



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE MAR DEL PLATA



FACULTAD DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Energías renovables y generación distribuida en el ámbito rural del Partido de General Pueyrredon

Proyecto Final de Carrera
2012

Autores

Castellano Juan Pablo
Gebrikian Fabián M.

Carrera

Ingeniería Electromecánica

Director de proyecto

Msg. Ing. Prado Pedro O.

Mesa examinadora

Ing. Bacino Gustavo
Ing. Dimenna Claudio
Ing. Macri Mario Guillermo



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

ÍNDICE

Glosario	13
1. Introducción	15
2. Marco teórico	21
2.1. Energías renovables y situación energética en el país	23
2.1. Generación distribuida y energías renovables	23
2.1. Situación energética en el país	23
2.2. Biomasa	29
2.2.1. Introducción	29
2.2.2. Caracterización física y química	30
2.2.3. Procesos de transformación de la biomasa	32
2.2.4. Evaluación de equipos	35
2.2.5. Conceptos económicos aplicados	36
2.2.6. Situación de la biomasa en el país	38
2.3. Energía eólica	41
2.3.1. Introducción	41
2.3.2. Evaluación de equipos	42
2.3.3. Evaluación del recurso eólico	42
2.3.4. Situación eólica en el país	46
2.4. Energía solar	47
2.4.1. Introducción	47
2.4.2. Evaluación del recurso solar	48
2.4.3. Evaluación de equipos fotovoltaicos	52
2.4.4. Cálculo de la energía generada por equipos fotovoltaicos	55
2.4.5. Evaluación de equipos solares térmicos	57
2.4.6. Cálculo de la energía generada por equipos solares térmicos	60
2.4.7. Conceptos económicos aplicados	60
2.4.8. Situación solar en el país	61
2.5. Sistemas híbridos	63
2.5.1. Introducción	63
2.5.2. Regulador de carga	64
2.5.3. Batería	65
2.5.4. Inversor	67
2.5.5. Conceptos económicos aplicados	67
2.6. Energía geotérmica y microhidráulica	69
2.6.1. Energía geotérmica	69
2.6.2. Energía microhidráulica	72

3. Metodología de trabajo para la resolución de los estudios de caso	75
3.1. Metodología de trabajo para sistemas biomásicos	77
3.2. Metodología de trabajo para sistemas solares térmicos	78
3.3. Metodología de trabajo para sistemas híbridos	79
3.4. SEIC: Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar	82
3.5. SENARC: Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo	84
4. Caracterización del recurso de la biomasa en el Partido de General Pueyrredon	87
4.1. Caracterización del recurso de la biomasa	89
4.2. Identificación y tipificación del recurso de la biomasa	89
4.3. Caracterización física y química del recurso de la biomasa	90
4.4. Cuantificación energética del recurso de la biomasa en el Partido de General Pueyrredon	90
4.5. Cuantificación energética del recurso de la biomasa en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	95
4.6. Conclusión	103
5. Caracterización de los recursos eólico, solar, geotérmico y microhidráulico en el Partido de General Pueyrredon	105
5.1. Caracterización del recurso eólico	107
5.2. Caracterización del recurso solar	114
5.3. Caracterización de los recursos geotérmico y microhidráulico	119
5.4. Conclusión	119
6. Estudio de caso 1: Establecimiento educativo	121
6.1. Situación del establecimiento educativo	123
6.2. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía biomásica	133
6.3. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía solar térmica	147
6.4. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado	150
6.5. Conclusión	154
7. Estudio de caso 2: Viviendas rurales y semi rurales	157
7.1. Planteo de los modelos de vivienda	159
7.2. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía biomásica	165
7.3. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía solar térmica	175
7.4. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado	178
7.5. Conclusión	184

8. Estudio de caso 3: Explotaciones agrícolas	185
8.1. Modelos de explotaciones agrícolas planteados	187
8.2. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado	194
8.3. Conclusión	204
9. Marco regulatorio en el país. Escenarios hipotéticos	207
9.1. Introducción	209
9.2. Estudio de caso 1: Escenarios hipotéticos	211
9.3. Estudio de caso 2: Escenarios hipotéticos	216
9.4. Análisis FODA	223
9.5. Conclusión	224
10. Impacto ambiental	225
10.1. Emisiones de gases de efecto invernadero	227
10.2. Combustión de la biomasa	227
10.3. Factores de emisión	228
10.4. Cálculo de las emisiones en los modelos	230
10.5. Impacto ambiental asociado a instalaciones eólicas y solares	232
11. Conclusión	235
11.1. Estudio de caso 1: Establecimiento educativo	238
11.2. Estudio de caso 2: Viviendas rurales y semi rurales	238
11.3. Estudio de caso 3: Explotaciones agrícolas	239
11.4. Conclusión general	240
Referencias bibliográficas	243

ANEXOS

I. Ordenanza del Consejo Académico N° 1112/12 avalando las actividades de extensión realizadas en la Escuela Provincial N° 43	251
II. Paper “Sistemas híbridos en la generación de energía eléctrica para el abastecimiento de agua para riego en el Partido de General Pueyrredon”	255
III. Resultados de la encuesta realizada en la Escuela Provincial N° 43	267
IV. Resultados de los modelos de vivienda B6, A4 y A6	273
V. Fichas técnicas de equipos utilizados	305

FIGURAS

2.1.2.1.	Oferta interna de energía primaria, año 2009	24
2.1.2.2.	Evolución histórica del IMPE y precio de la energía como porcentaje del de referencia internacional	24
2.1.2.3.	Generación eléctrica por tipo, año 2011	24
2.1.2.4.	Costo marginal vs precio de la energía en el MEM	25
2.1.2.5.	Precio monómico estacional medio de compra por parte de las distribuidoras en la región	26
2.1.2.6.	Tarifa industrial y residencial de gas natural en la región	26
2.1.2.7.	Precio al consumidor sin impuesto del GLP en Argentina y la región	27
2.2.1.1.	Tipificación del recurso de la biomasa	29
2.2.3.1.	Transformación física de la biomasa	32
2.2.3.2.	Clasificación de los procesos de extracción de energía de la biomasa	33
2.2.3.3.	Aplicaciones de la biomasa	35
2.3.1.1.	Alteración del flujo del viento ante un obstáculo	41
2.3.2.1.	Curva de potencia para típica de un aerogenerador	42
2.3.3.1.	Curva de la Ley de Betz	45
2.3.3.2.	Perfil del flujo de viento en distintos tipos de terreno según Hellmann	46
2.4.2.1.	Promedio anual de irradiación solar diaria sobre una superficie horizontal en Argentina	48
2.4.2.2.	Ángulos formados entre la superficie de captación, el Sol y la ubicación en Tierra .	50
2.4.2.3.	Movimiento relativo del Sol respecto de un lugar en el hemisferio Sur durante los meses de invierno y verano	51
2.4.2.4.	Medición de las distancias d y h	52
2.4.3.1.	Efecto fotoeléctrico	53
2.4.3.2.	Composición de un módulo fotovoltaico	53
2.4.3.3.	Curvas IV y PV de un módulo fotovoltaico	54
2.4.4.1.	Concepto de irradiancia solar	55
2.4.5.1.	Sistema solar térmico compacto integrado	60
2.5.1.1.	Instalación híbrida aislada de la red	63
2.5.1.2.	Instalación híbrida conectada a red	63
2.5.1.3.	Componentes de un sistema eléctrico alternativo aislado	64
2.5.5.1.	Composición de costos obtenida para una instalación eólica	67
2.5.5.2.	Composición de costos obtenida para una instalación fotovoltaica	68
2.6.1.1.	Distribución de instalaciones geotérmicas en Argentina	71
2.6.2.1.	Distribución de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en Argentina	73
3.1.1.	Archivos desarrollados en AutoCAD para la evaluación de recursos	77
3.1.2.	Metodología de trabajo para sistemas biomásicos	78
3.2.1.	Metodología de trabajo para sistemas solares térmicos	79
3.3.1.	Metodología de trabajo para sistemas híbridos	80
3.3.2.	Metodología de trabajo para sistemas eólicos	80

3.3.3.	Optimización de modelos en una simulación en el Homer Energy	81
3.4.1.	Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar	83
3.5.1.	Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo ..	85
4.1.1.	Metodología utilizada para caracterizar el recurso de la biomasa	89
4.2.1.	Identificación y tipificación del recurso de la biomasa	89
4.4.1.	Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa residual agrícola	91
4.4.2.	Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa residual forestal	91
4.4.3.	Distribución de la energía anual generada por la biomasa residual agrícola y forestal en el Partido de General Pueyrredon	94
4.5.1.	Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	96
4.5.2.	Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	98
4.5.3.	Ubicación geográfica del punto óptimo de recolección	102
5.1.1.	Velocidad media mensual del viento para el período 2005 - 2006	107
5.1.2.	Progresión de mínimos cuadrados para la obtención de parámetros de Weibull ..	108
5.1.3.	Frecuencia y distribución de Weibull a 10 metros de altura para el período 2005 - 2006	108
5.1.4.	Promedio y frecuencia de la velocidad del viento por dirección para el período 2005 - 2006	109
5.1.5.	Curvas de potencia de aerogeneradores con potencias menores a 3.000 [W]	110
5.1.6.	Curvas de potencia de aerogeneradores con potencias mayores o iguales a 3.000 [W]	111
5.1.7.	Energía anual real de los aerogeneradores evaluados en el Partido de General Pueyrredon	112
5.1.8.	Factor de capacidad de los aerogeneradores evaluados en el Partido de General Pueyrredon	113
5.1.9.	Relación entre energía anual real y precio de aerogeneradores a 10m de altura .	114
5.2.1.	Ubicación geográfica del área de influencia de la Estación Experimental Agropecuaria Balcarce	115
5.2.2.	Valores mensuales de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en el Partido de General Pueyrredon	116
5.2.3.	Irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en el Partido de General Pueyrredon	116
5.2.4.	Irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en Argentina y las principales plantas fotovoltaicas a nivel mundial	117
6.1.1.	Ubicación geográfica del establecimiento educativo	123
6.1.2.	Alrededores del establecimiento educativo	124
6.1.3.	Layout del establecimiento educativo	130
6.2.1.	Flujograma de las alternativas 1 y 2 del escenario 1	137
6.2.2.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 1	138
6.2.3.	Flujograma de las alternativas porcentuales del escenario 1	141

6.2.4.	Flujograma de las alternativas 1 y 2 del escenario 2	142
6.2.5.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 2	143
6.2.6.	Flujograma de las alternativas porcentuales del escenario 2	146
6.3.1.	Flujograma de las alternativas 1, 2, 3 y 4	149
6.4.1.	Línea de distribución eléctrica de media tensión en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	150
6.4.2.	Esquemas de los modelos simulados en el software Homer Energy	151
6.4.3.	Composición económica de los modelos simulados	154
7.1.1.	Curvas de consumo diario para el modelo de vivienda B4	163
7.2.1.	Flujograma de las alternativas 1 y 2 para calefacción del modelo de vivienda B4 .	169
7.2.2.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda B4	170
7.2.3.	Flujograma de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B4	171
7.2.4.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda B4	172
7.3.1.	Flujograma de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda B4	177
7.4.1.	Esquemas de los modelos simulados en el Homer	179
7.4.2.	Composición económica de los modelos simulados	181
7.4.3.	Falta de semejanza entre curvas de demanda y generación en el modelo de vivienda B4	182
7.4.4.	Variación de la distancia de extensión de la red para cada modelo de vivienda ...	183
8.1.1.	Ubicación geográfica de las explotaciones agrícolas	188
8.1.2.	Coefficiente K_C inicial, de mediados de temporada y final en las diferentes etapas de crecimiento de un cultivo estándar	189
8.1.3.	Movimientos del agua en el suelo	190
8.1.4.	Evapotranspiración del cultivo de referencia ET_0	191
8.1.5.	Riego por goteo	192
8.2.1.	Esquemas de los modelos simulados en el Homer Energy	195
8.2.2.	Composición económica de los modelos simulados para la explotación pequeña	198
8.2.3.	Composición económica de los modelos simulados para la explotación mediana	199
8.2.4.	Contribución eléctrica promedio mensual en la explotación agrícola pequeña	199
8.2.5.	Contribución eléctrica promedio mensual en la explotación agrícola mediana	200
8.2.6.	Semejanza entre curvas de demanda y generación en cada explotación agrícola	200
8.2.7.	Puntos de equilibrio obtenidos entre los modelos y la extensión de red	201
8.2.8.	Sensibilidad de los modelos respecto del precio del combustible en la explotación pequeña	202
8.2.9.	Sensibilidad de los modelos respecto del precio del combustible en la explotación mediana	202
8.2.10.	Sensibilidad del consumo de combustible y el número de baterías según el precio del combustible	203
8.2.11.	Ciclo de trabajo de las baterías	203
9.2.1.	Esquemas de los modelos simulados en el Homer Energy	212

9.2.2.	Composición económica de todos los modelos simulados	213
9.2.3.	Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVEG	214
9.2.4.	Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVFG	214
9.2.5.	Valores de quiebre para el precio de venta de energía generada en forma eólica	215
9.2.6.	Valores de quiebre para el precio de venta de la energía generada en forma fotovoltaica	215
9.2.7.	Flujograma de modelos R y CVFG simulados para el establecimiento educativo .	216
9.3.1.	Esquemas de los modelos simulados en el Homer Energy	217
9.3.2.	Composición económica de todos los modelos simulados en la vivienda B4	218
9.3.3.	Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVEG, B4	219
9.3.4.	Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVFG, B4	219
9.3.5.	Valores de quiebre para el precio de venta de energía generada en forma eólica	220
9.3.6.	Valores de quiebre para el precio de venta de la energía generada en forma fotovoltaica	221
9.3.7.	Variación del valor presente de los modelos CVFG en las viviendas	222
9.3.8.	Flujograma de los modelos R y CVFG simulados para la vivienda B4	222
10.1.1.	Curva de Keeling con concentración de CO ₂ atmosférico medido en Mauna Loa .	227

TABLAS

2.1.2.1.	Demanda por tipo de usuario para el año 2011	26
2.2.5.1.	Vida útil de los componentes	36
2.2.5.2.	Cotizaciones consideradas en los cálculos	38
2.3.3.1.	Exponente de Hellmann para distintos tipos de terreno	46
2.4.7.1.	Costos de operación y mantenimiento de los componentes	61
2.4.7.2.	Vida útil de los componentes	61
2.5.5.1.	Costos de operación y mantenimiento de los componentes	68
2.5.5.2.	Vida útil de los componentes	68
4.3.1.	Caracterización física y química del recurso de biomasa residual agrícola y forestal	90
4.4.1.	Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual agrícola herbácea en la Provincia de Buenos Aires	91
4.4.2.	Cultivos bajo cubierta en el Partido de General Pueyrredon	92
4.4.3.	Cultivos a campo abierto en el Partido de General Pueyrredon	92
4.4.4.	Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual agrícola leñosa en el Partido de General Pueyrredon	93
4.4.5.	Biomasa residual forestal en el Partido de General Pueyrredon	93

4.4.6.	Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual forestal en el Partido de General Pueyrredon	94
4.4.7.	Propano, butano y gas natural equivalente a la energía anual generada por la biomasa residual agrícola y leñosa	95
4.5.1.	Superficie total digitalizada de explotaciones bajo cubierta y plantaciones a campo abierto	97
4.5.2.	Superficie y porcentaje del total de los cultivos bajo cubierta en el Partido de General Pueyrredon	97
4.5.3.	Superficie total digitalizada de pimiento y de tomate	98
4.5.4.	Superficie total digitalizada de cerezos y ciruelos	98
4.5.5.	Índices de residuos del pimiento y del tomate bajo cubierta	99
4.5.6.	Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	99
4.5.7.	Propano, butano y gas natural equivalente a la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	100
4.5.8.	Estacionalidad del recurso de la biomasa en [m ³ /mes] en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	100
4.5.9.	Estacionalidad del recurso de la biomasa en [kg/mes] en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	101
4.5.10.	Estacionalidad del recurso de la biomasa en [millones de kcal/mes] en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	101
4.5.11.	Distancias desde el punto óptimo de recolección	102
5.1.1.	Análisis estadístico de la serie de datos eólicos	107
5.1.2.	Características de la serie eólica a diferentes alturas	109
5.1.3.	Performance de dos aerogeneradores Bornay evaluados	110
5.2.1.	Valores mensuales de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en el Partido de General Pueyrredon	115
5.2.2.	Irradiación solar diaria captada con distintos ángulos de inclinación por cada mes .	118
5.2.3.	Valores de variables características con distintos ángulos de inclinación	118
6.1.1.	Consumo real de GLP (propano) en el establecimiento educativo	125
6.1.2.	Consumo estimado de GLP (propano) en el establecimiento educativo	126
6.1.3.	Propiedades físicas del propano en función de la temperatura	126
6.1.4.	Electrodomésticos e iluminación instalada en el establecimiento educativo	127
6.1.5.	Consumo real y adoptado de energía eléctrica en el establecimiento educativo	128
6.1.6.	Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el establecimiento educativo	128
6.1.7.	Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el establecimiento educativo	129
6.1.8.	Dimensiones del establecimiento educativo	131
6.1.9.	Cantidad de horas de luz natural, luz artificial y calefacción consideradas	131
6.1.10.	Necesidades térmicas mensuales estimadas en el establecimiento educativo	132
6.1.11.	Necesidades eléctricas mensuales estimadas en el establecimiento educativo	132

6.2.1.	Establecimientos educativos con necesidades térmicas satisfechas a partir de la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola y forestal en el Partido de General Pueyrredon	133
6.2.2.	Establecimientos educativos con necesidades térmicas satisfechas a partir de la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso	134
6.2.3.	Potencia máxima de los equipos para combustión de leña marca Ñuke	134
6.2.4.	Equipos para combustión de leña marca Ñuke recomendados para cada espacio físico del establecimiento educativo	135
6.2.5.	Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 del escenario 1	136
6.2.6.	Propiedades y características de los combustibles utilizados	136
6.2.7.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 del escenario 1	137
6.2.8.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 1	137
6.2.9.	Evaluación económica de las alternativas porcentuales del escenario 1	138
6.2.10.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas porcentuales del escenario 1	140
6.2.11.	Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 del escenario 2	141
6.2.12.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 del escenario 2	142
6.2.13.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 2	142
6.2.13.	Evaluación económica de las alternativas porcentuales del escenario 2	143
6.2.14.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas porcentuales del escenario 2	146
6.3.1.	Equipos solares compactos ensayados por el INTI	147
6.3.2.	Irradiación solar global diaria	147
6.3.3.	Termotanques solares aplicados al establecimiento educativo	148
6.3.4.	Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4	148
6.3.5.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4	149
6.4.1.	Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones	152
6.4.2.	Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados	153
7.1.1.	Dimensionamiento de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6	159
7.1.2.	Necesidades térmicas de calefacción durante los meses de invierno para el modelo de vivienda B4	160
7.1.3.	Características del agua para el cálculo de las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria	161
7.1.4.	Necesidades eléctricas de distintos artefactos eléctricos del modelo B4	161
7.1.5.	Consumo energético de la bomba de agua para el modelo de vivienda B4	162
7.1.6.	Iluminancia media del modelo de vivienda B4	162
7.1.7.	Comparación entre lámparas bajo consumo e incandescentes equivalentes en vivienda B4	162
7.1.8.	Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el modelo B4	163
7.1.9.	Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el modelo B4	163

7.1.10.	Cantidad de horas diarias de luz natural, luz artificial y calefacción consideradas ..	164
7.1.11.	Necesidades térmicas mensuales de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en vivienda B4	164
7.1.12.	Necesidades eléctricas mensuales en el modelo de vivienda B4	165
7.1.13.	Resumen de las necesidades térmicas y eléctricas anuales en las viviendas B4, B6, A4 y A6	165
7.2.1.	Modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6 con necesidades térmicas satisfechas a partir de la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola y forestal evaluada	166
7.2.2.	Potencia máxima de los equipos para combustión de leña marca Ñuke	167
7.2.3.	Equipo para combustión de leña marca Ñuke recomendado para el modelo de vivienda B4	167
7.2.4.	Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4	168
7.2.5.	Propiedades y características de los combustibles utilizados para el modelo de vivienda B4	168
7.2.6.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4	169
7.2.7.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda B4	169
7.2.8.	Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B4	170
7.2.9.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B4	171
7.2.10.	Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda B4	171
7.2.11.	Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4	172
7.2.12.	Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la cocción del modelo de vivienda B4	173
7.2.13.	Combustible necesario en alternativas 1 y 2 para ACS del modelo de vivienda B4	173
7.2.14.	Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6	174
7.2.15.	Resumen de resultados económicos de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6	174
7.3.1.	Termotanques solares aplicados al modelo de vivienda B4	175
7.3.2.	Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda B4	176
7.3.3.	Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4	176
7.3.4.	Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS del modelo de vivienda B4	177
7.3.5.	Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6	178
7.3.6.	Resumen de los resultados económicos de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6	178
7.4.1.	Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones	179

7.4.2.	Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados	181
7.4.3.	Resumen de resultados económicos de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6 .	182
7.4.4.	Costos asociados a la extensión de la red eléctrica para cada modelo de vivienda	183
7.4.5.	Puntos de equilibrio de extensión de la red para cada modelo de vivienda	183
8.1.1.	Valores de temperatura, precipitación y humedad relativa en el Partido de General Pueyrredon	191
8.1.2.	Datos meteorológicos de evapotranspiración del cultivo referencia y precipitación .	192
8.1.3.	Datos agrícolas del tomate y la lechuga	192
8.1.4.	Necesidades de agua para riego del tomate y la lechuga	193
8.1.5.	Necesidades de agua para riego del tomate y la lechuga en cada una de las explotaciones	193
8.1.6.	Características de las bombas seleccionadas en cada explotación agrícola	194
8.1.7.	Necesidades energéticas mensuales en cada explotación agrícola	194
8.2.1.	Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones	196
8.2.2.	Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados para la explotación pequeña	197
8.2.3.	Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados para la explotación mediana	198
8.2.4.	Costos asociados a la extensión de la red eléctrica para cada modelo de explotación agrícola	201
8.2.5.	Puntos de equilibrio obtenidos entre los modelos y la extensión de red	201
9.1.1.	Tarifas de compra y venta de la energía eléctrica de red	211
9.2.1.	Parámetros adicionales utilizados para las simulaciones	212
9.2.2.	Resultados de los modelos simulados en escenarios hipotéticos	213
9.2.3.	Comparación de modelos CVFG bajo distintos marcos regulatorios en el establecimiento educativo	215
9.3.1.	Parámetros adicionales utilizados para las simulaciones	217
9.3.2.	Resultados de modelos simulados en escenarios hipotéticos para la vivienda B4 ..	218
9.3.3.	Resumen de los valores económicos de los modelos de vivienda B4, B6, A4 y A6	220
9.3.4.	Comparación de modelos CVFG bajo distintos marcos regulatorios en viviendas ..	221
9.4.1.	Análisis FODA y escenarios de desarrollo propuestos	223
10.3.1.	Factores de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O para las fuentes empleadas	230
10.4.1.	Emisiones de CO ₂ evitadas en las soluciones como microgenerador, en [kg/año] .	231
10.4.2.	Emisiones de CO ₂ evitadas en las soluciones a partir de energía biomásica sin considerar las emisiones de la combustión de leña (IPCC), en [kg/año]	231
10.4.3.	Emisiones de CO ₂ evitadas en las soluciones a partir de energía biomásica considerando las emisiones de la combustión de leña, en [kg/año]	232
10.4.4.	Emisiones de CO ₂ evitadas en las soluciones a partir de energía solar térmica, en [kg/año]	232

GLOSARIO

ACS	Agua caliente sanitaria
ACV	Análisis de Ciclo de Vida
ASTM	American Society for Testing Materials
BH	Base húmeda
BS	Base seca
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CEM	Condiciones Estándar de Medida
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CS	Con subvención
CVEG	Compra venta de energía a la red eléctrica, con generación eólica
CVFG	Compra venta de energía a la red eléctrica, con generación fotovoltaica
E	Generación eólica
EDEA	Empresa Distribuidora de Energía Atlántica
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima
ENOSUR	Ente de Obras y Servicios Urbanos
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
FAO	Food and Agriculture Organization
FFD	Factor de Fracción Dendroenergética
FI	Factor de irradiación
FODA	Análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas
FONINVEMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
FS	Factor de sombreado
FV	Generación fotovoltaica
G	Generador convencional
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GENREN	Licitación de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GTZ	Agencia Alemana de Cooperación Técnica
GUI	Interfaz Gráfica de Usuario
H	Generación híbrida
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
HSP	Hora solar pico
IDEA	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IMPE	Índice Monitor de Precios de la Energía
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
INTA	Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria
INTI	Instituto Nacional de Tecnología Industrial
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change

IVA	Impuesto al Valor Agregado
MATLAB	Matrix Laboratory
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MDP	Mar del Plata
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OCA	Ordenanza del Consejo Académico
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PERMER	Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
R	Red eléctrica
SECHEEP	Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial
SEIC	Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar
SENARC	Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SS	Sin subvención
ULPGC	Universidad de Las Palmas de Gran Canaria
UNMDP	Universidad Nacional de Mar del Plata
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

En la última década, los precios de la energía en la República Argentina han sido congelados respecto del estándar internacional, limitando la promoción de energías alternativas, en especial las renovables. El incremento de la potencia instalada se ha basado casi con exclusividad en la generación térmica de electricidad para cubrir la creciente demanda. Esto implica sobrecostos por el empleo de combustibles fósiles, así como contaminación por la emisión de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, incluso en las cercanías de los principales puntos de consumo del país, existen zonas rurales y semi rurales que aún tienen acceso restringido a la energía. Esto se debe a la falta de planificación a largo plazo y consiguiente inversión en infraestructura, limitando de esta manera su desarrollo. El aprovechamiento de los recursos naturales disponibles en dichas zonas, motiva su análisis como una posible alternativa a estas falencias del sistema, coherente con el empuje buscado por parte de la comunidad nacional e internacional ante la confirmación de los problemas de cambio climático y agotamiento de recursos no renovables.

La ciudad de Mar del Plata, cabecera del Partido de General Pueyrredon, no es la excepción y su crecimiento durante las últimas décadas ha dado origen a un territorio periurbano fragmentado en el que se manifiestan distintas problemáticas perceptibles en la rutina diaria. Se seleccionaron entonces los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso de la ciudad como áreas de estudio, debido a sus características representativas de este tipo de zonas, contando con un establecimiento educativo, viviendas y explotaciones agrícolas.

En estos barrios residen unas 4.500 personas, cifras que revelan un significativo incremento de la población respecto de censos realizados durante la última década. La zona presenta un perfil eminentemente rural y necesidades básicas insatisfechas estimadas en más de un 60 [%]. Exceptuando la energía eléctrica, en su mayoría carece de los servicios correspondientes a alumbrado público, gas natural de red, pavimento y recolección regular de residuos. En cuanto al agua, las familias la obtienen de pozos propios o canillas comunitarias.^[1]

Este trabajo final de carrera se fundamenta en un proyecto encuadrado en los temas de investigación aplicada del "Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías" perteneciente al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

El objetivo principal de este trabajo final de carrera consiste en identificar las necesidades energéticas de las principales actividades rurales y semi rurales de la zona de estudio dentro del Partido de General Pueyrredón. Además se plantea analizar y proponer diversas soluciones en base a un marco técnico, económico, ambiental y social, aplicando los conceptos de generación distribuida y energías renovables.

El eje principal de este trabajo está basado en el análisis de las necesidades térmicas y eléctricas de un establecimiento educativo, ubicado en el barrio Parque Hermoso perteneciente al Partido de General Pueyrredon, en el que funcionan la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718, y en la propuesta de distintas soluciones que utilicen energías renovables para satisfacerlas. Esta actividad de transferencia fue aprobada por el Consejo Académico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata OCA N° 1112/12.

El eje secundario está basado en una encuesta realizada en dicho establecimiento educativo por el "Grupo de Investigación Desarrollo Rural, Ambiente y GeoTecnologías" perteneciente al Departamento de Geografía de la Facultad de Humanidades de la Universidad Nacional de Mar del Plata. El procesamiento de los resultados de la encuesta permitió conocer las condiciones en las que viven los alumnos y familiares que concurren al establecimiento educativo y las actividades que desarrollan para subsistir los familiares de

dichos alumnos. A partir de las energías renovables, se analizan distintas alternativas para satisfacer las diversas necesidades.

Los objetivos parciales originalmente planteados son:

- ✓ La determinación y evaluación de las necesidades energéticas en la zona rural y semi rural seleccionada como modelo.
- ✓ El análisis técnico de las diversas alternativas energéticas, utilizando una o varias energías renovables, en base a las características de los recursos naturales disponibles en la zona, diferenciando ventajas y desventajas para cada una.
- ✓ El análisis económico entre las diversas alternativas energéticas que satisfacen las necesidades planteadas a partir del análisis técnico.
- ✓ El estudio de impacto ambiental de aquellas alternativas energéticas viables.
- ✓ La selección de equipos adecuados, preferentemente disponibles en el mercado local.
- ✓ La realización del proyecto conforme a leyes, decretos y normas provinciales y nacionales vigentes relacionadas con energías renovables.

Además de estos objetivos, este trabajo final de carrera permitió:

- ✓ La determinación del potencial energético existente en el Partido de General Pueyrredon para el recurso de la biomasa residual agrícola y forestal.
- ✓ La evaluación teórica de la performance de equipos eólicos de microgeneración disponibles en el mercado para la zona de estudio.
- ✓ El análisis de sensibilidad para variaciones en el precio de los combustibles y la energía eléctrica, así como la comparación con los costos de extensión de la red.
- ✓ La evaluación de diferentes escenarios ante la hipotética modificación del marco regulatorio vigente.

Se destaca la utilización de diversos software, cuyas licencias pertenecen al Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías, que asisten al análisis de los recursos naturales y permiten la simulación de modelos bajo diferentes condiciones y escenarios. A partir de la necesidad de encontrar herramientas informáticas capaces de estimar fácilmente, por un lado, la irradiación solar diaria sobre un captador solar y, por otro, las necesidades de agua para riego de un determinado cultivo, se recurre al desarrollo en Matlab de dos software de estimación, utilizando una interfaz gráfica de usuario (GUI). Los mismos se denominan "Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar (SEIC)" y "Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo (SENARC)" respectivamente.

Desde el punto de vista económico, se realiza un análisis y selección de alternativas en base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y punto de equivalencia.

La estructura del trabajo se divide de la siguiente manera:

En el capítulo primero se describe la situación energética actual del país y los beneficios de las energías renovables y la generación distribuida. El capítulo segundo conforma el marco teórico, en el que se explican los métodos de cálculo utilizados tanto en la cuantificación de los recursos energéticos correspondientes a la biomasa y a las energías eólica, solar, geotérmica e hidráulica, como en la evaluación de los distintos componentes del sistema necesarios para su aprovechamiento. También se explican los conceptos económicos aplicados en cada caso.

En el capítulo tercero se desarrollan las metodologías de trabajo empleadas, tanto para la caracterización de los recursos energéticos en los capítulos cuarto y quinto, como

para la resolución de los estudios de caso en los capítulos sexto, séptimo y octavo. Los mismos consisten en el establecimiento educativo, una serie de cuatro viviendas de clase baja y media, con cuatro y seis integrantes, y dos explotaciones agrícolas de tamaño pequeño y mediano respectivamente, en base a las características obtenidas por la encuesta realizada. Cada capítulo incluye una descripción, el relevamiento o cálculo de sus necesidades térmicas y eléctricas, el análisis técnico – económico de diferentes soluciones en distintos escenarios y una conclusión parcial.

En el capítulo noveno se analiza el marco regulatorio vigente en Argentina y se lo compara con el de otros países, evaluando los modelos bajo escenarios hipotéticos que permitan la conexión bidireccional a la red por parte de microgeneradores a partir de energía eólica y fotovoltaica. En el capítulo décimo se determina el impacto ambiental de los modelos planteados.

Finalmente, en el capítulo décimo primero se señalan las conclusiones a las que se arriba en este trabajo.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. ENERGÍAS RENOVABLES Y SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL PAÍS

2.1.1. Generación distribuida y energías renovables

Hoy en día, la mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el país y el mundo es producida en instalaciones centralizadas, por lo general situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello, dotar al sistema de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones la encarece.

Frente a este modelo tradicional implementado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo denominado generación distribuida en el cual la generación de energía eléctrica se acerca al consumidor ^[2]. Si además se aprovechan las fuentes de energía renovable disponibles en la zona, se estará en presencia de un modelo con beneficios a largo plazo, no sólo desde un punto de vista económico sino también ambiental.

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

La aplicación de un modelo de generación distribuida con un elevado porcentaje de penetración de las energías renovables cuenta con las siguientes ventajas:

- a) Independencia económica y política, frente al agotamiento de combustibles fósiles en el propio territorio.
- b) Aumento de la confiabilidad del sistema, por no encontrarse sujeto a unas pocas instalaciones de gran tamaño sino a muchas de menor capacidad caracterizada por la diversificación de fuentes, evitándose situaciones como las que ya han tenido lugar en Argentina ante la falta de gas natural por nuestra alta dependencia del mismo.
- c) Reducción del impacto ambiental, debido a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.
- d) Reducción del costo económico, dada la disminución de pérdidas en la red e infraestructura necesaria para el transporte de energía así como el consumo de combustibles fósiles.
- e) Estabilización de las tarifas eléctricas por tratarse de recursos naturales de acceso libre e ilimitado.
- f) Desarrollo homogéneo de la población del país, permitiendo el acceso de energía a regiones aisladas y proporcionando por ende las mismas posibilidades de desarrollo.
- g) Conservación de los combustibles fósiles para aquellas aplicaciones para las cuales aún representan las mejores alternativas.
- h) Mejora del sistema de mantenimiento, dado que al ser las instalaciones de menor potencia podrían desconectarse sin mayores consecuencias sobre el sistema para su completo recorrido.

2.1.2. Situación energética en el país

La matriz energética primaria del país está compuesta en un 87 [%] por combustibles fósiles como el petróleo y el gas natural, mientras que sólo un 9 [%] corresponde a recursos renovables. Tan sólo un 1 [%] está formado por el conjunto de energía eólica, energía solar, diversos residuos del agro que se utilizan como combustibles y biocombustibles, incluidos dentro de la categoría Otros Primarios.

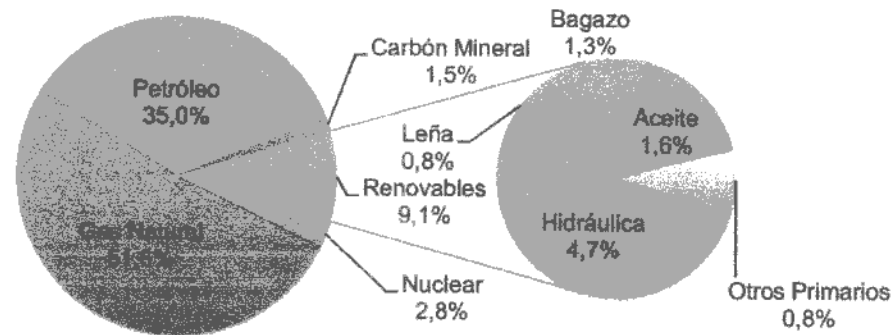


Figura 2.1.2.1. Oferta interna de energía primaria, año 2009.
 Fuente: Elaboración propia en base a SEN, 2009.

Al mes de Diciembre de 2011 el Índice Monitor de Precios de la Energía (IMPE) fue de 0,58. Esto significa de manera simple, que si la canasta energética comparativa tuvo un valor estandarizado de 1 peso, esa misma canasta en Argentina costaba 42 centavos de peso. A continuación se puede observar la evolución de dicho índice durante los últimos años y su desagregación para los distintos rubros de la canasta energética como porcentaje del precio de referencia internacional.^[3]

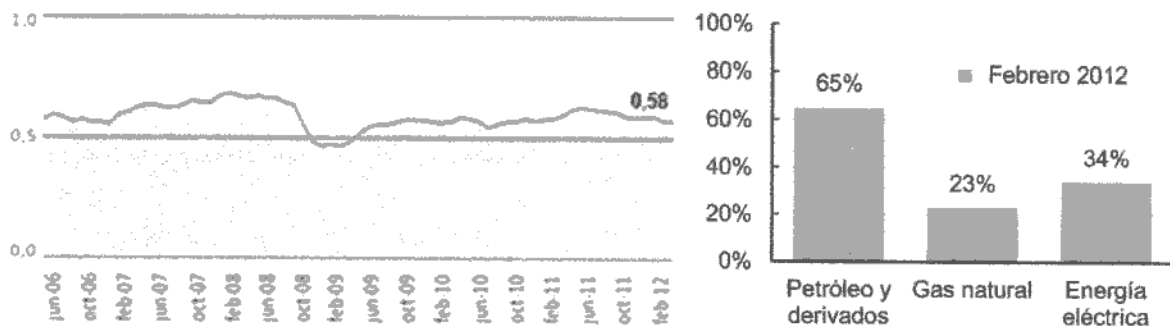


Figura 2.1.2.2. Evolución histórica del IMPE y precio de la energía como porcentaje del precio de referencia internacional.
 Fuente: Elaboración propia en base a Montamat, 2012.

En términos de generación eléctrica, Argentina cuenta con una matriz abastecida en un 61,93 [%] por energía térmica basada en el uso de combustibles fósiles, 33,11 [%] de energía hidráulica y 4,96 [%] de energía nuclear. Las instalaciones eólicas y solares si bien se encuentran en pleno desarrollo, aún representan un aporte mínimo.

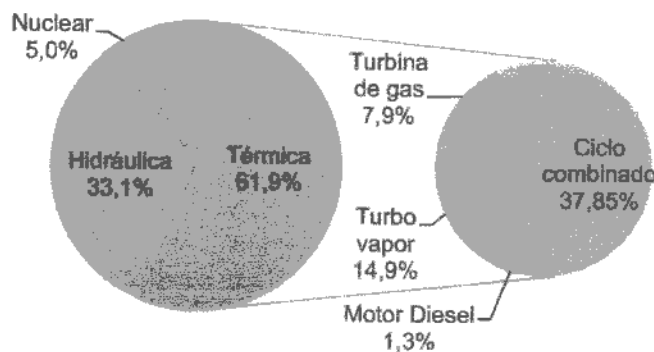


Figura 2.1.2.3. Generación eléctrica por tipo, año 2011.
 Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2012.

El 69 [%] de la energía eléctrica producida en las centrales térmicas proviene del uso de gas natural, lo que refleja la importancia del recurso en nuestro sistema energético.^[4]

En la Figura 2.1.2.5 se puede observar la evolución de los costos y precios que se manejan en el MEM durante la última década. Los valores están expresados en dólares según la cotización oficial, para su comparación con los precios internacionales del crudo que influye en los costos marginales de generación.

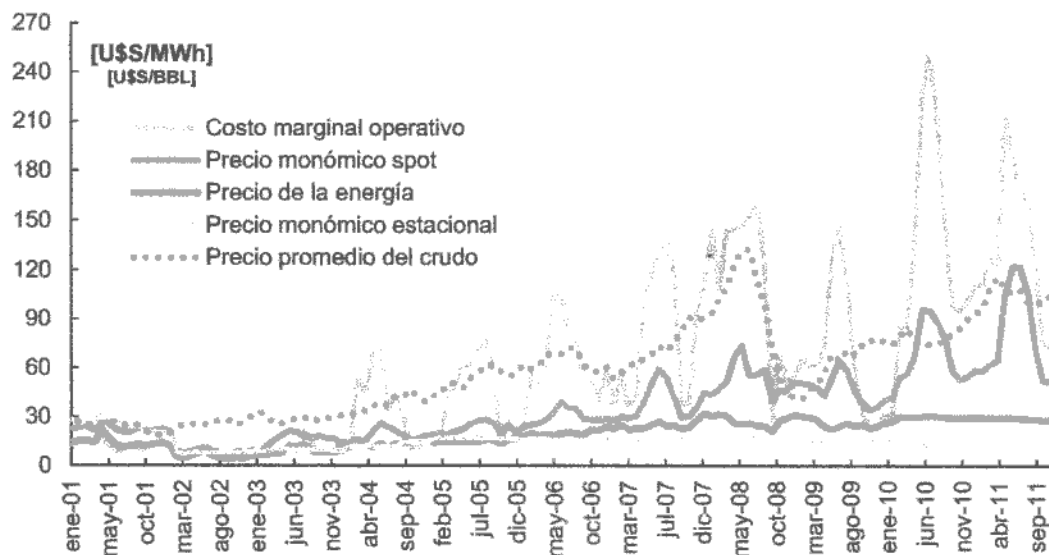


Figura 2.1.2.4. Costo marginal vs precio de la energía en el MEM.^(*)
Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2001-2012.

^(*) Nota: El precio monómico no incluye cargos por transporte ni FONINVE MEM. El precio del petróleo crudo es promedio del Brent Fechado, Intermedio de Texas Oeste y Dubai Fateh.

Hasta la crisis del 2001 el costo marginal era menor al precio de generación de la energía, como en cualquier empresa rentable. Luego de la misma se sancionó la Ley N° 25.561 de Emergencia Económica, entre cuyas principales medidas adoptadas se destacan:

- La pesificación de las tarifas eléctricas, a través del Decreto 214/02.
- El congelamiento de los márgenes de distribución y transmisión regulados, y revocamiento de disposiciones relativas a ajustes de precio y mecanismos de indexación por inflación de las concesiones de las empresas de servicios públicos, a través de la Resolución 038/02.
- La fijación del precio spot de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista siendo calculado sobre la base del precio del gas natural, a través de la Resolución 240/03.

Debido al aumento de sobrecostos de despacho por el uso de combustibles alternativos como gas oil y fuel oil, y el aumento de sus precios, el precio spot aumentó más allá del correspondiente aumento de precio del gas. Y dado el congelamiento del precio estacional, se generó un déficit en constante aumento en el Fondo de Estabilización.

De este modo, se evitó el aumento de las tarifas a usuarios finales, incrementando el consumo a costas de paralizar las inversiones en infraestructura energética por destinar los fondos al subsidio de la disociación entre los precios de comercialización de la energía eléctrica y los costos de generación. En este marco, los usuarios residenciales representan el 39,1 [%] del total de la energía demandada.

Tabla 2.1.2.1. Demanda por tipo de usuario para el año 2011.
Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2012.

Tipo de usuario	Demanda [GWh]	Porcentaje [%]
Residencial	45.551	39,1
Menores (<10kW)	15.796	13,6
Intermedios (10 a 300kW)	19.199	16,5
Mayores (>300kW)	35.835	30,8
Total	116.381	100,0

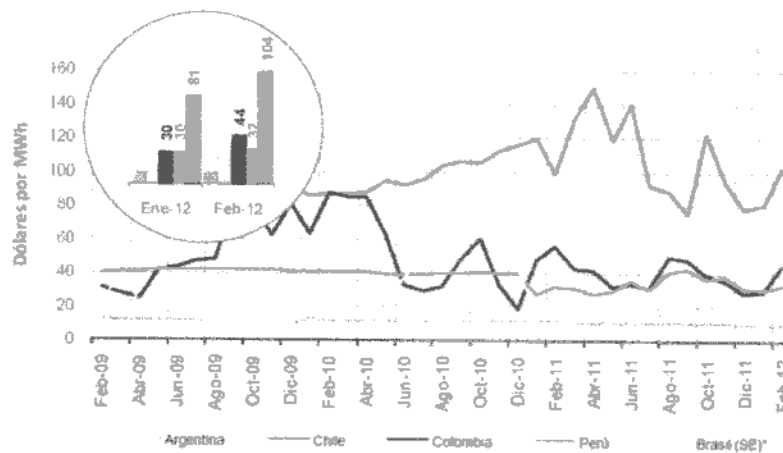


Figura 2.1.2.5. Precio monómico estacional medio de compra por parte de las distribuidoras en la región.
Fuente: Montamat, 2012.

En la Figura 2.1.2.5 se observa la diferencia entre los precios monómicos medios de compra de la energía por parte de las distribuidoras en la región, siendo en Argentina el más bajo. Lo mismo sucede con las tarifas residenciales.

Este modelo es insostenible, por lo que en algún momento las tarifas deberán ser reajustadas, pudiendo entonces redestinar estos fondos a inversiones necesarias tales como la diversificación de fuentes de generación, de manera de aumentar la capacidad de reserva, disminuir el consumo de combustibles fósiles con los consiguientes beneficios económicos y ambientales que implica, conseguir independencia geopolítica y en consecuencia permitir la planificación a largo plazo.

La misma situación tiene lugar con el precio del gas natural y el GLP envasado, siendo la tarifa en Argentina excepcionalmente menor respecto de países limítrofes como Brasil y Chile.

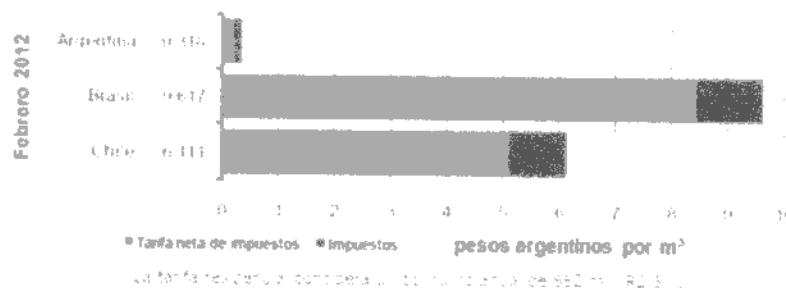


Figura 2.1.2.6. Tarifa industrial y residencial de gas natural en la región.
Fuente: Montamat, 2012.

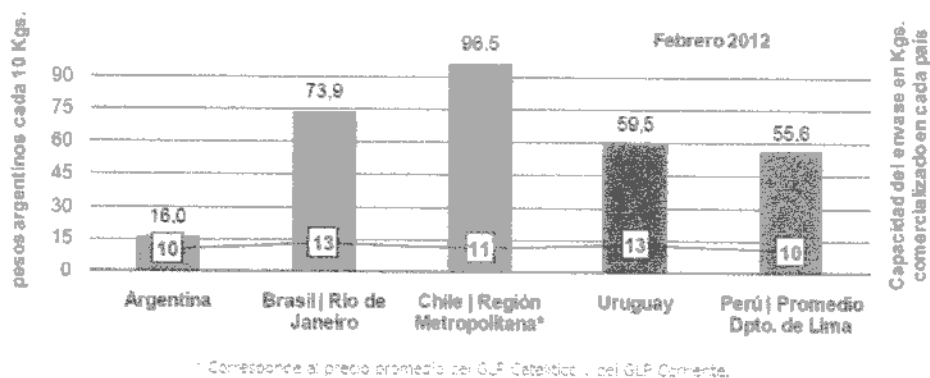


Figura 2.1.2.7. Precio al consumidor sin impuesto del GLP en Argentina y la región.
Fuente: Montamat, 2012.

2.2. BIOMASA

2.2.1. Introducción

La biomasa es la cantidad de materia viva producida en un área determinada de la superficie terrestre. Sin embargo, en un contexto energético, se suele hablar de biomasa para referirse a aquellos recursos biológicos de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación de los cuales se puede obtener un combustible energético, ya sea de forma directa o indirecta. ^[5]

Existen diferentes tipos de biomasa que, en función de la materia biológica de la que proceden, se pueden clasificar en: ^{[5] [6]}

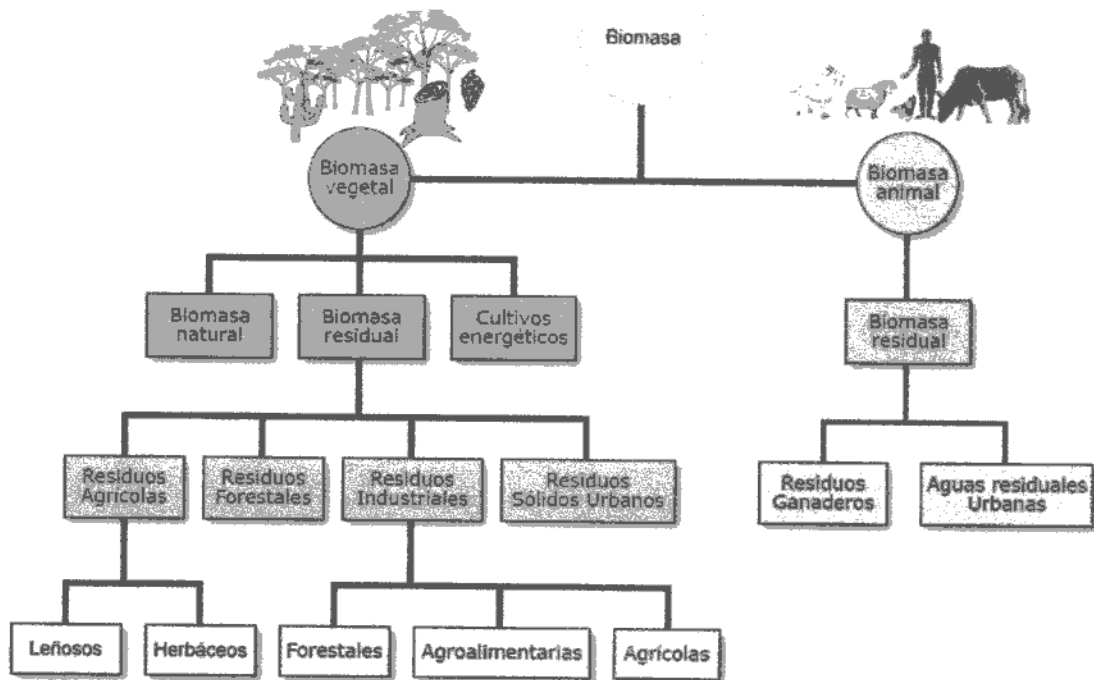


Figura 2.2.1.1. Tipificación del recurso de la biomasa.
Fuente: Elaboración propia en base a ULPGC, 2005.

✓ *Biomasa natural*, es la que se produce espontáneamente en los ecosistemas naturales sin ningún tipo de intervención humana. Es una de las principales fuentes energéticas de los países subdesarrollados. No se debe explotar por encima de la tasa de renovación del ecosistema, ya que si así fuese, el ecosistema se vería afectado de una manera irreversible. Está incluida dentro de la biomasa vegetal.

✓ *Biomasa residual*, es la que está formada por residuos de carácter orgánico y dispone de un gran potencial para la generación de energía. Se puede producir de manera espontánea en la naturaleza o como consecuencia de la actividad humana. En la mayoría de los casos, su eliminación supone un problema.

○ *Biomasa residual agrícola*, es la que comprende todas las partes de los cultivos alimentarios o industriales que no son consumibles o comercializables. Se caracterizan por su marcada estacionalidad y pueden ser clasificados en dos grupos: los residuos de cultivos herbáceos y los residuos de cultivos leñosos. Está incluida dentro de la biomasa vegetal.

○ *Biomasa residual forestal*, es la que puede clasificarse en dos grupos: los residuos procedentes del proceso de mantenimiento de montes y bosques y los residuos que se generan en la limpieza de los troncos de los árboles, que se talan para ser usados como materia prima en las industrias forestales. Está incluida dentro de la biomasa vegetal.

○ *Biomasa residual industrial*, es la que está formada por residuos orgánicos derivados de la producción industrial que, por generarse en volúmenes considerables, son capaces de ser aprovechados como biomasa. Se destacan los residuos provenientes de las industrias agrícolas, agroalimentarias y forestales. Un alto porcentaje de los residuos generados por estas industrias suele tener aplicación en otras industrias, mientras que los residuos que se generan en las pequeñas industrias y que no tienen utilidad, normalmente se incorporan dentro de los residuos sólidos urbanos. Todos ellos están incluidos dentro de la biomasa vegetal.

○ *Residuos sólidos urbanos*, son los que están compuestos por aquellos materiales biodegradables sobrantes del ciclo de consumo humano domiciliario. Se producen diariamente y en grandes cantidades en los núcleos urbanos. Están incluidos dentro de la biomasa vegetal.

○ *Biomasa residual ganadera*, es la que está formada por ciertos subproductos provenientes de animales vivos, como el estiércol, o muertos, como huesos o pellejos. Son biodegradables y posibles de ser tratados para la generación de biogás. Están incluidos dentro de la biomasa animal.

○ *Aguas residuales urbanas*, son las que están compuestas por los efluentes líquidos procedentes de la actividad humana. Su tratamiento constituye una necesidad medio ambiental para evitar la contaminación de los cauces receptores de dichos líquidos. Son posibles de ser tratados para la generación de biogás. Están incluidos dentro de la biomasa animal.

✓ *Cultivos energéticos*, son los que se desarrollan con el fin de obtener biomasa transformable en biocombustibles. En general, se trata de especies de crecimiento rápido, de alta producción y con pocas necesidades de cultivo. Están incluidos dentro de la biomasa vegetal.

2.2.2. Caracterización física y química

La biomasa tiene características físicas y químicas específicas que determinan su funcionamiento como combustible en los distintos procesos de conversión energética. Las características más importantes de la biomasa son las siguientes: ^{[5] [7] [9]}

✓ *Composición elemental*, que determina el tipo de combustible o subproducto energético que se puede generar. El poder calorífico de la biomasa aumenta con el contenido de carbono e hidrógeno y disminuye con el contenido de oxígeno.

✓ *Contenido de humedad relativa*, que es la relación de la masa de agua contenida en un kilogramo de materia seca. El poder calorífico de la biomasa disminuye al haber un determinado volumen ocupado por el agua que no tiene capacidad de producir calor, y disminuye también debido a que parte del calor es absorbido en la evaporación del agua. Para la mayoría de los procesos de conversión energética es imprescindible que la biomasa tenga un contenido de humedad relativa inferior al 30 [%].

✓ *Contenido de cenizas*, que indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material. En los procesos que incluyen la combustión de la biomasa, es importante conocer la generación y composición de la misma ya que en algunos casos puede ser utilizada.

✓ *Densidad aparente*, que se define como el peso por unidad de volumen del material en el estado físico que presenta, bajo condiciones dadas. La misma influye en la duración del proceso de conversión energética.

✓ *Poder calorífico*, que es la cantidad de energía que la unidad de masa de materia puede desprender al producirse una reacción química de oxidación. Expresa la energía máxima que puede liberar la unión química entre el combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas de combustible menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas en las materias formadas en la combustión. La mayoría de los combustibles usuales son compuestos de carbono e hidrógeno, que al arder se combinan con el oxígeno formando dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O) respectivamente. La unidad utilizada generalmente es la [kcal/kg].

La magnitud del poder calorífico puede variar según como se mida. Se utiliza la expresión poder calorífico superior para referirse al calor verdaderamente producido en la reacción de combustión y se utiliza la expresión poder calorífico inferior para referirse al calor realmente aprovechable, es decir, sin aprovechar la energía de la condensación del agua y otros procesos de pequeña importancia.

○ El *poder calorífico superior* es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de volumen de combustible cuando el vapor de agua originado en la combustión está condensado y se contabiliza, por consiguiente, el calor desprendido en este cambio de fase.

○ El *poder calorífico inferior* es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de volumen de combustible sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua generado en la combustión, ya que no se produce cambio de fase, y se expulsa como vapor.

El poder calorífico superior en base seca (P.C.S.(B.S.)) se puede determinar a partir de un método analítico o un método práctico.

Utilizando un método analítico, el P.C.S.(B.S.) se obtiene a partir de la composición elemental del combustible, utilizando la siguiente expresión:

$$P.C.S.(B.S.) = 8.100 \times C + 34.000 \times \left(H - \frac{O}{8} \right) + 2.500 \times S \quad \left[\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right] \quad (2.2.2.1)$$

Donde:

C (Carbono), H (Hidrógeno), O (Oxígeno) y S (Azufre) representan la proporción de peso en tanto por uno del contenido en base seca.

Utilizando un método práctico, el poder calorífico superior en base seca de una muestra de combustible se mide en una bomba calorimétrica. La muestra de combustible y un exceso de oxígeno se inflama en la bomba y tras la combustión, se mide la cantidad de calor. La bomba se enfría con este fin a temperatura ambiente. Durante dicho enfriamiento, el vapor de agua se condensa y este calor de condensación del agua está incluido en el calor resultante.

De acuerdo con la norma ASTM D – 2015 (American Society for Testing Materials), la muestra debe ser de aproximadamente 1 gramo y sufrir una reacción de combustión en atmósfera de oxígeno a 3.000 [kPa] y a volumen constante.

El poder calorífico superior en base húmeda (P.C.S.(B.H.)), el poder calorífico inferior en base seca (P.C.I.(B.S.)) y el poder calorífico inferior en base húmeda (P.C.I.(B.H.)) se obtienen analíticamente a partir de las siguientes ecuaciones:

$$P.C.S.(B.H.) = P.C.S.(B.S.) \times (1 - 0,01 \times H) \quad \left[\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right] \quad (2.2.2.2)$$

Donde:

H es el porcentaje de humedad en base húmeda.

$$P.C.I.(B.S.) = P.C.S.(B.S.) - 1.322 \times \frac{1.000}{4.185,5} \left[\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right] \quad (2.2.2.3)$$

$$P.C.I.(B.H.) = P.C.S.(B.S.) \times (1 - 0,01 \times H) - 11,27 \times \frac{1.000}{4.185,5} \times H - 1.322 \times \frac{1.000}{4.185,5} \left[\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right] \quad (2.2.2.4)$$

2.2.3. Procesos de transformación de la biomasa

La heterogeneidad en la naturaleza y formas de la biomasa primaria requiere de una adecuación y estandarización del formato y de las características físicas de la biomasa según el proceso químico de extracción de energía a emplear posteriormente.

Los procesos físicos de preparación de la biomasa se basan en la compactación por medio del astillado o la molienda con el objetivo de homogeneizar las propiedades físicas del material, incrementar la densidad calorífica y estandarizar el formato de la biomasa.

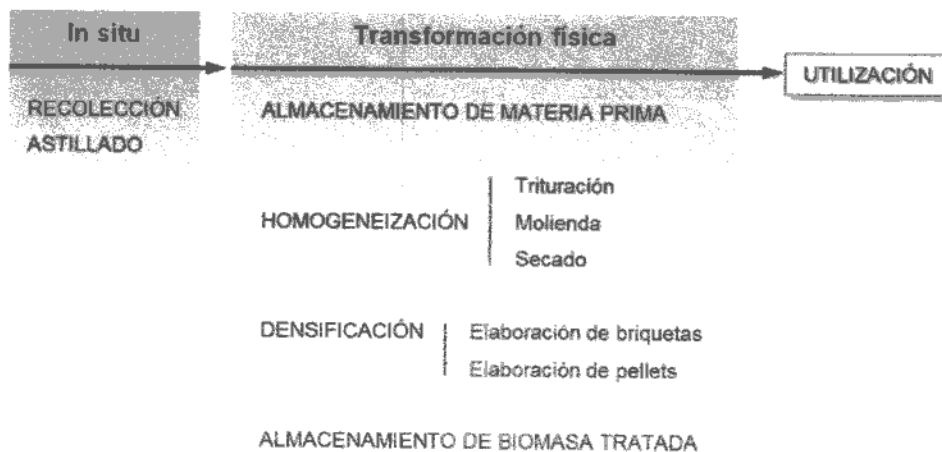


Figura 2.2.3.1. Transformación física de la biomasa.
 Fuente: Elaboración propia en base a ULPGC, 2005.

A continuación se describen los diferentes tipos de procesos:

✓ **Astillado.** Se basa en la trituración de la materia, generalmente *in situ*, para la obtención de fragmentos de forma plana o cilíndrica de entre 2 y 10 [cm] de longitud y grosor menor a los 2 [cm]. La densidad aparente es baja, de 250 a 350 [kg/m³].^[9]

✓ **Pelletizado.** Se basa en la compresión de materia vegetal como astillas y aserrines mediante la acción de unos rodillos contra una matriz de agujeros no mayores a los 2,5 [cm] de diámetro. Se procede luego al tamizado para homogeneizar el tamaño del producto final. El pellet consiste en un pequeño cilindro de 2 a 7 [cm] de longitud y 1,5 [cm] de diámetro, con una humedad inferior al 12 [%], por lo que permite su manipulación con medios automáticos. La densidad relativa es elevada, de 1.000 a 1.300 [kg/m³]. Además, su poder calorífico es superior al de la leña, astillas y briquetas, rondando los 22 [MJ/kg].

✓ **Briquetado.** Consiste en la compresión de la materia vegetal a más de 200 [MPa] hasta producir un aumento de la temperatura del material de entre 100 y 150 [°C], donde la

lignina se plastifica permitiendo la formación de unidades compactas. También son de densidad elevada y su forma es normalmente cilíndrica con diámetros de 3 a 20 [cm] y longitudes de 15 a 50 [cm]. Otras formas usuales son el prisma cuadrado, el prisma hexagonal vacío y el ladrillo. Su humedad va del 8 al 10 [%].

✓ *Empacado.* Se utiliza en la cosecha de algunos cultivos herbáceos, en su mayoría cereales, con el objetivo de obtener paquetes comprimidos de materia. Sus usos finales consisten en la alimentación ganadera o la producción de energía. Suelen ser agrupadas en el campo para facilitar su secado y recolección.

La Figura 2.2.3.2 muestra una clasificación típica de los procesos de extracción de energía de la biomasa.

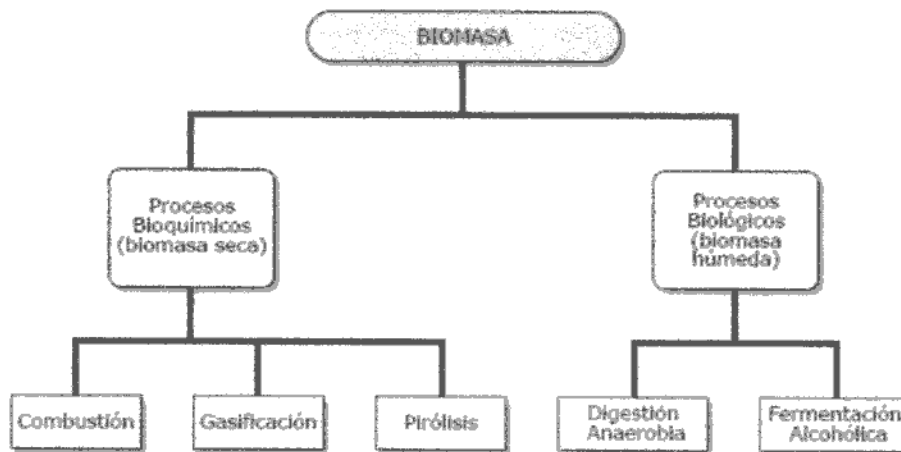


Figura 2.2.3.2. Clasificación de los procesos de extracción de energía de la biomasa.
Fuente: Elaboración propia en base a UPLGC, 2005.

✓ *Combustión.* En el proceso de combustión la materia orgánica reacciona químicamente con el oxígeno en una reacción exotérmica, obteniéndose dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y, si los elementos azufre y nitrógeno forman parte de los reactivos, óxidos de azufre (SO_x) y nitrógeno (NO_x).^[6]

Los factores fundamentales que afectan al proceso son las características físicas, químicas y energéticas de la biomasa, el porcentaje de oxígeno y la temperatura a la que se realiza la misma, de entre 600 y 1.300 [°C].

Entre las características físicas de la biomasa sobresale, por su importancia, el grado de humedad de la misma. Se aconseja que el grado de humedad sea inferior a 15 [%], siendo denominada biomasa seca, ya que en la evaporación del agua contenida en la biomasa se consume parte de la energía liberada en la combustión. Si se utiliza biomasa seca pueden lograrse rendimientos del orden del 80 [%], frente a rendimientos del 60 [%] cuando se utiliza biomasa húmeda, con una humedad mayor al 50 [%]. Asimismo, la granulometría y la densidad son características que influyen en la duración del proceso de combustión y en los equipos utilizados en el tratamiento.

En cuanto a las características químicas, hay que señalar que el contenido en azufre de la biomasa vegetal es mínimo, por lo que prácticamente no se producen emisiones a la atmósfera de óxidos de azufre.

El porcentaje de oxígeno influye en la reacción, ya que si éste escasea la reacción no se completa y se obtiene carbón y monóxido de carbono. Por tanto, se recomienda que la combustión se realice en un exceso de oxígeno.

Mediante la combustión directa de la biomasa se produce la transformación de la energía química almacenada en ella en energía calorífica. La misma puede ser llevada a cabo en hogares para calentamiento directo como chimeneas, hornos de leña o estufas de leña, o mediante el uso de sistemas de calefacción como calderas. Asimismo, puede ser usado en plantas industriales para calefacción y producción de vapor, posteriormente empleado como calor de proceso, energía mecánica o generación de electricidad.

✓ *Gasificación.* El proceso de gasificación consiste en la oxidación parcial de un combustible sólido para producir un combustible gaseoso, que contiene entre otros componentes monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrógeno (H₂), metano (CH₄) y vapor de agua. Los porcentajes obtenidos de cada uno de ellos son función de los materiales empleados, las condiciones relativas al proceso y el tipo de gasificado.^[6]

Se debe señalar que en este proceso la humedad de la biomasa debe ser baja para evitar que la evaporización del agua consuma parte de la energía y reduzca el rendimiento del proceso. La temperatura debe encontrarse entre los 700 y 1.500 [°C], mientras que la presión puede oscilar entre 1 y 30 atmósferas. Los rendimientos alcanzan un 85 [%] en la producción de combustibles de baja calidad.

Si se gasifica la biomasa con una humedad inferior al 15 [%] empleando aire se obtiene *gas pobre* con un poder calorífico inferior a 5,5 [MJ/m³]. Pero al contener nitrógeno y poseer un bajo poder calorífico no se almacena sino que se emplea directamente en turbinas a gas para generación eléctrica. En cambio, si se gasifica biomasa seca con oxígeno se obtiene *gas de síntesis* con un poder calorífico superior al del gas pobre pero inferior al del propano y butano. También puede ser convertido en metanol (CH₃OH).

✓ *Pirólisis.* El proceso de pirólisis consiste en el calentamiento de un material combustible bajo la ausencia total de oxígeno con el objetivo de obtener otro combustible, como carbón vegetal, combustible líquido y gas. Para residuos agrícolas y forestales la temperatura varía de los 260 a los 550 [°C], mientras que para residuos sólidos urbanos alcanzan los 1.000 [°C].^[6]

El carbón vegetal como combustible sólido presenta la ventaja frente a la biomasa que le dio origen, de tener un poder calórico mayor reduciendo los costos de transporte.

