda	Paso de indios	2x800	779,90	Bueno	420,74	54%	212,37	27%	2
	Núcleo corcovado	1x1200 1x1400	913,00	Sobredimensionado	614,52	67%	310,19	34%	1
	Gualjaina	1x1100 y 1x1360	968,84	Bueno	581,30	60%	293,42	30%	s/d

Fuente: elaboración propia

En general lo que se evidencia es que en la mayoría de los casos la política de dimensionamiento de equipos es adecuada, dado que la potencia de los equipos disponibles y de los equipos necesarios es semejante. En muchos casos se dispone de equipos gemelos, lo que implica que con un único equipo se puede cubrir la demanda máxima promedio.

La decisión de dimensionamiento es disponer equipos que se puedan operar independientes y que el otro sea de backup.

3.2.2.5 Esquema de Generación

En base a los patrones de consumo de cada localidad, y considerando la variabilidad intra-anual, fue posible estimar la generación eléctrica media mensuales para las distintas estaciones.

Tabla 3.14: generación eléctrica medio mensual - localidades

Localidad	Departamento	Eléctrico en kWh/mes				Generación (kWh/año)
		Verano	Otoño	Invierno	Primavera	
Arroyo verde	Biedma	3.925	7.405	10.885	7.405	88.860
Cushamen	Cushamen	45.791	86.398	127.005	86.398	1.036.772
Gualjaina	Cushamen	150.902	284.721	418.539	284.721	3.416.648
Camaronés	DF Ameghino	111.729	210.809	309.889	210.809	2.529.705
Núcleo corcovado	Futaleufú	159.525	300.990	442.456	300.990	3.611.885
Gastre	Gastre	63.626	120.050	176.473	120.050	1.440.598
Lagunita Salada	Gastre	23.272	43.910	64.548	43.910	526.920
Colán Conhue	Languiño	18.148	34.241	50.334	34.241	410.892
Paso del Sapo	Languiño	44.227	83.448	122.669	83.448	1.001.377
Las Plumas	Mártires	44.819	84.563	124.308	84.563	1.014.760
Los Altares	Paso de indios	29.945	56.500	83.055	56.500	678.000
Paso de indios	Paso de indios	109.220	206.075	302.930	206.075	2.472.898
Aldea Beleiro	Río Senguer	44.227	83.448	122.669	83.448	1.001.377
Facundo	Río Senguer	16.571	31.267	45.962	31.267	375.202
Lago Blanco	Río Senguer	23.272	43.910	64.548	43.910	526.920
Ricardo Rojas	Río Senguer	23.272	43.910	64.548	43.910	526.920
Buen Pasto	Sarmiento	18.148	34.241	50.334	34.241	410.892
Gan Gan	Telsen	84.401	159.247	234.093	159.247	1.910.961
Telsen	Telsen	54.215	102.292	150.369	102.292	1.227.506
TOTAL						24.209.093

Fuente: elaboración propia

Tabla 3.15: generación eléctrica media mensual - Aldeas Escolares

Aldea Escolar	Departamento	Consumo en kWh/mes				generación (kWh/año)
		Verano	Otoño	Invierno	Primavera	
Colonia Cushamen	Cushamen	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Costa del Chubut	Cushamen	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Costa de Lepa	Cushamen	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
El Turbio	Cushamen	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Fofo Cahuel	Cushamen	15.309	28.885	42.461	28.885	346.624
Norquinco Sur	Cushamen	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Ranquil Huao	Cushamen	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Chacay Oeste	GAN GAN	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Blancuntre	Gastre	4.786	9.030	13.274	9.030	108.357
El escorial	Gastre	5.551	10.473	15.395	10.473	125.676
Yala Laubat	Gastre	3.360	6.340	9.320	6.340	76.079
Piedra Parada	Gualjaina	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371
Aldea Epulef	Languiñeo	15.309	28.885	42.461	28.885	346.624
El mirasol	Las plumas	15.309	28.885	42.461	28.885	346.624
Cerro Cóndor	Paso de indios	15.309	28.885	42.461	28.885	346.624
aldea Apeleg	Río Senguer	15.309	28.885	42.461	28.885	346.624
Sepaucal	TELSEN	4.566	8.614	12.663	8.614	103.371

TOTAL 2.973.570

Fuente: elaboración propia

De esta forma, se puede establecer que la generación eléctrica total del sistema, actualmente desarrollada con grupos de generación diésel, es de aproximadamente 27.000.000 kWh/año.

3.2.2.5.1 Estimación de biomasa necesaria

El objetivo del presente trabajo es estudiar la factibilidad de utilizar biomasa en distintos procesos de producción de energía provinciales. El primer paso de este análisis es detectar si los volúmenes de biomasa potencialmente necesarios son compatibles con la disponibilidad potencial de biomasa.

En base a la demanda eléctrica fue posible estimar el consumo equivalente de biomasa requerido para suplir la misma. Para esto se consignó como eficiencia de generación la reportada por los equipos Gasiflex presentados en la introducción. Dicho equipo, según sus datos técnicos, para generar 49 kWh consume:

- Chips de madera: consume 50 kg/h
- Pellet de madera: consume 38 kg/h

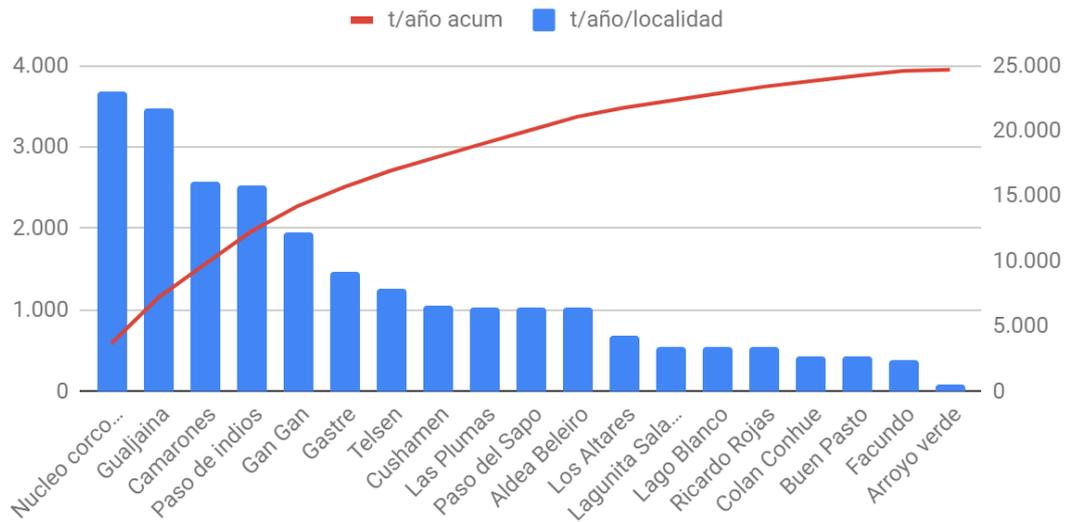
En la siguiente tabla y gráfico se presentan los consumos esperables de biomasa: en chips o pellets para atender la generación con biomasa en las condiciones propuestas para la totalidad de las localidades atendidas con diésel.

Tabla 3.16: consumo de biomasa requerido para satisfacer la demanda eléctrica

Localidad	Depto.	Req. Chips en t/mes				T chip/ año	Req. Pellets en t/mes				T Pellet/ año
		Ver.	Otoño	Inv.	Prim		Ver.	Otoño	Inv.	Prim	
Arroyo verde	Biedma	4,0	7,6	11,1	7,6	91	3,0	5,6	8,3	5,6	67
Cushamen	Cushamen	46,7	88,2	129,6	88,2	1.058	34,8	65,6	96,4	65,6	787
Gualjaina	Cushamen	154,0	290,5	427,1	290,5	3.486	114,6	216,2	317,8	216,2	2.595
Camaronés	DF Ameghino	114,0	215,1	316,2	215,1	2.581	84,8	160,1	235,3	160,1	1.921
Núcleo Corcov.	Futaleufú	162,8	307,1	451,5	307,1	3.686	121,1	228,6	336,0	228,6	2.743
Gastre	Gastre	64,9	122,5	180,1	122,5	1.470	48,3	91,2	134,0	91,2	1.094
Lagunita Salada	Gastre	23,7	44,8	65,9	44,8	538	17,7	33,3	49,0	33,3	400
Colán Conhue	Languiñeo	18,5	34,9	51,4	34,9	419	13,8	26,0	38,2	26,0	312
Paso del Sapo	Languiñeo	45,1	85,2	125,2	85,2	1.022	33,6	63,4	93,2	63,4	760
Las Plumas	Mártires	45,7	86,3	126,8	86,3	1.035	34,0	64,2	94,4	64,2	771
Los Altares	Paso de indios	30,6	57,7	84,8	57,7	692	22,7	42,9	63,1	42,9	515
Paso de indios	Paso de indios	111,4	210,3	309,1	210,3	2.523	82,9	156,5	230,0	156,5	1.878
Aldea Beleiro	Río Senguer	45,1	85,2	125,2	85,2	1.022	33,6	63,4	93,2	63,4	760
Facundo	Río Senguer	16,9	31,9	46,9	31,9	383	12,6	23,7	34,9	23,7	285
Lago Blanco	Río Senguer	23,7	44,8	65,9	44,8	538	17,7	33,3	49,0	33,3	400
Ricardo Rojas	Río Senguer	23,7	44,8	65,9	44,8	538	17,7	33,3	49,0	33,3	400
Buen Pasto	Sarmiento	18,5	34,9	51,4	34,9	419	13,8	26,0	38,2	26,0	312
Gan Gan	Telsen	86,1	162,5	238,9	162,5	1.950	64,1	120,9	177,8	120,9	1.451
Telsen	Telsen	55,3	104,4	153,4	104,4	1.253	41,2	77,7	114,2	77,7	932
TOTAL							TOTAL				
L						24.703	L				18.384

Fuente: elaboración propia

Figura 3.17: consumo de biomasa por localidad y acumulado



Fuente: elaboración propia

El mismo análisis se realizó para las aldeas escolares. Los valores se presentan en la tabla 3.17 a efectos de entender la dimensión relativa de los consumos. Sin embargo, no se considera viable la implementación de este tipo de equipos en las mismas. Esta afirmación se sustenta en distintas razones. La primera es netamente operativa, las aldeas operan en forma parcial sus equipos de generación, normalmente suspendiendo la generación durante la noche. Esto es razonable dado que el objetivo de los equipos es proveer energía a las escuelas (más allá de las derivaciones que haya tenido el sistema). Los equipos de cogeneración con biomasa no son adecuados para trabajar en estas condiciones porque los reactores *downdraft* poseen carga de biomasa continua.

Por otra parte, son sistemas de alta tecnología, lo que implica que se requiere de recurso humano capacitado para su operación. En las distintas localidades, las cooperativas disponen de personal calificado para utilizar los equipos de generación, mientras que en las aldeas no hay personal con la dedicación intensiva que requiere esta nueva tecnología. Finalmente, las condiciones de tenencia de la tierra y las redes de distribución hacia los usuarios de las casas son precarias. En estas condiciones no es razonable que la provincia realice inversiones si no es dentro de un plan mayor que ordene toda la situación de las aldeas en un sentido más profundo.

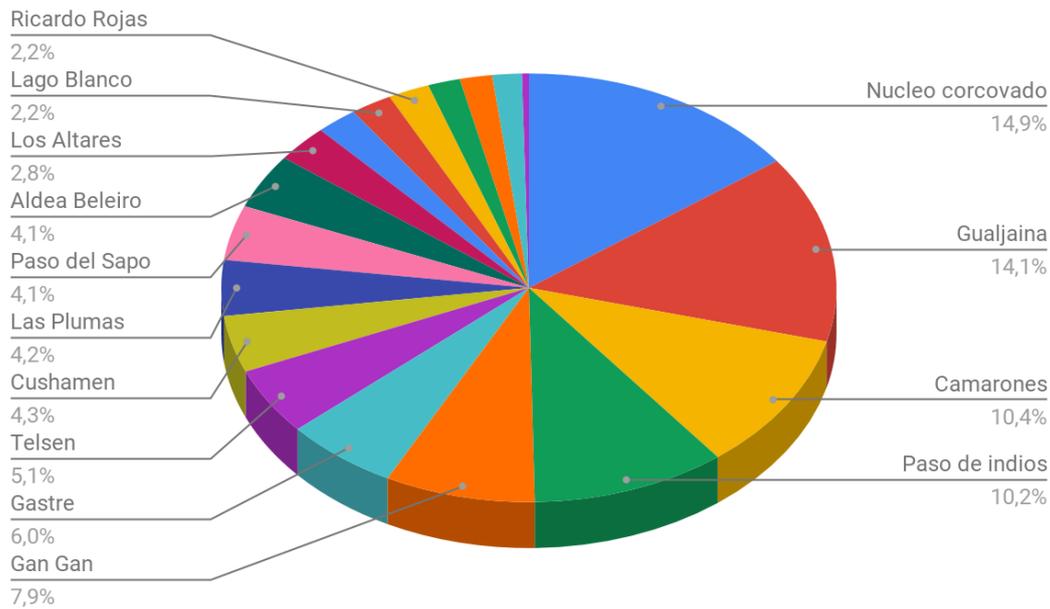
Tabla 3.17: consumo de biomasa requerido para satisfacer la demanda eléctrica - aldeas escolares

Aldea Escolar	Departamento	Req. Chips en t/mes				T chip/ año	Req. Pellets en t/mes				T Pellet/ año
		Ver.	Otoño	Inv.	Prim		Ver.	Otoño	Inv.	Prim	
Colonia Cushamen	Cushamen	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Costa del Chubut	Cushamen	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Costa de Lepa	Cushamen	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
El Turbio	Cushamen	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Fofo Cahuel	Cushamen	15,6	29,5	43,3	29,5	354	11,6	21,9	32,2	21,9	263
Norquinco Sur	Cushamen	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Ranquil Huao	Cushamen	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Chacay Oeste	GAN GAN	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Blancuntre	Gastre	4,9	9,2	13,5	9,2	111	3,6	6,9	10,1	6,9	82
El escorial	Gastre	5,7	10,7	15,7	10,7	128	4,2	8,0	11,7	8,0	95
Yala Laubat	Gastre	3,4	6,5	9,5	6,5	78	2,6	4,8	7,1	4,8	58
Piedra Parada	Gualjaina	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
Aldea Epulef	Languiño	15,6	29,5	43,3	29,5	354	11,6	21,9	32,2	21,9	263
El mirasol	Las plumas	15,6	29,5	43,3	29,5	354	11,6	21,9	32,2	21,9	263
Cerro Cóndor	Paso de indios	15,6	29,5	43,3	29,5	354	11,6	21,9	32,2	21,9	263
Aldea Apeleg	Río Senguer	15,6	29,5	43,3	29,5	354	11,6	21,9	32,2	21,9	263
Sepaucal	TELSEN	4,7	8,8	12,9	8,8	105	3,5	6,5	9,6	6,5	78
TOTAL						3.034	TOTAL				2.258

Fuente: elaboración propia

Como se evidencia en la figura 3.18, las 6 usinas de mayor dimensión representan más del 65% del consumo potencial total de biomasa. Esto implica que estos son los casos donde será más viable que los proyectos sean económicamente rentables.

Figura 3.18: toneladas de Chips por año en las distintas localidades



Fuente: elaboración propia

A efectos del dimensionamiento del universo del sistema, para suplir el 100% de la demanda eléctrica actual de las localidades y aldeas escolares fuera del SADI se requerirían 27.500 t/año de chip o 20.500 t/año de pellets. Estos valores se encuentran equilibrados en orden de magnitud con las ofertas potenciales existentes en la región. Esto indica que su realización desde el punto de vista de la disponibilidad potencial de biomasa es perfectamente factible.

3.2.2.5.2 Estimación de los ahorros potenciales de implementar usinas con biomasa

Como hipótesis de trabajo se considera que el ahorro en generación estará asociado únicamente al ahorro de combustible. Este ahorro puede darse por un mejor dimensionamiento de los equipos, además de por un menor costo de la biomasa frente al combustible diésel. Este primer factor no podemos estimarlo con el nivel de información disponible.

Para establecer el gasto diferencial existente entre combustibles para generación en equipos diesel, bajo sistemas base chip y bajo sistemas base pellet, se consideraron los siguientes valores:

- Gasoil: 1 USD/litro
- Chip: 110 USD/tonelada
- Pellet: 200 USD/tonelada
- Tipo de cambio 45 \$/USD

Tabla 3.18: costo variable de generación y ahorros según tipo de combustible

Localidad	Departamento	Costo variable de generación (USD/año)				
		Gasto Diesel	Gasto Chips	Ahorro Chip	Gasto Pellets	Ahorro Pellets
Arroyo verde	Biedma	38.430	9.974	\$28.456	\$13.817	\$24.613
Cushamen	Cushamen	\$395.088	\$116.372	\$278.716	\$161.208	\$233.880
Gualjaina	Cushamen	\$1.302.000	\$383.501	\$918.499	\$531.257	\$770.743
Camaronés	Florentino Ameghino	\$964.008	\$283.947	\$680.061	\$393.346	\$570.662
Núcleo corcovado	Futaleufú	\$1.376.400	\$405.416	\$970.984	\$561.615	\$814.785
Gastre	Gastre	\$548.976	\$161.700	\$387.276	\$224.000	\$324.976
Lagunita Salada	Gastre	\$199.020	\$59.144	\$139.876	\$81.931	\$117.089
Colán Conhue	Languiñeo	\$185.244	\$46.121	\$139.123	\$63.890	\$121.354
Paso del Sapo	Languiñeo	\$381.600	\$112.399	\$269.201	\$155.705	\$225.895
Las Plumas	Mártires	\$386.700	\$113.902	\$272.798	\$157.786	\$228.914
Los Altares	Paso de indios	\$229.146	\$76.102	\$153.044	\$105.423	\$123.723
Paso de indios	Paso de indios	\$942.360	\$277.570	\$664.790	\$384.513	\$557.847
Aldea Beleiro	Río Senguer	\$381.600	\$112.399	\$269.201	\$155.705	\$225.895
Facundo	Río Senguer	\$142.980	\$42.114	\$100.866	\$58.340	\$84.640
Lago Blanco	Río Senguer	\$199.020	\$59.144	\$139.876	\$81.931	\$117.089
Ricardo Rojas	Río Senguer	\$199.020	\$59.144	\$139.876	\$81.931	\$117.089
Buen Pasto	Sarmiento	\$185.244	\$46.121	\$139.123	\$63.890	\$121.354
Gan Gan	Telsen	\$728.220	\$214.496	\$513.724	\$297.137	\$431.083
Telsen	Telsen	\$467.772	\$137.781	\$329.991	\$190.866	\$276.906
TOTAL		\$9.252.828	\$2.717.347	\$6.535.481	\$3.764.290	\$5.488.538

Fuente: elaboración propia

El mismo análisis se realizó en con los grupos de generación en las aldeas escolares.

Tabla 3.19: costo variable de generación y ahorros según tipo de combustible - A. Escolares

Aldea Escolar	Departamento	Costo variable de generación (USD/año)				
		Gasto Diesel	Gasto Chips	Ahorro Chip	Gasto Pellets	Ahorro Pellets
Colonia Cushmanen	Cushmanen	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Costa del Chubut	Cushmanen	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Costa de Lepa	Cushmanen	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
El Turbio	Cushmanen	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Fofo Cahuel	Cushmanen	\$132.090	\$38.907	\$93.183	\$53.897	\$78.193
Norquinco Sur	Cushmanen	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Ranquil Huao	Cushmanen	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Chacay Oeste	GAN GAN	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Blancuntre	Gastre	\$41.292	\$12.162	\$29.130	\$16.848	\$24.444
El escorial	Gastre	\$47.892	\$14.106	\$33.786	\$19.541	\$28.351
Yala Laubat	Gastre	\$28.992	\$8.540	\$20.452	\$11.830	\$17.162
Piedra Parada	Gualjaina	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
Aldea Epulef	Languiño	\$132.090	\$38.907	\$93.183	\$53.897	\$78.193
El mirasol	Las plumas	\$132.090	\$38.907	\$93.183	\$53.897	\$78.193
Cerro Cóndor	Paso de indios	\$132.090	\$38.907	\$93.183	\$53.897	\$78.193
Aldea Apeleg	Río Senguer	\$132.090	\$38.907	\$93.183	\$53.897	\$78.193
Sepaucal	TELSEN	\$39.392	\$11.603	\$27.789	\$16.073	\$23.319
TOTAL		\$1.133.154	\$333.768	\$799.386	\$462.363	\$670.791

Fuente: elaboración propia

Se puede observar que para suplir la misma demanda eléctrica, el gasto en chip es menos del 30% que el gasto en gasoil. A su vez, el gasto en pellets es del 40% del gasto en gasoil. Este costo se explica en un 90% por el consumo de las usinas, siendo mucho menos relevante el consumo de las aldeas.

Esto determina que, el gasto anual actual de 10 millones de dólares, equivale a 3 o 4 millones de dólares/año para chip o pellet respectivamente. La viabilidad de estos proyectos debe ser evaluada a la luz de estos ahorros.

Tabla 3.20: ahorros totales en combustible para generación eléctrica

	Gasto Diesel	Gasto Chips	Ahorro Chip	Gasto Pellets	Ahorro Pellets
Localidades	\$9.252.828	\$2.717.347	\$6.535.481	\$3.764.290	\$5.488.538
A. Escolar	\$1.133.154	\$333.768	\$799.386	\$462.363	\$670.791
TOTAL	\$10.385.982	\$3.051.115	\$7.334.867	\$4.226.653	\$6.159.329
% de Diesel		29,38%		40,70%	

Fuente: elaboración propia

3.2.2.6 Esquema de Cogeneración

3.2.2.6.1 Aspectos generales de la cogeneración

Según fuera visto, en los motores de generación MACI es posible realizar un aprovechamiento térmico del calor residual del proceso de generación. De esta forma, en base a un despacho eléctrico dado, se puede estimar un despacho térmico potencial. En principio, es posible considerar que se generan 1,4 kWh térmicos por cada 1 kWh eléctrico producido.

El aprovechamiento de esta energía térmica requiere algunas instalaciones adicionales a la unidad de generación. Las mismas son: un sistema de acumulación de energía, uno de distribución y algún sistema que entregue la energía a los puntos de consumo. El sistema más utilizado en las condiciones planteadas es un sistema de distribución con cañerías aisladas que utiliza como fluido caloportante agua caliente a 90 °C. Estos sistemas se denominan District Heating.

El sistema requiere de una estación de bombeo que impulse y distribuya el agua y subestaciones en cada usuario que permitan medir el consumo, intercambiar calor con el sistema primario de distribución y regular la presión de trabajo a los requerimientos del sistema interno de cada edificio.

El sistema de acumulación debe ser dimensionado para poder estabilizar las variaciones diarias que existen en el caudal de energía que aporta el sistema de generación eléctrica. Este posee picos y valles, siendo sus aportes máximos durante el día. La dimensión del sistema de acumulación debe permitir que esta energía se transfiera al sistema de calefacción dado que sus principales demandas ocurren durante la noche. Esta acumulación de energía se realiza en tanques de inercia térmica dimensionados a tal fin.

En edificaciones existentes el sistema más sencillo para aportar el calor a los consumidores son radiadores de agua caliente. En las edificaciones nuevas, la utilización de loza y zócalos radiantes disminuye los costos iniciales de instalación y permite un aprovechamiento mucho más eficiente de la energía.

Desde el punto de vista operativo y técnico el sistema es válido para aplicarse

en todas las localidades en estudio y es independiente de las dimensiones de cada edificación.

A efectos del presente trabajo, este sistema se considera válido para ser utilizado en los edificios públicos provinciales de cada localidad debido a que:

- se encuentran espacialmente próximos,
- la decisión de utilizar el sistema se encuentra centralizada en un único actor,
- se evita el conflicto de instalar sistemas en viviendas particulares lo que simplifica el proceso de implementación y,
- el proceso de aceptación puede ser muy conflictivo.

Como fuera discutido en el capítulo de demanda térmica, la información más confiable para estimar el consumo térmico de las edificaciones públicas proviene del consumo anual de GLP que las mismas poseen.

La distribución a lo largo del año de este consumo es un dato necesario que no está disponible. Para estimar esta estacionalidad se asumió que la distribución del consumo es equivalente a la detectada en las casas. Sobre la base de esta hipótesis, se calculó que el 46% del consumo de energía para calefacción se da en invierno, por lo cual cada mes de invierno consume poco más que el 15% del consumo anual de GLP.

Debido a la falta de otra fuente de información mejor, a partir de este supuesto, se estimó la cantidad de kWh/mes de otoño, invierno y primavera, aportados por el GLP. Para esta estimación se asumió que el 90% del consumo de GLP se aplica en el sistema de calefacción. Con estos datos se pudo construir una curva de consumo para todos los meses del año en los que se utiliza calefacción - marzo a noviembre.

En paralelo, se dispone de una curva de generación de energía eléctrica por estación, por lo que puede estimarse el potencial de generación de energía térmica por mes en un sistema de cogeneración asociado a dicha demanda.

Para entender el funcionamiento de estos sistemas se contrastaron ambas curvas para la misma localidad donde se encuentra cada usina. Como resultado de este trabajo se confirmó que siempre es en los meses de invierno el momento del año donde se presenta el mayor déficit o el menor superávit -dependiendo de la localidad- entre la oferta y la demanda de energía térmica. Esto implica que el dimensionamiento de calefacción potencial se debe realizar sobre la base del balance invernal, asumiendo que siempre se poseerá superávit de energía en otoño y primavera. En algunos casos será viable implementar calderas de chips como sistema

de soporte para momentos críticos como una opción.

En paralelo, el sistema actual de calefacción que utiliza como combustible de soporte el GLP no sería desmantelado dado que aún es necesario el suministro de GLP para otros usos como cocción. De esta manera, el GLP continuará siendo potencialmente otro sistema de backup adicional.

Tabla 3.21: relación entre requisitos térmicos de edificios públicos con suministro de GLP y energía térmica generada por el sistema de cogeneración eléctrica

Localidad	Departamento	Consumo GLP actual		Uso térmico GLP (KWh/mes invierno)	Cubierto por COGENERACIÓN	Ahorro por COGENERAC. IÓN
		t/año	USD/año			
Arroyo verde	Biedma			aa		
Cushamen	Cushamen	99,7	99.692,1	213.046,96	83,46%	\$83.201,79
Gualjaina	Cushamen	27,1	27.108,0	57.931,14	1011,47%	\$27.108,00
Camaronés	Florentino Ameghino	71,0	70.976,7	151.680,73	286,02%	\$70.976,70
Núcleo corcovado	Futaleufú	8,4	8.424,9	18.004,43	3440,48%	\$8.424,90
Gastre	Gastre	143,8	143.779,5	307.263,92	80,41%	\$115.609,14
Lagunita Salada	Gastre	52,4	52.370,1	111.917,50	80,74%	\$42.285,77
Colán Conhue	Languiñeo	100,7	100.710,0	215.222,26	32,74%	\$32.974,42
Paso del Sapo	Languiñeo	55,3	55.290,6	118.158,75	145,34%	\$55.290,60
Las Plumas	Mártires	56,1	56.059,2	119.801,29	145,27%	\$56.059,20
Los Altares	Paso de indios	30,8	30.753,0	65.720,69	176,93%	\$30.753,00
Paso de indios	Paso de indios	155,0	155.015,1	331.274,95	128,02%	\$155.015,10
Aldea Beleiro	Río Senguer	35,6	35.637,3	76.158,68	225,50%	\$35.637,30
Facundo	Río Senguer	38,0	38.047,5	81.309,39	79,14%	\$30.110,23
Lago Blanco	Río Senguer	49,0	49.004,1	104.724,19	86,29%	\$42.285,77
Ricardo Rojas	Río Senguer	60,1	60.148,8	128.540,97	70,30%	\$42.285,77
Buen Pasto	Sarmiento	22,6	22.649,4	48.402,89	145,59%	\$22.649,40
Gan Gan	Telsen	102,7	102.716,1	219.509,40	149,30%	\$102.716,10
Telsen	Telsen	73,5	73.489,5	157.050,70	134,04%	\$73.489,50
TOTAL		1.182	\$1.181.872			\$1.026.873

Fuente: elaboración propia

En las localidades se detectaron cuatro situaciones distintas, marcadas con colores diferentes:

- Buena cobertura de requerimientos térmicos (verde): son aquellas localidades

donde se observa que el aporte térmico del sistema de cogeneración es superior a los requerimientos actualmente cubiertos por el sistema de GLP. Si consideramos que es posible que exista alguna ineficiencia en el sistema térmico, es posible considerar que estas localidades están en equilibrio durante invierno (esperándose excedentes térmicos el resto del año).