✓ *Digestión anaerobia.* La digestión anaerobia, como sucede con la pirólisis, se lleva a cabo en ausencia de aire pero la descomposición de la biomasa se debe a la acción de bacterias y no a altas temperaturas.^[6]

Los materiales que alimentan el proceso suelen ser residuos ganaderos como estiércol y restos de animales muertos, residuos de depuradoras de aguas residuales y residuos de industrias orgánicas como azucareras y papeleras. El producto resultante es el *biogás*, que contiene fundamentalmente dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), junto con fango, que pueden emplearse para alimentar animales o como fertilizante de terrenos.

El proceso consiste de tres etapas: *hidrólisis*, en la que bacterias descomponen la materia orgánica en azúcares; *acetogénica*, en la que estos azúcares se transforman en ácidos orgánicos; y *metanogénica*, en la que los mismos se convierten en metano (CH₄) y gases ácidos (SH₂ y CO₂). El tiempo de retención se encuentra entre los diez días y un mes.

El aparato más empleado es el *digestor continuo*, cuya actividad no cesa en ningún momento, y puede ser *de mezcla completa*, que cuenta con dispositivos de mezcla y calefacción; *de contacto*, que emplea sistemas de realimentación bacteriana; y *de filtro anaerobio*, que retiene las bacterias mediante filtros inertes.

✓ *Fermentación alcohólica.* Las plantas contienen hidratos de carbono simples, como azúcares, y complejos, como almidones y celulosas. Los primeros pueden transformarse en alcohol por la intervención de ciertos microorganismos, mientras que los otros, mediante hidrólisis enzimática o química.^[6]

Los biocombustibles obtenidos son fundamentalmente metanol (CH_3OH) y etanol ($\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{OH}$). Este último, además de su amplio uso en medicina y licorería, es un combustible líquido de características similares a los obtenidos por refinación del petróleo, pudiendo ser utilizado en motores nafteros o diesel, con ciertas modificaciones.

El proceso incluye las etapas de trituración y molienda para obtener una pasta homogénea, la de fermentación y la de destilación y rectificación para eliminar su contenido de agua.

En la Figura 2.2.3.3 se resumen los tipos de biomasa empleados en cada tipo de proceso anteriormente descrito así como la el tipo de aprovechamiento que se obtiene en cada uno de ellos.

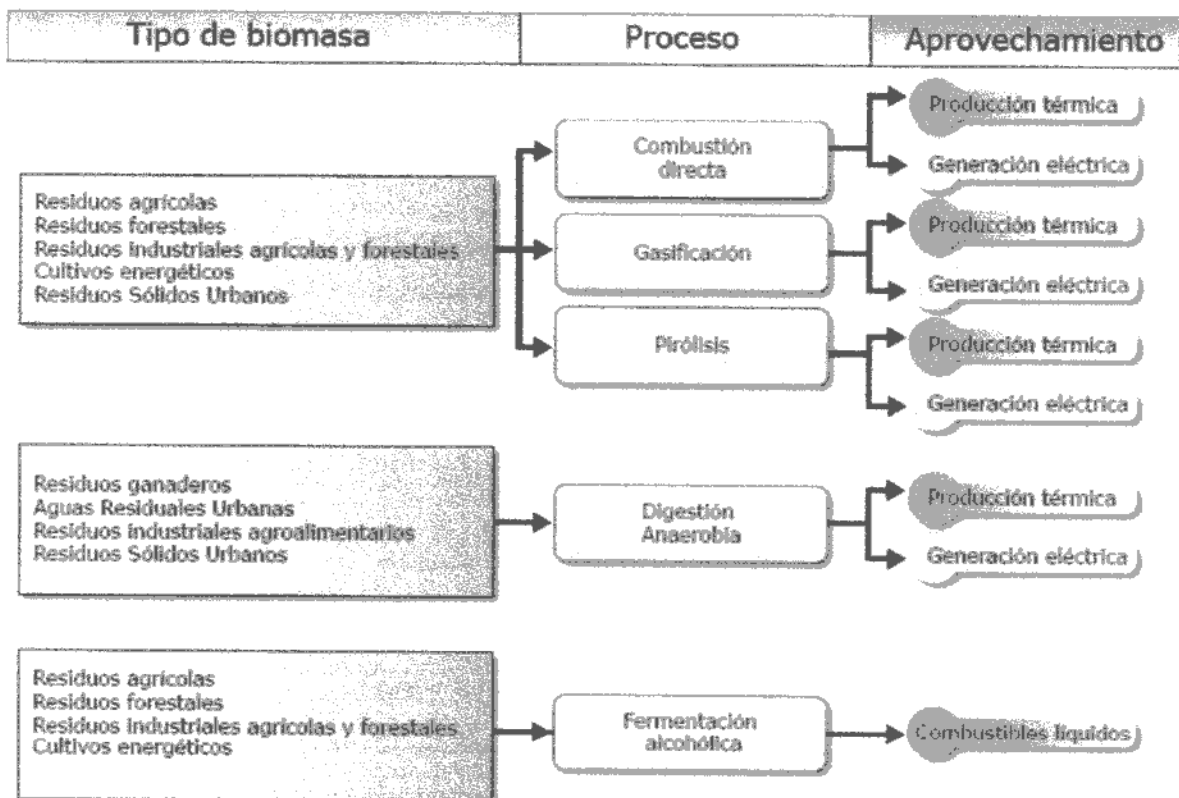


Figura 2.2.3.3. Aplicaciones de la biomasa.
 Fuente: Elaboración propia en base a ULPGC, 2005.

2.2.4. Evaluación de equipos

Existen una gran cantidad de equipos para la transformación química de la biomasa. Sin embargo, el mercado dispone de muy pocos equipos prefabricados que realicen esta transformación a pequeña escala.

Entre ellos, se destacan los equipos de combustión directa. Se distinguen por el tipo de combustible que utilizan para la combustión, pudiendo ser leña, briquetas o pellets. Prácticamente no existen equipos nacionales que utilicen briquetas o pellets, y los equipos importados tienen un costo mucho más elevado que los nacionales utilizados para la combustión de leña.

El Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) ha apoyado el diseño y la fabricación de equipos para combustión de leña marca Ñuke, realizados íntegramente en Argentina.

Los mismos poseen doble cámara de combustión interna o sistema de combustión doble, inyección múltiple de aire y material refractario, combinación que permite lograr un rendimiento de la leña del orden del 75 [%], porcentaje mayor a cualquier otro sistema de combustión. Al mismo tiempo, reducen al mínimo las emisiones contaminantes por propiciar la combustión completa.

2.2.5. Conceptos económicos aplicados

En el presente proyecto, para determinar la viabilidad de los modelos propuestos y compararlos unos con otros para obtener el óptimo, se recurrió a la metodología de selección de alternativas a través del análisis de valor presente y punto de equivalencia. Cabe aclarar que el análisis se desarrolló desde el punto de vista de un usuario final, no desde el de una empresa, por lo que no se hablará de análisis de rentabilidad.

De todos modos, en el caso de diferencias económicas poco significativas, el criterio empleado en la selección del modelo óptimo fue el de confiabilidad en el abastecimiento energético, priorizando el aprovechamiento de más de un recurso en la generación.

Los datos requeridos para este tipo de análisis incluyen la inversión inicial, los gastos operativos, el valor residual y la vida útil.

En la siguiente tabla se detalla la vida útil considerada para cada componente, período luego del cual se efectúa su reemplazo. Dado que la vida útil del proyecto en su conjunto no coincide con cantidades enteras de estos períodos individuales, cada componente conservará un valor residual.

Tabla 2.2.5.1. Vida útil de los componentes.
Fuente: Elaboración propia.

Vida útil de los componentes	
Estufa a leña	20 [años]
Estufa a gas	20 [años]
Proyectos biomásicos	20 [años]

Para posibilitar una selección apropiada, las alternativas deben ser reducidas a una base temporal común ⁽¹⁰⁾, siendo las principales:

- ✓ Valor presente: la comparación es realizada entre cantidades equivalentes computadas en el tiempo presente.
- ✓ Costo anual uniforme: la comparación es realizada al final del año entre cantidades anuales uniformes equivalentes. Base temporal: un año.
- ✓ Costo capitalizado: la comparación es realizada con la premisa de disponer de los fondos necesarios para reponer el equipo una vez cumplida su vida útil. Base temporal: infinita.

La tasa de interés empleada para los cálculos es del 10 [%] y es el estándar financiero que representa la tasa de interés del mercado.

A continuación se presentan los factores de interés utilizados. ^[11]

✓ Factor de valor presente con pago simple (F_{FP}):

$$P = F \times F_{FP} \text{ con } F_{FP} = (1 + i)^{-n} \quad (2.2.5.1)$$

✓ Factor de valor presente con serie de pagos iguales ($F_{AF} \times F_{FP}$):

$$P = A \times F_{AF} \times F_{FP} \text{ con } F_{AF} = \frac{(1 + i)^n - 1}{i} \quad (2.2.5.2)$$

Donde A es un pago simple dentro de una serie de pagos iguales realizados al final de cada período en consideración y F_{AF} el factor de monto compuesto con serie de pagos iguales.

✓ Factor de recuperación de capital con serie de pagos iguales ($F_{PA}^{i,n}$):

$$P = \frac{A}{F_{PA}^{i,n}} \text{ con } F_{PA}^{i,n} = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (2.2.5.3)$$

Resumiendo, para evitar la pérdida en el poder adquisitivo que acompaña la inflación, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Todos los costos fueron evaluados en términos de valor presente.
2. Los costos resultantes fueron calculados considerando el valor temporal del dinero o tasa de interés del mercado.

Para los casos en que los costos podían ser expresados en función de variables de decisión común, como cantidades energéticas en los análisis biomásicos, también se evaluaron analíticamente y gráficamente por aplicación del criterio de punto de equivalencia.

✓ Punto de equivalencia: es el valor de la variable de decisión común para el cual los costos de las alternativas en cuestión son iguales.

En los casos de generación eléctrica, debido a la gran cantidad de componentes evaluados, se realizó una preselección de los principales equipos de acuerdo a su rendimiento y producción energética, mientras que los secundarios se adaptaron a los primeros dado que debían ser compatibles técnicamente. No obstante, la combinación óptima para cada modelo se buscó por medio de la simulación de un gran número de combinaciones en el software HOMER Energy de NREL (National Renewable Energy Laboratories), puesto que el mismo permite la evaluación de todas las combinaciones posibles que verifiquen las condiciones especificadas por el usuario tanto de la demanda como de las variables meteorológicas, una tarea que requeriría demasiado tiempo por otros métodos. Luego presenta la combinación más económica en términos de valor presente total.

Todas las alternativas evaluadas fueron expresadas en términos de valor presente total, el cual incluye el valor presente de costos tales como la inversión inicial, costos de reemplazo, operación y mantenimiento, combustible y compra de energía a la red, menos el valor presente del valor residual de los equipos e ingresos por venta de energía a la red.

Se tomó como moneda de referencia al dólar estadounidense, y si bien la mayor parte de los costos analizados se encontraban originalmente en esta moneda, para el resto de los casos se emplearon las siguientes cotizaciones. Aunque todas las variables económicas se encuentran actualizadas a los precios correspondientes al mes de Mayo de 2011, los mismos se han mantenido estables e incluso han disminuido en la moneda de referencia.

Tabla 2.2.5.2. Cotizaciones consideradas en los cálculos.
Fuente: Elaboración propia en base a BNA, 2011.

Cotización de moneda extranjera	
US Dólar	4,11 [AR\$]
Euro	6,09 [AR\$]
UR Peso	0,19 [AR\$]
Gasolina	1,22 [USD/l]

2.2.6. Situación de la biomasa en el país

La base económica de muchas regiones en nuestro país está sustentada en gran medida por producciones primarias donde predominan los cultivos alimenticios e industriales y el aprovechamiento de bosques. Las principales actividades económicas relacionadas consisten esencialmente en los procesos de transformación de los mismos como la industria alimenticia y el procesado de madera en aserraderos, generando residuos o subproductos biomásicos no utilizados y que constituyen un problema de disposición con un significativo impacto ambiental y económico. Si bien en algunos casos son empleados como abono o material estructurante del suelo, muchas veces se procede a la quema indiscriminada que, contando con un adecuado circuito de recolección, acopio, transporte y distribución, podrían incorporarse a la matriz energética local o regional, en especial para el abastecimiento de poblaciones rurales dispersas para las que no existe suministro de energía eléctrica por red.

Tan sólo en el aprovechamiento forestal tradicional, el descarte por especies o ejemplares no aptos, residuos de manejo, ramas, despuntes, etc. representan normalmente entre el 40 y el 60 [%] del total. De igual forma, existen muchos bosques nativos que necesitan ser limpiados, para favorecer su restauración y reducir el riesgo de incendios. Si bien es una tarea costosa, si la biomasa removida es utilizada económicamente existe una mayor oportunidad de que estas tareas de mejora sean encaradas.

En lo que a gasificación se refiere, en la Argentina se desarrollaron dos equipos gasificadores mecánicos de 10 [kW] cada uno en el marco del Proyecto de Cooperación INTI-GTZ denominado "Transformación de la biomasa forestal en energía para uso industrial y doméstico" entre los años 1992 y 1994. Uno se instaló en el Departamento de Energía del INTI y el otro en el Aserradero El Timbó en Reconquista, Santa Fe.^[12]

Por otra parte, durante el transcurso de este año, se completará la instalación y comenzará a funcionar el Complejo Tecnológico Productivo de Biomasa Presidencia de la Plaza en la Provincia de Chaco, llevado a cabo por un equipo conjunto del INTI y la municipalidad local.^[13]

El principal componente es un equipo gasificador de 250 [kW] importado desde India, cuya licencia planea adquirir el INTI para su posterior transferencia a fábricas locales, lo que dejaría de lado el costo de la importación. El mismo, será abastecido con residuos típicos de aserraderos y carpinterías de la zona para generar "gas pobre" que a su vez alimentará a su vez un generador de energía eléctrica.

Al mismo tiempo, la electricidad que produzca el equipo suministrará la energía necesaria para el funcionamiento de una briquetadora, mientras que el resto será vendida en 380 [V] a la red de la empresa de energía provincial SECHEEP. La briquetadora hidráulica funciona a base de viruta y aserrín, capaz de producir alrededor de una tonelada diaria, que si bien para producirla resulta más costosa, no hace falta cortar árboles que necesitan unos treinta años para crecer. La idea es que los pellets y briquetas que se produzcan sean utilizados desde usuarios del segmento más necesitado hasta calderas de mataderos municipales.

A esto se suma que el INTI hará toda la ingeniería de dos plantas de gasificación de 1,5 y 6 [MW] que la Provincia de Misiones instalará luego de ganar una licitación de la Secretaría de Energía de la Nación a principios de año.

A modo de referencia, cabe destacar que los recursos forestales de la República Argentina están constituidos por aproximadamente 31,44 millones de hectáreas de bosques nativos y 1,12 millones de hectáreas de bosques de cultivo.^{[14] [15]}

2.3. ENERGÍA EÓLICA

2.3.1. Introducción

La energía eólica, como el resto de las energías renovables (a excepción de la mareomotriz y la geotérmica), proviene del sol. Éste irradia sobre la Tierra $1,74 \times 10^{17}$ [W] de potencia, de la cual un 1 a 2 [%] es convertida en energía eólica, a través del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre. El viento es entonces el desplazamiento de las masas de aire desde áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión del aire. ^[16]

En un ámbito global, el viento sube desde el ecuador por tener lugar allí el mayor calentamiento, lo que a su vez disminuye la densidad del aire. Luego se desplaza hacia el norte y hacia el sur, hasta los 30° de latitud debido a la fuerza de Coriolis, donde empieza a enfriarse y regresa al punto de partida para volver a comenzar su ciclo.

A medida que nos acercamos a la superficie terrestre, el viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra, por obstáculos y por el contorno u orografía del área. Además, la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar durante el día y la noche, genera brisas o vientos locales.

Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas e incluso otros aerogeneradores deben ser considerados principalmente en la dirección dominante del viento pues pueden disminuir su velocidad y a menudo crean turbulencias en torno a ellos, capaces de desgastes y roturas. Dependiendo de la porosidad de los mismos será cuán significativos sean los efectos.

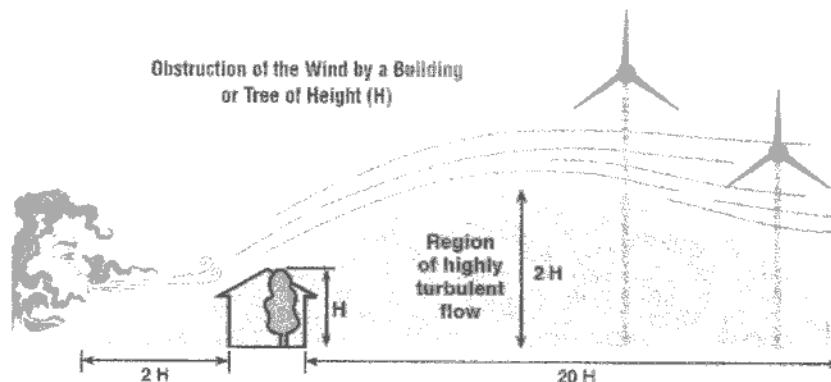


Figura 2.3.1.1. Alteración del flujo del viento ante un obstáculo.
Fuente: Bornay, 2012.

En cuanto a sus aplicaciones se pueden distinguir dos tipos: bombeo de agua o producción de electricidad, la cual a su vez puede ser una instalación aislada o conectada a la red eléctrica. Las primeras suelen cubrir aplicaciones de pequeña potencia como electrificación rural, mientras que las segundas permiten un mayor aprovechamiento energético y presentan expectativas de desarrollo.

Las principales ventajas de este recurso son que no se agota, no contamina y es gratuito, mientras que sus desventajas son que se encuentra disperso y es aleatorio. Estas desventajas, sin embargo, pueden eliminarse por medio de mediciones y estudios en potenciales lugares de emplazamiento.

2.3.2. Evaluación de equipos

Los aerogeneradores son máquinas capaces de transformar la energía cinética del aire en movimiento en energía mecánica rotacional a través de un rotor hélice, y ésta a su vez en energía eléctrica al hacer girar por medio de un sistema de transmisión mecánico el rotor de un generador. Pueden ser de eje vertical y de eje horizontal. Los primeros enfrentan el viento en cualquier dirección sin necesidad de rotar para orientarse a sus cambios, lo que los hace más eficientes al no dejar de generar en la maniobra. Por el mismo motivo, son más fáciles de mantener al estar compuesto por un menor número de piezas móviles y por encontrarse la mayoría de las mismas cerca del suelo. Sin embargo, desde un punto de vista global, su eficiencia no supera a la de los de eje horizontal, por la resistencia de las aspas que quedan opuestas al frente de viento durante parte de su régimen. En el presente análisis se consideraron aerogeneradores tanto de eje vertical como horizontal.

Por otra parte, el diseño de las aspas de los aerogeneradores de eje horizontal les confiere características de pandeo y rotación que permiten ajustarse a las condiciones del régimen de vientos para aumentar la generación, aunque al basarse en vientos laminares su rendimiento disminuye con vientos turbulentos cercanos al suelo o en terrenos de alta rugosidad.^[17]

Los fabricantes caracterizan a sus aerogeneradores a través de una curva de potencia, gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. A continuación se puede observar una curva de potencia típica, correspondiente a uno de los aerogeneradores evaluados.

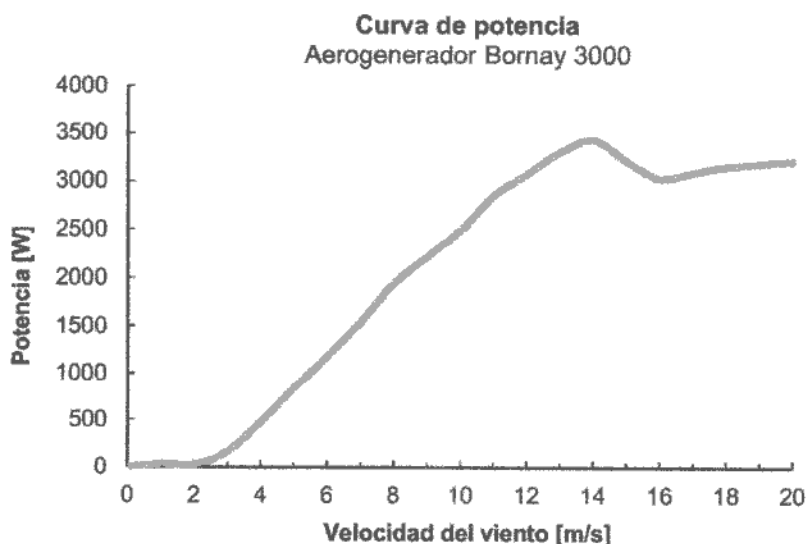


Figura 2.3.2.1. Curva de potencia para típica de un aerogenerador.
Fuente: Elaboración propia en base a Bornay, 2012.

Para la instalación de un aerogenerador, dependiendo del tipo de conexión a la red, se requiere también de una serie de equipos como regulador de carga, inversor y baterías que se desarrollará en el apartado 2.5.

2.3.3. Evaluación del recurso eólico

La variación del viento en un emplazamiento suele describirse estadísticamente utilizando una función de densidad de probabilidades denominada distribución de Weibull.

Se caracteriza por su forma no simétrica, dado que por lo general los fuertes vientos son poco frecuentes mientras que los moderados son bastante más comunes. Según las condiciones climáticas locales, el paisaje y su superficie será la forma de la curva, reproducible a través de un factor de forma k y un factor de escala c . Cuanto mayor es el factor de forma k menor será la variación en la velocidad de los vientos concentrándose en torno a la media, lo que nos indica que estaremos en presencia de un régimen de vientos más constante. Por otra parte, el factor de escala c nos indica cuán ventoso es el emplazamiento. Si el factor de forma es exactamente 2, la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. ^[16]

La función de distribución de Weibull está dada por la ecuación 2.3.3.1.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{para } v \geq 0 \quad (2.3.3.1)$$

Donde:

k es el factor de forma que indica la asimetría de la función.

c es el factor de escala cuyo valor es próximo a la velocidad media.

v es la velocidad de viento instantánea.

Para calcular estos parámetros, se puede emplear el método de los mínimos cuadrados. La transformación doble logarítmica permite transformar la función de distribución acumulativa en una ecuación lineal de regresión, donde el parámetro de forma k está dado por la pendiente y el factor de escala c , por una relación entre la pendiente y la ordenada al origen.

La función de distribución acumulativa de Weibull está dada por la ecuación 2.3.3.2.

$$F(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} f(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k} \quad (2.3.3.2)$$

Luego, por mínimos cuadrados se transforma en la ecuación lineal 3.2.3.1.3.

$$Y_i = a + bX_i \quad \text{con } X_i = \ln(v_i) \quad ; \quad Y_i = \ln[-\ln(1 - p_i)] \quad (2.3.3.3)$$

Siendo p_i la frecuencia acumulada para cada rango de velocidades v_i en que fue dividida la serie de datos, generalmente de 1 [m/s]. ^[16]

Los coeficientes a y b se obtienen de graficar los pares de datos (X_i, Y_i) y trazar una línea de tendencia. Finalmente, los parámetros de Weibull estarán dados por ^[19]:

$$\text{Factor de escala } c = e^{-\frac{b}{a}} \quad (2.3.3.4)$$

$$\text{Factor de forma } k = a$$

Una vez calculados los parámetros de la distribución de Weibull, se debe ponderar la probabilidad de cada velocidad de viento con su correspondiente potencia para calcular la distribución de energía eólica en el emplazamiento en cuestión.

Dado que la energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa, la cantidad de energía que el viento es capaz de transferir a un aerogenerador depende de la densidad del aire, así como del área del rotor y la velocidad del viento.

La densidad del aire aumenta con la temperatura y disminuye con la altura (al disminuir la presión) y la humedad, y está dada por la siguiente ecuación:

$$\rho_a = 1,225 \left(\frac{15}{T_a}\right) \left(\frac{P_a}{1.013,3}\right) \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right] \quad (2.3.3.5)$$

Donde:

P_a es la presión del aire en [hPa]

T_a es la temperatura del aire en [°C]

El término área del rotor se refiere al área barrida en el plano por las palas del aerogenerador, por lo que varía con el cuadrado de la longitud de dichas palas.

La energía que posee el viento varía con el cubo de su velocidad media, lo que significa que si se duplica la velocidad del viento, la energía que contenga será ocho veces mayor.

La potencia teórica del viento en un emplazamiento resulta ser entonces:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2N} \rho \sum_{n=1}^N V_i^3 \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.3.3.6)$$

Donde:

P/A es la potencia del viento en [W/m^2]

ρ es la densidad del aire en [kg/m^3]

V_i es la velocidad instantánea del viento en [m/s]

N es el número de mediciones registradas.

Y la energía anual disponible en el lugar de estudio resulta ser entonces:

$$E_{anual} = \frac{365,25 P}{1.000 A} \quad \left[\frac{kWh}{m^2} \right] \quad (2.3.3.7)$$

Se puede observar que aunque los vientos fuertes son poco frecuentes intervienen con una gran cantidad de energía: a 1 [m/s] el viento tiene una potencia de 0,61 [W/m^2]; mientras que a 17 [m/s] su potencia es de 3.009 [W/m^2], para una densidad del aire de 1,225 [kg/m^3] correspondiente al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15 [°C].

Sin embargo, del total de la energía cinética que contiene el viento la ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de 16/27 (59%) en energía mecánica usando un aerogenerador. Considerando la velocidad del viento promedio, entre la velocidad sin perturbar antes del aerogenerador v_1 y la velocidad luego de su paso por el plano del rotor v_2 , como $(v_1+v_2)/2$, la masa por segundo m de la corriente de aire será:

$$m = \rho A \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad \left[\frac{kg}{s} \right] \quad (2.3.3.8)$$

Donde:

ρ es la densidad del aire.

A es el área barrida por el rotor.

De acuerdo con la segunda Ley de Newton, la potencia P extraída del viento será:

$$P = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2) \quad [W] \quad (2.3.3.9)$$

Sustituyendo la ecuación 2.3.3.8 en la 2.3.3.9 obtenemos:

$$P = \left(\frac{\rho}{4} \right) (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) A \quad [W] \quad (2.3.3.10)$$

La potencia total de la corriente de viento sin perturbar P_0 antes del aerogenerador es:

$$P_0 = \left(\frac{\rho}{2}\right) v_1^3 A \quad [W] \quad (2.3.3.11)$$

Por lo tanto, la relación entre la potencia extraída y la total será:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 \right] \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (2.3.3.12)$$

Graficando, se puede ver que la función alcanza su máximo para $v_2/v_1=1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0,59 veces ó 16/27 de la potencia total del viento.

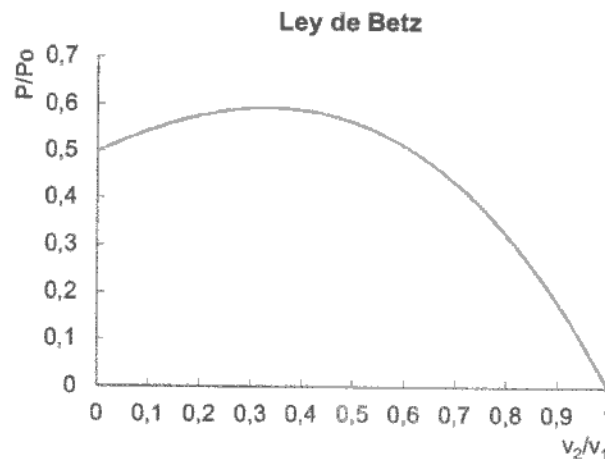


Figura 2.3.3.1. Curva de la Ley de Betz.

Fuente: Elaboración propia.

La Ley de Betz nos indica entonces cuál es la máxima energía teórica capaz de ser aprovechada por un aerogenerador del total disponible en un determinado lugar, pero además debe considerarse el rendimiento individual de cada uno. En la práctica, el rendimiento suele ser menor al 46 [%], dado que existen factores constructivos que no fueron considerados por Betz, como la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por la estela generada en la rotación, la compresibilidad del fluido y la interferencia entre palas. Es por ello que la potencia que se emplea en la práctica para el cálculo de la distribución de energía eólica es la potencia dada por la curva de potencia característica de cada aerogenerador, vista anteriormente.

A medida que nos acercamos al suelo, el perfil de viento se ve afectado por la fricción con la superficie terrestre, fenómeno que se conoce como cizallamiento del viento y será más significativo cuanto mayor sea la rugosidad del terreno. Por ejemplo, el cizallamiento será mayor en una zona urbanizada que sobre un espejo de agua.

Dado que en la mayoría de los casos sólo se dispone de mediciones de la velocidad del viento a una determinada altura, para modelar la variación de la misma a diferentes alturas según la rugosidad del terreno, se emplea la ley exponencial de Hellmann a través de la siguiente ecuación. ^{[20][21]}

$$v_z = v_0 \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \quad \left[\frac{m}{s}\right] \quad (2.3.3.13)$$

Donde:

v_z es la velocidad media del viento a la altura z en [m/s]

v_0 es la velocidad media del viento a la altura z_0 de referencia en [m/s]

α es el exponente adimensional de Hellmann.

Tabla 2.3.3.1. Exponente de Hellmann para distintos tipos de terreno.
 Fuente: Kaltschmitt, 2007.

Coeficiente α según el tipo de terreno	
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 - 0,12
Lugares llanos de mar y costa	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 - 0,16
Zonas rústicas	0,20
Terrenos accidentados o bosques	0,20 - 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25 - 0,40

A continuación se presenta una serie de ejemplos del comportamiento de la velocidad del viento frente a diferentes tipos de terrenos. [20]

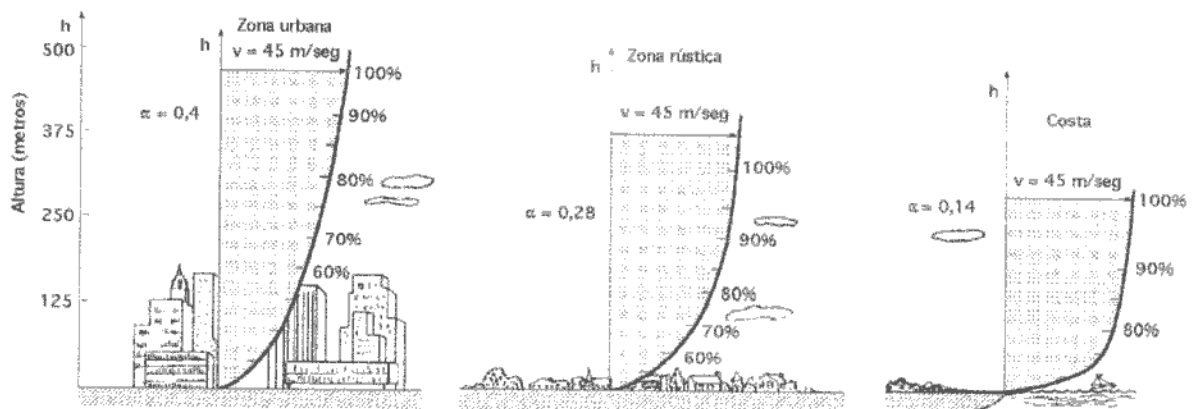


Figura 2.3.3.2. Perfil del flujo de viento en distintos tipos de terreno según Hellmann.
 Fuente: Fernández Díez, 2003.

2.3.4. Situación eólica en el país

Se estima que la Argentina cuenta aún hoy con la mayor concentración de molinos multipala del mundo, con más de 400.000 ejemplares destinados al bombeo de agua principalmente en la llanura pampeana. Si bien la generación eólica data de comienzos del siglo pasado, su bajo rendimiento y elevado costo respecto de los combustibles fósiles resultaron barreras insalvables para su difusión. [21]

El primer parque eólico comercial argentino en Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut, en 1994 con una potencia de 500 [kW]. Hasta fines del 2011, la capacidad eólica total instalada en la Argentina era de 54,9 [MW] [24], recién a principios de este año quedó finalizada la última fase del Parque Eólico Rawson en Chubut con una potencia de 80 [MW].

El Plan Estratégico Nacional Eólico contempla la instalación de un total de 300 [MW] para el año 2012 (Chubut, Santa Cruz, Buenos Aires, La Rioja, Neuquén, Río Negro). Adicionalmente existen proyectos privados para sumar 400 [MW] más para fin de año.

Además, este año comenzaron las mediciones en la Plataforma de Ensayo de Pequeños Aerogeneradores. En ella se estudian 32 modelos de aerogeneradores de 16 proveedores nacionales, para mejorar su desarrollo. La mayoría de ellos fueron considerados para el presente proyecto pero varios fueron descartados por la poca cantidad de información disponible por parte de sus fabricantes.

2.4. ENERGÍA SOLAR

2.4.1. Introducción

El Sol, como consecuencia de su elevada temperatura, emite energía en forma de ondas electromagnéticas que llegan a la Tierra y se propagan en todas las direcciones, conocida con el nombre de *radiación solar*. La transmisión de energía por el proceso de radiación se produce desde un cuerpo más caliente a uno más frío, y según la teoría ondulatoria, las ondas electromagnéticas se transmiten a la velocidad de la luz, 300.000 [km/s], y contiene dos campos de fuerzas ortogonales entre sí: eléctrico y magnético. Las características de este flujo energético pueden describirse por dos elementos: la *longitud de onda* y la *frecuencia*, denominándose *espectro* al conjunto de longitudes de onda. ^[25]

Sin embargo, no toda la radiación solar que incide sobre la atmósfera llega hasta la superficie terrestre. Los rayos solares al entrar en contacto y atravesar el obstáculo que supone la atmósfera sufren una serie de fenómenos físicos entre los que destacamos: reflexión, difusión y absorción.

Una parte de la radiación se refleja en la parte superior de las nubes. Otra se difunde en todas las direcciones cuando los rayos solares chocan con las moléculas gaseosas y partículas de polvo, de forma que una parte vuelve al espacio. Finalmente, una parte de la radiación es absorbida por las moléculas presentes en la atmósfera, principalmente por el vapor de agua y el dióxido de carbono. ^[25]

Estas modificaciones son dependientes de la espesura de la capa atmosférica, determinada por un parámetro llamado *masa de aire* (AM) y por tanto del ángulo cenital del sol, de la distancia entre la Tierra y el Sol, y de las condiciones atmosféricas y meteorológicas. ^[26]

En base a su comportamiento, la radiación solar incidente puede ser dividida entonces en tres componentes: directa, difusa y reflejada. ^{[25][26][27]}

La radiación solar directa es aquella que alcanza la superficie terrestre sin sufrir modificación alguna en su paso por la atmósfera. La radiación solar difusa es aquella que alcanza la superficie terrestre luego de ser desviada por difusión atmosférica. Y la radiación solar reflejada es aquella radiación solar directa o difusa que luego de ser reflejada por las distintas superficies puede ser reabsorbida. Al cociente entre la radiación solar reflejada y la radiación solar incidente en la superficie terrestre se le llama albedo, mientras que la suma de los tres componentes de la radiación solar constituye la llamada radiación solar global o total. ^[28]

En un día despejado, la radiación solar directa es mucho mayor que la radiación solar difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación solar directa y la totalidad de la radiación solar incidente corresponde a radiación solar difusa.

La máxima densidad de flujo energético que se podría interceptar en el límite de la atmósfera para su aprovechamiento en el mantenimiento de los procesos vitales dependientes de la radiación solar así como otros aprovechamientos tecnológicos, se denomina *constante solar*. La misma, se define como la cantidad de energía recibida desde el Sol, por unidad de tiempo, sobre una superficie unidad situada perpendicularmente a los rayos del Sol, en el límite de la atmósfera y a la distancia media anual entre la Tierra y el Sol. Su valor se ha establecido en 4.921 [kJ/m²·h], 1.367 [W/m²] o 1,96 [cal/cm²·min], dato adoptado en 1980 por el World Radiation Center. ^[29]

Pero este valor no representa la densidad de flujo energético que en realidad se intercepta, ya que la radiación solar que incide en un determinado punto de la superficie terrestre, depende de factores tales como el movimiento de rotación de la Tierra alrededor de su eje, inclinación del eje y esfericidad terrestre; el movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol y la influencia de la atmósfera terrestre.

El movimiento de rotación de la Tierra alrededor de su eje y la esfericidad terrestre inciden en que siempre habrá una mitad del globo que se encuentre en oscuridad, por lo que no podrá captar energía solar durante ese periodo de tiempo. La rotación de la Tierra alrededor del eje inclinado entre los polos de $23,45^\circ$ respecto de la normal a la eclíptica que describe, hace que sólo exista un punto del globo en que los rayos incidan perpendicularmente a la superficie terrestre mientras que en el resto lo harán en forma oblicua. Debido a los procesos descritos, en un lugar concreto de la Tierra la cantidad de energía recibida depende de dos factores:

- o El ángulo con que incidan los rayos solares en ese punto.
- o El tiempo de exposición del lugar a la radiación solar.

2.4.2. Evaluación del recurso solar

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir a la potencia solar incidente sobre un plano determinado por unidad de superficie y se expresa en $[W/m^2]$. Por otra parte, la irradiación es la magnitud utilizada para describir a la energía solar incidente sobre un plano determinado por unidad de superficie y durante cierto periodo de tiempo. La misma se obtiene integrando la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día y se expresa en $[Wh/m^2]$.^{[25] [26]}

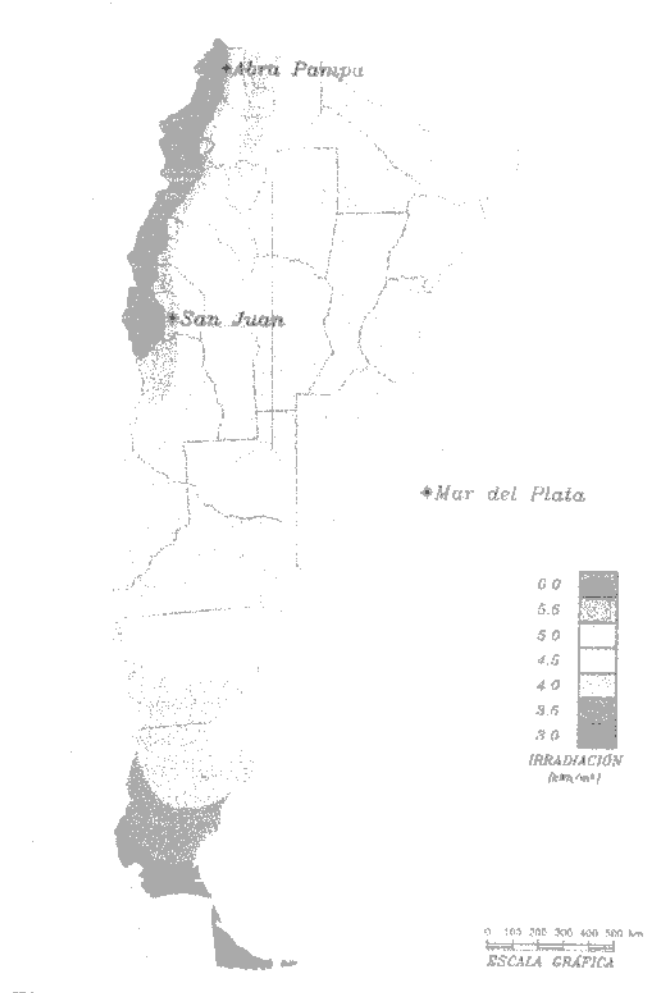


Figura 2.4.2.1. Promedio anual de irradiación solar diaria sobre una superficie horizontal en Argentina.
Fuente: Elaboración propia en base a Grossi, 1998.

La heliofanía efectiva representa la duración del brillo solar, generalmente en horas diarias o mensuales, en que un instrumento recibe la radiación solar directa. La ocurrencia de nubosidad determina que la radiación recibida sea difusa, interrumpiéndose el registro. La heliofanía relativa es el cociente de la heliofanía efectiva sobre la absoluta, que está determinada por el tiempo total desde el amanecer hasta el crepúsculo y que a su vez depende de la ubicación y la estación del año.

La radiación solar se mide en forma directa utilizando instrumentos que reciben el nombre de radiómetros y en forma indirecta mediante modelos matemáticos de estimación que correlacionan la radiación con el brillo solar. Los instrumentos más difundidos en la región para la medición de la heliofanía y de la radiación global son los heliógrafos y los radiómetros solares. Los heliógrafos tienen por objeto medir la duración del brillo solar, mientras que los radiómetros como los solarímetros y los pirheliómetros, pueden servir para medir la radiación solar incidente global, la directa, la difusa, la neta y el brillo solar.^[29]

Teniendo en cuenta el principio activo del receptor, los solarímetros pueden ser termoeléctricos, denominados piranómetros, o fotovoltaicos, denominados cuánticos.

Para determinar la posición de un objeto en la Tierra recurrimos a los siguientes parámetros:

✓ *Latitud*. Es el ángulo que forma la vertical de un punto de la superficie de la tierra y el plano del ecuador. Se considera positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur.

✓ *Longitud*. Es el arco del ecuador comprendido entre el meridiano de un lugar y un meridiano de referencia, el meridiano de Greenwich.

A partir de los mismos se determinarán las condiciones de radiación solar generales correspondientes a la zona de estudio.

El objetivo de cualquier instalación solar es el de captar la máxima radiación solar. En este sentido la inclinación y orientación del colector solar, así como las posibles sombras que se puedan proyectar sobre los paneles son factores clave que determinarán el correcto funcionamiento de las instalaciones.

Cada día la Tierra efectúa una rotación completa sobre sí misma dando lugar a los días, aunque habitualmente se dice que el Sol sale por el Este y se oculta por el Oeste como si fuera el Sol el que realiza el movimiento. A efectos prácticos se empleará esta nomenclatura. Para definir correctamente la posición del Sol en cada instante con respecto a un punto situado en la Tierra se utilizan dos coordenadas^[25]:

✓ *Azimut solar* γ . Es el ángulo de giro del Sol con respecto al Norte medido sobre el plano horizontal. Un valor de 0° del azimut se dará cuando el Sol esté exactamente sobre el Norte y coincidirá con el mediodía solar.

✓ *Altura solar* h . Es el ángulo que forman los rayos solares sobre la horizontal. Este valor varía a lo largo del día y del año. El Sol sale desde la horizontal para llegar a su máxima altura al mediodía solar y luego ir disminuyendo hasta que se pone por el Oeste. Además, cada día del año el Sol alcanza una altura diferente consiguiendo la altura máxima durante el solsticio de verano y la altura mínima durante el solsticio de invierno. En el hemisferio Sur estos días son el 21 de diciembre y el 21 de junio, respectivamente.

El azimut y la altura solar, así como las horas de sol diarias y la radiación solar, varían con el fin de conseguir maximizar la producción energética de una instalación solar. Para ello, se debe tener en cuenta que la radiación solar incidente sobre los captadores solares depende de la orientación y del ángulo de inclinación sobre el plano horizontal, pero al variar diariamente, la situación óptima se obtendría con una superficie cuya orientación e inclinación siguiera la posición del sol.

No obstante, en las instalaciones solares térmicas de baja temperatura los captadores solares planos se fijan en una determinada posición. Debido a ello es muy importante elegir una correcta orientación e inclinación de los captadores a fin de maximizar la energía útil proporcionada por los captadores. Tal orientación no tiene porqué ser aquella que maximiza la energía que llega a los captadores con independencia del consumo, porque éste y su distribución en el tiempo son determinantes en el diseño de la instalación solar. Para ello, se definen los siguientes ángulos [26]:

✓ *Inclinación* β . Es el ángulo entre el plano de la superficie de captación y la horizontal, pudiendo variar desde 0° , si es colocada en forma horizontal sobre el suelo o un techo, hasta 90° , si es colocada sobre una pared en forma vertical. Depende directamente de la latitud del lugar y de la estación del año.

✓ *Ángulo acimutal* α . Es el ángulo de orientación medido sobre el plano horizontal entre la proyección de la normal a la superficie de captación y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al Norte, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

Ambos, determinan el *ángulo de incidencia* θ formado entre los rayos del sol y la normal de la superficie de captación. A continuación se pueden observar

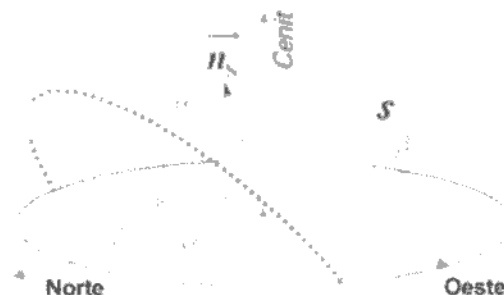


Figura 2.4.2.2. Ángulos formados entre la superficie de captación, el Sol y la ubicación en la Tierra.
Fuente: Elaboración propia.

La insolación es un parámetro muy importante en el diseño de sistemas solares. Los factores climáticos y el ángulo de posicionamiento del panel con respecto al sol afectan en demasía la insolación sobre la superficie de captación. Debido a que la insolación depende del ángulo del panel con respecto a la posición del sol, se usa la insolación horizontal para referirse al potencial solar del lugar. [28]

La insolación será máxima cuando el ángulo de incidencia sea nulo. Para conseguir esto sería necesario ajustar el ángulo azimutal para seguir el movimiento diario del sol de Este a Oeste y el ángulo de inclinación para seguir el movimiento anual de la trayectoria solar de Norte a Sur.

Frente a la opción de emplear un sistema de seguimiento, una solución estática puede resultar suficiente para determinadas aplicaciones. Naturalmente, en este caso la energía captada no es la máxima posible pero puede resultar aceptable si se da al colector una determinada orientación, la cual se puede variar con ajustes estacionales para conseguir algunas mejoras.

Conviene buscar el ángulo de inclinación de los captadores respecto al plano horizontal que hace *máxima la potencia media anual* recibida. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación. Normalmente se suele tomar un ángulo mayor, aproximadamente 15° , en beneficio de una mayor captación durante el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano,

cuando hay una mayor cantidad de luz. Si la instalación se va a usar preferentemente en verano conviene que la inclinación del colector sea menor que la latitud del lugar, aproximadamente en 15°.

En el hemisferio Sur, la orientación óptima de un colector es la que mira directamente hacia el Norte, pero si esto no es posible puede determinarse una variación aproximada de 15°.

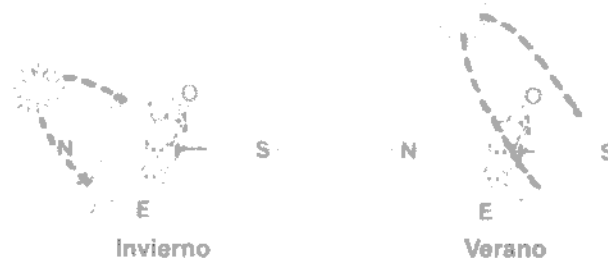


Figura 2.4.2.3. Movimiento relativo del Sol respecto de un lugar en el hemisferio Sur durante los meses de invierno y verano.
Fuente: Elaboración propia en base a IDAE, 2009.

Además, para obtener el máximo aprovechamiento de un sistema de energía solar se deberá tener en cuenta las posibles zonas de sombra que puedan tener lugar sobre los captadores a lo largo de todo el día.

Los factores que intervienen entonces en la corrección de la radiación incidente son los siguientes:

✓ *Factor de irradiación FI.* Es el porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación determinados respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas.

✓ *Factor de sombreado FS.* Es el porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras.

El primero se calcula como:

$$FI = 1 - [0,00012 \times (\beta_{REAL} - \beta_{ÓPTIMO})^2 + 0,000035 \times \alpha_{REAL}^2] \quad (2.4.2.1)$$

para $15^\circ < \beta_{REAL} < 90^\circ$

$$FI = 1 - [0,00012 \times (\beta_{REAL} - \beta_{ÓPTIMO})^2] \quad \text{para } \beta_{REAL} \leq 15^\circ \quad (2.4.2.2)$$

Donde:

β_{REAL} es el ángulo de inclinación real de la superficie de captación.

$\beta_{ÓPTIMO}$ es el ángulo de inclinación que daría la irradiación máxima posible.

α_{REAL} es el ángulo azimutal de orientación real de la superficie de captación.

Mientras que para el segundo, existen tablas que contienen distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación que permiten compararlas con las superficies de estudio y así obtener el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo. [30]

Finalmente, la irradiación sobre el generador fotovoltaico se calcula como:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \times K \times FI \times FS \quad \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \quad (2.4.2.3)$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ es la irradiación que recibe la superficie de captación.

$G_{dm}(0)$ es la irradiación óptima posible de ser obtenida.

K es un factor de corrección determinado por la latitud en la que se encuentra ubicada la superficie de captación, el ángulo de inclinación de la misma y el mes del año que determina la posición del Sol respecto de ella. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra superficie horizontal.

Además, la distancia mínima d , medida sobre la horizontal, entre filas de captadores de altura h , que puedan producir sombras sobre la instalación, deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la siguiente expresión:

$$d = \tan\left(\frac{h}{K}\right) \quad (2.4.2.4)$$

La altura h se aplica a la diferencia de alturas entre la parte superior de una fila y la inferior de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos, como se puede observar a continuación.

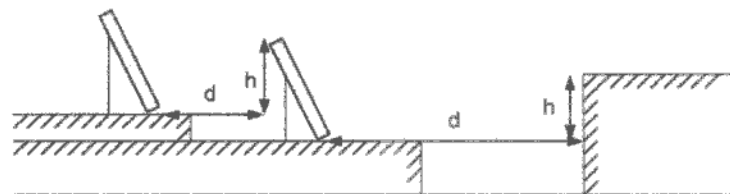


Figura 2.4.2.4. Medición de las distancias d y h .
Fuente: IDAE, 2009.

La captación directa de la radiación solar se puede aprovechar para producir calor (solar térmica) o para producir electricidad (solar fotovoltaica).

2.4.3. Evaluación de equipos fotovoltaicos

Las instalaciones solares fotovoltaicas son aquellas que aprovechan la energía proveniente del sol para generar energía eléctrica, y también puede ser clasificada en instalaciones aisladas de la red e instalaciones conectadas a la red. [31][52]

El módulo fotovoltaico es el componente principal de cualquier instalación solar fotovoltaica. Está formado por un conjunto de células fotovoltaicas interconectadas y encapsuladas en un único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Las células fotovoltaicas transforman la radiación solar incidente (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico. La unión de células fotovoltaicas conectadas en serie aumentan la tensión de salida del módulo fotovoltaico y la unión de células fotovoltaicas conectadas en paralelo aumentan la corriente de salida del módulo fotovoltaico. [31][33][54]

Al subconjunto de módulos interconectados en serie se los denomina rama fotovoltaica y a la asociación de ramas en paralelo se las denomina generador fotovoltaico.

El principio de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos se basa en el efecto fotoeléctrico. El mismo consiste en la excitación de un material semiconductor, el silicio, por

la incidencia de la radiación solar. Esto provoca el movimiento de los electrones del material por el interior del mismo, movimiento que es transformado en corriente eléctrica continua cuando se cierra el circuito. [32] [33] [35]

El fundamento de la corriente eléctrica continua está dado por la existencia de dos zonas de conductividades diferentes en el material que constituye las células, denominadas P y N. Estas zonas se logran añadiendo impurezas en el silicio (dopaje del silicio). Las impurezas de boro generan la zona de tipo P (positiva por tener un electrón de enlace menos que el silicio) y las impurezas de fósforo generan la zona de tipo N (negativa por tener un electrón de enlace más que el silicio).

Las dos zonas se encuentran separadas por un material semiconductor para formar una unión P-N. El proceso de formación de la unión P-N, provoca una difusión de electrones de las zonas con mayores concentraciones (zona de tipo N) hacia las zonas con menores concentraciones de electrones (zona de tipo P). Esta difusión de electrones a través de la unión P-N, produce una recombinación de los huecos de la zona P, generando un campo eléctrico en la juntura hasta alcanzar el equilibrio. A partir de ese momento no existirá flujo de cargas a través de la unión hasta ser excitada por una fuente externa.

La incidencia de la radiación solar (fotones) genera una fuerza electromotriz que se debe al movimiento de los electrones (cargas negativas) en exceso de la zona N hacia los huecos (cargas positivas) de la zona P. Cuando se conecta una carga eléctrica y se cierra el circuito, se produce la circulación de la corriente eléctrica continua.

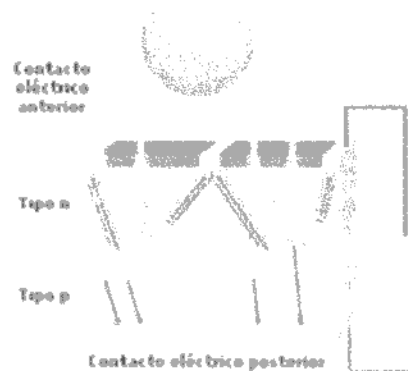


Figura 2.4.3.1. Efecto fotoeléctrico.
Fuente: Elaboración propia en base a SolaríaER, 2011.

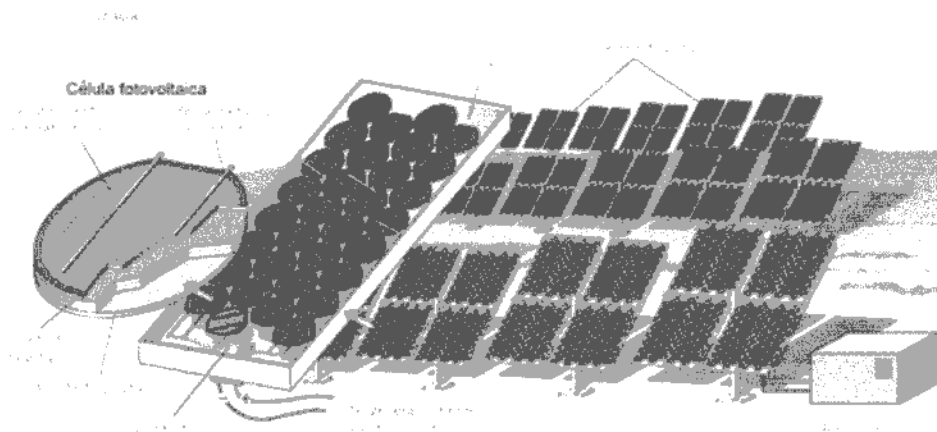


Figura 2.4.3.2. Composición de un módulo fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia en base a Prisa Digital, 2011.

La corriente eléctrica continua generada será proporcional a la radiación solar incidente ya que al aumentar la radiación solar incidente aumenta el número de fotones.

Las células fotovoltaicas se fabrican mediante la cristalización del silicio y en base a esto se pueden distinguir los siguientes tipos. [34][35]

✓ Silicio monocristalino: presenta una estructura cristalina completamente ordenada. El silicio que compone la célula está formado por un único cristal, cuya red cristalina es idéntica en todo el cristal y caracterizada por la solidificación de los átomos de silicio en tres direcciones espaciales perpendiculares entre sí y sin imperfecciones.

✓ Silicio policristalino: presenta una estructura cristalina ordenada por regiones. El proceso de cristalización del silicio no es ordenado y tiene menos fases de cristalización, obteniendo redes cristalinas diferentes en cada cristal y conformando la célula mediante la unión de diferentes cristales.

✓ Silicio amorfo: presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su estructura. No se obtiene red cristalina alguna y el material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí.

Las células de silicio monocristalino son las más utilizadas en instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red, ya que tienen el mejor rendimiento. Por el contrario, las células de silicio amorfo son las más utilizadas en instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, ya que, a pesar de tener el peor rendimiento, permiten una mayor integración arquitectónica y su proceso de fabricación es el menos costoso.

El comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos está definido por las curvas IV y PV. La curva IV representa la relación entre la intensidad y la tensión. La curva PV representa la relación entre la potencia y la tensión y está dada por el producto entre la intensidad y la tensión en cada punto de la curva IV. [34][35]

Con el objetivo de comparar el comportamiento eléctrico de los distintos módulos fotovoltaicos, las curvas IV y PV se obtienen cuando el módulo fotovoltaico se encuentra sometido a Condiciones Estándar de Medida (CEM).

Las CEM son condiciones de irradiancia y temperatura en la célula fotovoltaica, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos, ramas y generadores fotovoltaicos. Están definidas del siguiente modo:

- Irradiancia solar: 1.000 [W/m²]
- Incidencia normal
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 [°C]

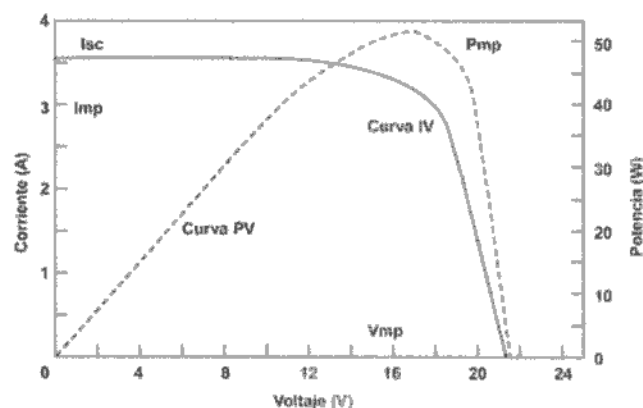


Figura 2.4.3.3. Curvas IV y PV de un módulo fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia en base a Quaschnig, 2005.

Los parámetros que caracterizan el comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- ✓ Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): se define como la intensidad máxima que se puede obtener en un módulo fotovoltaico. Se calcula midiendo la intensidad entre los bornes del módulo fotovoltaico cuando se provoca un cortocircuito.
- ✓ Tensión a circuito abierto (V_{oc}): se define como tensión máxima que se puede obtener en un módulo fotovoltaico. Se calcula midiendo la tensión entre los bornes del módulo fotovoltaico cuando la intensidad es nula.
- ✓ Tensión nominal (V_n): se define como tensión de diseño a la cual trabaja el módulo fotovoltaico.
- ✓ Potencia máxima o potencia pico (P_m o P_{mp}): se define como la potencia máxima que se puede obtener en un módulo fotovoltaico. Es el máximo valor obtenido en el producto entre la intensidad y la tensión en cada punto de la curva IV.
- ✓ Tensión máxima o tensión pico (V_m o V_{mp}): se define como el valor de tensión para el cual la potencia en un módulo fotovoltaico es máxima.
- ✓ Corriente máxima o corriente pico (I_m o I_{mp}): se define como el valor de intensidad para el cual la potencia en un módulo fotovoltaico es máxima.

2.4.4. Cálculo de la energía generada por equipos fotovoltaicos

Para calcular la energía generada por un módulo fotovoltaico es necesario introducir el concepto de hora solar pico.

La hora solar pico (HSP) es una unidad de medida de la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de $1.000 \text{ [W/m}^2\text{]}$. El área bajo la curva de la figura, en cuyo eje de ordenadas se encuentra la irradiancia solar y en cuyo eje de abscisas se encuentra el tiempo, representa la irradiación solar diaria. ^{[35] [36]}



Figura 2.4.4.1. Concepto de irradiancia solar.
Fuente: Elaboración propia.

Si el área bajo la curva es igual al área de un rectángulo cuya altura corresponde a una irradiancia solar constante de $1.000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, entonces la base de este rectángulo es el número de horas en que supuestamente el sol debería haber brillado con dicha intensidad para obtener la misma la irradiación solar diaria.

En consecuencia, la cantidad de HSP se obtienen dividiendo el valor de la irradiación solar diaria en $[\text{Wh/m}^2]$ entre $1.000 \text{ [W/m}^2\text{]}$. Se puede deducir fácilmente que si los valores

de irradiación solar diaria están expresados en $[\text{kWh/m}^2]$, coinciden numéricamente con los valores expresados en HSP.

La energía generada por un módulo fotovoltaico E_{mf} se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{mf} = I_{mp} \times \text{HSP} \times \eta_{mf} \left[\frac{\text{Ah}}{\text{día}} \right] \quad (2.4.4.1)$$

Donde:

I_{mp} es la corriente máxima o corriente pico del módulo fotovoltaico.

HSP es la cantidad de horas solares pico.

η_{mf} es el rendimiento del módulo fotovoltaico.

Generalmente, en las instalaciones solares fotovoltaicas, es necesario asociar una cantidad determinada de módulos fotovoltaicos en serie y/o en paralelo para obtener los valores de tensión y corriente adecuados. Los módulos fotovoltaicos se pueden asociar de la siguiente manera:

✓ Serie: se conecta un polo positivo de un módulo fotovoltaico con un polo negativo del siguiente módulo fotovoltaico. La tensión generada es igual al producto de la tensión de un módulo fotovoltaico por el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie.

✓ Paralelo: se conectan todos los polos positivos por un lado y todos los polos negativos por el otro. Con ello se consigue aumentar la corriente generada y mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual al producto de la corriente generada por un módulo fotovoltaico por el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Teniendo en cuenta lo mencionado recientemente, se pueden determinar las características de un generador fotovoltaico.

La tensión de un generador fotovoltaico V_{gf} se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{gf} = V_n \times N_s \quad [\text{V}] \quad (2.4.4.2)$$

Donde:

V_n es la tensión nominal del módulo fotovoltaico.

N_s es la cantidad de módulos fotovoltaico conectados en serie.

La corriente generada por un generador fotovoltaico I_{gf} se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{gf} = I_{mp} \times N_p \quad [\text{A}] \quad (2.4.4.3)$$

Donde:

I_{mp} es la corriente máxima o corriente pico del módulo fotovoltaico.

N_p es la cantidad de módulos fotovoltaico conectados en paralelo.

La cantidad de módulos fotovoltaicos de un generador fotovoltaico N_{gf} se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$N_{gf} = N_s \times N_p \quad (2.4.4.4)$$

Donde:

N_s es la cantidad de módulos fotovoltaico conectados en serie.

N_p es la cantidad de módulos fotovoltaico conectados en paralelo.

La energía generada por un generador fotovoltaico se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{gf} = I_{gf} \times HSP \times \eta_{mf} \left[\frac{Wh}{\text{día}} \right] \quad (2.4.4.5)$$

Donde:

I_{gf} es la corriente máxima o corriente pico del generador fotovoltaico.

HSP es la cantidad de horas solares pico.

η_{mf} es el rendimiento del módulo fotovoltaico.

2.4.5. Evaluación de equipos solares térmicos

Las instalaciones solares térmicas son aquellas instalaciones que aprovechan la energía proveniente del sol para calentar un fluido encargado de transmitir este calor al resto de la instalación. ^[25]

Dentro de las instalaciones solares térmicas se identifican los siguientes subsistemas:

- ✓ Subsistema de captación de calor, encargado de recibir la radiación solar incidente y transmitirla al fluido caloportador.
- ✓ Subsistema de acumulación e intercambio de calor, encargado de almacenar y transmitir el calor proporcionado por el subsistema de captación.
- ✓ Subsistema de energía convencional auxiliar, encargado de mantener el calor proporcionado por el subsistema de captación en aquellos períodos donde el calor proveniente de la radiación solar incidente no es suficiente.

Subsistema de captación de calor

El captador solar es el componente encargado de captar la radiación solar incidente, transformarla en energía térmica y transmitirla al fluido caloportador en forma de calor. Existen tres tipos de captadores solares: planos, sin cubierta y de vacío. ^[25]

✓ Captador solar plano: en el mismo se pueden distinguir los siguientes elementos ^[25]
^{[37] [38].}

- Absorbedor, que es el elemento que convierte la energía solar en energía térmica. El mismo capta la radiación solar incidente y la transmite al fluido caloportador en forma de calor.
- Cubierta transparente, que es el elemento que protege y aísla al absorbedor de las condiciones ambientales exteriores. Es la responsable del efecto invernadero y, en consecuencia, debe transmitir la radiación solar de longitud de onda corta y debe ser opaca frente a la radiación térmica de longitud de onda larga para evitar, de esta forma, las pérdidas de calor.
- Carcasa, que es el elemento que, junto con la cubierta transparente, contienen y protegen todos los elementos del captador solar.
- Aislante térmico, que es el elemento que reduce las pérdidas térmicas por conducción del captador solar. Se coloca en la parte posterior y lateral del mismo.
- Fluido caloportador, que es el elemento que transmite el calor captado por el absorbedor. El fluido caloportador puede estar en fase líquida o gaseosa.

El principio de funcionamiento de los captadores solares planos se basa en el efecto invernadero. La radiación solar incidente, de longitud de onda corta, atraviesa la cubierta transparente e incide sobre el absorbedor aumentando su temperatura. Al calentarse, el absorbedor emite radiación, de longitud onda larga, que queda retenida por la cubierta transparente, opaca a este tipo de radiación. En consecuencia, el calor acumulado se transfiere al fluido caloportador.

✓ Captador solar sin cubierta: su característica principal es que su único elemento es el absorbedor. Al no estar protegido y aislado, presenta un rendimiento inferior al de los captadores solares planos, por lo que necesita de una mayor superficie disponible. Su precio es bajo y su montaje es sencillo. [25]

✓ Captador solar de vacío: está formado por una serie de tubos de vidrio en los que cada uno de ellos dispone de un elemento absorbedor en su interior. Entre el tubo de vidrio y el absorbedor se ha realizado vacío. Este vacío provoca que las pérdidas por convección sean nulas. Los tubos de vacío se conectan entre sí normalmente en paralelo. Este captador presenta un rendimiento superior al de los captadores solares planos, principalmente, para temperaturas elevadas. [25] [39]

Dependiendo del movimiento del fluido y del método de transferencia de calor utilizado, se distinguen tres tipos de captadores solares de vacío:

○ Captador solar de vacío de tubos termosifónicos, en los cuales el líquido fluye dentro del tubo interior por convección natural, debido a la menor densidad del fluido caliente. Al trabajar por convección natural, requiere una inclinación mínima de 20° respecto del plano horizontal. Sus principales ventajas son su alta eficiencia y su bajo precio.

○ Captador solar de vacío de tubos en U, en los cuales el líquido fluye dentro de un tubo metálico de pequeño diámetro doblado en U que va situado dentro del tubo de vacío y acoplado a la superficie absorbidora por medio de una aleta metálica. Suele trabajar con circulación forzada, por lo que puede situarse horizontalmente.