- Cobertura parcial relevante de los requerimientos térmicos (amarillo): son localidades donde el aporte de energía térmica del sistema de cogeneración es insuficiente para cubrir la totalidad del requerimiento térmico presente pero relevante (más del 70%). En estos ejemplos, en caso de instalarse un sistema de calefacción derivado de la cogeneración, el mismo deberá suplementarse con otro sistema de soporte. Esto puede hacerse suplementando la potencia con calderas en la central de generación o con un sistema de soporte en las demanda (estufas a pellets, soporte con GLP, etc.). En el caso que esto se realice con calderas de biomasa de soporte instaladas en el origen de la generación, es razonable que estos sistemas utilicen chips también. Se realizó el cálculo del volumen que hace falta para sustituir el GLP no sustituido por estos equipos. Este cálculo arrojó un total de 620 toneladas de chips por año.
- Cobertura parcial poco relevante de los requerimientos térmicos cubiertos (Rojo): En Colán Conhue la relación entre energía térmica (brindada por el servicio de GLP) y la demanda eléctrica es muy diferente al de otras poblaciones. Esto se explica por el consumo que posee la escuela N°79. Este establecimiento dispone de dimensiones muy importantes, con un internado para alumnos y posee uno de los mayores consumo de GLP de la provincia, dentro de una localidad relativamente pequeña.
- Grandes excedentes térmicos de la cogeneración (azules): en estos casos, la oferta de energía térmica derivada de la cogeneración se encuentra muy por sobre la demanda térmica cubierta por el servicio de GLP. Esto responde a distintos factores según la población:
 - Gualjaina: esta población posee un sistema de distribución de gas vaporizado provisto por Camuzzi, además del servicio de GLP. No se poseían registros del suministro de este servicio, por lo que es probable que los requerimientos térmicos estén subestimados. En el caso del consumo de instituciones públicas provinciales, el mismo está cubierto por este sistema con inversiones recientes. En paralelo, los datos disponibles de la central de generación son de muy mala calidad.
 - Camarones: donde por efecto del clima el consumo de energía térmica es inferior y existen demandas de electricidad muy superiores a las térmicas cubiertas con GLP.
 - Núcleo Corcovado: el núcleo de generación eléctrica de Corcovado abastece una serie de localidades que se encuentran alejadas entre sí. La ciudad de Corcovado, donde se encuentra la usina, posee suministro de gas natural, por lo que no tiene menos sentido un sistema de

cogeneración en esa localidad que en otras. Probablemente la solución más adecuada sea evaluar sistemas independientes de cogeneración en las localidades de Cerro Centinela y Carrenleufú (poblaciones sin servicio de gas), a fin de poder proveer ambos servicios a la misma. Esto implica además un sistema mucho más estable de generación. Estos proyectos no pueden evaluarse debido a la falta de información que hay sobre las demandas de energía eléctrica de estas localidades. En caso de realizar la generación eléctrica de forma centralizada en la usina actual, difícilmente se puedan aprovechar los excedentes térmicos, debido a que se dispone de gas natural a bajo costo para el suministro de energía térmica. Posiblemente la mejor opción para esta localidad, en caso de disponer de caudal de fluido, es realizar generación con gas natural.

- Aldea Beleiro: los datos de base de generación de Aldea Beleiro son de muy baja calidad por lo que no es viable analizar los mismos.

Se tomó en todos los casos como base de análisis la oferta de cogeneración de invierno porque es la más restrictiva en relación a la demanda. Esta aproximación es conservadora y adecuada para el dimensionamiento. En aquellas localidades donde hay déficit lo esperable es que en el otoño y en la primavera, el balance entre oferta térmica por cogeneración y demanda de energía se aproximan y el déficit es menor o inclusive nulo, pero este factor no fue tomado en consideración.

En el caso de las aldeas escolares, como se planteó, un sistema de cogeneración con un MACI es tecnológicamente complejo y demanda de un nivel de formación por parte de los operarios que no aparenta ser compatible con las mismas. En este contexto, pensar que puedan haber ahorros en la implementación de cualquier sistema es complejo, por lo que los mismos no se calcularon. En paralelo, la inexistencia de una red formal de distribución hace que la planificación del suministro de energía de las mismas sea compleja. En el caso de las aldeas se requieren medidas adicionales y sustancialmente más profundas que escapan al presente informe.

3.2.2.6.2 Impacto de la disponibilidad de nuevos sistemas de calefacción con biomasa en la generación de energía eléctrica y potencial cogeneración

La principal razón que justifica la gran estacionalidad en la demanda de energía eléctrica es el mayor consumo de energía para calefacción de los usuarios domésticos en el periodo frío (marzo-octubre). En la medida en la cual se disponga de nuevas estrategias para calefaccionar las casas, como podrían ser estufas de pellets, el consumo de electricidad en este periodo tenderá a bajar. Esto naturalmente

impactará en los valores actuales y determinará necesariamente la revisión de la estacionalidad del sistema.

Calefaccionar con electricidad cuando el sistema de soporte es un motor de combustión interna, independientemente del combustible de soporte, no es una estrategia razonable. Implica tener que dimensionar inversiones de potencia para atender condiciones muy extremas y operar luego en forma ineficiente durante largos periodos del año. A esto se suma la condición actual, donde el combustible de base es muy costoso (diésel), lo que implica un sistema muy oneroso para la provincia y demandante en forma continua de subsidios económicos.

El kWh erogado por este sistema, en términos generales, es lo suficientemente elevado para justificar la evaluación de inversiones en otros sistemas. Por esta razón, es muy probable que cualquier sistema que sustituya el uso de electricidad redundará en beneficios. No se dispone de información que permita discriminar cual es el impacto real de la calefacción doméstica en el consumo de energía eléctrica pero, evidentemente, eliminar este consumo “aplanará” la curva de consumo eléctrico. Esto por un lado incrementa la eficiencia del sistema, pero posee como efecto colateral la reducción del potencial de cogeneración.

A efectos de dimensionar este impacto se testeó en el modelo de trabajo distintos escenarios de reducción del consumo eléctrico por menor demanda de energía para calefacción y se evaluó el impacto económico de cada escenario.

El supuesto es que la restricción de demanda será en los meses de otoño, invierno y primavera y no habrá disminución en verano. Se tomó como consumo eléctrico basal el verano y se asumieron tres escenarios de la reducción de consumo de electricidad en el diferencial de consumo: 20%, 40% y 60%. Los resultados se presentan en la tabla 3.22.

En dicha tabla se asume que el combustible de soporte para compensar la disminución de aportes de cogeneración son chips de biomasa que se deberán combustionar en una caldera de apoyo en las mismas centrales de cogeneración.

Los cálculos realizados indican que en los distintos escenarios planteados, las reducciones de aporte térmico por cogeneración implican modificaciones leves en la demanda de biomasa de apoyo. Eso se explica principalmente por qué:

- Donde hay superávit de aportes de cogeneración esto se mantiene en todos los escenarios.
- Donde hay déficit, en ningún caso este se agrava sustancialmente porque existe mucha consistencia entre la demanda global de energía térmica del sistema público y la oferta de energía prevista.

No se ha considerado el impacto del uso de agua caliente sanitaria (ACS). Se

estima que el mismo no necesariamente será de adopción total en las instituciones y que en general no es un componente relevante del consumo total de energía. Este supuesto no aplica para escuelas con internado. En estos casos deberán estudiarse en profundidad el sistema porque el impacto del consumo de energía para ACS puede ser relevante.

Tabla 3.22: escenarios de cogeneración en función de distintos escenarios de impacto de reducciones en la demanda de calefacción en el sistema eléctrico

Localidad	Escenario de 20% de reducción		Escenario de 40% de reducción		Escenario de 60% de reducción	
	Cubierto por COGENERAC	Backup chips	Cubierto por COGENERAC	Backup chips	Cubierto por COGENERAC	Backup chips
Cushamen	78,1%	87,24	72,8%	108,52	67,4%	129,81
Gualjaina	946,8%	0,00	882,1%	0,00	817,4%	0,00
Camarones	267,7%	0,00	249,4%	0,00	231,2%	0,00
Núcleo corcovado	3220,5%	0,00	3000,5%	0,00	2780,5%	0,00
Gastre	75,3%	142,25	70,1%	171,82	65,0%	201,39
Lagunita Salada	75,6%	51,15	70,4%	61,97	65,3%	72,79
Colán Conhue	30,6%	279,38	28,6%	287,81	26,5%	296,25
Paso del Sapo	136,0%	0,00	126,8%	0,00	117,5%	0,00
Las Plumas	136,0%	0,00	126,7%	0,00	117,4%	0,00
Los Altares	165,6%	0,00	154,3%	0,00	143,0%	0,00
Paso de indios	119,8%	0,00	111,6%	0,00	103,5%	0,00
Aldea Beleiro	211,1%	0,00	196,7%	0,00	182,2%	0,00
Facundo	74,1%	39,45	69,0%	47,15	64,0%	54,85
Lago Blanco	80,8%	37,69	75,3%	48,51	69,7%	59,32
Ricardo Rojas	65,8%	82,27	61,3%	93,08	56,8%	103,90
Buen Pasto	136,3%	0,00	127,0%	0,00	117,7%	0,00
Gan Gan	139,8%	0,00	130,2%	0,00	120,7%	0,00
Telsen	125,5%	0,00	116,9%	0,00	108,3%	0,00
	ton/año	719,43	ton/año	818,87	ton/año	918,31

Fuente: elaboración propia

Esta reducción en la demanda de energía eléctrica tendrá si, un impacto relevante en consumo de biomasa para generar de electricidad. Esta reducción implica naturalmente reducciones en costos.

En la siguiente tabla se expresan las reducciones de energía demandada por

el sistema en su conjunto en distintos escenarios de reducción de energía eléctrica para calefacción domiciliaria.

Se denomina ahorro en generación al volumen de kWh, biomasa y dólares que implica cada uno de los escenarios en relación con el escenario sin reducción de consumo utilizando una central de generación basada en biomasa.

Tabla 3.23: resumen de impacto en consumo de biomasa de generación eléctrica en función del consumo diferencial de combustible

	Escenario de 20% de reducción		Escenario de 40% de reducción		Escenario 60% de reducción	
Ahorro en generación	2.275.655	kWh/año	455.130.951	kWh/año	6.826.964	kWh/año
Ahorro en biomasa	2.322	t chip/año	4.644	t chip/año	6.966	t chip/año
Ahorro en USD	255.431	USD/año	510.861	USD/año	766.292	USD/año
	9,40%		18,80%		28,20%	

Fuente: elaboración propia

Evidentemente cualquiera de estos escenarios son muy positivos en relación al escenario de base del uso de biomasa y más aún versus el escenario actual donde el combustible utilizado es Gasoil.

3.2.2.6.3 Conclusiones de cogeneración.

En las distintas localidades se evidencia que existe una buena correlación entre la demanda de energía para calefacción que actualmente se abastece con GLP y la generación potencial de energía térmica por cogeneración. Dado que en general el sistema posee rentabilidad asociada con la generación, la cogeneración puede ser evaluada como el aprovechamiento de un subproducto. Partiendo de esta idea, las inversiones adicionales en cañerías, componentes de distribución (bombas, filtros y tanques de acumulación) son las inversiones que deben evaluarse contra los ahorros en consumo de GLP. De las 1.180 toneladas de GLP que el sistema consume el 90% podría sustituirse. Esto implica ahorros directos superiores al millón de dólares anual.

Analizar en profundidad estos proyectos claramente tiene sentido. Esta afirmación se sustenta en que las demandas se encuentran centralizadas en pocos usuarios físicos y que el principal beneficiario es el Estado provincial y los ahorros son muy relevantes.

En caso que se realice un plan de sustitución de las demandas domésticas de calefacción por estufas a pellets es esperable que la demanda eléctrica de invierno disminuya. Lograr esto tienen impacto positivo en costos para el sistema eléctrico,

con escaso impacto en los beneficios que genera el sistema de cogeneración aportando energía térmica, lo que hace muy interesante combinar ambas políticas.

El escenario con sistemas de cogeneración, sumado a la sustitución de uso de electricidad para calefacción, posee un impacto muy positivo, donde los costos variables de generación se reducen sustancialmente.

3.2.3 Integración de ahorros de generación y cogeneración. Viabilidad de inversión en el sistema

Sobre la base del esquema de ahorros planteado, en el contexto de los supuestos propuestos, se plantea en este apartado la integración de los beneficios económicos de la generación eléctrica y la cogeneración asociada a la misma. Se parte de la base de la evaluación del sistema en las condiciones actuales de carga.

En el escenario propuesto, la generación diésel se sustituye por sistemas con biomasa alcanzando la totalidad de la demanda actual de energía eléctrica. La totalidad de la generación térmica producida por cogeneración se aplica a sustituir consumos de GLP públicos. En aquellos casos donde hay excedentes de calor, los mismos no poseen aprovechamiento económico. No se consideraron ajustes de los casos particulares como el núcleo Corcovado por falta de información. Se plantea que el déficit en aquellos lugares donde el sistema de cogeneración no es suficiente se cubrirá con chips en calderas de apoyo en las mismas plantas de cogeneración.

La información se evaluó únicamente en las localidades y no en las aldeas escolares porque se considera que el sistema **no es aplicable en las mismas**.

Se presentan en el siguiente cuadro:

- los ahorros que potencialmente generan ambos productos en relación al sistema actual y el ahorro total,
- la potencia que se considera adecuada para el sistema y,
- la relación entre el ahorro anual esperable en USD/año y los kW de potencia necesarios.

El concepto que subyace a este análisis es que la evaluación de viabilidad económica del proyecto está dada por el tiempo de repago del proyecto. La ratio entre ahorro y potencia es un indicador del repago potencial que posee el sistema adecuado para este nivel de estudio. Cuanto mayor sea este valor mayor sentido tendrá evaluar la inversión.

Como valor de referencia los proyectos de cogeneración con MACI poseen un costo de inversión que oscila entre 500 y 1.000 Euros/kWe. A este valor se debe adicionar infraestructura, nacionalización de tecnología y la red de distribución. Estos

valores varían sustancialmente entre proyectos en redes de baja escala, como las que están en estudio, pero la infraestructura no debería superar el 50% de la inversión total. Esto indica que en un escenario probable el costo de inversión kWe instalado no debe superar los 2.000 euros. Sobre este valor se tomará un factor de seguridad de 50% adicional para los cálculos y se asume 1.1 USD/Euro como tipo de cambio lo que ofrece un resultado de 3.300 USD/kWe. Este valor se compara con la ratio propuesta para aproximar tiempos de repago.

Finalmente, sobre la base de estas hipótesis se indica un monto de inversión estimado por localidad. Es posible que esta aproximación subestime proyectos de menor tamaño y sobre estime los de mayor tamaño.

Tabla 3.24: parámetros de inversión y ahorros en el sistema

Localidad	Ahorro Chip	Ahorro por COGENER AC.	Ahorro total	Potencia requerida	Ahorro en USD/kW	Ratio/ inversión	Escala de inversión
	USD/año	USD/año	USD/año	kW	USD/kW	Años	USD
Cushamen	278.715,7	83.201,8	361.917,5	305,1	1.186,1	2,8	1.006.962
Gualjaina	918.498,7	27.108,0	945.606,7	968,8	976,0	3,4	3.197.176
Camarones	680.061,5	70.976,7	751.038,2	594,0	1.264,4	2,6	1.960.200
Núcleo corcovado	970.984,3	8.424,9	979.409,2	913,0	1.072,7	3,1	3.012.900
Gastre	387.276,3	115.609,1	502.885,4	414,2	1.214,3	2,7	1.366.695
Lagunita Salada	139.875,9	42.285,8	182.161,7	208,8	872,5	3,8	688.974
Colán Conhue	139.123,5	32.974,4	172.097,9	121,0	1.422,3	2,3	399.300
Paso del Sapo	269.200,5	55.290,6	324.491,1	338,8	957,8	3,4	1.118.040
Las Plumas	272.798,3	56.059,2	328.857,5	333,3	986,7	3,3	1.099.890
Los Altares	153.044,0	30.753,0	183.797,0	208,1	883,1	3,7	686.796
Paso de indios	664.789,9	155.015,1	819.805,0	779,9	1.051,2	3,1	2.573.670
Aldea Beleiro	269.200,5	35.637,3	304.837,8	220,0	1.385,6	2,4	726.000
Facundo	100.865,5	30.110,2	130.975,8	105,9	1.236,4	2,7	349.569
Lago Blanco	139.875,9	42.285,8	182.161,7	208,8	872,5	3,8	688.974
Ricardo Rojas	139.875,9	42.285,8	182.161,7	121,0	1.505,5	2,2	399.300
Buen Pasto	139.123,5	22.649,4	161.772,9	121,5	1.331,6	2,5	400.899
Gan Gan	513.724,3	102.716,1	616.440,4	452,3	1.362,8	2,4	1.492.656
Telsen	329.990,7	73.489,5	403.480,2	414,9	972,4	3,4	1.369.236
	6.507.024,9	1.026.872,7	7.533.897,6				22.537.237

Fuente: elaboración propia

3.2.4 Conclusiones de generación y cogeneración

Cuando se analiza el sistema de generación eléctrico se evidencia claramente una oportunidad para desarrollar un mercado muy interesante para traccionar el desarrollo de la bioenergía en la provincia, con un fuerte impacto económico potencial, tanto en los costos que actualmente posee la provincia, como en el desarrollo económico de la misma.

La demanda de biomasa para suplir el 100% de la demanda eléctrica actual de las localidades fuera del SADI es del orden de 24.700 t/año de chip o 18.500 t/año de pellets. Estos valores se encuentran equilibrados en orden de magnitud con las ofertas potenciales existentes en la región. Esto indica que su realización desde el punto de vista de la disponibilidad potencial de biomasa es perfectamente viable.

Se utilizará como combustible de análisis los chips de madera para este nivel de trabajo debido al menor costo que este combustible posee y la menor demanda de inversión en su producción.

Las seis usinas de mayor tamaño (Corcovado, Gualjaina, Camarones, Paso de Indio, Gan Gan y Gastre) representan más del 50% de la demanda. De estas plantas posiblemente Camarones no es el caso de mayor interés por la posición geográfica y Corcovado, al disponer de suministro de GN, posee otras alternativas. Desarrollando Gualjaina, Paso de Indio, Gan Gan y Gastre con chips ya se dispone de la escala necesaria para sostener el centro de producción de biomasa. Esto hace que, **desde el punto de vista del desarrollo de un mercado de biomasa, sea este uno de los caminos más efectivos para ganar escala y viabilizar rápidamente un mercado de biomasa en la provincia.**

La cogeneración agrega eficiencia al sistema, mejora sustancialmente el repago y posee un enorme impacto desde el punto de vista de la sustentabilidad ambiental del modelo de abastecimiento de energía de las localidades bajo estudio. Implementando sistemas de cogeneración se puede potencialmente sustituir hasta el 90% del consumo actual de GLP y la mayor parte del consumo de diésel para generación.

Es importante tener presente que la existencia de una planta que produzca biomasa en forma local debería tender a favorecer el desarrollo de sistemas de calefacción con pellets, en detrimento del uso de electricidad como fuente de calefacción doméstica. Si bien esto es lo deseable desde el punto de vista de la eficiencia del sistema, una reducción en el sistema de generación eléctrica implicará una reducción de la oferta térmica de la cogeneración. En el nivel de análisis del presente trabajo y con los datos disponibles, este impacto no se considera relevante aunque no se dispone de suficiente información para estimar esto correctamente.

Actualmente, la potencia de todas las centrales está dimensionada para poder

abastecer la totalidad de la demanda con un único equipo generador. En todas las centrales se dispone de un equipo de backup que normalmente posee la misma condición. Sin embargo, las demandas máximas y mínimas son muy distintas entre el verano y el invierno. Esto implica algunos de los equipos de generación trabajan por largos periodos en cargas subóptimas. En estas circunstancias, el análisis de extremos de demanda indica que sería más eficiente disponer de equipos de menor dimensión y trabajar con un equipo en verano y dos en invierno. Este es un factor fundamental que debe ser tenido en cuenta al momento de realizar nuevas inversiones en generación.

Si se desarrolla un plan provincial de producción de biomasa este debe contemplar estos factores localidad a localidad, proyecto a proyecto. La decisión de un proyecto de cogeneración es potencialmente más sencilla de tomar, dado que implica una decisión provincial, lo que la sitúa en el corto plazo. Este proyecto en el corto plazo posee un gran impacto en costos tanto por sustitución de GLP como por sustitución de Diésel.

La implementación de un sistema nuevo de calefacción doméstica es un proceso más lento que necesariamente demandará un plazo mayor de maduración. El mismo se debe acompañar con una política que fomente la reducción de uso de energía eléctrica para calefacción en el segmento doméstico. Considerando las restricciones del sistema, no tiene sentido que estas políticas no existan en la actualidad inclusive.

4. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

4.1 Introducción

En el presente capítulo se integran los principales resultados obtenidos durante los capítulos anteriores. El objetivo del mismo es que en forma resumida se pueda disponer de los datos relevantes. Por esta razón, en este capítulo no se explicará cómo se llega a los resultados ni los alcances de los mismos.

4.2 Demanda térmica actual y potencial: resumen por tipo de usuario

La demanda térmica actual detectada como relevante a efectos del presente informe se resume en el presente capítulo.

Se definió que la demanda para calefacción en localidades fuera de la red de gas natural es la única que es viable captar en un principio. No se han detectado industrias que consuman calor en procesos productivos fuera de la red de gas natural, por esta razón se descarta la existencia de demanda térmica industrial.

Las demandas térmicas para calefacción se segmentaron en grupos de semejanza de acuerdo a distintos criterios. Estos grupos definen cuál es el proyecto de conversión a biomasa posible y cuál es el impacto esperable para cada usuario.

Existen dos factores que definen cuál es el segmento al que pertenece cada usuario: el tipo de usuario (público o privado) y la dimensión de la potencia necesaria y su uso.

El *tipo de usuario* determina: el tipo de combustible que utiliza, si el usuario y el cliente de la energía (el que la paga) son la misma entidad, el patrón anual de uso, el tipo de esquema tecnológico de aprovechamiento de biomasa, el tipo de cliente y el ahorro potencial por unidad de energía.

La dimensión determina la potencia y el consumo. Estos parámetros definen la inversión necesaria y la dimensión del ahorro potencial, para el contexto que representa cada tipo de usuario.

Ambos factores juntos definen la tecnología adecuada, el tipo de combustible biomásico necesario y el esquema de costos. La integración de todos define la viabilidad de la conversión.

Se pueden observar 4 segmentos de demanda con características propias que se presentan en el siguiente cuadro. En dicho cuadro se plantean impactos desde el punto de vista económico e impactos no económicos en los usuarios y el principal requerimiento para que ocurran.

Tabla 4.1: impactos económicos y no económicos en los usuarios

Segmento	Propuesta tecnológica	Dimensión del consumo	Impacto para los usuarios	Requerimientos	Probabilidad
Viviendas particulares (75% de la demanda potencial)	Estufas individuales a pellets	15.600 ton pellets/año	No posee impacto económico en los usuarios, pero si en su calidad de vida	Para que ocurra se requiere un sistema que financie/subsidie la incorporación de los equipos y que haya pellets a un precio razonable.	Difícil de prever, posiblemente alta, pero es un proceso que demanda tiempo aún con apoyo Estatal firme y no posee la tracción del ahorro directo
			El Estado provincial es uno de los principales beneficiarios al evitar el consumo de energía en calefacción generada en las centrales de generación diésel		
Edificios públicos pequeños	Estufas individuales a pellets	1.780 ton pellets/año	Posee alto impacto porque sustituye GLP. Es posible que muchos usuarios perciban el nuevo sistema como un retroceso en relación al uso de GLP. Esto implica un trabajo relevante de sensibilización.	Para que ocurra se requiere disponibilidad de pellets y una decisión política	Medias si se dan las condiciones. Representa un ahorro relevante pero requiere que la gente adopte un sistema menos confortable que el actual
Edificios públicos medianos	Estufas a pellets de alta tecnología o calderas de pellets	2.450 ton pellets/año			
Edificios públicos grandes	Calderas de pellets o a chips	3.400 ton pellets/año o 4.500 toneladas de chips		Para que ocurra se requiere disponibilidad de pellets o chips y una decisión política	Muy alta si se dan las condiciones por que representa un ahorro relevante

Fuente: elaboración propia

4.3 Demanda para generación eléctrica potencial: según necesidades y oferta de biomasa existente

En el capítulo correspondiente se analizó la viabilidad de establecer proyectos de generación eléctrica y cogeneración a partir de biomasa. Se determinó que no existe un volumen de biomasa suficiente para la construcción de plantas de generación de alta escala que sean económicamente viables dentro del SADI en el contexto actual de precios de la energía y con los costos de biomasa locales. Asimismo, la inexistencia de industrias impide pensar en proyectos de cogeneración sobre la base de la demanda térmica industrial.

Se detectó que desde el punto de vista técnico existe una gran oportunidad para proyectos de generación sustituyendo los grupos electrógenos en isla que actualmente generan a base de diésel. Esta viabilidad fue analizada en el contexto de costos variables directos. Esto implica asumir todos los costos fijos que el sistema actualmente posee como costos hundidos -asumiendo que se puede aprovechar la estructura de RRHH actualmente existente- y considerar que los únicos ahorros que se producen se deben a ahorros de combustible entre sistemas.

En paralelo se estudió la posibilidad de generar un suministro de energía

térmica adecuado para abastecer una red de distribución de agua caliente para un proyecto de calefacción comunal. Para satisfacer la demanda tecnológica de este proyecto se definió como tecnología más adecuada la implementación de MACI con syngas producido en reactores downdraft asociados a equipos de cogeneración.

Sobre la base del perfil de demanda eléctrica actual se estimó el volumen de energía térmica que potencialmente podría aportar estos proyectos de cogeneración. Este suministro, estacionalizado, se comparó con la demanda térmica de edificios públicos actualmente cubierta con GLP.

Este cálculo permitió determinar que los aportes potenciales de cogeneración son de un orden de magnitud semejante a los aportes que actualmente se cubren con GLP en la mayoría de las localidades. En un escenario de generación semejante al actual, cerca del 90% de consumo actual de GLP podría sustituirse (no se sustituye el consumo de cocción y tampoco parte del consumo de generación de ACS). En este caso es esperable que exista un volumen de energía que se deba suministrar con calderas de apoyo en los mismos sitios de generación, en aquellas localidades donde este balance sea deficitario. Este volumen de consumo se subsana con 600 toneladas de chips por año adicionales.

Sobre la base de estos supuestos se estimó que el periodo de repago de este tipo de proyectos, debería estar en el orden de los 4 años. La inversión para que todo el sistema se convierta a biomasa se encuentra en el orden de los USD 22.500.000, generando ahorros anuales cercanos a 7.500.000 USD/año dados por sustitución de GLP y Diésel. Este sistema no se considera viable para su implementación en las aldeas escolares, por lo que las mismas no están contempladas.

En la tabla 4.2 se resumen los consumos en los distintos segmentos de usinas.

Tabla 4.2: potencia por localidades, consumo potencial de chip y ahorro esperable

Grupo	Cantidad de localidades	Potencia	Consumo potencial anual		Ahorro potencial	
	Unidades	kW	t chips/año	%	USD/año	%
Muy baja demanda	4	hasta 120	1.759	7,1%	647.008	8,6%
Baja demanda	4	120 - 220	2.789	11,3%	852.958	11,3%
Media demanda	7	220 - 600	10.369	42,1%	3.289.110	43,7%
Alta demanda	3	600 - 1.000	9.695	39,4%	2.744.821	36,4%
Total	18		24.612	100,0%	7.533.898	100,0%

Fuente: elaboración propia

4.4 Integración de la demanda

En los apartados anteriores se presentó la demanda desagregada en distintos tipos de proyectos: generación térmica para distintos tipos de usuarios y proyectos de cogeneración, que implican generación eléctrica y térmica.

En el caso de implementarse sistemas de cogeneración, el sistema sustituye a la implementación de calefacción centralizada con calderas a biomasa en edificios públicos. Por esta razón, la coexistencia de los dos sistemas no tiene sentido.

Los sistemas de cogeneración implican que la “misma biomasa” se utilice para generación térmica y eléctrica lo que implica una mayor eficiencia global del proceso. El combustible es el principal costo de todos los sistemas con biomasa. Por esta razón, cuando existe la posibilidad de aprovechar calor residual de un proceso de generación eléctrica con biomasa y el mismo es suficiente para abastecer la demanda objetivo, este sistema es interesante de estudiar. Evidentemente las inversiones y complejidad del sistema también son muy superiores.

Para estudiar la demanda de biomasa en forma integrada es fundamental definir un escenario tecnológico a adoptar. En este trabajo se han definido dos escenarios posibles, que implican planes de desarrollo del mercado de demanda distintos: con cogeneración o sin cogeneración.

4.4.1 Plan de desarrollo con cogeneración

En este escenario, el diseño del proyecto se debe centrar en un plan de corto plazo donde se logre rápidamente escala de demanda de biomasa a través de la implementación de plantas de cogeneración en localidades de mayor dimensión. Esta demanda posee una dimensión total estimada en 24.600 toneladas anuales. En el segmento de alta y mediana demanda se concentra el 80% del consumo potencial por lo que es en estas localidades donde se deberá iniciar el proceso. El combustible de base en este caso son chips de madera.

A esto se suma un total de 600 toneladas que son necesarias para suplementar los sistemas donde la cogeneración no es suficiente y se requiere una caldera de apoyo. Haciendo que el consumo total del sistema sea de 25.200 toneladas de chips por año.

Este plan se puede implementar, en las primeras usinas, con dos equipos de generación por usina dimensionados para el 60% /70% de la demanda cada uno. Esto implica iniciar el proyecto con equipos sobredimensionados. En paralelo se realiza el sistema de calor adecuado para conducir la totalidad de la energía térmica necesaria en el sistema público. Dicha energía se destina en su totalidad a la sustitución de consumos de GLP provinciales y municipales de todas las escalas.

Este proyecto debería iniciarse en las usinas de mayor dimensión: Gualjaina, Núcleo Corcovado, Paso de indios y Gan Gan. Camarones se descarta para una etapa inicial.

La planta que genere la biomasa, con tres de estas usinas operando ya posee escala para iniciar su producción y puede comenzar la fabricación de pellets a baja escala. Sería razonable que la producción de biomasa igualmente se inicie, a baja escala, para optimizar el proceso productivo.

En paralelo, se inicia un plan para desarrollar la demanda doméstica basado en estufas a pellets individuales -posiblemente este plan se inicie con las viviendas de personal del Estado provincial que actualmente se abastecen con GLP. Se inicia el proceso de sustitución, acompañado con políticas que desincentiven el uso de electricidad para calefacción. Esta demanda posee una dimensión de 16.500 toneladas de pellets por año. El proceso debe priorizarse en aquellas localidades donde se implementan las usinas de generación con biomasa.

El éxito de este proceso determina el inicio de la segunda etapa. En las localidades donde se implementó cogeneración, la merma del consumo de energía eléctrica derivado de la reducción de uso de electricidad para calefacción, determina la necesidad de sustituir el calor generado por cogeneración en instituciones públicas. Durante este proceso se deberá definir cuál es la estrategia de sustitución de estos aportes. En este trabajo se propone implementar calderas a chips en las mismas plantas de generación.

Si el proceso es efectivo, uno de los equipos de cogeneración de cada usina podrá ser relocalizado para sustituir demanda cubierta con diésel en otros pueblos de menor dimensión. Sería muy razonable que se busque una escala que permita modular entre distintas demandas y unificar el tipo de equipo a utilizar. En este sentido es posible que tenga sentido inclusive pensar en iniciar con tres equipos en las plantas de mayor dimensión.

Existe un segmento de consumo, las Aldeas Escolares y una serie de demandas menores, donde no son aplicables sistemas de cogeneración. La demanda de Aldeas Escolares, como se planteó en el capítulo de demanda, posiblemente podría abastecerse con pellets lo que implicaría una demanda adicional de 1.600 toneladas de Pellets anuales para sustituir el consumo de GLP de estas instituciones. El consumo de las casas presentes en las aldeas está contemplado en el consumo doméstico de las localidades cabecera.

Como se evidencia, este plan se encuentra claramente asociado a una decisión provincial de modificar su matriz energética, siendo el Estado provincial el principal beneficiario del nuevo sistema.

Este plan supone una demanda anual potencial de 25.200 toneladas de chips cuya dimensión irá decreciendo conforme se afiance el mercado de

pellets. Este último representa un potencial de consumo del orden de las 18.100 toneladas de pellets por año.

Es complejo definir cuál será el impacto de la reducción de consumo de electricidad por uso de pellets para calefacción en residencias. Esto se debe a que el consumo de pellets para calefacción está dimensionado para sustituir la totalidad del requerimiento energético de calefacción de las casas. Este consumo se abastece por electricidad, leña y GLP en un mix que es variable casa a casa. Asimismo, el universo máximo de hogares que se consideraron para abastecimiento de pellets corresponde al 75% del total de los existentes. Muchas de estas casas, inclusive fuera de la red de energía eléctrica por ser de pobladores rurales -este segmento particular debe ser previsto al momento de definir la tecnología.

El impacto de este nuevo paradigma de calefacción, que excluye a la electricidad como fuente de calefacción, representará una reducción en el incremento de consumo eléctrico en otoño, invierno y primavera (no es esperable que tenga impacto en verano). En el trabajo se evaluaron distintos niveles de impacto en dicho consumo. El escenario medio planteado (que asume que esta reducción es del 40% del consumo excedente en cada estación), el impacto en el total de generación eléctrica del sistema de usinas en localidades (estimado en 24.200.000 kWh/año) sería del orden de 18,8% (4.550.000 kWh/año). Esto implicaría una reducción de consumo de chips utilizados en el sistema total de generación del orden de 4.700 toneladas de biomasa por año y una sustancial reducción en el requerimiento de potencia disponible en invierno. En este contexto la generación de energía térmica por cogeneración se reduciría lo que implica un aumento en la necesidad de combustible de backup. Este impacto no es relevante desde el punto de vista volumen total. En este caso pasaría de 620 toneladas por año a 820 toneladas de chips por año.

4.4.2 Plan de desarrollo sin cogeneración

Este caso implica que no se realicen proyectos de sustitución de uso de diésel en usinas, lo que elimina la posibilidad de realizar cogeneración.

En este caso, el desarrollo del mercado y la obtención de una escala de demanda adecuada para la formación de la oferta, deberán necesariamente estar asociado con proyectos de calefacción con calderas en instituciones públicas provinciales reemplazando el GLP. Estas instituciones representan la única demanda agregada que posee una dimensión fácilmente escalable. En cualquier caso la totalidad de la demanda está en el límite inferior necesario para sostener una planta de producción de biomasa.

Este es un segmento de menor consumo que el de generación y más demandante en calidad de biomasa. La dimensión de la demanda potencial de cogeneración se encuentra en el orden de 24.600 toneladas anuales y puede ser abastecida en su totalidad con chips. En contraposición, el segmento de generación térmica con calderas que puede abastecerse con chips posee una dimensión máxima de **4.500 toneladas por año**. El resto de la demanda debe ser cubierta con pellets, debido a que es de baja escala, y supone un mercado potencial de **4.250 toneladas** de pellets por año. Esto abarca la demanda para calefacción de todas las instituciones incluyendo el sistema de educación, el de salud, los edificios municipales y los de seguridad.

Para llegar a la unidad económica que requiere el desarrollo de la oferta es fundamental un enfoque más agresivo en el desarrollo de una demanda doméstica de pellets. Este segmento posee una dimensión de 16.500 toneladas de pellets por año. En caso contrario, no se logrará una escala de demanda de biomasa que haga que la oferta sea económicamente sustentable y, como consecuencia el mercado no será viable sin subsidios.

El principal beneficio para el Estado estará dado por ahorros debidos a la sustitución de uso de GLP en calefacción de edificios públicos. En paralelo, la contracción del consumo privado de electricidad para calefacción, redundará en menor consumo de diésel y menor requerimiento de subsidios a la generación.

Este plan supone una demanda anual potencial de 21.000 toneladas de pellets y 4.500 toneladas de chips para atender la demanda objetivo (sin considerar el crecimiento vegetativo).

4.5 Oferta actual de biomasa y recomendación tecnológica (capex-Opex)

En el primer capítulo de este informe se evaluaron los distintos recursos forestales presentes en la región cordillerana y el ecotono entre bosque y meseta de la provincia. El foco del trabajo fue evaluar cuál es la disponibilidad real de residuos y subproductos derivados de la actividad con potencial biomásico. Dichos recursos se estudiaron en cuatro grupos funcionales:

- biomasa derivada de silvicultura y aprovechamiento a tala rasa de bosques de cultivo,
- biomasa derivada de silvicultura de bosques nativos de ñire bajo manejo sustentable,
- biomasa derivada de aprovechamiento en aserraderos existentes,
- biomasa derivada de otras fuentes forestales: principalmente de parches de sauce desarrollados en las veras de los ríos y sus afluentes y del manejo del arbolado urbano, periurbano y asociado a electroductos.

Luego del análisis, dichos recursos se agruparon en cuencas cuya conectividad permite unificar el manejo de biomasa. Se definieron las tres cuencas que se evalúan en el presente apartado: la cuenca Norte, la cuenca Sur y la cuenca Centro. Para cada cuenca se evaluó cuál es la mejor estrategia para desarrollar el recurso y cuál sería la composición media esperable del abastecimiento de materia prima.

Debido a la inexistencia de un mercado formal de consumo de biomasa moderna se definió una estrategia de producción adecuada a favorecer que este mercado se desarrolle en forma sostenible en el tiempo. Esta estrategia debe contemplar un periodo crítico de desarrollo donde el principal problema es la escala.

La baja escala en la demanda es un problema en el desarrollo inicial de cualquier cuenca de biomasa, pero en la región tiene dos agravantes: la inexistencia de grandes ofertas a muy bajo costo de biomasa residual (grandes explotaciones forestales cuyo aprovechamiento se encuentre altamente mecanizado generando alto volumen de biomasa de post-cosecha forestal, foresto-industrias, mueblerías, etc.) y el alto costo de producción de la madera en general.

La falta de conocimiento local de la tecnología de aprovechamiento de la biomasa moderna y el reto que implica lograr la aceptación de un nuevo sistema de abastecimiento energético ponen a la confiabilidad del sistema en el centro de las necesidades del proyecto para que este sea exitoso. Por esta razón, es que en el análisis se ponderó con mucho peso a esta variable. Desde el punto de vista de la oferta, confiabilidad es calidad y garantía de suministro a costos asequibles.

Sobre la base de esta idea es que se define que la mejor estrategia para

desarrollar este mercado es la construcción de centros de producción que garanticen el abastecimiento de biomasa. Dichos centros permiten homogeneizar el producto, estandarizar la producción, logística y distribución.

Esto implica que en estos centros se debe producir una biomasa de muy alta calidad y estandarizada:

- chips con baja humedad y granulometría estable,
- pellets producidos en líneas confiables y con un buen manejo de la materia prima que garantice la calidad homogénea.

Esto implica que el centro de producción debe tener líneas de chipeo, tamizado, secado, peletizado y áreas de stockeo, tanto de producto terminado como de materia prima. Buena accesibilidad y buena calidad de electricidad.

En paralelo, la gran mayoría de las cadenas vinculadas a la generación de materia prima para biomasa requieren acciones de fortalecimiento. Estas acciones pueden ser encaradas como parte de un programa de desarrollo y fortalecimiento de proveedores, desde la empresa que produzca la biomasa. Esto simplifica y hace *costo efectivo* el proceso de desarrollo de la oferta.

Emerge del análisis realizado que es viable construir plantas de producción de biomasa en dos de las tres cuencas, la cuenca Norte y la cuenca Centro, no siendo interesante la instalación de una planta en la cuenca Sur. Esto no implica que dicha cuenca no posea potencial como proveedora de biomasa, pero no es una cuenca adecuada para iniciar el proceso en los términos planteados. Esto se debe a cuestiones de escala y accesibilidad de la cuenca Sur.

Ambas cuencas poseen varias diferencias. Las de mayor impacto a efectos del presente análisis son:

- La estructura de abastecimiento y de costos de materia prima.
- La tipología de actores.

La primera diferencia impacta en la estructura de costos y de abastecimiento del proyecto y en el grado de esfuerzo que se requiere para obtener una cadena de abastecimiento confiable.

La segunda impacta principalmente en la posibilidad de realizar un proyecto de dimensión “intermedia” que implique acoplar una planta de producción de astillas de alta calidad a una industria existente. Este esquema se plantea con el objetivo de aprovechar costos hundidos. La industria natural para realizar este tipo de proyectos es un aserradero. En la cuenca centro no hay aserraderos adecuados para evaluar esta alternativa por lo que esto no es posible.

Se realizó un ejercicio teórico de evaluar el mismo programa de ventas de

biomasa abastecido a partir una planta equivalente en ambas cuencas y una planta “intermedia” en un aserradero. El programa implicó desarrollar una oferta de chips y de pellets, donde los mismos se producen a partir del material más fino que se produce en el chipeo.

La hipótesis de trabajo es que la demanda de astillas está constituida principalmente por edificios estatales o para generación eléctrica, mientras que la demanda de pellets será mayormente privada. La lógica de este análisis fue poner en igualdad de condiciones a ambas cuencas a efectos de evaluar el impacto de las diferencias de costo y densidades entre las distintas cuencas. Los resultados fueron claros:

- en todas las cuencas el costo de la materia prima es el principal componente de costos, y
- las diferencias entre las materias primas más caras (bosque nativo) y las más baratas (rollo molienda de pino), se compensan con las diferencias esperables en densidad entre dichos materiales. Materiales más densos ofrecen mejores rendimientos de chipeo y de transporte.

En conclusión, a pesar de las distintas estrategias de abastecimiento y estructuras de costos, ambos proyectos requieren un precio de biomasa semejante para obtener el equilibrio. Estos precios, se pueden mejorar solamente si se obtiene rápidamente escala de producción - dado que rápidamente se diluyen los costos fijos de producción. Esto se puede lograr únicamente con contratos e inversiones relevantes en la demanda. Menores costos implican mayor competitividad frente a otros combustibles. La viabilidad del negocio depende, fundamentalmente, de rápidamente obtener escala mucho más que de los costos variables de la producción. Una vez alcanzada la escala mínima viable, el principal componente de los costos es la materia prima. Los costos de la materia prima se pueden disminuir sustancialmente mecanizando el aprovechamiento forestal e incrementando e incorporando tecnología en el transporte.

El potencial total de producción de biomasa depende de muchos factores. Uno de los objetivos principales del trabajo es dar un orden de magnitud de la oferta potencial de los distintos orígenes de biomasa. En la siguiente tabla se presenta este orden de magnitud dividido en las distintas cuencas y las distintas fuentes de biomasa. Para que efectivamente estos aportes sean viables existe una serie de supuestos importantes que deben ocurrir. Los detalles de los mismos se especifican en los distintos apartados.

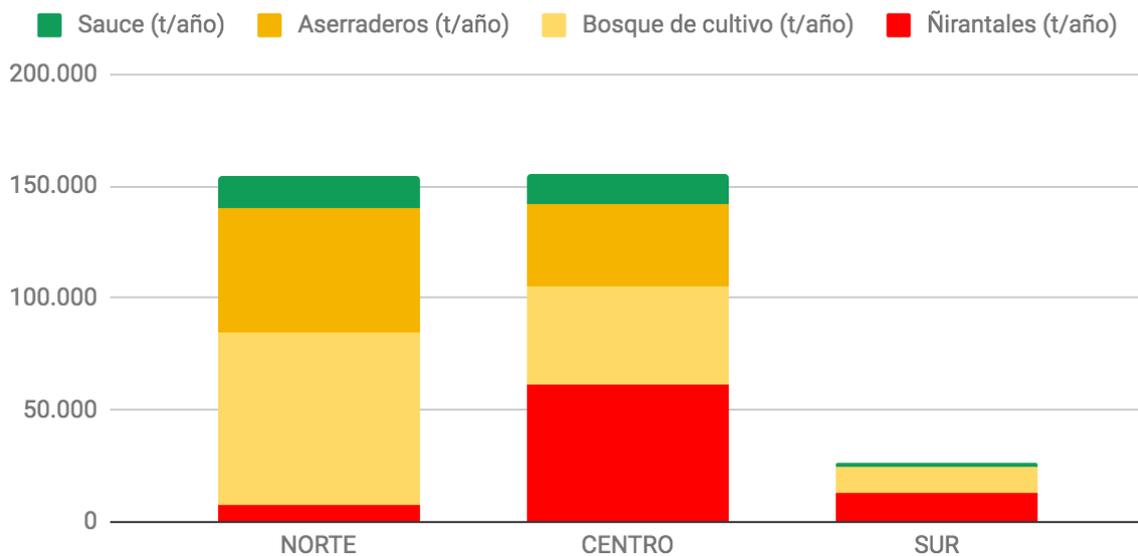
Estos valores deben ser tomados como el universo de abastecimiento de cada cuenca. En términos generales, el aprovechamiento real nunca debiera superar el 50% del abastecimiento potencial para garantizar el suministro.

Tabla 4.3: Resumen de oferta máxima anual potencial por cuenca por material

CUENCA	NORTE	CENTRO	SUR	TOTAL
Ñirantales (t/año)	8.000	61.000	13.000	24,40%
Bosque de cultivo (t/año)	76.500	51.700	12.000	39,43%
Aserraderos (t/año)	56.000	37.000	0	27,68%
Sauce (t/año)	14.000	13.000	1.500	8,48%
Total	154.500	155.000	26.500	336.000

Fuente: elaboración propia

Figura 4.1: resumen de disponibilidad de biomasa por cuenca (Norte, Centro y Sur)



Fuente: elaboración propia

Estos volúmenes corresponden con madera adquirida en el mercado con la humedad normal de compra. En el apartado de tecnología de procesamiento se propuso una planta de producción de biomasa tipo. Dicha planta se dimensionó para una capacidad de producción de 24.700 toneladas anuales de astilla con una humedad promedio de 25%. Para producir este volumen dicha planta requiere adquirir 35.550 toneladas de materia prima con la humedad normal de mercado. Esto implica que la tasa de conversión es inferior al 69%.

Dichas astillas pueden ser producto final o materia prima para el proceso de pelletizado. En la planta propuesta el pellet, con una humedad promedio de 12%, se produce a partir de un material obtenido del tamizado fino del proceso de chipeo, luego de que el mismo pasa por el proceso de secado. Dependiendo del tipo de chipeo y tamizado hasta un 60% de material producido, luego de una molienda liviana, puede ser pelletizado. En la planta propuesta se puede obtener hasta 12.600

toneladas de pellets a partir de reprocesar 14.900 toneladas de chips, con una tasa de conversión de 85%. Esto implica que la eficiencia de todo el proceso es del orden de 59% para producir pellets a partir de la biomasa disponible.

Tabla 4.4: parámetros de planta viable desde el económico en la región

Parámetros de la planta		
CAPEX (USD)	(USD)	1.519.362
<i>General</i>	(USD)	603.000
<i>Líneas de chipeo</i>	(USD)	270.000
<i>Líneas de peletizado</i>	(USD)	425.000
Capital de trabajo mínimo	(USD)	221.362
Producción de chips		
<i>Capacidad de producción</i>	(t/año)	24.700
Opex 100%	(USD/t)	63
Opex 75%	(USD/t)	69
Opex 50%	(USD/t)	77
Opex 25%	(USD/t)	100
Producción de pellets		
<i>Capacidad de producción</i>	(t/año)	12.600
Opex 100%	(USD/t)	121
Opex 75%	(USD/t)	130
Opex 50%	(USD/t)	142
Opex 25%	(USD/t)	175

Fuente: elaboración propia

Esta planta posee una capacidad de producción acotada para pellets, que puede ser incrementada duplicando la inversión en líneas de producción de pellets. En el cuadro se presenta el opex/unidad producida a distintos niveles de producción de chips y pellets de la planta. El opex se compone de amortización de inversiones directas, costo de materia prima, energía, costos de operación, costo de RRHH y costos indirectos

De acuerdo a las hipótesis planteadas, con el material disponible en las distintas cuencas y asumiendo que para que las mismas operen en forma estable no es recomendable superar el 50% del aporte anual potencial posible, se plantean escenarios de producción máximos para cada cuenca.

Tabla 4.5: producción potencial de cada cuenca de biomasa industrializada

CUENCA	NORTE	CENTRO	SUR	TOTAL
Generación potencial de materia prima				
Ñirantales (t/año)	8.000	61.000	13.000	24,40%
Bosque de cultivo (t/año)	76.500	51.700	12.000	39,43%
Aserraderos (t/año)	56.000	37.000	0	27,68%
Sauce (t/año)	14.000	13.000	1.500	8,48%
Total	154.500	155.000	26.500	336.000
Industrialización potencial de la biomasa				
Materia prima a captar (50% del total)	77.250	77.500	13.250	168.000
Mermas de chipeo	(23.948)	(24.025)	(4.108)	(52.080)
Chips (t_{25%}/año)	53.303	53.475	9.143	115.920
Mermas de peletizado (a partir de chips)	(7.995)	(8.021)	(1.371)	(17.388)
Pellets(t_{15%}/año)	45.307	45.454	7.771	98.532

Fuente: elaboración propia

La tabla supone que la totalidad de la biomasa se chipea asumiendo una merma de proceso dada para cada etapa. La misma se compone principalmente por pérdidas de humedad y gasto de biomasa en secado. El chip es la materia prima para producir los pellets. Esto implica que conceptualmente la rentabilidad de producir pellets, asumiendo que existe un mercado suficiente para ambos productos, debe ser superior que la de hacer chips, para justificar que se hagan las inversiones necesarias para este producto.

La planta propuesta supone la escala mínima de planta que justifica la producción de biomasa. Por debajo de una producción de 25.000 toneladas anuales de chips es complejo que una planta sea rentable con la estructura de costos planteada. Esto implica que las cuencas Norte y Centro pueden sostener cada una hasta dos plantas de esta escala (o una planta de hasta el doble de la unidad económica propuesta), mientras que la cuenca Sur se encuentra por debajo de la unidad económica.

Dependiendo de cómo se planifique el desarrollo del mercado y que estrategia de desarrollo de demanda se defina quedarán establecidos los parámetros de diseño de la o las plantas.

El principal reto de este proyecto es acompasar el desarrollo de varios eslabones de la cadena de producción en paralelo.

4.6 Evaluación de conectividad entre cuencas

En el modelo de producción planteado la conectividad entre cuencas de biomasa como tales pierde sentido y cobra mucho sentido la relación entre ambos orígenes definidos (Epuayén y Trevelin) y los distintos pueblos a abastecer. Como se indicó en el análisis de las distancias, realmente no existe una gran diferencia entre los costos de ambas localizaciones de los centros. En el único caso donde tiene sentido evaluar la conectividad entre cuencas es entre la cuenca sur y la cuenca Centro. Sin embargo, debido a la extensa distancia que existe entre las plantas de procesamiento de biomasa (que agrega costo al producto en destino) y los altos de costos de materia prima en origen difícilmente se pueda pensar en que se pueda aportar materia prima entre cuencas.

4.7 Balance de biomasa

Cualquier balance de biomasa, en las condiciones del presente trabajo, es un ejercicio teórico debido a que ni oferta ni demanda están desarrolladas.

Se ha presentado un escenario potencial de oferta a partir del desarrollo de dos cuencas. Las mismas requieren acciones concretas para su desarrollo y actualmente no presentan una oferta de biomasa procesada, pero si disponen de materia prima para producirla.

En el caso de la demanda, se han planteado dos escenarios que devendrían de la aplicación de distintas políticas de desarrollo de la misma. La principal diferencia entre ambos escenarios es si se incluye la sustitución de los sistemas de generación eléctrica para localidades fuera del SADI con los sistemas de cogeneración asociados a la misma para sustituir GLP para calefacción, o no.

Desde el punto de vista técnico, social y ambiental es muy razonable pensar en cogeneración con biomasa en la región, pero requiere tomar decisiones a nivel provincia y un trabajo muy profundo con los distintos actores involucrados. En caso que no sea este el camino, la demanda es sustancialmente menor así como lo es el impacto ambiental-social y el ahorro consecuente.

Ambos escenarios se presentan a continuación asumiendo distintos niveles de impacto del uso de pellets para calefacción. Siempre se plantea el escenario de todo el mercado desarrollado. En el balance se plantea el volumen de materia prima para biomasa y la demanda de ambos "mercados": el de pellets y el de chips.

En el proceso productivo existen "pérdidas" por disminución de humedad y por requerimientos de autoconsumo del proceso. Este volumen de MP se incluye como parte de los aportes necesarios que debe hacer el mercado de oferta de biomasa como mermas de proceso.

Tabla 4.6: balance de biomasa para los distintos escenarios propuestos

			Balance de biomasa en distintos escenarios				
			sin cogeneración sin atender demanda doméstica	sin cogeneración atendiendo demanda doméstica	con cogeneración sin atender la demanda doméstica	con cogeneración con demanda doméstica (impacto min)	con cogeneración con demanda doméstica (impacto max)
Oferta de Materia prima	Norte	t/año	77.250	77.250	77.250	77.250	77.250
	Centro	t/año	77.500	77.500	77.500	77.500	77.500
	Oferta total de materia prima	t/año	154.750	154.750	154.750	154.750	154.750
Mercado de chips	Sistemas de cogeneración	t/año			24.500	17.534	22.178
	Sistemas de calefacción con chips en grandes edificios públicos/backup cogeneración	t/año	4.500	4.500	600	918	719
	mermas de proceso	t/año	1.395	1.395	7.781	5.720	7.098
	Demanda de MP chips		5.895	5.895	32.881	24.172	29.996
Mercado de pellets	Sistemas de calefacción con pellets en uso doméstico	t/año		16.500		16.500	16.500
	Sistemas de calefacción con pellets en aldeas escolares	t/año	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
	Sistemas de calefacción con pellets pequeños consumos públicos	t/año	4.250	4.250			
	Merms de proceso de pellets	t/año	2.399	9.164	656	7.421	7.421
	Demanda total pellets		8.249	31.514	2.256	25.521	25.521
Demanda total de Materia prima			14.144	37.409	35.137	49.693	55.517
Saldo			140.607	117.342	119.613	105.057	99.233
Incidencia			9,14%	24,17%	22,71%	32,11%	35,87%

Fuente: elaboración propia

4.8 Propuestas de acciones específicas de ser desarrolladas en base a los principales condicionantes observados en la región para el desarrollo de la cuenca

Existen una serie de medidas que son fundamentales para el desarrollo del mercado.

Las mismas pueden ser divididas en acciones para la promoción: de la oferta, de la demanda y el ambiente de negocios.

4.8.1 Promoción de la oferta

Existen distintos escenarios en función de cada materia prima que debe atenderse. Los principales conflictos que deben atenderse se asocian:

- a la escala general y condiciones del mercado, que determina la fragilidad de los proveedores, falta de definición, construcción y normalización de los parámetros del mercado;
- a la falta de capacidad real de fiscalización y control por parte del Estado.

4.8.1.1 Condiciones y escala del mercado

En el caso de la producción en **bosques de cultivo**, existe un volumen muy relevante de plantaciones en las cuales deben realizarse intervenciones drásticas de ordenamiento y silvicultura demorada. Este volumen relevante de material podría ingresar rápidamente en caso de disponer de un mercado que lo consuma. Asimismo, en la medida en la cual los bosques juveniles y adultos ingresen a fases de madurez comercial habrá un volumen importante de material fino de cosecha y de subproductos industriales. Hoy no existe capacidad en los contratistas para volcar ese volumen de madera en el mercado, ni un mercado que lo pudiese consumir desarrollado.

En el caso del aprovechamiento de **bosque nativo**, desde la perspectiva operativa, existe una situación semejante. Los contratistas poseen muy bajo grado de mecanización lo que impacta muy negativamente en su productividad. Asimismo, el manejo que hacen frecuentemente es detrimental de la productividad del recurso.

La lógica de trabajo de los contratistas locales es muy artesanal y hay falta de experiencia en intervenciones de ordenamiento con extracción de productos forestales de molienda. Esto determina la necesidad de realizar trabajos específicos de investigación que generen inputs para ordenar la actividad.

En un principio no existen razones para suponer que con la incorporación de un nivel de mecanización equivalente a los de otras regiones forestales semejantes

(caldenal, bosque chaqueño, en el caso de bosque nativo) no se puedan tener valores de extracción semejantes. Esto automáticamente mejoraría la competitividad de los aserraderos y tendría un impacto positivo en los costos de generación de leña. Para lograr que esto ocurra es fundamental que los contratistas dispongan de fuentes de financiamiento para modernizarse.