○ Captador solar de vacío de tubos calóricos, en los cuales dentro del tubo de vidrio no fluye el líquido, sino que en su eje central tiene un tubo calórico que transmite al líquido del acumulador el calor generado. El tubo calórico forma un sistema cerrado de evaporación – condensación. Contiene un elemento en el que conviven la fase líquida y la fase gaseosa en equilibrio a determinada presión y temperatura. Si la temperatura aumenta, aumenta la fase gaseosa, y si la temperatura disminuye, aumenta la fase líquida. La parte superior del tubo calórico va introducida en el acumulador. De esta manera, cuando la parte del tubo calórico que está expuesta a la radiación solar incidente calienta, genera vapor y éste sube. Cuando este vapor se pone en contacto con el líquido del acumulador, el cual está frío, se condensa y éste baja en forma líquida por gravedad. De esta manera se completa el ciclo. Este tipo de captador requiere una inclinación mínima de 20° respecto del plano horizontal.

Subsistema de acumulación e intercambio de calor

El acumulador es el componente encargado de almacenar el calor generado por los captadores solares en forma de agua caliente sanitaria. La utilización de acumuladores es imprescindible ya que la generación y la demanda de agua caliente sanitaria no son simultáneas. [25] [37]

El intercambiador de calor es el componente encargado de transmitir el calor del circuito primario al circuito secundario. El circuito primario es el circuito formado entre el subsistema de captación y el acumulador. El circuito secundario es el circuito formado entre el acumulador y los puntos de consumo. Existen dos tipos de intercambiadores de calor:

✓ Interacumuladores (intercambiadores de calor incorporados al acumulador), utilizados en instalaciones por termosifón o circulación natural.

✓ Intercambiadores de calor externos, utilizados en instalaciones por circulación forzada.

Subsistema de energía convencional auxiliar

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda de agua caliente sanitaria, es necesario disponer de un sistema auxiliar que utilice energía convencional. Se pueden clasificar en función de ^[25]:

✓ El tipo de energía convencional utilizada por el sistema auxiliar para producir calor. Los sistemas auxiliares pueden utilizar gas natural, gas licuado de petróleo, energía eléctrica o combustible líquido.

✓ La disposición del sistema auxiliar en el conjunto de la instalación. Los sistemas auxiliares pueden estar conectados en serie o en paralelo con el acumulador. En los sistemas auxiliares conectados en serie con el acumulador, el agua caliente sanitaria es calentada por la instalación solar térmica y, en caso de ser necesario, el sistema auxiliar realiza el calentamiento final hasta la temperatura de consumo. En los sistemas auxiliares conectados en paralelo con el acumulador, el suministro de agua caliente sanitaria se realiza, opcionalmente, desde la instalación solar térmica o desde el sistema auxiliar.

✓ El aporte de calor del sistema auxiliar al total de la instalación. Los sistemas auxiliares pueden ser colectivos, cuando se abastece desde un único punto, o individuales, cuando cada consumo o grupo de consumos dispone de un sistema auxiliar.

Las instalaciones solares térmicas se pueden clasificar en base a los siguientes criterios ^{[25][37]}:

✓ Por la forma de transmitir el calor al consumo:

○ Instalaciones de circuito directo o abierto, que son instalaciones en las que el fluido caloportador es el mismo fluido de consumo, es decir, el agua caliente sanitaria. En consecuencia, no existe un intercambiador de calor.

○ Instalaciones de circuito indirecto o cerrado, que son instalaciones en las que el fluido caloportador se mantiene en un circuito separado, sin posibilidad de comunicarse con el circuito de consumo. Ambos circuitos están interconectados en el intercambiador de calor.

✓ Por el principio de circulación del fluido caloportador:

○ Instalaciones por termosifón o circulación natural, que son instalaciones en las que el fluido caloportador circula por convección natural. Estas instalaciones están basadas en la diferencia de densidades del fluido caloportador debido a la diferencia de temperaturas del mismo. Esta diferencia de densidades es la fuerza motora que impulsa el fluido sin necesidad de una bomba.

○ Instalaciones por circulación forzada, que son instalaciones en las que el fluido caloportador circula con la ayuda de una bomba que provoca la circulación forzada.

✓ Por su aplicación:

○ Instalaciones para calentamiento de agua sanitaria.

○ Instalaciones para calefacción.

○ Instalaciones para climatización de piscinas.

Los sistemas solares térmicos compactos, también conocidos como termotanques solares, son equipos solares prefabricados cuyos componentes se encuentran montados en

Tabla 2.4.7.1. Costos de operación y mantenimiento de los componentes.
Fuente: Elaboración propia.

Detalle	Valor	Unidad
Termotanques	30 a 60	[USD/año]

En la siguiente tabla se detalla la vida útil considerada para cada componente, período luego del cual se efectúa su reemplazo. Dado que la vida útil del proyecto en su conjunto no coincide con cantidades enteras de estos periodos individuales, cada componente conservará un valor residual.

Tabla 2.4.7.2. Vida útil de los componentes.
Fuente: Elaboración propia.

Vida útil de los componentes	
Termotanque solar	20 [años]
Termotanque eléctrico	10 [años]
Termotanque a gas	10 [años]
Proyectos térmicos	20 [años]

2.4.8. Situación solar en el país

La provincia cuyana de San Juan dio el primer paso de un plan para aprovechar la alta radiación solar en la zona. La instalación de la Planta Fotovoltaica "San Juan I", ubicado en Ullum, a 30 [km] de la capital provincial, entregará 1,2 [MW] al sistema eléctrico nacional. Se convirtió en 2011 en la primera en la Argentina, y toda América Latina, en contar con una planta de energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica. La construcción de la misma estuvo a cargo de la empresa catalana Comsa Emtese, y cuenta con el 70 [%] de sus paneles fijos con ajuste estacional.

A menor escala, el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), del cual se hablará más adelante, ha permitido a Diciembre de 2010 el suministro eléctrico a 4.932 viviendas con energía solar, 1.615 viviendas con energía eólica, 1.377 escuelas y 200 establecimientos de servicios públicos con energía solar. También se desarrollaron 21 proyectos de mini redes que prestan servicio eléctrico a aproximadamente 1.840 viviendas. Mediante la componente térmica del proyecto, se instalaron 257 sistemas termosolares en escuelas y servicios públicos que se utilizan para la cocción de alimentos y para agua caliente sanitaria. Para la continuación del proyecto durante el 2011 se gestionó un financiamiento adicional, con el que se adquirieron sistemas fotovoltaicos para proveer de energía eléctrica a 15.738 viviendas de 12 provincias.

En lo que a energía solar térmica se refiere, un grupo formado por el INTI, la Universidad Nacional de Cuyo y cuatro fabricantes argentinos de calefones solares, llevan a cabo actualmente el proyecto "Energía solar en la vivienda social". El mismo incluye, durante los próximos cuatro años, el diseño, la fabricación e instalación de más de 2.000 colectores solares de agua caliente sanitaria.^[30]

Asimismo, la Plataforma Solar Térmica del INTI viene logrando desde 2009, mejoras en colectores de agua caliente sanitaria de fabricación local.

2.5. SISTEMAS HÍBRIDOS

2.5.1. Introducción

Una instalación híbrida comprende la combinación de dos o más sistemas de generación. Los más comunes están compuestos por módulos fotovoltaicos y aerogeneradores, permitiendo aumentar la fiabilidad del sistema al aprovechar dos recursos distintos, a la vez que se disminuye el costo total de la instalación. A modo de respaldo se pueden emplear generadores convencionales o la red eléctrica.

Por otra parte, las instalaciones domiciliarias, sean o no híbridas, pueden ser clasificadas en:

✓ *Instalaciones aisladas de la red*, cuyo objetivo es satisfacer la demanda de energía eléctrica en aquellos lugares donde no existe una red eléctrica convencional. La demanda debe satisfacerse íntegramente por la instalación, almacenando la energía eléctrica generada en acumuladores.

✓ *Instalaciones conectadas a la red*, cuyo objetivo es generar energía eléctrica para autoconsumo e inyectar el excedente a la red eléctrica convencional de distribución. En aquellos momentos en que la generación eléctrica resulte menor a la demanda requerida, la diferencia es consumida desde la red eléctrica. Dado que la misma cumple la función de acumulador, en este tipo de instalaciones generalmente no se suelen colocar baterías, aunque esto dependerá de la comparación entre los precios de compra y venta de la energía eléctrica, y el costo de almacenarla.

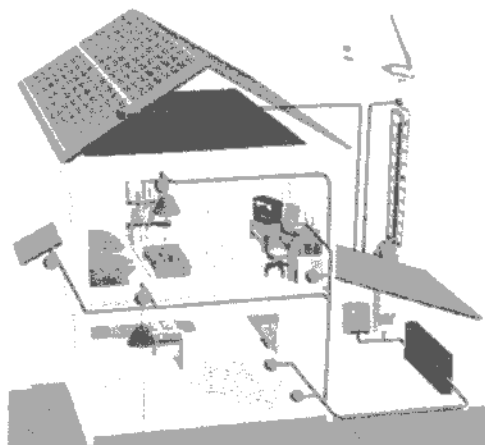


Figura 2.5.1.1. Instalación híbrida aislada de la red.
Fuente: Elaboración propia en base a Bornay, 2012.

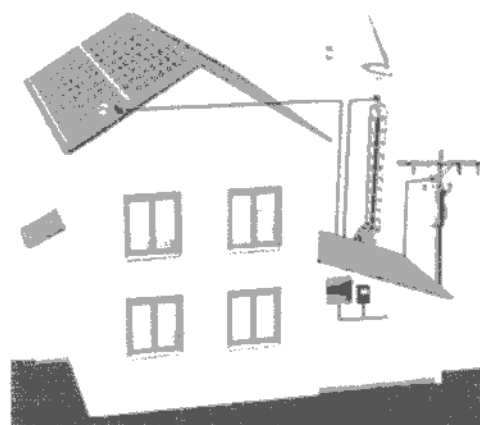


Figura 2.5.1.2. Instalación híbrida conectada a red.
Fuente: Elaboración propia en base a Bornay, 2012.

Dado que la energía generada parcial o totalmente en forma renovable no posee las características de aquella requerida por la carga en la que será consumida, debe ser previamente acondicionada. A continuación se presenta un esquema de los principales componentes que deben ser instalados en conjunto con los generadores, ya sean éstos convencionales, eólicos o fotovoltaicos, y la instalación, aislada o conectada a la red.

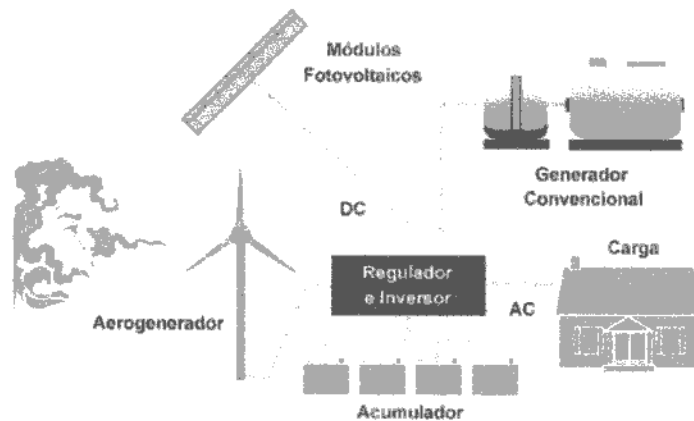


Figura 2.5.1.3. Componentes de un sistema eléctrico alternativo aislado.
 Fuente: Elaboración propia en base a Bornay, 2012.

2.5.2. Regulador de carga

El regulador es el encargado de controlar los procesos de carga y descarga de las baterías. De este modo, evita sobrecargas una vez que las baterías fueron cargadas con el objetivo de que no se generen gases ni disminuya el líquido en su interior, impide sobredescargas una vez descargadas, y asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia. [41] [42]

Existen dos tipos de reguladores:

✓ *En paralelo o tipo Shunt.* Se utilizan en instalaciones de baja potencia y controlan la sobrecarga cortocircuitando el aerogenerador o generador fotovoltaico y disipando la energía en forma de calor, mientras que la sobredescarga es controlada interrumpiendo la línea entre el acumulador y la carga.

✓ *En serie.* No se disipa energía sino que simplemente se interrumpe la línea entre el generador y el acumulador, por lo que se utilizan en instalaciones de mayor potencia que los anteriores. La sobredescarga también es controlada interrumpiendo la línea entre el acumulador y la carga.

Las principales características a tener en cuenta son la tensión nominal de trabajo del sistema y la corriente máxima que soporta. Esta corriente se calcula como:

$$I_{MAX} = I_{SC} \times N \times F_S \quad [A] \quad (3.4.2.1)$$

Donde:

I_{MAX} es la corriente máxima que soporta el regulador.

I_{SC} es la corriente de cortocircuito del aerogenerador o módulo fotovoltaico.

N es el número de aerogeneradores o ramas del generador fotovoltaico.

F_S es el factor de seguridad, normalmente 10 [%].

Cuando el sistema es de generación eólica, cada aerogenerador suele contar con un regulador, mientras que si es fotovoltaico, en el caso de que un solo regulador no sea suficiente para soportar la corriente del sistema, se agrupan módulos fotovoltaicos cada uno de ellos con un regulador y se conectan luego en paralelo al acumulador.

2.5.3. Batería

Las necesidades energéticas no siempre coinciden en el tiempo con la generación a partir de recursos naturales, por lo que es necesario disponer de un sistema de almacenamiento que cubra dichas necesidades en los momentos de baja o nula generación, y almacene el excedente cuando disminuye el consumo. Esta función la cumplen las baterías. Las mismas trabajan en corriente continua y se pueden clasificar en los siguientes tres tipos:

✓ *Estacionarias monobloc*, que están formadas por un solo bloque y se utilizan en instalaciones de baja potencia.

✓ *Estacionarias translúcidas o transparentes*, que están separadas en células que deben ser conectadas en serie y luego rellenas con el ácido electrolítico. Su tamaño y peso son mayores que en las monobloc.

✓ *Estacionarias herméticas*, en las que no se tiene acceso a su interior por lo que requieren de un menor mantenimiento, pero no tienen un buen comportamiento ante descargas profundas.

Las baterías más adecuadas para sistemas renovables son las de plomo ácido. A su vez, éstas pueden ser de plomo calcio, que se caracterizan por tener menor autodescarga y mantenimiento, o de plomo antimonio, que son del tipo abierto y tubulares con mejores propiedades a bajos niveles de carga y se deterioran menos con los ciclos de carga y descarga. Su ventaja radica en sus bajos costos, la facilidad de mantenimiento y el hecho de que pueden ser recicladas y recuperar un 97 [%] del plomo para su reutilización.

Si bien también se usan baterías de níquel cadmio para aumentar el nivel de fiabilidad por su capacidad de mantener casi constante su tensión nominal V_N durante la descarga y de trabajar a temperaturas extremas, su costo es mayor a las de plomo ácido y sus componentes son altamente tóxicos para el medioambiente.

La capacidad de una batería se define como la cantidad de energía eléctrica que puede suministrar y se mide en amperes por hora [Ah], y depende de la duración de la descarga, la intensidad de descarga, la temperatura y la tensión final. La capacidad nominal C_N de una batería es proporcionada por el fabricante para una duración de descarga de 10 horas. Sin embargo, la misma se ve influenciada directamente por la temperatura, tomando como referencia una temperatura ambiente de 25 [°C]. Además, cuanto menor es el tiempo de descarga, menor es la capacidad también.

La expresión que define el régimen de carga o descarga es la siguiente:

$$I_N = \frac{C_N}{t} \quad [A] \quad (3.4.3.1)$$

Donde:

I_N es la intensidad nominal

t es el tiempo de carga o descarga en horas.

Para calcular la capacidad del acumulador se debe definir primero la tensión a utilizar en el sistema de corriente continua, debiendo tener en cuenta que cuanto mayor sea dicha tensión menor será la corriente, pero en contrapartida mayor será el número de baterías y por ende, el costo de la instalación. La capacidad de la instalación se calcula como:

$$C_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{V_{ACUM}} \quad [Ah] \quad (3.4.3.2)$$

Donde:

C_{MAX} es la capacidad máxima de la instalación.

P_{MAX} es la potencia máxima en [W].

V_{ACUM} es la tensión del acumulador en [V].

Las diferentes pérdidas que intervienen en una instalación se agrupan en un factor de rendimiento global η_T , que se calcula como:

$$\eta_T = \eta_{BAT} \times \eta_{INV} \times \eta_{REG} \times \eta_{AD} \quad (3.4.3.3)$$

Donde:

η_{BAT} es el rendimiento de la batería.

η_{INV} es el rendimiento del inversor.

η_{REG} es el rendimiento del regulador.

η_{AD} representa las pérdidas por autodescarga diaria de la batería.

Por otra parte, se debe tener en cuenta la autonomía, que es la cantidad de tiempo que se requiere mantener la instalación en funcionamiento sin necesidad de recargar las baterías por medio del sistema de generación utilizado, determinando así el tamaño del acumulador. Esta necesidad responde al máximo período durante el cual la generación a partir de los recursos eólico o solar empleados será reducida o nula. Una vez analizadas las características de dichos recursos en la zona de estudio, se determinó que esta condición se daba para un máximo de tres días.

Finalmente, la capacidad del acumulador deberá ser:

$$C_{ACUM} \geq \frac{C_{MAX} \times D_{AUT}}{\eta_T \times P_D} \quad [Ah] \quad (3.4.3.4)$$

Donde:

D_{AUT} son los días de autonomía.

P_D es la profundidad de descarga de la batería.

La profundidad de descarga es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de descarga. Dependiendo del mismo, las baterías se pueden clasificar en:

✓ *De descarga superficial*, cuando aceptan descargas de un 20 [%] de la capacidad nominal sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería.

✓ *De descarga profunda*, si este porcentaje asciende al 80 [%]. Su ventaja reside en que están diseñadas para proveer a la carga de una corriente constante durante un largo período de tiempo.

La vida útil se mide en ciclos de carga y descarga a un determinado porcentaje de descarga, por lo que cuanto mayor sea el porcentaje de las descargas, menor será el número de ciclos y en consecuencia la vida útil. A medida que la batería envejece su capacidad disminuye.

Finalmente, dependiendo de la potencia y de la tensión de la instalación, será necesario asociar varias baterías en serie y en paralelo para obtener dichas características. Con la conexión en serie se consigue incrementar la tensión a un mismo valor de capacidad, mientras que en paralelo se consigue incrementar la capacidad a un mismo valor de tensión. El conjunto de todas las baterías conectadas se denomina acumulador o banco de baterías.

El número de baterías a conectar en paralelo $N_{//}$ será:

$$N_{//} \geq \frac{C_{ACUM}}{C_N} \quad (3.4.3.5)$$

Mientras que el número de baterías a conectar en serie N_S será:

$$N_S = \frac{V_{ACUM}}{V_N} \quad (3.4.3.6)$$

2.5.4. Inversor

El inversor tiene la función de modificar la tensión y la intensidad que recibe con el objetivo de adecuarlas a las requeridas por la carga. En instalaciones aisladas de la red, el inversor más utilizado es del tipo CC/CA, que convierte la corriente continua proveniente del generador normalmente de 12, 24 ó 48 [V] en corriente alterna de 220 [V] y 50 [Hz].

Cuando la instalación se conecta a la red, debe además determinar si la carga debe consumir energía desde el generador o el acumulador de contar con uno y enviar el excedente a la red, o si debe hacerlo desde la red misma por encontrarse en un período de generación insuficiente. Para ello, disponen de un control de la tensión de la red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la de la red eléctrica y dispositivos de protección.

Las principales características a tener en cuenta son la potencia aparente nominal, la tensión nominal de entrada, la tensión y frecuencia de salida, y el rendimiento. De todos modos, los inversores pueden soportar una mayor potencia a la nominal de cierta duración determinada por su capacidad de sobrecarga, que tiene en cuenta los picos de consumos que se producen en el arranque de electrodomésticos.

El rendimiento relaciona la potencia de entrada con la de salida teniendo en cuenta las pérdidas producidas durante la conversión, y está comprendido entre 85 y 95 [%].

2.5.5. Conceptos económicos aplicados

Se emplean los conceptos económicos explicados en el apartado 2.1.5.

Entre los costos asociados a este tipo de instalaciones se incluyen los cotizados por cada fabricante para cada equipo, gastos de envío según punto de entrega, e impuestos de IVA y aduana en caso de importación. Los costos relativos a infraestructura consistente en obra civil y materiales para soporte y cableado, y la mano de obra para la instalación y puesta en marcha, fueron estimados según experiencias similares de diversas fuentes. [11][43]

A continuación se pueden observar los costos de instalación de un aerogenerador, nacional e internacional, y de un módulo fotovoltaico.

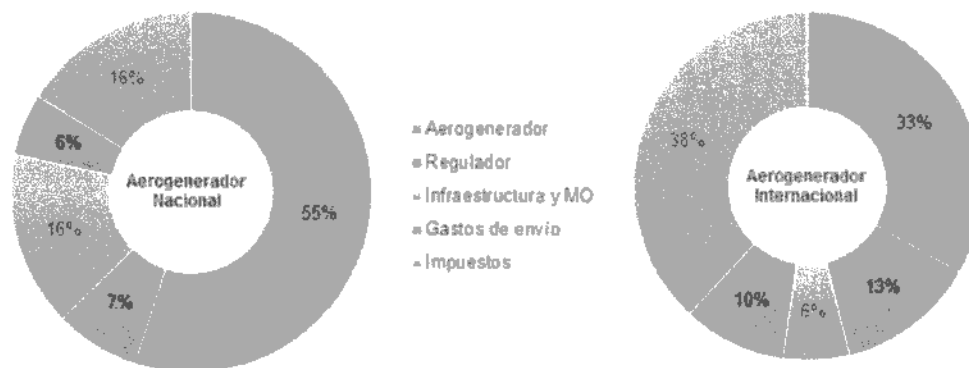


Figura 2.5.5.1. Composición de costos obtenida para una instalación eólica.
Fuente: Elaboración propia.

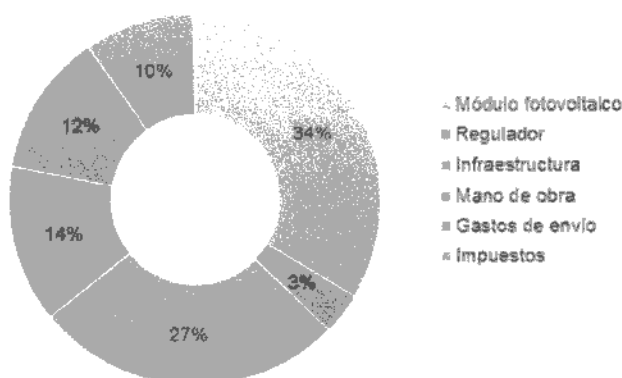


Figura 2.5.5.2. Composición de costos obtenida para una instalación fotovoltaica.
 Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, los mismos fueron estimados del siguiente modo.

Tabla 2.5.5.1. Costos de operación y mantenimiento de los componentes.
 Fuente: Elaboración propia en base a Sreedharan, 2011, y Camerlynck, 2004.

Costos de Operación y Mantenimiento		
Detalle	Valor	Unidad
Instalación eólica	31	[USD/kW/año]
Instalación fotovoltaica	12	[USD/kW/año]
Baterías Surrette	2,5	[%Inv ₀ /año]
Baterías Trojan L16P	1,5	[%Inv ₀ /año]
Baterías Trojan T105	3,0	[%Inv ₀ /año]
Generador Honda	0,2	[USD/hora]
Valor recuperable en baterías Surrette	5	[%Inv ₀ /año]
Valor recuperable en baterías Trojan L16P	10	[%Inv ₀ /año]
Valor recuperable en baterías Trojan T105	45	[%Inv ₀ /año]

En la siguiente tabla se detalla la vida útil considerada para cada componente, período luego del cual se efectúa su reemplazo. Dado que la vida útil del proyecto en su conjunto no coincide con cantidades enteras de estos períodos individuales, cada componente conservará un valor residual.

Tabla 2.5.5.2. Vida útil de los componentes.
 Fuente: Elaboración propia.

Componente	Vida útil	Unidad
Aerogenerador	30	[años]
Panel fotovoltaico	25	[años]
Equipo electrógeno	8.000	[horas]
Batería	10	[años]
Regulador de carga	25	[años]
Inversor	25	[años]
Proyectos Homer	25	[años]

2.6. ENERGÍA GEOTÉRMICA Y MICROHIDRÁULICA

2.6.1. Energía geotérmica

La Tierra está formada básicamente por tres capas concéntricas: la corteza, el manto y el núcleo. La primera es superficial, está constituida por rocas en estado sólido y su espesor rara vez supera los 70 [km], mientras que en las otras dos la densidad de sus componentes aumenta con la profundidad junto con la temperatura. Este calor es transmitido a la corteza generando un flujo ascendente de calor que luego de atravesarla y alcanzar la superficie terrestre se disipa en la atmósfera.

Por regla general, el gradiente térmico en el sector más superficial de la corteza es en promedio de 3 [°C] por cada 100 metros de profundidad, pero es normal que varíen entre 2 y 5 [°C]. El agua que se escurre por la superficie de la tierra producto de lluvia, deshielo y cursos de agua se infiltra en el terreno a través de grietas, alcanzando profundidades de hasta miles de metros penetrando en estratos de rocas porosas denominados acuíferos, de los cuales toma calor.^[44]

Para aprovechar dicho calor, es necesario que el agua o el vapor generado suban a la superficie, y esto se logra por medio de perforaciones en el yacimiento como en el caso de los petroleros, hasta el acuífero o reservorio. Se debe tener en cuenta que para poder considerar la explotación de un yacimiento geotérmico como un recurso renovable, debe efectuarse de manera tal que el volumen de agua caliente o vapor que de él se extrae, no sea mayor que la recarga natural de agua que lo alimenta.

Existen dos formas básicas de uso de la energía geotérmica:

✓ El uso directo del calor para calefaccionar viviendas u otros tipos de edificios, para procesos industriales como la fabricación de celulosa, papel, conservas, harinas de pescado, para el secado de frutas y vegetales, para calefacción de invernaderos, establos y criaderos, para piscicultura, para calentamiento de suelos de cultivos en zonas frías, para derretir la nieve de los caminos.

✓ El uso eléctrico del fluido que consiste en la generación de electricidad mediante instalaciones similares a las usinas térmicas convencionales. La diferencia radica en el origen del vapor que mueve las turbinas que alimentan el generador eléctrico. En una usina térmica convencional el vapor se genera al calentar agua por medio de la combustión de derivados de petróleo, gas o carbón, mientras que en una planta geotérmica no es necesario gastar combustible pues es provisto directamente por la naturaleza. Naturalmente este proceso no es tan simple como se menciona. En general el vapor viene mezclado con agua y ésta, a su vez, tiene disueltas sales. Será entonces necesario separar el vapor del agua para que pueda ser derivado a las turbinas.

En los casos en que la temperatura del fluido geotérmico no es suficientemente alta como para producir vapor en forma natural se emplea una planta de "ciclo binario", que consiste en utilizar el fluido geotérmico producido por los pozos para vaporiza un fluido de trabajo de bajo punto de vaporización encargado de mover la turbina a través de un circuito cerrado, aunque aún resulta inviable económicamente.

Las temperaturas de producción mínimas para esta forma de uso se limitan a los 150 [°C], mientras que en los ciclos binarios ronda comúnmente los 100 [°C]. En cambio las aplicaciones en el uso directo pueden realizarse a partir de unos grados por encima de la media natural de la zona. La temperatura de entrada en las casas para calefacción usando radiadores varía entre 50 y 80 [°C], pero usando radiadores más grandes o calefacción de loza radiante, o mediante la aplicación de bombas de calor, el agua termal con temperaturas de sólo unos pocos grados por arriba del ambiente puede ser usadas con beneficios.^[45]

La tecnología desarrollada para el aprovechamiento de la energía geotérmica de baja entalpía es la bomba de calor geotérmica renovable, que se encarga de calentar un fluido de alta compresibilidad y bajo punto de vaporización con el objetivo de transmitir ese calor a una instalación en invierno, e invirtiendo el proceso trasladando el calor al ambiente en verano, transfiriendo así frío a la instalación. Los diferentes sistemas de bombas de calor permiten extraer y utilizar económicamente ese calor contenido en cuerpos de baja temperatura.

Las bombas de calor geotérmicas son máquinas que mueven el calor en una dirección opuesta a la dirección que tendería naturalmente, esto es, desde un espacio o cuerpo frío a uno de mayor temperatura. Muchas bombas de calor son reversibles y pueden proporcionar ya sea calor o frío al espacio.^[46]

Pero hallar una zona apta para ser explotada energéticamente requiere de un proceso exploratorio consistente en una sucesión de etapas en las que se conjugan estudios geológicos y geofísicos progresivamente crecientes en especificidad y complejidad, y consecuentemente en inversión.

De los diversos tipos de uso directos de los fluidos geotérmicos en el mundo la calefacción de espacios es el tipo dominante con el 31 [%]. Otros tipos comunes son la balneología con el 19 [%]; baños, natación e invernaderos con el 14 [%]; bombas de calor para calefacción y enfriamiento del aire con el 12 [%]; piscicultura con el 11 [%] e industria con el 10 [%].^[47]

En Argentina, la zona de la cordillera de los Andes corresponde a una zona de colisión de placas litosféricas donde se desarrolla un borde de subducción, constituyendo un margen continental activo. Este proceso, origina cuerpos magmáticos que se emplazan en los niveles superiores de la corteza generando áreas con anomalías térmicas de alta temperatura. A su vez, en las regiones extra andinas existen numerosas áreas con anomalías térmicas de temperaturas intermedias a bajas debido a causas preferentemente mecánicas. Estas características generales confieren al país grandes posibilidades para la investigación y eventual aprovechamiento del recurso geotérmico.

En la actualidad existen 134 emprendimientos con una capacidad instalada anual de 25,7 [MWt] que utilizan los fluidos termales en uso directo. De los diversos tipos de uso la balneología es el tipo dominante con el 52,7 [%] que representa una equivalencia a capacidad instalada anual de 13,56 [MWt]. Otros tipos comunes son el uso doméstico con 24,6 [%] equivalente a 6,33 [MWt], la calefacción domiciliaria con el 4,6 [%] equivalente a 1,17 [MWt], invernaderos con el 4,5 [%] equivalente a 1,14 [MWt], acuicultura con el 1,5 [%] equivalente de 0,38 [MWt], usos industriales con el 6,7 [%] equivalente a 1,72 [MWt] y derretimiento de nieve con el 5,4 [%] que corresponde a una capacidad instalada de 1,4 [MWt]. La distribución de los mismos se puede observar en la siguiente figura.^[48]

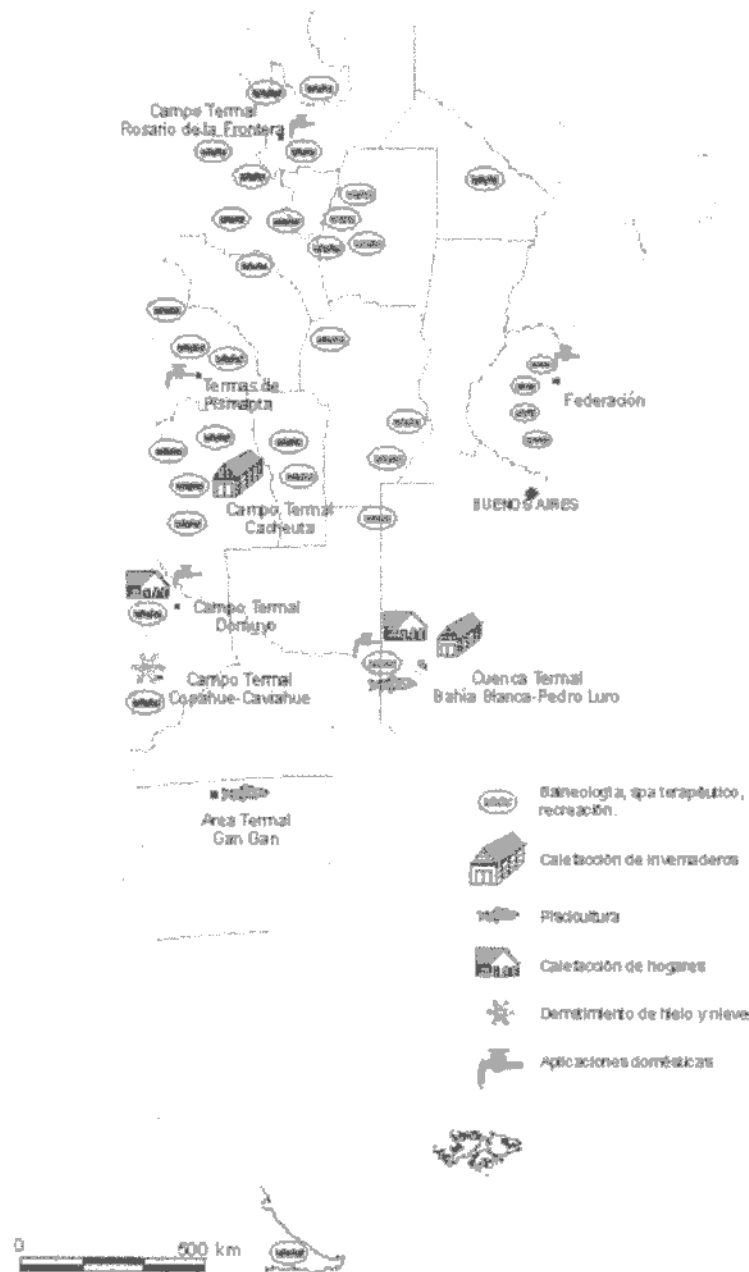


Figura 2.6.1.1. Distribución de instalaciones geotérmicas en Argentina.
Fuente: Segemar, 2008.

En base a estudios de reconocimiento realizados en el país, se encontraron ocho zonas geotérmicas cuyas características térmicas destacan por lo que se continuaron con los estudios de prefactibilidad. Los mismos se desarrollaron para proyectos de alta entalpía en las áreas de volcánicas de Tuzgle (Salta-Jujuy), Domuyo (Neuquén), Copahue (Neuquén) y Valle del Cura (San Juan), y para proyectos de baja entalpía en las áreas de Bahía Blanca (Buenos Aires), Caimancito, La Quinta y El Palmar (Jujuy) y Río Valdez (Tierra del Fuego).

Del conjunto de los estudios realizados los proyectos más avanzados corresponden a los campos geotérmicos de Copahue (provincia de Neuquén), Río Valdez (provincia de Tierra del Fuego) y Bahía Blanca (provincia de Buenos Aires).

En el campo geotérmico de Copahue fue puesta en funcionamiento el 5 de abril de 1988 con capitales japoneses, una central geotérmica piloto que generaba energía eléctrica mediante el empleo de un ciclo binario con isopentano como fluido de trabajo. La planta era portátil y fácilmente desmontable. Actualmente está emplazada sobre la boca del pozo productor de vapor ubicado a dos kilómetros de Copahue cuya perforación se realizó en el año 1976 y que fue reperforado en 1981 a 1.415 metros. El reservorio hidrotermal se encuentra comprendido entre los 850 y los 1.000 metros generando un fluido geotérmico a 6,7 [tn/h] de vapor saturado y 171 [°C]. La central contaba con una potencia de 670 [kW] nominales, entregando electricidad a la línea de 13,2 [kV] Caviahue - Copahue de 10 [km] de extensión subsidiaria de la línea de 33 [kV] Caviahue-Loncopue de 50 [km] que se une al sistema interconectado provincial de 132 [kV]. La central se encuentra fuera de servicio por mantenimiento desde el año 1998.

Dentro de los proyectos del gobierno nacional se encuentra la construcción de una segunda central geotérmica en Copahue de 100 [MW]. Se calcula que abastecería de electricidad a 15.000 habitantes con un costo estimado de aproximadamente 600 [U\$S/kV].
[49]

En el extremo sudoeste de la Provincia de Buenos Aires se encuentra una gran cuenca sedimentaria denominada de Bahía Blanca-Pedro Luro o del Colorado, que en el área continental abarca más de 37.000 [km²], y se caracteriza por presentar capas acuíferas surgentes de baja termalidad, con temperaturas que varían de 55 a 85 [°C] en profundidades de entre 530 y 886 metros, respectivamente. Se observa también que la temperatura del agua crece hacia el sur en la dirección del buzamiento de las capas acuíferas. Con respecto a mediciones de caudales en los diferentes pozos se obtuvieron valores que oscilan entre los 30 y 50 [m³/h].

En la actualidad se están evaluando las características que ofrece para utilizar los recursos geotérmicos en la cría de camarones, así como también para el calefaccionamiento de viviendas e invernaderos.

El impacto ambiental generado por el aprovechamiento de este tipo de energía consiste en principio en la alteración del ecosistema lindante por la extracción y liberación del fluido a mayor temperatura de la encontrada en la superficie, perforación en las distintas etapas de exploración y construcción, contaminación de las primeras napas de agua subterránea con minerales y metales contenidos en el fluido extraído, e impacto visual. Sin embargo, teniendo en cuenta ciertas consideraciones se puede disminuir considerablemente este impacto, como el tratamiento del fluido previo a ser devuelto de modo de enfriarlo y extraerle aquellos minerales y metales nocivos.

Las ventajas de este recurso son económicas y ambientales: ahorro en el uso de los combustibles tradicionales para la generación de energía, mínima generación de residuos en relación a los producidos por otras energías convencionales y utilización de un recurso renovable. Además, produce la sexta parte de las emanaciones de CO₂/kW en relación a una central térmica a gas natural.

2.6.2. Energía microhidráulica

Argentina ha sido pionera en la generación hidroeléctrica, ostentando un significativo desarrollo en la materia que le permite contar con el potencial técnico y humano requerido para sostener y potenciar la continuidad de su explotación. Actualmente, es la mayor fuente de energía renovable explotada en el país, generando poco más de un tercio de la energía eléctrica anual. A continuación se pueden observar los mayores aprovechamientos en servicio del país.



Figura 2.6.2.1. Distribución de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en Argentina.
Fuente: Secretaría de Energía, 2008.

Las turbinas hidráulicas utilizan la energía potencial que tiene una masa de agua en un desnivel o salto existente entre las secciones agua arriba y aguas abajo de un canal a cielo abierto, y la transforman en energía mecánica, a través principalmente de dos partes: una fija denominada distribuidor y una móvil denominada rodete. El distribuidor tiene la función mecánica de dirección y regulación del caudal que llega al rodete, y la función hidráulica de transformación de la energía potencial del agua en energía cinética. La función del rodete es la de comunicar la energía mecánica al eje sobre el que está montada, y éste a su vez a un alternador a través de reductores adecuados, para producir la energía eléctrica.

La potencia que se puede obtener de una turbina hidráulica está expresada por la siguiente ecuación ^[49]:

$$P = Q \times H \times g \times \eta \quad (2.6.2.1)$$

Donde:

P es la potencia en [kW]

Q es el caudal de agua en [m³/s]

H es el salto o desnivel en [m]

g es la aceleración de la gravedad en [m/s²]

η es el rendimiento global del sistema

Las turbinas hidráulicas se clasifican básicamente en dos tipos: de acción y de reacción. Las primeras se caracterizan porque la energía del agua que sale del distribuidor es totalmente cinética gracias a un estrangulamiento y el fluido se encuentra a presión atmosférica a través del rodete. Pertenecen a este tipo las turbinas Pelton, recomendables para grandes saltos con caudales reducidos. En cambio en las segundas, la transformación de la energía potencial a cinética no es completa en el distribuidor, llegando al rodete con una velocidad inferior pero con una presión no nula. Son ejemplos de este tipo las turbinas Francis para valores de salto y caudal medios, y las turbinas de hélice como las Kaplan, para pequeños saltos y grandes caudales.

La elección de la turbina adecuada se realiza a través de nomogramas en los que ingresando con el salto y caudal de agua disponibles, se puede determinar el tipo de turbina más adecuada y su potencia. Si bien cada turbina tiene su propio rendimiento en función de su régimen de utilización, el rendimiento global de los microsistemas es inferior al de las instalaciones de gran tamaño, considerándose el mismo comprendido entre 0,5 y 0,7.⁽⁵⁹⁾

Según la terminología utilizada a nivel internacional por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, se denominan pico-centrales a aquellas cuya potencia es menor a los 5 [kW].

El empleo del recurso hidroeléctrico a pequeña escala es una de las alternativas de mayor viabilidad para zonas de montaña donde el difícil acceso genera dificultades de suministro para la red eléctrica, mientras que las precipitaciones y deshielos forman cursos de agua de régimen torrencial o permanente. Se insertan en el entorno natural sin necesidad de obras de infraestructura y de control y consiguen proporcionar la energía suficiente para alimentar una heladera, un radio trasmisor o la iluminación de un refugio o cabaña alpina.

Otro caso de aplicación viable se da en industrias que toman agua de ríos o el mar para refrigeración de algún proceso, pudiendo recuperar parte de la energía al ser devuelta.

Un claro ejemplo de ello, es el caso de las centrales nucleares Atucha I y II. Los condensadores del vapor que hace trabajar las turbinas en cada central, es enfriado por un circuito abierto de agua tomada del río Paraná con un caudal de 20 y 40 [m³/seg], respectivamente. Posteriormente, en su regreso al río se aprovecha para recuperar alrededor del 50 [%] de la energía que fue utilizada para el bombeo mediante una turbina hidráulica ubicada en la rama descendente.⁽⁵³⁾

CAPÍTULO 3

**METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA
LA RESOLUCIÓN DE LOS ESTUDIOS
DE CASO**

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA RESOLUCIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CASO

En este capítulo se detallan las metodologías de trabajo empleadas para la resolución de los distintos estudios de caso. Las mismas permiten el planteo de diferentes sistemas para dar solución a cada una de las necesidades energéticas, a partir de la energía biomásica, de la energía solar térmica, y de la energía eólica y la energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado.

Se realiza una descripción del software que hemos desarrollado en Matlab utilizando una interfaz gráfica de usuario (GUI), denominados "Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar (SEIC)" y "Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo (SENARC)". Se menciona todo el software utilizado, tanto para la caracterización de los recursos energéticos como para la resolución de los estudios de caso. Las licencias de los software utilizados pertenecen al "Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías".

3.1. Metodología de trabajo para sistemas biomásicos

La metodología de trabajo empleada en la resolución de los estudios de caso a partir de sistemas biomásicos se puede dividir en dos etapas. La primera etapa consiste en la caracterización del recurso de la biomasa disponible en una planilla de cálculo de Microsoft Excel. La misma se puede llevar a cabo a partir de la identificación, tipificación, caracterización física y química y cuantificación energética del recurso de la biomasa. Para la identificación, tipificación y caracterización física y química del recurso de la biomasa se realiza una recopilación de datos cualitativos y cuantitativos. Para la cuantificación energética del recurso de la biomasa se realiza una recopilación de datos cuantitativos a partir de la cartografía digital de la zona de estudio por medio del software Google Earth y posterior digitalización y geo referenciación de las explotaciones bajo cubierta y plantaciones a campo abierto existentes por medio del software AutoCAD Civil 3D 2011.

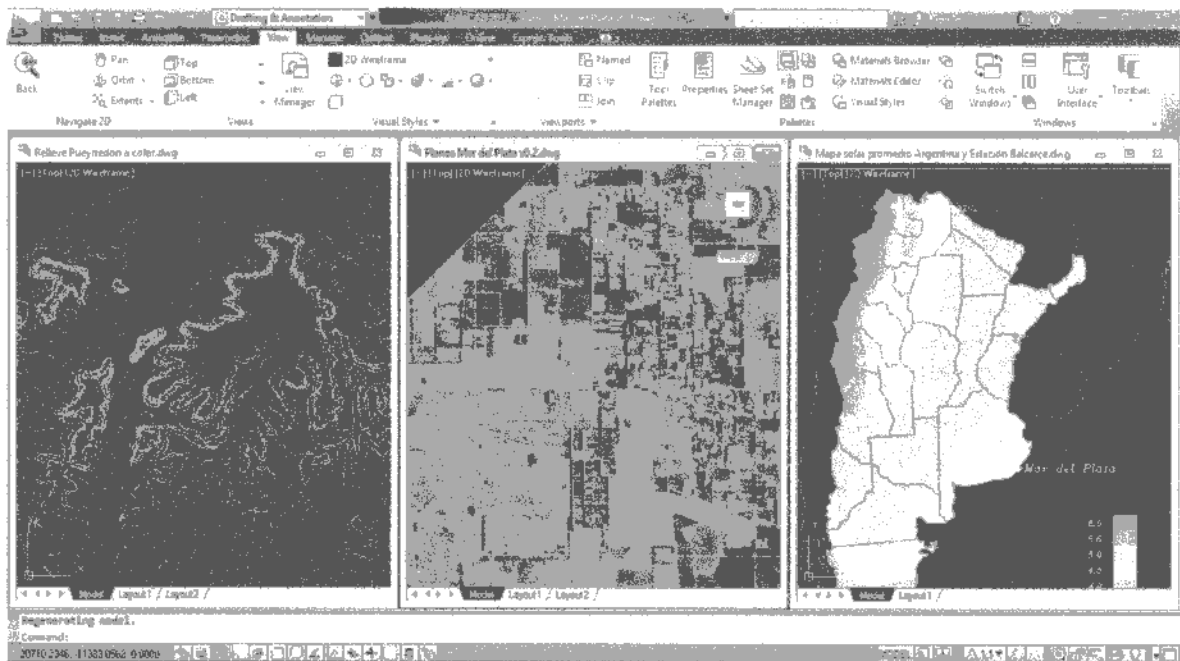


Figura 3.1.1. Archivos desarrollados en AutoCAD Civil 3D 2011 para la caracterización de los recursos energéticos.

Fuente: Elaboración propia.

La segunda etapa consiste en la selección de los equipos necesarios para el estudio de caso en cuestión por medio de una planilla de cálculo de Microsoft Excel y a partir de las necesidades térmicas a satisfacer y de la caracterización del recurso de la biomasa disponible analizada en la primera etapa.

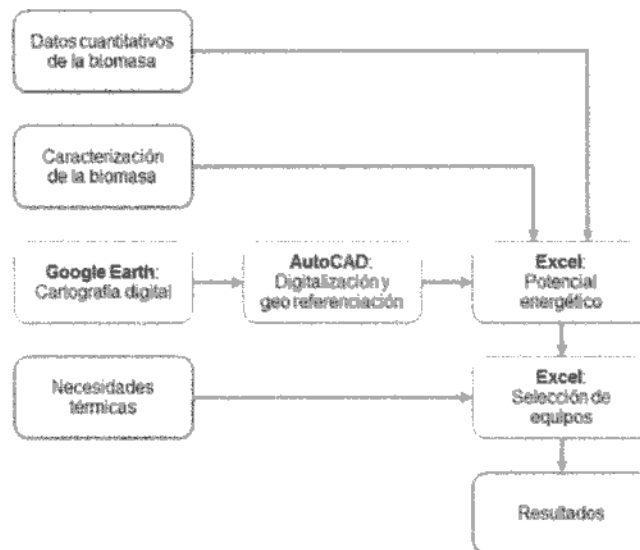


Figura 3.1.2. Metodología de trabajo para sistemas biomásicos.
Fuente: Elaboración propia.

3.2. Metodología de trabajo para sistemas solares térmicos

La metodología de trabajo empleada en la resolución de los estudios de caso a partir de sistemas solares térmicos consiste inicialmente en la recopilación de datos del recurso solar así como la utilización del software Meteonorm, por medio del cual también se obtienen datos meteorológicos de la zona.

Meteonorm da acceso a un catálogo de datos en cualquier lugar del mundo, contando con una base de datos proveniente de 8.300 estaciones meteorológicas. Estos datos incluyen parámetros medidos correspondientes a promedios mensuales de radiación global, temperatura, humedad, precipitación, días con precipitación, velocidad del viento y dirección, horas de sol, entre otros. En aquellos lugares en que con baja densidad de estaciones meteorológicas utiliza datos obtenidos por satélite. Además, permite el cálculo de variables meteorológicas a través de modelos de interpolación entre los valores medidos en las estaciones meteorológicas cercanas a la zona de estudio, el cálculo de la radiación directa y sobre planos inclinados.

A partir de estos datos se emplea el software SEIC desarrollado en Matlab para la estimación de la irradiación solar diaria sobre un captador solar. Los resultados obtenidos se comparan luego con las necesidades térmicas que se buscan satisfacer, para realizar la selección de los equipos necesarios en una planilla de cálculo.

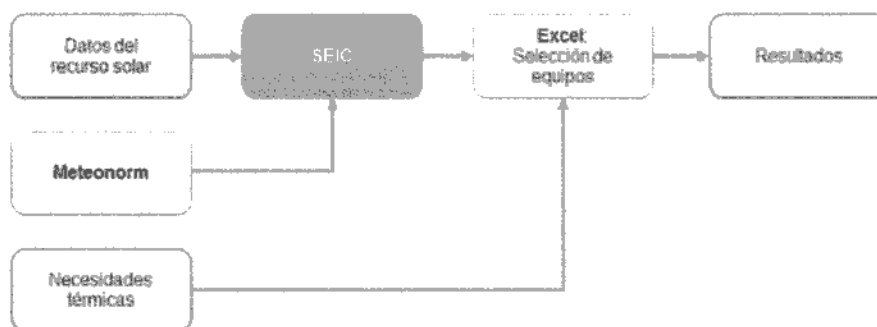


Figura 3.2.1. Metodología de trabajo para sistemas solares térmicos.
Fuente: Elaboración propia.

3.3. Metodología de trabajo para sistemas híbridos

La metodología de trabajo empleada en la resolución de los estudios de caso a partir de sistemas híbridos se compone de varias etapas. Por un lado se tienen los recursos naturales disponibles, mientras que por otro, las diferentes necesidades energéticas a satisfacer. Respecto de los recursos naturales disponibles, se recurre inicialmente a la recopilación de datos cuantitativos tanto del recurso eólico como del recurso solar.

Los datos cuantitativos del recurso eólico, incluyen información correspondiente al lugar de emplazamiento, al recurso propiamente dicho y a los aerogeneradores considerados. Permiten el cálculo de la energía generada por los mismos a través de una planilla de cálculo en Microsoft Excel, siguiendo el procedimiento que se detalla en la Figura 3.3.2. Éste consiste en el análisis y preselección de aquellos equipos con la mejor relación costo - beneficio, para su posterior integración en los modelos planteados.

Los datos cuantitativos del recurso solar, siguen los mismos pasos de la primera etapa de la metodología de trabajo para sistemas solares térmicos. En conjunto con la utilización del software Meteonorm, por medio del cual se obtienen datos meteorológicos de la zona, se emplea el software SEIC para estimar la irradiación solar diaria sobre un colector solar.

Respecto de las necesidades energéticas a satisfacer, las mismas incluyen electricidad, iluminación, calefacción, cocción, agua caliente sanitaria y agua para riego. Todas ellas son evaluadas en términos de energía eléctrica en una planilla de cálculo de Microsoft Excel. Para ello, se evalúan previamente los consumos eléctricos de iluminación por medio del software Dialux y las necesidades de agua para riego por medio del software SENARC, a partir de los datos obtenidos y de los software Meteonorm y Cropwat.

El software Cropwat es una herramienta informática desarrollada por la FAO para el cálculo estándar en los estudios de la evotranspiración y requerimientos de agua de los cultivos, y más específicamente, para elaborar y gestionar sistemas de irrigación. En este caso, se lo utiliza para determinar la evapotranspiración del cultivo de referencia ETo aplicando el método de Penman-Monteith.^[52]

Luego se comparan las necesidades eléctricas obtenidas con la energía capaz de ser generada por el recurso eólico y el recurso solar, presimulando los modelos planteados en una planilla de cálculo de Microsoft Excel. Esto permite reducir el número de modelos planteados, de manera tal de hacer foco en los detalles referentes a la instalación propiamente dicha, a través de la simulación de los mismos en el software HOMER Energy.

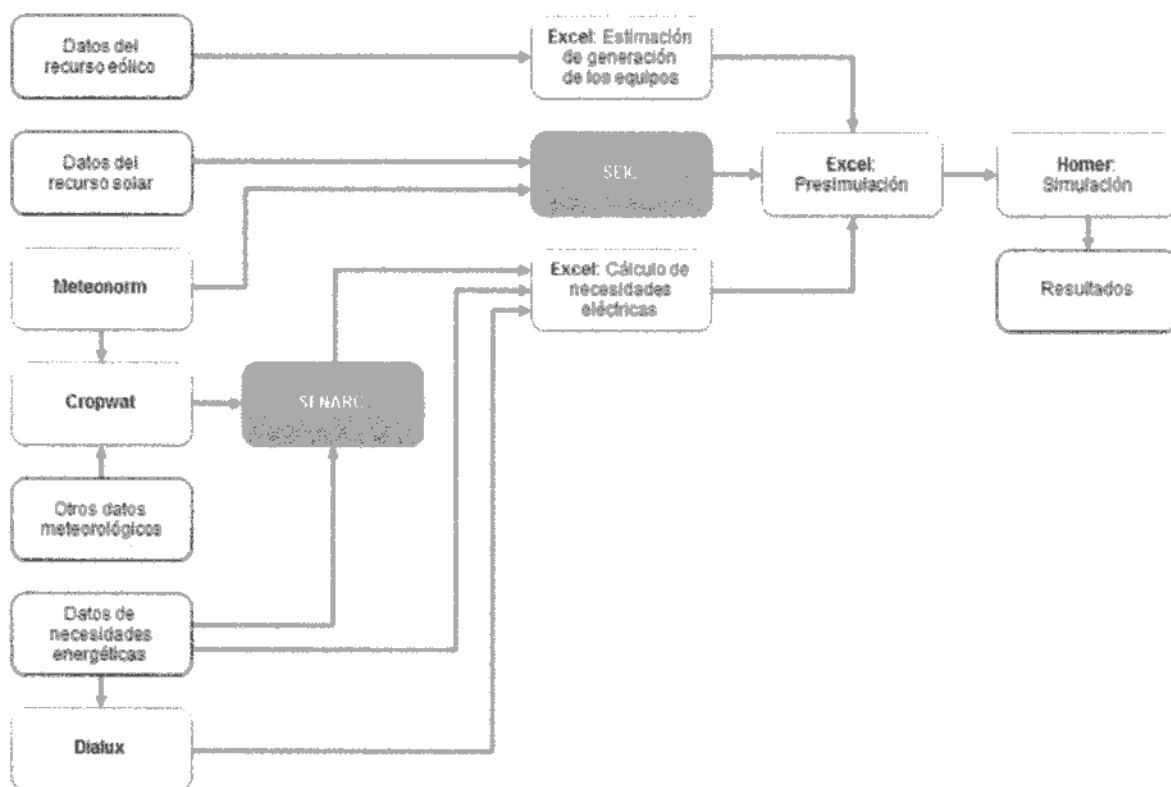


Figura 3.3.1. Metodología de trabajo para sistemas híbridos.
 Fuente: Elaboración propia.

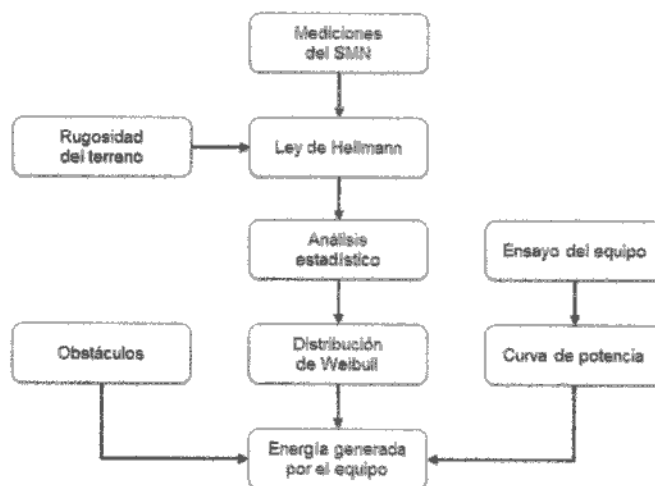


Figura 3.3.2. Metodología de trabajo para sistemas eólicos.
 Fuente: Elaboración propia.

HOMER proviene de las siglas en inglés Hybrid Optimization Model for Electric Renewables y fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) del Departamento de Energía de los Estados Unidos. [34]

Es un software de modelado de sistemas energéticos utilizado en el diseño y análisis de sistemas híbridos compuestos por generadores convencionales, cogeneración, aerogeneradores, módulos fotovoltaicos, energía hidroeléctrica, baterías, celdas de combustible y biomasa, entre otros. Tiene la posibilidad de evaluar tanto diseños aislados como conectados a la red de distribución eléctrica, ya sea para comprar y/o vender energía, como para indicar los modos de funcionamiento de cada equipo utilizado. Las variables ingresadas y calculadas pueden ser graficadas en función de otras temporalmente.

Este software ayuda a integrar de manera óptima recursos variables tales como el eólico y el solar, comparando resultados de diferentes combinaciones y obteniendo una proyección realista de los costos para reducir el riesgo financiero asociado.

Además, permite efectuar un análisis de sensibilidad basado en la variación de precios o recursos de manera tal de identificar el impacto de cada variable sobre el sistema.

Como este software no permite la carga de información sobre los equipos en términos de disponibilidad, trámites para su adquisición (aduana), dificultad de montaje, operación y mantenimiento, entre otros; no sólo indica la combinación de menor costo económico sino que permite al usuario examinar el resto de las opciones que logran abastecer la demanda bajo las condiciones predeterminadas, para que pueda realizar una evaluación integral de las mismas.

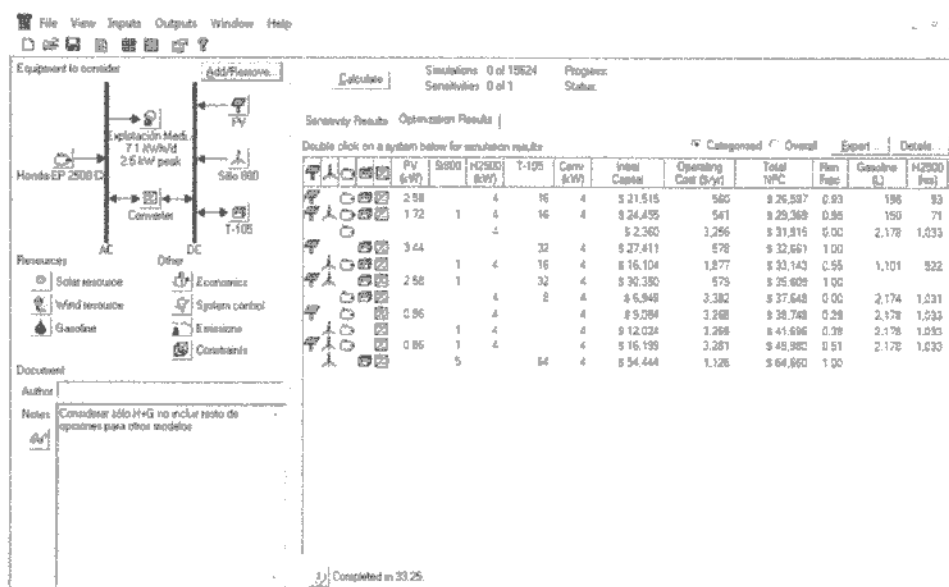


Figura 3.3.3. Optimización de modelos en una simulación en el Homer Energy.
 Fuente: Elaboración propia.

3.4. SEIC: Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar

El software SEIC, Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar, surge a partir de la necesidad de encontrar una herramienta informática capaz de estimar fácilmente la irradiación solar diaria sobre un captador solar, ya sea un módulo fotovoltaico o un colector solar, a partir de la irradiación solar diaria sobre una superficie horizontal y teniendo en cuenta la ubicación y posición del mismo.

Esta estimación resulta de gran utilidad para la posterior selección de equipos con Microsoft Excel en la metodología de trabajo para sistemas solares térmicos y para la posterior presimulación con Microsoft Excel en la metodología de trabajo para sistemas híbridos.

Es por este motivo, que hemos desarrollado este software en Matlab utilizando una interfaz gráfica de usuario (GUI). Utiliza todos los conceptos y ecuaciones que se describen en el apartado 2.4 del marco teórico referente a energía solar. Incluye una base de datos con factores de corrección K para superficies inclinadas que abarcan toda la región sudeste de la provincia de Buenos Aires. También incluye distintas recomendaciones para la selección del ángulo óptimo de inclinación dependiendo de la latitud del lugar de emplazamiento.

El software está compuesto por seis pantallas a través de las cuales el usuario debe ir navegando para obtener la estimación de la irradiación solar diaria sobre el captador solar deseado:

- ✓ La pantalla 1 contiene la presentación del software.
- ✓ La pantalla 2 está compuesta por el menú principal. Desde esta pantalla se puede acceder a las pantallas de ingreso de datos referentes a la ubicación y posición del captador solar y de resultados analíticos y gráficos.
- ✓ La pantalla 3 permite indicar la ubicación del captador solar. En esta pantalla se debe ingresar la latitud del lugar de emplazamiento y la irradiación solar diaria sobre una superficie horizontal en el mismo.
- ✓ La pantalla 4 permite indicar la posición del captador solar. En esta pantalla se debe ingresar el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut, para el factor de inclinación F_i , y el factor de sombreado F_s .
- ✓ La pantalla 5 contiene los resultados analíticos. En esta pantalla se pueden observar los valores mensuales y los valores estadísticos de valor máximo, valor mínimo, valor promedio y desviación estándar de la irradiación solar diaria sobre el captador solar resultante.
- ✓ La pantalla 6 contiene los resultados gráficos.

Tanto los resultados analíticos como los resultados gráficos pueden ser exportados. Las pantallas se pueden observar en la figura 3.4.1.

Hemos desarrollado este software en el marco de los temas de investigación aplicada del "Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías" y, por lo tanto, será de uso exclusivo del mismo.

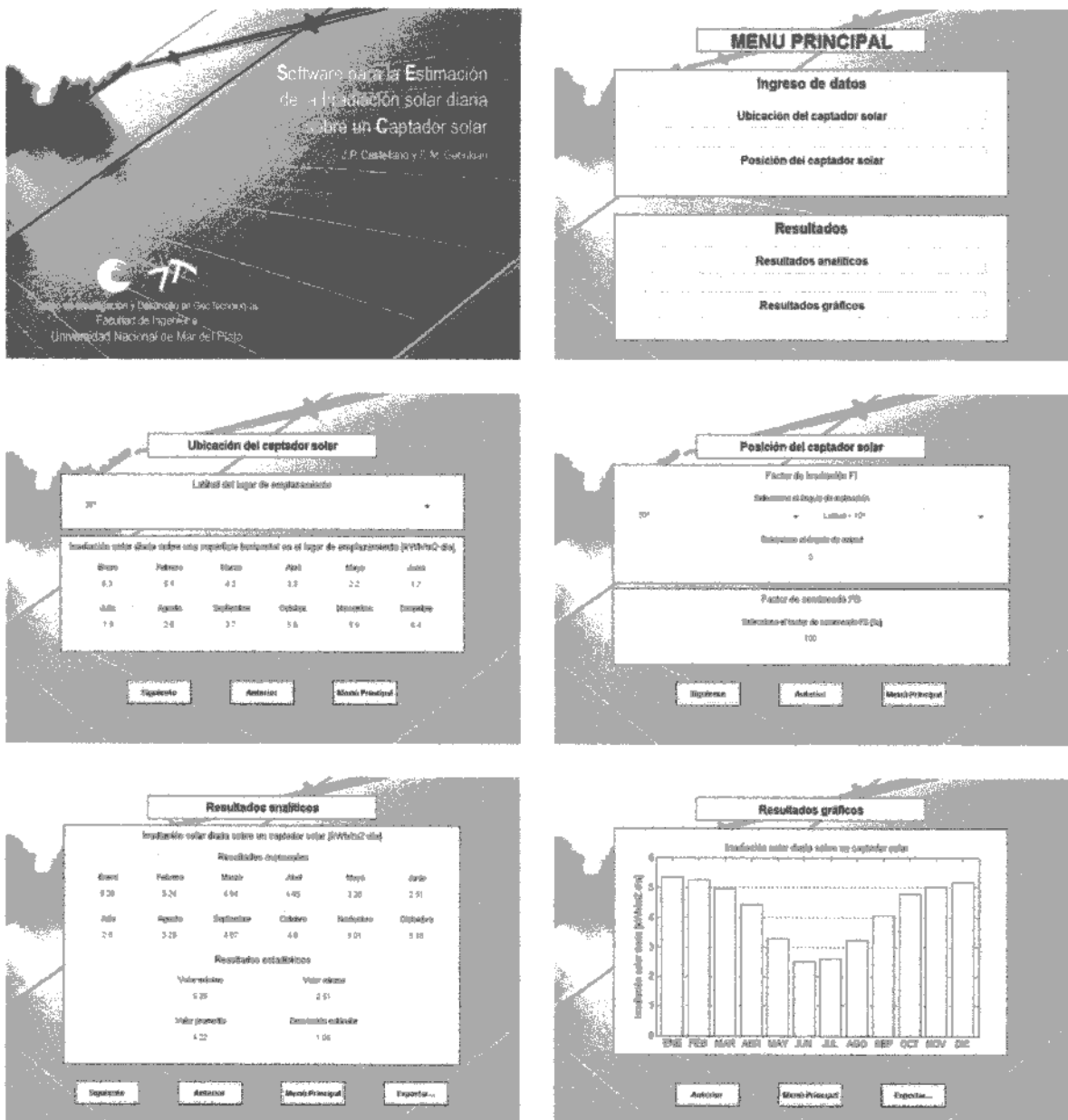


Figura 3.4.1. Software para la Estimación de la Irradiación solar diaria sobre un Captador solar.
 Fuente: Elaboración propia.

3.5. SENARC: Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo

El software SENARC, Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo, surge a partir de la necesidad de encontrar una herramienta informática capaz de estimar fácilmente las necesidades de agua para riego de un determinado cultivo bajo determinadas condiciones.