Resuelto el acceso al financiamiento para la maquinaria, se debe generar un marco de contractualización de la producción que permita que los contratistas locales estén dispuestos a invertir.

Este rol debe ser cubierto por los centros de producción de biomasa. Para el desarrollo de los mismos es fundamental que el Estado defina una política concreta de contractualización en las compras de biomasa, sujeta a un plan de desarrollo de proyectos de sustitución de otros combustibles. Dependiendo de qué estrategia tome la provincia para el desarrollo de la demanda, será la dimensión de estos contratos. Es fundamental que los mismos puedan garantizar:

- Una escala mínima de negocio que viabilice las inversiones en caso que sean privadas.
- Un plan de trabajo que sea de largo plazo para que se pueda construir una cadena de abastecimiento robusta.
- Garantías sólidas que permitan que dichos contratos sean un aval suficiente para obtener financiamiento.
- Herramientas de compensación para el proceso inicial de desarrollo del mercado (donde la planta se vea operando en baja escala). En caso contrario, es posible que el valor de biomasa necesario para que los indicadores del proyecto sean correctos atente contra el desarrollo del mercado. Esto podría también subsanarse en forma parcial con herramientas de financiamiento provinciales, como plazos de gracia en el financiamiento de la inversión.
- Es fundamental que los contratos impongan penalidades en caso de falta de cumplimiento por parte de quien opere la planta.

Un factor muy relevante en todos los bosques (cultivo y nativos) es la accesibilidad. En muchos casos existen restricciones de acceso a los establecimientos y dentro de los establecimiento o restricciones para el egreso de los productos forestales de manera rentable. Por la escala de las explotaciones y su alto grado de fraccionamiento, en muchos casos no es viable realizar las intervenciones necesarias para acceder a los recursos forestales. Esto se origina por las restricciones de impacto ambiental propias del recurso nativo o por la distribución y el tipo de desarrollo en el caso de los montes de cultivo, pero el efecto es el mismo. El Estado no puede subsanar esto en la mayoría de los casos, e intentar hacerlo es una fuente de conflictos potenciales gigantesca.

En aquellos casos donde tenga sentido que el Estado participe en mejorar la accesibilidad de los cuadros forestales, lo puede hacer apoyando a los productores en forma directa -por ejemplo poniendo a disposición equipos de vialidad- o en forma indirecta a través de reducción de tasas viales o impuestos a la tierra.

En la mayoría de los casos, tiene más sentido que el apoyo sea a los contratistas fortaleciendo sus capacidades de extracción. Desde el Estado provincial es viable acompañar a los contratistas con financiamiento para orientar la incorporación de maquinaria específica de cosecha - principalmente grúas forestales y equipos de extracción- que viabilicen la salida de la madera en condiciones muy adversas. Este tipo de equipos existe en el mundo, pero no es accesible para estas escalas de trabajo. Sin embargo, tiene sentido que el Estado evalúe la incorporación de este tipo de equipamiento, a fin de evitar inversiones en infraestructura que no poseen repago directo. Esto se justifica principalmente porque existe la posibilidad de realizar una transferencia de recursos a partir de los ahorros potenciales que el proyecto provee por sustitución de consumo de combustibles líquidos fósiles en la demanda.

Considerando que el proyecto implica la existencia de un segmento de industrialización de biomasa que tendrá contratos de abastecimiento con el Estado provincial este puede ser un canal de reaseguro para este tipo de estrategias. El Estado puede asistir en estas adquisiciones a las plantas y que sean las plantas las que generen acuerdos con los contratistas donde dicha maquinaria se entregue a los proveedores a cambio de materia prima. Esto de alguna manera distribuye mejor los riesgos que cada parte asume. En el mismo sentido es posible que el uso de la maquinaria se licite y siga siendo de propiedad de la planta.

Otro aspecto importante son los precios y valores de los distintos **componentes del costo de la biomasa**. A la fecha no ha habido, negocios para los propietarios de las forestaciones. En paralelo, no hay valores de referencia para la madera de molienda, ya sea para la madera en pie como para las tareas asociadas al aprovechamiento y transporte de la misma. Esto es un problema al momento de iniciar la actividad porque los precios están sujetos a las expectativas de cada parte, en un mercado donde hasta ahora el ingreso ha sido dado por subsidios.

Siendo el Estado el principal comprador es fundamental que se construyan precios de referencia, acordados con la planta, para que el mercado sea viable. En los distintos capítulos de este informe se han propuesto estructuras de costos y precios de referencia, tanto para la materia prima, como para la industrialización. En caso que se desarrolle un proyecto de aprovechamiento de dendroenergía en la provincia, estos precios pueden orientar la discusión. Esto dependerá claramente de cómo se desarrolle el proyecto y quienes sean los actores que lo implementan pero

en la medida en la cual existan factores de la producción que no se remuneren el mercado será frágil.

Los **subproductos foresto-industriales** suelen ser la materia prima más interesante para desarrollar la industria de la biomasa. En el caso de la provincia actualmente este es un origen poco relevante consistente con el bajo volumen que opera la industria del aserradero en general.

El escaso desarrollo de la industria local es un fenómeno complejo de explicar, que se sustenta en muchos factores. Los aserraderos locales son de baja a muy baja escala de producción, con bajo nivel de inversión y tecnificación. Esto los hace que tengan altos costos de producción para generar productos de baja calidad con poco grado de remanufactura. Esto se ve agravado por falta de madera de calidad y a muy alto costo. Todo esto determina que una parte de la demanda de productos de aserradero local se satisfaga con el ingreso de maderas de otras regiones a pesar del costo logístico que esto implica. En este contexto, la industria existente hoy no ofrece un escenario interesante para el desarrollo de proyectos de biomasa en escala.

En el futuro próximo -10 años vista- es esperable una disponibilidad de madera relevante en ambas cuencas donde una parte importante de esta madera serán rollizos aserrables de baja calidad.

Es muy interesante que la biomasa se inserte en este mercado como un estabilizador de la microeconomía de la industria forestal, pero no es esperable que sea la biomasa la que traccione este mercado por sí sola. La biomasa debe ser entendida como un buen negocio posible para los subproductos y no como el principal negocio foresto-industrial.

Por esta razón, cualquier política que tienda a promover el uso de madera local será muy positiva para la bioenergía en la provincia. De hecho tiene sentido que ambas políticas vayan asociadas. Planes de promoción de uso de madera o productos de la madera en la construcción de vivienda de IPVDU, asociados con metas de producción de biomasa sería un ejemplo de este tipo de políticas.

La inexistencia de escala de producción en los aserraderos determina que los residuos no sean considerados un problema a resolver hoy. En la medida en la cual se pueda ser exitoso con este tipo de políticas es fundamental disponer de un mercado que los capte. Los aserraderos posiblemente se inserten en este mercado instalando chiperas y comercializando directamente o a través del centro de producción. La implementación de chiperas posiblemente requiera financiamiento. Por el tipo de actor presente es esperable que haya mucha voluntad para realizar proyectos de producción de biomasa independientes en cada planta y no agruparse. Esto a priori no sería positivo si se hace de manera poco profesional, por lo que es

interesante que se acompañe desde la provincia a los industriales. A través de un plan de financiamiento provincial puede orientarse el proceso de tecnificación. El foco debería estar puesto en generar la unificación del proceso de equipamiento de los aserraderos lo que permitiría estabilizar la calidad de chips en el mercado.

En el caso del **sauce** todas las consideraciones de mecanización de los contratistas y contractualización son válidas. Pero se suma como restricción importante la falta de silvicultura en el recurso que determina que el crecimiento y la forma de los árboles sea muy mala, encareciendo el costo de aprovechamiento del recurso. Existe una serie de restricciones que fueron planteadas en el capítulo correspondiente, pero es claro que el desarrollo de una política activa que incluya el manejo silvícola del recurso es una alternativas interesantes para desarrollar la oferta.

4.8.1.2 Fiscalización de la actividad

Es fundamental que el Estado acompañe el proceso de desarrollo de este mercado fiscalizando el uso de los recursos naturales involucrados. En este caso se suma que existe una sensibilidad particular por el uso del bosque nativo que debe ser atendida.

El Estado provincial, por ser el principal comprador y por ser el vector para el acceso a los beneficios otorgados por las leyes Nacionales 26.331 y 25.080, tiene un peso muy relevante y una posición dominante que le confiere un gran poder. Esta afirmación es válida tanto en el mercado actual como en el mercado a desarrollar. La Subsecretaría de Bosques e Incendios es una estructura muy interesante, debido a que integra todos los recursos involucrados en el proyecto en un único estamento del Estado provincial.

Sin embargo, la realidad actual es que los controles fallan, los registros son escasos y los recursos que se ponen a disposición se sub-aprovechan por la falta de integración de objetivos y planes orientados a resultados concretos.

En paralelo, las instituciones de investigación desarrollan mucha información, pero esta información no siempre está coordinada con las necesidades para el desarrollo del sector.

En la práctica, al momento de la planificación sectorial y de la toma de decisiones falta mucha información de base clave. Ya sea porque no está disponible, o porque no fue desarrollada. En paralelo mucha de la información disponible no incorpora criterios básicos de escala, rentabilidad y sostenibilidad ambiental, lo que hace que no sea aplicable.

Para poder avanzar con un uso intensivo e industrial del recurso es fundamental disponer de una mirada de cuenca, capacidad de fiscalización de los

recursos y una integración de todos los mismos. En este sentido, posiblemente lo más razonable es que se integre un programa específico por parte de la subsecretaría para el desarrollo dendroenergético provincial.

En caso que efectivamente se desarrolle un proyecto que comience a consumir intensivamente biomasa dicha actividad se convertirá en el principal rubro de consumo en volumen operado. De esta manera, y considerando que puede ser una fuente de presión sobre el recurso nativo, es fundamental que se arbitre un sistema donde la estructura de gestión Estatal se alinee con este objetivo y se prepare para poder controlar.

La existencia de una planta, junto con la conformación de pocos contratistas, ordena naturalmente este proceso y simplifica mucho la gestión. A esto se suma que muchos de los contratistas son profesionales universitarios, lo que debería simplificar el proceso de manejo del recurso y permitir que se realice realmente un manejo sustentable. Pero esto es viable si el procedimiento por parte del organismo de contralor es ágil y consistente con los tiempos que necesita la producción.

En la práctica, muchos de los procedimientos en la subsecretaría son lentos, gran parte de la información no se encuentra registrada y/o no está disponible. Los productores perciben esta burocracia como una debilidad y aprovechan las ineficiencias del proceso de bosques para eludir la fiscalización. En este sentido es fundamental incorporar a otros actores vinculados, como AFIP y las fuerzas de seguridad, en el control del movimiento de mercaderías como herramienta de normalización del mercado.

Sería fundamental realizar un plan de acciones mínimas que unifique criterios de aceptabilidad y defina procedimientos y el programa disponga de estos acuerdos como base de coordinación. Estos acuerdos implican definir cuáles son los procedimientos aceptables para la operación de los recursos naturales y que dichos procedimientos, desarrollados desde la investigación, pero en conjunto con los productores, sean incorporados como normas de trabajo. Considerando que existen pocos contratistas y pocas instituciones esto no debiera ser un proceso complejo de implementar.

En paralelo, la planificación de este programa debe hacerse sobre la base de un manejo de recursos que sea costo efectiva. Dado que existen suficientes instituciones que pueden aportar al desarrollo de información, lo fundamental es que la orientación de los recursos de la Subsecretaría se centre en la fiscalización operativa.

Por esta razón lo ideal es realizar un proyecto donde los responsables de fiscalizar el proyecto se dediquen exclusivamente al seguimiento de los distintos orígenes, garantizando la calidad de las intervenciones y operaciones forestales. La

principal herramienta es la definición de qué actores se encuentran habilitados para originar biomasa y quiénes no. Esto se expresará en el otorgamiento o no de las guías forestales. El segundo punto de control es la planta.

En paralelo es fundamental realizar una fiscalización punitiva en las rutas a cargo de las fuerzas de seguridad y la AFIP. Existen dos rutas de acceso a cada una de las localizaciones de planta propuestas y lo mismo ocurre con los principales puntos potenciales de originamiento. De esta manera, fiscalizar es una decisión fácil de implementar. En la medida en la cual no se realice una fiscalización de movimientos no es posible normalizar el mercado.

En este sentido, existe una serie de reformas que están en evaluación en los sistemas de confección de guías que, junto con la “salida del mercado” de guías usadas que impone la planta, representan un buen marco de control.

Considerando la importancia de la presencia del Estado para la fiscalización y control del mercado y contratistas, es fundamental que este proyecto tenga los acuerdos mínimos y que los organismos de control tengan cierta autonomía de acción para esto permita una mayor agilidad y logre dar un impulso efectivo al mercado.

4.8.2 Demanda.

El desarrollo de una demanda formal que consuma biomasa de calidad en escala es el principal factor necesario para que se desencadene el desarrollo del mercado.

En el presente trabajo se plantearon dos escenarios concretos de desarrollo distintos: uno que incluye cogeneración y otro que no lo incluye y se estudió el mercado asumiendo una única política implementada en toda la provincia. En la práctica la implementación de este tipo de proyectos no es así sino que es en etapas y analizando cada situación. Es deseable, asimismo, que en un plan provincial se unifique la tecnología para simplificar su adopción y su mantenimiento futuro.

Desde el Estado las acciones concretas y necesarias son aquellas que permitan ganar en corto plazo la mayor escala posible.

4.8.2.1 Mercado de chips

El objetivo de mínima debe ser poner en funcionamiento proyectos por cuando menos 9.700 toneladas de chips en el primer año. Esto se obtiene rápidamente con la conversión de las principales usinas de generación: Gualjaina, Corcovado y Paso de Indios. Con estos tres proyectos ya es viable el centro de producción.

Es fundamental que en la confección e implementación de los proyectos de

cogeneración se contemple el concursado de distintas propuestas tecnológicas y se garantice la posibilidad de disponer de tecnología que en el país no existe, como es el caso de los MACI con syngas. Al igual que en la región bajo estudio, a nivel país, Argentina se encuentra muy atrasada en desarrollos de biomasa. La tecnología disponible en otros lugares del mundo, principalmente Europa, es muy superior a la local. En el caso de cogeneración, la escala y cantidad de proyectos no justifica pensar en desarrollar tecnología local.

Existen en estos proyectos muchos componentes secundarios que actualmente se producen en el país (tanques de expansión, cañerías, sistemas de calefacción, etc.). Debería priorizarse que este tipo de componentes sean de origen local.

Los proyectos de generación deberían idealmente contar con un socio tecnológico que acompañe el proceso de incorporación de tecnología por un periodo de adaptación. Este socio debería formar parte de un consorcio operativo que lidere todo el proceso productivo. Los actuales operadores deberían incorporarse a este consorcio y es posible que la planta proveedora también. De esta manera los riesgos de provisión, servicio y tecnológicos son solidarios entre todas las partes.

Este mercado de alguna manera es el que puede representar el sostén económico de la actividad, porque es el que con menor costo operativo y menor esfuerzo comercial de desarrollo permite obtener sustentabilidad económica en el corto plazo a todo el sistema.

Uno de los principales retos que posee este proyecto es garantizar el pago por el servicio. Actualmente el sistema energético en estudio se financia con los proveedores de combustible, siendo YPF, el soporte financiero principal. No tiene sentido asumir que la provincia se obligará a cumplir con pagos en tiempo y forma en el escenario de déficit fiscal actual. Esto implica que existen al menos dos opciones posibles:

- Una es incorporar un actor que pueda suplir este rol en el nuevo sistema. YPF es posiblemente un actor al que pueda convocarse, dado que este sistema implicaría disminuir su exposición financiera con la provincia y es una acción concreta asociada a energías renovables. Un actor semejante podría ser PetroMinera Chubut SE.
- Otra es incorporar alguna institución, organismo o fondo, que re-asegure los pagos sobre la base de los beneficios ambientales o sociales del proyecto.

En cualquier caso, sería una acción de promoción importante atar riesgo financiero de pago de las inversiones a un banco provincial. Esto debería además preverse en forma no prioritaria frente a los gastos corrientes de la planta. De esta

manera se reduce sustancialmente el riesgo de cobro provincial.

4.8.2.2 Mercado de pellets

El mercado de consumo de pellets tiene dos componentes: uno es la sustitución de consumos públicos y el otro es su implementación en el sistema privado.

En el caso del sistema público el ahorro es directo porque el uso de biomasa es muy rentable comparado con el uso de GLP y su rentabilidad ya fue planteada. La dimensión de este consumo depende de cómo se organice tecnológicamente el proyecto. En aquellos casos donde se implementen sistemas de cogeneración, este sistema sustituye todo el consumo de pellets. Como se planteó en el capítulo correspondiente, en los casos donde no se implementen este tipo de proyectos, hay todo un segmento de edificios que únicamente puede sustituir GLP con sistemas de calefacción basados en pellets, principalmente por temas de escala.

En el caso de las aldeas escolares, la conclusión del presente trabajo es que la mejor opción es el uso de estufas de pellets como sistema de sustitución del uso de GLP para calefacción. Este es un consumo estatal que en todos los escenarios de implementación de biomasa se abastece con pellets.

En el caso de la demanda privada, en un principio, la sustitución como insumo de calefacción de leña, la electricidad y, en mucha menor medida el GLP, por pellets, no genera ahorro para los usuarios.

Esto se debe a que parte de la leña (a través del plan calor) y la totalidad de la energía eléctrica (a través del sistema de usinas) se encuentra subsidiada por el Estado provincial. Esto implica que el *statu quo* es que los usuarios consumen energía subsidiada y que esto va en detrimento de incorporar otros sistemas, porque esta sustitución no posee un repago.

La leña genera trabajo en la provincia por lo que su sustitución posee un impacto que debe ser analizado. En un principio no es esperable que este mercado se vea afectado debido a que la leña continuará consumiéndose como materia prima en la planta.

La administración de leña como forma de subsidio, a través del plan calor, es compleja. Esto se debe a las características físicas de la leña que dificultan fiscalizar su distribución y originamiento. Su sustitución por pellets es superadora de esta situación debido a que:

- su utilización como energía se hace de una forma más eficiente -tanto

porque es más eficiente en su transporte, como en distribución y aprovechamiento- y,

- es fácilmente trazable: el pellets se distribuye en bolsas de peso homogéneo lo que simplifica el control y la homogeneidad de su distribución.

El uso de electricidad para calefacción, a diferencia de la leña, no representa un beneficio para la provincia porque no genera empleo en forma directa. Al ser un insumo caro de producir, ya sea con Gasoil o con biomasa, que siempre deberá ser subsidiado dado el nivel económico de los usuarios, sustituir electricidad redundaría en beneficios directos para el Estado provincial.

Para incorporar el uso de pellets el mercado demandará como solución tecnológica estufas. Es fundamental que las mismas sean automáticas, con forzadores o sistemas que las hagan eficientes y termostatos que regulen el consumo. Las soluciones de tecnología nacional existentes son de inferior calidad y mayor costo que muchas de las existentes en el extranjero, pero existen desarrollos nacionales que actualmente cumplen con lo planteado como requisito mínimo. Existen sistemas de combustión en pellets que superan el 103% de eficiencia de aprovechamiento de calor.

El Estado provincial podría, a través del proceso licitatorio de compra de equipamiento para sus instituciones, promover la instalación de una planta de fabricación de estufas en la provincia.

La dimensión potencial de demanda de estufas es relevante, lo que justifica plenamente planificar un desarrollo local de estufas. Asimismo, si la escala del mercado permite bajar los costos de producción del pellet, el segmento podría crecer exponencialmente con el ingreso del pellet a las ciudades. Esto dependerá también de los costos que tenga el gas natural para los usuarios. En este caso, el mercado puede multiplicarse varias veces, pasando a ser la principal limitante el abastecimiento de biomasa.

La viabilidad de implementar una planta de producción de estufas en la provincia dependerá de que la misma sea competitiva en relación precio/calidad con otros desarrollos que se están haciendo en el país. El costo de transporte de este tipo de equipamientos no posee incidencia en el costo de los equipos en un mercado desarrollado por lo que la competitividad de la planta será el factor clave para su sostenibilidad sin subsidios.

Para la incorporación de sistemas de calefacción en base a pellets en el

mercado estudiado en el presente informe es interesante que haya intervención del Estado. Es posible que la misma requiera una política que integre distintos niveles de acción a fin de garantizar una transición ordenada desde el sistema actual. Dicha política debería contemplar:

- 1) sensibilización del público en general incorporando equipos en todos aquellos lugares estatales donde sea posible, para que la gente se acostumbre a los pellets como combustible confiable.
- 2) Implementación de programas de financiamiento específicos para el público en general. (Esta medida está orientada al segmento que puede optar por pellets fundamentalmente para evitar la incomodidad que representa el uso de leña). Los mismos pueden ser directos al público o indirectos a la planta que los produzca en caso de ser un proyecto provincial
- 3) El Estado provincial puede promover el uso de pellets incrementando el costo variable de la energía eléctrica cuando se superen ciertos umbrales de consumo, como sistema para desincentivar el consumo de electricidad para calefacción. Esto será viable conforme se disponga de un sistema de abastecimiento de pellets confiable.

Promover la sustitución del uso de electricidad y leña por pellets implica de alguna manera subsidiar el cambio tecnológico. Esto es interesante para la provincia porque implica pasar de un esquema que subsidia el consumo a un sistema que subsidia el cambio tecnológico, pero no el consumo. De esta manera el impacto fiscal se encuentra acotado en el tiempo.

Para el caso de los hogares, el costo actual de abastecimiento se realiza con combustibles cuyo costo por unidad calórica es equivalente a 0,09 USD/kWh, como se expresó en el cuadro de combustibles. En el caso de la leña, normalmente cerca de la mitad de este combustible se le entrega a los usuarios a través del plan calor. En el caso de la electricidad, el estado subsidia cerca del 70% del costo de producción, para que el valor sea el planteado.

Un pellet distribuido en la región debería poseer un costo levemente inferior que el propuesto, cercano a 0,05 USD/kWh. Por lo que conceptualmente el costo general de los hogares para calefaccionarse debería mantenerse o eventualmente disminuir con un servicio de mejor calidad que el actual.

4.8.3 Ambiente de negocios

Existen distintas consideraciones que deben hacerse en relación al ambiente de negocios de la región.

Se plantearán algunas características que deben ser tomadas en cuenta a efectos de entender cuál es la viabilidad de captar inversión privada para el proceso propuesto.

Independientemente del riesgo propio de desarrollar un negocio donde uno de los principales clientes es el Estado, la provincia posee un contexto de negocios complejo, dado principalmente por cuestiones estructurales y culturales.

4.8.3.1 Dependencia del Estado

La actividad forestal ha sido históricamente dependiente del Estado y aún no posee escala ni volumen de ventas para ser autosustentable. Esto ha generado un empresariado mayoritariamente poco competitivo en toda la cadena forestal y poco orientado a la producción.

Este proyecto tampoco escapa a esta lógica. El principal consumidor de la etapa de inicio de la actividad y el único consumidor de chips es el Estado provincial. Las expectativas de que esto deje de ser así están dadas por el desarrollo de un mercado privado que consuma pellets. Para que esto ocurra nuevamente necesita de apoyo del Estado, que termina siendo el principal beneficiario del uso de pellets.

Esto hace que el proyecto corra riesgos de asumir una lógica poco expansiva desde lo comercial y no “despegue” del Estado. Existen distintas opciones para subsanar esto. Una posibilidad es licitar el servicio de operación de la planta de producción a una empresa donde se fijen objetivos de expansión del consumo privado como condición.

4.8.3.2 Costos de producción y de referencia de otras actividades privadas.

Una de las principales actividades privadas en la provincia, es la explotación de hidrocarburos y la metalúrgica (principalmente Aluar). Ambas actividades tienen convenios laborales con montos muy superiores a otras actividades. Otra actividad relevante es el turismo, que genera ingresos elevados, aunque estacionales. En la actividad forestal existe un volumen relevante de profesionales, que mayoritariamente se dedican a la academia.

Esto, sumado a los altos costos de vida de la región imponen muy altos costos de mano de obra y altas expectativas salariales. Este contexto no necesariamente se condicen con la estructura de costos de la actividad en estudio. Incrementar los niveles de mecanización (cosecha), haciendo más eficiente el sistema productivo, puede mejorar las expectativas de sueldo del sector. Sin embargo, el desarrollo de una actividad con alto grado de mecanización automáticamente reduce el impacto en empleo generado.

4.8.3.3 Otros aspectos a tener en cuenta

En el tema particular de los servicios de operación de las usinas térmicas provinciales existe una relación compleja con algunas de las cooperativas que actualmente prestan el servicio. A esto se suma una mala percepción por parte de la población y de algunas de las componentes del Estado que se vinculan con las mismas. Esto ha devenido en que algunas de las usinas hayan sido incorporadas a la DGSP y otras estén en proceso de ser incorporadas.

En paralelo, existe una fuerte reticencia a las actividades industriales en la región cordillerana, que es donde se deben instalar los centros de producción. Si bien una industria de producción de chips o pellets no es muy distinta de un aserradero, el proyecto debe ser comunicado correctamente a la sociedad local o puede chocar con la reticencia planteada. Esto se agudiza por el uso de materia prima de bosque nativo.

Es complejo iniciar un proceso que incluya a inversores privados sin resolver antes este tipo de conflictos.

4.9 Impactos potenciales desde distintos puntos de vista

El impacto del proyecto dependerá fundamentalmente de la escala que el mismo tome y su estructuración.

El proyecto en estudio es la implementación de una planta que desarrolle biomasa de calidad a partir de los recursos dendroenergéticos disponibles en la cordillera. El objetivo de dicha biomasa es abastecer con chips la demanda de una serie de usinas de cogeneración y con pellet la demanda distribuida de baja escala, privada y pública de pueblos fuera de la red de gas natural.

Para el dimensionamiento del impacto esperable proyecto se considerará atender la mitad de la demanda de las usinas y el 80% del mercado objetivo de pellets. Para lograr este objetivo se requiere una única planta de biomasa operando en turno simple. La instalación de aproximadamente 5.000 estufas de pellets y 10 calderas de chips en distintas instituciones y la instalación de las 4 usinas de cogeneración de mayor dimensión.

Cabe destacar que la población objetivo del presente proyecto es menos del 1% de la población total de la provincia. En caso de desarrollarse una producción de pellets local es esperable que el uso de pellets sea adoptado por parte de la población de mayores recursos que habita en los núcleos urbanos, fundamentalmente en las zonas periféricas. Esta demanda no está contemplada en el estudio y es muy relevante en dimensión y no depende del apoyo del Estado. Por esta razón, es esperable que la producción de pellets sea la que traccione el desarrollo futuro de la actividad. Esto dependerá fundamentalmente de la política de desarrollo de

distribución de gas natural en estas zonas.

Esto nos permite entender que la propuesta de impactos planteada es de mínima.

4.9.1 Generación de empleo:

El proyecto requiere recursos humanos con distintos niveles de capacitación. A efectos de estimar los mismos se separará la cadena en distintas áreas.

4.9.1.1 RRHH en la producción primaria.

La generación de materia prima se planificó con equipos de trabajo de 8 personas que producen materia prima rolliza. Cada equipo en promedio genera, para que el equipo sea viable, cerca de 8.000 toneladas de materia prima para biomasa por año. Dependiendo del tipo de recurso operado y de las tareas involucradas es posible que este número sea superior (por ejemplo cuando se trata de silvicultura).

Con la planta en equilibrio operando a máxima carga, como mínimo se necesitan seis empresas contratistas forestales de la escala mínima o menos, de mayor tamaño. (36.000 toneladas de materia prima por año)

Asimismo, cada contratista requiere el movimiento de los productos forestales hasta las plantas. Para transportar 36.000 toneladas se requieren 1.200 viajes al año. Asumiendo que un equipo no realiza más de 20 viajes al mes y que, en el mejor de los casos, hay 8 meses operativos, esta tarea aproximadamente se requieren 8 equipo de transporte forestales lo que implica 8 choferes.

Es fundamental la existencia de técnicos que acompañen a los proyectos productivos, fundamentalmente en el caso del aprovechamiento de bosques nativos. Al igual que personal administrativo.

El empleo directo de esta etapa productiva mínimo es de aproximadamente 60 operarios y entre 4 y 6 técnicos en la actividad privada, a lo que debe adicionarse empleo indirecto y personal administrativo. El volumen de materia prima permite cuadruplicar este nivel de producción solamente en el área de producción de biomasa.