En el mercado, existe una variedad de software para obtener la estimación exacta de las necesidades de agua para riego del cultivo, entre los que se puede mencionar al Cropwat. Sin embargo, todos ellos requieren de una gran cantidad de datos de entrada que, en la mayoría de los casos, no están al alcance de aquellos usuarios que pretenden estimar estas necesidades con fines energéticos. Esto claramente dificulta la utilización de los mismos.

Es por este motivo, que hemos desarrollado este software en Matlab utilizando una interfaz gráfica de usuario (GUI). Utiliza un método de estimación indirecto recomendado por la FAO (Food and Agriculture Organization) cuyos conceptos y ecuaciones se describen en el Capítulo 8 e incluye una base de datos con los coeficientes K_c inicial, de mediados de temporada y final y con la duración en días de las etapas de crecimiento inicial, de desarrollo, de mediados de temporada y final de 63 cultivos. También incluye la eficiencia teórica de los distintos sistemas de riego.

El software está compuesto por seis pantallas a través de las cuales el usuario debe ir navegando para obtener la estimación de las necesidades de agua para riego del cultivo deseado:

- ✓ La pantalla 1 contiene la presentación del software.
- ✓ La pantalla 2 está compuesta por el menú principal. Desde esta pantalla se puede acceder a las pantallas de ingreso de datos meteorológicos y agrícolas y de resultados analíticos y gráficos.
- ✓ La pantalla 3 permite ingresar los datos meteorológicos. En esta pantalla se deben ingresar los datos meteorológicos de evapotranspiración del cultivo de referencia E_{To} y de precipitación.
- ✓ La pantalla 4 permite ingresar los datos agrícolas. En esta pantalla se deben ingresar los datos de tipo de explotación (a campo o bajo cubierta), sistema de riego (localizado o por goteo, pivot, por aspersión o por gravedad o a pie) y cultivo.
- ✓ La pantalla 5 contiene los resultados analíticos. En esta pantalla se pueden observar el valor promedio y el valor máximo de las necesidades de agua para riego resultantes.
- ✓ La pantalla 6 contiene los resultados gráficos.

Tanto los resultados analíticos como los resultados gráficos pueden ser exportados. Las pantallas se pueden observar en la figura 3.5.1.

Hemos desarrollado este software en el marco de los temas de investigación aplicada del "Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías" y, por lo tanto, será de uso exclusivo del mismo.

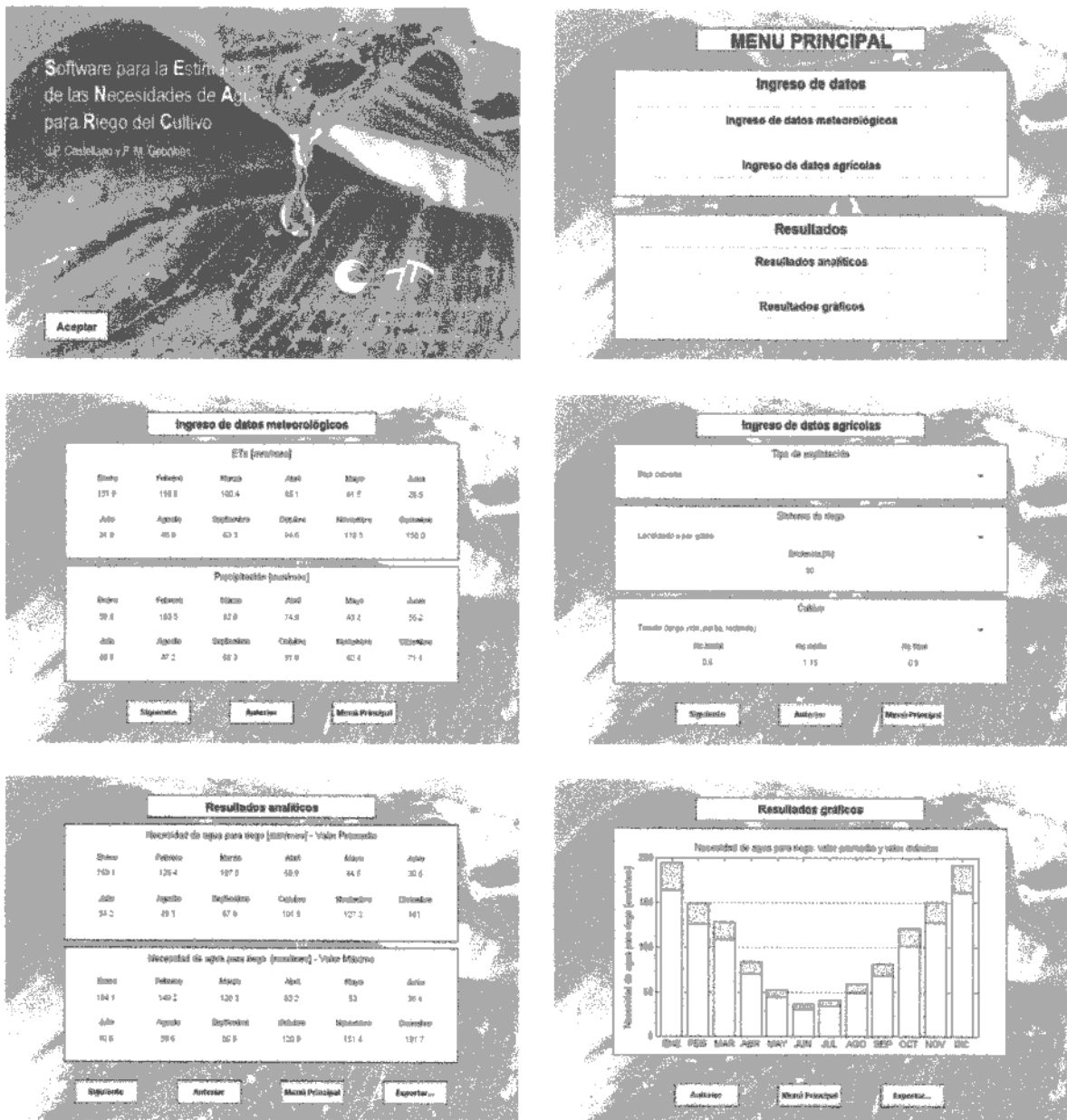


Figura 3.5.1. Software para la Estimación de las Necesidades de Agua para Riego del Cultivo.
 Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 4

**CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO
DE LA BIOMASA EN EL PARTIDO DE
GENERAL PUEYRREDON**

4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO DE LA BIOMASA EN EL PARTIDO DE GENERAL PUEYRREDON

En este capítulo se identifica, tipifica, caracteriza y cuantifica el recurso de la biomasa, a nivel macro en el Partido de General Pueyrredon, y a nivel micro en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

Esta selección se fundamenta en el marco de un trabajo realizado en el establecimiento educativo en el que funcionan la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718, encuadrado en los temas de investigación aplicada del "Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías". Esta actividad de transferencia fue aprobada por el Consejo Académico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata OCA N° 1112/12.

4.1. Caracterización del recurso de la biomasa

Para caracterizar el recurso de la biomasa, tanto en el Partido de General Pueyrredon como en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, se ha utilizado la siguiente metodología:^[54]

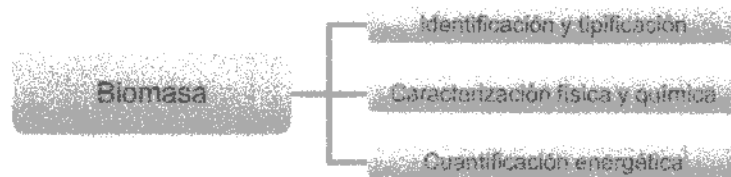


Figura 4.1.1. Metodología utilizada para caracterizar el recurso de la biomasa.
Fuente: Elaboración propia.

4.2. Identificación y tipificación del recurso de la biomasa

En la identificación y tipificación de la biomasa se ha considerado únicamente la biomasa residual y dentro de la misma se ha considerado específicamente la biomasa residual agrícola y la biomasa residual forestal. Esto se debe principalmente a que no sólo tiene un gran potencial para la producción de energía sino que también, si no es aprovechado, contamina el medio ambiente.



Figura 4.2.1. Identificación y tipificación del recurso de la biomasa.
Fuente: Elaboración propia.

4.3. Caracterización física y química del recurso de la biomasa

De todas las características físicas y químicas de la biomasa, que determinan su funcionamiento como combustible en los distintos procesos de conversión energética, se han considerado únicamente la densidad y el poder calorífico por ser las más importantes para realizar una primera aproximación.

El poder calorífico superior en base seca (P.C.S. (B.S.)) se establece sobre la base de estudios precedentes. Algunos de ellos han sido determinados a partir de un método analítico y otros a partir de un método práctico, utilizando calorímetros. El poder calorífico superior en base húmeda (P.C.S. (B.H.)), el poder calorífico inferior en base seca (P.C.I. (B.S.)) y el poder calorífico inferior en base húmeda (P.C.I. (B.H.)) se obtiene a partir de las ecuaciones 2.2.2.2, 2.2.2.3 y 2.2.2.4, respectivamente.

Tabla 4.3.1. Caracterización física y química del recurso de la biomasa residual agrícola y forestal.
 Fuente: Elaboración propia.

Descripción	Poder Calorífico Superior [kcal/kg]		Poder Calorífico Inferior [kcal/kg]			Densidad [kg/m ³]
	Base seca	Base húmeda 15 [%]	Base seca	Base húmeda 15 [%]	Base húmeda 30 [%]	
Biomasa residual agrícola leñosa						
Cerezo	3.135,11	2.664,84	2.819,26 ^[56]	2.308,60	-	370 ^[57]
Ciruelo	3.135,11	2.664,84	2.819,26 ^[56]	2.308,60	-	370 ^[57]
Pimiento	3.646,98 ^[55]	3.099,93	3.331,13	2.743,69	-	250 ^[59]
Tomate	4.340,55 ^[6]	3.689,47	4.024,70	3.333,23	-	268,5 ^[5]
Biomasa residual agrícola herbácea						
Girasol	4.056,86 ^[60]	3.448,33	3.741,01	3.092,09	-	-
Maíz	4.400,91 ^[60]	3.740,77	4.085,06	3.384,53	-	-
Trigo	4.439,14 ^[97]	3.773,26	4.123,28	3.417,02	-	-
Biomasa residual forestal						
Eucalipto	4.593,00 ^[61]	3.904,05	4.277,15	-	2.818,47	717,5 ^[63]
Pino	4.892,00 ^[61]	4.158,20	4.576,15	-	3.027,77	495
Plátano	4.556,01 ^[62]	3.872,61	4.240,16	-	2.792,58	600

4.4. Cuantificación energética del recurso de la biomasa en el Partido de General Pueyrredon

Para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa en el Partido de General Pueyrredon se ha utilizado la siguiente metodología:

- ✓ Para biomasa residual agrícola:

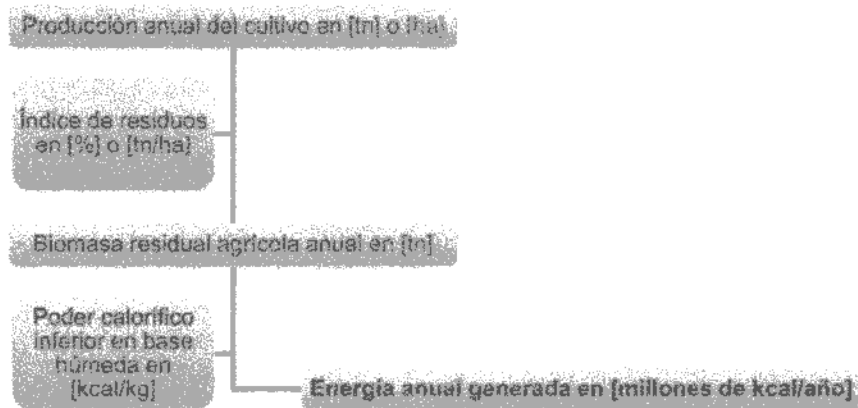


Figura 4.4.1. Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa residual agrícola.
 Fuente: Elaboración propia.

Los distintos índices de residuos dependen del cultivo y de las condiciones en las que se produce. Generalmente, el índice de residuos se expresa en cantidad de residuos producidos por unidad de superficie. Estos índices se establecen sobre la base de estudios precedentes.

- ✓ Para la biomasa residual forestal:

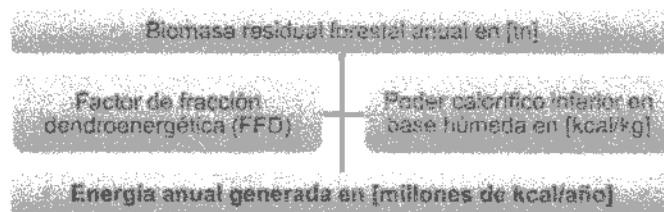


Figura 4.4.2. Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa residual forestal.
 Fuente: Elaboración propia.

El factor de fracción dendroenergética (FFD) determina la fracción del total de biomasa residual forestal que puede ser utilizada como leña. Incluye tallos, cortezas y ramas; y excluye hojas y ramas de pequeñas dimensiones.^[64]

A partir del Censo Nacional Agropecuario realizado en el año 2002 y elaborado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) se obtienen los siguientes resultados:^[65]

Tabla 4.4.1. Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual agrícola herbácea en la Provincia de Buenos Aires.
 Fuente: Elaboración propia.

Provincia de Buenos Aires						
Descripción	Superficie [ha]	Producción [tn]	Índice de residuos [%]	Residuos anuales [tn]	PCI [kcal/kg] Base húmeda 15 [%]	Energía anual generada [millones de kcal/año]
Biomasa residual agrícola herbácea						
Girasol	963,6	1.561,9	1,5 ^[64]	23,43	3.092,09	72,44
Maíz	1.394,5	7.761,8	2,0 ^[64]	155,24	3.384,53	525,40
Trigo	3.374,5	9.734,8	1,2 ^[64]	116,82	3.417,02	399,17

A partir de una estimación realizada en el año 2009 por la Agencia de Extensión Rural Mar del Plata dependiente del INTA se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4.4.2. Cultivos bajo cubierta en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia en base a INTA, 2009.

Cultivos bajo cubierta INTA – Año 2009	
Cultivo bajo cubierta	Superficie [ha]
Apio	40
Espinaca	40
Lechuga	200
Pimiento	70
Tomate	280

Tabla 4.4.3. Cultivos a campo abierto en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia en base a INTA, 2009.

Cultivos a campo abierto INTA – Año 2009			
Cultivos a campo abierto	Superficie [ha]	Cultivos a campo abierto	Superficie [ha]
Acelga	450	Espinaca	200
Ajo	100	Frutilla	130
Albahaca	10	Hinojo	120
Alcaucil	70	Lechuga	2.500
Apio	130	Perejil	250
Arveja Fresca	350	Pimiento	60
Berenjena	25	Puerro	120
Brócoli	150	Radicheta	30
Cebolla de Bulbo	550	Remolacha	250
Cebolla de Verdeo	350	Repollo	150
Chaucha	180	Tomate	250
Choclo	1.300	Zanahoria	1.600
Coliflor	80	Zapallito de Tronco	300
Espárrago	130	Zapallo	900

Tabla 4.4.4. Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual agrícola leñosa en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia.

Partido de General Pueyrredon						
Descripción	Superficie [ha]	Producción [tn]	Índice de residuos [tn/ha]	Residuos anuales [tn]	PCI [kcal/kg] Base húmeda 15 [%]	Energía anual generada [millones de kcal/año]
Biomasa residual agrícola leñosa a campo abierto						
Pimiento	60	-	21 ^[56]	1.268	2.743,69	3.478,56
Tomate	250	-	42 ^[56]	10.581	3.333,23	35.269,80
Biomasa residual agrícola leñosa bajo cubierta						
Pimiento	70	-	33 ^[56]	2.302	2.743,69	6.316,93
Tomate	280	-	59 ^[56]	16.546	3.333,23	55.152,65

A partir de los datos provistos por el Departamento de Arbolado Urbano del ENOSUR ^[56] se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4.4.5. Biomasa residual forestal en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia.

Biomasa residual forestal								
Mes	Datos [tn/día]		Adoptado		Detalle de especies arbóreas [tn/mes]			
	Año 2009	Año 2010	[tn/día]	[tn/mes]	Eucalipto	Pino	Plátano	Otras
Enero	80,6	114,3	87,7	2.718,9	135,9	135,9	2.175,1	271,9
Febrero	-	117,9	106,1	2.971,1	148,6	148,6	2.376,9	297,1
Marzo	-	103,5	93,2	2.887,7	144,4	144,4	2.310,1	288,8
Abril	-	153,4	138,1	4.141,8	207,1	207,1	3.313,4	414,2
Mayo	-	126,0	113,4	3.515,4	175,8	175,8	2.812,3	351,5
Junio	-	121,7	109,5	3.285,9	164,3	164,3	2.628,7	328,6
Julio	83,6	91,5	78,8	2.442,6	122,1	122,1	1.954,1	244,3
Agosto	73,9	96,1	76,5	2.371,5	118,6	118,6	1.897,2	237,2
Septiembre	-	-	100,4	3.012,2	150,6	150,6	2.409,8	301,2
Octubre	-	-	100,4	3.112,6	155,6	155,6	2.490,1	311,3
Noviembre	-	-	100,4	3.012,2	150,6	150,6	2.409,8	301,2
Diciembre	-	-	100,4	3.112,6	155,6	155,6	2.490,1	311,3
Anual			1.204,9	36.584,4	1.829,2	1.829,2	29.267,5	3.658,4

Se considera que el eucalipto representa un 5 [%], el pino representa un 5 [%], el plátano representa un 80 [%] y las especies restantes representan un 10 [%] de la poda total de arbolado urbano.

Tabla 4.4.6. Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual forestal en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia.

Partido de General Pueyrredon				
Descripción	Residuos anuales [tn]	Factor de tracción dendroenergética (FFD)	PCI [kcal/kg] Base húmeda	Energía anual generada [millones de kcal/año]
Biomasa residual forestal (Leña) - Base húmeda 30 [%]				
Eucalipto	1.829	0,83 ^[64]	2.818,47	5.155,60
Pino	1.829	0,83 ^[64]	3.027,77	5.538,45
Plátano	29.268	0,83 ^[64]	2.792,58	81.731,75
Biomasa residual forestal (Briqueta) - Base húmeda 15 [%]				
Eucalipto	1.829	1	3.547,81	6.489,72
Pino	1.829	1	3.801,96	6.954,62
Plátano	29.268	1	3.516,37	102.915,31

Finalmente, se puede observar que la energía anual generada por la biomasa residual agrícola y forestal en el Partido de General Pueyrredon se encuentra distribuida de la siguiente manera:

Potencial energético anual en el Partido de General Pueyrredon
 [Millones de kcal/año]

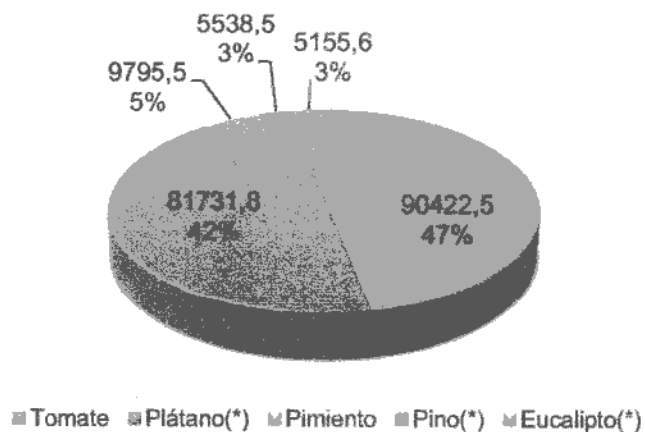


Figura 4.4.3. Distribución de la energía anual generada por la biomasa residual agrícola y forestal en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia.

(*) Base húmeda del 30 [%]

Además, la energía anual generada en el Partido de General Pueyrredon es equivalente a:

Tabla 4.4.7. Propano, butano y gas natural equivalente a la energía anual generada por la biomasa residual agrícola y leñosa.

Fuente: Elaboración propia.

Descripción	Propano líquido		Butano líquido		Gas natural [Millones de m ³]
	[m ³ a 15°C]	[Miles de kg]	[m ³ a 15°C]	[Miles de kg]	
Provincia de Buenos Aires					
Biomasa residual agrícola herbácea					
Girasol	12,9	6,5	11,3	6,6	7,8
Maíz	93,4	47,4	81,8	48,0	56,5
Trigo	71,0	36,0	62,1	36,5	42,9
Partido de General Pueyrredón					
Biomasa residual agrícola leñosa a campo abierto					
Pimiento	618,5	313,9	541,5	318,0	374,0
Tomate	6.270,6	3.182,6	5.490,6	3.224,5	3.792,5
Biomasa residual agrícola leñosa bajo cubierta					
Pimiento	1.123,1	570,0	983,4	577,5	679,2
Tomate	9.805,6	4.976,8	8.585,8	5.042,3	5.930,4
Biomasa residual forestal (Leña) - Base húmeda (30%)					
Eucalipto	916,6	465,2	802,6	471,3	554,4
Pino	984,7	499,8	862,2	506,3	595,5
Plátano	14.531,1	7.375,2	12.723,4	7.472,3	8.788,4

4.5. Cuantificación energética del recurso de la biomasa en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso

Los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso presentan un perfil eminentemente rural. Las zonas rurales se destacan por generar una gran cantidad de residuos de carácter orgánico, que constituyen la denominada biomasa residual.

Para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa alrededor del establecimiento educativo, en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, se ha utilizado la siguiente metodología:

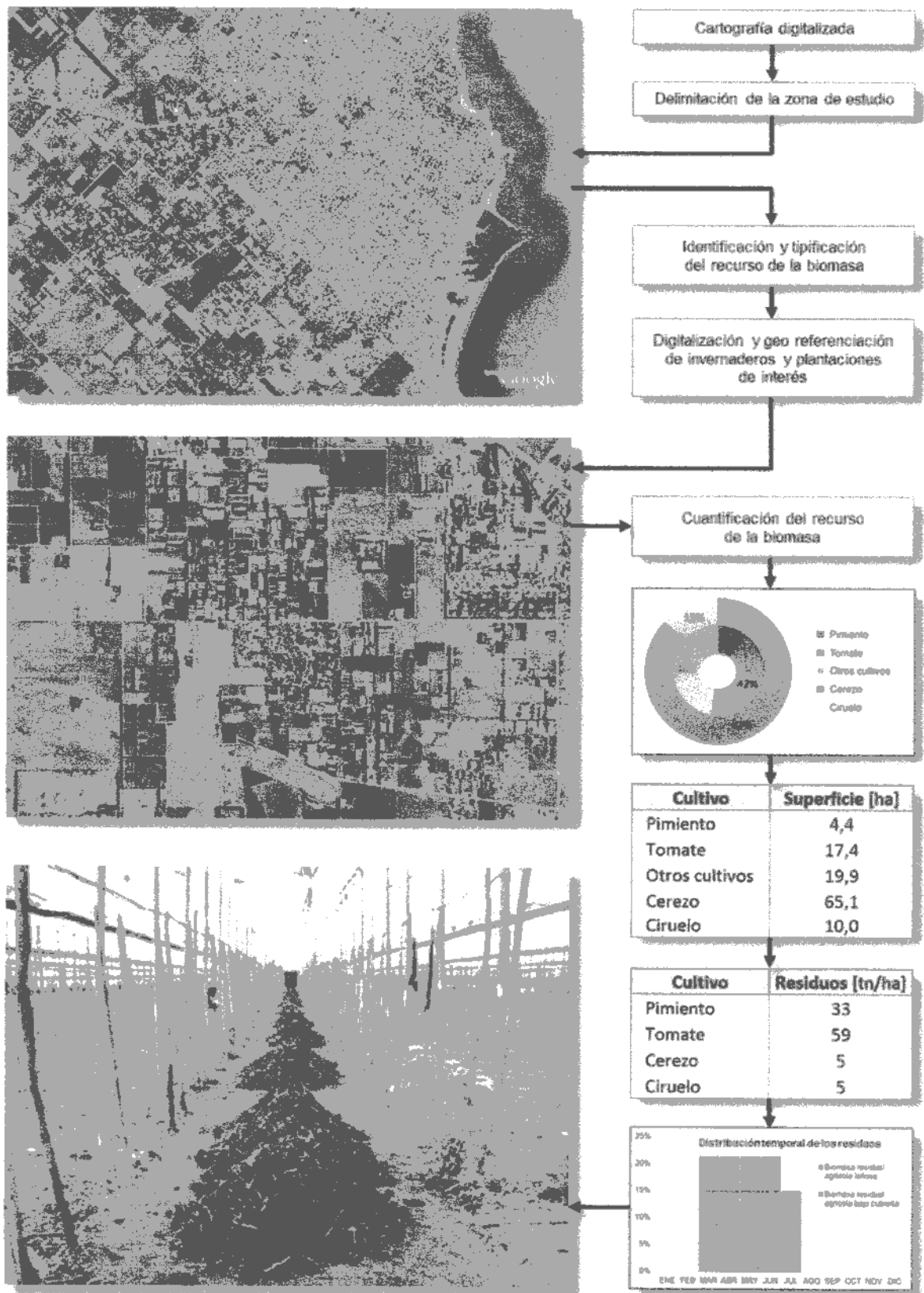


Figura 4.5.1. Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.
 Fuente: Elaboración propia.

A partir de la cartografía digitalizada, se delimita la zona de estudio: los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

Debido a las principales necesidades energéticas del establecimiento educativo se identificaron, de todos los tipos de biomasa, dos en particular: la biomasa residual agrícola herbácea y la biomasa residual agrícola leñosa. La particularidad que tienen estos tipos de biomasa es su frecuente utilización en la generación de calor a partir de la combustión de los mismos. La biomasa residual agrícola de la zona está conformada por residuos generados en la cosecha de cultivos bajo cubierta, como son el pimiento y el tomate, y por residuos generados en la poda de plantaciones a campo abierto, como son los cerezos y los ciruelos.

Teniendo en cuenta los tipos de biomasa identificados, se realiza la digitalización de las explotaciones bajo cubierta (en rojo), donde se encuentran los pimientos y los tomates, y de las plantaciones a campo abierto (en azul), donde se encuentran los cerezos y los ciruelos.

Para cuantificar el recurso de la biomasa se obtienen en principio las superficies totales de la digitalización de las explotaciones bajo cubierta y de las plantaciones a campo abierto.

Tabla 4.5.1. Superficie total digitalizada de explotaciones bajo cubierta y plantaciones a campo abierto.
Fuente: Elaboración propia.

Superficie total [m²]	
Explotaciones bajo cubierta	415.981
Plantaciones a campo abierto	75.018

En el caso de las explotaciones bajo cubierta, resulta prácticamente imposible diferenciar aquellas que tienen pimiento y/o tomate de aquellas que tienen otros cultivos. Es por este motivo, que se ha considerado que cada explotación bajo cubierta digitalizada posee un porcentaje de pimiento, un porcentaje de tomate y un porcentaje de otros cultivos.

Estos porcentajes se obtienen a partir de una estimación realizada por la oficina del INTA en Mar del Plata en el año 2009. Con estos porcentajes, se obtienen teóricamente la superficie total de pimiento y la superficie total de tomate.

Tabla 4.5.2. Superficie y porcentaje del total de los cultivos bajo cubierta en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia en base a INTA, 2009.

Cultivo	Superficie [ha]	Porcentaje [%]
Tomate	280	42
Lechuga	200	30
Pimiento	70	10
Apio	40	6
Espinaca	40	6
Otros	40	6
Total	670	100

Tabla 4.5.3. Superficie total digitalizada de pimiento y de tomate.
Fuente: Elaboración propia.

Superficie total [m ²]	
Pimiento	43.461
Tomate	173.843
Otros cultivos	198.677
Explotaciones bajo cubierta	415.981

En el caso de las plantaciones a campo abierto, se obtiene la superficie total de ciruelos y cerezos a partir de datos concretos de productores locales.

Tabla 4.5.4. Superficie total digitalizada de cerezos y ciruelos.
Fuente: Elaboración propia.

Superficie total [m ²]	
Cerezos	65.016
Ciruelos	10.002
Plantaciones a campo abierto	75.018

Nuevamente, para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, se ha utilizado la siguiente metodología:

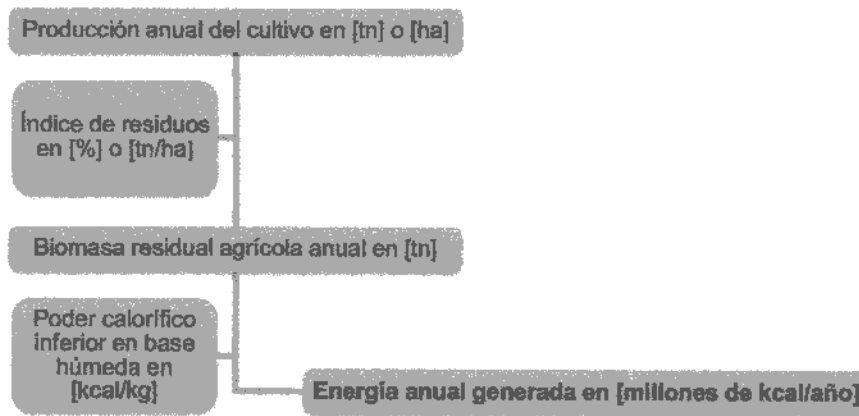


Figura 4.5.2. Metodología utilizada para cuantificar energéticamente el recurso de la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.
Fuente: Elaboración propia.

Los distintos índices de residuos dependen del cultivo y de las condiciones en las que se produce. Generalmente, el índice de residuos se expresa en cantidad de residuos producidos por unidad de superficie.

Los índices de residuos del pimiento y del tomate, se estimaron a partir de los índices de residuos utilizados en la Provincia de Almería (España), teniendo en cuenta principalmente la diferencia existente en el rendimiento de la producción.

Tabla 4.5.5 Índices de residuos del pimiento y del tomate bajo cubierta.
 Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Provincia de Almería, España		Ciudad de Mar del Plata, Argentina	
	Rendimiento de la producción [tn/ha]	Índice de residuos [tn/ha]	Rendimiento de la producción [tn/ha]	Índice de residuos [tn/ha]
Pimiento	60 ^[58]	28 ^[58]	70,48 ^[59]	33
Tomate	90 ^[58]	49 ^[58]	108,54 ^[59]	59

Los índices de residuos de los cerezos y los ciruelos se establecen sobre la base de estudios precedentes.

Con estos índices de residuos se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4.5.6. Cuantificación energética del recurso de la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.
 Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Superficie [ha]	Índice de residuos [tn/ha]	Residuos anuales [tn]	PCI [kcal/kg] Base húmeda 15 [%]	Energía anual generada [millones de kcal/año]
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta					
Pimiento	4,4	33	143	2.743,69	392,20
Tomate	17,4	59	1.027	3.333,23	3.424,25
Subtotal					3.816,5
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto					
Cerezo	65,0	5	351	2.308,60	810,32
Ciruelo	10,0	5	54	2.308,60	124,66
Subtotal					935,0
Biomasa residual agrícola total					
Total					4.751,4

Además, la energía que podría ser generada anualmente en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso es equivalente a:

Tabla 4.5.7. Propano, butano y gas natural equivalente a la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

Fuente: Elaboración propia.

Descripción	Propano líquido		Butano líquido		Gas natural
	[m ³ a 15°C]	[Miles de kg]	[m ³ a 15°C]	[Miles de kg]	[Millones de m ³]
Barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso					
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta					
Pimiento	69,7	61,1	61,1	35,9	42,2
Tomate	608,8	309,0	533,1	313,1	368,2
Subtotal	678,5	370,1	594,2	349	410,4
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto					
Cerezo	144,1	73,1	126,1	74,1	87,1
Ciruelo	22,2	11,2	19,4	11,4	13,4
Subtotal	166,3	84,3	145,5	85,5	100,5
Biomasa residual agrícola					
Total	844,8	454,4	739,7	434,4	510,9

La energía que podría ser generada anualmente se distribuye a lo largo del año dependiendo principalmente de las pautas de producción y mantenimiento de las actividades agrícolas de los distintos cultivos. Haciendo un análisis de estacionalidad del recurso de la biomasa se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4.5.8. Estacionalidad del recurso de la biomasa en [m³/mes] en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Marzo a Junio	Julio	Agosto a Febrero
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta			
Pimiento	114	114	0
Tomate	765	765	0
Subtotal	879	879	0
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto			
Cerezo	237	0	0
Ciruelo	36	0	0
Subtotal	273	0	0
Biomasa residual agrícola total			
Total	1152	879	0

Tabla 4.5.9. Estacionalidad del recurso de la biomasa en [kg/mes]
 en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.
 Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Marzo a Junio	Julio	Agosto a Febrero
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta			
Pimiento	28.589	28.589	0
Tomate	205.461	205.461	0
Subtotal	234.050	234.050	0
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto			
Cerezo	87.750	0	0
Ciruelo	13.500	0	0
Subtotal	101.250	0	0
Biomasa residual agrícola total			
Total	335.300	234.050	0

Tabla 4.5.10. Estacionalidad del recurso de la biomasa en [millones de kcal/mes]
 en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.
 Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Marzo a Junio	Julio	Agosto a Febrero
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta			
Pimiento	78,44	78,44	0
Tomate	684,85	684,85	0
Subtotal	763,29	763,29	0
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto			
Cerezo	202,58	0	0
Ciruelo	31,17	0	0
Subtotal	233,75	0	0
Biomasa residual agrícola total			
Total	997,04	763,29	0

Se puede observar que la disponibilidad del recurso de la biomasa en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso coincide con la época de incremento de las necesidades térmicas del establecimiento educativo.

La biomasa residual agrícola de las explotaciones bajo cubierta se encuentra distribuida en toda la extensión de los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso. Las condiciones de recolección y transporte de la misma son factores determinantes en la estructura de costos de inversión y operación de todo proceso de conversión energética.

La distancia de la biomasa residual agrícola, tanto de las explotaciones bajo cubierta como de las plantaciones a campo abierto, respecto de la planta de procesamiento, y de ésta respecto del punto de utilización, el establecimiento educativo, deben analizarse detalladamente con el objetivo de lograr una operación eficiente.

A partir de la cartografía digitalizada se determina el punto óptimo de recolección utilizando un método análogo a la determinación del centro de potencia.

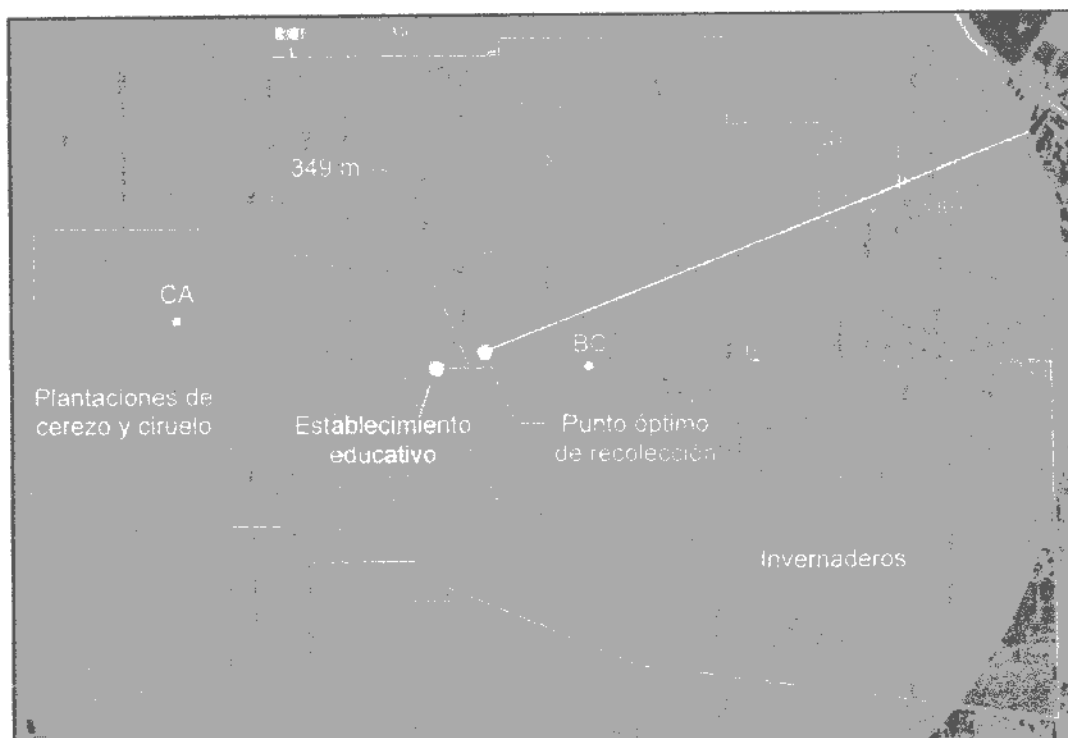


Figura 4.5.3. Ubicación geográfica del punto óptimo de recolección.
 Fuente: Elaboración propia.

El punto óptimo de recolección es el punto adecuado para instalar la planta de procesamiento. El mismo se obtiene calculando los puntos CA de recolección para las plantaciones a campo abierto y BC de recolección para las explotaciones bajo cubierta, y ponderándolos en base a la cantidad anual de residuos de cada tipo generados, expresados en [tn]. El punto resultante no sólo se encuentra próximo al punto de utilización, 349 [m], sino también a la vía de comunicación principal y a la línea de distribución eléctrica, factores importantes a tener en cuenta.

La planta de procesamiento es la encargada de almacenar la materia prima, realizar el proceso de homogeneización y densificación, y almacenar el producto terminado.

Las distancias desde el punto óptimo de recolección hasta el establecimiento educativo, el punto CA de recolección para plantaciones a campo abierto, el punto BC de recolección para explotaciones bajo cubierta, la explotación bajo cubierta más cercana y la explotación bajo cubierta más alejada, se puede observar en la Tabla 4.5.11. Cabe destacar que dichas distancias no han sido medidas por medio de una línea recta, sino que se consideraron los desplazamientos que debería realizar un vehículo para la recolección y transporte de los residuos a través de los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

Tabla 4.5.11. Distancias desde el punto óptimo de recolección.
 Fuente: Elaboración propia.

Distancia desde el punto óptimo de recolección hasta...	
... el establecimiento educativo	349 [m]
... el punto CA de recolección para plantaciones a campo abierto	957 [m]
... el punto BC de recolección para explotaciones bajo cubierta	686 [m]
... la explotación bajo cubierta más cercana	127 [m]
... la explotación bajo cubierta más alejada	4.570 [m]

4.6. Conclusión

En este capítulo se identificó, tipificó, caracterizó y cuantificó el recurso de la biomasa, a nivel macro en el Partido de General Pueyrredon, y a nivel micro en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

El Partido de General Pueyrredon es el cuarto productor de hortalizas a nivel provincial y posee un gran cinturón verde hortícola donde se observan una gran cantidad de explotaciones agrícolas a campo y bajo cubierta. Por su parte, los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso presentan un perfil eminentemente rural.

Por lo tanto, ambos se destacan por generar una gran cantidad de residuos de carácter orgánico, que constituyen la denominada biomasa residual agrícola herbácea, agrícola leñosa y forestal.

Teniendo en cuenta la biomasa residual generada y a partir del análisis realizado en este capítulo se obtienen las siguientes conclusiones:

✓ Tanto la biomasa residual agrícola generada por el pimiento, el tomate, el cerezo y el ciruelo como la biomasa residual forestal generada por el eucalipto, el pino y el plátano tienen un gran potencial energético. La biomasa residual en el Partido de General Pueyrredon tiene un potencial energético equivalente a 17.384 [miles de kg] de propano líquido, 17.612 [miles de kg] de butano líquido o 20.714 [millones de m³] de gas natural. La biomasa residual en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso tiene un potencial energético equivalente a 454,4 [miles de kg] de propano líquido, 434,4 [miles de kg] de butano líquido y 510,9 [millones de m³] de gas natural.

✓ Los residuos agrícolas generados por el pimiento, el tomate, el cerezo y el ciruelo son un problema para los pequeños y medianos productores de la zona.

✓ Los residuos forestales generados por el eucalipto, el pino y el plátano son un problema para la ciudad de Mar del Plata que no tiene lugar para disponerlos.

✓ La estacionalidad de la biomasa residual disponible coincide con los períodos donde aumentan las necesidades térmicas del período invernal.

CAPÍTULO 5

**CARACTERIZACIÓN DE LOS
RECURSOS EÓLICO, SOLAR,
GEOTÉRMICO Y MICROHIDRÁULICO
EN EL PARTIDO DE GENERAL
PUEYRREDON**

5. CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICO, SOLAR, GEOTÉRMICO Y MICROHIDRÁULICO EN EL PARTIDO DE GENERAL PUEYRREDON

En este capítulo se caracterizan y cuantifican los recursos eólico, solar, geotérmico y microhidráulico en el Partido de General Pueyrredon.

No todos los datos obtenidos para la evaluación de los recursos naturales fueron medidos en la zona de estudio correspondiente a los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso. Algunos de ellos fueron medidos en otras zonas del Partido de General Pueyrredon e incluso fuera de sus límites. En estos casos, se extendieron los resultados de la evaluación a la zona de estudio teniendo en cuenta las características geográficas predominantes y se realizó la validación de los mismos.

5.1 Caracterización del recurso eólico

La información utilizada para la evaluación del recurso eólico en el Partido de General Pueyrredon proviene de mediciones anemométricas oficiales relevadas por el Servicio Meteorológico Nacional en el aeropuerto de la ciudad de Mar del Plata, situado a 37° 56' de latitud sur y 57° 40' de longitud oeste, a 21 metros sobre el nivel del mar. ^[67]

Las mediciones han sido tomadas a una altura sobre el terreno de 10 metros y a intervalos de 1 hora, durante los años 2005 y 2006. Se toma el procesamiento original de estos datos realizado por el Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y se lo ajusta a las necesidades de este trabajo ^[68]. En la Tabla 5.1.1 se pueden observar las características principales de la serie de datos, producto del análisis estadístico de la misma.

Tabla 5.1.1. Análisis estadístico de la serie de datos eólicos.

Fuente: Elaboración propia en base a Roberts, 2008.

Variable	Valor	Unidad
Número de mediciones	17.411	-
Velocidad media	3,801	[m/s]
Desviación estándar	2,379	[m/s]
Mínimo, mayor a 1,5 [m/s]	1,667	[m/s]
Máximo	15,556	[m/s]
Calmas, menores a 1,5 [m/s]	13,31	[%]
Coefficiente de variación (σ/V_{med})	62,58	[%]

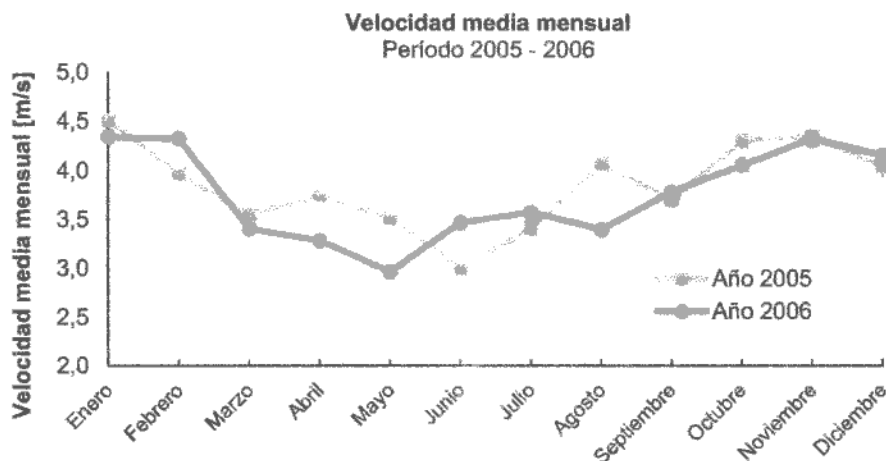


Figura 5.1.1. Velocidad media mensual del viento para el período 2005 - 2006.

Fuente: Elaboración propia en base a Roberts, 2008.

Dividiendo la serie de datos en rangos de 1 [m/s], se obtiene la distribución de frecuencias para cada rango y se emplea el método de los mínimos cuadrados para calcular los parámetros de forma k y de escala c , los cuales se pueden observar en la Figura 5.1.2. En la función generalizada de Weibull existe un tercer parámetro denominado de localización θ , a partir del cual se inicia la distribución y permite un mejor ajuste de la distribución a la serie de datos. El mismo vale cero para este tipo de aplicaciones y así se comprueba dado que el coeficiente de correlación resulta ser 0,9947.

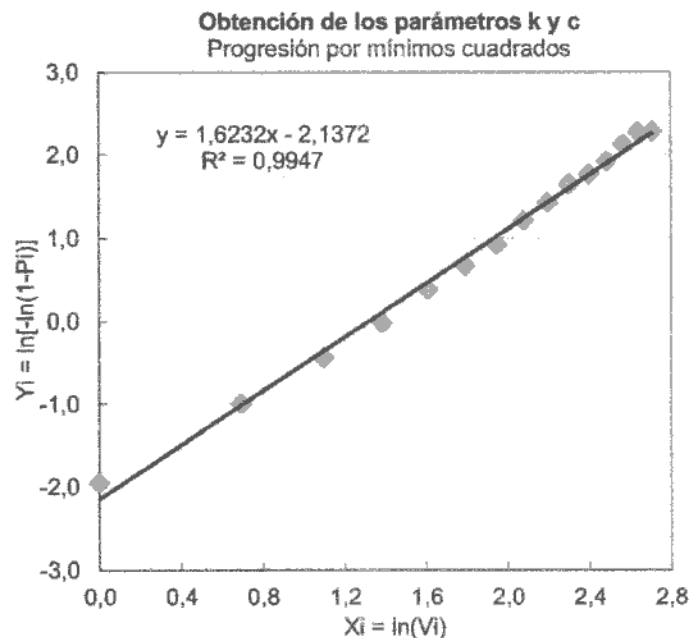


Figura 5.1.2. Progresión de mínimos cuadrados para la obtención de los parámetros de Weibull.
 Fuente: Elaboración propia.

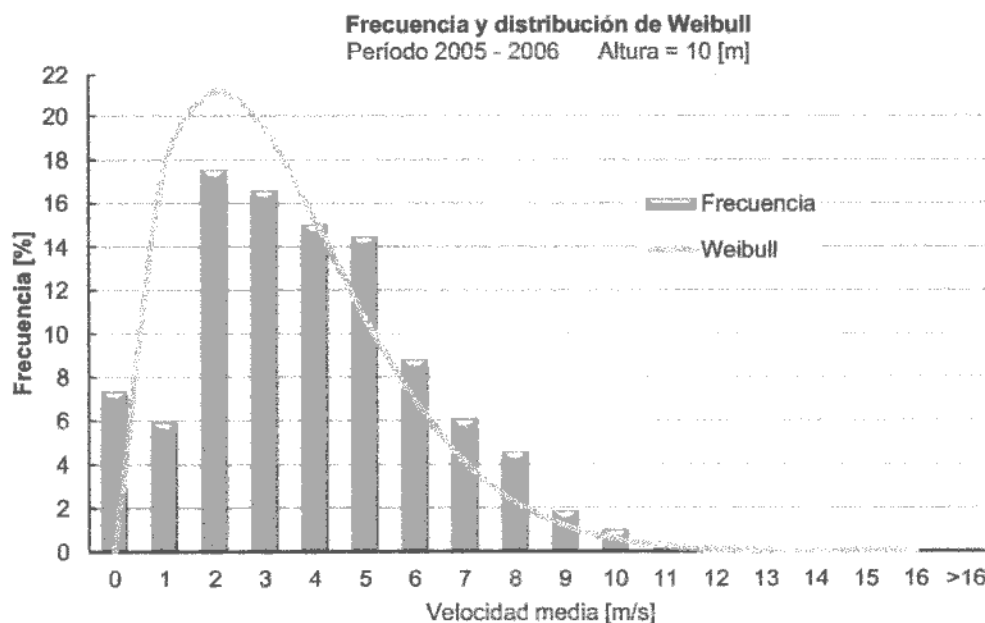


Figura 5.1.3. Frecuencia y distribución de Weibull a 10 metros de altura para el período 2005 - 2006.
 Fuente: Elaboración propia.

Se emplea la ley de Hellmann para extrapolar los datos registrados por el Servicio Meteorológico Nacional de velocidad del viento a 10 [m] y llevarlos a 20 [m], donde un análisis económico posterior indicará si es más beneficioso aumentar la altura, agregar otro aerogenerador o aumentar su potencia.

Figura 5.1.2. Características de la serie eólica a diferentes alturas.
Fuente: Elaboración propia.

Variables	10 [m]	20 [m]
Exponente α	0,2	
V_m [m/s]	3,80	4,37
Parámetro de forma k	1,623	1,528
Parámetro de escala c	3,731	4,170
P [W/m ²]	77,7	117,8
E _{anual} [kWh/m ²]	681,3	1032,7

Si bien la zona de estudio no posee obstáculos de gran envergadura, el análisis de la dirección predominante del viento permite determinar la ubicación más conveniente del aerogenerador respecto de obstáculos de menor tamaño presentes en el terreno de emplazamiento. En este caso, la dirección resulta ser NNO, y al mismo tiempo, esta dirección resulta ser una de las direcciones de mayor velocidad media promedio. Por lo tanto, el montaje del aerogenerador debe realizarse de manera tal que en dicha dirección no se encuentre cerca algún obstáculo significativo. Una casa o una arboleda, alterarían el flujo del viento antes de pasar por el aerogenerador.

A continuación se puede observar la rosa de los vientos, representación gráfica de la distribución del viento según la dirección de la que proviene. Si la topografía del terreno no presenta alteraciones significativas, los valores de la rosa de los vientos pueden ser extrapolados en un área de hasta 100 [km] a la redonda. En este caso, los valores de la rosa de los vientos pueden ser extrapolados a todo el Partido de General Pueyrredon.

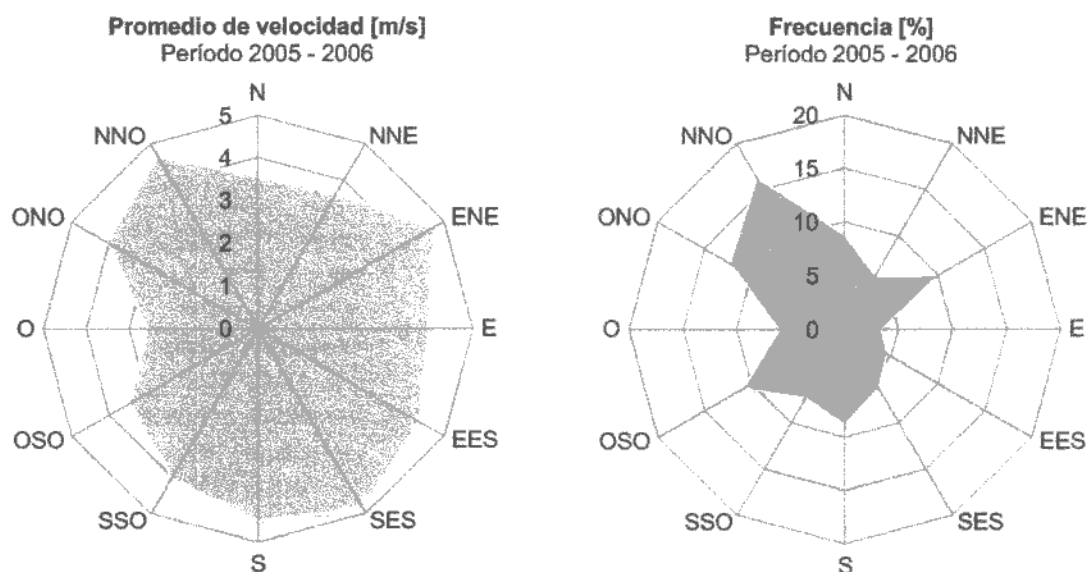
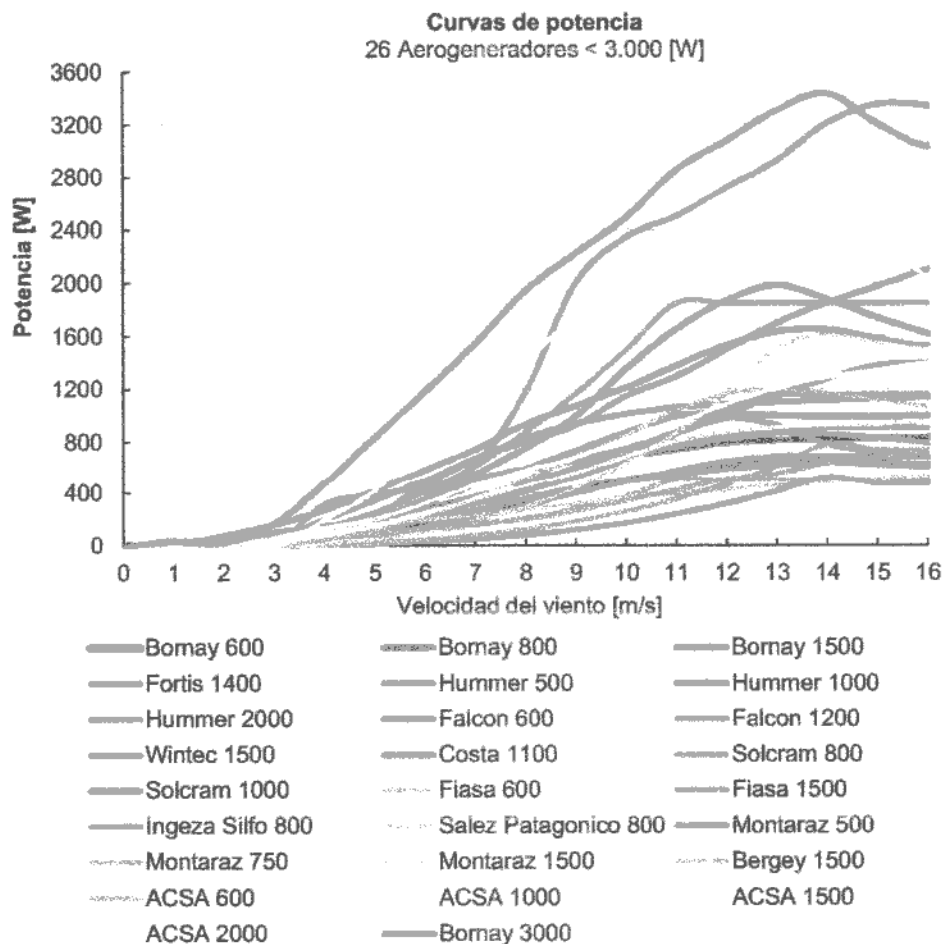


Figura 5.1.4. Promedio y frecuencia de la velocidad del viento por dirección para el período 2005 - 2006.
Fuente: Elaboración propia.

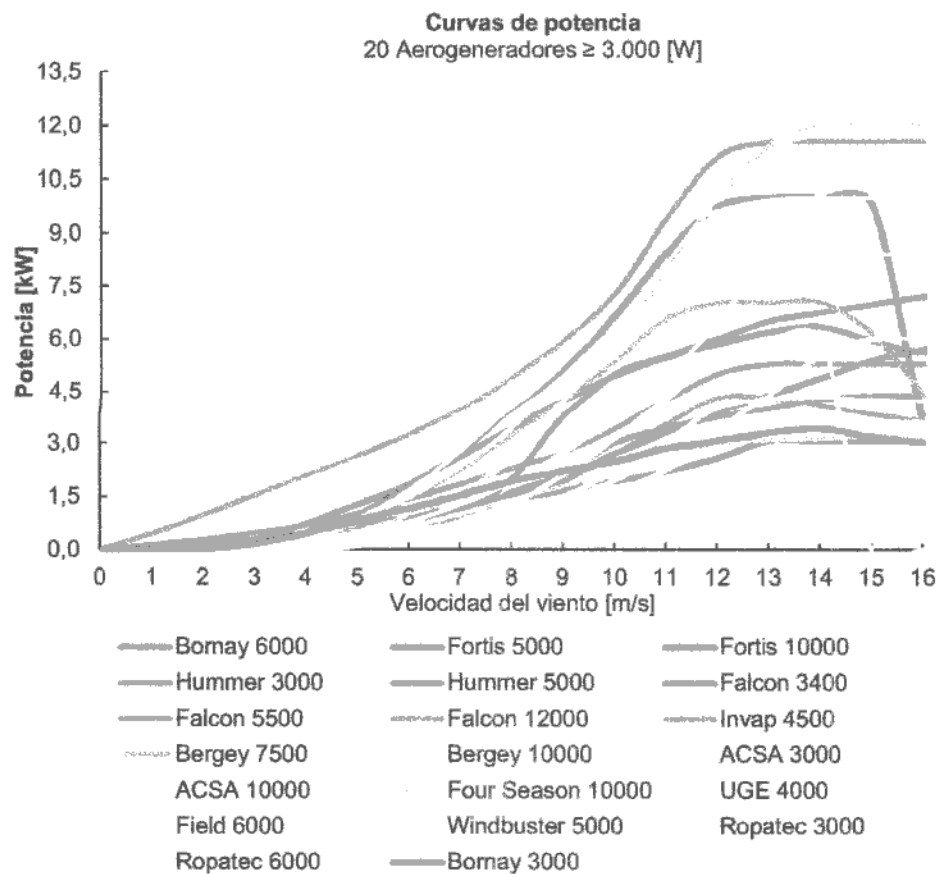
A continuación, se realiza una evaluación teórica de performance de 45 aerogeneradores para obtener la energía que son capaces de aprovechar en la zona de estudio. Se evalúan aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical, nacionales e importados. Para ello, se recurre a las curvas de potencia provistas por sus fabricantes.

Tabla 5.1.3. Performance de dos aerogeneradores Bornay evaluados.
 Fuente: Elaboración propia.

Características del aerogenerador y el emplazamiento a 10 [m] de altura			Unidad
Potencia nominal del aerogenerador	3,0	1,5	[kW]
Diámetro del rotor	4,00	2,86	[m]
Área cubierta por el rotor	12,6	6,4	[m ²]
Energía anual generada por el aerogenerador	3999,0	2255,7	[kWh]
Energía anual disponible en el emplazamiento	8562,0	4377,1	[kWh]
Porcentaje respecto de la energía disponible	46,7	51,5	[%]
Máxima energía anual aprovechable (Betz)	5073,8	2593,9	[kWh]
Porcentaje respecto de la energía aprovechable	78,8	87,0	[%]
Factor de capacidad del aerogenerador	15,2	17,2	[%]



Figuras 5.1.5. Curvas de potencia de aerogeneradores con potencias menores a 3.000 [W].
 Fuente: Elaboración propia.



Figuras 5.1.6. Curvas de potencia de aerogeneradores con potencias mayores o iguales a 3.000 [W].
Fuente: Elaboración propia.

Los aerogeneradores nacionales de eje horizontal se encuentran en color rojo, los aerogeneradores importados de eje horizontal se encuentran en color azul y los aerogeneradores importados de eje vertical se encuentran en color verde.

En términos generales, los mayores factores de capacidad son desarrollados por los aerogeneradores importados de eje horizontal. Se observa también que el factor de capacidad de la mayoría de los aerogeneradores nacionales ronda el 11 [%]. Si bien los aerogeneradores de eje vertical poseen factores de capacidad muy variados, los de mayor valor son los de mayor precio.

A 20 metros de altura, los factores de capacidad de todos los aerogeneradores se incrementan debido a las mayores velocidades de viento disponibles. Sin embargo, la relación entre los factores de capacidad se mantiene.

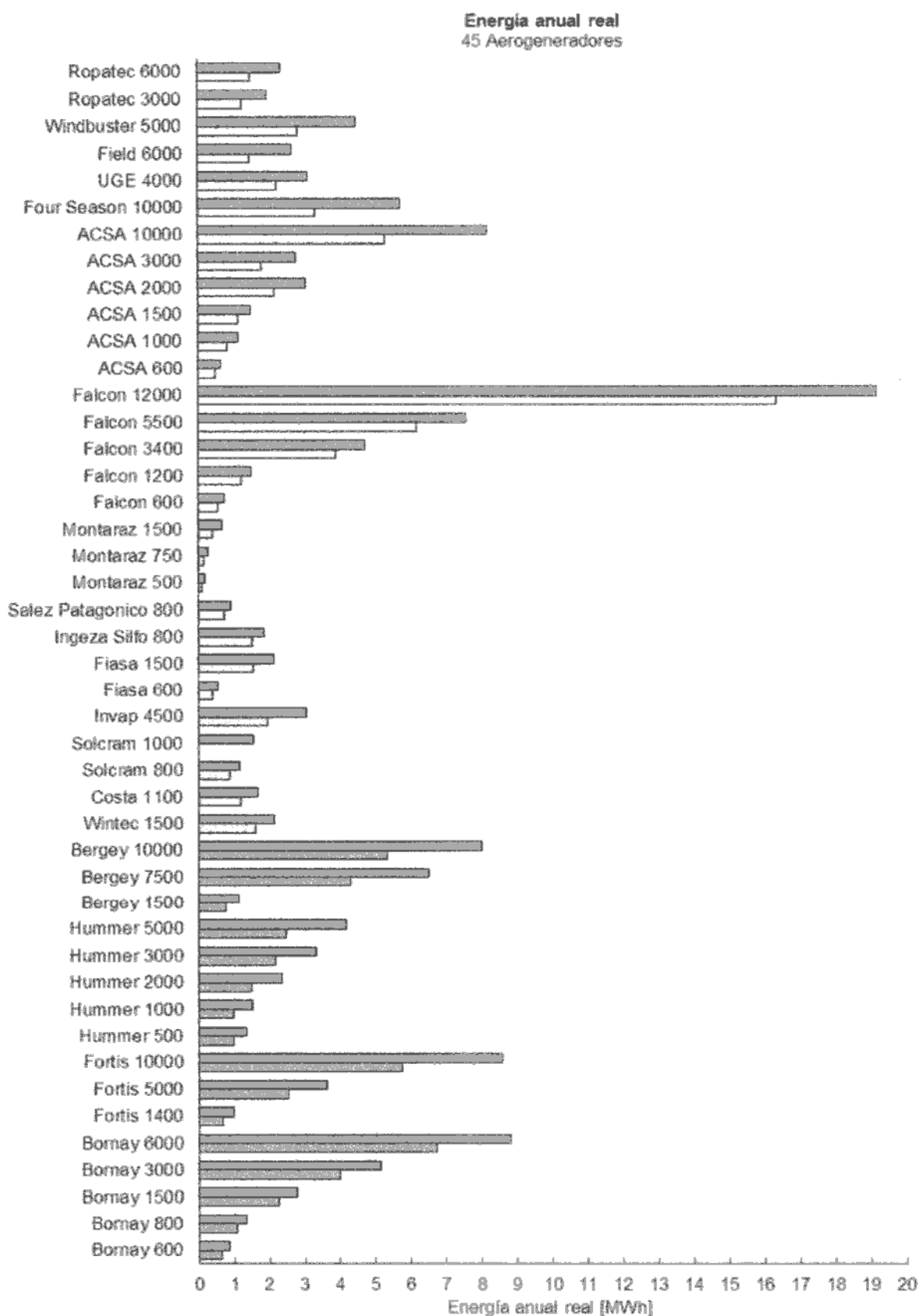


Figura 5.1.7. Energía anual real de los aerogeneradores evaluados en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia.

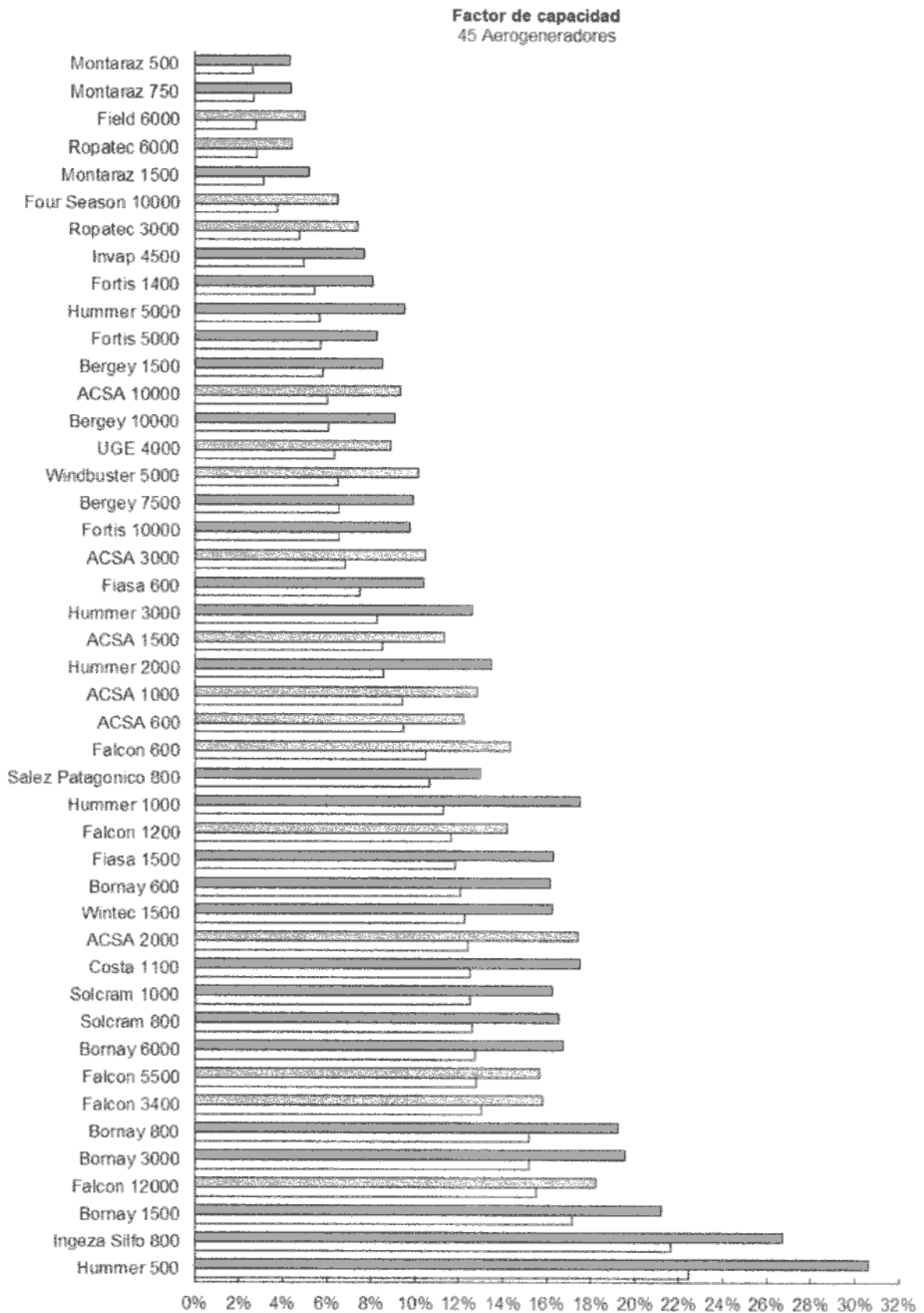
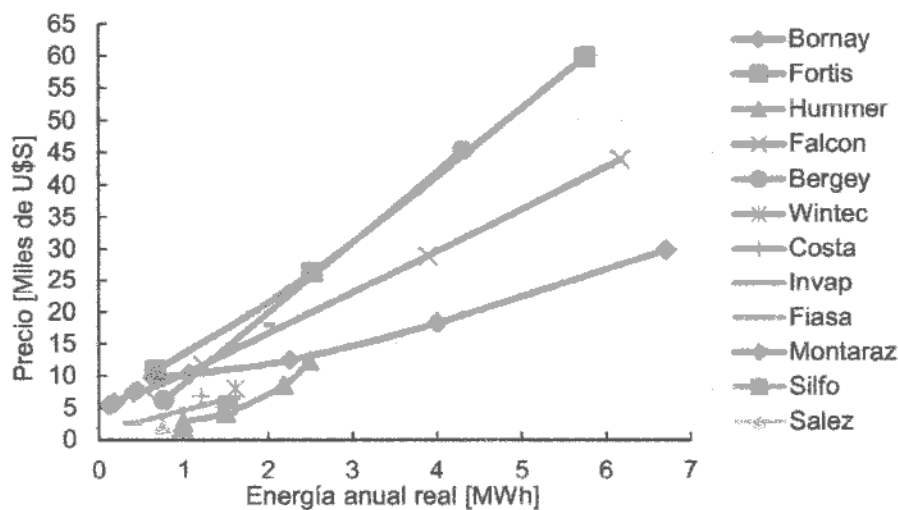


Figura 5.1.8. Factor de capacidad de los aerogeneradores evaluados en el Partido de General Pueyrredon.
Fuente: Elaboración propia.

Relacionando la energía anual real generada por los aerogeneradores y su precio, se observa que las curvas con los menores precios corresponden a los aerogeneradores Hummer, Salez, Silfo y Fiasa de eje horizontal para bajas potencias y Bornay de eje horizontal para mayores potencias.

Es por ello que estos aerogeneradores son los más utilizados en los estudios de caso, aunque en ciertas ocasiones se prioricen otras cualidades como el espacio disponible o la disponibilidad en el mercado local.

Cabe destacar que si bien el aerogenerador Invap es reconocido a nivel nacional, los resultados obtenidos no fueron satisfactorios al ser evaluado con el recurso eólico del Partido de General Pueyrredon. Su curva de potencia indica que fue desarrollado para una velocidad promedio y continua de 14 [m/s], condiciones que no posee el Partido de General Pueyrredon a la altura evaluada.



Figuras 5.1.9. Relación entre energía anual real y el precio de los aerogeneradores a 10 [m] de altura.
Fuente: Elaboración propia.

5.2. Caracterización del recurso solar

Para caracterizar el recurso solar en el Partido de General Pueyrredon se analizan los siguientes datos de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal:

- ✓ Datos mensuales provenientes del Atlas de Energía Solar de la República Argentina (12 datos).^[29]
- ✓ Datos mensuales provenientes de la base de datos Surface Meteorology and Solar Energy (NASA) (12 datos).^[69]
- ✓ Datos mensuales provenientes del software Meteonorm (12 datos).^[70]
- ✓ Datos diarios provenientes de la Estación Experimental Agropecuaria Balcarce (4.387 datos).^[71]

Los datos del Atlas de Energía Solar de la República Argentina y del software Meteonorm son estimados por proximidad a las distintas estaciones meteorológicas y los datos de la base de datos Surface Meteorology and Solar Energy (NASA) son estimados a partir de mediciones satelitales.

En cambio, los datos de la Estación Experimental Agropecuaria Balcarce son estimados a partir de la heliofanía relativa, la cual es medida con un heliógrafo. Son los más representativos y, en consecuencia, serán los utilizados para obtener los 12 valores resultantes de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal. Los datos del Atlas de Energía Solar de la República Argentina, del software Surface Meteorology and Solar Energy y del software Meteonorm serán los utilizados para validar los 12 valores resultantes.

La Estación Experimental Agropecuaria Balcarce pertenece al Centro Regional Buenos Aires Sur del INTA y está ubicada en el kilómetro 73,5 de la Ruta Nacional N° 226. El área de influencia de la misma es la siguiente:

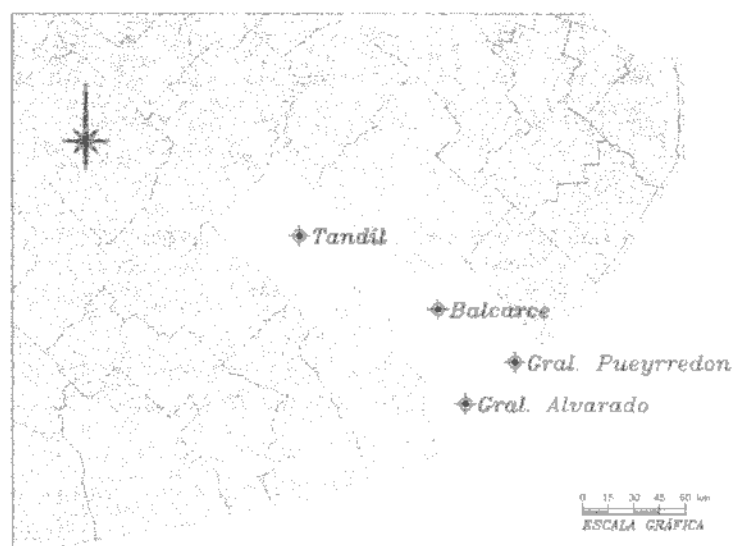


Figura 5.2.1. Ubicación geográfica del área de influencia de la Estación Experimental Agropecuaria Balcarce.
 Fuente: Elaboración propia.

Se analizan 4.387 datos diarios, correspondientes al período 2004 – 2010, y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.2.1. Valores mensuales de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia.

Irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal [kWh/m ² /día]				
Mes	Promedio	Mínimo	Máximo	σ
Enero	6,28	3,07	7,74	1,93
Febrero	5,47	2,72	7,26	1,56
Marzo	4,31	2,05	5,83	1,01
Abril	3,29	1,63	4,27	0,48
Mayo	2,24	1,15	3,08	0,31
Junio	1,74	0,91	2,32	0,23
Julio	1,92	0,90	2,64	0,28
Agosto	2,57	1,12	3,71	0,59
Septiembre	3,73	1,71	5,29	1,08
Octubre	4,98	2,61	6,54	1,49
Noviembre	5,96	2,74	7,59	1,95
Diciembre	6,42	3,43	7,91	1,79
Anual	4,08	0,90	7,91	2,35

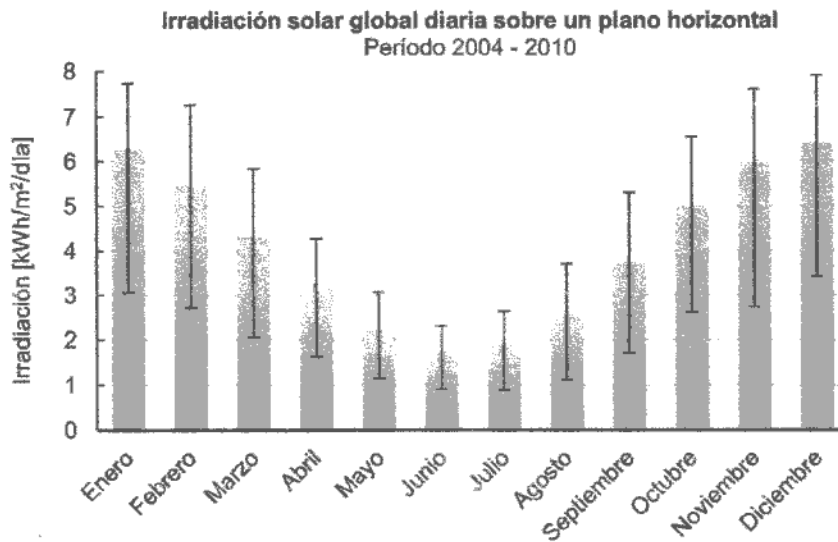


Figura 5.2.2. Valores mensuales de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia.

Con el objetivo de validar los resultados obtenidos, se comparan los datos de la Estación Experimental Agropecuaria Balcarce con los otros datos adquiridos. Se puede observar una gran similitud entre ellos:

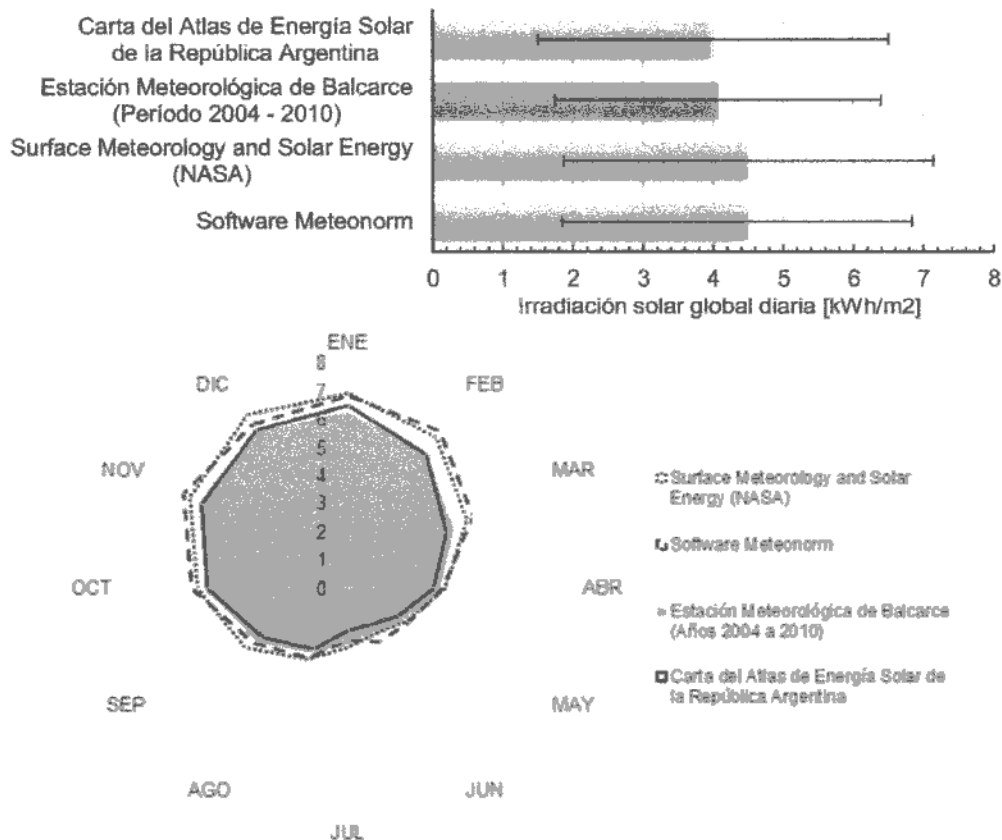


Figura 5.2.3. Irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia.

Si se compara el recurso solar del Partido de General Pueyrredon con el recurso solar de la ciudad de Abra Pampa, Jujuy, localidad donde se ha registrado el mayor valor de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal de la República Argentina, o de la ciudad de San Juan, lugar donde se ha instalado la primera planta solar fotovoltaica de Sudamérica, se puede observar que los valores de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal son inferiores. Se podría concluir erróneamente que el Partido de General Pueyrredon no es un lugar apto para las instalaciones solares, fotovoltaicas o térmicas, de pequeña, mediana y gran escala.

Sin embargo, si se compara el recurso solar del Partido de General Pueyrredon con el de las principales plantas solares fotovoltaicas del mundo se puede reconocer la excelente oportunidad de desarrollo que representa.

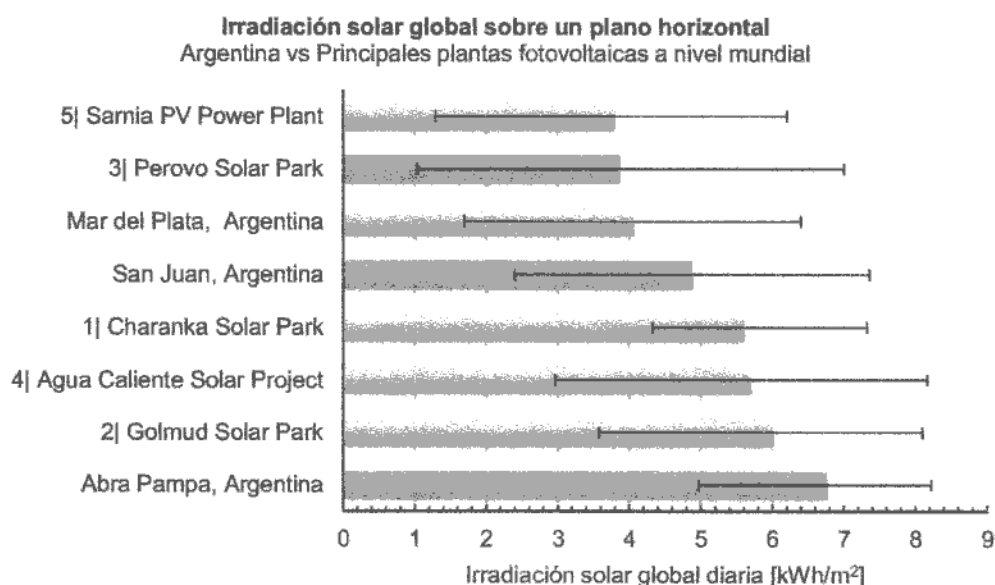


Figura 5.2.4. Irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en Argentina y las principales plantas fotovoltaicas a nivel mundial.
Fuente: Elaboración propia.

El objetivo de cualquier instalación solar es captar la máxima radiación solar incidente. La inclinación (ángulo de inclinación β) y la orientación (ángulo de azimut α) del módulo fotovoltaico o del colector solar, así como las posibles sombras que se puedan proyectar sobre los mismos (factor de sombreado FS), son variables fundamentales para determinar la energía generada.

Modificando únicamente la inclinación (ángulo de inclinación β) y considerando al resto de las variables en su estado ideal, orientación (ángulo de azimut $\alpha = 0$) y sombras (factor de sombreado FS = 1), se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.2.2. Irradiación solar diaria captada con distintos ángulos de inclinación para cada mes.
Fuente: Elaboración propia.

Inclinación [°]	Latitud						
	+20°	+15°	+10°	0°	-10°	-15°	-20°
Enero	4,66	5,04	5,36	5,86	6,36	6,43	6,49
Febrero	4,70	4,97	5,24	5,56	5,83	5,78	5,78
Marzo	4,64	4,82	4,95	5,07	5,03	4,95	4,86
Abril	4,36	4,42	4,46	4,46	4,22	4,09	3,93
Mayo	3,26	3,28	3,28	3,21	2,97	2,86	2,71
Junio	2,50	2,52	2,52	2,47	2,28	2,19	2,07
Julio	2,57	2,58	2,60	2,58	2,43	2,36	2,26
Agosto	3,15	3,20	3,25	3,28	3,17	3,09	2,99
Septiembre	3,85	3,96	4,07	4,22	4,22	4,18	4,11
Octubre	4,30	4,55	4,80	5,10	5,35	5,35	5,30
Noviembre	4,37	4,72	5,02	5,49	5,96	6,02	6,08
Diciembre	4,42	4,80	5,18	5,76	6,34	6,46	6,46

Tabla 5.2.3. Valores de variables características con distintos ángulos de inclinación.
Fuente: Elaboración propia.

Variable	Latitud						
	+20°	+15°	+10°	0°	-10°	-15°	-20°
$G_{dm}(\alpha, \beta)$ Máximo	4,70	5,04	5,36	5,86	6,36	6,46	6,49
$G_{dm}(\alpha, \beta)$ Mínimo	2,50	2,52	2,52	2,47	2,28	2,19	2,07
$G_{dm}(\alpha, \beta)$ Promedio	3,90	4,07	4,23	4,42	4,51	4,48	4,42
$G_{dm}(\alpha, \beta)$ Desv. Estándar	0,82	0,94	1,05	1,25	1,51	1,57	1,64

Se puede observar que un aumento en el ángulo de inclinación favorece la captación durante los meses de invierno y una disminución en el ángulo de inclinación favorece la captación durante los meses de verano. Esto se debe al movimiento relativo entre la Tierra y el Sol en el hemisferio sur.

El máximo valor de radiación solar incidente máxima mensual se obtiene con un ángulo de inclinación "Latitud - 20°", el máximo valor de radiación solar incidente mínima mensual se obtiene con un ángulo de inclinación "Latitud + 10°" o "Latitud + 15°", y el máximo valor de radiación solar incidente anual se obtiene con un ángulo de inclinación "Latitud - 10°". En consecuencia, la selección del ángulo de inclinación β más adecuado dependerá pura y exclusivamente de la distribución mensual de las necesidades energéticas.

Otros factores que determinan, en menor medida, la energía generada por los módulos fotovoltaicos son la reflectancia del suelo y el rendimiento global.

La reflectancia del suelo es la fracción de la irradiación solar incidente que al ser reflejada denota una cierta influencia sobre los módulos fotovoltaicos debido a su inclinación. Se estima en un 30 [%].^[72]

El rendimiento global de los módulos fotovoltaicos tiene en cuenta las condiciones operativas reales, que difieren de aquellas condiciones bajo las que fue ensayado el módulo fotovoltaico. Algunas condiciones operativas reales son la acumulación de polvo y suciedad

sobre los mismos, las pérdidas en el cableado, las sombras, el envejecimiento y la variación de la temperatura. Se estima en un 78 [%].

5.3. Caracterización del recurso geotérmico y del recurso microhidráulico

Actualmente, no existen estudios referentes a la capacidad geotérmica disponible en el Partido de General Pueyrredon, y dado el elevado costo que tiene la utilización de este recurso, se concluye que por el momento no es viable la utilización del recurso geotérmico en el Partido de General Pueyrredon.

En cuanto al recurso microhidráulico, el mismo tiene una aplicación muy limitada en el Partido de General Pueyrredon, dado que:

- ✓ El salto y el caudal de los cursos de agua no son adecuados para su aprovechamiento, tanto por sus pobres valores nominales como por la elevada fluctuación de los mismos, dificultando la planificación y confiabilidad energética.

- ✓ La ubicación de los cursos de agua no es generalizada y por lo tanto accesible a la mayor parte de las viviendas y explotaciones agrícolas del Partido de General Pueyrredon.

- ✓ Las condiciones de limpieza en los cursos de agua se encuentran por debajo de los niveles requeridos, motivo por el cual se suelen tapar los cursos de agua entubados, con la posible reducción del caudal y rotura de los equipos.

Posiblemente, en algún punto del Partido de General Pueyrredon, las condiciones sean tales que permitan el aprovechamiento de este recurso, pero ello requeriría un análisis exhaustivo del mismo que se encuentra fuera del alcance de este trabajo. Por este motivo, se descarta la utilización extensiva del recurso microhidráulico en el Partido de General Pueyrredon.

5.4. Conclusión

Tanto el recurso eólico como el recurso solar tienen una excelente oportunidad de desarrollo en el Partido de General Pueyrredon. Los valores de irradiación solar incidente y de velocidad del viento son máximos durante la época estival y mínimos durante la época invernal, ya que como se ha visto previamente ambos recursos derivan del sol y es en época estival cuando el mismo se encuentra más cerca de la Tierra.

De este modo, si bien el empleo en conjunto de ambos recursos permite aumentar la confiabilidad y la capacidad de generación de la instalación, no logran complementarse para cubrir la demanda de modo de disminuir el costo de la inversión.

Dadas las características del Partido de General Pueyrredon, se descarta la utilización de los recursos geotérmico e hidráulico en las zonas en estudio.

CAPÍTULO 6

ESTUDIO DE CASO 1: ESTABLECIMIENTO EDUCATIVO

6. ESTUDIO DE CASO 1: ESTABLECIMIENTO EDUCATIVO

En este estudio de caso se analizan las necesidades térmicas y eléctricas de un establecimiento educativo. A partir de estas necesidades energéticas, se proponen distintas soluciones que utilizan energías renovables para satisfacerlas. Las mismas incluyen la energía biomásica, la energía solar térmica, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

La selección del establecimiento educativo en el que funcionan la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718, se fundamenta en un trabajo encuadrado en los temas de investigación aplicada del “Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías”. Esta actividad de transferencia fue aprobada por el Consejo Académico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata OCA N° 1112/12.

6.1. Situación del establecimiento educativo

El establecimiento educativo se encuentra ubicado en la calle Tetamanti N° 6.493 perteneciente al barrio Parque Hermoso. Este barrio está localizado en el sector sudoeste de la ciudad de Mar del Plata y presenta un perfil eminentemente rural.

Allí funciona la Escuela Primaria N° 43, con una matrícula de 240 alumnos, la Escuela Secundaria N° 60, con una matrícula de 70 alumnos y el Centro de Educación de Adultos N° 718, con una matrícula de 10 alumnos. La jornada laboral es de lunes a viernes de 7:30 a 17:30 hs. En ese horario funciona el comedor, encargado del desayuno, almuerzo y merienda en época escolar, y del desayuno y almuerzo en receso escolar.

En la Figura 6.1.1 se puede observar la ubicación de la misma. [70]

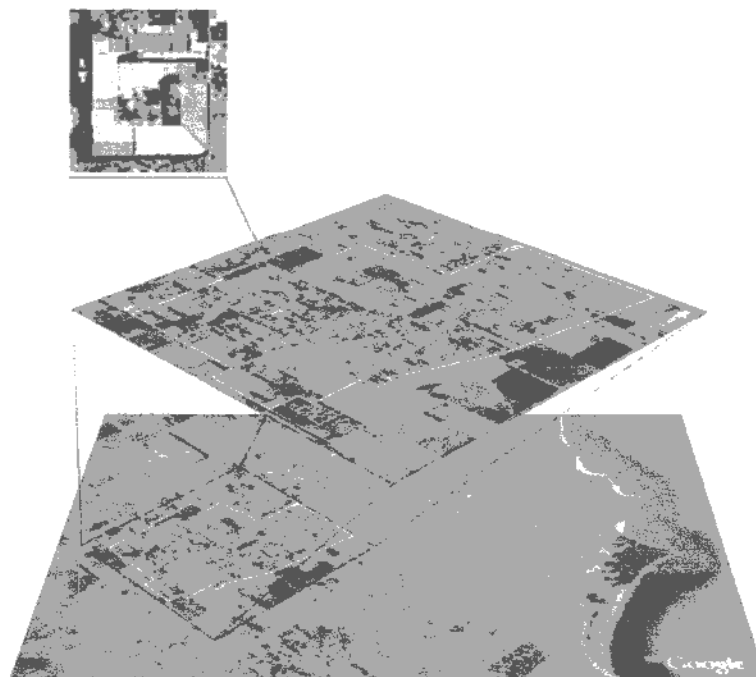


Figura 6.1.1. Ubicación geográfica del establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia en base a Google Earth, 2012.



Figura 6.1.2. Alrededores del establecimiento educativo.
Fuente: Google Earth, 2012.

Necesidades térmicas

Las principales necesidades térmicas del establecimiento educativo son la calefacción, la cocción y el agua caliente sanitaria. La calefacción es necesaria en todo el establecimiento, principalmente en invierno, y en menor medida en otoño y en primavera. Para ello se utilizan calefactores a gas de tiro balanceado de diferentes potencias dependiendo del ambiente a calefaccionar. La cocción y el agua caliente sanitaria son necesarias en la cocina durante todo el año, utilizándose cocinas y hornos industriales, y un termotanque a gas, respectivamente.

Al no contar con una red de suministro de gas natural, el establecimiento utiliza gas licuado de petróleo a granel provisto por la empresa YPF Gas. El gas licuado de petróleo utilizado es el propano y se realiza una provisión quincenal o mensual dependiendo de las necesidades del establecimiento.

Cabe destacar que el establecimiento ha tenido restricciones de gas licuado de petróleo de hasta 15 días dificultando seriamente el normal desarrollo de las actividades en el mismo.

Considerando lo mencionado anteriormente y haciendo un relevamiento de los consumos de los últimos años se ha estimado el consumo del establecimiento mes a mes. El mismo se puede observar en las Tablas 6.1.1, 6.1.2 y 6.1.3.

Tabla 6.1.1. Consumo real de GLP (propano) en el establecimiento educativo.
 Fuente: Elaboración propia.

Fecha	Carga [litros]	Duración [días]
Año 2010		
18/10/10	1.223,3	-
21/09/10	1.215,1	27
20/08/10	1.466,3	32
04/08/10	1.159,2	16
15/07/10	1.873,1	20
23/06/10	1.748,8	22
08/06/10	1.573,1	15
19/05/10	1.006,2	20
30/04/10	1.110,3	19
25/03/10	1.232,9	36
Año 2009		
18/11/09	933,6	-
16/10/09	1.827,8	33
24/09/09	1.401,2	22
10/09/09	1.323,0	14
25/08/09	1.612,3	16
10/08/09	1.761,6	15
30/06/09	1.860,9	41
16/06/09	1.760,2	14
03/06/09	1.239,6	13
21/05/09	1.572,6	13
05/05/09	687,2	16
06/03/09	1.285,8	60
Año 2008		
05/11/08	825,9	-
09/10/08	1.095,6	27
22/09/08	1.701,7	17
28/08/08	1.443,1	25
13/06/08	1.214,1	76
26/05/08	1.368,4	18
08/05/08	1.029,1	18
23/04/08	1.032,4	15
03/03/08	1.635,0	51

Fecha	Carga [litros]	Duración [días]
Año 2007		
05/10/07	1.305,5	-
24/08/07	2.062,2	42
08/06/07	1.652,7	77
23/05/07	1.621,3	16
08/05/07	1.245,0	15
12/04/07	893,7	26
Año 2006		
08/11/06	795,0	-
09/10/06	1.380,3	30
18/09/06	1.327,0	21
04/09/06	1.283,0	14
23/08/06	1.904,0	12
07/08/06	1.579,0	16
27/06/06	1.694,0	41
12/06/06	1.728,0	15
12/05/06	1.535,0	31
Año 2005		
12/12/05	788,0	-
26/10/05	1.100,0	47
29/09/05	1.341,0	27
09/09/05	1.829,0	20
18/08/05	1.279,0	22
15/07/05	1.538,0	34
21/06/05	1.824,0	24
03/06/05	2.023,0	18
05/05/05	1.289,0	29
29/03/05	504,0	37

Para determinar el consumo adoptado se ha realizado un cálculo estadístico considerando aquellos días en los cuales el establecimiento ha tenido restricciones de gas licuado de petróleo:

Tabla 6.1.2. Consumo estimado de GLP (propano) en el establecimiento educativo.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	Consumo [litros/día]	Margen de seguridad	Consumo adoptado			
			[litros/día]	[litros/mes]	[Miles de kcal/día]	[Miles de kcal/mes]
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	-	-	-	-	-	-
Marzo	44,4	1,20	53,3	1.653,5	297,09	9.209,75
Abril	44,4	1,20	53,3	1.600,1	300,49	9.014,64
Mayo	77,7	1,20	93,2	2.888,6	529,95	16.428,53
Junio	112,3	1,20	134,7	4.041,0	768,45	23.053,48
Julio	125,7	1,20	150,9	4.677,2	860,73	26.682,77
Agosto	119,3	1,20	143,2	4.437,8	816,68	25.317,20
Septiembre	89,2	1,20	107,0	3.210,9	609,64	18.289,22
Octubre	59,4	1,20	71,3	2.209,9	402,89	12.489,45
Noviembre	55,4	1,20	66,5	1.994,0	372,65	11.179,41
Diciembre	49,7	1,20	59,6	1.847,6	331,42	10.273,96

Tabla 6.1.3. Propiedades físicas del propano en función de la temperatura.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	Temp. media [°C]	Densidad [kg/l]	PCI [kcal/l]
Enero	-	-	-
Febrero	-	-	-
Marzo	18,5	0,503	5.563,86
Abril	14,6	0,508	5.627,52
Mayo	11,2	0,513	5.681,07
Junio	8,8	0,516	5.716,01
Julio	8,1	0,517	5.724,70
Agosto	8,8	0,516	5.716,01
Septiembre	10,6	0,514	5.689,76
Octubre	13,3	0,510	5.645,43
Noviembre	15,9	0,506	5.600,39
Diciembre	18,7	0,502	5.554,64

El margen de seguridad utilizado surge de la dispersión estándar promedio entre los valores analizados. Se analiza la temperatura media de cada mes^[67] ya que la densidad del gas licuado de petróleo^[74], en este caso propano, depende de la temperatura.

Necesidades eléctricas

Las principales necesidades eléctricas están dadas por la iluminación y los distintos artefactos eléctricos utilizados en el establecimiento. Los mismos se pueden observar en la Tabla 6.1.4 donde se encuentran divididos por ubicación, indicando la cantidad y la potencia de cada uno.

Tabla 6.1.4. Electrodomésticos e iluminación instalada en el establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Instalación actual	Ubicación	Cantidad	Potencia [W]
Electrodomésticos			
Bomba de agua	-	1	290
Computadora	Aula 3 (Sala de computación)	11	300
Minicomponente	Aula 3 (Sala de computación)	1	60
Computadora	Biblioteca	1	300
Televisor color 20"	Biblioteca	1	70
Heladera	Cocina docente	1	150
Freezer	Comedor	1	180
Minicomponente	Comedor	1	60
Ventilador de techo	Comedor	2	60
Computadora	Secretaría	1	300
Iluminación			
Lámpara tubular fluorescente	Aula 1	4	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 2	4	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 3 (Sala de computación)	4	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 4	4	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 5	4	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 6	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 7	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 8	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 9	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Aula 10	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Baño docente	1	40
Lámpara tubular fluorescente	Biblioteca	4	40
Lámpara tubular fluorescente	Cocina docente	1	40
Lámpara tubular fluorescente	Comedor	8	40
Lámpara incandescente	Comedor	1	60
Lámpara incandescente	Departamento de educación física	1	60
Lámpara tubular fluorescente	Dirección	1	40
Lámpara incandescente	Entrada general	2	60
Lámpara tubular fluorescente	Entrada general	1	105
Lámpara tubular fluorescente	Gabinete	4	40
Lámpara incandescente	Galería exterior	3	60
Lámpara incandescente	Galería interior	7	60
Reflector	Galería interior	1	150
Lámpara tubular fluorescente	Preceptoría	2	40
Lámpara tubular fluorescente	Sanitarios 1	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Sanitarios 2	8	40
Lámpara tubular fluorescente	Secretaría	1	40
Reflector	SUM	2	500

La empresa encargada del suministro de energía eléctrica es EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica). Nuevamente, haciendo un relevamiento de los

consumos de los últimos años se ha estimado el consumo del establecimiento mes a mes. El mismo se puede observar en la Tabla 6.1.5.

Tabla 6.1.5. Consumo real y adoptado de energía eléctrica en el establecimiento educativo.
 Fuente: Elaboración propia.

Facturación de energía eléctrica	
Bimestre	Consumo [kWh]
Diciembre 2009 - Enero 2010	943
Febrero 2010 - Marzo 2010	1.387
Abril 2010 - Mayo 2010	2.332
Junio 2010 - Julio 2010	2.028
Agosto 2010 - Septiembre 2010	1.826
Octubre 2010 - Noviembre 2010	2.012
Diciembre 2010 - Enero 2011	1.492
Valores adoptados	
Mes	Consumo [kWh]
Enero	746,0
Febrero	693,5
Marzo	693,5
Abril	1.166,0
Mayo	1.166,0
Junio	1.014,0
Julio	1.014,0
Agosto	913,0
Septiembre	913,0
Octubre	1006,0
Noviembre	1006,0
Diciembre	746,0

Si hipotéticamente se quisieran satisfacer las necesidades térmicas de calefacción y cocción utilizando energía eléctrica se obtendrían los siguientes resultados:

Tabla 6.1.6. Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el establecimiento educativo.
 Fuente: Elaboración propia.

Cocción						
Espacio físico	Descripción	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [hs]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida [kWh]
Comedor	Cocina Eléctrica	4	1.300	3	20	312
Comedor	Horno Eléctrico	4	1.300	3	20	312
Total						624

Tabla 6.1.7. Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Calefacción							
Espacio físico	Volumen [m ³]	Potencia real [W]	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [hs]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida [kWh]
Aula 1	108,0	6.264	10	650	8	20	1.040
Aula 2	108,0	6.264	10	650	8	20	1.040
Aula 3	108,0	6.264	10	650	8	20	1.040
Aula 4	111,4	6.460	10	650	8	20	1.040
Aula 5	111,4	6.460	10	650	8	20	1.040
Aula 6	117,0	6.786	10	650	8	20	1.040
Aula 7	117,0	6.786	10	650	8	20	1.040
Aula 8	117,0	6.786	10	650	8	20	1.040
Aula 9	117,9	6.838	10	650	8	20	1.040
Aula 10	117,9	6.838	10	650	8	20	1.040
Biblioteca	111,4	6.460	10	650	8	20	1.040
Cocina	26,1	1.514	3	550	8	20	264
Comedor	261,3	15.157	24	550	8	20	2.112
Dirección	21,8	1.262	2	650	8	20	208
Gabinete	95,0	5.511	9	650	8	20	936
Preceptoría	89,1	5.168	8	650	8	20	832
Secretaría	26,1	1.514	3	550	8	20	264
SUM	398,3	23.099	36	650	8	20	3.744
Total							19.800

Para la cocción se estarían utilizando 4 cocinas eléctricas y 4 hornos eléctricos de una potencia de 1.300 [W] cada uno. Esto sería posible desde el punto de vista energético pero imposible desde el punto de vista práctico debido a la cantidad de personas que asisten al comedor diariamente para el desayuno, el almuerzo y la merienda.

Para la calefacción se estarían utilizando paneles calefactores cerámicos de distintas potencias. La potencia real en [W] surge de multiplicar el volumen del espacio físico en [m³] por 58 [W/m³], factor recomendado por el INTI. Se puede observar que la energía mensual consumida sería de 19,8 [MWh], casi veinte veces el consumo actual del establecimiento educativo. Además del consumo, la cantidad de paneles calefactores cerámicos a instalar por espacio físico haría prácticamente imposible esta posibilidad.

En consecuencia, se descarta la posibilidad de satisfacer las necesidades térmicas de calefacción y cocción utilizando energía eléctrica.

Resumen

La distribución física del establecimiento educativo es la siguiente:

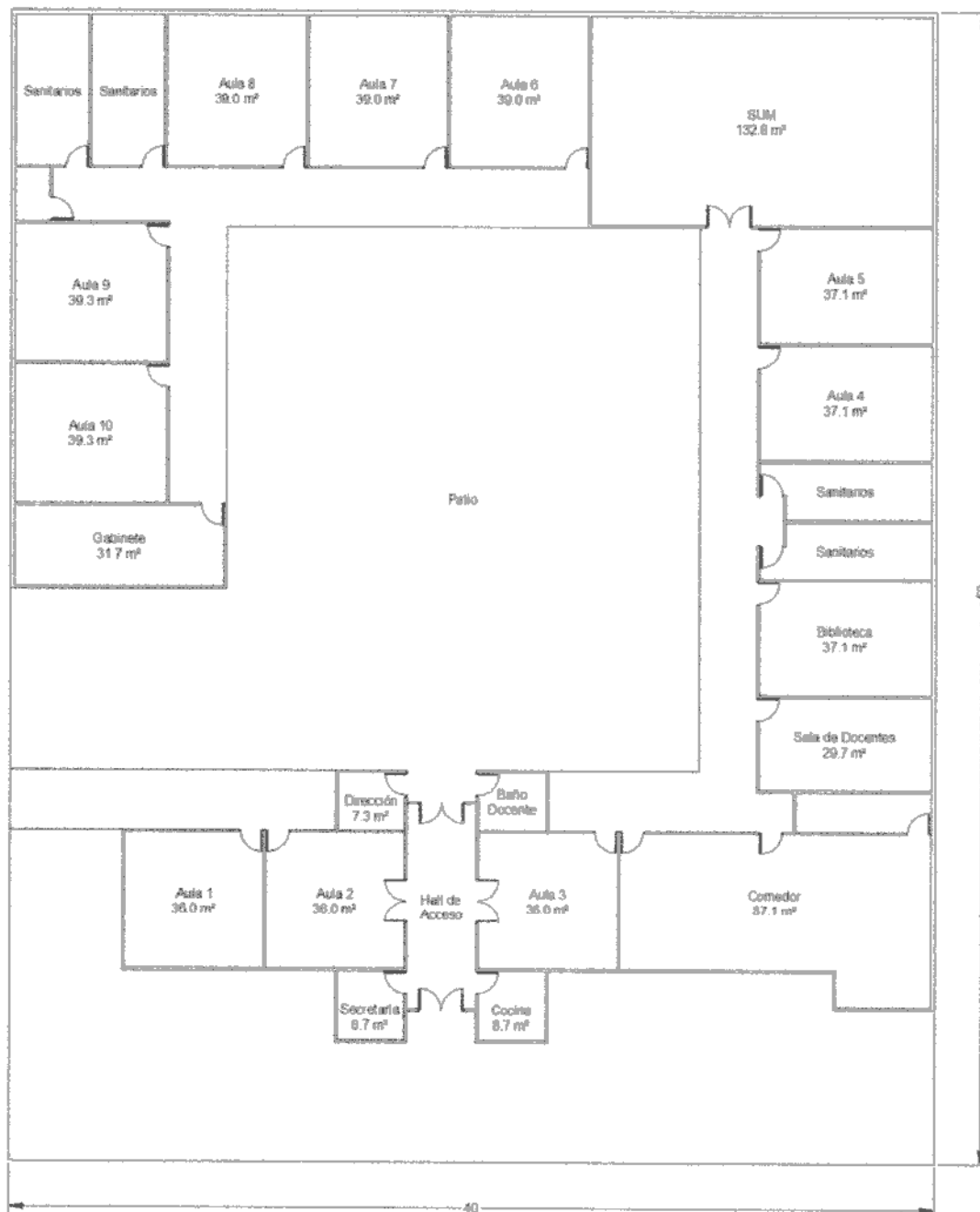


Figura 6.1.3. Layout del establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.1.8. Dimensiones del establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Superficie [m²]	Altura [m]	Volumen [m³]
Aula 1	36,0	3	108,0
Aula 2	36,0	3	108,0
Aula 3 (Sala de computación)	36,0	3	108,0
Aula 4	37,1	3	111,4
Aula 5	37,1	3	111,4
Aula 6	39,0	3	117,0
Aula 7	39,0	3	117,0
Aula 8	39,0	3	117,0
Aula 9	39,3	3	117,9
Aula 10	39,3	3	117,9
Biblioteca	37,1	3	111,4
Cocina docente	8,7	3	26,1
Comedor	87,1	3	261,3
Dirección	7,3	3	21,8
Gabinete	31,7	3	95,0
Preceptoría	29,7	3	89,1
Secretaría	8,7	3	26,1
SUM	132,8	3	398,3

Teniendo en cuenta la cantidad de horas de luz natural, luz artificial y calefacción de cada mes ^[75], se realiza un resumen de las necesidades térmicas y eléctricas mes a mes del establecimiento educativo.

Tabla 6.1.9. Cantidad de horas de luz natural, luz artificial y calefacción consideradas.
Fuente: Elaboración propia.

Latitud 38,05°	Cantidad de horas		
	Luz natural	Luz artificial	Calefacción
Enero	14,6	4	0
Febrero	13,7	5	0
Marzo	12,5	6	0
Abril	11,2	7	6
Mayo	10,1	8	9
Junio	9,5	8	12
Julio	9,8	8	12
Agosto	10,8	7	12
Septiembre	11,9	6	9
Octubre	13,2	5	6
Noviembre	15,2	4	3
Diciembre	14,8	4	0

Tabla 6.1.10. Necesidades térmicas mensuales estimadas en el establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Necesidades térmicas		
Mes	Energía consumida [Miles de kcal]	
	Diaria	Mensual
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	297,09	9209,75
Abril	300,49	9074,64
Mayo	529,95	16428,53
Junio	768,45	23053,48
Julio	860,73	26682,77
Agosto	816,68	25174,20
Septiembre	609,64	18289,22
Octubre	402,89	12489,45
Noviembre	372,65	11179,41
Diciembre	331,42	10273,96
Anual	5289,99	161855,40

Tabla 6.1.11. Necesidades eléctricas mensuales estimadas en el establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Necesidades eléctricas		
Mes	Energía consumida [kWh]	
	Diaria	Mensual
Enero	24,06	746,0
Febrero	24,77	693,5
Marzo	22,37	693,5
Abril	38,87	1.166,0
Mayo	37,61	1.166,0
Junio	33,80	1.014,0
Julio	32,71	1.014,0
Agosto	29,45	913,0
Septiembre	30,43	913,0
Octubre	32,45	1.006,0
Noviembre	33,53	1.006,0
Diciembre	24,06	746,0
Anual		11.077,0
Potencia máxima [W]		9.760,5

6.2. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía biomásica

El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía biomásica pretende satisfacer las necesidades térmicas de calefacción, cocción y ACS del establecimiento educativo a partir de una energía renovable como es la energía biomásica. Para ello se seleccionan distintos equipos para combustión de leña.

La energía que podría ser generada anualmente en el Partido de General Pueyrredon, debido a la biomasa residual agrícola y forestal existente, es capaz de satisfacer las necesidades térmicas de un cierto número de establecimientos educativos, el cual se puede observar en la Tabla 6.2.1.

Análogamente, la energía que podría ser generada anualmente en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, debido a la biomasa residual agrícola existente, es capaz de satisfacer las necesidades térmicas de un cierto número de establecimientos educativos, el cual se puede observar en la Tabla 6.2.2.

Tabla 6.2.1. Establecimientos educativos con necesidades térmicas satisfechas a partir de la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola y forestal en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Equivalencia [cantidad]
Provincia de Buenos Aires	
Biomasa residual agrícola herbácea	
Girasol	0,32
Maíz	2,31
Trigo	1,76
Total	4,39
Partido de General Pueyrredon	
Biomasa residual agrícola leñosa a campo abierto	
Pimiento	15,31
Tomate	155,18
Subtotal	170,49
Biomasa residual agrícola leñosa bajo cubierta	
Pimiento	27,79
Tomate	242,66
Subtotal	270,45
Biomasa residual forestal (leña)	
Eucalipto	22,68
Pino	24,37
Plátano	359,61
Subtotal	406,66
Biomasa residual agrícola y forestal	
Total	847,60

Tabla 6.2.2. Establecimientos educativos con necesidades térmicas satisfechas a partir de la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.

Fuente: Elaboración propia.

Cultivo	Equivalencia [cantidad]
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta	
Pimiento	1,73
Tomate	15,07
Subtotal	16,80
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto	
Cerezo	3,57
Ciruelo	0,55
Subtotal	4,12
Biomasa residual agrícola	
Total	20,92

Actualmente, existen tres barreras que impiden la utilización de la biomasa residual agrícola y forestal, siendo previamente procesada en forma de briquetas y/o pellets para su utilización, como combustible:

✓ Prácticamente no existen equipos nacionales diseñados para la elaboración de briquetas y/o pellets. Los equipos importados tienen un costo muy elevado y, por dimensiones y restricciones, se dificulta el ingreso de los mismos al país. Esto obstaculiza claramente la creación de una planta de procesamiento.

✓ El costo de la leña comprada es notoriamente inferior al costo asociado a la fabricación de briquetas y/o pellets, que incluye el costo de recolección, transporte y procesamiento.

✓ Los equipos utilizados para la combustión de leña son menos costosos que los equipos utilizados para la combustión de briquetas o pellets.

Por estas razones, se realiza el análisis utilizando leña como combustible ya que la misma puede ser comprada en gran cantidad de lugares. En consecuencia, se seleccionan para el establecimiento educativo equipos para combustión de leña marca Ñuke^[76], diseñados y fabricados íntegramente en Argentina, con el apoyo del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI).

Los mismos poseen doble cámara de combustión interna (sistema de combustión doble), inyección múltiple de aire y material refractario, combinación que permite lograr un rendimiento de la leña del orden del 75 [%], porcentaje mayor a cualquier otro sistema de combustión. Al mismo tiempo, reducen al mínimo las emisiones contaminantes.

Los equipos se seleccionan en base a su potencia máxima:

Tabla 6.2.3. Potencia máxima de los equipos para combustión de leña marca Ñuke.

Fuente: Elaboración propia.

Equipo	Potencia máxima [kcal/h]
Estufa Ñuke Cabaña II	6.000
Estufa Ñuke Arrayan	10.000
Estufa Ñuke Maitén	15.000
Ñuke Multifunción IV	15.000

Tabla 6.2.4. Equipos para combustión de leña marca Ñuke recomendados para cada espacio físico del establecimiento educativo.

Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	[kcal/h] necesarias	Equipo recomendado	
		Calefacción	Calefacción, cocción y ACS
Aula 1, 2 y 3	5.400	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
Aula 4	5.569	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
Aula 5, 6 y 7	5.850	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
Aula 8 y 9	5.895	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
Aula 10	5.569	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
Biblioteca	5.569	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
Comedor	13.067	Estufa Ñuke Maitén	Ñuke Multifunción IV (4) + Termotanque p/ Multifunción Ñuke
Gabinete	4.751	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
General	8.835	Estufa Ñuke Arrayan	Estufa Ñuke Arrayan
Preceptoría	4.455	Estufa Ñuke Cabaña II	Estufa Ñuke Cabaña II
SUM	19.913	Estufa Ñuke Arrayan (2)	Estufa Ñuke Arrayan (2)

Las [kcal/h] necesarias surgen de multiplicar el volumen del espacio físico en [m³] por 50 [kcal/h/m³], factor recomendado por el INTI.

Una vez seleccionados los equipos para combustión de leña para el establecimiento educativo, haciendo un análisis y selección de alternativas en base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y punto de equivalencia ^[10], se analizan dos escenarios con dos alternativas cada uno:

✓ **Escenario 1:** Calefacción con GLP y/o biomasa

○ Alternativa 1: Compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke y utilización de biomasa.

○ Alternativa 2: Utilización de GLP, con los calefactores a gas de tiro balanceado actualmente instalados.

✓ **Escenario 2:** Calefacción, cocción y ACS con GLP y/o biomasa

○ Alternativa 1: Compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke y utilización de biomasa.

○ Alternativa 2: Utilización de GLP, con los calefactores a gas de tiro balanceado, las cocinas y hornos a gas y el termotanque a gas actualmente instalados.

Escenario 1: Calefacción con GLP y/o biomasa

La evaluación económica de cada alternativa es la siguiente:

Tablas 6.2.5. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]	Inversión inicial		0,00	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]	Equipos principales		0,00	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]	Instalación de equipos		0,00	[U\$S]
Costos de producción		2.303,71	[U\$S/año]	Costos de producción		5.187,49	[U\$S/año]
Materia prima		2.303,71	[U\$S/año]	Materia prima		5.187,49	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	13.526	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	9.501	[l/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio litro	0,55	[U\$S/l]
	Precio	2.303,71	[U\$S/año]		Precio	5.187,49	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]	Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Para la evaluación económica realizada se consideran los siguientes combustibles:

Tablas 6.2.6. Propiedades y características de los combustibles utilizados.

Fuente: Elaboración propia.

Gas Licuado de Petróleo		
Tipo		Propano
Densidad [kg/l]		0,51
Poder Calorífico Inferior	[kcal/kg]	11.082
	[kcal/l]	5.705
Precio del litro [\$]	Con subvención	-
	Sin subvención	2,24
Precio de la kilocaloría [\$]		0,00039

Leña		
Tipo		Quebracho
Poder Calorífico Superior [kcal/kg]	Base seca	5.051
	Base húmeda 15 [%]	4.293,35
Poder Calorífico Inferior [kcal/kg]	Base seca	4.735,15
	Base húmeda 15 [%]	3.937,11
Precio de la tonelada [\$]		700
Precio la de kilocaloría [\$]		0,00018

Materia prima	Rendimiento [%]	Densidad [kg/m ³]
GLP	70,00	-
Leña (Quebracho)	71,25	1.220

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.2.7. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	30.974,88	44.164,00
Costo anual uniforme	3.638,30	5.187,49
Costo capitalizado	34.399,19	51.874,87
Ahorro anual uniforme	1.549,19	

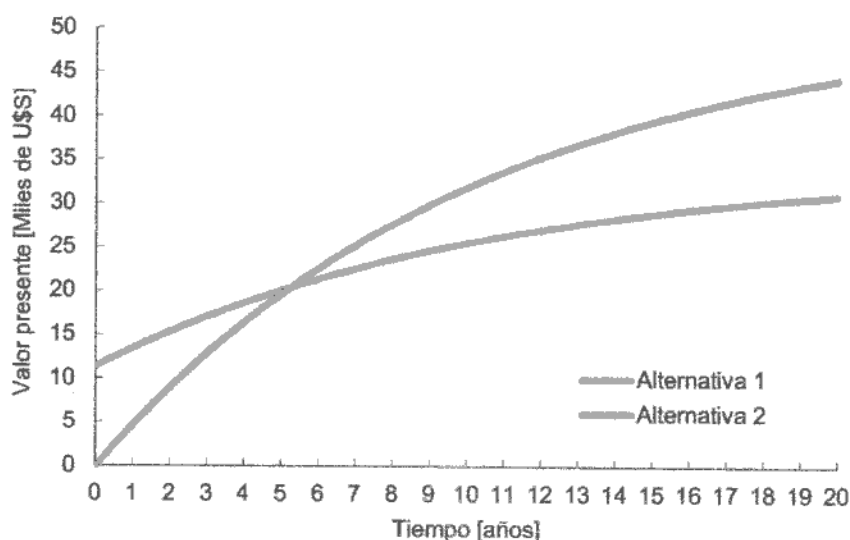


Figura 6.2.1. Flujo de las alternativas 1 y 2 del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Considerando una vida útil de 20 años, que es la vida útil promedio de un equipo para combustión de leña, se puede observar que la alternativa 1 es la de menor valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado. Esto se debe principalmente al elevado costo del gas licuado de petróleo respecto de la biomasa, en este caso, leña de quebracho. En consecuencia, utilizando la alternativa 1 se obtiene un ahorro anual uniforme del 29,86 [%] (U\$S 1.549,19), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 5 años aproximadamente.

En base al método de punto de equivalencia se obtienen los siguientes resultados:

Tablas 6.2.8. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	25,45
GLP (Propano) [l/año]	4.460,84
Leña (Quebracho) [kg/año]	6.463,74

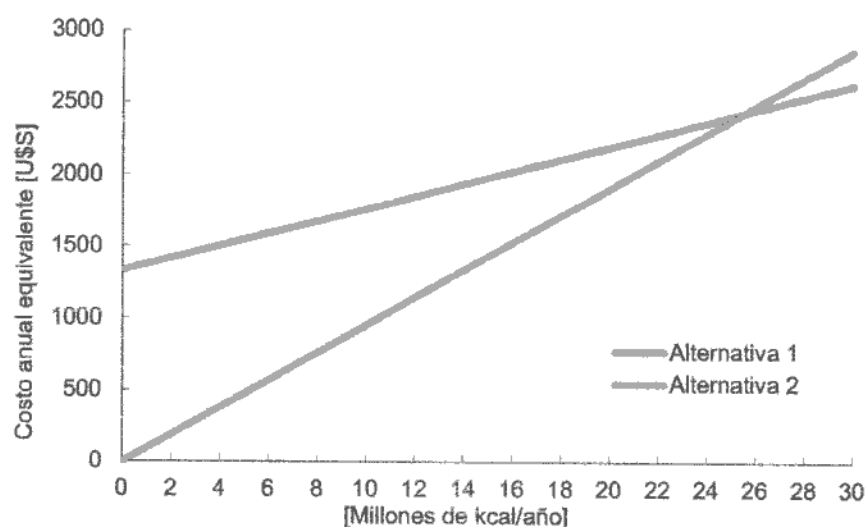


Figura 6.2.2. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 1.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que hasta las 25,45 millones de [kcal/año] es conveniente utilizar la alternativa 2 y a partir de este valor, es conveniente utilizar la alternativa 1.

De este gráfico surge la necesidad de analizar hasta qué punto es conveniente comprar e instalar equipos para combustión marca Nuke, utilizando como combustible un porcentaje de biomasa y un porcentaje de gas licuado de petróleo, que es el escenario más real que podría plantearse.

Por lo tanto se analizan las siguientes alternativas identificadas como alternativa "porcentaje de biomasa / porcentaje de gas licuado de petróleo":

Tablas 6.2.9. Evaluación económica de las alternativas porcentuales del escenario 1.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 100/0			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		2.303,71	[U\$S/año]
Materia prima		2.303,71	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	13.526	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	2.303,71	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	0	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	0,00	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 90/10			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		2.592,08	[U\$S/año]
Materia prima		2.592,08	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	12.173	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	2.073,33	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	950	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	518,75	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 80/20			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		2.880,46	[U\$S/año]
Materia prima		2.880,46	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	10.821	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	1.842,96	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	1900	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	1.037,50	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 70/30			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		3.168,84	[U\$S/año]
Materia prima		3.168,84	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	9.468	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	1.612,59	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	2.850	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	1.556,25	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 60/40			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		3.457,22	[U\$S/año]
Materia prima		3.457,22	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	8.116	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	1.382,22	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	3.801	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	2.074,99	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 50/50			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		3.745,60	[U\$S/año]
Materia prima		3.745,60	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	6.763	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	1.151,85	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	4.751	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	2.593,74	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 20/80			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		4.610,73	[U\$S/año]
Materia prima		4.610,73	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	2.705	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	460,74	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	7.601	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	4.149,99	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 10/90			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		4.899,11	[U\$S/año]
Materia prima		4.899,11	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	1.353	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	230,37	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	8.551	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	4.668,74	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 0/100			
Inversión inicial		0,00	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]
Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		0,00	[U\$S]
Costos de producción		5.187,49	[U\$S/año]
Materia prima		5.187,49	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	0	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	0,00	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	9.501	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	5.187,49	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.2.10. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas porcentuales del escenario 1.
 Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Valor presente [U\$S]	Costo anual uniforme [U\$S]	Costo capitalizado [U\$S]
100/0	30.974,88	3.638,30	34.399,19
90/10	33.430,01	3.926,68	37.282,97
80/20	35.885,13	4.215,05	40.166,76
70/30	38.340,26	4.503,43	43.050,54
60/40	40.795,39	4.791,81	45.934,32
50/50	43.250,51	5.080,19	48.818,10
40/60	45.705,64	5.368,57	51.701,88
30/70	48.160,76	5.656,95	54.585,67
20/80	50.615,89	5.945,32	57.469,45
10/90	53.071,02	6.233,70	60.353,23
0/100	44.164,00	5.187,49	51.874,87

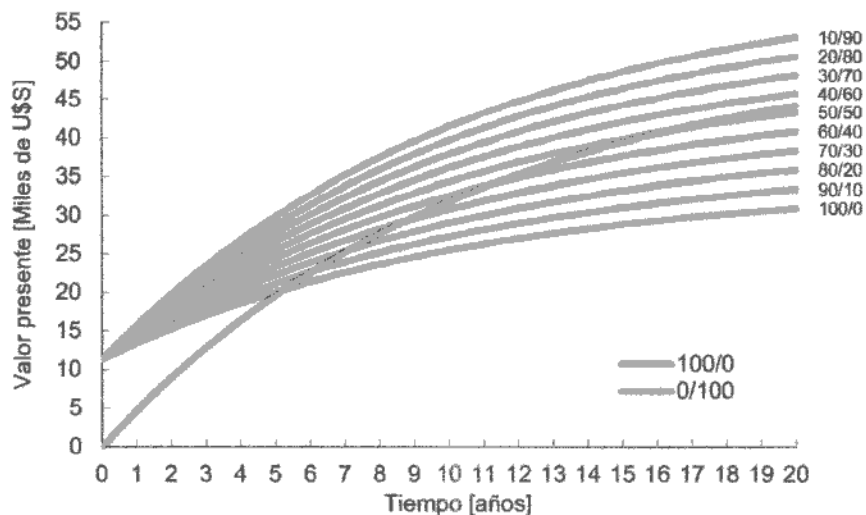


Figura 6.2.3. Flujo de las alternativas porcentuales del escenario 1.
 Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar cómo, variando el porcentaje de biomasa y gas licuado de petróleo a consumir, conviene o no comprar e instalar equipos para combustión marca Ñuke. Hasta los 5 años de vida útil o si el porcentaje de biomasa a consumir respecto del total es inferior al 45 [%], es conveniente utilizar gas licuado de petróleo en un 100 [%] y no es conveniente comprar e instalar equipos para combustión marca Ñuke. En el resto de los casos se justifica claramente invertir en equipos para combustión de leña.

Análogamente se puede analizar el escenario 2.

Escenario 2: Calefacción, cocción y ACS con GLP y/o biomasa

La evaluación económica de cada alternativa es la siguiente:

Tablas 6.2.11. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 del escenario 2.
 Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		15863,00	[U\$S]	Inversión inicial		0,00	[U\$S]
Equipos principales		11304,49	[U\$S]	Equipos principales		0,00	[U\$S]
Accesorios		3068,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		1490,27	[U\$S]	Instalación de equipos		0,00	[U\$S]
Costos de producción		6924,78	[U\$S/año]	Costos de producción		15593,23	[U\$S/año]
Materia prima		6924,78	[U\$S/año]	Materia prima		15593,23	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	40658	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	28561	[l/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio litro	0,55	[U\$S/l]
	Precio	6924,78	[U\$S/año]			Precio	15593,23
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]	Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.2.12. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 del escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	74817,54	132753,93
Costo anual uniforme	8788,04	15593,23
Costo capitalizado	85110,78	155932,26
Ahorro anual uniforme	6805,19	

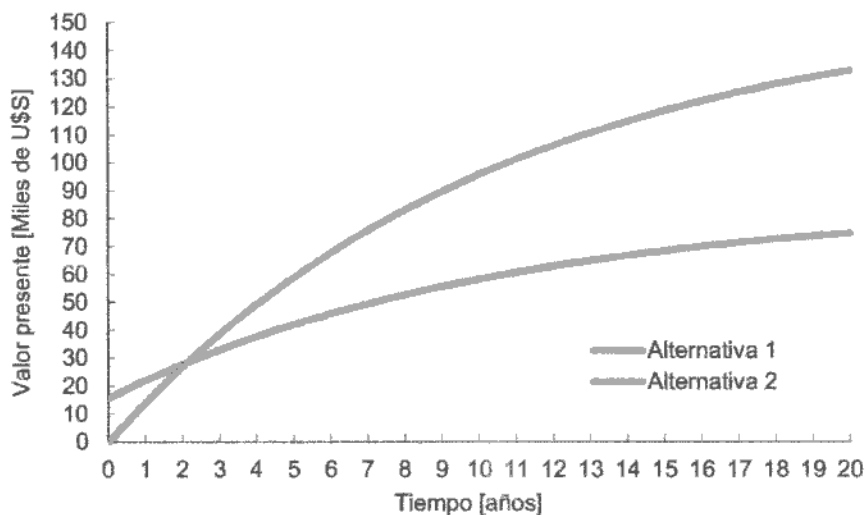


Figura 6.2.4. Flujo de las alternativas 1 y 2 del escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

Considerando nuevamente una vida útil de 20 años, se puede observar que la alternativa 1 es la de menor valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado. Esto se debe principalmente al elevado costo del gas licuado de petróleo respecto de la biomasa, en este caso, leña de quebracho. En consecuencia, utilizando la alternativa 1 se obtiene un ahorro anual uniforme del 43,64 [%] (U\$S 6.805,19), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 2 años aproximadamente.

En base al método de punto de equivalencia se obtienen las siguientes conclusiones:

Tabla 6.2.13. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	35,53
GLP (Propano) [l/año]	6.227,91
Leña (Quebracho) [kg/año]	9.024,21

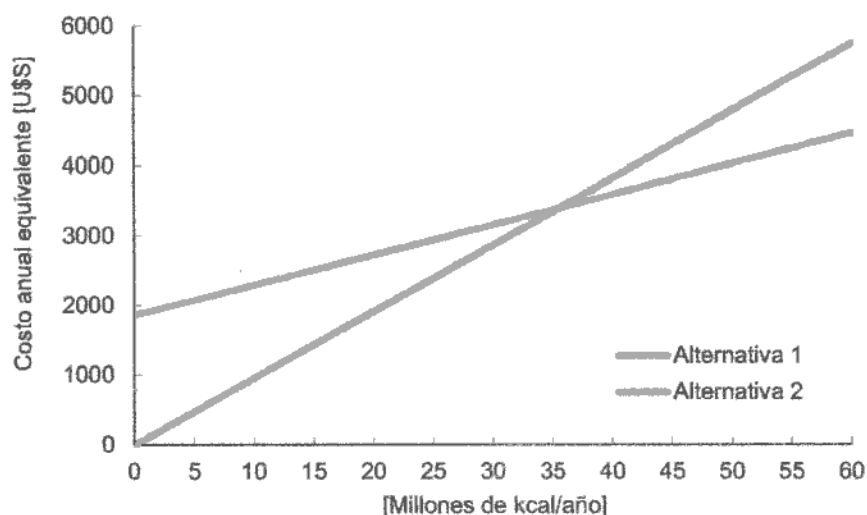


Figura 6.2.5. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 del escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que hasta las 35,53 millones de [kcal/año] es conveniente utilizar la alternativa 2 y a partir de este valor, les conveniente utilizar la alternativa 1.

De este gráfico surge la necesidad de analizar hasta qué punto es conveniente comprar e instalar equipos para combustión marca Ñuke, utilizando como combustible un porcentaje de biomasa y un porcentaje de gas licuado de petróleo, que es el escenario más real que podría plantearse.

Por lo tanto se analizan las siguientes alternativas identificadas como alternativa "porcentaje de biomasa / porcentaje de gas licuado de petróleo":

Tablas 6.2.13. Evaluación económica de las alternativas porcentuales del escenario 2.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 100/0			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$\$]
Equipos principales		7.824,16	[U\$]
Accesorios		2.473,50	[U\$]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$]
Costos de producción		6.924,78	[U\$\$/año]
Materia prima		6.924,78	[U\$\$/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	40.658	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$\$/kg]
	Precio	6.924,78	[U\$\$/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	0	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$\$/l]
	Precio	0,00	[U\$\$/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$\$/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 90/10			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$]
Equipos principales		7.824,16	[U\$]
Accesorios		2.473,50	[U\$]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$]
Costos de producción		7.791,62	[U\$\$/año]
Materia prima		7.791,62	[U\$\$/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	36.593	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$\$/kg]
	Precio	6.232,30	[U\$\$/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	2.856	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$\$/l]
	Precio	1.559,32	[U\$\$/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$\$/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 80/20			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		8.658,47	[U\$S/año]
Materia prima		8.658,47	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	32.527	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	5.539,82	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	5.712	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	3.118,65	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 70/30			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		9.525,31	[U\$S/año]
Materia prima		9.525,31	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	28.461	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	4.847,34	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	8.568	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	4.677,97	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 60/40			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		10.392,16	[U\$S/año]
Materia prima		1.0392,16	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	24.395	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	4.154,87	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	11.424	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	6.237,29	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 50/50			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		11.259,00	[U\$S/año]
Materia prima		11.259,00	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	20.329	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	3.462,39	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	14.280	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	7.796,61	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 40/60			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		12.125,85	[U\$S/año]
Materia prima		12.125,85	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	16.263	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	2.769,91	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	17.136	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	9.355,94	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 30/70			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		12.992,69	[U\$S/año]
Materia prima		12.992,69	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	12.198	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	2.077,43	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	19.993	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	10.915,26	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 20/80			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		13.859,54	[U\$S/año]
Materia prima		13.859,54	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	8.132	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	13.84,96	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	22.849	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	12.474,58	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 10/90			
Inversión inicial		11.362,14	[U\$S]
Equipos principales		7.824,16	[U\$S]
Accesorios		2.473,50	[U\$S]
Instalación de equipos		1.064,48	[U\$S]
Costos de producción		14.726,38	[U\$S/año]
Materia prima		14.726,38	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	4.066	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	692,48	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	25.705	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	14.033,90	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 0/100			
Inversión inicial		0,00	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]
Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		0,00	[U\$S]
Costos de producción		15.593,23	[U\$S/año]
Materia prima		15.593,23	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	0	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]
	Precio	0,00	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	28.561	[l/año]
	Precio ltr	0,55	[U\$S/l]
	Precio	15.593,23	[U\$S/año]
Mantenimiento		0,00	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.2.14. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas porcentuales del escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Valor presente [U\$S]	Costo anual uniforme [U\$S]	Costo capitalizado [U\$S]
100/0	70.316,68	8.259,37	80.609,92
90/10	77.696,62	9.126,22	89.278,37
80/20	85.076,56	9.993,06	97.946,82
70/30	92.456,50	10.859,91	106.615,27
60/40	99.836,43	11.726,75	115.283,71
50/50	107.216,37	12.593,60	123.952,16
40/60	114.596,31	13.460,44	132.620,61
30/70	121.976,25	14.327,28	141.289,06
20/80	129.356,19	15.194,13	149.957,51
10/90	136.736,13	16.060,97	158.625,96
0/100	132.753,93	15.593,23	155.932,26

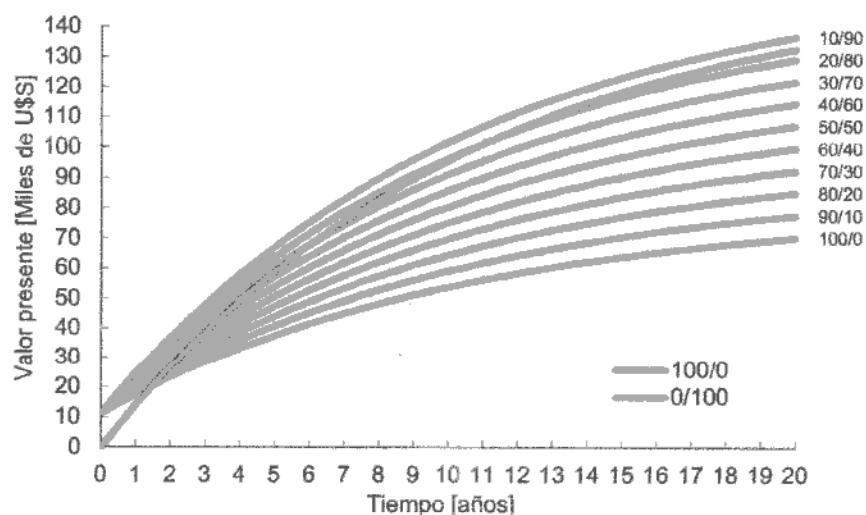


Figura 6.2.6. Flujograma de las alternativas porcentuales del escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar cómo, variando el porcentaje de biomasa y gas licuado de petróleo a consumir, conviene o no comprar e instalar equipos para combustión marca Ñuke. Hasta los 1,5 años de vida útil o si el porcentaje de biomasa a consumir respecto del total es inferior al 15 [%], es conveniente utilizar gas licuado de petróleo en un 100 [%] y no es conveniente comprar e instalar equipos para combustión marca Ñuke. En el resto de los casos se justifica claramente invertir en equipos para combustión de leña.