4.9.1.2 RRHH en la industrialización

La industria de procesamiento de biomasa y producción de chips posee una dotación de 12 operarios por turno más la estructura administrativa, comercial y de gerenciamiento. Existe trabajo indirecto en los distintos talleres de apoyo para el mantenimiento de los distintos equipos.

La distribución de la biomasa, demanda una flota de 8 a 10 camiones trabajando todos los días en la distribución, lo que implica 10 a 12 choferes fijos distribuyendo productos en invierno y la mitad en las estaciones intermedias. En el verano la distribución es únicamente a las usinas.

Estos valores puede variar sustancialmente en función de cómo sea la red de distribución de pellets.

En caso de expandirse la demanda la planta puede duplicar la dotación trabajando en doble turno, lo que implica duplicar también la necesidad de transportistas o eventualmente podría desarrollarse otra planta.

El volumen de materia prima permite cuadruplicar esta escala si la demanda lo determina. Además, siempre existe la posibilidad de desarrollar biomasa si el mercado lo demanda, por lo que el universo máximo de esta etapa es complejo de evaluar. De la misma manera, el desarrollo de una planta de biomasa necesariamente traccionará la industria del aserrado dado que aporta mucha rentabilidad a esta actividad valorizando sus subproductos. Esta industria es un gran generador de trabajo que indirectamente se desarrollará también.

4.9.1.3 RRHH asociados a la demanda

La implementación de un proyecto de reconversión de estufas en la provincia debiera ser encarado por una planta local en forma total o parcial. Este trabajo puede quedar a cargo de una metalúrgica local existente o puede que sea el anclaje local de la producción, una condición que se imponga a algún fabricante de estufas para formar parte del proyecto. De cómo se realice esta etapa dependerá la existencia de generación de puestos de trabajo locales y la dimensión de la misma.

El proceso de instalación de todos los equipos de calefacción, los proyectos de redes de distribución de cañerías y plantas de energía, el mantenimiento de las instalaciones representa un volumen muy relevante de puestos de trabajo.

En caso que se desee maximizar la generación de puestos de trabajo, es muy razonable que se fortalezca, como parte de un programa provincial, la participación de PyMES en estas etapas.

Como ejemplo de esto, el proyecto implica que se instalen más de cerca de 5.000 equipos entre consumo privado y consumo público de baja escala. Solamente esta etapa implica más de 15.000 jornales de trabajo considerando que cada estufa demanda un jornal y medio de dos operarios. Asumiendo que este trabajo se realice en 5 años, este trabajo requiere 8 equipos de trabajo, que perfectamente pueden ser

microPyMes capacitadas a tal fin.

Debido a que se asume que las usinas será operadas por el mismo personal esta etapa se considera neutra para la generación de empleo.

4.9.2 Generación de riqueza y ahorros

El proyecto implica distintos puntos de generación de riqueza y ahorros. Se evaluará la generación de riqueza y ahorro del proyecto en los niveles de producción propuestos en la introducción (una planta única trabajando a plena carga). Esto determina abastecer al 50% del mercado de generación eléctrica y el 80% del mercado de chips (aproximadamente 25% del potencial del mercado de acuerdo a la disponibilidad de biomasa).

Entenderemos por generación de riqueza al valor generado en cada etapa producto. Entendemos por ahorros a los ahorros directos que el proyecto posee para el Estado.

A efectos de estimar dicha riqueza la misma se genera principalmente en el desarrollo del combustible, en las instalaciones que se generen y en el mercado de mantenimiento de las mismas

El proyecto propone sustituir el uso de diésel y GLP, que son productos commodities por lo que su sustitución por parte de la provincia nunca impactará ni en el precio ni en la generación de fuentes de trabajo y riqueza que estos combustibles poseen. Ninguno de los combustibles se produce en la provincia (Bevilacqua, M. et al 2016), por lo que sustituir su uso por un combustible local supone una mejoría en las finanzas provinciales *perse* -implica consumir combustibles locales que generan trabajo, riqueza y recaudación en el territorio.

La riqueza que genera la producción de biomasa se resume en la siguiente tabla. Este volumen supone un nivel de operación equivalente aproximadamente al 50% del potencial de mercado posible estimado de acuerdo a los niveles de recurso actuales. Este volumen puede crecer sustancialmente de la mano del desarrollo del mercado.

La generación de riquezas se distribuye en: materias primas, RRHH, impuestos, transporte y logística de productos y el Ebitda de la planta que se destina al pago de inversiones, resultados del segmento de industrialización y tributos.

Tabla 4.7: resumen de generación de riqueza directa de la producción de combustible

Producto	Concepto	USD/año
Chips	Madera a molienda	1.060.065
	RRHH	149.333
	OTROS	118.774
	IIBB + DYC	100.097
	Ebitda	573.662
	Transporte de producto a usinas	210.000
Pellets	Chips	1.201.158
	RRHH	74.667
	OTROS	77.862
	IIBB + DYC	z
	Ebitda	741.853
	Transporte de producto a consumo	260.000

Fuente: elaboración propia

El mercado de chips en este nivel de producción, genera valor por USD 2.000.000 anuales (más transporte), el 40% son ventas a mercado el resto se valoriza como pellets. El mercado de pellets posee una generación de valor del orden de USD 2.200.000 por año.

Como se evidencia la generación de riquezas se divide en Materia Primas (=54%) y RRHH (=8%). Más del 50% de los costos de la materia primas son los RRHH para generarlas, y lo mismo ocurre con el transporte. En un cálculo rápido cerca del 42% de la riqueza generada en forma directa o indirecta son puesto de trabajo.

Para que se produzca este nivel de incorporación de biomasa como combustible en la provincia es necesario que se realicen inversiones:

- Conversión de usinas de generación (50% de la demanda): USD 10.000.000
- Adquisición de equipos de combustión de pellets (5.000 equipos instalados): USD 12.500.000

El mercado de Estufas puede ser captado provincialmente. La inversión planteada incluye las instalaciones de los equipos. Esto implica que el 30% de esta inversión es mano de obra directa. Las conversiones en las usinas no generan un volumen de riqueza local relevante.

En el caso de los ahorros las fuentes de ahorro son distintas en función del proyecto.

En relación a los ahorros directos originados por sustitución del uso de diésel

por chips en los sistemas de generación, asumiendo el universo completo de las usinas, el ahorro directo esperable es de 6.500.000 USD/año. A esto debe sumarse el ahorro directo por sustitución de GLP debido a la implementación de sistemas de cogeneración, que es de aproximadamente 1.000.000 USD/año.

Actualmente el sistema de Aldeas escolares consume cerca de 800.000 USD/año en GLP. Sustituir este GLP por pellets genera ahorros por 300.000 USD/año adicionales.

Esto implica que el proyecto aplicado al universo total del consumo público genera potencialmente ahorros por 8.600.000 USD/año.

A estos valores debe sumarse el impacto de la sustitución de consumo de electricidad para calefacción por pellets. Este ahorro es muy difícil de dimensionar pero se ha estimado en este trabajo que el impacto oscilaría entre un 9% y un 28% del costo variable de generación. Actualmente el costo de combustibles utilizado fue estimado en 9.200.000 de USD/año. Esto implica que los ahorros, en caso que se mantenga el sistema de generación con diésel y únicamente se trabaje sobre el proyecto de implementar estufas a pellets está en el rango entre 800.000 y 2.600.000 USD/año. En el caso que la totalidad de las usinas opere a chips estos ahorros serían menores, porque el costo del sistema sería del 30% del actual.

En el caso que se aplique como política sustituir el uso del plan calor por subsidios al cambio tecnológico (esto ocurrirá en alguno de los casos, no en todos) este es otro ahorro que deberá contabilizarse.

4.9.3 Análisis de activos ambientales:

4.9.3.1 *Uso sustentable del bosque nativo en el corto, mediano y largo plazo.*

La sustentabilidad en el manejo del bosque nativo implica aplicar a su aprovechamiento y explotación una serie de prácticas que garanticen su perpetuidad en condiciones semejantes a las originales o su enriquecimiento en caso de estar degradado.

Esto implica necesariamente que existan prácticas identificadas de manejo sustentable, conocer su impacto real a lo largo de la variabilidad propia del sistema y que efectivamente se apliquen al momento de la intervención. Asimismo, el Estado debe disponer de un sistema de monitoreo y control que pueda poner en práctica, indicadores y un sistema acciones concretas a tomar en caso que no se cumpla con la implementación de un sistema de manejo sustentable.

En general, todo lo antedicho no ocurre y el recurso es intervenido de manera no sustentable.

El Estado posee complejos sistemas de control que no puede aplicar y no dispone de los recursos necesarios, lo que determina que la comercialización y el mercado en negro crezcan. Esto se ve fortalecido con una demanda atomizada y compuesta por consumidores finales en muchos casos de subsistencia o dependencias del Estado que no se encuentran sensibilizadas con la temática y, en general, poco aportan al consumo responsable de monte nativo.

Asimismo, desde las instituciones de investigación, no se ha desarrollado claramente las prácticas que garanticen el manejo sustentable del recurso o las mismas no están disponibles. Existen experiencias aisladas, poco documentadas, y no sostenidas en el tiempo. No hemos encontrado durante el proceso de investigación un cuerpo claro de prácticas, ni existe consenso sobre las mismas entre los especialistas y referentes. En paralelo, muchas de las prácticas que se proponen son antieconómicas o no poseen anclaje en las posibilidades de los productores, lo que garantiza que no se realicen.

Atendiendo a la complejidad de lo expuesto, no es razonable continuar agregando presión a la demanda de productos forestales si no se dispone de un plan concreto que garantice hacer un uso responsable y sustentable del recurso forestal nativo.

En el presente informe se planteó el uso del bosque nativo como uno de los componentes del abastecimiento pero no como un recurso prioritario. De hecho, se lo considera un recurso relevante únicamente en la macrocuenca centro. Su utilización como recurso para la generación de biomasa se hizo tomando una serie de prerrogativas que fueron adecuadas para la escala de trabajo del presente informe. Claramente se determinó y se reafirma que no están dadas las condiciones para su uso en la actualidad.

Asumiendo que estas cuestiones queden subsanadas, este trabajo plantea que en un escenario de máxima penetración de la biomasa como combustible se consuman pueden consumir 150.000 toneladas por año de materia prima, donde el bosque nativo nunca supone más de 34.000 toneladas por año. En el escenario esperable se plantea un consumo de 35.000 toneladas anuales donde el bosque nativo representa, como mucho, 8.500 toneladas por año.

Si bien no existe registro fehaciente de consumo de leña, es evidente que este volumen es inferior que los que se consumen actualmente. En paralelo, el uso de pellets representa un aprovechamiento más eficiente al momento de la combustión frente a la leña. Esto implica que el requerimiento de biomasa para generar la misma cantidad de energía sea menor utilizando este combustible. Asimismo, el uso de pellets, incrementará la participación del pino en la satisfacción de demandas de

calefacción doméstica (actualmente el pino es un recurso poco apreciado y representa una porción menor de la demanda de leña total). Esto aboga a favor de la idea que el uso de pellets reducirá la presión sobre el recurso nativo.

En contraposición, el mercado al que se apunta captar no es necesariamente el mismo mercado que hoy consume leña (las usinas por ejemplo son una clara ampliación de la demanda). En paralelo, el pellet supone un forma más eficiente de consumo, pero cambia los patrones de uso, por lo que no necesariamente el consumo total será menor. Por todo lo expuesto, no es sencillo afirmar si este proyecto incrementará la presión de consumo sobre el recurso nativo o que la disminuirá. Lo que es claro es que este esquema de producción posee mucho potencial para ordenar dicha demanda.

El principal activo que representa el proyecto para el uso sustentable del bosque nativo radica en la formalización de la demanda. En la medida en la que se centralice la producción en una o dos plantas, donde el monitoreo del consumo es sencillo a través de las ventas, es fácil controlar la trazabilidad del mercado. Dado que el principal consumidor es el Estado para sus usinas y para abastecer el sistema de instituciones provinciales, es relativamente simple controlar la producción y fiscalizar el uso de materia prima. Evidentemente, este manejo requiere, por parte de la autoridad de aplicación, una intervención firme y la definición de reglas claras para la planta.

La principal imposibilidad de realizar un manejo controlado radica en la dispersión de los orígenes de leña dado que requiere una fiscalización distribuida en campos. Debido a que esta madera “fuga” del sistema formal al informal, no existe un registro real de consumo -las guías han demostrado no ser una herramienta de control suficiente- por lo que realmente no se sabe cuánto se consume, donde se origina y a donde va.

En el corto plazo no es esperable que este manejo sea posible, debido a la falta de información y de estructuras de control. Posiblemente sea interesante realizar un trabajo conjunto con proveedores de biomasa de la planta y la planta para establecer un sistema de aprovechamiento que sea eficiente para toda la cadena.

En el mediano y largo plazo el uso de bosque nativo debe ordenarse, lo que implica transitar el desarrollo de las estrategias de manejo planteadas o prohibir el uso del bosque (lo que evidentemente no será posible si no se desarrolla un sustituto equivalente en costos a la leña).

4.9.3.2 Disminución potencial de emisiones de GEI por sustitución de combustibles fósiles.

No es posible realizar una evaluación consistente del potencial de sustitución de GEI originados por sustitución de uso de combustibles fósiles del proyecto porque no se dispone de información suficiente para evaluar la huella de carbono de la biomasa generada. Dichas emisiones dependen del consumo de combustible que se asocia al proceso de producción y transporte de la biomasa.

Asimismo, son muchos los orígenes de reducción potencial de huella de emisiones por sustitución de combustibles. A continuación se plantearán a grandes rasgos los orígenes de emisiones de GEI's sobre la base de emisiones dependientes del Estado provincial. Solo se consideran las emisiones directas de quema del combustible.

Escenario de base demanda pagada por el Estado

Sustitución en usinas (100% del consumo)

Consumo actual de gasoil: 10.400.000 lts/año

Toneladas de CO₂. equiv: 26.600 tCO₂ equiv

Sistema de calefacción de edificios públicos (100% del consumo)

Sustitución de GLP: 1.980.000 kg de GLP/año

Toneladas de CO₂. equiv: 6.248 tCO₂ equiv

Esto determina que la emisiones actuales de combustión de combustibles fósiles son de 32.848 tCO₂ equiv a lo que debe sumarse la huella propia de la logística. Esto equivale, de acuerdo a la huella media mundial (4.300 kgCO₂ equiv) a las emisiones de 7.600 personas.

Evidentemente, más allá que la biomasa es considerada carbono neutro, existirán emisiones propias de la logística y generación de dicha biomasa que deberán descontarse. Es esperable que dicha huella sea mayor que la que deriva de la logística del GLP o el diésel debido a la mayor concentración energética de dichos combustibles.

5. COMPARACIÓN DE MODELOS EN LOS ALTARES

En el presente capítulo se plantea, a modo de ejemplo, una comparación de la aplicación de los distintos sistemas en una misma localidad. El objetivo es clarificar los alcances de cada modelo de trabajo.

Evidentemente para este ejercicio se asume que existe una planta que produce biomasa en las condiciones propuestas. Claramente para que esto ocurra deberá existir una demanda mayor, no siendo viable instalar una planta únicamente con el consumo de una localidad (aún las más grandes).

Se tomó a la localidad de Los Altares, Chubut, Argentina como caso de estudio.

5.1 Datos Generales

- Localidad: Los Altares.
- Ubicación: Coordenadas: 43°53'31"S 68°23'31"W
- Departamento: Paso de Indios, Chubut.
- Tipo de localidad: Comuna rural.
- Presidente comunal: Mario Oviedo.
- Contactos: comunalosaltares@gmail.com, 0280-4728596.
- Población Actual: 270 habitantes.

5.2 Comentarios generales de la localidad

Los Altares se encuentra en el centro de la provincia, sobre la ruta Nacional 25 a mitad de camino entre Trelew y Esquel, en el centro de la meseta. Por su posición, es un punto de parada importante para quienes atraviesan dicha ruta. Posee una estación de servicio YPF, que es sede del Automóvil Club Argentino, donde funciona un hotel propio.

El paisaje está enmarcado en el Valle de los Altares y el cauce del Río Chubut. Este sitio posee mucho potencial turístico aunque el mismo no está explotado. La ruta se encuentra en reparación, con un estado actual deficiente en muchos tramos producto de la erosión por expansión de hielo.

Es un caso interesante para evaluar la instalación de una central de cogeneración por dos razones. La primera es que la DGSP opera el sistema de generación con muy buenos resultados y se dispone de espacio para instalar un

sistema de generación de calor en la misma usina. la segunda razón es que por la distribución edilicia es sencillo integrar el edificio de la comuna, la sala sanitaria, la escuela y el centro comunal. Posee como limitante su baja escala y que posee poco consumo de GLP en relación con otros pueblos. Esto indica que es un escenario de evaluación desafiante para el proyecto.

Figura 5.1: imagen de la ruta nacional 25 en el Valle de los Altares



Fuente: elaboración propia

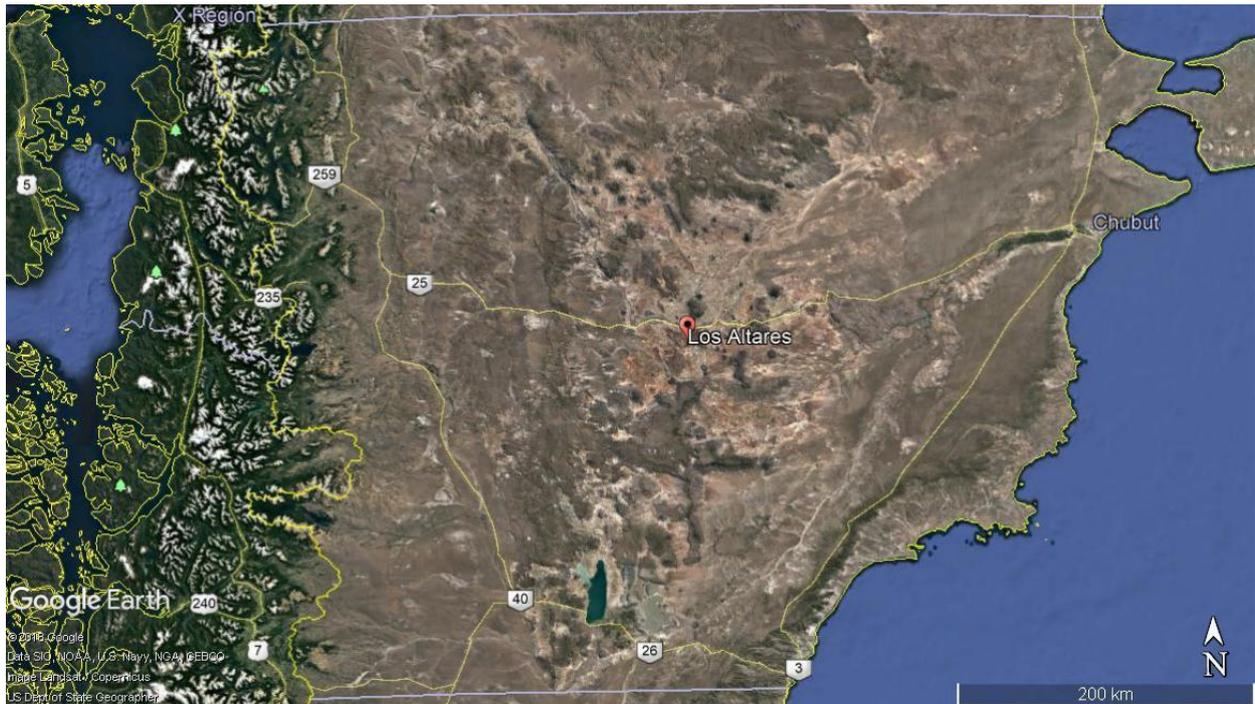
Figura 5.2: imagen de hostería del ACA con el tanque de GLP



Fuente: elaboración propia

5.3 Planos generales de los altares

Figura 5.3: ubicación en la provincia de Los Altares



Fuente: elaboración propia, imagen de google

Figura 5.4: Ubicación de los principales edificios



1.- Escuela Nro 6, 2.- Hospital, 3.- Comuna, 4.- Policía, 5.- SUM, 6.- Viviendas con GLP, 7.- Nueva Of. de Turismo, 8.-Complejo 13 casas IPV, 9.- Vialidad, 10.- YPF ACA con hotel GLP (Caldera)

Fuente: elaboración propia, imagen de google

Figura 5.5: croquis general los principales edificios y las casas de la localidad



Fuente: elaboración propia

5.4 Referencias de Consumos

5.4.1 Calefacción y agua sanitaria de edificios estatales

En el presente apartado se resumirán datos relevantes de los principales consumos relevados. En general el consumo más importante es el uso de calefacción. En aquellos casos que estuvo disponible el dato, se utilizó el consumo de combustible actual (GLP), en caso de no estar disponible se estimó el consumo sobre la base de la superficie, el tipo de construcción y un patrón de uso razonable.

Es un dato relevante que los consumos de GLP detectados son muy altos en relación a las superficies existentes. En general, correlacionando ambos datos se define un consumo de energía por metro cuadrado del orden de 380 kWh/m². Estos valores son muy elevados para la calidad constructiva de las edificaciones, lo que

indicaría que los patrones de uso no serían los adecuados.

5.4.1.1 Municipales

5.4.1.1.1 Edificio de la comuna:

- Superficie estimada: 150 m²
- Servicio de GLP: No.
- Servicios cubiertos: cocción, calefacción y agua sanitaria.
- Sistema de calefacción: Artefactos eléctricos, principalmente aires acondicionados y un termotanque eléctrico.
- Vivienda de personal asociada: No.
- En la municipalidad se utiliza exclusivamente electricidad, el consumo se estimó en 28.000 kWh/año a partir de la superficie.

Figura 5.6: edificio de la comuna de Los Altares



Fuente: elaboración propia

5.4.1.1.2 Salón de Usos Múltiples:

- Superficie estimada: 600 m²
- Servicio de GLP: No y no está previsto poner.
- Sistema de calefacción: Utilizan estufa a leña para calefaccionar el salón.
- La calidad constructiva y aislación bajas para las condiciones locales (vidrios simples, techos altos y sin buena aislación).
- No existe un registro de consumo de la leña, se utiliza la partida del plan calor para este edificio y aportes de los usuarios.

Figura 5.7: salón de usos múltiples de Los Altares



Fuente: elaboración propia

5.4.1.1.3 Oficina de Turismo (en construcción)

- Superficie estimada: 200 m²
- Servicio de GLP: No tiene.
- Sistema de calefacción: está previsto calefaccionar con aire acondicionado, por la superficie se estimaron 24,4 kW de potencia. Se estimó el uso de 4 equipos de 6.000 kcal de potencia, los que deben ser comprados e instalados.
- La obra en este momento está parada.

5.4.1.2 Provinciales

5.4.1.2.1 Policía:

- Superficie estimada: 125 m²
- Servicio de GLP: Si, (1 cilindro de GLP de 3m³).
- Servicios cubiertos: cocción, calefacción y agua sanitaria.
- Sistema de calefacción: tiro balanceado.
- Vivienda de personal asociada: 1 con GLP.
- El consumo se estimó en 4 toneladas de GLP por año como el promedio de las viviendas provinciales.

5.4.1.2.2 Escuela: (Nro. 6 multinivel)

- Superficie estimada: 650 m²
- Servicio de GLP: Si, (2 cilindros de GLP de 6,5m³).
- Servicios cubiertos: cocción, calefacción y agua sanitaria.
- Sistema de calefacción: Tiro Balanceado en todas las aulas.
- Vivienda de personal asociada: 1 en el mismo predio, con GLP, no identificada.
- Consumo: 17.766 kilos de GLP /año (dato del ministerio).

Figura 5.8: Escuela multinivel número 6 Los altares



Fuente: elaboración propia

5.4.1.2.3 Hospital: Centro de Salud Rural los Altares

- Superficie estimada: 120 mts.
- Servicio de GLP: Si, (1 cilindro de GLP de 3m³).
- Servicios cubiertos: cocción, calefacción y agua sanitaria.
- Sistema de calefacción: Tiro común.
- Vivienda de personal asociada: No.
- Consumo: 3.997 kilos de GLP /año (dato del ministerio).
- Es una sala de atención de primeros auxilios que no tiene una vivienda asociada. La edificación es de baja calidad constructiva.

Figura 5.9: salita sanitaria de Los Altares



Fuente: elaboración propia

5.4.1.2.4 Complejos de viviendas públicas asociadas:

Existe un complejo de viviendas de personal de salud y de educación agrupado. Son en total 5 casas con servicio de GLP. Dicho consumo no se encuentra unificado y no se han encontrado registros de consumo que se puedan asociar a estas viviendas dentro de la información oficial.

Este complejo se encuentra apartado de las instituciones en la manzana denominada como IV. Frente a la falta de información se utilizaron los datos promedio de consumo de una vivienda en la región (26.000 kWh/año). Este valor corresponde con un consumo de GLP de 1.800 kg. Este valor se encuentra dentro del rango inferior del consumo promedio de GLP registrado en la región para este tipo de viviendas.

5.4.2 Calefacción y agua sanitaria de edificaciones privadas

La localidad existe un total de 132 edificaciones tipo vivienda. De las mismas, 5 son viviendas de uso público y fueron analizadas como tales, el resto son viviendas de uso privado. El uso de las viviendas es permanente.

Existe una serie de edificaciones que corresponden con locales y 7 viviendas que se encuentran en construcción. En la mayoría de los casos, el aislamiento de las viviendas es inadecuado para las condiciones climáticas de la zona.

El sistema de calefacción utiliza con estufas a leña y electricidad, por medio del

aire acondicionado. El sistema de ACS está provisto por termotanques eléctricos.

En la siguiente tabla se resumen las viviendas identificadas en tres grupos, viviendas de menos de 50m², viviendas de 75m² y viviendas de más de 100m². Las mismas se organizaron por manzana.

Tabla 5.1: unidades habitacionales tipo vivienda en la localidad de Los Altares

<i>Manzana</i>	Tipo de casas	Públicas	Privadas
	m ²	unidades	unidades
I	50		5
I	75		8
II	75		12
III	50		1
III	75		10
IV	50	0	2
V	75	5	6
VI	75		6
VI	100		9
VII	75		17
VII	100		3
VIII	75		2
IX	75		2
IX	100		1
X	100		1
XI	75		4
XII	75		11
XII	100		6
XIII	75		17
XIV	75		1
Total		5	124

Fuente: elaboración propia

5.4.3 Comentarios anexos

El costo de leña en la localidad varía entre 1.200 y 1.400 \$/m³ según la calidad de la madera. Los vecinos reportan que el costo de la leña incrementa sostenidamente por encima de otros costos.

El plan calor se reparte desde la comuna entre los más necesitados, son entre 15 y 20 m³ por usuario. Este volumen de leña les satisface los requerimientos de calefacción durante todo el período invernal aplicando un uso racional.

Los consumos eléctricos relevados durante abril 2019 de una casa chica de un solo habitante, con calefacción por aire acondicionado, son de \$1.500 por mes (50 m²). En el caso de una casa de mayor tamaño nos informaron consumos del orden de

\$3.000 por mes (75 m²). La mayor parte de la gente comentó que las facturas de energía habían crecido notablemente lo que los desincentivaba a calefaccionarse con los aires. En general, nadie tiene conciencia del nivel de subsidio que posee la energía eléctrica en las usinas.

Desde la gestión comunal manifestaron un interés muy marcado por los cuidados ambientales. Inclusive existe una planta de separación de residuos para reciclar (dicha planta no está operando porque no tienen una prensa para compactar lo obtenido). También consiguieron un termotanque solar para la escuela, pero que hoy no se encuentra conectado al sistema de agua sanitaria del edificio.

La estación de servicio YPF, del ACA, posee un alojamiento que utiliza GLP con sistema de calefacción central por caldera. No es esperable que YPF deje de consumir GLP, dado que es el proveedor.

5.5 Usina de generación

La usina de los Altares es operada por la DGSP. Actualmente posee dos equipos de generación uno de 180 kW y el otro de 320 kW de potencia. Ambos equipos se encuentran en buen estado de mantenimiento.

La usina se encuentra en un punto central de la localidad y posee un gran parque, adecuado para poder acopiar combustible en el caso de pensarse un proyecto de biomasa. La accesibilidad es muy buena y se encuentra sobre pavimento. Presenta un buen estado general de mantenimiento y orden en sus instalaciones y los vecinos reportan que el servicio de suministro de electricidad es bueno.

Figura 5.10: foto de la usina de los altares



Fuente: elaboración propia

5.5.1 Análisis operativo de la usina

Se disponen de datos registrados de la operación de la usina desde el 2013. La información disponibles es:

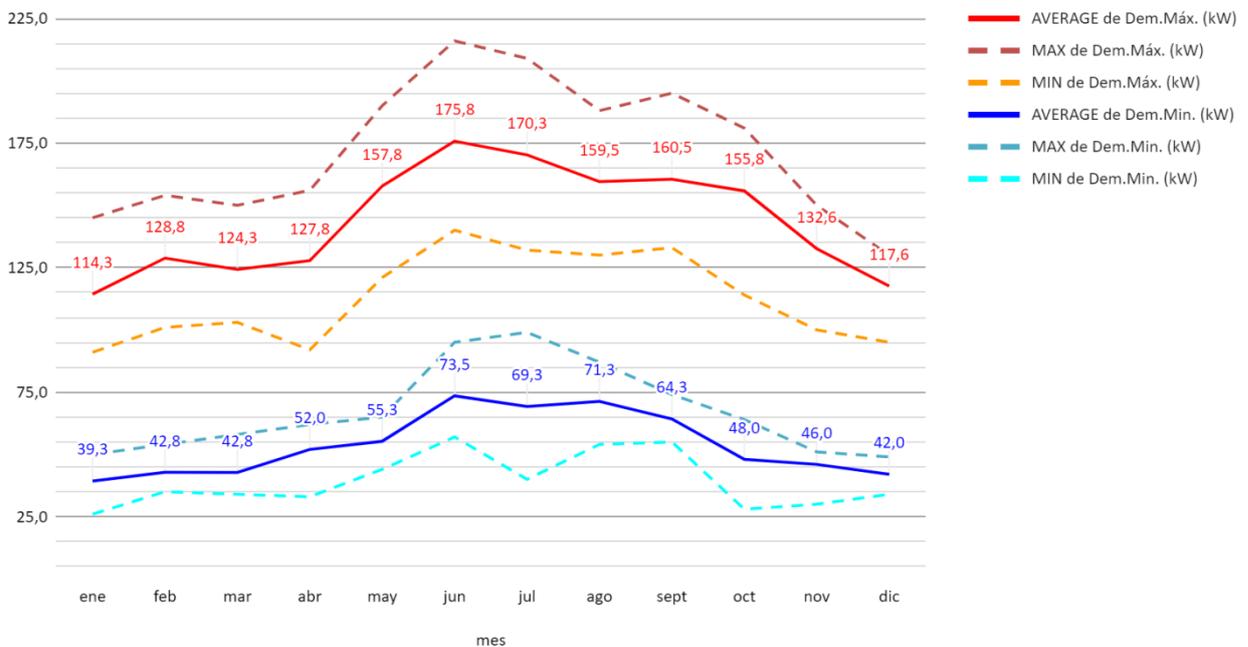
- Demanda máxima mensual (kW).
- Demanda mínima mensual (kW).
- Energía activa (kWh).
- Energía reactiva (kVARh).
- Generación de energía (kWh/mes) -registro incompleto.
- Consumo de combustible (lts/mes).
- Consumo de Aceite (lts/mes).

El comportamiento de la generación de energía de la usina es semejante al detectado en el resto de las localidades con máximos demanda de potencia y de energía en invierno.

5.5.1.1 Demanda de potencia

Los patrones de demanda instantánea máxima y mínima de la usina se presentan a continuación en el gráfico 5.11. En dicho gráfico se expresa el promedio de demanda horaria de potencia máxima y mínima en línea continua y el rango de variación detectado para cada uno de los parámetros (todos en kW).

Figura 5.11: marcha promedio de las demandas máxima y mínima



Fuente: elaboración propia sobre datos de la DGSP

Como se evidencia existe una marcada estacionalidad que obliga a la usina a modular en escenarios de demanda de potencia relativamente extremos. Se realizó un análisis de las condiciones de operación de la planta que se resume en la siguiente tabla.

Tabla 5.2: promedio de demandas máximas y mínimas

Mes	AVERAGE de Dem.Máx. (kW)	AVERAGE de Dem.Min. (kW)	Ratio
ene.-	114,3	39,3	2,9
feb.-	128,8	42,8	3,0
mar.-	124,3	42,8	2,9
abr.-	127,8	52,0	2,5
may.-	157,8	55,3	2,9
jun.-	175,8	73,5	2,4
jul.-	170,3	69,3	2,5
ago.-	159,5	71,3	2,2
sept.-	160,5	64,3	2,5
oct.-	155,8	48,0	3,2
nov.-	132,6	46,0	2,9
dic.-	117,6	42,0	2,8
Average	143,7	53,9	2,7

Fuente: elaboración propia sobre datos de la DGSP

Tabla 5.3: máximos de demandas máximas mensuales y mínimos de demandas mínimas mensuales en la serie de años estudiada

Mes	MAX de Dem.Máx. (kW)	MIN de Dem.Min. (kW)
ene.-	145,0	26,0
feb.-	154,0	35,0
mar.-	150,0	34,0
abr.-	156,0	33,0
may.-	190,0	44,0
jun.-	216,0	57,0
jul.-	209,0	40,0
ago.-	188,0	54,0
sept.-	195,0	55,0
oct.-	181,0	28,0
nov.-	150,0	30,0
dic.-	130,0	34,0
Ratio de extremos		8,3

Fuente: elaboración propia sobre datos de la DGSP

Estos datos indican las condiciones de diseño de la central ideales para la central. La misma posee en promedio una demanda de potencia anual de 143 kW. En invierno se verifican los máximos promedio registrados, con un total de 175 kW

(junio), y demandas mínimas promedio del orden de 70 kW. Esto implica una ratio operativa de 2,4. En el verano se registran la demandas mínimas promedio, cercanas a 40 kW (enero). En este período la demanda máxima no supera los 114 kW. Esto implica una ratio operativa de 2,9. Las condiciones extremas de demanda de la localidad, en el periodo analizado, se presentan en la tabla 5.4. En la misma se ve que la demanda mínima registrada es de 26 kW y la demanda máxima de 216 kW. Siendo este el escenario de extremos operativos de la planta.

La planta posee dos equipos de generación uno de 180 kW y otro de 320 kW. Asumiendo que las condiciones de operación óptimas de los mismos son entre 20% y 90% de carga, la planta opera en condiciones óptimas en los siguientes rangos.

Tabla 5.4: máximos de demandas máximas mensuales y mínimos de demandas mínimas mensuales en la serie de años estudiada

	carga	Potencia
<i>Equipo</i>	%	kW
GE 180	20%	36
GE 180	90%	162
GE 320	20%	64
GE 320	90%	288
GE 180+GE320	20%	100
GE 180+GE320	90%	450

Fuente: elaboración propia sobre datos de la DGSP

Como indica esta información, los equipos están correctamente dimensionados para operar siendo el equipo de 320 un equipo cuyo dimensionamiento es correcto para operar en el invierno y el equipo de 180 para el verano. No tiene sentido operar ambos equipos en paralelo, el equipo de generación chico es adecuado para operar en el invierno promedio, aunque podría entrar en régimen crítico en algunos casos extremos.

5.5.1.2 Generación de energía

No se dispone de datos de generación sostenidos a lo largo del tiempo pero si se dispone de datos de consumo de combustible mensual. Para la evaluación de la generación de energía se tomaron los datos de generación disponibles y los datos de consumo de combustible disponibles. Sobre la base de correlacionar ambos datos en la misma serie de tiempo se determinó que la eficiencia de generación del equipo promedio es de 3,19 kWh/l de gasoil. Esta eficiencia es relativamente mejor que la eficiencia promedio de todas las usinas que se utilizó en el informe (2,62 kWh/l.) Esto se debe posiblemente a un mejor dimensionamiento de los equipos que en la usina promedio. A través de esta información se estimó la generación de energía.

Tabla 5.5: promedio y extremos de generación de energía mensuales y consumo de gasoil promedio mensuales en la serie de años estudiada

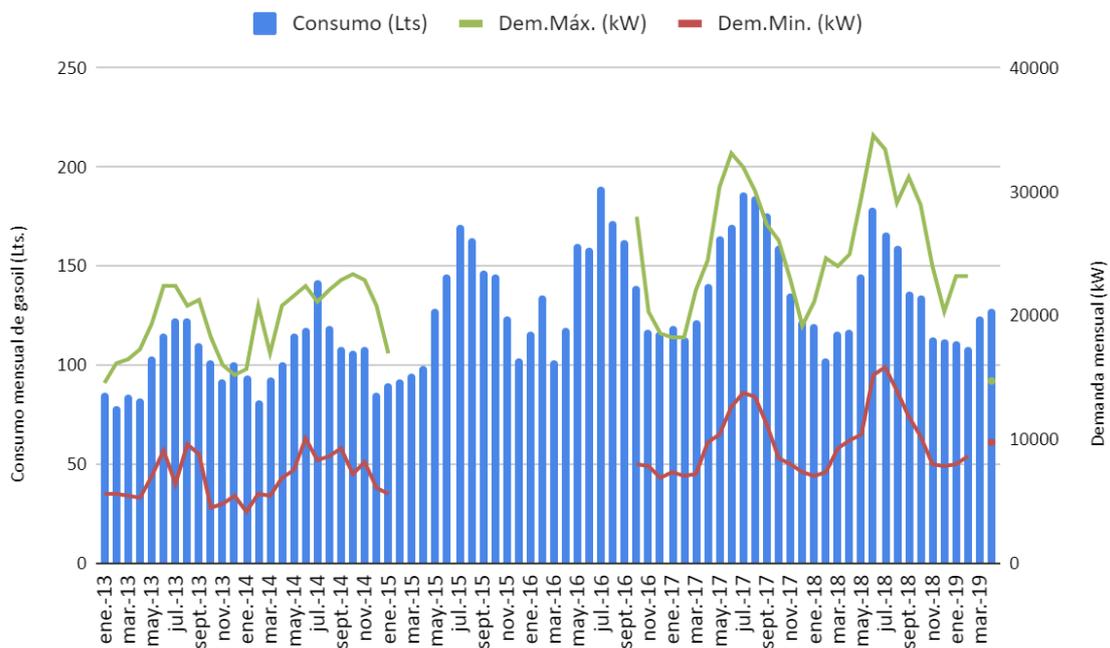
Mes	AVERAGE de G. eléctrica (kWh/m)	MIN Generación eléctrica(kWh/m)	MAX Generación eléctrica (kWh/m)	AVERAG E de Consumo (Lts)	
1-ene.	54.013	43.846	61.611	16.926	
2-feb.	52.220	40.476	69.043	16.364	
3-mar.	54.092	43.310	63.504	16.951	
4-abr.	57.738	42.404	72.183	18.093	
5-may.	69.901	53.538	84.380	21.905	
6-jun.	75.793	59.365	91.586	23.751	
7-jul.	83.490	63.184	96.867	26.163	
8-ago.	78.861	61.235	94.796	24.713	
9-sept.	71.864	55.736	90.233	22.520	
10-oct.	67.281	52.143	81.645	21.084	
11-nov.	59.254	47.624	69.417	18.568	
12-dic.	54.864	43.987	62.795	17.193	Ratio
Suma total	779.370			244.230	3,19

Fuente: elaboración propia sobre datos de la DGSP

5.5.1.3 Correlación entre demanda de potencia y energía

Sobre la base de la información disponible se analizó la correlación existente entre demanda de potencia máxima, mínima y generación de energía mensuales. Se presenta el consumo de gasoil mensual como estimador de generación de energía. Los datos de presenta en la siguiente figura y evidencian una alta correlación.

Figura 5.12: correlación entre extremos de demanda de potencia y consumo de gasoil promedio mensuales en la serie de años estudiada



Fuente: elaboración propia sobre datos de la DGSP

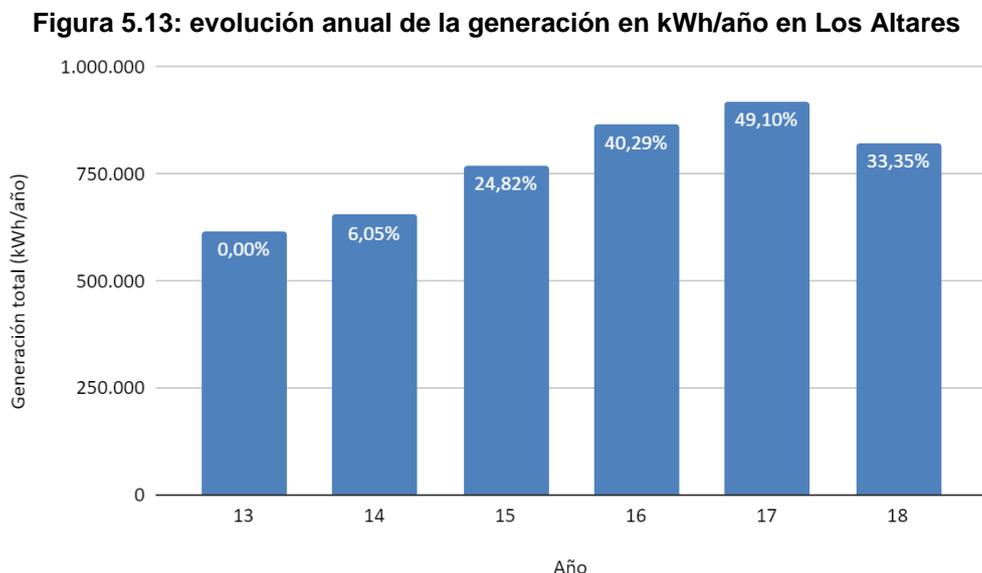
5.5.1.4 Evolución de la demanda de energía en el tiempo

Otro factor importante a evaluar es cuál es la proyección que posee el consumo de energía y si existe una tendencia. Al no existir industrias en la localidad, la demanda de energía y potencia se depende del consumo urbano. El mismo fluctúa de acuerdo con las condiciones climáticas y de los patrones de consumo de la población. Los destinos principales de la energía eléctrica son iluminación, consumo de electrodomésticos y climatización. Existe consumo tanto de las casas como de las instituciones públicas (provinciales y municipales) y del Hotel del ACA y la estación de servicio YPF.

La localidad presenta un fuerte crecimiento intercensal de acuerdo a los datos del censo de población 2010, la población de Los Altares era de 230 personas, con un crecimiento intercensal de 87% en relación al censo 2001.

Para la evaluación de la evolución del consumo se tomó la generación mensual de cada año y el total anual. El año de menor consumo fue el 2013, por lo que se consideró este como el año de base y se evaluó la evolución hasta el 2018 en relación con este año. Los datos se presentan en el siguiente gráfico. Los números en las barras indican la variación de generación en forma porcentual en relación con la base de 2013.

En el gráfico se evidencia claramente que existió una tendencia de crecimiento del consumo relevante. Esta tendencia es creciente hasta 2017, aunque la pendiente de crecimiento en el periodo 2013-2016 es mayor que en el periodo 2015-2017 y se evidencia que en 2018 hay una fuerte contracción del consumo. Este patrón de comportamiento, es equivalente al que se observa en otros lugares y se correlaciona principalmente con el efecto del incremento de las tarifas del servicio de luz.



Fuente: elaboración propia sobre la base de información provista por DGSP

Se analizó mes a mes el consumo comparando el año 2013 con el año 2017, como años extremos. El objetivo de esta evaluación es entender si existe correlación entre la variación de consumo y el uso de energía eléctrica para calefacción. Los resultados se presentan en la siguiente tabla donde se ve que el aumento del consumo promedio de energía es marcadamente otoño-invernal. Esto nos indica que posiblemente los incrementos en consumo de energía se relacionan fundamentalmente con el uso de energía eléctrica para calefacción.

Figura 5.14: comparación de generación en kWh/mes en Los Altares entre los años extremos de la serie bajo estudio

Mes	Año 2013	Año 2017	Ratio
1-ene.	43.846	61.011	39,15%
2-feb.	40.476	58.178	43,73%
3-mar.	43.310	62.648	44,65%
4-abr.	42.404	72.183	70,23%
5-may.	53.538	84.380	57,61%
6-jun.	59.365	87.214	46,91%
7-jul.	63.184	95.827	51,66%
8-ago.	63.034	94.796	50,39%
9-sept.	56.550	90.233	59,56%
10-oct.	52.143	81.645	56,58%
11-nov.	47.624	69.417	45,76%
12-dic.	51.792	62.795	21,24%
	617.267	920.326	49,10%

Fuente: elaboración propia

5.6 Aplicación de los modelos propuestos de utilización de biomasa en la localidad

En línea con lo planteado en el presente informe, existen al menos dos escenarios distintos de proyecto en función de si se aplica o no un esquema de cogeneración. Dado que esto impacta únicamente en los edificios públicos, se analizarán por separado edificios privados y públicos.

5.6.1 Edificaciones Privadas

La consideración para las viviendas es igual en ambos modelos. Luego de la evaluación y reuniones con la gente queda definido que es muy difícil incluir a las viviendas privadas en un sistema integrado de calefacción, por lo que la propuesta tecnológica es instalar estufas de pellets en cada una de las casas.

Se determinaron tres escenarios y se calcularon las potencias necesarias para calefacción con el modelo presentado en el capítulo correspondiente:

- Casas chicas de menos de 50 m², viviendas unipersonales la mayoría,

que requieren estufas de pellets de 5,6 kW de potencia.

- Casas medianas de 75 m², viviendas familiares típicas del IPVDU la mayoría, que requieren estufas de pellets de 8.3 kW de potencia.
- Casas grandes de más de 100 m², viviendas familiares tipo IPVDU pero con anexos o casas de material, con locales anexos, que requieren estufas de pellets de 11 kW de potencia.

En estas casas la incorporación de pellets no necesariamente va a poseer un impacto positivo en la economía debido a que el sistema de provisión de combustible actual se encuentra fuertemente subsidiado por el Estado, pero es esperable que sea al menos neutro y que represente una gran ganancia en calidad de vida, frente al uso de leña. Esto es muy importante en poblaciones como Los Altares donde hay marcado envejecimiento de la población y muchos jubilados a los que el manejo de la leña muchas veces les representa un problema.

En la evaluación se consideró la inversión de las estufas y su instalación, sin considerar sistemas de apoyo eléctrico (grupos electrógenos). En caso que se corte la luz, la opción más sencilla es calefaccionar las casas con los sistemas de leña tradicionales. Se consideraron para las potencia mayores los modelos de la empresa ÖFEN. Dicha empresa es una industria Nacional de estufas de pellets que ya posee inserción en la región. Se consideraron dos modelos Klein de 7.000 kcal y Mittel de 9.500 de acuerdo con la demanda de potencia. Se incluye en el costo el transporte y la instalación de los equipos, estimado como un 20% del costo total del mismo⁸. En el caso particular de las casas de menor dimensión, unipersonales, se utilizó el modelo Eco de la marca Brago. Es un equipo de menor tecnología pero adecuado para una condición como la expuesta.

En el siguiente cuadro se presentan, sobre la base de las casas existentes por cada manzana y el equipo que se requiere para cada una unidad, un resumen de la cantidad de equipos necesarios para subsanar la totalidad del requerimiento de calefacción de las casas privadas de Los Altares.

⁸ Por la situación del mercado, incipiente, estos valores son muy elevados, en dólares, en relación con estufas de origen internacional, que poseen un valor en promedio 40% menor al mismo nivel tecnológico. En la medida en la cual exista una demanda sostenible estos valores tenderán a disminuir.

Tabla 5.6: resumen de equipos y costo de inversión por equipo para el caso de los edificios privados

Inversión en estufas			
Potencia	Total de equipos	Valor equipo instalado	Inversión
kW	Unidades	USD/equipo	USD
5,6	8	1.867	14.933
8,3	96	2.667	256.000
11,1	20	2.987	59.733
Total	124		330.667

Fuente: elaboración propia

No es esperable que las viviendas de los Altares realicen estas inversiones sin apoyo del Estado. Esto se debe a dos factores: el primero es que en general el Estado participa de este tipo de inversiones y la población local espera que esto ocurra. La segunda es que el cambio no representa un ahorro directo para los usuarios lo suficientemente relevante como para hacer la inversión.

5.6.1.1 Logística del proyecto y actores involucrados

A efectos de dimensionar el proyecto se presenta a continuación un esquema de volúmenes operativos. Se parte de la base que el pellet se distribuye embolsado en bolsas de 10 kg. El transporte se realiza en equipos que llevan 30 toneladas de producto y se distribuye con un distribuidor local. Posiblemente un actor que podría tomar este trabajo es el Camping Municipal. Depende de la Comuna y posee espacio físico para el guardado. Otra opción es trabajar con alguno de los almacenes locales - hay 3.

Se estableció la distribución del consumo anual sobre la base de la estacionalidad que propone el modelo de trabajo utilizada para el dimensionamiento de la potencia y el consumo. El consumo se resume por manzana de Los Altares.

Tabla 5.7: resumen de distribución anual del consumo de pellets esperable

Manzana	Consumo anual	Otoño	Invierno	Primavera
unidades	t pellets/año	t pellets/estación		
I	73	20	33	20
II	77	21	35	21
III	68	18	31	18
IV	9	2	4	2
V	38	10	18	10
VI	115	31	53	31
VII	135	36	62	36
VIII	13	3	6	3
IX	21	6	10	6
X	9	2	4	2
XI	26	7	12	7
XII	122	33	56	33
XIII	109	29	50	29
XIV	6	2	3	2
Total	821	222	377	222
Energía (Mcal)	3.200.000	864.855	1.470.290	864.855
Energía en kWh	3.720.930	1.005.645	1.709.640	1.005.645
Flujo de camiones	equipos/estación	7	13	7
	equipos/mes	2	4	2

Fuente: elaboración propia

Como se evidencia en la información presentada, suministrar la totalidad de Los Altares implica, en el momento de máximo flujo (invierno), un camión de 30 toneladas de pellets por semana. Esto implica que el suministro requiere menos de un equipo, camión y acoplado, destinado a tal uso.

De acuerdo al cuadro tarifario propuesto en el capítulo de logística, el valor de la tonelada de pellets en Los Altares es de 200 USD/tonelada. Asumiendo que el plazo de pago sea de 30 días, la máxima exposición del proveedor de pellets desde el punto operativo se encuentra en el orden de los USD 24.000.

5.6.1.2 Impacto en el consumo eléctrico del proyecto

Es esperable que la demanda de energía eléctrica para calefacción disminuyera claramente en el caso que se implemente un proyecto de estufas a pellets en las casas y para los consumos municipales. La disminución del uso de electricidad para calefaccionar, es difícil de estimar, pero es esperable que sea relevante, principalmente durante el período más frío.

Existe claramente una porción de la demanda eléctrica que se explica por calefacción. Este consumo energético posee como característica particular que puede

ser reemplazado por otros insumos (por ejemplo por leña) sin realizar inversiones (todas las casas poseen estufas a leña). En esto se diferencia de otros usos energéticos (generación de ACS, el consumo de iluminación o electrodomésticos) que no son sustituibles sin realizar inversiones.

Como se evidencia en los datos mostrados en el apartado 5.5 , en la medida en la cual las tarifas de electricidad son mayores se produce un descenso del consumo de electricidad, principalmente en invierno. Esto indica que el consumo es sensible al costo del insumo energético y en la medida que aumenta el costo cambian los patrones de consumo. La leña es un insumo de menor costo y el usuario siente mayor capacidad de control sobre el gasto de la misma que en el caso de la electricidad.

Los incrementos en las tarifas de electricidad explican en gran parte el descenso de consumo de energía eléctrica entre 2017 y 2018, máxime considerando que el año 2017 fue un año cálido (definido como anomalía positiva +0,8 °C en promedio por el SMN) y el 2018 uno particularmente frío.

Cabe destacar que la electricidad es un insumo sustancialmente más caro que la leña. El incremento en el uso de electricidad en forma sostenida en el periodo 2013-2017, puede ser tomado como un indicador de la búsqueda de formas de calefacción más confortables por parte de la población, aun aceptando cierto nivel de extra costo. Sobre la base de esta hipótesis, se podría asumir que encontrar una solución que sea asequible y confortable puede tener buena aceptabilidad. En general, la gente está ya inicialmente sensibilizada en forma precaria sobre el uso de pellets debido al trabajo realizado por PetroChubut. Pero es importante el camino que aún queda por recorrer para realizar una mayor concientización y llegar con información precisa a toda la población.

A efectos de **estimar el impacto posible** se asumirán tres escenarios de ahorro en el consumo total de energía eléctrica sobre la base de una aceptación total del uso de pellets para calefacción. El consumo de energía eléctrica para calefacción se estimará como el 80% del incremento en el consumo de energía en las estaciones de otoño, invierno y primavera, en relación al consumo de verano. Se realizará el análisis asumiendo distintos niveles de impacto en la sustitución: 60, 75 y 90% de impacto en reducción de consumo y se tomará como ahorro únicamente la reducción de consumo de combustible.

Tabla 5.8: impacto esperable por el uso de pellets en el consumo de energía eléctrica (tres escenarios)

<i>Generación</i>		Consumo para calefacción (80% del incremento vs verano)	60% de impacto	75% de impacto	90% de impacto
Verano	161.096				
Otoño	181.731	16.508	8.254	12.381	14.857
invierno	238.144	61.638	30.819	46.228	55.474
primavera	198.399	29.842	14.921	22.382	26.858
Ahorro anual		kWh	53.994	80.991	97.189
		USD/año	16.920	25.380	30.456
Ahorro/consumo			6,93%	10,39%	12,47%

Fuente: elaboración propia sobre datos de la DSGP

Sobre la base de los resultados expuestos se evidencia el impacto mínimo esperable en el consumo energía dado por el uso de pellets. La inversión necesaria en estufas de pellets para lograr la totalidad de sustitución es de USD 330.000 y el ahorro directo para el Estado oscila entre USD/año 17.000 (7%) y USD/año 30.500 (13%).

Estos resultados indican que:

- El Estado puede financiar sustituciones con una tasa de entre 7 y 13% sin presentar un costo real para la provincia.
- En el caso que la compra se haga en forma directa y colectiva, se puede trabajar con los fabricantes. El valor de las estufas, bajo un contrato de compra puede bajar hasta un 35%. Esto implica que la inversión se reduciría a USD 215.000. Podría pensarse un sistema que incluya financiamiento o un subsidio a la compra, en función de los parámetros provinciales. Esto mismo aplicaría al caso que la fabricación se haga en la provincia.
- En caso que se apliquen fondos del plan calor, se puede plantear una transición donde los usuarios puedan optar por sustituir su cupo de leña por una estufa a pellets. En este caso, en tres años el sistema se encontraría completamente repagado para el Estado.

5.6.2 Edificaciones públicas

5.6.2.1 Proyecto sin cogeneración

En este caso pueden pensarse dos tipos de proyectos. Uno supone atender a todas las edificaciones en forma independiente con el sistema adecuado a cada requerimiento con calderas a chips, pellets o con estufas a pellets independientes. En este caso cada edificio se hace cargo de la operación del sistema de calefacción.

La otra posibilidad es realizar una única instalación de caldera centralizada y atender a todos los edificios en forma centralizada con una red de distribución de agua caliente y un sistema de radiadores en cada edificio. En este caso es necesario que haya un operador del sistema que se haga cargo de la operación.

5.6.2.1.1 Proyecto abastecimiento de edificaciones en forma independiente

En este caso la estrategia de abordaje de los sistemas se debe realizar con sistemas de calefacción independientes ya sea con calderas a chips o pellets en los grandes edificios y con estufas de distintas potencias en edificios menores y casas particulares.

En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis realizado, para cada tipo de edificación.

Los mismos son:

- la propuestas tecnológica (calderas o estufas) y su potencia de diseño
- los parámetros económicos de cada situación (Ahorro anual en combustible, TIR y periodo de recupero de inversión directo -PRK). En el caso de las calderas, el dato de inversión fue provisto por un proveedor representante de tecnología austríaca local que incluye equipamiento, fletes, instalación e instalación de equipos de distribución de calor en el caso de las calderas (radiadores). Los valores son orientativos. Incluyen un grupo electrógeno (chico) con UPS para el caso de fallas en el suministro de energía. En ambos casos son equipos monofásicos. En el caso de las estufas se tomaron como referencia los valores de la firma ÖFEN. Dicha empresa en una industria local de estufas de pellets que ya posee inserción en la región. Se consideraron dos modelos Klein de 7.000 kcal y Mittel de 9.500 que se combinaron de acuerdo con la demanda de potencia. Se incluye en el costo transporte e instalación de los equipos, un pequeño grupo electrógeno sin UPS y 5% de imprevistos.