6.3. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía solar térmica

El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía solar térmica pretende satisfacer las necesidades térmicas de ACS del establecimiento educativo a partir de una energía renovable como es la energía solar térmica. Para ello se seleccionan distintos equipos solares compactos.

En el mercado, existen una gran cantidad de equipos compactos. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, no todos tienen el mismo rendimiento térmico y resulta prácticamente imposible determinarlo analíticamente. Debido a la política económica actual, es conveniente utilizar equipos compactos nacionales y el INTI ha desarrollado una plataforma solar térmica que cuenta con un sistema de adquisición y control automatizado de datos para determinar el rendimiento térmico de dichos equipos. [77]

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se analizan los siguientes equipos: [78] [79] [80] [81]

Tabla 6.3.1. Equipos solares compactos ensayados por el INTI.
Fuente: Elaboración propia en base a INTI, 2011.

Fabricante	Ubicación	Descripción	Captador solar		Acumulador solar		Rend. [%]
			Cantidad	[m ²]	Cantidad	[lts]	
Cenit Solar	Buenos Aires	Instalación de circulación natural o termosifón	2	1,2	1	200	87,9
Energe S.A.	Mendoza		1	2,0	1	180	84,9
Innovar S.R.L.	San Luis		1	2,0	1	170	84,9
Vademarco S.A.	Buenos Aires		1	2,1	1	200	83,9

Sin embargo, la plataforma solar térmica está ubicada en San Martín (Buenos Aires), sede central del INTI y por lo tanto la irradiación solar global diaria sobre el colector solar no será la misma. Comparando la irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal entre San Martín y Mar del Plata se observa que: [77]

Tabla 6.3.2. Irradiación solar global diaria.
Fuente: Elaboración propia.

	Irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal [kWh/m ²]											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Mar del Plata Est. Balcarce	6,6	6,2	4,7	3,3	2,2	1,7	1,8	2,7	3,6	5,2	6,2	6,7
San Martín Est. San Miguel	6,6	5,8	4,5	3,3	2,5	1,9	2,2	2,9	4,0	5,1	5,8	6,6
Relación MDP / San Martín	1,00	1,07	1,04	1,00	0,88	0,89	0,82	0,93	0,90	1,02	1,07	1,02
Valor adoptado Relación < 1	0,88											

Por lo tanto los nuevos resultados, acordes a la zona donde se encuentra ubicado el establecimiento, son los siguientes:

Tabla 6.3.3. Termotanques solares aplicados al establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Captador solar térmico		Acumulador solar		Rendimiento [%]	Precio final [U\$S]
	Cantidad	Área [m ²]	Cantidad	Vol. (litros)		
Cenit Solar	2	1,4	1	200	77,35	5.260,22
	2	1,4	1	200		
Energe S.A.	2	2,0	1	250	74,71	2.832,50
Innovar S.R.L.	2	2,0	1	266	74,71	2.097,23
Vademarco S.A.	1	2,1	1	200	73,83	1.391,06
	1	2,1	1	200		

Luego de realizar una evaluación técnico – económica se llega a la conclusión que el equipo que mejor se adapta a las necesidades del establecimiento es el equipo compacto marca Vademarco S.A. Si bien es el de menor rendimiento térmico también es el de menor costo. A menor rendimiento térmico mayor uso tendrá el sistema auxiliar que, en este caso, podrá ser utilizando energía eléctrica o gas licuado de petróleo. Comparado con los otros equipos compactos, la diferencia en el rendimiento térmico no es lo suficientemente elevada para justificar la elevada diferencia en la inversión inicial. Además, este equipo se fabrica en la provincia de Buenos Aires por lo que los costos de traslado también son menores.

Una vez seleccionado el equipo compacto, haciendo un análisis y selección de alternativas en base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y punto de equivalencia^[10], se analizan cuatro alternativas:

- o Alternativa 1: Compra e instalación de termotanque solar marca Vademarco S.A. y compra e instalación de termotanque a gas convencional como sistema auxiliar.
- o Alternativa 2: Compra e instalación de termotanque solar marca Vademarco S.A. y compra e instalación de resistencia eléctrica como sistema auxiliar.
- o Alternativa 3: Compra e instalación de termotanque a gas convencional.
- o Alternativa 4: Compra e instalación de termotanque eléctrico convencional.

La evaluación económica de cada alternativa es la siguiente:

Tablas 6.3.4. Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1			
Inversión inicial		2.120,99	[U\$S]
Equipos principales		1.908,09	[U\$S]
Instalación de equipos		212,90	[U\$S]
Costos de producción		164,16	[U\$S/año]
Materia prima		103,34	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	189	[l/año]
	Precio litro	0,55	[U\$S/l]
	Precio	103,34	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		517,03	[U\$S]
Equipos principales		517,03	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 2			
Inversión inicial		1.543,13	[U\$S]
Equipos principales		1.391,06	[U\$S]
Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		97,76	[U\$S/año]
Materia prima		67,35	[U\$S/año]
Energía eléctrica	Cantidad	920	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,07	[U\$S/kWh]
	Precio	67,35	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 3			
Inversión inicial		608,27	[U\$S]
Equipos principales		517,03	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		430,99	[U\$S/año]
Materia prima		400,58	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	734	[l/año]
	Precio litro	0,55	[U\$S/l]
	Precio	400,58	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		517,03	[U\$S]
Equipos principales		517,03	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 4			
Inversión inicial		516,61	[U\$S]
Equipos principales		425,36	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		291,48	[U\$S/año]
Materia prima		261,06	[U\$S/año]
Energía eléctrica	Cantidad	3.565	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,07	[U\$S/kWh]
	Precio	261,06	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		405,11	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.3.5. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4.

Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]		Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Valor presente		3.717,94	2.375,41	4.476,88	3.154,29
Costo anual uniforme		436,71	279,01	525,85	370,50
Costo capitalizado		4.087,04	2.520,72	5.242,60	3.685,54
Ahorro anual uniforme	Alternativa 1	-	157,69	-89,14	66,21
	Alternativa 2	-157,69	-	-246,84	-91,49
	Alternativa 3	89,14	246,84	-	155,35

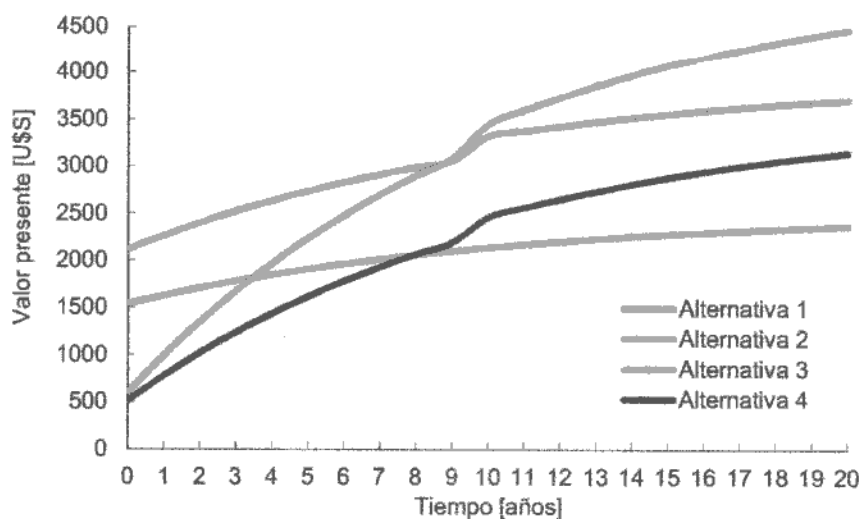


Figura 6.3.1. Flujograma de las alternativas 1, 2, 3 y 4.
Fuente: Elaboración propia.

El cambio de pendiente en las curvas de las alternativas 1, 3 y 4, entre el noveno y el decimo año, se debe a que tanto el termotanque a gas convencional como el termotanque eléctrico convencional tienen una vida útil de 10 años y, como la vida útil del proyecto es de 20 años, se considera su reemplazo.

Considerando una vida útil de 20 años, que es la vida útil promedio de un termotanque solar, se puede observar que la alternativa 3 es la de mayor valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado. Esto se debe principalmente al elevado costo del gas licuado de petróleo.

Esta alternativa es la que se encuentra instalada actualmente en el establecimiento educativo. Teniendo instalada alguna de las alternativas restantes, ya sea la 1, la 2 o la 4 en lugar de la alternativa 3, se obtendría un ahorro anual uniforme del 17,0 [%] (U\$S 89,14), del 46,9 [%] (U\$S 246,84) o del 29,5 [%] (U\$S 155,35) respectivamente.

Se puede observar que, considerando una vida útil de hasta 8 años, la alternativa más conveniente es la 4, y a partir de los 8 años y hasta los 20 años, vida útil promedio de un termotanque solar, la alternativa más conveniente es la 2.

Sin embargo, como el establecimiento ya cuenta con un termotanque a gas convencional, sería conveniente instalar un termotanque solar y utilizar al anterior como sistema auxiliar, recuperando lo invertido en un período de 9 años aproximadamente.

6.4. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado

El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y fotovoltaica pretende satisfacer las necesidades eléctricas del establecimiento educativo como microgenerador aislado en base a energías renovables. Para ello se seleccionan distintos aerogeneradores y módulos fotovoltaicos, tanto en forma individual como en conjunto.

Los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso son atravesados por una línea de distribución eléctrica de media tensión, la cual puede observarse en la Figura 6.4.1 trazada en azul. Su existencia hace inevitable la comparación de cualquier modelo renovable planteado con la instalación actual basada en la compra de energía eléctrica a la red.



Figura 6.4.1. Línea de distribución eléctrica de media tensión en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso.
Fuente: Elaboración propia en base a G. Fernández y Google Earth, 2012.

Se plantean a continuación aquellos modelos aislados de la red eléctrica convencional, basados en generación fotovoltaica (FV), en generación eólica (E), y en la combinación de ambas o generación híbrida (H). En el Capítulo 9 se plantean modelos conectados a la red.

Inicialmente se preselecciona un conjunto de equipos capaz de satisfacer la demanda de energía eléctrica en el establecimiento educativo con la mejor relación costo beneficio, para lo que se lleva a cabo un análisis de rendimiento de los mismos bajo las condiciones eólicas y solares de la zona. Luego, para hallar las mejores combinaciones de los mismos se recurre a la simulación a través del software Homer Energy, lo que permite el ajuste de parámetros difíciles de ser considerados en la selección previa así como las combinaciones en la instalación para obtener el mejor provecho.

En la Figura 6.4.2 se puede observar el esquema de cada modelo simulado.

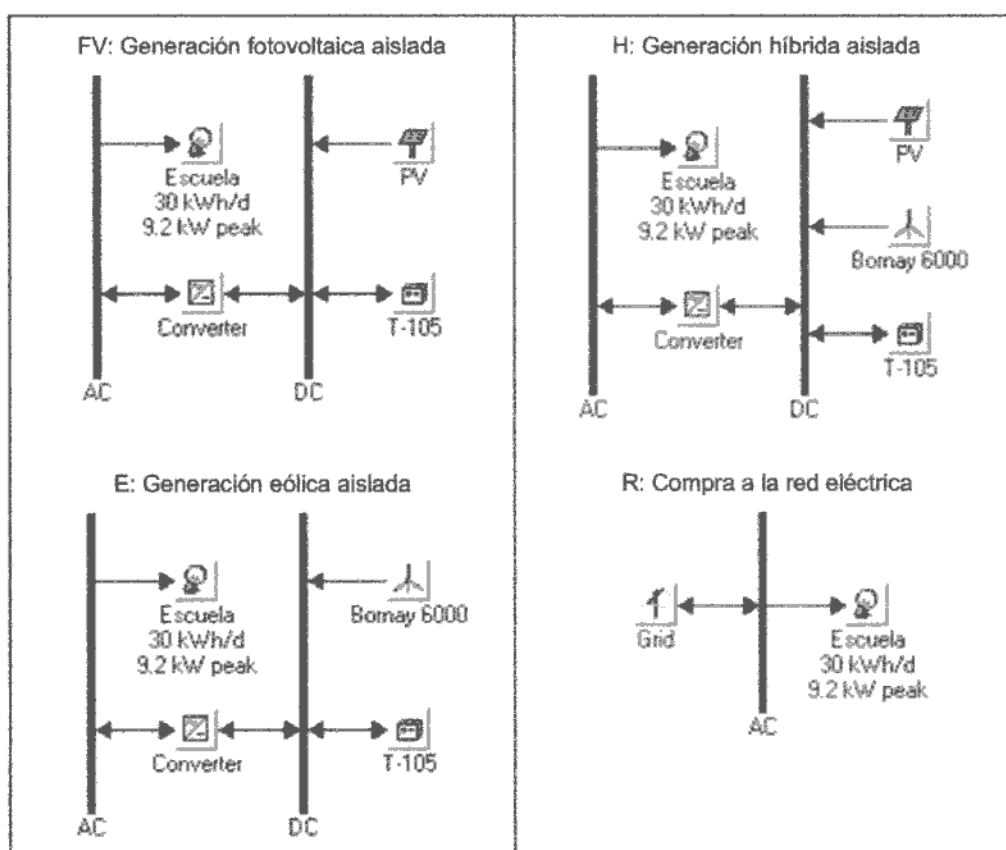


Figura 6.4.2. Esquemas de los modelos simulados en el software Homer Energy.

Fuente: Elaboración propia.

En las siguientes tablas se pueden observar los parámetros y las consideraciones utilizadas para la simulación de los modelos cargados en el software Homer Energy.

Tablas 6.4.1. Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones.
 Fuente: Elaboración propia.

Consideraciones	
Duración del proyecto	25 [años]
Capacidad de corte de suministro	0 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la carga	10 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la velocidad del viento	50 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la irradiación solar	25 [%]

Parámetro	Valores
Consumo energético	30,10 [kWh/d]
Potencia promedio	1,25 [kW]
Potencia pico	9,24 [kW]
Aerogeneradores ^{[82] [83]}	Bornay 6.000 [W] Falcon 12.000 [W]
Altura	10 [m] 20 [m]
Paneles fotovoltaicos ^{[84] [85]}	Evergreen 215 [Wp] Suntech 280 [Wp]
Reguladores ^[86]	Morningstar TS-MPPT-45 Morningstar TS-MPPT-60
Baterías ^{[87] [88]}	Surrette 4KS25P 1.900 [Ah] Surrette 6CS25P 1.156 [Ah] Surrette S460 460 [Ah] Trojan L16P 360 [Ah] Trojan T-105 225 [Ah]
Tensión CC	48 [V]
Inversor - Aislado ^[89]	Phoenix 48/5000
Precio de compra EDEA T4 ^[90] - Cargo variable con subvención - Cargo fijo mensual	0,073 [U\$/kWh] 7,800 [U\$]

De todas las simulaciones realizadas en el software Homer Energy, cada una con diversos componentes en diferentes combinaciones, se presentan a continuación aquellas que satisfacen las necesidades eléctricas del establecimiento educativo y a su vez resultan más económicas. Se incluye la cantidad y la potencia de cada componente así como también la contribución energética de cada uno de ellos.

Tablas 6.4.2. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados.
Fuente: Elaboración propia.

Establecimiento educativo	Unidad	R	H	FV	E
Componentes					
Aerogeneradores 20 [m]	[kW]	-	1 x 6,0	-	3 x 6,0
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	56 x 0,215	88 x 0,215	-
Baterías	[Ah]	-	104 x 225	160 x 225	192 x 225
Inversor 48 [V]	[kW]	-	3 x 5,0	4 x 5,0	6 x 5,0
Contribución energética					
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	10.481 (41%)	-	31.442 (100%)
- Factor de capacidad	[%]	-	19,9	-	19,9
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	15.109 (59%)	23.743 (100%)	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	-
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	10.987 (100%)	-	-	-
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	-	-	-	-
Fracción renovable		0,000	1,000	1,000	1,000
Exceso de energía	[kWh/año]	-	13.594 (53,1%)	11.649 (49,1%)	19.014 (60,5%)
Autonomía	[hs]	-	78,4	121	145
Costos					
Inversión inicial	[U\$S]	0	138.382	149.556	199.424
Valor presente total	[U\$S]	8.150	156.620	176.025	231.510
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,07	1,57	1,77	2,32

La altura de trabajo finalmente considerada para el montaje de los aerogeneradores es de 20 [m]. Esto se debe a que, si bien a mayor altura se consigue un incremento en la energía generada, también a mayor altura se incrementan los costos de infraestructura e instalación, sin tener un incremento significativo en la energía generada por la baja rugosidad del terreno. El tipo de torre empleada está conformada por un mástil de caños bridados sostenido por cables tensores, de fácil construcción, montaje y menor costo que uno reticulado.

Dado que los recursos renovables no son constantes a lo largo del año, si se aprovecha solamente un recurso, se debe adquirir una mayor capacidad de generación, ya sea en potencia o en número de equipos, y una mayor capacidad de almacenamiento, influyente en el número de baterías. Es por ello que, aprovechando ambos recursos renovables en el modelo híbrido, el costo de la energía disminuye al complementarse parcialmente.

Por otra parte, la demanda de energía en el establecimiento educativo no coincide temporalmente con su generación en forma renovable, por lo que se debe emplear un gran número de baterías para lidiar con los períodos donde disminuye dicha generación. Esto se evidencia en los tres modelos a través del exceso de energía eléctrica generada, desaprovechada bajo el marco regulatorio vigente y que en todos los casos alcanza al menos el 50 [%].

Además, un incremento en la cantidad de baterías no sólo aumenta la inversión inicial, sino que también aumenta las pérdidas por transformación de energía, que sumadas a las pérdidas en el inversor representan el 10 [%] anual de la energía necesaria en el establecimiento educativo.

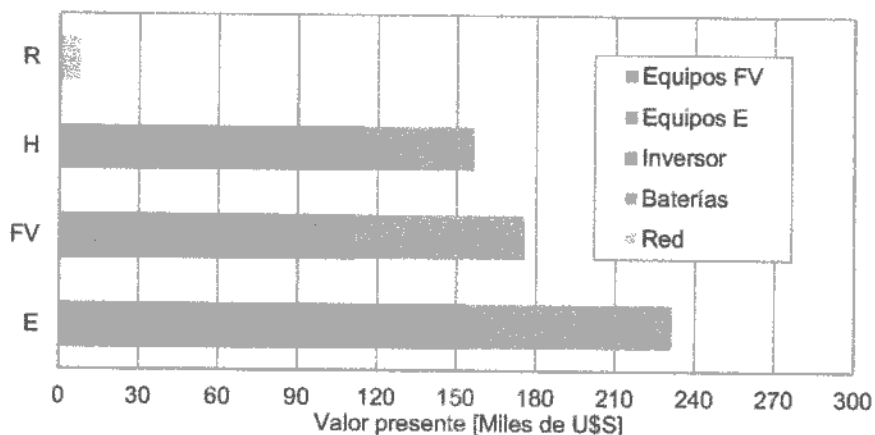


Figura 6.4.3. Composición económica de los modelos simulados.
 Fuente: Elaboración propia.

6.5. Conclusión

Luego de analizar las necesidades energéticas del establecimiento educativo donde funciona la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718, se llega a la conclusión que existen grandes posibilidades de utilizar energías renovables para satisfacerlas.

La utilización de la biomasa residual agrícola y forestal, procesada en forma de briquetas y/o pellets, tiene un gran potencial energético. Sin embargo, las barreras ya mencionadas dificultan su utilización, por lo que se recomienda la utilización de leña de quebracho como combustible. El mismo puede ser adquirido por tonelada de manera análoga a la adquisición de gas licuado de petróleo. Así, se podrían cubrir las necesidades térmicas de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria, a través de la compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke.

Desde el punto de vista económico resultaría muy conveniente ya que, utilizando leña de quebracho en un 100 [%], se obtendría un ahorro anual uniforme del 43,6 [%] (U\$S 6.805,19), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de aproximadamente 2 años. Sin embargo, desde el punto de vista práctico, se dificultaría la cocción y la generación de agua caliente sanitaria.

Es por este motivo, que se recomienda la compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke para satisfacer únicamente las necesidades térmicas de calefacción. Utilizando leña de quebracho en un 100 [%], se obtendría un ahorro anual uniforme del 29,9 [%] (U\$S 1.549,19), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de aproximadamente 5 años. De todos modos, utilizando leña de quebracho en un porcentaje superior al 45 [%] continuaría siendo conveniente, por lo que podría implementarse como un complemento de la calefacción convencional.

Para satisfacer las necesidades térmicas de generación de agua caliente sanitaria se recomienda la instalación de un termotanque solar marca Vademarco S.A. y la utilización de un termotanque convencional a gas como sistema auxiliar, logrando de esta manera un

ahorro anual uniforme del 17,0 [%] (U\$S 89,14) que permite recuperar lo invertido en un período de 9 años aproximadamente.

Para satisfacer las necesidades térmicas de cocción se recomienda continuar con la utilización de gas licuado de petróleo.

Sin embargo, no es el ahorro que podría obtenerse la principal ventaja de los sistemas renovables recomendados para cubrir las necesidades térmicas del establecimiento, sino la capacidad de prescindir del gas licuado de petróleo ante las restricciones de hasta 15 días durante el período invernal que dificultan seriamente el normal desarrollo de las actividades en el establecimiento educativo, al disminuir su consumo en calefacción y agua caliente sanitaria en un 98,2 [%].

Finalmente, como el establecimiento educativo cuenta con acceso a la red de energía eléctrica, no es económicamente viable la utilización de energías renovables para la autogeneración de la misma. Si el establecimiento educativo se encontrara en una ubicación tal que sólo permitiera una instalación aislada, el modelo de generación híbrida sería el más conveniente tanto desde el punto de vista económico como en lo que a confiabilidad se refiere, por depender de más de un recurso renovable.

CAPÍTULO 7

ESTUDIO DE CASO 2: VIVIENDAS RURALES Y SEMI RURALES

7. ESTUDIO DE CASO 2: VIVIENDAS RURALES Y SEMI RURALES

En este estudio de caso se analizan las necesidades térmicas y eléctricas de cuatro modelos de vivienda rural y semi rural. A partir de estas necesidades energéticas, se proponen distintas soluciones que utilizan energías renovables para satisfacerlas. Entre las mismas se incluyen la energía biomásica, la energía solar térmica, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

La selección de los cuatro modelos de vivienda rural y semi rural, para cuatro y seis personas de clase media y baja, se fundamenta en el marco de una encuesta realizada por el "Grupo de Investigación Desarrollo Rural, Ambiente y GeoTecnologías" perteneciente al Departamento de Geografía de la Facultad de Humanidades de la Universidad Nacional de Mar del Plata en el establecimiento educativo en el que funcionan la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718.

El procesamiento de los resultados de la encuesta permitió conocer las condiciones en las que viven los alumnos y familiares que concurren al establecimiento educativo. Gran parte de ellos no tienen satisfechas las principales necesidades térmicas y eléctricas y es por este motivo que, a partir de las energías renovables, se analizan distintas alternativas para satisfacerlas.

7.1. Modelos de vivienda rural y semi rural planteados

Teniendo en cuenta el procesamiento de los resultados de la encuesta, se proponen cuatro modelos de vivienda. Para el dimensionamiento de las mismas se han considerado las dimensiones mínimas recomendadas por el Reglamento General de Construcciones del Partido de General Pueyrredon, Ordenanza N° 6.997.

Tablas 7.1.1. Dimensionamiento de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B4 - 4 Personas - Clase baja				
Espacio físico	Cantidad	Superficie [m ²]	Altura [m]	Volumen [m ³]
Baño	1	3	2,4	7,2
Cocina	1	5	2,4	12,0
Dormitorio	2	10	2,4	24,0
Estar - Comedor	1	19	2,4	45,6

Vivienda B6 - 6 Personas - Clase baja				
Espacio físico	Cantidad	Superficie [m ²]	Altura [m]	Volumen [m ³]
Baño	1	3	2,4	7,2
Cocina	1	6	2,4	14,4
Dormitorio	3	10	2,4	24,0
Estar - Comedor	1	22	2,4	52,8

Vivienda A4 - 4 Personas - Clase media				
Espacio físico	Cantidad	Superficie [m ²]	Altura [m]	Volumen [m ³]
Baño	1	3	2,4	7,2
Cocina	1	5	2,4	12,0
Comedor	1	11	2,4	26,4
Dormitorio	2	10	2,4	24,0
Estar	1	11	2,4	26,4
Lavadero	1	3	2,4	7,2

Vivienda A6 - 6 Personas - Clase media				
Espacio físico	Cantidad	Superficie [m ²]	Altura [m]	Volumen [m ³]
Baño	2	3	2,4	7,2
Cocina	1	6	2,4	14,4
Comedor	1	12	2,4	28,8
Dormitorio	3	10	2,4	24,0
Estar	1	14	2,4	33,6
Lavadero	1	4	2,4	9,6

Debido a las diferencias poco significativas entre los modelos de vivienda, se analiza en detalle el modelo de vivienda B4 y se presenta un resumen de los modelos de vivienda B6, A4 y A6. El detalle de los mismos se puede observar en el Anexo IV.

Necesidades térmicas

Las principales necesidades térmicas del modelo de vivienda B4 son la calefacción, la cocción y el agua caliente sanitaria. La calefacción es necesaria principalmente en invierno, y en menor medida en otoño y en primavera. La cocción y el agua caliente sanitaria son necesarias durante todo el año.

Los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, no cuentan con una red de suministro de gas natural y se utiliza, generalmente, gas licuado de petróleo.

Las necesidades térmicas de calefacción en [miles de kcal] surgen de multiplicar el volumen del espacio físico en [m³] por 50 [kcal/h/m³], factor recomendado por el INTI. Considerando durante los meses de invierno un tiempo de calefacción de 12 horas diarias se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7.1.2. Necesidades térmicas de calefacción durante los meses de invierno para el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [miles de kcal/día]	Energía mensual consumida [miles de kcal/mes]
Baño	12	30	4,32	129,6
Cocina	12	30	7,20	216,0
Dormitorio	12	30	28,80	864,0
Estar - Comedor	12	30	27,36	820,8
Total			67,68	2.030,4

Para las necesidades térmicas de cocción se considera, un consumo energético diario de 4.800 [kcal/día]. Este consumo incluye dos comidas diarias, el almuerzo y la cena.

La Organización Mundial de la Salud establece que una persona que vive en una sociedad semidesarrollada requiere de 60 [litros/día] de agua caliente sanitaria. Por lo tanto, el modelo de vivienda B4 requiere de 240 [litros/día].

Para determinar las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria, se utiliza la Ecuación 7.1.1 y los datos de la Tabla 7.1.3 obteniendo un consumo energético diario de 8.400 [kcal/día].

$$NT_{ACS} = L_{H_2O} \times \rho_{H_2O} \times PC_{H_2O} \times (T_{final} - T_{inicial}) \quad \left[\frac{\text{kcal}}{\text{día}} \right] \quad (7.1.1)$$

Donde:

NT_{ACS} son las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria.

L_{H_2O} es la cantidad de litros de agua requeridos.

ρ_{H_2O} es la densidad del agua.

PC_{H_2O} es el poder calorífico del agua.

T_{final} es la temperatura final del agua.

$T_{inicial}$ es la temperatura inicial del agua.

Tabla 7.1.3. Características del agua para el cálculo de las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria.
Fuente: Elaboración propia.

Características físicas y químicas del agua	
Densidad del agua	1 [kg/l]
Poder calorífico del agua	1 [kcal/°C·kg]
Temperatura inicial del agua	10 [°C]
Temperatura final del agua	45 [°C]

Necesidades eléctricas

Las principales necesidades eléctricas del modelo de vivienda B4 están dadas por la iluminación y los distintos artefactos eléctricos. Los mismos se pueden observar en la Tabla 7.1.4, donde se indica la cantidad y la potencia de cada uno. El consumo de los distintos artefactos eléctricos fue estimado a partir de recomendaciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).^[91]

Tabla 7.1.4. Necesidades eléctricas de los distintos artefactos eléctricos del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B4	Cantidad	Potencia [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Artefactos eléctricos						
Bomba de agua	1	290	0,64	30	0,19	5,57
Celular	2	5	2	6	0	0,12
Heladera	1	150	6	30	0,90	27
Lavarropas semi – auto	1	200	1	10	0,07	2
Minicomponente	1	60	4	30	0,24	7
Plancha	1	1.000	1	4	0,13	4
Televisor color 14"	1	50	4	30	0,20	6
Total					1,73	51,89

Factores eléctricos según AEA	B4	B6	A4	A6
Grado de electrificación de la vivienda	Medio	Elevado	Medio	Elevado
Coefficiente de simultaneidad	0,9	0,8	0,9	0,8

En la Tabla 7.1.5 se describen las características de la bomba seleccionada para satisfacer las necesidades de agua requeridas por el modelo de vivienda B4. A partir de estas características se determina el consumo energético de la misma.

Tabla 7.1.5. Consumo energético de la bomba de agua para el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Bomba seleccionada en vivienda B4				
Marca y modelo	Potencia [W]	Caudal [m ³ /h]	Caudal [l/h]	[mCA]
Grundfos SQ1-35	290	1,25	1.250	30
Consumo de agua				
Cantidad de personas	Cantidad de litros por persona y por día		Cantidad de litros por vivienda y por día	
4	200		800	
Consumo de energía				
Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]	
0,64	30	0,186	5,57	

Las necesidades eléctricas de iluminación se determinan con el software DIALux. Se compara la utilización de lámparas bajo consumo (BC) y lámparas incandescentes equivalentes (IE), comprobando un ahorro del 80 [%].

Tabla 7.1.6. Iluminancia media del modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Lámparas	Bajo consumo		Incandescente		E _{med} [lux]
		Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	
Vivienda B4						
Baño	2	14	770	60	710	114
Cocina	2	16	950	75	935	108
Dormitorio	2	24	1.445	120	1.660	105
Estar - Comedor	3	30	1.940	150	2.160	128

Lámpara	OSRAM DULUX STAR Stick
Luminaria	OSRAM DULUX Compacta Cuadrada de Techo 270 [m]

Tabla 7.1.7. Comparación entre lámparas bajo consumo e incandescentes equivalentes en vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida BC [kWh]	Energía mensual consumida IE [kWh]	Ahorro [%]
Baño	8	30	6,72	28,80	77
Cocina	8	30	7,68	36,00	79
Dormitorio	8	30	23,04	115,20	80
Estar - Comedor	8	30	21,60	108,00	80
Subtotal			59,04	288,00	80
Total	Coeficiente de Simultaneidad 0,9		53,14	259,20	80

A continuación se pueden observar las curvas de consumo diario, estimadas en invierno y verano, para el modelo de vivienda B4. ^[92]

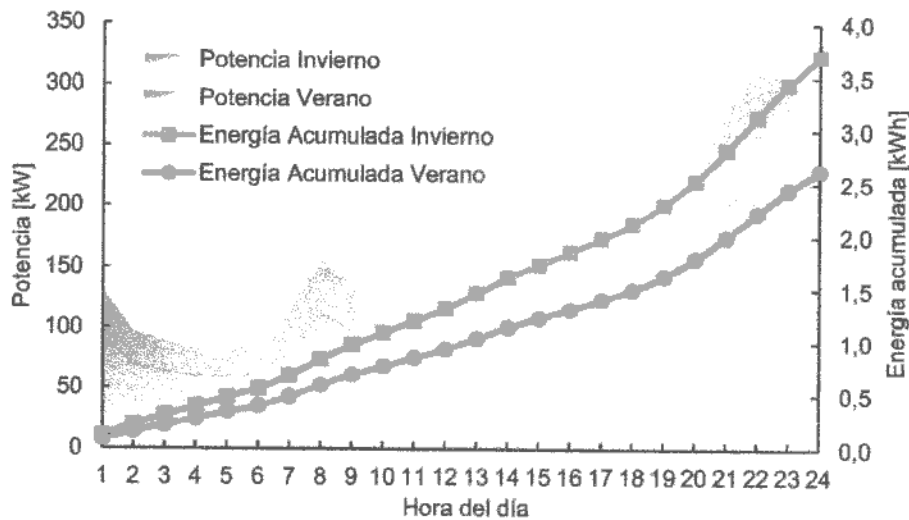


Figura 7.1.1. Curvas de consumo diario para el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Si hipotéticamente se quisieran satisfacer las necesidades térmicas de calefacción y cocción utilizando energía eléctrica se podrían obtener los siguientes resultados:

Tabla 7.1.8. Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Cocción						
Descripción	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Anafe eléctrico	1	1.300	1	30	1,30	39,00
Horno eléctrico	1	1.300	1	30	1,30	39,00
Total					2,60	78,00

Para la cocción se estarían utilizando un anafe eléctrico y un horno eléctrico de una potencia de 1.300 [W] cada uno. Esto sería posible desde el punto de vista energético pero muy poco práctico.

Tabla 7.1.9. Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Calefacción						
Espacio físico	Potencia real [W]	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [hs]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida [kWh]
Cocina	696	2	550	12	30	396
Dormitorio	1.392	3	550	12	30	1.188
Estar - Comedor	2.645	4	650	12	30	936
Total						2.520

Para la calefacción se estarían utilizando paneles calefactores cerámicos de distintas potencias. La potencia real en [W] surge de multiplicar el volumen del espacio físico en [m³] por 58 [W/m³], factor recomendado por el INTI. Se puede observar que la energía mensual consumida sería de 2,52 [MWh], casi veinticinco veces el consumo en iluminación y artefactos eléctricos del modelo de vivienda B4.

En consecuencia, se descarta la posibilidad de satisfacer las necesidades térmicas de calefacción y cocción utilizando energía eléctrica.

Resumen

Teniendo en cuenta la cantidad de horas de luz natural, luz artificial y calefacción de cada mes, se realiza un resumen de las necesidades térmicas y eléctricas mes a mes del modelo de vivienda B4.

Tabla 7.1.10. Cantidad de horas diarias de luz natural, luz artificial y calefacción consideradas.
 Fuente: Elaboración propia.

Latitud 38,05°	Cantidad de horas diarias		
	Luz natural	Luz artificial	Calefacción
Enero	14,6	4	0
Febrero	13,7	5	0
Marzo	12,5	6	0
Abril	11,2	7	6
Mayo	10,1	8	9
Junio	9,5	8	12
Julio	9,8	8	12
Agosto	10,8	7	12
Septiembre	11,9	6	9
Octubre	13,2	5	6
Noviembre	15,2	4	3
Diciembre	14,8	4	0

Tabla 7.1.11. Necesidades térmicas mensuales de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	Calefacción [miles de kcal/mes]	Cocción [miles de kcal/mes]	Agua caliente sanitaria	
			[litros/mes]	[miles de kcal/mes]
Enero	0	148,8	7.440	260,4
Febrero	0	134,4	6.720	235,2
Marzo	0	148,8	7.440	260,4
Abril	1.015,2	144,0	7.200	252,0
Mayo	1.522,8	148,8	7.440	260,4
Junio	2.030,4	144,0	7.200	252,0
Julio	2.030,4	148,8	7.440	260,4
Agosto	2.030,4	148,8	7.440	260,4
Septiembre	1.522,8	144,0	7.200	252,0
Octubre	1.015,2	148,8	7.440	260,4
Noviembre	507,6	144,0	7.200	252,0
Diciembre	0	148,8	7.440	260,4
Anual	11.674,8	1.752,0	87.600	3.066,0

Tablas 7.1.12. Necesidades eléctricas mensuales en el modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Energía eléctrica mensual [kWh/mes]						
Mes	Iluminación	Artefactos eléctricos	Calefacción	Cocción	Básicas (*)	Comp. (*)
Enero	29,5	51,9	0	78,0	81,4	159,4
Febrero	36,9	51,9	0	78,0	88,8	166,8
Marzo	44,3	51,9	0	78,0	96,2	174,2
Abril	51,7	51,9	495,0	78,0	103,6	676,6
Mayo	59,0	51,9	742,5	78,0	110,9	931,4
Junio	59,0	51,9	990,0	78,0	110,9	1178,9
Julio	59,0	51,9	990,0	78,0	110,9	1178,9
Agosto	51,7	51,9	990,0	78,0	103,6	1.171,6
Septiembre	44,3	51,9	742,5	78,0	96,2	916,7
Octubre	36,9	51,9	495,0	78,0	88,8	661,8
Noviembre	29,5	51,9	247,5	78,0	81,4	406,9
Diciembre	29,5	51,9	0	78,0	81,4	159,4
Anual	51,4	622,7	5.692,5	936,0	1.154,0	7.782,5
P Máxima [W]	246	1.760	2.750	2.600	1.805	6.620
Coeficiente de simultaneidad = 0,9			Cos φ = 0,8			

(*) Las necesidades eléctricas básicas incluyen la iluminación y los artefactos eléctricos, y las necesidades eléctricas complementarias incluyen la iluminación, los artefactos eléctricos, la cocción y la calefacción.

A continuación se puede observar un resumen de las necesidades térmicas y eléctricas de los modelos de vivienda B4, B6, A4 y A6.

Tabla 7.1.13. Resumen de las necesidades térmicas y eléctricas anuales en las viviendas B4, B6, A4 y A6.
Fuente: Elaboración propia.

Detalle	Vivienda B4	Vivienda B6	Vivienda A4	Vivienda A6
Necesidades térmicas anuales [miles de kcal/año]				
Calefacción	11.674,8	15.152,4	13.165,2	17.884,8
Cocción	1.752,0	2.628,0	1.752,0	2.628,0
Agua caliente sanitaria	3.066,0	4.599,0	3.066,0	4.599,0
Necesidades eléctricas anuales [kWh/año]				
Artefactos eléctricos	622,7	880,0	1.691,0	2.528,3
Iluminación	531,4	635,0	604,8	820,8
Calefacción	5.692,5	6.831,0	5.692,5	8.176,5
Cocción	936,0	1.404,0	936,0	1.404,0

7.2. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía biomásica

El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía biomásica pretende satisfacer las necesidades térmicas de calefacción, cocción y ACS de los modelos de

vivienda A4, A6, B4 y B6 a partir de una energía renovable como es la energía biomásica. Para ello se seleccionan distintos equipos para combustión de leña.

La energía que podría ser generada anualmente en la provincia de Buenos Aires, la ciudad de Mar del Plata y los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, debido a la biomasa residual agrícola y forestal existente, es capaz de satisfacer las necesidades térmicas de un cierto número de modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6, el cual se puede observar en la Tabla 7.2.1.

Tabla 7.2.1. Modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6 con necesidades térmicas satisfechas a partir de la energía que podría ser generada anualmente por la biomasa residual agrícola y forestal evaluada.

Fuente: Elaboración propia.

Descripción	Equivalente [cantidad]			
	Vivienda A4	Vivienda A6	Vivienda B4	Vivienda B6
Provincia de Buenos Aires				
Biomasa residual agrícola herbácea				
Girasol	3	2	3	2
Maíz	25	18	27	21
Trigo	19	13	21	15
Total	47	33	51	38
Ciudad de Mar del Plata				
Biomasa residual agrícola leñosa a campo abierto				
Pimiento	166	120	184	139
Tomate	1.684	1.225	1.871	1.413
Subtotal	1.850	1.345	2.055	1.552
Biomasa residual agrícola leñosa bajo cubierta				
Pimiento	301	219	335	253
Tomate	2.634	1.915	2.926	2.210
Subtotal	2.935	2.134	3.261	2.463
Biomasa residual forestal (Leña)				
Eucalipto	246	179	273	206
Pino	264	192	293	221
Plátano	3.903	2.838	4.337	3.275
Subtotal	4.413	3.209	4.903	3.702
Biomasa residual agrícola y forestal				
Total	9.198	6.688	10.219	7.717
Barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso				
Biomasa residual agrícola de explotaciones bajo cubierta				
Pimiento	18	13	20	15
Tomate	163	118	181	137
Subtotal	181	131	201	152
Biomasa residual agrícola de plantaciones a campo abierto				
Cerezo	38	28	42	32
Ciruelo	5	4	6	4
Subtotal	43	32	48	36
Biomasa residual agrícola				
Total	224	163	249	188

Como se menciona en el Capítulo 6, existen barreras que impiden la utilización de la biomasa residual agrícola y forestal como combustible.

En consecuencia, se realiza el análisis utilizando leña, ya que la misma puede ser comprada en gran cantidad de lugares, y se seleccionan equipos para combustión de leña marca Ñuke [76], diseñados y fabricados íntegramente en Argentina, con el apoyo del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI).

Los equipos se seleccionan en base a su potencia máxima:

Tabla 7.2.2. Potencia máxima de los equipos para combustión de leña marca Ñuke.
 Fuente: Elaboración propia.

Equipo	Potencia máxima [kcal/h]
Estufa Ñuke Cabaña II	6.000
Ñuke Multifunción IV	15.000

Tabla 7.2.3. Equipo para combustión de leña marca Ñuke recomendado para el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B4	[kcal/h] necesarias	Equipo recomendado	
		Calefacción	Calefacción, cocción y ACS
	5.640	Estufa Ñuke Cabaña II	Ñuke Multifunción IV

Las [kcal/h] necesarias surgen de multiplicar el volumen del espacio físico en [m³] por 50 [kcal/h/m³], factor recomendado por el INTI.

Una vez seleccionado el equipo para combustión de leña para el modelo de vivienda B4, haciendo un análisis y selección de alternativas en base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y punto de equivalencia [10], se analizan dos escenarios con dos alternativas cada uno:

- ✓ **Escenario 1:** Calefacción con GLP y/o biomasa para el modelo de vivienda B4
 - Alternativa 1: Compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke y utilización de biomasa.
 - Alternativa 2: Compra e instalación de calefactores a gas de tiro balanceado y utilización de propano sin subvención.
- ✓ **Escenario 2:** Calefacción, cocción y ACS con GLP y/o biomasa para el modelo de vivienda B4
 - Alternativa 1: Compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke y utilización de biomasa.
 - Alternativa 2: Compra e instalación de calefactores a gas de tiro balanceado, anafes a gas y termotanques convencionales a gas, y utilización de propano sin subvención.

No se considera en los escenarios la utilización de butano ya que no es utilizado en grandes cantidades debido a sus limitaciones de transporte y almacenaje.

Escenario 1: Calefacción con GLP y/o biomasa para el modelo de vivienda B4

La evaluación económica de cada alternativa es la siguiente:

Tablas 7.2.4. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		561,57	[U\$S]	Inversión inicial		475,43	[U\$S]
Equipos principales		341,06	[U\$S]	Equipos principales		384,18	[U\$S]
Accesorios		129,27	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]	Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		739,25	[U\$S/año]	Costos de producción		983,53	[U\$S/año]
Materia prima		708,83	[U\$S/año]	Materia prima		953,12	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	4.162	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	1.505	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	708,83	[U\$S/año]		Precio	953,12	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]	Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Para la evaluación económica realizada se consideran los siguientes combustibles:

Tablas 7.2.5. Propiedades y características de los combustibles utilizados para el modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Gas Licuado de Petróleo		
Tipo		Propano
Poder Calorífico Inferior [kcal/kg]		11.082
Garrafa	Capacidad [kg]	45
	Precio [\$]	117,13
Precio de la kilocaloría [\$]		0,00023

Leña		
Tipo		Quebracho
Poder Calorífico Superior [kcal/kg]	Base seca	5051
	Base húmeda 15 [%]	4.293,35
Poder Calorífico Inferior [kcal/kg]	Base seca	4.735,15
	Base húmeda 15 [%]	3.937,11
Precio de la tonelada [\$]		700
Precio la de kilocaloría [\$]		0,00018

Materia prima	Rendimiento [%]	Densidad [kg/m ³]
GLP	70,00	-
Leña (Quebracho)	71,25	1.220

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7.2.6. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	6.855,19	8.848,79
Costo anual uniforme	805,21	1.039,38
Costo capitalizado	7.954,03	10.310,75
Ahorro anual uniforme	234,17	

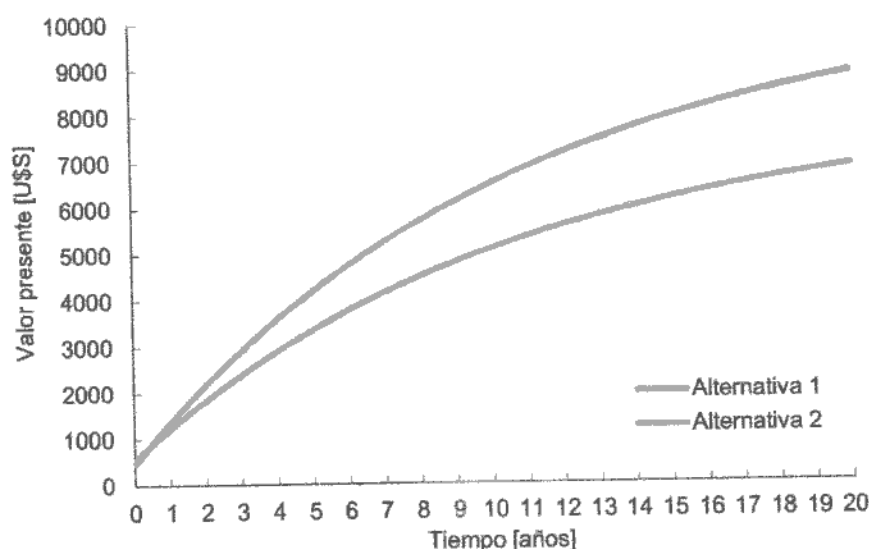


Figura 7.2.1. Flujo de caja de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Considerando una vida útil de 20 años, que es la vida útil promedio de un equipo para combustión de leña, se puede observar que la alternativa 1 es la de menor valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado. Esto se debe principalmente al elevado costo del gas licuado de petróleo respecto de la biomasa, en este caso, leña de quebracho. En consecuencia, utilizando la alternativa 1 se obtiene un ahorro anual uniforme del 22,53 [%] (U\$S 234,17), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 1 año aproximadamente.

En base al método de punto de equivalencia se obtienen los siguientes resultados:

Tablas 7.2.7. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	0,73
GLP (Propano) [kg/año]	65,74
Leña (Quebracho) [kg/año]	185,05

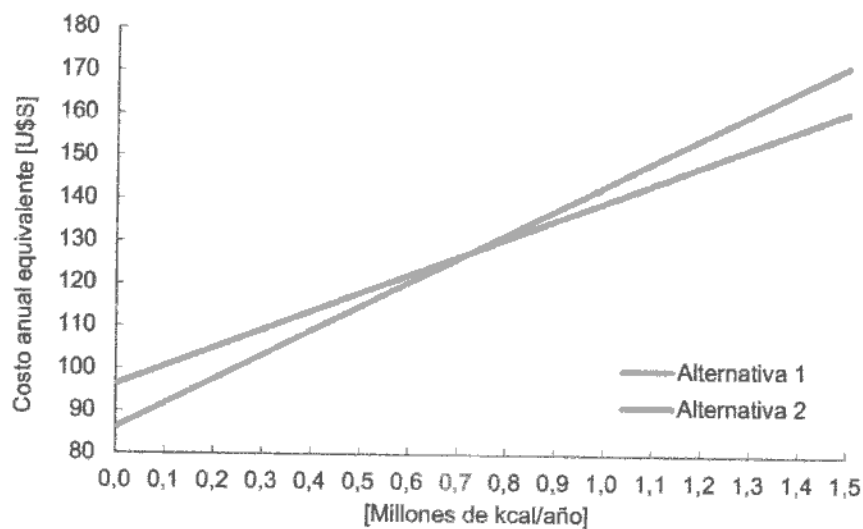


Figura 7.2.2. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que hasta las 0,73 [millones de kcal/año] es conveniente utilizar la alternativa 2 y a partir de este valor, es conveniente utilizar la alternativa 1.

Escenario 2: Calefacción, cocción y ACS con GLP y/o biomasa para el modelo de vivienda B4

La evaluación económica de cada alternativa es la siguiente:

Tablas 7.2.8. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1.467,51	[U\$S]	Inversión inicial		808,52	[U\$S]
Equipos principales		1.117,19	[U\$S]	Equipos principales		656,45	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		152,07	[U\$S]	Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		1.062,18	[U\$S/año]	Costos de producción		1.338,70	[U\$S/año]
Materia prima		1.001,36	[U\$S/año]	Materia prima		1.277,87	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	5.879	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	2.018	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	1.001,36	[U\$S/año]		Precio	1.277,87	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]	Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]	Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]	Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7.2.9. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	10.510,47	12.310,60
Costo anual uniforme	1.234,56	1.446,00
Costo capitalizado	12.089,34	14.366,36
Ahorro anual uniforme	211,44	

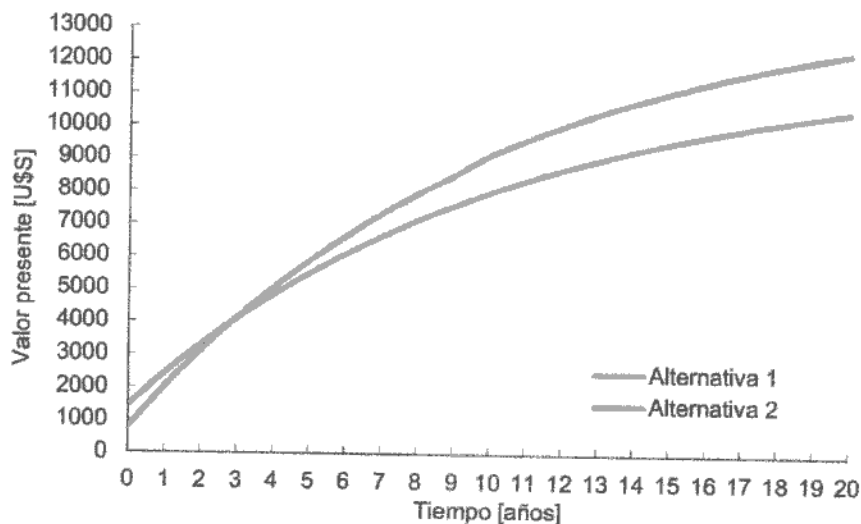


Figura 7.2.3. Flujo de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Considerando una vida útil de 20 años, que es la vida útil promedio de un equipo para combustión de leña, se puede observar que la alternativa 1 es la de menor valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado. Esto se debe principalmente al elevado costo del gas licuado de petróleo respecto de la biomasa, en este caso, leña de quebracho. En consecuencia, utilizando la alternativa 1 se obtiene un ahorro anual uniforme del 14,62 [%] (U\$S 211,44), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 3 años aproximadamente.

En base al método de punto de equivalencia se obtienen los siguientes resultados:

Tablas 7.2.10. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	4,69
GLP (Propano) [kg/año]	422,34
Leña (Quebracho) [kg/año]	1.188,87

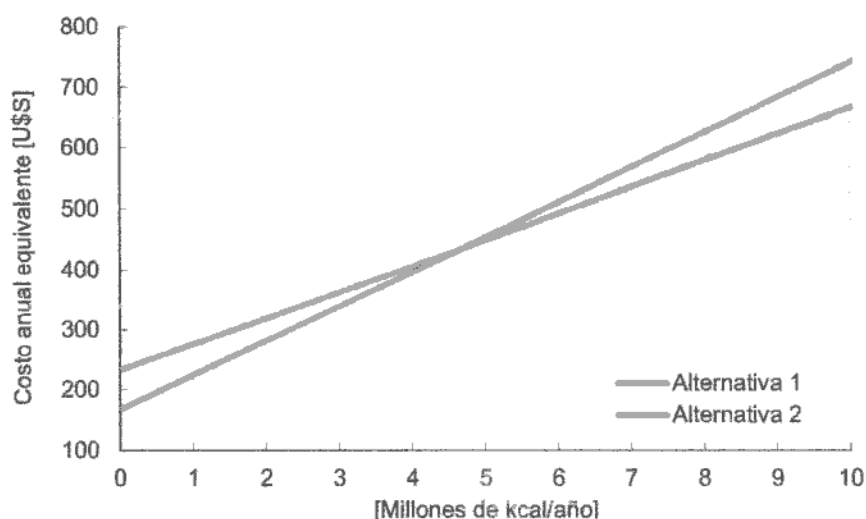


Figura 7.2.4. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que hasta las 4,69 [millones de kcal/año] es conveniente utilizar la alternativa 2 y a partir de este valor, es conveniente utilizar la alternativa 1.

A continuación, se puede observar para el modelo de vivienda B4 las cantidades necesarias de gas licuado de petróleo (propano y butano) y de leña (quebracho), para satisfacer las necesidades térmicas de calefacción, cocción y ACS en su totalidad, teniendo en cuenta para ello los rendimientos de las distintas materias primas consideradas.

Tabla 7.2.11. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0
Abril	130,87	2,91	132,59	8,84	361,90	0,30
Mayo	196,30	4,36	198,89	13,26	542,85	0,44
Junio	261,74	5,82	265,18	17,68	723,80	0,59
Julio	261,74	5,82	265,18	17,68	723,80	0,59
Agosto	261,74	5,82	265,18	17,68	723,80	0,59
Septiembre	196,30	4,36	198,89	13,26	542,85	0,44
Octubre	130,87	2,91	132,59	8,84	361,90	0,30
Noviembre	65,43	1,45	66,30	4,42	180,95	0,15
Diciembre	0	0	0	0	0	0
Anual	1.505,0	33,5	1.524,8	101,7	4.161,9	3,4

Tabla 7.2.12. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la cocción del modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Febrero	12,13	0,27	12,29	0,82	47,91	0,04
Marzo	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Abril	12,99	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Mayo	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Junio	12,99	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Julio	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Agosto	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Septiembre	12,99	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Octubre	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Noviembre	12,99	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Diciembre	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Anual	158,1	3,5	160,2	10,7	624,5	0,5

Tabla 7.2.13. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para ACS del modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Febrero	27,21	0,6	27,57	1,84	83,84	0,07
Marzo	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Abril	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Mayo	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Junio	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Julio	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Agosto	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Septiembre	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Octubre	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Noviembre	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Diciembre	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Anual	354,7	7,9	359,4	23,9	1.093,0	0,9

A continuación, se puede observar un resumen de las cantidades necesarias de gas licuado de petróleo (propano y butano) y de leña (quebracho), para satisfacer las necesidades térmicas de calefacción, cocción y ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6, teniendo en cuenta para ello los rendimientos de las distintas materias primas consideradas.

Tabla 7.2.14. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.

Fuente: Elaboración propia.

Vivienda y necesidades	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)		
	[kg/año]	[garrafas/año]	[kg/año]	[garrafas/año]	[kg/año]	[m ³ /año]	
B4	Calefacción	1.505,0	33,5	1.524,8	101,7	4.161,9	3,4
	Cocción	158,1	3,5	160,2	10,7	624,5	0,5
	ACS	354,7	7,9	359,4	23,9	1.093,0	0,9
B6	Calefacción	1.953,3	43,4	1.979,0	131,9	5.401,6	4,4
	Cocción	237,1	5,3	240,3	16,0	936,8	0,8
	ACS	532,0	11,8	539,1	35,9	1.639,5	1,3
A4	Calefacción	1.697,1	37,7	1.719,5	114,6	4.693,2	3,8
	Cocción	158,1	3,5	160,2	10,7	624,5	0,5
	ACS	354,7	7,9	359,4	23,9	1.093,0	0,9
A6	Calefacción	2.305,5	51,2	2.335,9	155,7	6.375,6	5,2
	Cocción	237,1	5,3	240,3	16,0	936,8	0,8
	ACS	532,0	11,8	539,1	35,9	1.639,5	1,3

En todos los casos se observa porqué el butano no es utilizado en grandes cantidades debido a sus limitaciones de transporte y almacenaje ([garrafas/año]).

Del mismo modo, se puede observar un resumen con los resultados económicos de cada uno de los modelos de vivienda.

Tabla 7.2.15. Resumen de los resultados económicos de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.

Fuente: Elaboración propia.

Vivienda	Variables [US\$]	Alternativa 1	Alternativa 2
Calefacción			
B4	Valor presente	6.855,19	8.848,79
	Ahorro anual uniforme	-	234,17
B6	Valor presente	9.181,33	11.710,87
	Ahorro anual uniforme	-	297,12
A4	Valor presente	8.154,15	9.884,68
	Ahorro anual uniforme	-	203,27
A6	Valor presente	10.593,70	13.610,00
	Ahorro anual uniforme	-	354,29
Calefacción, cocción y agua caliente sanitaria			
B4	Valor presente	10.510,47	12.310,60
	Ahorro anual uniforme	-	211,44
B6	Valor presente	13.553,24	16.555,09
	Ahorro anual uniforme	-	352,60
A4	Valor presente	11.280,85	13.346,49
	Ahorro anual uniforme	-	242,63
A6	Valor presente	14.965,62	18.454,21
	Ahorro anual uniforme	-	409,77

7.3. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía solar térmica

El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía solar térmica pretende satisfacer las necesidades térmicas de ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6 a partir de una energía renovable como es la energía solar térmica. Para ello se seleccionan distintos equipos solares compactos.

Teniendo en cuenta lo mencionado en el Capítulo 6, se analizan los siguientes equipos:

Tabla 7.3.1. Termotanques solares aplicados al modelo de vivienda B4.
 Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Captador solar térmico		Acumulador solar		Rendimiento [%]	Precio final [U\$S]
	Cantidad	Área [m ²]	Cantidad	Vol. [litros]		
Cenit Solar	2	1,4	1	200	77,35	5.260,22
	2	1,4	1	200		
Energe S.A.	2	2,0	1	250	74,71	2.832,50
Innovar S.R.L.	2	2,0	1	266	74,71	2.097,23
Vademarco S.A.	1	2,1	1	200	73,83	1.391,06
	1	2,1	1	200		

Luego de realizar una evaluación técnico – económica se llega a la conclusión que el equipo que mejor se adapta a las necesidades del modelo de vivienda B4 es el equipo compacto marca Vademarco S.A. Si bien es el de menor rendimiento térmico también es el de menor costo. A menor rendimiento térmico mayor uso tendrá el sistema auxiliar que, en este caso, podrá ser utilizando energía eléctrica o gas licuado de petróleo. Comparado con los otros equipos compactos, la diferencia en el rendimiento térmico no es lo suficientemente elevada para justificar la elevada diferencia en la inversión inicial. Además, este equipo se fabrica en la provincia de Buenos Aires por lo que los costos de traslado también serán menores.

Una vez seleccionado el equipo compacto, haciendo un análisis y selección de alternativas en base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y punto de equivalencia^[10], se analizan cuatro alternativas:

- o Alternativa 1: Compra e instalación de termotanque solar marca Vademarco S.A. y compra e instalación de termotanque a gas convencional como sistema auxiliar.
- o Alternativa 2: Compra e instalación de termotanque solar marca Vademarco S.A. y compra e instalación de resistencia eléctrica como sistema auxiliar.
- o Alternativa 3: Compra e instalación de termotanque a gas convencional.
- o Alternativa 4: Compra e instalación de termotanque eléctrico convencional.

La evaluación económica de cada alternativa es la siguiente:

Tablas 7.3.2. Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1			
Inversión inicial		1.876,22	[U\$S]
Equipos principales		1.663,32	[U\$S]
Instalación de equipos		212,90	[U\$S]
Costos de producción		118,78	[U\$S/año]
Materia prima		57,95	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	92	[kg/año]
	Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	57,95	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 2			
Inversión inicial		1.543,13	[U\$S]
Equipos principales		1.391,06	[U\$S]
Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		76,17	[U\$S/año]
Materia prima		45,75	[U\$S/año]
Energía eléctrica	Cantidad	920	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,05	[U\$S/kWh]
	Precio	45,75	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 3			
Inversión inicial		363,50	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		255,05	[U\$S/año]
Materia prima		224,63	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	355	[kg/año]
	Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	224,63	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 4			
Inversión inicial		496,35	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		207,78	[U\$S/año]
Materia prima		177,37	[U\$S/año]
Energía Eléctrica	Cantidad	3.565	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,05	[U\$S/kWh]
	Precio	177,37	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		405,11	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

En base a los métodos de valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7.3.3. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Valor presente	2.992,39	2.191,59	2.639,83	2.421,48
Costo anual uniforme	351,48	257,42	310,07	284,43
Costo capitalizado	3.234,80	2.304,81	3.084,80	2.828,33
Ahorro anual uniforme				
Alternativa 1	-	-94,06	-41,41	-67,06
Alternativa 2	94,06	-	52,65	27,00

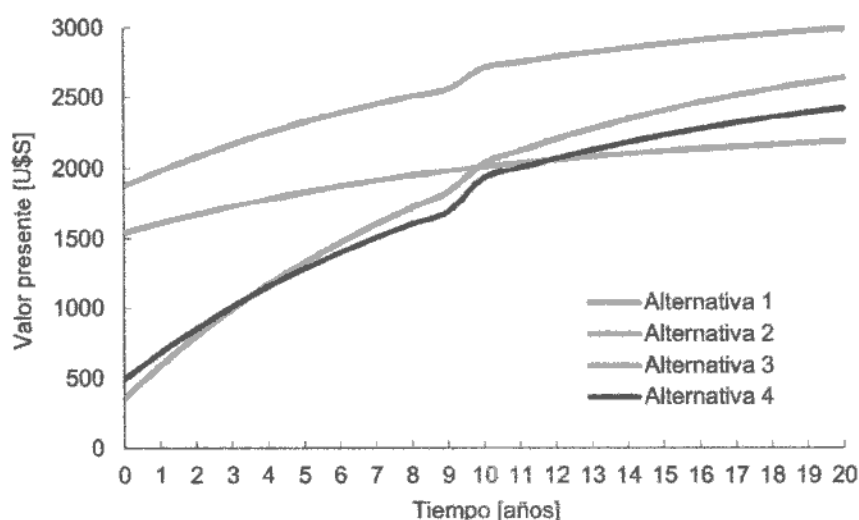


Figura 7.3.1. Flujoograma de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Considerando una vida útil de 20 años, que es la vida útil promedio de un termotanque solar, se puede observar que la alternativa 2 es la de menor valor presente, costo anual uniforme y costo capitalizado.

En consecuencia, utilizando la alternativa 2 en lugar de la alternativa 3 se obtiene un ahorro anual uniforme del 16,98 [%] (U\$S 52,65), recuperando lo invertido en un período de 10 años aproximadamente y utilizando la alternativa 2 en lugar de la alternativa 4 se obtiene un ahorro anual uniforme del 9,50 [%] (U\$S 27,00), recuperando lo invertido en un período de 12 años aproximadamente.

A continuación, se puede observar para el modelo de vivienda B4 las cantidades necesarias de gas licuado de petróleo (propano y butano), para satisfacer las necesidades térmicas de ACS, teniendo en cuenta para ello los rendimientos de las distintas materias primas consideradas.

Tabla 7.3.4. Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS del modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)				GLP (Butano)			
	Sin energía solar		Con energía solar		Sin energía solar		Con energía solar	
	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]
Enero	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Febrero	27,21	0,60	7,02	0,16	27,57	1,84	7,11	0,47
Marzo	30,31	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Abril	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Mayo	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Junio	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Julio	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Agosto	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Septiembre	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Octubre	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Noviembre	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Diciembre	30,13	0,64	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Anual	354,9	7,9	91,5	2,0	359,4	23,9	92,7	6,2

A continuación, se puede observar un resumen de las cantidades necesarias de gas licuado de petróleo (propano y butano), para satisfacer las necesidades térmicas de ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6, teniendo en cuenta para ello los rendimientos de las distintas materias primas consideradas.

Tabla 7.3.5. Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.

Fuente: Elaboración propia.

Vivienda	GLP (Propano) Anual				GLP (Butano) Anual			
	Sin energía solar		Con energía solar		Sin energía solar		Con energía solar	
	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]
B4	354,9	7,9	91,5	2,0	359,4	23,9	92,7	6,2
B6	532,0	11,8	137,3	3,1	539,1	35,9	139,1	9,3
A4	354,9	7,9	91,5	2,0	359,4	23,9	92,7	6,2
A6	532,0	11,8	137,3	3,1	539,1	35,9	139,1	9,3

Del mismo modo, se puede observar un resumen con los resultados económicos de cada uno de los modelos de vivienda.

Tabla 7.3.6. Resumen de los resultados económicos de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.

Fuente: Elaboración propia.