Tabla 5.9: resumen de propuestas y parámetros de análisis de la opción sin cogeneración para el caso de los edificios públicos

<i>Edificio</i>	Solución propuesta	Potencia requerida (kW)	Potencia Propuesta (kW)	Combustible	Consumo (t/año)	Orden de inversión (USD)	Ahorro estimable (USD/año)	TIR	PRK (años)
Escuela	Caldera a chips en container con depósito automático	79,4	83,0	Chips	74,2	50.848	10.257,0	20,6%	5
	Caldera a pellets en container con depósito automático	79,4	83,0	Pellet	56,60	38.109	6.357,0	13,7 %	5
Hospital	2 Estufas a pellets	13,3	16,3	Pellet	12,78	6.829	1.437,5	22,3%	5
Seguridad	2 Estufas a pellets	12,5	16,3	Pellet	12,80	6.829	1.440,0	22,4%	5
Oficina de turismo ⁹	3 Estufas a pellets	22,2	24,4	Pellet	9,19	9.279	1.079,1	23,2%	5
Edificio comunal	2 Estufas a pellets	16,7	19,2	Pellet	10,29	7.123	1.208,5	14,3%	5
Casas provinciales (5)	1 Estufas a pellets por casa	11,1	11,0	Pellet	6,37	4.398	748,1	14,4%	5

Fuente: elaboración propia

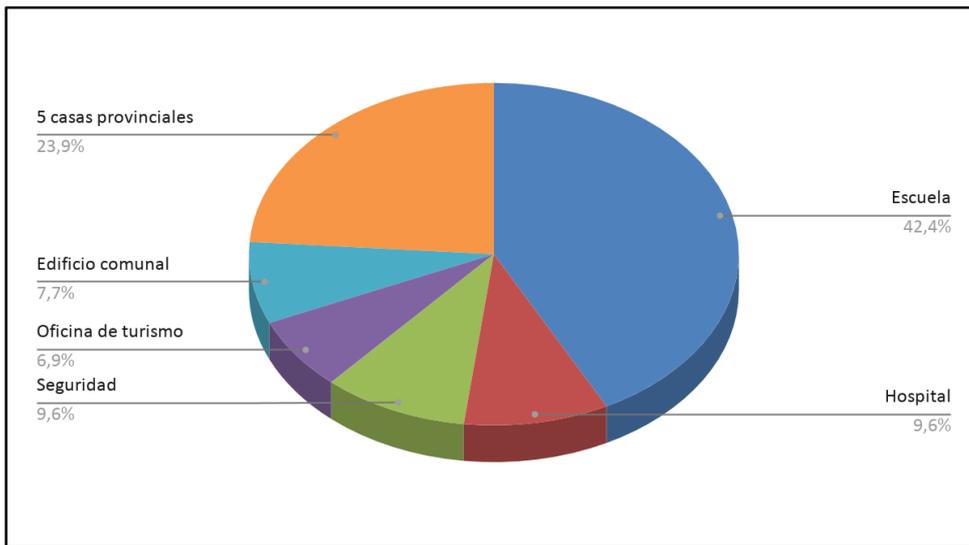
En el proyecto no se requieren actores intermediarios entre el proveedores de biomasa y el usuario (Estado) en la medida en la cual el proveedor de chips y pellets tenga capacidad de financiar el consumo de las instituciones. El volumen total promedio operado es de 133 toneladas de pellets en el caso que la totalidad del consumo de los edificios se suministre con pellets. En el caso que la escuela consume chips el volumen es de 77 toneladas de pellets por año y 74 toneladas de chips por año. Esto implica que todo el suministro se puede realizar con un total de 5 a 6 equipos por año.

La exposición financiera máxima esperable, asumiendo un plazo de pago de 6 meses se encuentra en el orden de los 14.000 USD.

La inversión necesaria por parte del Estado en reconversiones varía entre 90.000 y 103.000 USD, y los ahorros oscilarán entre 15.000 y 20.000 USD/año, dependiendo si la escuela se realiza con caldera a pellets o chips. El periodo de repago de todas las inversiones es inferior a los 5 años por lo que todos los proyectos son muy viables.

⁹ En este caso no existe actualmente un sistema de calefacción. en caso de utilizarse un sistema basado en aire acondicionado como fue reportado la inversión necesaria es del orden de USD 4.300, lo que ha sido considerado para el cálculo de la TIR.

Figura 5.15: distribución del consumo según cada institución pública (%)



Fuente: elaboración propia

En caso que el Estado no esté en condiciones de financiar la inversión puede pensarse en un modelo de comodato, donde los equipos sean provistos por un tercero (quizás el mismo proveedor de chips y pellets). Este actor puede financiar el proyecto bajo un contrato donde la provincia se comprometa por cierto plazo a continuar pagando el aporte de energía al costo del GLP (por ejemplo por 6 años). Esto permite que, en paralelo, este actor reduzca la exposición financiera del proveedor de combustible.

5.6.2.1.2 Proyecto de edificios abastecidos en forma centralizada

Esta opción implica unificar el sistema, donde se utiliza una caldera central automática de chips y se genera agua caliente que se distribuye a las distintas edificaciones. Este planteo posee como principal ventaja que es más confortable, cada edificio recibe agua caliente y no debe cargar pellets a una estufa ni ocuparse de nada de la operación. Además, permite utilizar chips en vez de pellets, que al ser un combustible más económico, permite reducir los costos operativos.

Sin embargo, la instalación es más compleja, de mayor dimensión y requiere una red de distribución, un sistema de bombeo y un sistema de control por edificio. Asimismo implica la instalación de radiadores en todos los edificios. Esto hace que sea sustancialmente mayor la inversión.

En el siguiente cuadro se resumen el esquema de consumo actual en cada usuario, la potencia que requieren y los costos actuales. Sobre la base de esta información, asumiendo una eficiencia total del sistema del 85% y un costo de chips de 110 USD/tonelada, y un PCI de 3.000 kcal/kg se calcula el consumo y costo del

nuevo sistema. Para el cálculo de la nueva potencia se plantea un 15% de potencia adicional en el sistema con chips.

Tabla 5.10: resumen de consumos y requerimientos de inversión y ahorro

Concepto	Unidades	Educación	Salud	Policía	Municipalidad	Turismo	Casas con GLP	Total
Demanda térmica	kWh	221.990	50.145	50.233	50.145	37.500	130.000	540.012
Potencia neta	kW	79	13	13	17	22	56	200
Potencia bruta (85%)	kW	93	16	15	20	26	65	235
Gasto anual Actual	USD/año	17.677	3.993	4.000	3.267	2.917	10.111	41.964
Equivalente chips	t/año	75	17	17	17	13	44	182
Gasto con chips	USD/año	8.235	1.860	1.864	1.860	1.391	4.823	20.033
Ahorro	USD/año	9.442	2.133	2.136	1.406	1.525	5.288	21.931

Fuente: elaboración propia

Este sistema presenta una serie de costos adicionales que no fueron tomados en cuenta en este nivel de análisis, como la operación o el consumo eléctrico y de mantenimiento. El 80% de los costos de este tipo de sistemas suele ser el combustible, en el caso de resultar de interés deberá evaluarse este conjunto de costos, pero esto será sujeto a que un diseño operativo.

En el cuadro se evidencia que el ahorro del sistema versus la situación actual es cercano a 22.000 USD/año. A esto se debe descontar el costo de operación y mantenimiento. Asumiendo un repago equivalente al sistema independientes la inversión no deberá superar los 110.000 USD. En caso contrario no será una opción equivalente.

Se plantea, como ejercicio, que la mejor opción para instalar el sistema sea armar la caldera en el mismo predio que la usina para aprovechar costos hundidos en RRHH de esta instalación y la formación del personal.

Esto implica el diseño de una serie de componentes del sistema que se detallan a continuación.

El **sistema de generación de calor** es donde se genera el calor y se deposita el combustible. En este caso se proponen dos calderas de 120 kW marca Hargassner que utilizan chips como combustible. Para la cotización del sistema se tomó un sistema *ecogreen box*, de la empresa Ecogreen chip. Este equipo es un contenedor cerrado donde se encuentran todas las instalaciones exceptuando el depósito de chips.

La **red de distribución** incorpora la red de cañerías que distribuye el agua caliente hasta las distintas edificaciones, incluyendo obra de instalación y los

accesorios necesarios. También se incluyen el sistema de bombeo y filtrado que da potencia hidráulica a la red de distribución y un conjunto de tanques de inercia que acumulan el calor no utilizado instantáneamente.

La red incluye la acometida y los radiadores instalados para todos los usuarios. La distribución se realiza previendo la traza que se presenta en el plano 5.16. El sistema se compone de dos cañerías una de impulsión y otra de retorno.

El **proyecto** incluye la ingeniería de base y la instalación del equipo general. En este rubro se consigna un 5% de imprevistos. Estos equipos son contenerizados tipo paquete, por lo que no es esperable que haya gran cantidad de imprevistos en el área de generación de calor, pero puede haberlos en la red de distribución.

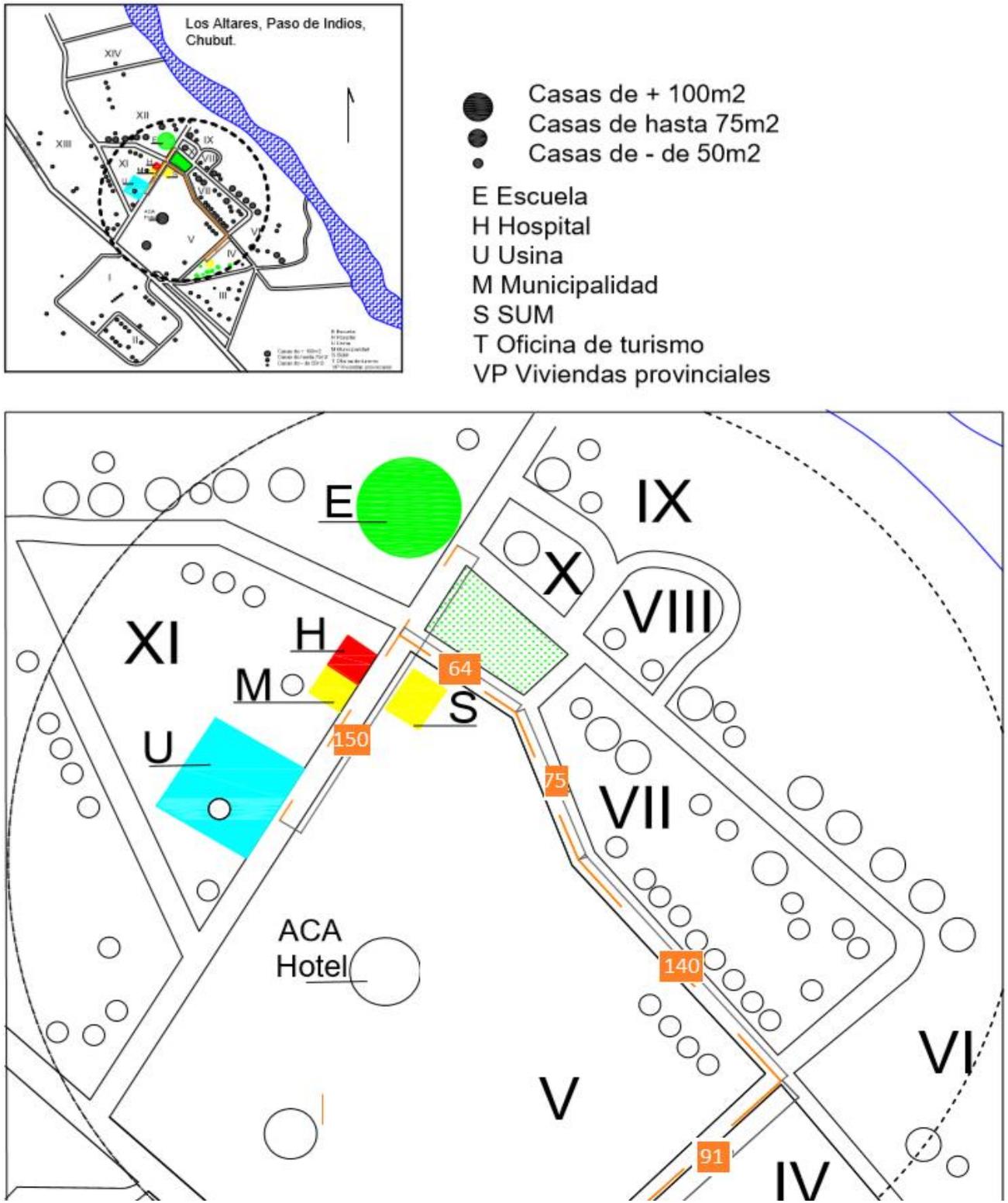
Tabla 5.11: costos del sistema de calefacción centralizado e inversión total

INVERSIONES				
Descripción		Costo		
Área	Item	Unitario	Cantidad	Total
Sistema de generación de calor	Calderas nacionalizadas en funcionamiento	40.000	2	80.000
	Transporte	3.000	1	3.000
	Obras de infraestructura	5.200	1	5.200
	Sistemas de control y operación del silo	8.000	1	8.000
	Sistema de bombeo y filtrado	3.000	1	3.000
	Electrógeno	2.500	1	2.500
Red de distribución	Sistema de inercia	5000	1	5.000
	Sistema de bombeo y filtrado	5.000	1	5.000
	Red de cañerías	13.925	1	13.925
	Calefactores	17.865	1	17.865
Proyecto	Instalación	15.524	1	15.524
	Imprevistos	5.951	1	5.951
Total				164.965

Fuente: elaboración propia

Analizando la inversión necesaria, se evidencia que la misma es superior al objetivo máximo de inversión propuesto para que la amortización se realicen en 5 años. Esto implica que sin ofrecer ventajas relevantes, este sistema es menos rentable. Por esta razón no se considera una opción a recomendar.

Figura 5.16: plano de red de cañerías para acometer con calor generado en la usina



Fuente: elaboración propia

5.6.2.2 Proyecto con cogeneración

En este caso el proyecto implica implementar un sistema con biomasa que sustituya el sistema actual de generación con grupos electrógenos diésel por un sistema de basado en un equipo tipo MACI con syngas, con un sistema de recuperación de calor. Dicho equipo se instalaría en la usina, sustituyendo la generación eléctrica y permitiendo la instalación de una red de agua caliente que provea el servicio de calefacción.

En el presenta apartado se realizará una estimación a nivel ante-prefactibilidad de inversiones, dimensionamiento, y se elaborará conceptualmente cuales serían los alcances de este proyecto.

Desde lo operativo, dicho equipo puede ser operado por el mismo personal de la usina y dentro de las instalaciones de la misma. Por esta razón, el proyecto supondrá que todos los costos fijos se mantienen y el único ahorro estará dado por el ahorro de uso de combustibles en el caso de la generación.

En el caso de la cogeneración se evaluará cuál es la potencia de calefacción que devendrá como coproducto de la generación y se proyectará el uso de la misma exclusivamente para sustituir consumos de energía térmica de origen público, ya sea provincial o municipal. En el caso de existir excedentes se plantearán potenciales aprovechamientos.

5.6.2.2.1 Evaluación de la potencia necesaria y selección del equipo

De acuerdo al análisis de potencia realizado en el apartado **5.5.1.1** la demanda de potencia determina la necesidad de un equipo que pueda modular entre 40 kW y más de 200 kW de potencia.

En el trabajo se ha propuesto utilizar equipos MACI, y se han seleccionado como ejemplo los equipos Gasiflex de la firma austriaca Technopa GmbH. El equipo de este proveedor que corresponde con esta especificación es el denominado **ICHP 210 NG**. Dicho equipo posee una potencia eléctrica de 218 kWe y una capacidad de generación térmica de 243 KWt. El motor es un equipo MAN Nutzfahrzeuge, de 6 cilindros en línea con un alternador Leroy Somer. Este equipo modula correctamente entre 40 y hasta 218 kWe, por lo que puede operar como único equipo durante todo el año. Los equipos de generación a diésel existentes deben quedar como equipos de backup.

La capacidad de generación térmica de este equipo es de 1.16 kWt/kWe. Sobre la base de este dato y la curva de generación eléctrica prevista se puede estimar el régimen de generación térmico del equipo.

A continuación, en la tabla 5.12, se resume **generación eléctrica media** y la **generación térmica** que estaría asociada. La misma se presenta en forma mensual.

En paralelo se presentan las demandas de los distintos edificios públicos, estacionalizadas de acuerdo al modelo de trabajo. La intención de este análisis es definir si la generación de calor mensual es consistente con la demanda.

Se tomó como supuestos de base:

- que en los meses de diciembre, enero y febrero no hay ningún consumo de calefacción, y
- que en cada estación el consumo es plano entre los meses.

Ambos supuestos son incorrectos pero aceptables en este nivel de análisis.

Tabla 5.12: resumen generación eléctrica y térmica mensual y consumos por edificio

Mes	Promedio de G eléctrica (kWh/m)	Producción térmica media	Educación	Salud	Policía	Municipal	Turismo	Casas con GLP	Saldo	saldo/ptm
1-ene.	54.013	62.501							62.501	100%
2-feb.	52.220	60.426							60.426	100%
3-mar.	54.092	62.592	19.999	4.517	4.525	4.517	3.378	11.712	13.943	22%
4-abr.	57.738	66.811	19.999	4.517	4.525	4.517	3.378	11.712	18.162	27%
5-may.	69.901	80.886	19.999	4.517	4.525	4.517	3.378	11.712	32.237	40%
6-jun.	75.793	87.703	33.999	7.680	7.693	7.680	5.743	19.910	4.997	6%
7-jul.	83.490	96.609	33.999	7.680	7.693	7.680	5.743	19.910	13.904	14%
8-ago.	78.861	91.254	33.999	7.680	7.693	7.680	5.743	19.910	8.548	9%
9-sept.	71.864	83.157	19.999	4.517	4.525	4.517	3.378	11.712	34.508	41%
10-oct.	67.281	77.854	19.999	4.517	4.525	4.517	3.378	11.712	29.204	38%
11-nov.	59.254	68.565	19.999	4.517	4.525	4.517	3.378	11.712	19.916	29%
12-dic.	54.864	63.485							63.485	100%
Suma total	779.370	901.843	221.990	50.145	50.233	50.145	37.500	130.000	361.831	

Fuente: elaboración propia

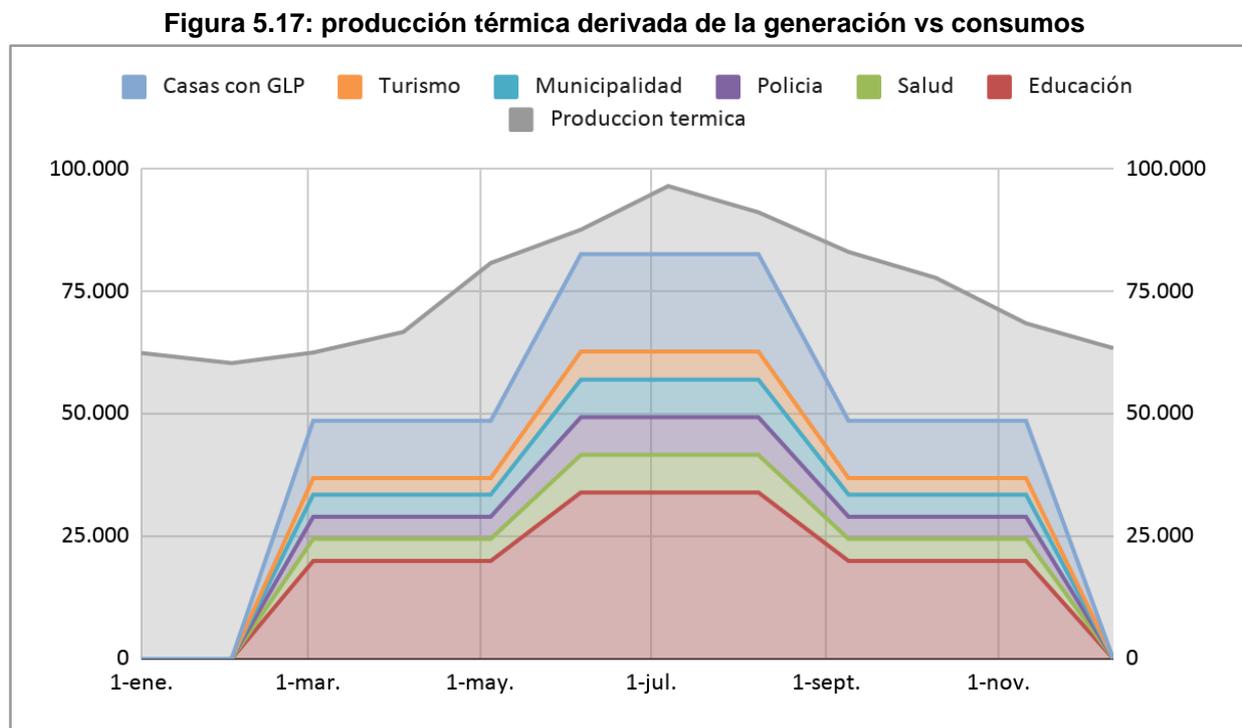
Como se evidencia existe una gran consistencia entre la producción térmica y los consumos. El principal consumo es el de la Escuela N° 6, seguido de los consumos de las casas de los empleados provinciales. El consumo de salud, policía y municipio son consumos equivalentes entre sí y relativamente menores.

El mes donde se dispone de menor superávit es en junio, donde los excedentes son prácticamente nulos.

Debido a que no existen excedentes en invierno, no se puede pensar en ningún consumo adicional que sea firme. Esto implica que:

- podrían aprovecharse excedentes puntuales en consumos que no sean críticos, como por ejemplo calefaccionar el SUM o alguna instalación recreativa, o
- instalar un sistema de backup (una caldera) que le permita trabajar en forma holgada a la red y ampliar hacia otro tipo de usos: natatorio, invernáculos, etc.

En el siguiente gráfico se presentan la producción térmica derivada de la generación media en relación con los consumos acumulados según el modelo.



Fuente: elaboración propia

Es relevante tener presente que la generación es creciente en el periodo 2013-2017 y en el 2018 la generación revierte la tendencia. Por esta razón los valores medios no necesariamente son el mejor indicador de la generación eléctrica o térmica esperables para la proyección a 5 años.

Por esta razón, se presenta en la siguiente tabla la relación entre la producción térmica que hubiera derivado de la generación de 2018 (PT-2018) y la que derivaría del promedio de generación eléctrica (PTM). De esta forma, infiriendo que las

demandas a futuro sean igual o mayores al 2018, podemos verificar cual es el saldo de manera más actualizada.

Tabla 5.13: diferencias de generación térmica entre serie 2018 y el promedio 2013-2018

<i>Mes</i>	PT 2018	PTM	Diferencia
1-ene.	71.293	62.501	14,07%
2-feb.	60.913	60.426	0,81%
3-mar.	69.336	62.592	10,77%
4-abr.	69.399	66.811	3,87%
5-may.	86.407	80.886	6,83%
6-jun.	105.978	87.703	20,84%
7-jul.	98.592	96.609	2,05%
8-ago.	94.900	91.254	4,00%
9-sept.	80.868	83.157	-2,75%
10-oct.	80.129	77.854	2,92%
11-nov.	67.575	68.565	-1,45%
12-dic.	67.058	63.485	5,63%
Suma total	952.447	901.843	

Fuente: elaboración propia

Si tomamos como referencia la generación eléctrica del año 2018, los excedentes son muy consistentes, fundamentalmente en el periodo invernal que es el que se presentaba más crítico. Esto implica que en ningún mes se requiere un sistema de apoyo (caldera) para garantizar el suministro térmico necesario para abastecer el consumo de todas las instituciones y que inclusive podría haber excedentes para otros usos.

De cualquier manera, en ningún caso se puede pensar en un desarrollo de calefacción comunal que incluya a la totalidad de las viviendas a partir de los excedentes de cogeneración.

En la escala de análisis no se evidencia un factor muy relevante que es el desfase diario entre el momento de generación del calor y el momento de consumo del mismo. La curva de consumo diaria de un pueblo como el que se está estudiando posee dos picos - a la mañana y a hacia final de la tarde- y un consumo basal que depende del nivel de uso de electricidad para climatización y de los consumos de electrodomésticos. El pico de la noche suele ser más relevante porque se suma el proceso de climatización de la casa al llegar del trabajo en lugares con leña. Por las noches el consumo variará en función del nivel de calefacción basada en electricidad que haya.

El patrón de consumo de las instituciones en general es opuesto al de las casas. El mayor consumo se da durante el día, que es cuando hay gente trabajando, estudiando, etc.

Esto determina la necesidad de disponer de sistemas que permitan diferir el calor generado hasta el momento de consumo.

En la medida en la cual las aislaciones sean aceptables, es posible aportar los excedentes de calor como la calefacción en las edificaciones y transferir el calor generado de esta manera. Esto implica cambiar la lógica de uso de la calefacción manteniendo una temperatura de base continua -menor durante los horarios en los cuales no se utilizan (Hoy la calefacción se apaga a la noche).

En paralelo, con tanques de inercia térmica se puede incrementar la capacidad del sistema y diferir parte de los excedentes térmicos. No se dispone de la información necesaria para dimensionar este sistema pero se estimará disponer de una importante capacidad de acumulación, razón por la cual se incluirá una previsión relevante en la inversión para infraestructura de acumulación.

Por ejemplo con 4 tanques de inercia de 5.000 litros, operando entre 95 y 50°C puede diferirse hasta 850 kWh, lo que representa sostener la demanda de energía en pico de todas las edificaciones durante 5 h.

5.6.2.2.2 Ahorros de generación eléctrica y térmica

Sobre la base de la eficiencia del equipo propuesta, la calidad estimada de combustible y su precio de acuerdo a la distancia, se presenta en la siguiente tabla el esquema de ahorros. Se asume que las únicas fuentes de ahorro son:

- menor gasto de combustible por usar biomasa en vez de diésel.
- sustitución del uso de GLP y electricidad en aires acondicionados para calefacción de edificios públicos.

Si bien es claro que existen extra costos propios del sistema de bombeo y de mantenimiento del sistema de agua, los mismos se asimilan como equivalentes a los mantenimientos del sistema de calefacción con GLP.

El tema mantenimiento es complejo de evaluar en esta escala, los equipo existentes requieren mayor mantenimiento que el esperable, pero esto está relacionado con su uso y deterioro. Por ejemplo, existen consumos de aceite muy relevantes que no son lógicos. En el corto plazo los equipos nuevos poseerán menor mantenimiento, pero en el mediano plazo, son equipos de mayor costo de mantenimiento.

En la siguiente serie de tablas se presentan los valores de referencia

adecuados a este nivel de análisis.

Tabla 5.14: tablas con valores de referencias utilizados para calcular el ahorro

5.14.1: Generación

Localidad	Depto.	Generación media	Generación por estación				Gasoil
			Ver.	Otoño.	Inv.	Prim.	
Los altares	Paso de indios	779.370	161.096,4	181.730,9	238.143,7	198.399,2	244.230

5.14.2: Requerimiento de chips

Localidad	Depto.	Generación media	Req. chip en t/mes				T Chip/año
			Ver.	Otoño.	Inv.	Prim.	
Los altares	Paso de indios	779.370	161,1	181,7	238,1	198,4	779

5.14.3: Comparación de costos

Localidad	Depto.	Precio diésel	Precio chips	Costo variable de generación (USD/año)		
				Gasto Diésel	Gasto Chips	Ahorro Chip
Los altares	Paso de indios	1 USD/l	110 USD/t	\$244.230	\$85.731	\$158.499

5.14.4: Gasto actual de energía a sustituir

Localidad	Depto.	Gasto actual en energía para calefaccionar USD/año						Casas con GLP	Total de gasto
		Educación	Salud	Policía	Municip.	Turismo			
Los altares	Paso de indios	\$17.677	\$3.993	\$4.000	\$3.267	\$2.917	\$3.267	\$35.120	

5.14.5: Ahorros totales

Localidad	Depto.	Ahorro potencial en generación	Ahorro en calefacción	Ahorro total
Los altares	Paso de indios	\$158.499	\$35.120	\$193.619

Fuente: elaboración propia

Este análisis implica que el sistema genera un ahorro anual de USD 193.000. A este debe sumarse que queda potencia disponible para calefaccionar edificaciones adicionales lo que implicaría ahorros futuros u otras oportunidades.

Considerando que la “vida útil” de este tipo de equipos es de aproximadamente 10 años, la inversión no debería poseer un periodo de repago superior a 5 años. Esto implica que no debería superar los USD 950.000 en total.

5.6.2.2.3 Estimación de inversiones

Las inversiones necesarias se resumen en el siguiente cuadro. Las mismas se dividen en cuatro áreas: Generación, Sistema de Calor, Red de Distribución y proyecto.

Tabla 5.15: inversiones necesarias para proyecto de cogeneración

INVERSIONES		
Área	Item	USD
Generación	Equipo de cogeneración	525.000
	Fletes	4.000
	Obras de infraestructura	5.200
	Sistemas de control y operación del silo	25.000
Sistema de calor	Sistema de inercia	25.000
	Sistema de bombeo y filtrado	5.000
Red de distribución	Red de cañerías hasta cada usuario (7 usuarios)	13.925
	Calefactores instalados (86 unidades de 12 cuerpos)	17.865
	Sistema de control en cada usuario	10.500
Proyecto	Ingeniería e instalación	30.156
	Imprevistos	32.557
	Total	694.204

Fuente: elaboración propia

La **generación** es el costo del equipo puesto en la usina y el silo de acopio de la biomasa con el sistema de control y operación del silo. Esta área incluye el sistema de gasificación, el motor de generación, el sistema de recuperación e intercambio de calor y el sistema de disipación de calor, donde se elimina el calor excedente del sistema de recuperación de calor a partir del circuito de refrigeración del motor (radiador).

El **sistema de calor** es el sistema de control de abastecimiento de calor, el sistema de bombeo y filtrado que da potencia hidráulica a la red de distribución e incluye el sistema de inercia, que es un conjunto de tanques que acumulan el calor no utilizado instantáneamente. La función de este sistema es garantizar el aprovechamiento de la energía térmica generada. Este sistema opera priorizando la utilización directa del calor generado, cuando el sistema no demanda energía térmica, se deriva la misma al sistema de acumulación, para diferirla a momentos donde sea necesaria. Cuando no existe capacidad de acumulación, el sistema deja de recuperar la energía de los gases de escape y envía el agua del sistema de refrigeración del

motor al sistema de disipación.

La **red de distribución** incorpora la red de cañerías que distribuye hasta las distintas edificaciones, incluyendo obras de instalación y los accesorios necesarios. La red incluye la acometida a los 7 usuarios y los radiadores instalados en todos los usuarios. La distribución se realiza previendo la traza que se presenta en el plano (figura 5.16). El sistema se compone de dos cañerías una de impulsión y otra de retorno. Este sistema se conecta al sistema de calor.

El **proyecto** incluye la ingeniería de base y la instalación del equipo general. En este rubro se consigna un 5% de imprevistos. Estos equipos son contenerizados tipo paquete, por lo que no es esperable que haya gran cantidad de imprevistos en el área de generación, pero puede haberlos en la red de distribución.

Se asume que toda la instalación de distribución de electricidad se encuentra en perfecto estado.

El proyecto, dado que suministra exclusivamente a edificaciones públicas, prevé un sistema sencillo de medición y control en cada uno de los usuarios. El mismo contempla siete unidades (una por usuario), tipo paquete, que se componen de: un caudalímetro, una bomba circuladora, una serie de válvulas de comando y un flujostato. Con este tipo de unidades es posible regular flujos, medir el caudal y optimizar el aprovechamiento del calor.

Conceptualmente el sistema primario es exclusivamente el circuito de recuperación de calor que toma calor del sistema de intercambiadores de calor del circuito de recuperación de calor del MACI y lo acumula en el sistema de tanques de inercia que es el mismo que suministra calor a los usuarios. Disponer de una serie de tanques independientes pero regulados por un sistema central, permite que se garantice la temperatura que evita la legionelosis y la máxima recuperación de calor. Este diseño simplificado reduce sustancialmente los costos del sistema al limitar los puntos de intercambio y los puntos de control a un único punto dentro de la usina. En cada usuario, la regulación es únicamente el control de caudal de ingreso, pero no intercambio de calor entre circuitos.

Esto requiere un mayor control por parte de los usuarios porque las pérdidas en las distintas instalaciones implican pérdidas en el sistema de distribución.

5.6.2.2.4 Consideraciones adicionales

En los términos en las cuales se plantea este nuevo esquema de suministro, la totalidad del combustible diésel y el GLP utilizado para calefacción es reemplazado. Esto implica que, con la implementación del sistema, la localidad de Los Altares utiliza exclusivamente combustibles fósiles para cocción y transporte, siendo el resto de su

matriz energética a base de biomasa renovable. Independientemente de los ahorros existentes, esto implica un salto en sustentabilidad muy relevante.

El presente trabajo contempla exclusivamente el uso de biomasa como fuente soporte de la calefacción. Sin embargo la instalación de un sistema que contemple uso de energía solar-térmica asociada a la instalación de generación térmica debe ser considerada como una medida de apoyo muy razonable y que deberá ser evaluada en su conjunto.

En este caso, se han reemplazado 37.000 kg de GLP y 245.000 lts de gasoil. Considerando los factores de emisión del GLP como 3,01 kg CO₂ equiv/año/kg de GLP y del diésel como 2,59 kg CO₂ equiv/año/litro (IPCC, 2018), esto implica disminuir emisiones en el pueblo por un volumen de 745.400 kg de CO₂ equiv/año. Considerando que la huella de carbono media mundial por persona es de 4.300 kg de CO₂ equiv/año/año estas reducciones implican compensar las emisiones de 173 personas en un pueblo de 270 habitantes.

5.6.3 Consideraciones generales

En el presente apartado se evaluó a nivel proyecto de ante prefactibilidad la implementación de ambos modelos de desarrollo del mercado de biomasa propuestos en una localidad puntual, Los Altares.

Dicha localidad es un buen ejemplo para evaluar. Esto se debe a varios factores:

- presenta un valor de biomasa que es promedio de la meseta por su posición (no es el caso más favorable como lo sería Gualjaina o Carrenleufú),
- posee una dimensión intermedia en relación a los pueblos en evaluación que poseen estrategias de abastecimiento semejantes (GLP en edificios públicos, diésel en generadores, leña con plan calor en hogares), siendo de los pueblos de menor consumo,
- posee mejores indicadores de consumo y mayor nivel de control que otras localidades en la usina. Esto nos permite suponer que es un escenario muy competitivo para evaluar el proyecto, a diferencia de aquellas localidades donde los indicadores son muy malos, representando un escenario favorable a nuevos proyectos principalmente por esto.

Todo esto nos lleva a pensar que si los resultados son buenos en Los Altares en otros lugares serán sustancialmente mejores.

Para atender la **demanda doméstica de calefacción** con biomasa se presenta como mejor alternativa la implementación de un sistema con estufas a pellets de distintos tamaños. Esto representa una inversión total de USD 330.000, que corresponde a la instalación de 124 equipos de calefacción para abastecer a la totalidad de la población. Esta inversión posiblemente esté sobredimensionada por que se asumieron valores de mercado para los equipos. Sin embargo, por la dimensión del proyecto, es posible que las condiciones puedan mejorarse sustancialmente. Posiblemente la inversión real deba posicionarse cerca de los USD 250.000. La implementación del proyecto genera ahorros directos para el Estado, estimables en 30.000 USD/año en gasto de combustible por sustitución de uso de diésel en generación eléctrica para calefacción por pellets. Este valor posiblemente esté muy subestimado porque, debido a la metodología de estimación, el uso de acondicionadores de aire en verano agrega mucho error al cálculo porque sobredimensiona el escenario de base de consumo.

Es esperable y posible que el sistema genere ahorros en la población debido al alto costo de la leña por que el kWh generado con pellets posee menor costo que con otros combustibles (GLP, electricidad o leña) cuando consideramos todas las eficiencias involucradas. Sin embargo, existen otros factores como los patrones de consumo y calefacción o quien efectivamente es el que eroga el gasto (usuario o Estado) que atraviesan esta problemática.

Como contrapartida, el servicio que ofrece una estufa de pellets es mucho mejor que el que ofrece una de leña desde el punto de vista del confort de uso, este factor debe ser tomada en cuenta como un efecto adicional.

La inversión en este contexto no es esperable que sea realizada en su totalidad por los usuarios. Posiblemente para que el proyecto sea viable desde el punto de vista económico debería pensarse en un punto intermedio donde el Estado financie o subsidie parcialmente los equipos (dado que tiene un ahorro), simplificando el acceso a los equipos. Aplicar fondos del plan calor a esta opción es una buena idea y permite hacer una transición hacia la eliminación de los subsidios al consumo.

En el caso que se opte por incluir **proyectos de generación con biomasa en las usinas eléctricas con cogeneración** la inversión para Los Altares está en el orden de USD 700.000. Este sistema está pensado para satisfacer la totalidad de la demanda eléctrica del pueblo y la totalidad de la demanda térmica de las instituciones públicas provinciales (educación, salud, seguridad y viviendas de personal de estas instituciones) y municipales (edificio municipal y oficina de turismo). Además, existen excedentes de calor que pueden ser utilizados para calefaccionar el SUM o para otros usos, por ejemplo, como aporte de calor a un proyecto hortícola local en invernáculos.

En este caso los ahorros generados son de 193.000 USD/año, donde aproximadamente el 80% surge de ahorros en la generación y un 20% deriva de

sustitución de otros sistemas de calefacción en edificios públicos.

El consumo anual de la usina en promedio es de 780 toneladas de biomasa, equivalente a 25 camiones por año. La máxima frecuencia de camiones es en invierno donde se requiere un camión por semana. En verano se da la mínima frecuencia con un camión por mes.

En el caso que no se incorporen proyectos de cogeneración, se pueden implementar sistemas de calefacción con biomasa. Existen dos opciones: implementar sistemas de calefacción independientes en cada edificio público o una red central con una única caldera a chips.

En este trabajo se estudió a nivel de evaluación de ante prefactibilidad ambas opciones y se descarta la opción centralizada porque presenta peores indicadores económicos al tener ahorros semejantes y mayor inversión. Este resultado es muy razonable porque el principal consumo es el de la escuela. En ambos sistemas este consumo se puede abastecer con chips. El extra costo de red de distribución, tanques de inercia, bombeo, etc., no se repaga con el resto de los consumos. En este caso, si bien el sistema centralizado permite utilizar un combustible más barato, los consumos presentes -salvo el de la escuela- son dispersos y de baja escala.

Por lo expuesto, se plantea como opción la realización de una instalación con caldera central en la escuela y en el resto de las edificaciones utilizar estufas independientes a pellets.

En este esquema, la inversión total necesaria por parte del Estado es la compra e instalación de 14 estufas y una caldera. Dicha inversión varía entre USD 90.000 y 103.000 (dependiendo si la escuela se realiza con caldera a pellets o chips). Los ahorros oscilarán entre 15.000 y 20.000 USD/año dependiendo de lo mismo. El resultado económico de implementar el sistema a chips es mejor en las condiciones planteadas.

El volumen promedio anual de consumo de biomasa es de 133 toneladas de pellets, en el caso que la totalidad del consumo de los edificios se suministre con pellets. En el caso que la escuela consuma chips el volumen es de 77 toneladas de pellets por año y 74 toneladas de chips.

El periodo de repago de todas las inversiones es inferior a los 5 años por lo que todos los proyectos son muy viables.

En el proyecto se requieren **actores intermedios** para la distribución en el caso de las viviendas privadas, a efectos de simplificar la logística y distribución. No

así en el caso de los edificios públicos. Esta afirmación es válida desde el punto de vista operativo, en la medida en la cual el proveedor de chips y pellets tenga capacidad de financiar el consumo de las instituciones públicas. En caso contrario puede haber un intermediario en esta instancia también que opere como actor financiador del sistema. Este rol actualmente lo cumple YPF con el GLP y el diésel de la usina.

El consumo total se resume en la siguiente tabla para ambos escenarios. Como se evidencia, incluir los proyectos de cogeneración posee un impacto muy relevante en la dimensión del mercado. Y, en el caso evaluado queda evidenciado que desde el punto de vista económico, son proyectos que presentan muy buenos indicadores.

Tabla 5.16: consumos totales de biomasa en toneladas por año (t/año)

Puntos de consumo	Con cogeneración		Sin cogeneración	
	Chips	Pellets	Chips	Pellets
Generación (t/año)	779			
Calefacción edificios públicos (t/año)			74	77
Calefacción de privados (t/año)		821		821
Total	779	821	74	897

Fuente: elaboración propia

6. BIBLIOGRAFÍA

- Achinelli, Ing. Ftal. Fabio G. (Cátedra de Silvicultura FCAYF - UNLP CIC Buenos Aires), "Caso del Sauce americano: manejo del renoval". Presentado en la jornada Técnica sobre el Sauce en el Delta Entrerriano, 30 de noviembre de 2011, Club Isleños Independientes de Villa Paranacito, Entre Ríos.
http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/55601/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Adriana Kutschker, Viviana Hechem, Patricia Codesal, Marcia Rafael, Sofía López y Valeria Silva, 2015, "Boletín de la Sociedad Argentina de Botánica, vol.50 no.1".
- AIGUASOL, 2011, "Guía básica de redes de distrito de calor y de frío",
- AMICO I. y CERRILLO T. , 2014, "Evaluación preliminar de nuevos clones de Sauce en la región cordillerana de la provincia de Chubut"
- Amico, Ivana. José Brava, Alberto D. Calderón, 2010, "Índices de calidad de sitio de Populus nigra 'Italica' en plantaciones lineales en el noroeste de Chubut", Tomo 42 N 1.
- Amico, Ivana. Teresa Cerrillo y Teresa Schinelli, 2014, "Exploración de nuevos genotipos de sauces para aumentar la disponibilidad de clones para Patagonia Sur".
- Andenmatten E. y Letourneau F. "Predicción y proyección del rendimiento de pino ponderosa en las provincias de Chubut y Río Negro, Argentina". Recibido en abril de 2002, aceptado en marzo de 2003.
<http://fcf.unse.edu.ar/archivos/quebracho/q10-02-andenmatten.pdf>
- Andenmatten E. y Letourneau F. "Predicción y proyección del rendimiento de pino ponderosa en las provincias de Chubut y Río Negro, Argentina". Recibido en abril de 2002, aceptado en marzo de 2003.
<http://fcf.unse.edu.ar/archivos/quebracho/q10-02-andenmatten.pdf>
- ASHRAE Technical Committee, 2013, "Guía de microredes de distrito de calor y frío".
- Ashrae, 2013, "District Heating Guide".p 372
- Atecos, 2010, "Red de Calefacción Centralizada (District Heating), Esen: eficiencia y soluciones energéticas".
- Atencia, Ing. Ftal. María Elena. "Densidad de maderas (Kg/m3) ordenadas por nombre común". INTI -CITEMA. Agosto 2003. Densidad_comun.pdf
- Bahamonde, Héctor, 2011. "Efecto de variables ambientales sobre la Productividad Primaria Neta Aérea y la concentración de proteína bruta de gramíneas en Sistemas Silvopastoriles de ñire (Nothofagus antarctica): creación de un modelo de simulación". Tesis presentada para optar al título de Magíster de la Universidad de Buenos Aires, Área Recursos Naturales.
<http://ri.agro.uba.ar/files/download/tesis/maestria/2011bahamondehectoralejandro.pdf>
https://www.researchgate.net/publication/257344072_Pautas_de_manejo_de_sistemas_silvopastoriles_en_bosques_nativos_de_Nothofagus_antarctica_nire_nire_en_Patagonia
- BAVA et al, 2008, "Manejo del bosque nativo de norpatagonia", disponible en:
http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas_Practicas_Forestales_AndinoPatagonico.pdf
- Bava, José Omar. contribuciones de Luciana Heitzmann; Mariano Gómez; Gabriel Zacconi, 2016, "Evaluación Ambiental Estratégica Patagonia Andina: Una visión sobre dónde y cómo forestar".
- Bava, Dr. José 2015, "Inventario Nacional de plantaciones en secano de Patagonia", Coordinación General, CIEFAP-UNPSJB.
- BIBLIONI et al, 2005, "Inventario nacional de Bosques", disponible en:
<http://www.ambienteforestalnoa.org.ar/userfiles/nodo/informenacionalpinbn.pdf>
- Borodowski E.D. y Suarez R.O. 2006. Intensidades de raleo en clones de álamo en el Delta del Paraná.
- Borodowski E.D., Cortizo S., Mema V., Landi L. Raleo tradicional en el Delta del Paraná: implicancias en ocho clones de álamo.
- C.H.ARAIA y Lantec Group, 2014, "Bases técnicas del expediente para la licitación de una instalación convencional de District Heating en Asparrena (Araba)".
- Carol P. González, 2010, "Inventario Forestal de Salix sp. sobre el valle de Trevelin".
- César Rey, 2009, "Biomasa District Heating & Cooling- Simposio sobre Recursos Energéticos

- de la Biomasa y del Viento”.
- CHAUCHARD, Dr. Luis et. al., 2008. “MANUAL PARA LAS BUENAS PRÁCTICAS FORESTALES EN BOSQUES NATIVOS DE NORPATAGONIA”
http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas_Practicas_Forestales_AndinoPatagonico.pdf
 - CHAUCHARD, Dr. L., et al., 2008. Manejo del bosque nativo de norpatagonia, disponible en http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas_Practicas_Forestales_AndinoPatagonico.pdf
 - CHAUCHARD, Dr. Luis et. al. Diciembre 2015. “Buenas Prácticas para el manejo de plantaciones Forestales en el noroeste de la Patagonia”.
<https://archive.org/details/63402BUE801ManualBuenasPrcticasForestalesNoroesteDeLaPatagonia/page/n291>
 - CHAUCHARD, Dr. Luis et. al., 2008. “MANUAL PARA LAS BUENAS PRÁCTICAS FORESTALES EN BOSQUES NATIVOS DE NORPATAGONIA”
http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas_Practicas_Forestales_AndinoPatagonico.pdf
 - CHAUCHARD, Dr. L., et al., 2008. Manejo del bosque nativo de norpatagonia, disponible en http://www.ciefap.org.ar/documentos/Buenas_Practicas_Forestales_AndinoPatagonico.pdf
 - COFELY - Institut Catalá d’Energia, 2012, “Guía Integral de desarrollo de proyectos de redes de distrito de calor y frío”.
 - Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos, Vivienda y Consumo. "16 de Octubre" Ltda. 9 de marzo de 2017. Cuadro-tarifario.pdf
 - DAMASCOS, M.A. 2008, “La rosa mosqueta y otras rosas”, Centro Regional Universitario Bariloche Universidad Nacional del Comahue, Bariloche, Argentina, 64 p.
 - DECRETO PROVINCIAL 764/04 APROBACIÓN DE REGLAMENTACIÓN DE APROVECHAMIENTO FORESTAL. MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN. Fecha Registro: 21/05/2004.
<http://www.naturalezaparaelfuturo.org/funafu/Documentos/1772008125910Decreto%20764.04.pdf>
 - Densidad de maderas (Kg/m³) ordenadas por nombre común. INTI - CITEMA. Ing. Ftal. María Elena Atencia. Agosto 2003. Densidad_comun.pdf
 - García, Victoria Lara, Giraldo, Gregorio Antolín, 2016, “Proyecto: Planta térmica de biomasa en una industria de transformación de la madera”
 - Gönc, Romina L., 2015. “Efectos de los disturbios generados por diferentes estrategias de manejo sobre los estratos vegetales de bosques de Nothofagus antarctica de Chubut, Argentina”
http://ojs.ecologiaaustral.com.ar/index.php/Ecologia_Austral/article/view/196/101
 - Hollmann, D; Davel M., Amico I; 2010, “Evaluación de cultivares del género Populus sp. para su utilización en cortinas cortaviento en la zona Andina de la provincia del Chubut”
<https://archive.org/details/63402BUE801ManualBuenasPrcticasForestalesNoroesteDeLaPatagonia/page/n291>
https://www.researchgate.net/publication/257344072_Pautas_de_manejo_de_sistemas_silvopastoriles_en_bosques_nativos_de_Nothofagus_antarctica_nire_nire_en_Patagonia
 - IDAE, 2010, “Guía técnica-Diseño de centrales de calor eficientes”, serie “Ahorro y eficiencia Energética en climatización”.
 - IDEA, 2009, “Guía técnica de instalación de calderas térmicas de biomasa en edificios.” disponible en:
http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Gu%C3%ADas%20t%C3%A9cnicas/Guia_Instalaciones_Biomasa.pdf
 - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - ESCAN, S.A, 2008, “Biomasa Industria”.
 - INTA Área Forestal- EEA Bariloche. Hojas Divulgativas “SISTEMAS SILVOPASTORILES CON ÑIRE, en Patagonia Norte”. Pautas generales de manejo.
https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-inta_silvopastorilires.pdf
 - INTA, 2014 “Estrategia Provincial para el Sector Agroalimentario”.
 - JOVANOVSKI A., JARAMILLO M., LOGUERCIO G., ANTEQUERA S. “Densidad de la madera de Pinus ponderosa (Dougl. Ex Laws) en tres localidades de Argentina”. Vol. 23 N° 2, 2002, pp. 57-67.
https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0717-92002002000200011
 - Kutschker A. et al, 2015, “Diversidad de plantas exóticas en áreas sometidas a distintos disturbios en el Parque Nacional Los Alerces, Chubut (Argentina)”. disponible en:
http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1851-23722015000100006

- Laterra, Pedro, Jobbágy Esteban G., Paruelo José M. 2011. VALORACIÓN DE SERVICIOS ECOSISTÉMICOS Conceptos, herramientas y aplicaciones para el ordenamiento territorial. Buenos Aires.
https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-inta__valoracion_de_servicios_ecosistemicos.pdf
- Laterra, Pedro, Jobbágy Esteban G., Paruelo José M. 2011. VALORACIÓN DE SERVICIOS ECOSISTÉMICOS Conceptos, herramientas y aplicaciones para el ordenamiento territorial. Buenos Aires.
https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-inta__valoracion_de_servicios_ecosistemicos.pdf
 - Leyes y decretos consultados:
 - Ley Nacional 26.331: ley de presupuestos mínimos
 - Ley Nacional:26.432
 - Ley provincial IX N°33
 - Ley provincial: 13.737
 - Ley Provincial: 4.032
 - Ley provincial: 5.232
 - DP: 91/09
 - DP:639/12
 - DP:764/04
- Lencimas, José Daniel. 2011, Tecnología Geomática para la Evaluación de Bosques Nativos en Patagonia. Serie Ciencia y Tecnología n|1. CIEFAP. Centro de Investigación y Extensión Forestal Andino Patagónico.
- Lesme-Jaén, Dr. René, Garcia-Faure, Dr. Luis, Oliva-Ruiz, Dr. Luis, Pajarín-Rodríguez, Dr. Juan, Ing. Dennis Revilla-Suarez. mayo.-ago. 2016. "Gasificación de biomasa para la generación de electricidad con motores de combustión interna". Eficiencia del proceso. RTQ vol.36 no.2 Santiago de Cuba.
http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2224-61852016000200002
- Lipsia Bioenergía, 2014, "Aprovechamiento Térmico de Biomasa, Control de Sauce y Mosqueta en el valle 16 de Octubre".
- Loguercio, Gabriel A; Lencimas, José D y Antequera, M. Sc Silvio, 2008. "Bases estratégicas para proyectos de forestación en la Patagonia como mecanismo para un desarrollo limpio. Estudio de caso en la provincia de Chubut. Informe Final" . CIEFAP, Argentina.
- Loguercio, Gabriel A. y Alejandro Jovanovski, Julio C. Molina, Pedro 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.
- MARTÍNEZ, J. D.; VIERA ANDRADE, R.; SILVA LORA, E.; LESME JAÉN, R. "Experimental study on biomass gasification in a double air stage downdraft reactor". Biomass and Bioenergy XXX. 2011, pp. 1-17.
- Marqués, Javier. 2012, "Redes de calor Municipales con Biomasa. Una oportunidad para ayuntamientos y ESEs".
- Mauricio Lobos, julio 2001. "Estudio Preliminar sobre producción, comercialización y consumo de leña en la ciudad de Temuco". Documento n|3 del Programa Ecoregión Valdiviana.
- Michael King, 2012, "Community Energy: Planning, development and delivery"
- Ministerio de Energía. Gobierno de Chile, 2016, "Medición del consumo Nacional de Leña y Otros Combustibles Sólidos Derivados de la Madera". Informe Final. .
- Palomares, Sergio Casero. 2014, "Red municipal de abastecimiento de calor "District Heating" con calderas de biomasa al casco urbano de Todolella".
- PAUCHARD, A. & P. ALABACK. 2004. "Influence of elevation, land use, and landscape context on patterns of alien plant invasions along roadsides in protected areas of South-Central Chile". Conserv. Biol. 18: 238-248.
- Pedro Pantaenius, 2014, Idea Proyecto "Planta Térmica para el Paraje Los Cipreses", Chubut.,
- Peri P.L.; Tejera L.; Amico I.; von Müller A.; Martínez Pastur G.; Bava J.;Bahamonde H.; Mondino V.; Schinelli T.; Gargaglione V.; Ormaechea S.; Boyeras F.; Salvador G.; Lloyd C.; Huertas L. INTA. Centro Regional Patagonia Sur, 2016, "Estado de situación del sector forestal en Patagonia Sur".
- PERI, P. L., et.al., 2012. "Propuestas de raleo para un bosque de Nothofagus antarctica con uso silvopastoril en Santa Cruz".
https://www.conicet.gov.ar/new_scp/detalle.php?keywords=&id=02618&inst=yes&congresos=yes&detalles=yes&congr_id=1511838

- PERI, P.L., 2009. "Pautas de manejo de sistemas silvopastoriles en bosques nativos de *Nothofagus antarctica* (ñire) ñire en Patagonia".
https://www.researchgate.net/publication/257344072_Pautas_de_manejo_de_sistemas_silvopastoriles_en_bosques_nativos_de_Nothofagus_antarctica_nire_nire_en_Patagonia
- PERI, PL; L MONELOS; G MARTÍNEZ PASTUR; H IVANCICH, 2017. "Propuestas de raleo para un bosque de *Nothofagus antarctica* con uso silvopastoril en Santa Cruz".
- Ramos Saravia, José César. 2012. "Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial". Tesis Doctoral
<https://zaguán.unizar.es/record/9901/files/TESIS-2012-136.pdf>
- Rey, Ing. Ftal Marcelo Alfredo. 2014, "Problemática del Sauce en los cursos de Agua", Informe Final- Anexo III, Tomo 1- Volumen 1, Programa de Servicios Agrícolas Provinciales Desarrollo y Ampliación del Área Irrigable de la Cuenca del Río Futaleufú.
- Rodríguez, Ricardo Martín, 2012, "Alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de los residuos del aprovechamiento y control de especies leñosas exóticas en el Bosque Modelo Futaleufú", Politécnica de Madrid.
- Rusch, V., S. Varela, H. Ivancich, F. Letourneau, and A. Goijman. 2016. Toma de decisiones y manejo silvopastoril en ñirantales. Modelo de producción de leña. Jornadas Forestales Patagónicas. Pp. 333-337.
http://jornadasforestales.org.ar/pdf/Actas_Completas_JFP201.
http://ojs.ecologiaaustral.com.ar/index.php/Ecologia_Austral/article/view/240/238
- Salinas, Jaime S., Ing. Forestal. Marzo 2017. "Pautas de manejo silvopastoral en bosques de *Nothofagus antarctica* (ñire) en la Región de Aysén". Coyhaique, Chile.
http://www.investigacion.conaf.cl/archivos/repositorio_documento/2018/10/caf_335_Informe-Final-022_2013--1-.pdf
- Segundo Congreso Nacional de Sistemas Silvopastoriles.; 2012. Santiago del Estero. Institución organizadora: INTA.
https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-inta_silvopastorilires.pdf
- Smith, Dr, 2008, "El uso doméstico de la leña en países en desarrollo y sus repercusiones en la salud", disponible en: <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/009/a0789s/a0789s09.pdf>
- Uasuf, Dr. Augusto, Hilbert, Ing. Agr. Jorge. Ediciones INTA. 2012, "El uso de la biomasa de Origen Forestal con destino a bioenergía en la Argentina".
- UDT- 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."
- Verónica E. Rusch, et al., "Los servicios ecosistémicos como soporte para la toma de decisiones ambiental y socialmente sustentables"
http://ojs.ecologiaaustral.com.ar/index.php/Ecologia_Austral/article/view/295
- Vicens, Ignacio López et. al. "Estudio de las características de la astilla forestal y buenas prácticas para su aplicación energética". Estudio E002. Proyecto INTRADER (2008 – 2010) Fundación Biodiversidad. Área de Aprovechamientos Madereros y Biomasa Centre Tecnològic Forestal de Catalunya DL: L-573-2010.
http://afib.ctfc.cat/wp-content/uploads/2013/05/Estudio_pilas_astilla_buenas_practicas_INTRADER_CTFC.pdf