Vivienda	Variables [US\$]	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	
B4	Valor presente	2.992,39	2191,59	2639,83	2421,48	
	Ahorro anual uniforme	1	-	-94,06	-41,41	-67,06
		2	94,06	-	52,65	27,00
B6	Valor presente	3.995,42	3142,72	3596,04	3693,73	
	Ahorro anual uniforme	1	-	-100,16	-46,91	-35,44
		2	100,16	-	53,25	64,72
A4	Valor presente	2.992,39	2191,59	2639,83	2766,31	
	Ahorro anual uniforme	1	-	-94,06	-41,41	-26,56
		2	94,06	-	52,65	67,51
A6	Valor presente	3.995,42	3142,72	3596,04	4245,31	
	Ahorro anual uniforme	1	-	100,16	46,91	-29,35
		2	-100,16	-	-53,25	-129,51

7.4. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado

El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y fotovoltaica pretende satisfacer las necesidades eléctricas de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6 como microgeneradores aislados en base a energías renovables. Para ello se seleccionan distintos aerogeneradores y módulos fotovoltaicos, tanto en forma individual como en conjunto.

Se plantean a continuación aquellos modelos aislados de la red eléctrica convencional, basados en generación fotovoltaica (FV), en generación eólica (E), y en la combinación de ambas o generación híbrida (H) y se los compara con la compra de energía eléctrica a la red (R). En el Capítulo 9 se plantean modelos conectados a la red.

Inicialmente se preselecciona un conjunto de equipos capaz de satisfacer la demanda de energía eléctrica en el modelo de vivienda B4 con la mejor relación costo beneficio, para lo que se lleva a cabo un análisis de rendimiento de los mismos bajo las condiciones eólicas y solares de la zona. Luego, para hallar las mejores combinaciones de los mismos se recurre a la simulación a través del software Homer Energy, lo que permite el ajuste de parámetros difíciles de ser considerados en la selección previa así como las combinaciones en la instalación para obtener el mejor provecho.

En la Figura 7.4.1 se puede observar el esquema de cada modelo simulado.

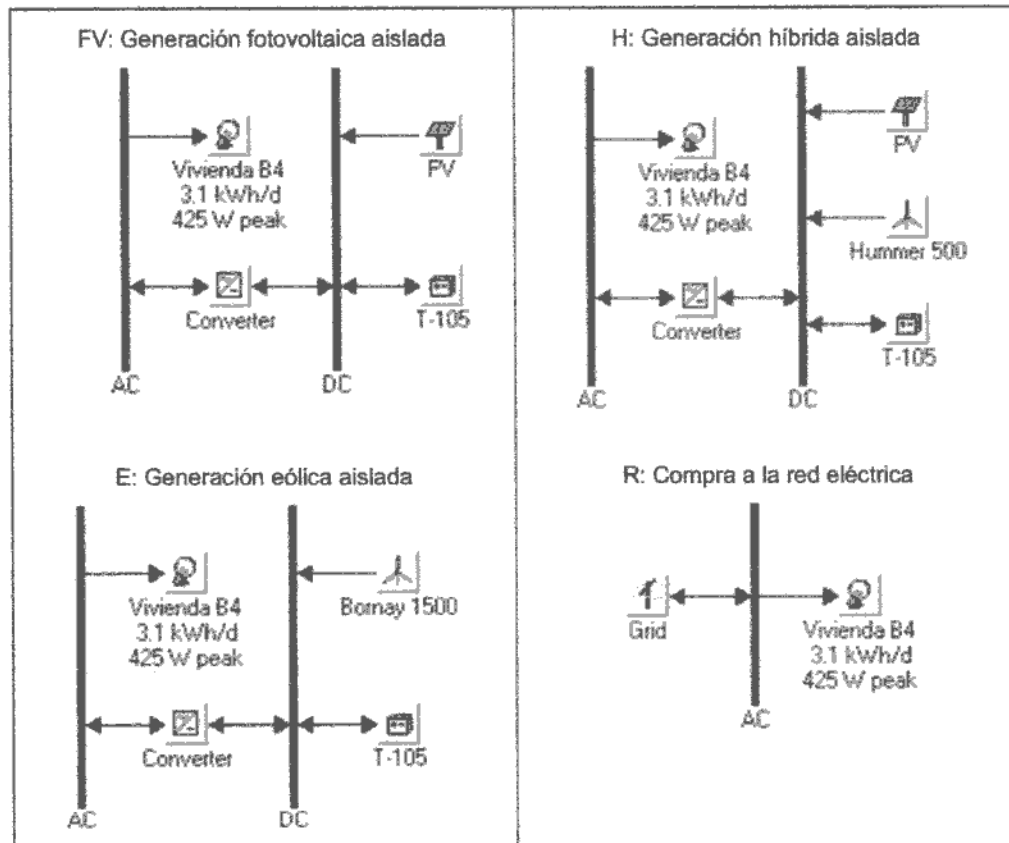


Figura 7.4.1. Esquemas de los modelos simulados en el Homer.
 Fuente: Elaboración propia.

En las siguientes tablas se pueden observar los parámetros y consideraciones utilizados para la simulación de los modelos cargados en el software Homer Energy.

Tablas 7.4.1. Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones.
 Fuente: Elaboración propia.

Consideraciones	
Duración del proyecto	25 [años]
Capacidad de corte de suministro	0 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la carga	10 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la velocidad del viento	50 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la irradiación solar	25 [%]

Parámetro	Vivienda B4
Consumo energético	3,14 [kWh/d]
Potencia promedio	0,13 [kW]
Potencia pico	0,43 [kW]
Aerogeneradores ^{[93] [94]}	Hummer 500 [W] Silfo 800 [W] Bornay 1.500 [W]
Altura	10 [m]
Paneles Fotovoltaicos	Evergreen 215 [Wp] Suntech 280 [Wp]
Reguladores	Morningstar TS-MPPT-45
Baterías	Surrette 4KS25P 1.900 [Ah] Surrette 6CS25P 1.156 [Ah] Surrette S460 460 [Ah] Trojan L16P 360 [Ah] Trojan T-105 225 [Ah]
Tensión CC	24 [V]
Inversor - Aislado ^[95]	Qmax QM-2424SM
Precio de compra EDEA T1R ^[90] - Cargo variable con subvención - Cargo fijo mensual	0,050 [U\$/kWh] 7,800 [U\$]
Costo extensión de red - Monofásico	3.650 [U\$/km]

De todas las simulaciones realizadas en el software Homer Energy, cada una con diversos componentes en diferentes combinaciones, se presentan a continuación aquellas que satisfacen las necesidades eléctricas del modelo de vivienda B4 y a su vez resultan más económicas. Se incluye la cantidad y la potencia de cada componente así como también la contribución energética de cada uno de ellos.

Tablas 7.4.2. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados.
Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B4	Unidad	R	H	FV	E
Componentes					
Aerogeneradores [10m]	[kW]	-	1 x 0,5	-	1 x 1,5
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	6 x 0,215	10 x 0,215	-
Baterías	[Ah]	-	16 x 225	20 x 225	16 x 225
Inversor [24V]	[kW]	-	1 x 2,4	1 x 2,4	1 x 2,4
Contribución energética					
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	1.311 (45%)	-	2.727 (100%)
- Factor de capacidad	[%]	-	29,9	-	20,8
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	1.619 (55%)	2.698 (100%)	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	-
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	1.146 (100%)	-	-	-
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	-	-	-	-
Fracción renovable		0,000	1,000	1,000	1,000
Exceso de energía	[kWh/año]	-	1.639 (55,9%)	1.361 (50,4%)	1.466 (53,8%)
Autonomía	[hs]	-	116	144	116
Costos					
Inversión inicial	[U\$S]	0	14.570	17.433	22.162
Valor presente total	[U\$S]	1.368	17.236	20.714	24.730
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,05	1,66	1,99	2,38

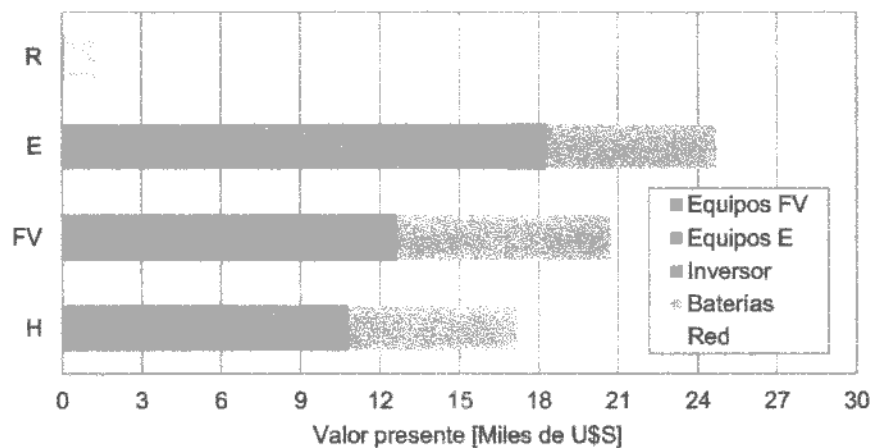


Figura 7.4.2. Composición económica de los modelos simulados.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 7.4.2 se puede observar que el modelo aislado más eficiente es el modelo de generación híbrida. La altura de trabajo considerada para el montaje de los

aerogeneradores en los modelos de vivienda es de 10 [m], considerando el análisis realizado en el estudio de caso 1 para aerogeneradores de menor potencia.

En la Figura 7.4.3 se puede observar que la demanda de energía eléctrica no coincide temporalmente con su generación en forma renovable, evidenciándose por un exceso de energía eléctrica generada que en todos los casos supera el 50 [%].

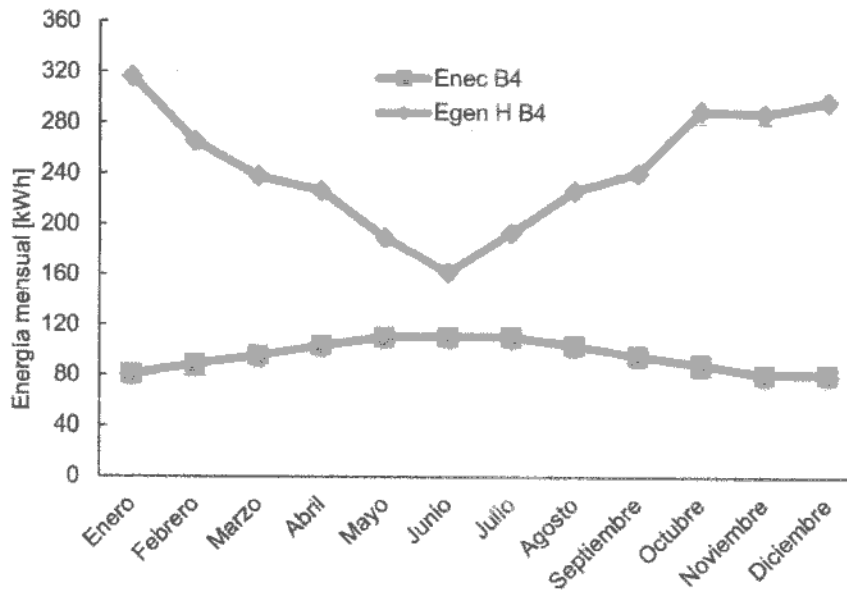


Figura 7.4.3. Falta de semejanza entre curvas de demanda y generación en el modelo de vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

A modo de resumen se presentan los resultados económicos correspondientes a los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.

Tabla 7.4.3. Resumen de los resultados económicos de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6.
Fuente: Elaboración propia.

Valores	Unidad	R	H	FV	E
Vivienda B4					
Inversión inicial	[U\$S]	0	14.570	17.433	22.162
Valor presente total	[U\$S]	1.368	17.236	20.714	24.730
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,05	1,66	1,99	2,38
Vivienda B6					
Inversión inicial	[U\$S]	0	18.402	21.606	26.242
Valor presente total	[U\$S]	1.686	21.765	24.996	31.217
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,06	1,59	1,83	2,28
Vivienda A4					
Inversión inicial	[U\$S]	0	39.130	38.403	44.302
Valor presente total	[U\$S]	2.115	43.294	43.762	50.789
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,06	2,09	2,11	2,45
Vivienda A6					
Inversión inicial	[U\$S]	0	44.924	44.398	55.646
Valor presente total	[U\$S]	3.062	50.675	52.382	63.944
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,07	1,68	1,73	2,12

Comparación con la extensión de la red eléctrica

La Tabla 7.4.4 indica los costos que reviste el suministro de energía a través de una red eléctrica convencional, incluyendo los costos de extensión de red y de consumo, mientras que en la Tabla 7.4.5 y Figura 7.4.4 se resumen los resultados obtenidos en términos de las distancias de extensión de red a partir de las cuales convienen los sistemas de generación híbridos aislados planteados.

Tablas 7.4.4. Costos asociados a la extensión de la red eléctrica para cada modelo de vivienda.
Fuente: Elaboración propia.

Valor presente con subvención	
Extensión de red monofásica	3.650 [U\$/km]
Costo fijo anual del servicio	850 [U\$]
Consumo Vivienda A4	1.265 [U\$]
Consumo Vivienda A6	2.212 [U\$]
Consumo Vivienda B4	518 [U\$]
Consumo Vivienda B6	836 [U\$]

Tablas 7.4.5. Puntos de equilibrio de extensión de la red para cada modelo de vivienda.
Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Extensión de red con subvención [km]			
	B4	B6	A4	A6
Híbrida	4,3	5,5	11,3	13,0
Fotovoltaica	5,3	6,4	11,4	13,5
Eólica	6,4	8,1	13,3	16,7

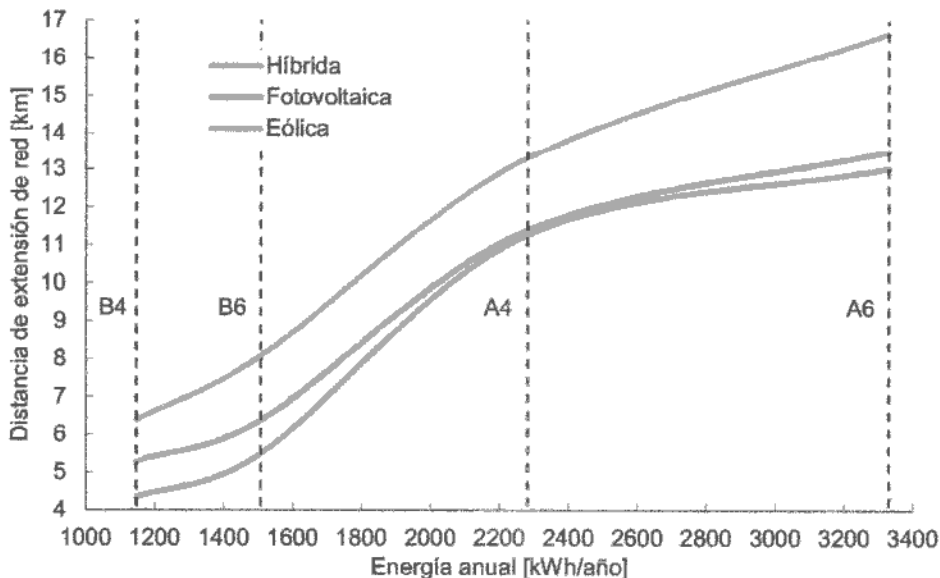


Figura 7.4.4. Variación de la distancia de extensión de la red para cada modelo de vivienda.
Fuente: Elaboración propia.

7.5. Conclusión

Luego de analizar las necesidades energéticas de los modelos de vivienda A4, A6, B4 y B6, se llega a la conclusión que existen grandes posibilidades de utilizar energías renovables para satisfacerlas.

Las necesidades térmicas de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria se pueden satisfacer utilizando energía biomásica, a través de la compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke, empleando leña de quebracho como combustible. Sin embargo, no es conveniente su utilización desde los puntos de vista económico y práctico, para los casos de cocción y agua caliente sanitaria.

Es por este motivo, que se recomienda la compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke para satisfacer únicamente las necesidades térmicas de calefacción. Utilizando leña de quebracho, se obtendría un ahorro anual uniforme del 22,5 [%] (U\$S 234,17), recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 1 año aproximadamente.

Para satisfacer las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria se recomienda la instalación de un termotanque solar marca Vademarco S.A. utilizando una resistencia eléctrica como sistema auxiliar. Comparado con un termotanque a gas convencional, se obtendría un ahorro anual uniforme del 17,0 [%] (U\$S 52,65), recuperando lo invertido en un período de aproximadamente 10 años y comparado con un termotanque eléctrico convencional se obtendría un ahorro anual uniforme del 9,5 [%] (U\$S 27,00), recuperando lo invertido en un período de aproximadamente 12 años.

Para satisfacer las necesidades térmicas de cocción se recomienda la utilización de gas licuado de petróleo.

Entre los modelos de microgeneración aislada, la alternativa híbrida resulta la más económica y confiable. Si la demanda es pequeña, los modelos renovables se vuelven rentables a pequeñas distancias, mientras que conforme aumenta la demanda estos modelos comienzan a carecer de validez económica frente a la extensión de la red eléctrica.

Cabe destacar que, para todos modelos propuestos, la forma de la curva de demanda no coincide con la forma de la curva de generación. Esto se debe a que las necesidades de la vivienda aumentan en el período invernal junto con la reducción de horas de luz natural, mientras que los recursos renovables tienen su fuerte de generación en el período estival. Este desfase entre las curvas conlleva un importante excedente de energía en dicho período, desaprovechado bajo el marco regulatorio vigente.

CAPÍTULO 8

ESTUDIO DE CASO 3: EXPLOTACIONES AGRÍCOLAS

8. ESTUDIO DE CASO 3: EXPLOTACIONES AGRÍCOLAS

En este estudio de caso se analizan las necesidades energéticas de dos modelos de explotaciones agrícolas. A partir de la necesidad de agua para riego, principal necesidad energética de un modelo de explotación agrícola, se proponen distintas soluciones que utilizan energías renovables para satisfacerlas. Entre las mismas se incluyen la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

La selección de los modelos de explotaciones agrícolas se fundamenta en el marco de una encuesta realizada por el "Grupo de Investigación Desarrollo Rural, Ambiente y GeoTecnologías" perteneciente al Departamento de Geografía de la Facultad de Humanidades de la Universidad Nacional de Mar del Plata en el establecimiento educativo en el que funcionan la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718.

El procesamiento de los resultados de la encuesta permitió conocer las actividades que desarrollan para subsistir los familiares de los alumnos que concurren al establecimiento educativo. El cultivo en explotaciones agrícolas representa el 51 [%] del total y es por este motivo que, a partir de las energías renovables, se analizan distintas alternativas para satisfacerlas.

8.1. Modelos de explotaciones agrícolas planteados

El Partido de General Pueyrredon es un gran productor de hortalizas a nivel nacional. En el cinturón verde hortícola de la ciudad de Mar del Plata, se pueden observar una gran cantidad de explotaciones, pequeñas y medianas, bajo las modalidades a campo y bajo cubierta.

Actualmente, el Partido de General Pueyrredon es el cuarto productor de hortalizas a nivel provincial después de Villarino, General Alvarado y Lobería, según datos provistos por el último Censo Hortiflorícola de la Provincia de Buenos Aires^[96]. En este contexto, la producción de tomate bajo cubierta tiene un rol fundamental ya que está destinada al consumo fresco y tiene la particularidad de ingresar al mercado en los meses de verano, donde se produce una disminución en la oferta y, en consecuencia, un aumento en los precios de venta del mercado.

En la actividad hortícola, una de las principales necesidades energéticas es la necesidad de agua para riego y, para satisfacerla, es frecuente el uso de generadores convencionales.

Es por este motivo que se presenta una propuesta de generación de energía eléctrica para dos explotaciones hortícolas típicas de la región, una pequeña y otra mediana, a partir de sistemas híbridos. Ambas pertenecen al cinturón verde hortícola de la ciudad de Mar del Plata y tienen, además, un sistema de producción hortícola orgánico, en una rotación anual de tomate y lechuga.

Se ha buscado la forma de reducir en el mayor grado posible el uso de generadores convencionales utilizando dos recursos energéticos renovables: la energía eólica y la energía solar.

Se han considerado dos explotaciones hortícolas bajo cubierta. Las mismas se encuentran ubicadas geográficamente en el barrio Parque Hermoso de la ciudad de Mar del Plata perteneciente al Partido de General Pueyrredon. Una de ellas tiene una superficie total de 2.284 [m²] mientras que la otra, tiene una superficie total de 7.978 [m²]; y en consecuencia, por sus dimensiones, se han denominado explotación pequeña y explotación mediana respectivamente. En la Figura 8.1.1 se puede observar la ubicación de las mismas.

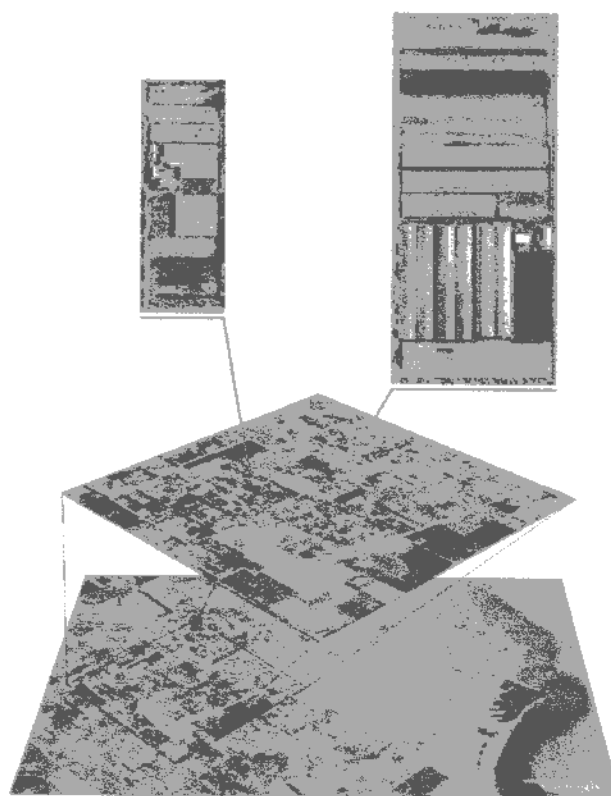


Figura 8.1.1. Ubicación geográfica de las explotaciones agrícolas.
Fuente: Elaboración propia en base a Google Earth, 2012.

Conceptos teóricos de riego y cultivos

Existen distintos métodos, tanto directos como indirectos, para estimar la necesidad de agua para riego de un cultivo. En este caso, se ha utilizado el método indirecto recomendado por la FAO (Food and Agriculture Organization) cuyos conceptos y ecuaciones se describen a continuación.^{[97][98]}

El uso consuntivo del cultivo se define como la cantidad de agua necesaria para reponer las pérdidas de agua producidas en el proceso de evapotranspiración. Estos requerimientos de agua dependen principalmente del clima, del tipo de cultivo y del estado de desarrollo del mismo. Para calcularlo se utiliza la siguiente ecuación:

$$ET_C = K_C \times ET_0 \quad (8.1.1)$$

Donde:

ET_C es el uso consuntivo del cultivo dado en [mm] por unidad de tiempo.

K_C es el coeficiente del cultivo y depende de la especie o variedad cultivada y de la etapa de crecimiento del cultivo.

ET_0 es la evapotranspiración del cultivo de referencia dado en [mm] por unidad de tiempo.

La evapotranspiración del cultivo de referencia ET_0 está definida como la tasa de evapotranspiración de un gran área cubierta de pasto que crece activamente, cubre completamente el suelo y no sufre de deficiencia de agua. Así, los valores más elevados se

encuentran en áreas calurosas, secas, ventosas y soleadas, mientras que los más bajos son observados en áreas frías, húmedas y nubladas o sin viento.

El coeficiente del cultivo K_c integra los efectos combinados de la transpiración del cultivo y la evaporación del suelo, y es determinado experimentalmente. El efecto de esta integración en el tiempo representa una frecuencia de humedecimiento promedio para un cultivo estándar bajo condiciones típicas de desarrollo bajo riego. Entre las características del cultivo que intervienen se pueden mencionar la altura del cultivo, el área foliar, el grado de cobertura del suelo y el manejo del agua.

Este coeficiente varía durante las etapas de crecimiento del cultivo que se dividen en inicial, de desarrollo, de mediados de temporada y final. Se distinguen tres valores para el coeficiente K_c denominados inicial, de mediados de temporada y final, como se puede observar en la Figura 8.1.2.

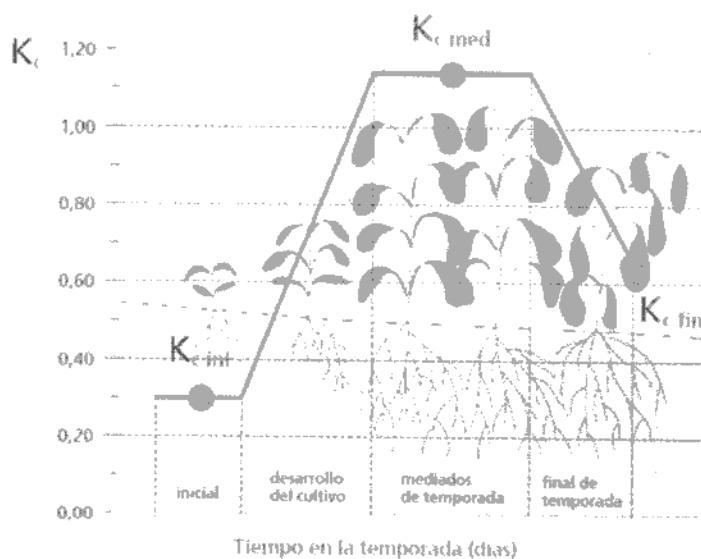


Figura 8.1.2. Coeficiente K_c inicial, de mediados de temporada y final en las diferentes etapas de crecimiento de un cultivo estándar.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenido el uso consuntivo del cultivo, se pueden determinar las necesidades de agua para riego. Las mismas resultan de la diferencia entre las demandas de agua del cultivo y la porción de agua de lluvia caída durante el mismo período, como indica la siguiente ecuación:

$$NA = ET_C + SAT + PERC + LA - P_e \quad (8.1.2)$$

Donde:

NA son las necesidades de agua para riego del cultivo.

ET_C es el uso consuntivo del cultivo dado en [mm] por unidad de tiempo.

SAT es la cantidad de agua necesaria para saturar el suelo.

$PERC$ son las pérdidas por percolación y filtraciones.

LA es el agua para establecer la lámina de agua superficial.

P_e es la precipitación efectiva.

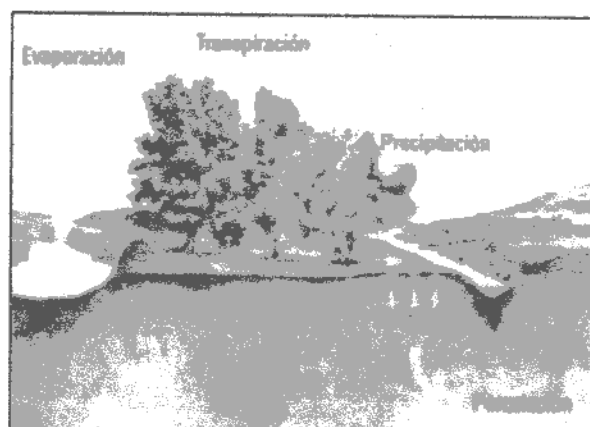


Figura 8.1.3. Movimientos del agua en el suelo.
 Fuente: Lop, 2005.

Pero para este caso, en el cual se realiza una estimación, se utiliza la siguiente ecuación simplificada:

$$NA = \frac{ET_c - P_e}{\eta} \quad \left[\frac{\text{mm}}{\text{mes}} \right] \quad (8.1.3)$$

Donde:

NA son las necesidades de agua para riego del cultivo.

ET_c es el uso consuntivo del cultivo dado en [mm] por unidad de tiempo.

P_e es la precipitación efectiva.

η es la eficiencia del sistema de riego.

Este factor tiene en cuenta la ineficiencia de la distribución desigual del agua dentro del campo, así como las pérdidas por evaporación y percolación profunda.

Cabe destacar que se denomina precipitación efectiva a la porción de agua de lluvia que es almacenada en la zona de raíces del cultivo y estará realmente disponible para satisfacer al menos parte de sus necesidades de agua. A diferencia de aquella porción correspondiente al agua de lluvia que no es evaporada, la de percolación profunda y la de escorrentía superficial, que no puede ser utilizada por el cultivo.

La precipitación efectiva se calcula como:

$$P_e = 0,8 \times P - 25 \quad \left[\frac{\text{mm}}{\text{mes}} \right] \quad \text{si } P > 75 \quad (8.1.4)$$

$$P_e = 0,6 \times P - 10 \quad \left[\frac{\text{mm}}{\text{mes}} \right] \quad \text{si } P < 75 \quad (8.1.5)$$

Donde:

P_e es la precipitación efectiva.

P es la precipitación en [mm/mes].

Necesidades de agua para riego

En primer lugar, se calcula la evapotranspiración del cultivo de referencia ET_0 utilizando el software Cropwat, a partir de las temperaturas máximas y mínimas en [°C], la humedad relativa en [%], la velocidad del viento en [km/día] y la insolación en [horas].

Para el cálculo, se ha utilizado una serie de datos provista por el Servicio Meteorológico Nacional correspondiente al período 2004 – 2010, cuyos valores promedio se pueden observar en la Tabla 8.1.1. Los resultados obtenidos con el software Cropwat se pueden observar en la Figura 8.1.4.

Tabla 8.1.1. Valores de temperatura, precipitación y humedad relativa en el Partido de General Pueyrredon.
 Fuente: Elaboración propia en base a SMN, 2011.

Promedio de los datos provistos por el Servicio Meteorológico Nacional (Período 2004 – 2010)					
Mes	Temperatura media [°C]	Temperatura media mínima [°C]	Temperatura media máxima [°C]	Precipitación [mm]	Humedad relativa ^(*) [%]
Enero	20,5	14,3	26,6	59,6	75,6
Febrero	20,1	14,9	25,3	103,5	77,7
Marzo	18,5	13,2	23,7	93,0	79,2
Abril	14,6	8,5	20,8	74,6	82,5
Mayo	11,2	5,8	16,7	43,2	83,1
Junio	8,8	3,7	13,9	56,2	83,7
Julio	8,1	3,4	12,8	68,5	81,8
Agosto	8,8	3,6	14,0	47,2	79,4
Septiembre	10,6	5,6	15,6	66,3	77,8
Octubre	13,3	7,6	19,0	51,8	78,2
Noviembre	15,9	9,9	21,9	62,4	77,0
Diciembre	18,7	12,6	24,8	71,1	73,3
Anual	14,1	3,4	26,6	797,4	79,1

(*) Nota: Los valores de humedad relativa corresponden al período 1991 – 2000.

País		Argentina		Estación		Mar del Plata	
Altitud		5 m.		Latitud		38.05 °S	
				Longitud		57.55 °W	
Mes	Temp Min	Temp Max	Humedad	Viento	Insolación	Rad	ET ₀
	°C	°C	%	km/día	horas	MJ/m ² /día	mm/día
Enero	14.3	26.6	76	277	9.4	24.9	4.91
Febrero	14.3	25.3	78	260	8.3	21.5	4.17
Marzo	13.2	23.7	79	218	7.4	17.3	3.24
Abril	8.5	20.8	83	220	6.8	13.0	2.17
Mayo	5.8	16.7	83	203	5.4	8.8	1.34
Junio	3.7	13.9	84	203	4.7	7.0	0.95
Julio	3.4	12.8	82	219	4.9	7.7	1.03
Agosto	3.6	14.0	79	234	5.3	10.3	1.48
Septiembre	5.6	15.6	78	235	6.4	14.7	2.11
Octubre	7.6	19.0	78	262	7.7	19.6	3.05
Noviembre	9.9	21.9	77	272	8.7	23.4	3.95
Diciembre	12.6	24.8	73	257	9.7	25.8	4.84
Promedio	8.6	19.6	79	238	7.1	16.2	2.77

Figura 8.1.4. Evapotranspiración del cultivo de referencia ET_0 .
 Fuente: Elaboración propia.

En segundo lugar, se calculan las necesidades de agua para riego utilizando el programa SENARC que hemos desarrollado con el software Matlab.

En la Tabla 8.1.2 se resumen los datos meteorológicos que han sido ingresados en el programa.

Tabla 8.1.2. Datos meteorológicos de evapotranspiración del cultivo de referencia y precipitación.
 Fuente: Elaboración propia.

Datos meteorológicos		
Mes	ET ₀ [mm/mes]	Precipitación [mm/mes]
Enero	151,9	59,6
Febrero	116,8	103,5
Marzo	100,4	93,0
Abril	65,1	74,6
Mayo	41,5	43,2
Junio	28,5	56,2
Julio	31,9	68,5
Agosto	45,9	47,2
Septiembre	63,3	66,3
Octubre	94,6	51,8
Noviembre	118,5	62,4
Diciembre	150,0	71,1
Anual	1.008,4	797,4

En cuanto a los datos agrícolas, el cultivo seleccionado en primer lugar ha sido el tomate y en segundo lugar la lechuga, el sistema de riego seleccionado ha sido localizado o por goteo y el tipo de explotación seleccionada ha sido bajo cubierta.^[99]

La elección de un sistema de riego está íntimamente relacionada con la uniformidad y la eficiencia del mismo. Cuanto más uniforme y más eficiente es el sistema, menor es la cantidad de agua necesaria. Que la explotación sea cubierta implica que la precipitación efectiva sea nula y que, en consecuencia, las necesidades de agua para riego del cultivo sean iguales al uso consuntivo del mismo.

En la Tabla 8.1.3 se resumen los datos agrícolas que han sido ingresados en el programa.

Tabla 8.1.3. Datos agrícolas del tomate y la lechuga.
 Fuente: Elaboración propia.

Datos agrícolas		
Cultivo	Tomate	Lechuga
K _C mínimo	0,60	0,70
K _C promedio	0,97	0,87
K _C máximo	1,15	1,00
Sistema de riego	Localizado o por goteo	
Eficiencia [%]	90	
Explotación	Bajo cubierta	

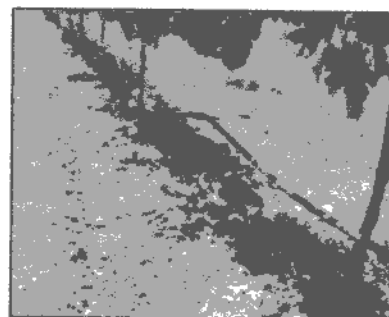


Figura 8.1.5. Riego por goteo.
 Fuente: Lop, 2005.

Finalmente, los resultados obtenidos con el programa SENARC que hemos desarrollado con el software Matlab se pueden observar en la Figura 8.1.4.

Tabla 8.1.4. Necesidades de agua para riego del tomate y la lechuga.
 Fuente: Elaboración propia.

Necesidad de agua para riego [mm/mes]				
Mes	Tomate		Lechuga	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
Enero	163,1	194,1	146,8	168,8
Febrero	125,3	149,2	112,9	129,7
Marzo	107,8	128,3	97,1	111,6
Abril	69,9	83,2	62,9	72,3
Mayo	44,6	53,1	40,2	46,2
Junio	30,6	36,4	27,6	31,7
Julio	34,3	40,8	30,9	35,5
Agosto	49,3	58,6	44,4	51,0
Septiembre	68	80,9	61,2	70,3
Octubre	101,5	120,8	91,4	105,1
Noviembre	127,2	151,4	114,6	131,7
Diciembre	161,1	191,7	145	166,7
Anual	1.082,7	1.288,8	975,0	1.120,6

Dada la rotación de cultivos implementada, las necesidades mensuales de agua para riego en cada explotación agrícola son las siguientes:

Tabla 8.1.5. Necesidades de agua para riego del tomate y la lechuga en cada una de las explotaciones.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	Tomate	Lechuga	Explotación pequeña	Explotación mediana
	[mm/mes] o [l/m²/mes]		[l/mes]	
Enero	194,1	0	443.312	1.548.485
Febrero	149,2	0	340.758	1.190.264
Marzo	128,3	0	293.129	1.023.897
Abril	0	72,3	165.209	577.075
Mayo	0	46,2	105.419	368.229
Junio	0	31,7	72.327	252.637
Julio	0	35,5	81.031	283.042
Agosto	0	51,0	116.433	406.701
Septiembre	0	70,3	160.641	561.119
Octubre	120,8	0	275.939	963.853
Noviembre	151,4	0	345.836	1.208.002
Diciembre	191,7	0	437.883	1.529.524
Anual	935,5	307,0	2.837.917	9.912.828

Necesidades eléctricas

Para la implementación del sistema de riego localizado o por goteo en las explotaciones agrícolas pequeña y mediana, se selecciona una bomba con las siguientes características:

Tabla 8.1.6. Características de las bombas seleccionadas en cada explotación agrícola.
Fuente: Elaboración propia.

Bomba seleccionada	Explotación pequeña	Explotación mediana
Marca y modelo	Grundfos SQ 7-30	
Potencia [W]	1.260	
Caudal [m ³ /h]	5,6	
Caudal [l/h]	5.600	
Altura manométrica [m]	30	
Cantidad	1	2

Con estas características se determina el uso diario de la bomba seleccionada y, a partir del mismo, el consumo de energía eléctrica en cada explotación agrícola.

Tabla 8.1.7. Necesidades energéticas mensuales en cada explotación agrícola.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	Explotación pequeña: 2.284 [m ²]			Explotación mediana: 7.978 [m ²]		
	Uso diario	Energía consumida [kWh]		Uso diario	Energía consumida [kWh]	
	[hs]	Diaria	Mensual	[hs]	Diaria	Mensual
Enero	2,55	3,22	99,75	4,46	11,24	348,41
Febrero	2,17	2,74	76,67	3,80	9,56	267,81
Marzo	1,69	2,13	65,95	2,95	7,43	230,38
Abril	0,98	1,24	37,17	1,72	4,33	129,84
Mayo	0,61	0,77	23,72	1,06	2,67	82,85
Junio	0,43	0,54	16,27	0,75	1,89	56,84
Julio	0,47	0,59	18,23	0,82	2,05	63,68
Agosto	0,67	0,85	26,20	1,17	2,95	91,51
Septiembre	0,96	1,20	36,14	1,67	4,21	126,25
Octubre	1,59	2,00	62,09	2,78	7,00	216,87
Noviembre	2,06	2,59	77,81	3,60	9,06	271,80
Diciembre	2,52	3,18	98,52	4,41	11,1	344,14
Anual	506,8	-	638,5	885,8	-	2.230,4

8.2. Análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado

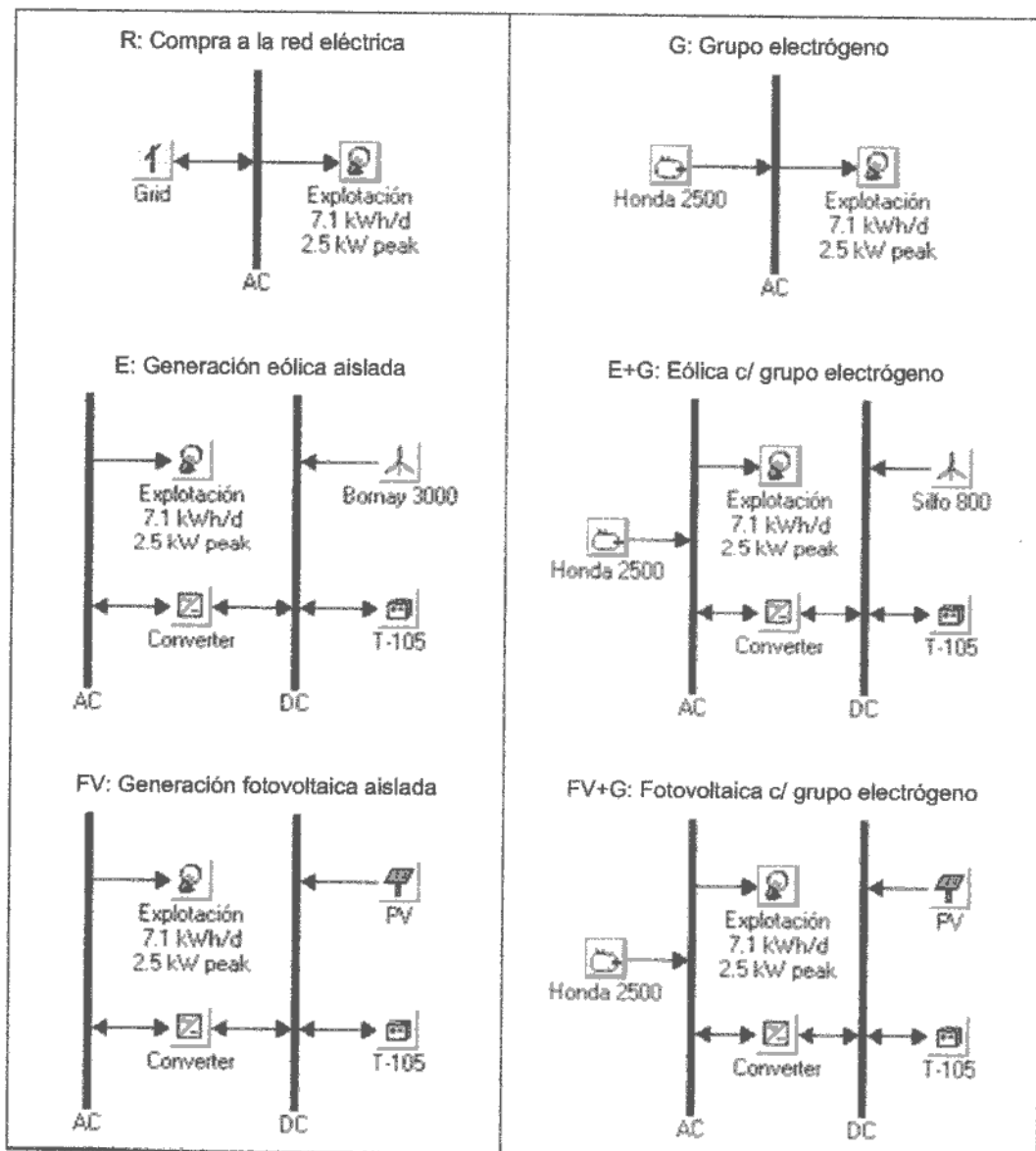
El análisis técnico – económico de soluciones a partir de energía eólica y energía solar fotovoltaica como microgenerador aislado pretende satisfacer, de manera parcial o total, las necesidades eléctricas de los modelos de explotación agrícola pequeña y mediana a partir de energías renovables como son la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. Para ello se seleccionan, individualmente o en conjunto, distintos aerogeneradores y módulos fotovoltaicos.

En las explotaciones agrícolas, a diferencia de los estudios de caso ya analizados, es frecuente el uso de generadores convencionales ya que, por la ubicación de las mismas, las distancias a la red eléctrica convencional son elevadas.

Se plantean a continuación los siguientes modelos renovables basados en generación fotovoltaica (FV), en generación eólica (E), y en la combinación de ambas o generación híbrida (H), y los mismos modelos renovables en conjunto con un generador convencional (+G).

Inicialmente se preselecciona un conjunto de equipos capaz de satisfacer la demanda de energía eléctrica en los modelos de explotaciones agrícolas con la mejor relación costo beneficio, para lo que se lleva a cabo un análisis de rendimiento de los mismos bajo las condiciones eólicas y solares de la zona. Luego, para hallar las mejores combinaciones de los mismos se recurre a la simulación a través del software Homer Energy, lo que permite el ajuste de parámetros difíciles de ser considerados en la selección previa así como las combinaciones en la instalación para obtener el mejor provecho.

En la Figura 8.2.1 se puede observar el esquema de cada modelo simulado.



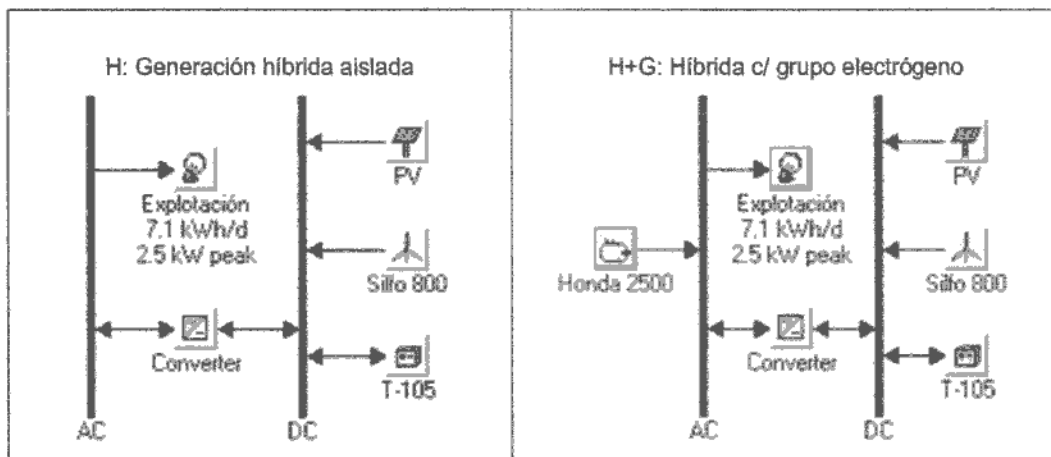


Figura 8.2.1. Esquemas de los modelos simulados en el Homer Energy.
 Fuente: Elaboración propia.

En las siguientes tablas se pueden observar los parámetros y consideraciones utilizados para la simulación de los modelos cargados en el software Homer Energy.

Tablas 8.2.1. Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones.
 Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Explotación pequeña	Explotación mediana
Consumo energético	2,30 [kWh/d]	7,13 [kWh/d]
Potencia promedio	0,10 [kW]	0,30 [kW]
Potencia pico	1,26 [kW]	2,52 [kW]
Aerogeneradores ^[100]	Hummer 500 [W] Wintec 1.500 [W]	Silfo 800 [W] Fiasa 1.500 [W] Bomay 3.000 [W]
Altura	10 [m]	
Paneles Fotovoltaicos	Evergreen 215 [Wp] Suntech 280 [Wp]	
Reguladores	Morningstar TS-MPPT-45	Morningstar TS-MPPT-45 Morningstar TS-MPPT-60
Baterías	Surrette 4KS25P 1.900 [Ah] Surrette 6CS25P 1.156 [Ah] Surrette S460 460 [Ah] Trojan L16P 360 [Ah] Trojan T-105 225 [Ah]	
Generador ^[101]	Honda EP 2.000 [W]	
Tensión CC	24 [V]	48 [V]
Inversor aislado	Qmax QM-1824SM	Qmax QM-4048SM
Precio de compra EDEA T1R - Cargo variable con subvención - Cargo fijo mensual	0,050 [U\$/kWh] 7,800 [U\$]	
Precio combustible	1,216 [U\$/litro]	

Consideraciones	
Duración del proyecto	25 [años]
Capacidad de corte de suministro	0 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la carga	10 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la velocidad del viento	50 [%]
Capacidad de reserva como porcentaje de la irradiación solar	25 [%]

De todas las simulaciones realizadas en el software Homer Energy, cada una con diversos componentes en diferentes combinaciones, se presentan a continuación aquellas que satisfacen las necesidades eléctricas de las explotaciones agrícolas y a su vez resultan más económicas. Se incluyen la cantidad y potencia de cada componente así como la contribución energética de cada uno de ellos.

Tabla 8.2.2. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados para la explotación pequeña.
 Fuente: Elaboración propia.

Explotación pequeña	Unidad	G	H	H+G	FV	FV+G	E	E+G
Componentes								
Aerogeneradores 10 [m]	[kW]	-	1 x 0,5	1 x 0,5	-	-	1 x 1,5	1 x 0,5
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	4 x 0,215	2 x 0,215	4 x 0,280	4 x 0,215	-	-
Generadores convencionales	[kW]	1 x 2	-	1 x 2	-	1 x 2	-	1 x 2
Baterías	[Ah]	-	12 x 225	4 x 225	12 x 225	4 x 225	32 x 225	8 x 225
Inversor 24 [V]	[kW]	-	1 x 1,8	1 x 1,8	1 x 1,8	1 x 1,8	1 x 1,8	1 x 1,8
Contribución energética								
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	1.311 (55%)	1.311 (67%)	-	-	1.900 (100%)	1.311 (89%)
- Factor de capacidad	[%]	-	29,9	29,9	-	-	14,5	29,9
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	1.080 (45%)	540 (28%)	1.407 (100%)	1.080 (87%)	-	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	14,3	14,3	-	-
Generadores convencionales	[kWh/año]	839 (100%)	-	106 (5%)	-	156 (13%)	-	160 (11%)
- Consumo de combustible	[l/año]	703	-	88,5	-	131	-	134
- Horas operativas	[hs/año]	667	-	84	-	124	-	127
Fracción renovable		0,000	1,000	0,874	1,000	0,814	1,000	0,809
Exceso de energía	[kWh/año]	0	1.428 (59,7%)	991 (50,6%)	436 (31,0%)	281 (22,7%)	902 (47,5%)	501 (34,0%)
Autonomía	[hs]	-	67,2	22,4	67,2	22,4	179	44,8
Costos								
Inversión inicial	[U\$S]	1.180	11.457	8.682	10.637	7.924	18.136	7.101
Valor presente total	[U\$S]	10.547	13.466	10.873	12.552	10.533	23.237	10.042
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	1,38	1,57	1,43	1,65	1,38	3,05	1,32

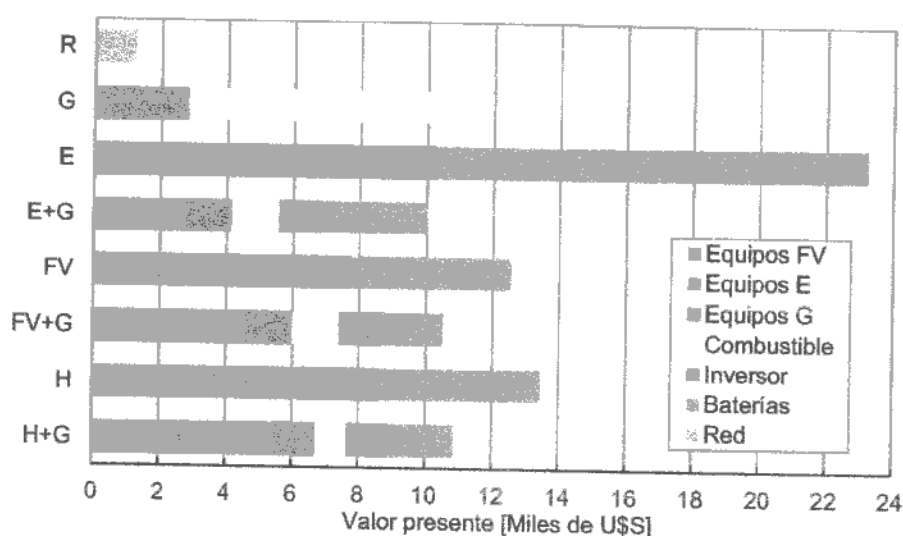


Figura 8.2.2. Composición económica de los modelos simulados para la explotación pequeña.
 Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8.2.3. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados para la explotación mediana.
 Fuente: Elaboración propia.

Explotación mediana	Unidad	G	H	H+G	FV	FV+G	E	E+G
Componentes								
Aerogeneradores 10 [m]	[kW]	-	1 x 0,8	1 x 0,8	-	-	2 x 3,0	1 x 0,8
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	12 x 0,215	8 x 0,215	16 x 0,215	12 x 0,215	-	-
Generadores convencionales	[kW]	2 x 2	-	2 x 2	-	2 x 2	-	2 x 2
Baterías	[Ah]	-	32 x 225	16 x 225	32 x 225	16 x 225	48 x 225	16 x 225
Inversor 48 [V]	[kW]	-	1 x 4	1 x 4	1 x 4	1 x 4	1 x 4	1 x 4
Contribución energética								
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	1.617 (33%)	1.617 (41%)	-	-	10.084 (100%)	1.617 (55%)
- Factor de capacidad	[%]	-	23,1	23,1	-	-	19,2	23,1
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	3.241 (67%)	2.161 (55%)	4.322 (100%)	3.241 (93%)	-	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	14,3	14,3	-	-
Generadores convencionales	[kWh/año]	2.602 (100%)	-	179 (4%)	-	234 (7%)	-	1.310 (45%)
- Consumo de combustible	[l/año]	2.178	-	150	-	196	-	1.096
- Horas operativas	[hs/año]	1.033	-	71	-	93	-	520
Fracción renovable		0,000	1,000	0,931	1,000	0,910	1,000	0,497
Exceso de energía	[kWh/año]	0	1.920 (39,5%)	978 (24,7%)	1.406 (32,5%)	541 (15,6%)	7.104 (70,4%)	64 (2,2%)
Autonomía	[hs]	-	54,8	27,4	54,8	27,4	82,2	27,4
Costos								
Inversión inicial	[U\$S]	2.360	30.008	24.455	26.896	21.173	63.577	16.104
Valor presente total	[U\$S]	31.915	35.267	29.369	32.146	26.255	71.737	33.085
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	1,35	1,36	1,13	1,36	1,11	3,04	1,40

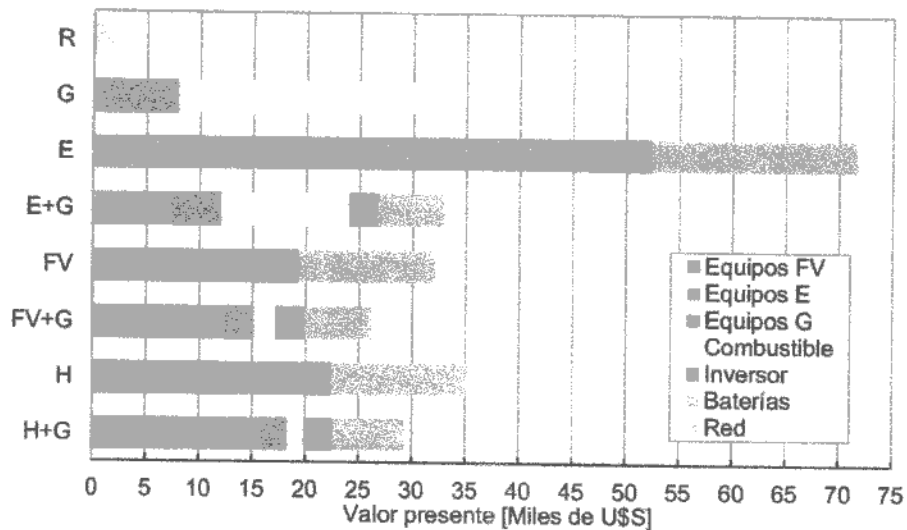


Figura 8.2.3. Composición económica de los modelos simulados para la explotación mediana.
 Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que, para explotaciones pequeñas, el modelo más económico, utilizando energías renovables de manera parcial, es el de generación eólica con generador convencional (E+G) y que, para explotaciones medianas, el modelo más económico, utilizando energías renovables de manera parcial, es el de generación fotovoltaica con generador convencional (F+G).

Sin embargo, en ambos casos, la diferencia económica con el modelo de generación híbrida con generador convencional (H+G) es muy pequeña. Siempre que sea posible es aconsejable la utilización de sistemas híbridos que utilicen más de un recurso renovable debido a la variación de los mismos ante las imponderables variables meteorológicas.

La contribución mensual de cada componente para el modelo de generación híbrida con generador convencional (H+G) para las explotaciones agrícolas pequeña y mediana se puede observar en la Figura 8.2.4 y 8.2.5 respectivamente.

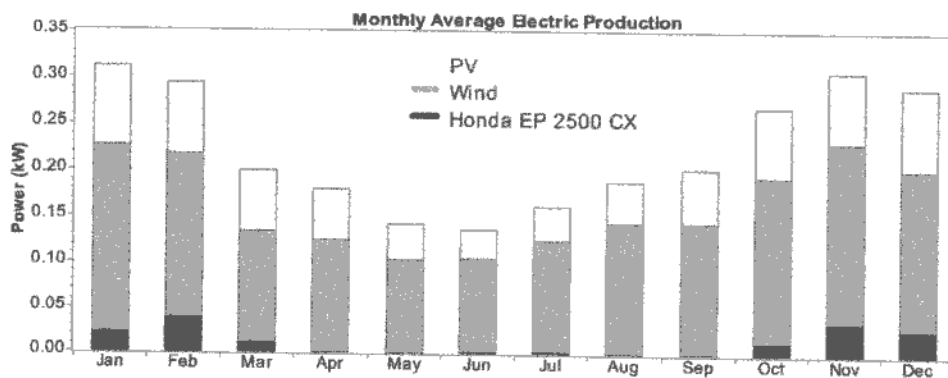


Figura 8.2.4. Contribución eléctrica promedio mensual en la explotación agrícola pequeña.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

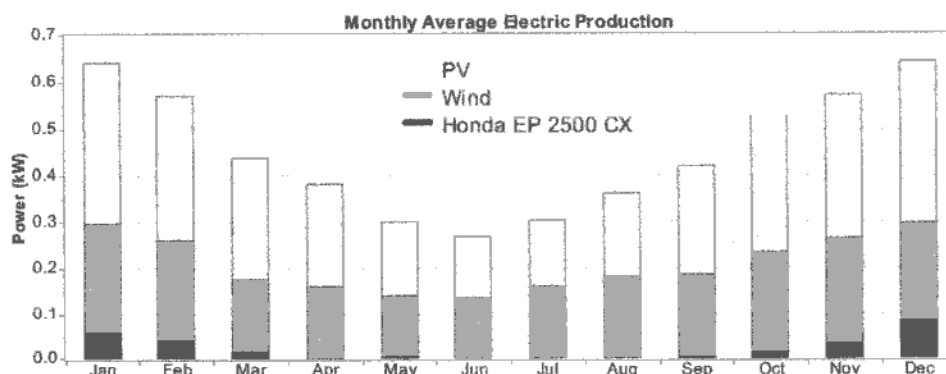


Figura 8.2.5. Contribución eléctrica promedio mensual en la explotación agrícola mediana.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

En la Figura 8.2.6 se puede observar la semejanza existente entre la curva de demanda de energía eléctrica y la curva de generación de energía eléctrica tanto para la explotación agrícola pequeña como para la explotación agrícola mediana.

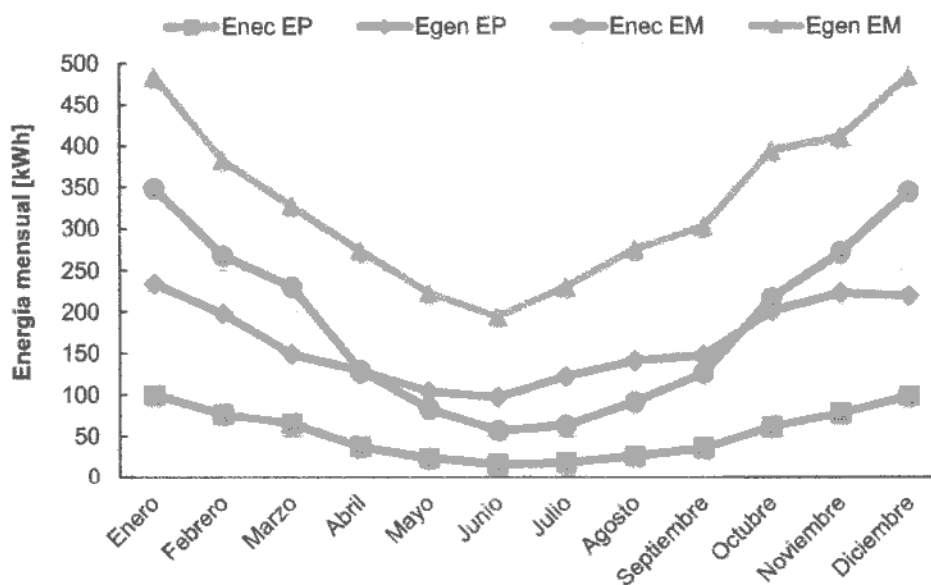


Figura 8.2.6. Semejanza entre curvas de demanda y generación en cada explotación agrícola
 Fuente: Elaboración propia.

Comparación con la extensión de la red eléctrica

La Tabla 8.2.4 indica los costos que reviste el suministro de energía a través de una red eléctrica convencional, incluyendo los costos de extensión de red y de consumo, mientras que en la Tabla 8.2.5 y en la Figura 8.2.7 se resumen los resultados obtenidos en términos de las distancias de extensión de red a partir de las cuales conviene la utilización de los sistemas de generación híbrida planteados.

Tabla 8.2.4. Costos asociados a la extensión de la red eléctrica para cada modelo de explotación agrícola.
Fuente: Elaboración propia.

Extensión de red			
Valor Presente	Unidad	Con subvención	Sin subvención
Extensión monofásica	[U\$S/km]	3.650	
Costo fijo anual del servicio	[U\$S]	850	
Consumo de explotación pequeña	[U\$S]	379	714
Consumo de explotación mediana	[U\$S]	1.176	2.213

Tabla 8.2.5. Puntos de equilibrio obtenidos entre los modelos y la extensión de red.
Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Extensión de red CS [km]	
	Pequeña	Mediana
G	2,55	8,19
H	3,35	9,11
H+G	2,64	7,49
FV	3,10	8,25
FV+G	2,55	6,64
E	6,03	19,10
E+G	2,41	8,51

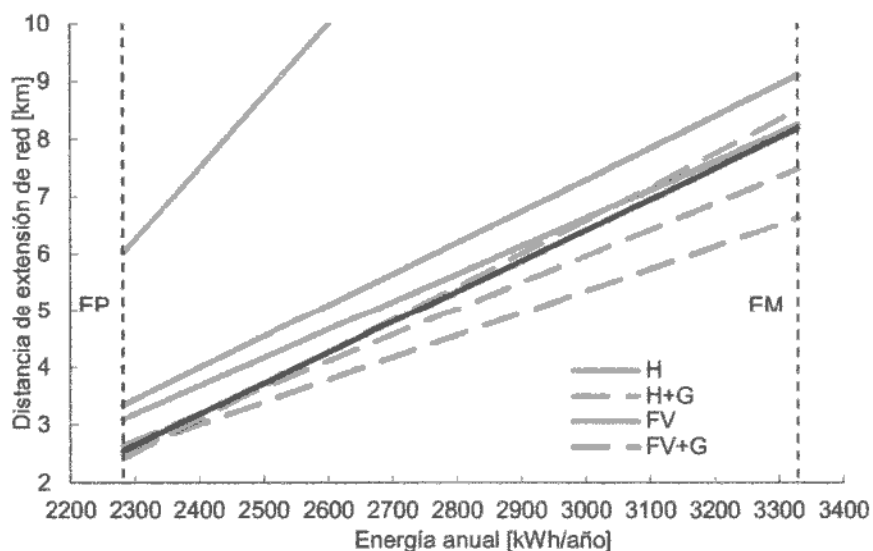


Figura 8.2.7. Puntos de equilibrio obtenidos entre los modelos y la extensión de red.
Fuente: Elaboración propia.

Sensibilidad respecto del precio del combustible

Debido a su constante incremento, el precio del combustible es una variable sensible a analizar en los distintos modelos de generación eléctrica compuestos parcial o totalmente por generadores convencionales. Las Figuras 8.2.8 y 8.2.9 muestran la variación del valor presente total de los mismos en función del precio del combustible, para la explotación pequeña y para la explotación mediana respectivamente.

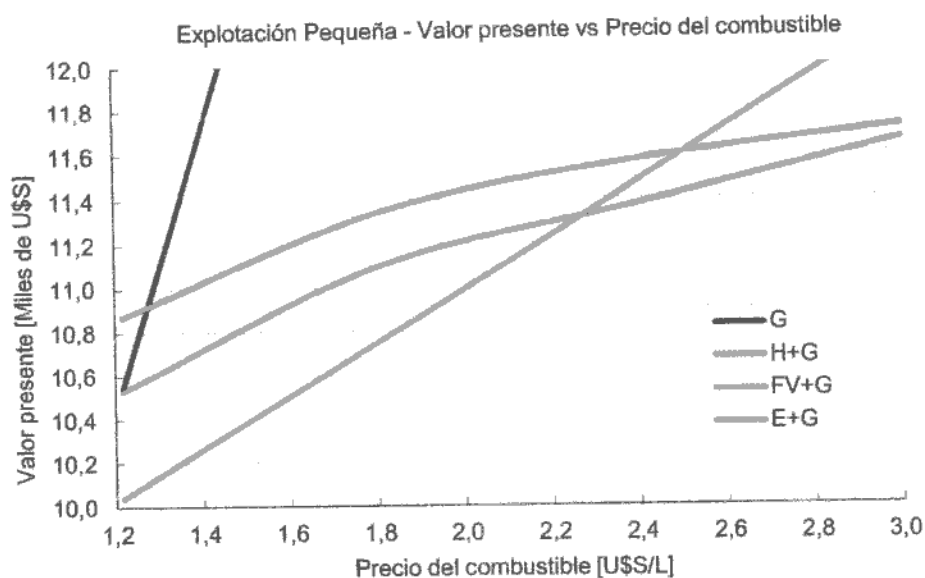


Figura 8.2.8. Sensibilidad de los modelos respecto del precio del combustible en la explotación pequeña.
 Fuente: Elaboración propia.

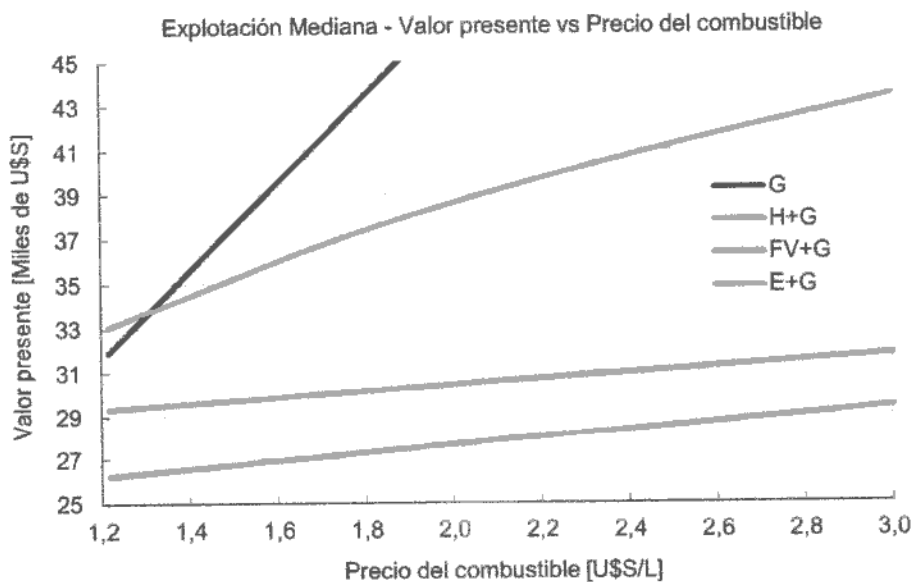


Figura 8.2.9. Sensibilidad de los modelos respecto del precio del combustible en la explotación mediana.
 Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 8.2.8, se puede observar un punto de quiebre en la curva H+G y en la curva FV+G. Esto se debe a que, una vez que el precio del combustible supera el valor de 1,95 [U\$S/l], resulta más económico incrementar el sistema de almacenamiento de energía generada de manera renovable que comprar combustible a ese precio. Esto se puede observar en la Figura 8.2.10.

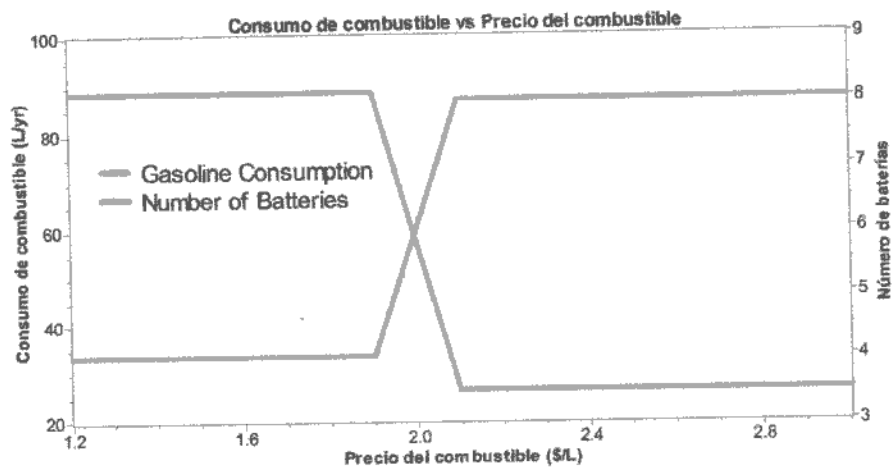
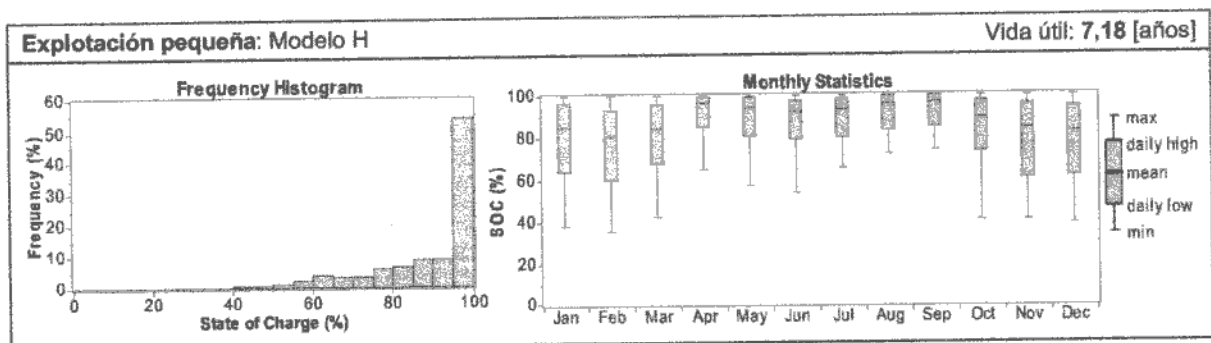


Figura 8.2.10. Sensibilidad del consumo de combustible y el número de baterías según el precio del combustible.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

Ciclo de trabajo de las baterías

Entre las baterías analizadas en las simulaciones, se destacan las baterías Trojan T-105 de 225 [Ah] por su excelente relación costo – beneficio. Independientemente de su uso, la vida útil de una batería de este tipo es de, como máximo, 10 años por cuestiones de corrosión interna. Sin embargo, al aumentar las exigencias sobre la misma se reduce considerablemente su vida útil. Esto se puede observar claramente en la Figura 8.2.11.

Los gráficos de la izquierda muestran la frecuencia en que el banco de baterías se encuentra en un determinado estado de carga, mientras que los gráficos de la derecha muestran la variación del estado de carga a lo largo del año. Se puede observar cómo su uso se incrementa durante el período estival en concordancia con las necesidades energéticas de las explotaciones agrícolas. En los modelos híbridos renovables (H) las baterías permanecen cargadas por completo la mayor parte del tiempo: 54 [%] del tiempo en la explotación pequeña y 66 [%] del tiempo en la explotación mediana. En cambio, en los modelos híbridos renovables que incluyen generadores convencionales (H+G) el uso del banco de baterías incrementa, manteniéndose cargadas por completo poco más del 30 [%] en ambos casos. Por este motivo, disminuye su vida útil a 6 años en el caso de la explotación pequeña y a 8 años en el caso de la explotación mediana.



- ✓ Compatibilidad económica en términos de valor presente total.
- ✓ Reducción de problemáticas asociadas al suministro de combustible.
- ✓ Reducción de emisiones de CO₂.
- ✓ Independencia respecto del aumento en el precio del combustible, dado que se reduce su utilización a un mínimo.

La inversión inicial aumenta significativamente, pero teniendo en cuenta todos los beneficios mencionados y el constante aumento en el precio del combustible, esta alternativa podría resultar más que conveniente.

Se puede observar que, para explotaciones pequeñas, el modelo más económico, utilizando energías renovables de manera parcial, es el de generación eólica con generador convencional (E+G) y que, para explotaciones medianas, el modelo más económico, utilizando energías renovables de manera parcial, es el de generación fotovoltaica con generador convencional (F+G). Sin embargo, en ambos casos, la diferencia económica con el modelo de generación híbrida con generador convencional (H+G) es muy pequeña. Siempre que sea posible es aconsejable la utilización de sistemas híbridos que utilicen más de un recurso renovable debido a la variación de los mismos ante las imponderables variables meteorológicas.

A medida que aumenta la demanda de energía eléctrica de una explotación agrícola, aumentan los costos de los modelos de generación eléctrica renovable con generador convencional y, en consecuencia, logran equilibrarse con los costos asociados a la extensión de la red eléctrica para distancias cada vez mayores. Es decir, a mayor demanda de energía eléctrica, mayores son las posibilidades de que la extensión de la red eléctrica se transforme en la mejor alternativa.

Finalmente, a diferencia de lo que sucede en los estudios de caso anteriores, existe una gran semejanza entre la curva de demanda de energía eléctrica y la curva de generación de energía eléctrica tanto para la explotación agrícola pequeña como para la explotación agrícola mediana, con lo que disminuye considerablemente la energía excedente. Esto se debe no sólo a la existencia de un generador convencional, que es independiente de la disponibilidad los recursos naturales, sino también a que los meses con mayores necesidades de agua para riego, y en consecuencia, mayores necesidades energéticas, se corresponden con los meses de mayor generación de energía eléctrica para ambos recursos renovables.

CAPÍTULO 9

MARCO REGULATORIO EN EL PAÍS ESCENARIOS HIPOTÉTICOS

9. MARCO REGULATORIO EN EL PAÍS Y ESCENARIOS HIPOTÉTICOS

9.1. Introducción

La primera ley de incentivo a las fuentes de energía renovables en el país fue la Ley 25.019 en el año 1998: *Energía eólica y solar*. La misma fue modificada posteriormente por la Ley 26.190 a fines del 2006: *Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica*. Su meta es alcanzar el 8 [%] en la participación de fuentes de energías renovables en el consumo eléctrico nacional para el año 2016, para lo que establece una remuneración por [kWh] efectivamente generado con energías renovables por sobre el precio reconocido a dichos generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Se establece también la posibilidad de diferir el pago del IVA de las inversiones en capital y la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, beneficios que garantiza por un período de 15 años a partir de la promulgación de la ley. ^{[99] [100]}

A través de la Ley 24.295, la República Argentina aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y por la Ley 25.438 del año 2001 aprobó el Protocolo de Kyoto de dicha convención. El Protocolo de Kyoto establece la reducción del total de emisiones de GEI de cada país a un nivel inferior en no menos del 5 [%] al de 1990 en el período de compromiso, comprendido entre el año 2008 y el 2012. Para cumplir con el mismo se establecieron además el comercio de emisiones y otros mecanismos como la Aplicación Conjunta (AC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Un proyecto en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es un proyecto de reducción de emisiones o secuestro de carbono que se lleva a cabo en un país en desarrollo, como ser la Argentina. Los proyectos MDL generan certificados de reducción de emisiones o bonos de Carbono, que pueden ser comercializados.

Actualmente en la Argentina, se distinguen dos programas para la promoción de energías renovables: el PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales) y el GenRen (Licitación de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables).

El programa PERMER fue presentado por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, específicamente por la Secretaria de Energía y Subsecretaria de Energía Eléctrica, en el año 1999. Su objetivo fue atender en forma prioritaria aquellas poblaciones rurales dispersas (hogares, escuelas, salas de emergencia médica, destacamentos policiales, etc.) que carecían de electricidad y que difícilmente recibirían el suministro en el mediano plazo, dados los elevados costos de conexión a la red. Este programa subsidió la instalación de los equipos como una forma de incentivar a los usuarios, y estimuló la inversión privada, al absorber los mayores costos de las inversiones iniciales. ^[104]

El proyecto GenRen fue implementado desde ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima) en el año 2009, y consiste en la licitación de compra de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por 1.015 [MW] aceptando ofertas con módulos de potencia de hasta 50 [MW] para ser instalados en todo el país. ENARSA, luego venderá la energía al Mercado Eléctrico mediante contratos a 15 años de plazo. ^[105]

El Decreto 562/09 establece una serie de beneficios promocionales para estos emprendimientos que aplican sobre nuevas plantas generadoras, ampliaciones y repotenciaciones de plantas existentes. Dichos beneficios son la amortización acelerada del impuesto a las Ganancias y la devolución anticipada del IVA por la compra de bienes de capital. A ello se agrega el reconocimiento de un precio para la energía entregada que cubrirá los costos operativos y una tasa razonable de ganancia que para cada proyecto. En este sentido el GenRen funcionaría como un sistema *Feed in Tariff*, ya que a los generadores que integren este programa se les garantizará un precio de la energía que produzcan y vendan en el MEM. ^{[106] [107]}

Las ofertas ascendieron a 1.434 [MW], siendo aprobados 895 [MW] en el 2010. En lo que a potencia instalada se refiere, los renovables representan actualmente tan sólo el 0,06 [%], mientras que si sólo consideramos el aporte del GenRen este valor pasará a ser del 3 [%]. El próximo paso será el GenRen II, cuando esté operativo el primero.

En cuanto a la Provincia de Buenos Aires, la Ley 13.059 del 2003 reglamentada por el Decreto 1.030/10 obliga a cumplir con las Normas IRAM sobre Acondicionamiento Térmico de Edificios a todo edificio para habitación humana. Además exige el uso de sistemas de agua caliente solar en todo edificio público y viviendas que no cuentan con gas natural de red junto al uso de la energía solar térmica para calefacción. ^[108]

Sin embargo, en nuestro país no existe un marco regulatorio que considere la conexión bidireccional de usuarios particulares a la red de energía eléctrica, y el programa GenRen no contempla proyectos de microgeneración como los evaluados en este trabajo. Dado que el establecimiento educativo del estudio de caso 1 cuenta con tendido de energía eléctrica y las viviendas del estudio de caso 2 en general se sitúan en cercanías de los centros de consumo, se plantea la evaluación de dichos modelos, originalmente pensados como sistemas de autogeneración, bajo un escenario hipotético que permita dicha conexión bidireccional.

Así, en el caso de disponer de acceso a la red eléctrica existiría la posibilidad de vender el elevado excedente de energía generada ya calculado. Esto permitiría una recuperación parcial de la inversión, que de otra manera sólo hace al sobredimensionamiento de la instalación por las características ya evaluadas de los recursos energéticos disponibles.

Los países líderes en generación eléctrica a través de energías renovables como Dinamarca, Alemania, Estados Unidos, Holanda y España utilizan el sistema *Feed in Tariff*. En el mismo, los generadores de electricidad con fuentes renovables tienen derecho a vender su producción a la red eléctrica siendo retribuidos a un precio fijo o al precio horario del mercado eléctrico general más un incentivo fijo que refleja el valor ambiental de la producción renovable, siendo garantizados durante un período de tiempo de entre 10 y 20 años desde la puesta en marcha de la instalación. Otro sistema aplicado adicionalmente es el *Renewable Portfolio Standard*, donde los generadores están obligados a generar una cuota de energía renovable, por la cual se emiten certificados intercambiables y se sanciona su incumplimiento.

En el Reino Unido, a Junio de 2011, se registraron 44.460 instalaciones individuales de microgeneración eléctrica por un total de 160,96 [MW] en los primeros 15 meses del programa *Feed in Tariff*, correspondiendo el 75 [%] a instalaciones fotovoltaicas y el 14 [%] a eólicas. Estimaciones del Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido indican la instalación de unas 750 mil instalaciones de microgeneración para el 2020 ^[109], conformando la principal contribución en el logro del objetivo legal consistente en la reducción del 80 [%] de emisiones domésticas de gases de efecto invernadero para el 2050. Esto se logró gracias a un marco regulatorio que se encuentra en constante identificación y corrección de barreras, más allá de las económicas ya abordadas en dicho país. ^[110]

El nivel de concientización en Europa es tal que alrededor del 35 [%] de la población está dispuesto a pagar un precio más elevado por energía eléctrica generada en forma renovable, algunos incluso hasta un 25 [%] más. ^[111]

Sin embargo, este tipo de marco regulatorio de promoción de energías renovables no sólo tiene lugar en países del primer mundo, sino que ya es una realidad en Uruguay, país limítrofe de Argentina. Allí tiene vigencia el Decreto N°173/10, que autoriza dicha conexión bidireccional para clientes residenciales, comerciales e industriales en baja tensión, e incluye la generación eléctrica eólica, fotovoltaica, minihidráulica y biomásica.

En resumen, establece que la potencia pico generada no puede superar a la contratada, con un máximo de 10 [kW]. El distribuidor se compromete a la compra total del excedente de energía por un plazo de 10 años al mismo precio de compra de la tarifa contratada por el usuario. Las especificaciones de calidad que se deben cumplir se encuentran definidas en la Resolución N°1896/10.

La evaluación de rentabilidad de los modelos en este escenario hipotético se realiza entonces según los valores económicos planteados por los marcos regulatorios de Uruguay, Holanda y el Reino Unido. Esta elección se debe a que los mismos representan tres casos bien demarcados de remuneración: en Uruguay se paga la energía excedente al mismo precio que la comprada sin importar el tipo de generación, en Holanda el precio de venta se encuentra entre los más elevados para la energía generada en forma fotovoltaica, y en el Reino Unido el precio de venta se encuentra entre los más elevados para la generada en forma eólica. Se analiza además el caso hipotético de venta de la energía excedente a los precios planteados por el programa GenRen.

Cabe destacar que la simulación de los modelos bajo estos escenarios hipotéticos consideran exactamente los mismos recursos energéticos disponibles en la zona de estudio.

Se resumen a continuación los precios de compra y venta de la energía eléctrica de red empleados en los estudios de caso planteados. Las tarifas de Argentina corresponden a EDEA, las de Uruguay a UTE, las de Holanda a la Agencia de Energía Holandesa y las del Reino Unido a la Autoridad de Mercados de Gas y Electricidad. Las mismas se presentan en valores promedio para los consumos energéticos de los modelos en cuestión, lo que permite una comparación directa.

Tabla 9.1.1. Tarifas de compra y venta de la energía eléctrica de red.
Fuente: Elaboración propia.

Tarifa	Precio de la energía [U\$S/kWh]		
	Compra	Venta E	Venta FV
Argentina T1R CS	0,061	-	-
Argentina T4 CS	0,073	-	-
Argentina GENREN	-	0,127	0,572
Uruguay	0,205	0,205	0,205
Holanda	0,289	0,175	0,859
Reino Unido	0,214	0,459	0,622

9.2. Estudio de caso 1: Escenarios hipotéticos

Se plantean los casos conectados a la red, es decir, de compra de energía eléctrica a la red cuando la energía generada en forma fotovoltaica (CVFG) o eólica (CVEG) no alcanza a cubrir la demanda de la instalación, combinada con la venta de la energía excedente en los períodos en que la sobrepasa.

Se respetan las consideraciones realizadas para cada tipo de instalación ya mencionadas en el Capítulo 6. En la Figura 9.2.1 se puede observar el esquema de los modelos simulados en el software Homer Energy.

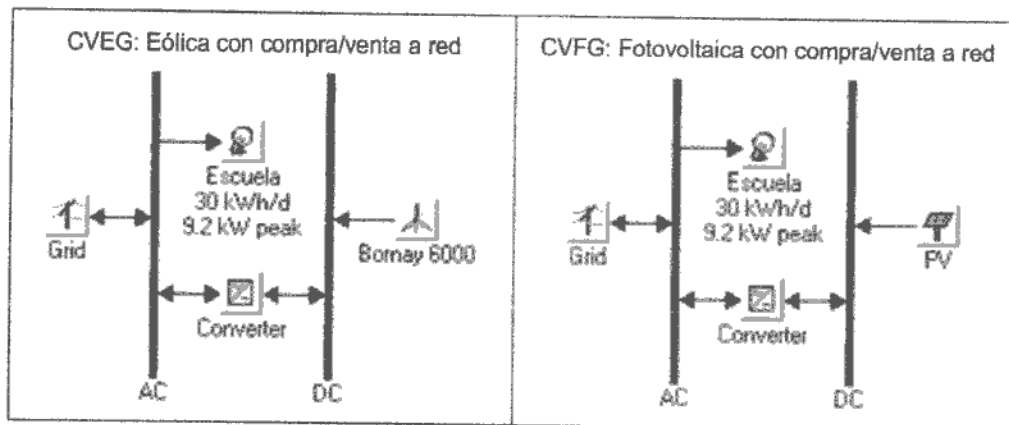


Figura 9.2.1. Esquemas de los modelos simulados en el Homer Energy.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se detallan los parámetros adicionales utilizados para la simulación de estos modelos cargados en el software Homer Energy. El resto de los parámetros se mantiene con respecto a los modelos ya simulados.

Tabla 9.2.1. Parámetros adicionales utilizados para las simulaciones.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Valores
Inversor	
- Grid Tied Solar ^[112]	SINVERT-PVM-20
- Grid Tied Eólico ^[113]	PVI-6000-OUTD-W

Las combinaciones simuladas para el escenario hipotético de conexión bidireccional a la red de energía eléctrica con los precios planteados por el programa GenRen, que satisfacen las necesidades eléctricas del establecimiento educativo y su vez resultan más económicas, se presentan en la Tabla 9.1.2. Se incluye la cantidad y la potencia de cada componente así como también la contribución energética de cada uno de ellos.

En la Figura 9.2.2 se puede observar la comparación gráfica de todos los modelos simulados para el estudio de caso 1, correspondiente al establecimiento educativo. Los valores negativos representados indican los ingresos resultantes del intercambio de energía con la red, que deben ser restados a la inversión inicial graficada para obtener el valor presente total de la instalación al final de la vida útil del proyecto.

Tabla 9.2.2. Resultados de los modelos simulados en escenarios hipotéticos.
 Fuente: Elaboración propia.

Establecimiento educativo	Unidad	CVEG	CVFG
Componentes			
Aerogeneradores 20 [m]	[kW]	1 x 6,0	-
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	92 x 0,215
Baterías	[Ah]	-	-
Inversor 48 [V]	[kW]	3 x 6,0	1 x 18,9
Contribución energética			
Aerogeneradores	[kWh/año]	10.481 (53%)	-
- Factor de capacidad	[%]	19,9	-
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	24.822 (84%)
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	9.468 (47%)	4.709 (16%)
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	6.139 (36%)	16.090 (59%)
Fracción renovable		0,138	0,571
Exceso de energía	[kWh/año]	2.420 (12,1%)	1.998 (6,8%)
Autonomía	[hs]	-	-
Costos			
Inversión inicial	[U\$S]	55.248	99.987
Valor presente total	[U\$S]	56.384	22.987
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,57	0,23

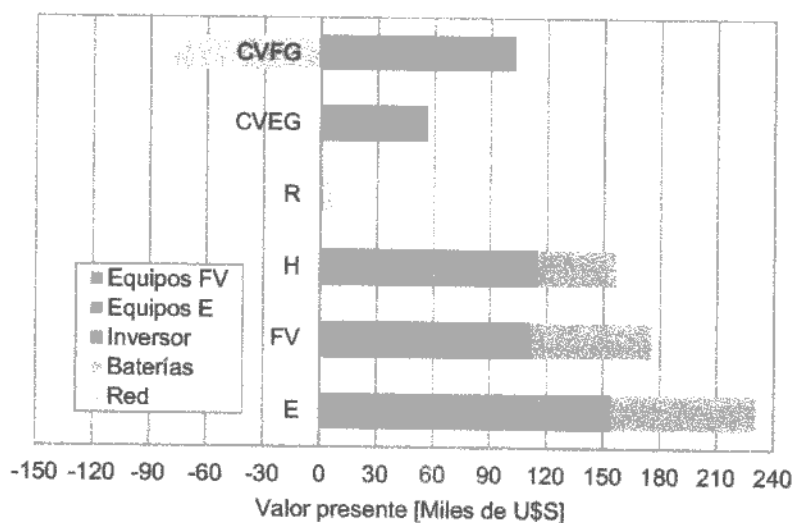


Figura 9.2.2. Composición económica de todos los modelos simulados.
 Fuente: Elaboración propia.

Es evidente entonces, que el valor presente total de los modelos aislados de la red eléctrica supera ampliamente al valor presente total de los modelos conectados a la misma en forma bidireccional. Además, en estos últimos se evita la excesiva inversión inicial en baterías y equipos, disminuye el valor presente total de cada modelo. Se logra cubrir un 57,1 [%] de la demanda con generación fotovoltaica y un 13,8 [%] con generación eólica. Dado el mayor precio de venta que se obtiene por generación fotovoltaica, este modelo de renovables logra el menor valor presente total, aunque el de compra a la red únicamente posee el valor más acotado.

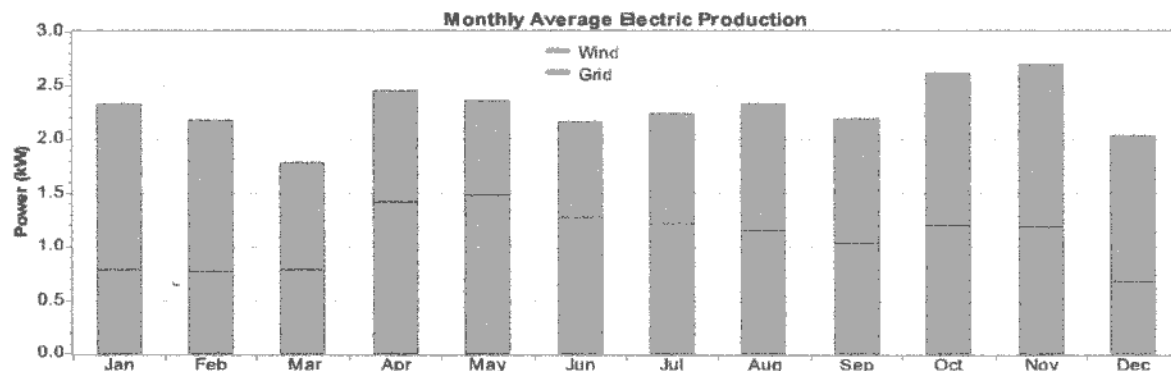


Figura 9.2.3. Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVEG.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

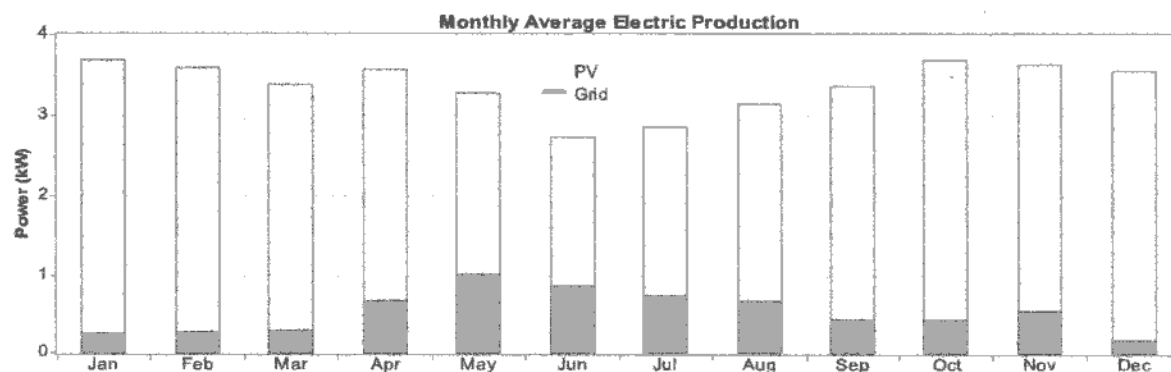


Figura 9.2.4. Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVFG.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

En las Figuras 9.2.3 y 9.2.4 se puede observar cómo aumenta el consumo de energía eléctrica desde la red hacia mitad de año debido a la disminución de la energía generada tanto en forma fotovoltaica como eólica, a raíz del empobrecimiento de las cualidades de los recursos naturales en cuestión durante dicho período.

Sensibilidad respecto del precio de venta de la energía

A partir de estos resultados se analizan los valores de quiebre para el precio de venta de la energía eléctrica generada en forma eólica y fotovoltaica en estos modelos, a partir de los cuales el valor presente total de los mismos resulta menor que el modelo de compra a la red únicamente. Un análisis de sensibilidad respecto de los valores de compra y de venta de la energía eléctrica arroja los siguientes resultados.

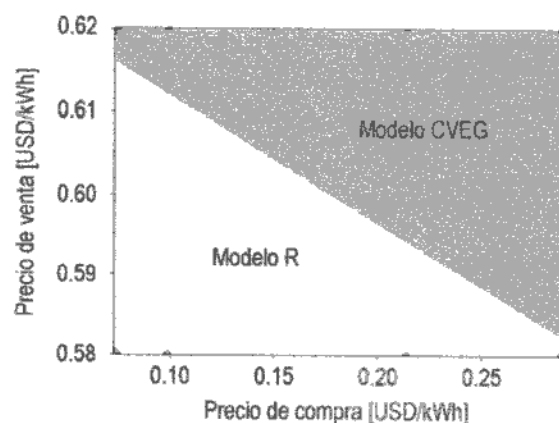


Figura 9.2.5. Valores de quiebre para el precio de venta de la energía generada en forma eólica.
Fuente: Elaboración propia.

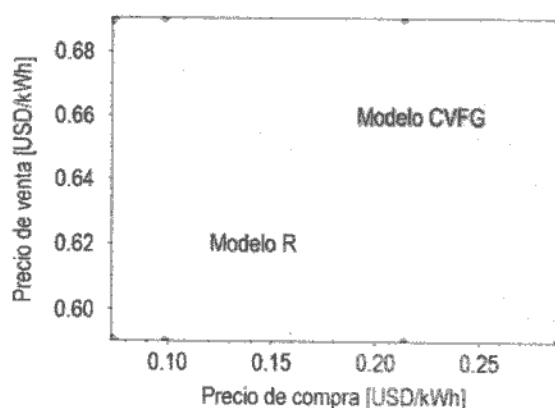


Figura 9.2.6. Valores de quiebre para el precio de venta de la energía generada en forma fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Considerando el precio de compra actual de 0,073 [USD/kWh], se puede observar que el valor presente total de los modelos CVEG y CVFG se vuelve menor que el del modelo R a partir de un precio de venta de 0,616 [U\$/kWh] y 0,673 [U\$/kWh] respectivamente. A medida que el precio de compra aumenta, los precios de venta de quiebre disminuyen linealmente. De entre los precios de venta basados en el programa GenRen, es el de la energía fotovoltaica el que más se acerca al valor de quiebre correspondiente.

Simulando nuevamente el modelo CVFG con venta de la energía eléctrica excedente generada de manera fotovoltaica, pero ahora bajo el marco regulatorio correspondiente a Holanda, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 9.2.3. Comparación de modelos CVFG bajo distintos marcos regulatorios en el establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Establecimiento educativo
Valor presente total [U\$S]	
Argentina R	8.150
Argentina CVFG GenRen	22.987
Holanda CVFG	-9.765

Tiempo de repago [años]	
Argentina CVFG GenRen	-
Holanda CVFG	18,1
Argentina CVFG vs R	-
Holanda CVFG vs R	15,5

Se puede observar que en la alternativa CVFG correspondiente a Holanda no sólo se obtiene un recupero del capital invertido sino que incluso se obtiene un margen de ganancia a partir de los 18,1 años. Si el mismo es comparado con la alternativa R correspondiente a Argentina el punto de equilibrio entre ambas curvas tiene lugar a los 15,5 años, como se puede observar en la Figura 9.2.7.

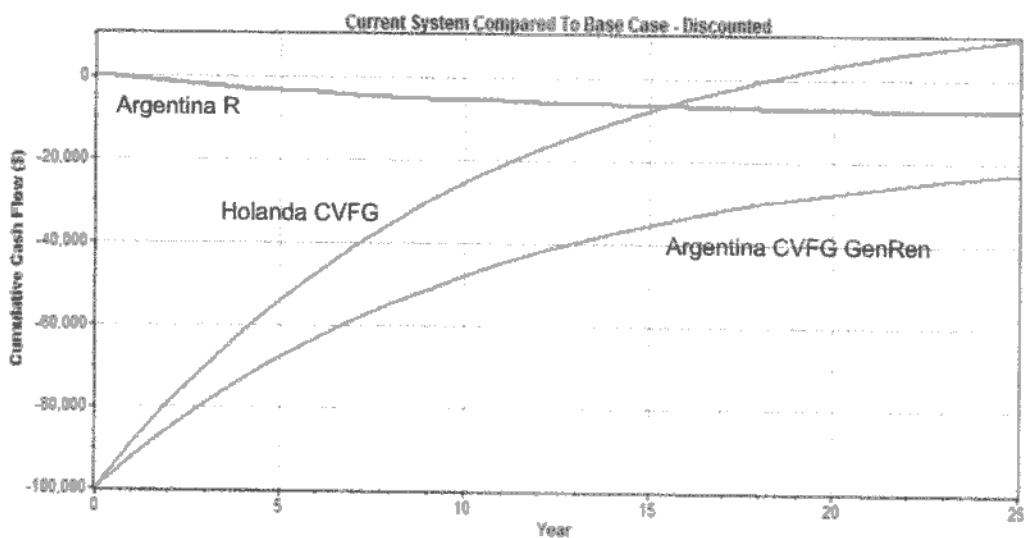


Figura 9.2.7. Flujograma de los modelos R y CVFG simulados para el establecimiento educativo.
Fuente: Elaboración propia.

También se consideró el modelo CVEG con venta de la energía eléctrica excedente generada en forma eólica bajo el marco regulatorio correspondiente a Holanda, así como los modelos CVFG y CVEG bajo el marco regulatorio correspondiente al Reino Unido. Los mismos no fueron simulados por encontrarse los precios de venta por debajo de los valores de equilibrio para el precio de compra correspondiente, según las Figuras 9.2.5 y 9.2.6.

9.3. Estudio de caso 2: Escenarios hipotéticos

Se plantean los casos conectados a la red, es decir, de compra de energía eléctrica a la red cuando la energía generada en forma fotovoltaica (CVFG) o eólica (CVEG) no alcanza a cubrir la demanda de la instalación, combinada con la venta de la energía excedente en los períodos en que la sobrepasa.

Se respetan las consideraciones realizadas para cada tipo de instalación ya mencionadas en el Capítulo 7. En la Figura 9.3.1 se puede observar el esquema de los modelos simulados en el software Homer Energy.

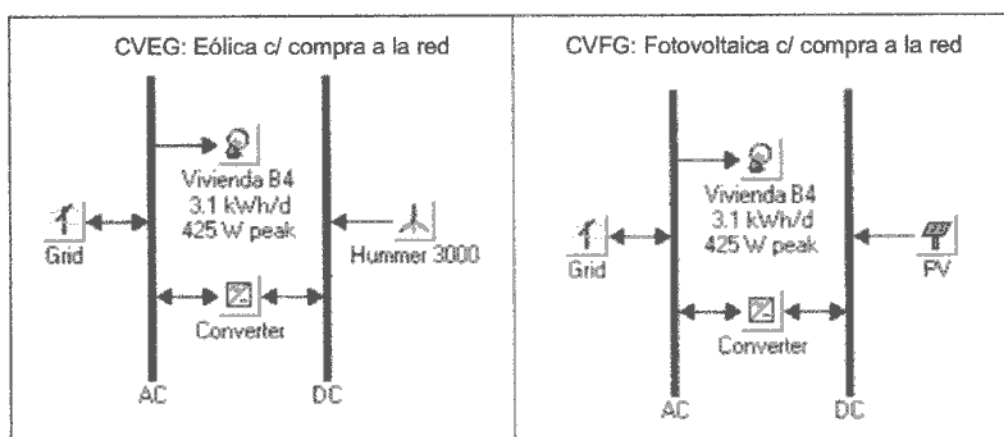


Figura 9.3.1. Esquemas de los modelos simulados en el Homer Energy.
 Fuente: Elaboración propia.

A continuación se detallan los parámetros adicionales utilizados para la simulación de estos modelos cargados en el software Homer Energy. El resto de los parámetros se mantiene con respecto a los modelos ya simulados.

Tabla 9.3.1. Parámetros adicionales utilizados para las simulaciones.
 Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Vivienda B4
Inversor	
- Grid Tied Solar	PVI-3600-OUTD-S
- Grid Tied Eólico	PVI-3000-OUTD-W

Las combinaciones simuladas para el escenario hipotético de conexión bidireccional a la red de energía eléctrica con los precios planteados por el programa GenRen, que satisfacen las necesidades eléctricas del establecimiento educativo y su vez resultan más económicas, se presentan en la Tabla 9.3.2. Se incluye la cantidad y la potencia de cada componente así como también la contribución energética de cada uno de ellos.

En la Figura 9.3.2 se puede observar la comparación gráfica de todos los modelos simulados para el estudio de caso 2, correspondiente a la vivienda B4. Los valores negativos representados indican los ingresos resultantes del intercambio de energía con la red, que deben ser restados a la inversión inicial graficada para obtener el valor presente total de la instalación al final de la vida útil del proyecto.

Tabla 9.3.2. Resultados de los modelos simulados en escenarios hipotéticos para la vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B4	Unidad	CVEG	CVFG
Componentes			
Aerogeneradores [10m]	[kW]	1 x 3,0	-
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	17 x 0,215
Baterías	[Ah]	-	-
Inversor [24V]	[kW]	1 x 3,0	1 x 3,75
Contribución energética			
Aerogeneradores	[kWh/año]	3.213 (82%)	-
- Factor de capacidad	[%]	12,2	-
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	4.587 (86%)
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	711 (18%)	722 (14%)
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	2.425 (68%)	3.988 (78%)
Fracción renovable		0,819	0,864
Exceso de energía	[kWh/año]	203 (5,2%)	38 (0,7%)
Autonomía	[hs]	-	-
Costos			
Inversión inicial	[U\$S]	14.632	19.759
Valor presente total	[U\$S]	13.679	706
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	1,32	0,07

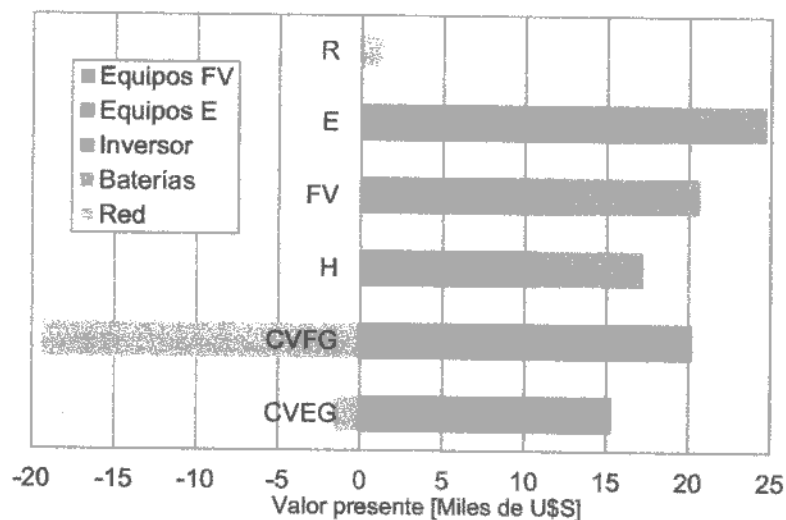


Figura 9.3.2. Composición económica de todos los modelos simulados en la vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Aquí también es evidente que el valor presente total de los modelos aislados de la red eléctrica supera ampliamente al valor presente total de los modelos conectados a la misma en forma bidireccional. En la vivienda B4 se logra cubrir un 37 [%] de la demanda con generación fotovoltaica y un 38 [%] con generación eólica. Dado el mayor precio de venta que se obtiene por generación fotovoltaica, este modelo de renovables logra el menor valor presente total.

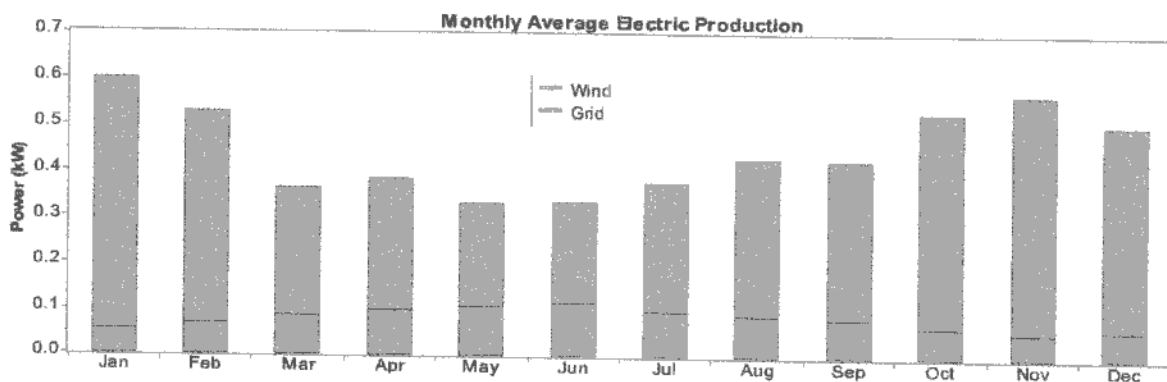


Figura 9.3.3. Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVEG, B4.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

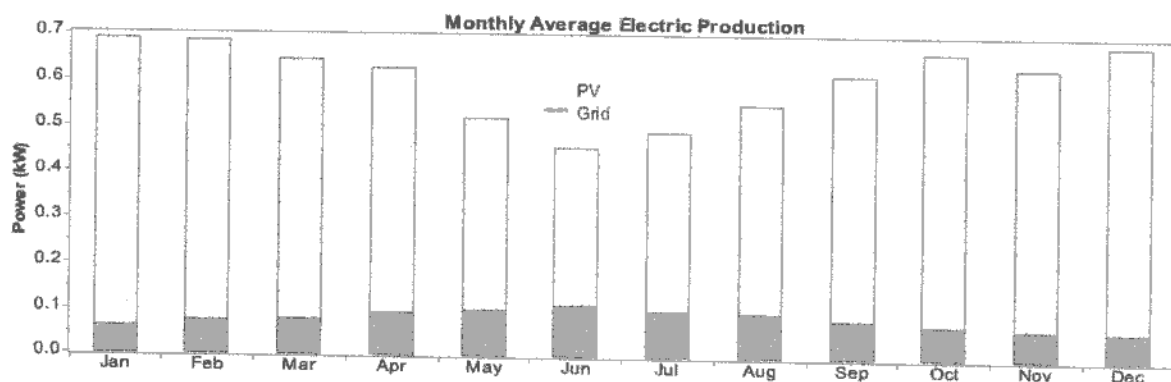


Figura 9.3.4. Producción eléctrica promedio mensual y consumo desde la red eléctrica en el modelo CVFG, B4.
 Fuente: Simulación en Homer Energy. Elaboración propia.

En las Figuras 9.3.3 y 9.3.4 se puede observar la generación de energía de cada modelo, así como el consumo de energía eléctrica de la red para completar la demanda.

A modo de resumen se presentan a continuación los valores económicos correspondientes a las cuatro viviendas.

Tabla 9.3.3. Resumen de los valores económicos de los modelos de vivienda B4, B6, A4 y A6.
Fuente: Elaboración propia.

Valores	Unidad	CVEG	CVFG
Vivienda B4			
Inversión inicial	[U\$S]	14.632	19.759
Valor presente total	[U\$S]	13.679	706
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	1,32	0,07
Vivienda B6			
Inversión inicial	[U\$S]	14.632	19.759
Valor presente total	[U\$S]	14.056	1.599
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	1,03	0,12
Vivienda A4			
Inversión inicial	[U\$S]	21.352	25.391
Valor presente total	[U\$S]	20.979	2.392
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	1,01	0,12
Vivienda A6			
Inversión inicial	[U\$S]	21.353	31.642
Valor presente total	[U\$S]	22.071	4.083
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,73	0,14

Se observa claramente, cómo el modelo CVFG, si bien consiste en una inversión inicial mayor al del modelo CVEG, finalmente tiene un recupero de capital que permite su comparación directa con el modelo R de compra de energía a la red únicamente.

Sensibilidad respecto del precio de venta de la energía

A partir de estos resultados se analizan los valores de quiebre para el precio de venta de la energía eléctrica generada en forma eólica y fotovoltaica en estos modelos, a partir de los cuales el valor presente total de los mismos resulta menor que el modelo de compra a la red únicamente. Un análisis de sensibilidad respecto de los valores de compra y de venta de la energía eléctrica en la vivienda B4 arroja los siguientes resultados.

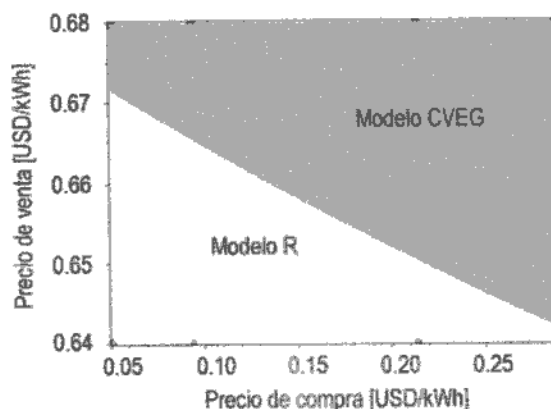


Figura 9.3.5. Valores de quiebre para el precio de venta de la energía generada en forma eólica.
Fuente: Elaboración propia.

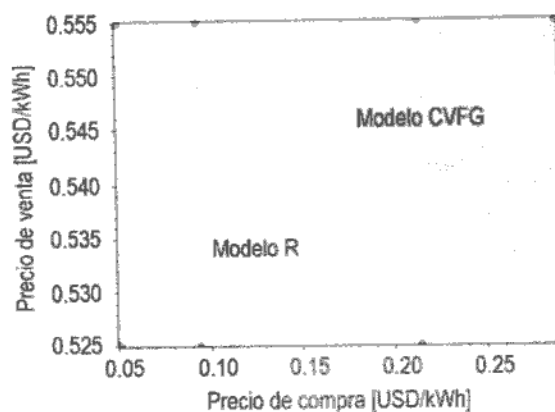


Figura 9.3.6. Valores de quiebre para el precio de venta de la energía generada en forma fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Considerando el precio de compra actual de 0,05 [USD/kWh], se puede observar que el valor presente total de los modelos CVEG y CVFG se vuelve menor que el del modelo R a partir de un precio de venta de 0,553 [U\$S/kWh] y 0,672 [U\$S/kWh] respectivamente. A medida que el precio de compra aumenta, los precios de venta de quiebre disminuyen linealmente. De entre los precios de venta basados en el programa GenRen, el de la energía fotovoltaica supero este valor de quiebre y por ende se vuelve rentable ante el modelo R de compra de energía a la red únicamente.

Simulando nuevamente el modelo CVFG con venta de la energía eléctrica excedente generada de manera fotovoltaica, pero ahora bajo los marcos regulatorios correspondiente a Holanda, el Reino Unido y Uruguay, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 9.3.4. Comparación de modelos CVFG bajo distintos marcos regulatorios en las viviendas.
Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Vivienda A4	Vivienda A6	Vivienda B4	Vivienda B6
Valor presente total [U\$S]				
Argentina R	2.115	3.062	1.368	1.686
Argentina CVFG GenRen	2.392	4.083	706	1.599
Holanda CVFG	-7.232	-6.965	-8.130	-6.453
Reino Unido CVFG	2.233	4.246	-42	1.183
Uruguay CVFG	13.401	18.241	10.398	10.900
Tiempo de repago [años]				
Argentina CVFG GenRen	-	-	-	-
Holanda CVFG	12,8	14,1	10,8	12,0
Reino Unido CVFG	-	-	24,5	-
Uruguay CVFG	-	-	-	-
Argentina CVFG vs R	-	-	22,5	24,5
Holanda CVFG vs R	11,5	12,8	10,0	10,9
Reino Unido CVFG vs R	-	-	19,8	23,3
Uruguay CVFG vs R	-	-	-	-

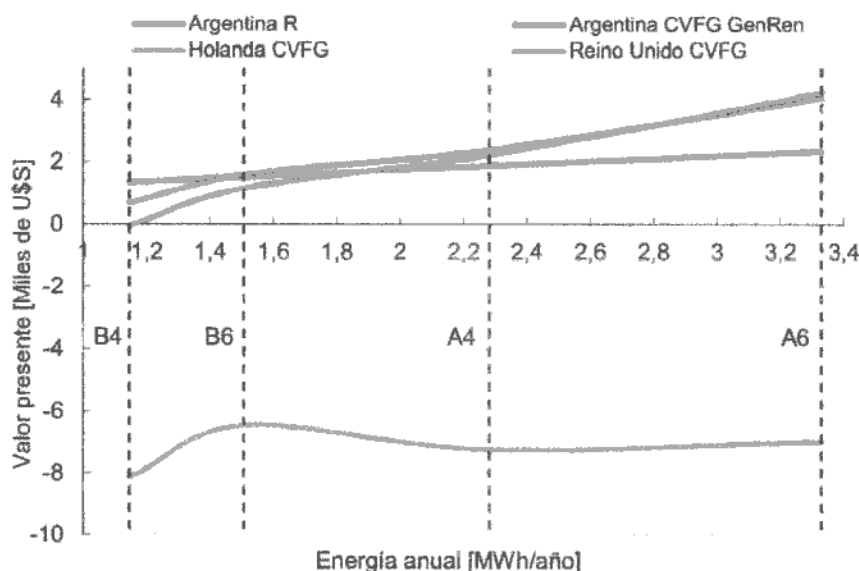


Figura 9.3.7. Variación del valor presente de los modelos CVFG en las viviendas.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que en la alternativa CVFG correspondiente a Holanda no sólo se obtiene un recupero del capital invertido sino que incluso se obtiene un margen de ganancia a partir de los 10,8 años. Si el mismo es comparado con la alternativa R correspondiente a Argentina el punto de equilibrio entre ambas curvas tiene lugar a los 10 años, como se puede observar en la Figura 9.3.8.

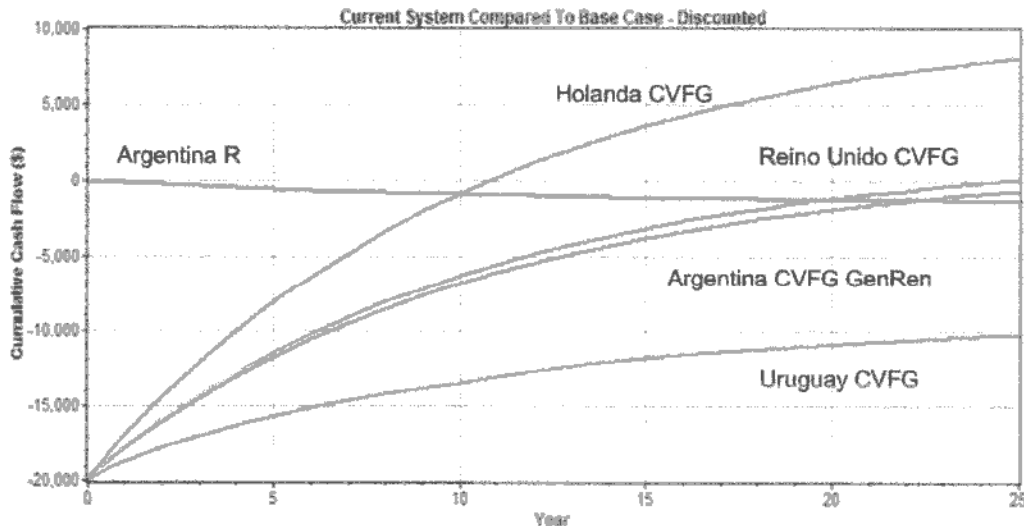


Figura 9.3.8. Flujo de los modelos R y CVFG simulados para la vivienda B4.
Fuente: Elaboración propia.

Del mismo modo, se consiguen resultados favorables para los modelos de baja potencia correspondientes a la vivienda B4 según el marco regulatorio del Reino Unido, no así con el de Uruguay dado su bajo precio de venta para la energía generada en forma renovable. No obstante, no deja de ser una mejor alternativa a la inexistencia de un marco regulatorio de conexión bidireccional como en nuestro país, ya que de este modo al menos existe cierto recupero de capital. Además, este recupero es más evidente en el caso de Uruguay de lo que sería en Argentina bajo el mismo marco regulatorio debido al elevado costo de la energía en ese país combinado con el elevado excedente de energía.

Cabe destacar que al plantear el escenario hipotético bajo marco regulatorio de Uruguay, la población puede optar por diferentes tarifas de acuerdo a la forma de la curva de demanda durante el día, por lo que se consideraron varias posibilidades pero se seleccionó aquella que proporcionaba el menor valor presente total para cada caso. Entre las mismas se incluyen la Tarifa Residencial Simple, la Tarifa de Consumo Básico Residencial y la Tarifa Doble Horario Residencial, más costosa de 17 a 23 [hs].

9.4. Análisis FODA

A continuación, como resultado de un análisis FODA, se presentan las fortalezas y debilidades de los modelos evaluados en este proyecto dentro del marco regulatorio de nuestro país, así como las oportunidades que propiciarían su desarrollo y las amenazas por las que podrían verse influido.

ANÁLISIS FODA	
FORTALEZAS	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Disponibilidad del recurso solar, eólico y biomásico. ➤ Madurez tecnológica y experiencias comprobadas para su aprovechamiento. ➤ Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. ➤ Mantenimiento reducido. ➤ Energía segura. ➤ Existencia de plataformas de ensayo de equipos. ➤ Creación de puestos de trabajo en fabricación, instalación y mantenimiento. 	
OPORTUNIDADES	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Asociación de productores o viviendas generando economía de escala. ➤ Financiamiento y subvención de la inversión inicial. ➤ Desarrollo de equipos nacionales y mejora de los existentes. ➤ Promoción por parte del Estado con instalaciones en espacios y centros de servicios públicos, y asistencia técnica. ➤ Soluciones modulares e integrales en un mismo sitio. ➤ Certificación estandarizada y obligatoria de equipos. ➤ Sistema de feedback y registro de instalaciones con rendimiento zonal. ➤ Creación de un mapa con puntos de venta de equipos y biomasa. ➤ Aumento del costo de energía eléctrica, gas natural o combustibles fósiles. ➤ Escasez de gas natural o combustibles fósiles. ➤ Capacitación y concientización sobre la necesidad y el uso de renovables. ➤ Regular un porcentaje de generación renovable mínimo para grandes industrias. ➤ Exportación de productos nacionales. ➤ Elevada cantidad de zonas con necesidades energéticas insatisfechas. ➤ Eliminación de impuestos sobre equipos internacionales mientras no sean producidos en el país. ➤ Predisposición por parte de la población a pagar un mayor precio por energía de origen renovable. 	
DEBILIDADES	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Disponibilidad de información y sitios de consulta técnica. ➤ Falta de regulación de venta del excedente generado a la red eléctrica. ➤ Falta de políticas a largo plazo que generen seguridad y estabilidad. 	
AMENAZAS	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mala propaganda por instalaciones de bajo rendimiento o equipos de baja calidad, afectando la confianza del consumidor. ➤ Falta de disponibilidad de leña. ➤ Accesibilidad al equipamiento necesario. ➤ Descubrimiento de grandes yacimientos petrolíferos o gasíferos en el país. 	

Tabla 9.4.1. Análisis FODA y escenarios de desarrollo propuestos.
Fuente: Elaboración propia.

9.5. Conclusión

En el estudio de caso 1 correspondiente al establecimiento educativo, existen entonces dos escenarios en los cuales el modelo de venta de energía eléctrica excedente a la red convencional sería factible, y en ambos se requiere de un marco regulatorio que lo contemple. Por un lado, que el costo de la energía eléctrica aumentase unas tres veces, y por otro, que los precios de venta de dicho marco fuesen superiores a los del programa GenRen actual.

En el estudio de caso 2 correspondiente a los modelos de viviendas, la existencia de un marco de regulación con precios de venta semejantes a los del programa GenRen, permitiría la inserción de la energía solar fotovoltaica a nivel residencial compitiendo directamente con la propia red eléctrica como ya se ha visto en las tablas y figuras. Para ello sería imprescindible garantizar el acceso al equipamiento necesario, así como algún tipo de subvención o financiación sobre la inversión inicial. Esto último ya ha sido puesto en práctica por las empresas distribuidoras en Perú, donde con ayuda del gobierno las poblaciones remotas tienen acceso a sistemas solares fotovoltaicos sin costo inicial, por los que luego pagan un canon mensual.

Finalmente, respecto del marco regulatorio de Uruguay, que establece un precio de venta igual al precio de compra de la energía eléctrica, se concluye que su aplicación a nuestro país no tendría utilidad económica, dado que si el microgenerador puede conectarse a la red, el modelo R de compra únicamente resultaría el de menor costo. Por este mismo motivo es que no han sido analizados modelos conectados a la red eléctrica para uso de la misma como back-up para cubrir aquellos períodos de déficit en la generación de energía eléctrica en forma renovable. Al no tener ingresos por venta del excedente ni ahorro por ser el costo de compra menor, no permite ni siquiera un recupero parcial de la inversión inicial, sino que en cambio sólo logra incrementarla.

CAPÍTULO 10

IMPACTO AMBIENTAL

10. IMPACTO AMBIENTAL

10.1. Emisiones de gases de efecto invernadero

La producción, transformación y consumo de energía son fuentes importantes de contaminación ambiental y su comprensión y control deben constituir un empeño permanente como parte fundamental en la toma de decisiones y planificación del sector energético de un país. Las mismas generan emisiones de gases de efecto invernadero y partículas que aumentan la concentración de gases en la atmósfera en niveles superiores a los que son producidos en forma natural.

Cuando hablamos de gases de efecto invernadero (GEI) nos referimos a CO_2 equivalente ($\text{CO}_{2\text{eq}}$), que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kyoto: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido de nitrógeno (N_2O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6). Su efecto final es el calentamiento global de la tierra, causando cambios en los patrones de comportamiento del clima, las lluvias y los vientos, y aumentando el nivel del mar, aumentando el riesgo de catástrofes impredecibles.

La curva Keeling, así denominada por su impulsor, muestra el continuo crecimiento de CO_2 en la atmósfera desde 1958. Recoge las mediciones en el observatorio del volcán Mauna Loa y fue la primera evidencia significativa del rápido aumento de CO_2 en la atmósfera, atrayendo la atención mundial sobre el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Se observa cómo esta concentración se incrementa a una tasa de cerca de 1,5 [ppm] por año y lo hace de manera más rápida de lo correspondiente a un incremento lineal. Los datos son validados incluso por registros del Polo Sur que muestran un crecimiento similar, dado que el CO_2 se mezcla de manera homogénea en la atmósfera. ^[114]

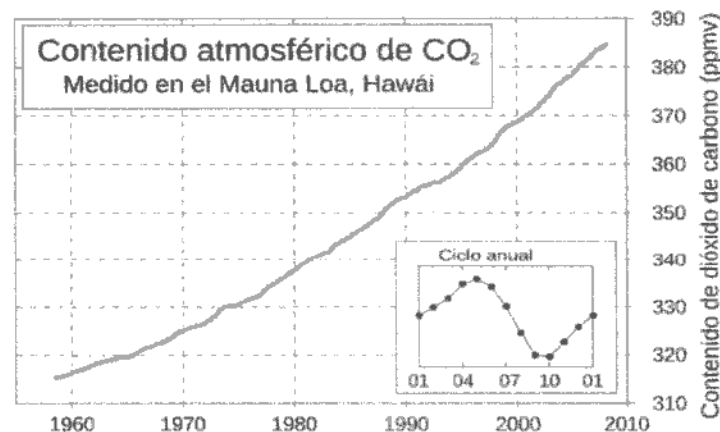


Figura 10.1.1. Curva de Keeling con la concentración de CO_2 atmosférico medido en Mauna Loa.
Fuente: Briggs, 2007.

10.2. Combustión de la biomasa

Una gran parte de la población mundial utiliza leña para cocinar y calefaccionar el hogar, sobre todo en los países en desarrollo. Se calcula que la energía de la biomasa combustible tradicional asciende a casi la décima parte del total actual de la demanda humana de energía, y los combustibles leñosos constituyen probablemente unos dos tercios del consumo en los hogares. ^[115]

La combustión incompleta en fogones abiertos o estufas de mal funcionamiento libera pequeñas partículas de otros componentes cuya nocividad para la salud humana en el ambiente del hogar ha sido demostrado. La misma incluye infecciones agudas de las vías respiratorias inferiores especialmente en niños como la pulmonía y enfermedades pulmonares obstructivas crónicas, como bronquitis crónica y enfisema. Además, en 2006 el Centro Internacional de Investigaciones sobre el Cáncer revisó los datos mundiales y clasificó el humo de combustibles de la biomasa en los hogares como probable carcinógeno humano. Considerando estudios sobre fumadores pasivos, también cabría esperar cardiopatías y asma.

Los esfuerzos deben concentrarse entonces en mejorar la calidad del aire de las viviendas, a través de una mayor eficiencia de cocinas y estufas así como una buena ventilación. En estufas y fogones adecuados como los seleccionados para este trabajo, y con buenas prácticas de combustión, es posible el consumo limpio de leña, así como de otros tipos de biomasa como los residuos agrícolas y forestales, dando lugar principalmente a dióxido de carbono y agua. La leña que no arde debidamente da lugar a productos de combustión incompleta, en especial monóxido de carbono, pero también benceno, butadieno, formaldehído, hidrocarburos poliaromáticos, entre otros. Resulta indispensable entonces, una buena educación respecto del buen secado y cortado de la leña, la tasa de combustión, la ventilación y el tipo de cocina.

Estudios realizados principalmente en Estados Unidos y Australia han concluido que las especies de madera dura producen en general emisiones algo más bajas que las de madera blanda al quemarse. Del mismo modo, entre los diferentes tipos de biomasa, los estudios muestran que en general la leña es algo más limpia que los residuos de cosechas y los excrementos animales.

Por otra parte, tanto los residuos agrícolas como los forestales, al resultar un problema de disposición, se procede a su quema incontrolada *in situ* no sólo aumentando las emisiones sino que propiciando incendios forestales. A pesar de que el quemado de los mismos para producir energía libera CO₂, la cantidad liberada no es mayor de la que se liberaría si los residuos no hubiesen sido utilizados para producir energía, incluso si fueran apilados para su descomposición evitando además la generación de metano. Frente a los combustibles fósiles se evitan además las emisiones derivadas del azufre ayudando a prevenir el efecto de la lluvia ácida.

10.3. Factores de emisión

Uno de los mayores beneficios que proveen las energías renovables es evitar emisiones a la atmósfera al reemplazar las fuentes fósiles convencionales. A continuación se calcularán las emisiones para los distintos modelos planteados.

Para calcular las emisiones asociadas al suministro eléctrico, debe atribuírsele un factor de emisión de CO₂, también conocido como *mix eléctrico*, que representa las emisiones asociadas a la generación eléctrica conectada a la red nacional necesaria para cubrir el consumo. El mismo se calcula en base a todas las plantas involucradas y tiene en cuenta además, la existencia de pérdidas asociadas al transporte y la distribución.

Una de las metodologías para su cálculo aprobadas por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es la herramienta denominada "*Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 02.2.0*".

De acuerdo con la misma, el factor de emisiones se calcula como un margen combinado (CM), que consiste en un promedio ponderado de dos factores: el margen de construcción (BM) y el margen de operación (OM).

$$CM = W_{BM} \times BM + W_{OM} \times OM \quad (10.3.1)$$

Donde:

W_{BM} y W_{OM} son factores de ponderación, en general el valor a adoptar es 0,5.

El margen de construcción estima el factor de emisión de las nuevas plantas que hubiesen sido construidas en lugar del proyecto MDL propuesto, mientras que el margen de operación estima el factor de emisiones de las plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto MDL propuesto.

Aplicando esta metodología a los datos correspondientes a la red Argentina de energía eléctrica para el año 2010, se obtienen los siguientes resultados calculados por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Cabe destacar que sólo se incluyen las unidades que se encuentran conectadas a la red del Sistema Argentino de Interconexión, y los datos provienen de CAMMESA y la Secretaría de Energía. ^[116]

$$MC_{2010} = 0,422 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

$$MO_{2010} = 0,533 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

$$FE_{2010} = 0,478 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

Para los casos de generación eléctrica en forma eólica y fotovoltaica, dado que no producen emisiones en la generación propiamente dicha, la metodología de estimación se basa en el análisis de ciclo de vida (ACV). Éste considera las emisiones se producen a lo largo del ciclo de vida del equipamiento, es decir, durante su fabricación, transporte, montaje, operación y final desmantelamiento. La fase de fabricación concentra estimativamente el 90 [%] de dichas emisiones.

Por ende, la producción de energía renovable conectada a la red eléctrica implica una reducción de emisiones a los efectos de la totalidad de la generación eléctrica de la red, es decir, el mix eléctrico disminuye proporcionalmente.

Para el Protocolo de Kyoto, la biomasa tiene un factor de emisión de dióxido de carbono (CO₂) igual a cero. La combustión de biomasa produce agua y CO₂, pero la cantidad emitida de dióxido de carbono fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento. Es decir, el CO₂ forma parte de un flujo de circulación natural entre la atmósfera y la vegetación por lo que no representa un incremento en las emisiones de CO₂. Su uso contribuye a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera siempre y cuando sustituya a un combustible fósil. Es por este motivo que los proyectos de biomasa o biogás, son potenciales proyectos para postular al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Debido a la falta de homogeneidad entre los factores de emisión para la leña hallados, se decidió realizar el cálculo del mismo. Dado que estimativamente la madera seca se compone por un 50% de Carbono, y que la masa molecular relativa del CO₂ es 44 mientras que la del C es 12, aplicando estequiometría se pueden calcular las emisiones de CO₂ que se generan en su combustión completa. ^[117]

$$FE_{Leña} = 0,5 \times \frac{44}{12} = 1,83 \left[\frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kg}_{\text{Leña}}} \right]$$

Por otra parte, para que esta leña llegue al centro de consumo como tal, debe ser sometida a un proceso que incluye etapas de plantación, conservación, cortado, secado y transporte. Las emisiones de CO₂ de las mismas fueron calculadas para plantaciones de cardo arrojando un valor aproximado de 0,77 [tCO₂/ha/año] ^[117]. Se considera este valor en los cálculos por haber sido ya empleado en varios estudios de cultivos energéticos, incluso uno publicado por la FAO para álamo. ^[118]

Dado que el rendimiento estimado del álamo en madera seca es de 18 [t/ha/año] ^[119], las emisiones de CO₂ se pueden expresar como 0,04 [kgCO₂/kgLeña], que sumadas a las

emisiones de CO₂ generadas en su combustión completa antes calculadas, resultan 1,87 [kg_{CO2}/kg_{Leña}].

Cabe destacar, que la fijación de CO₂ por el desarrollo de la plantación forestal, menos las emisiones generadas en las operaciones forestales y en la quema misma de la leña, resulta positiva.

A modo de resumen, a continuación se presenta un listado con los factores de emisión empleados en los cálculos.

Tabla 10.3.1. Factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O para las fuentes empleadas.
Fuente: Elaboración propia.

Fuente	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Unidad
Red eléctrica ^[117]	0,478	-	-	[kg/kWh]
Fotovoltaico ^{[121] (*)}	0,035	-	-	[kg/kWh]
Eólico ^{[121] (*)}	0,007	-	-	[kg/kWh]
Nafta ^[122]	2,38	0,097x10 ⁻³	0,019x10 ⁻³	[kg/litro]
Propano ^[122]	2,94	-	-	[kg/kg]
Propano (a 15°C)	5,79	-	-	[kg/litro]
Butano ^[122]	2,96	-	-	[kg/kg]
Butano (a 15°C)	5,04	-	-	[kg/litro]
Biomasa (Leña)	1,87	-	-	[kg/kg]

(*) **Nota:** Las emisiones son las equivalentes según el ACV.

Para poder cuantificar la influencia de las emisiones de CH₄ y N₂O respecto de las de CO₂ se deben convertir en emisiones de CO₂ equivalentes, es decir, en la concentración de CO₂ que generaría la misma contribución al calentamiento. Este dato se obtiene multiplicando la cantidad del GEI emitida en cuestión por su potencial de calentamiento global, que para un horizonte de tiempo de 20 años es de 56 para el CH₄ y de 280 para el N₂O. ^[123]

10.4. Cálculo de las emisiones en los modelos

Comparando estos valores con los modelos planteados se conformó una serie de tablas con las emisiones de CO₂ evitadas respecto de las generadas por un modelo tomado como referencia. El mismo se encuentra en la columna resaltada en rojo, mientras que los valores negativos expresan las emisiones evitadas y la columna resaltada en verde indica la alternativa con el menor impacto ambiental.

En las Tablas 10.3.1 se presentan los resultados para las soluciones a partir de energía eólica, solar fotovoltaica e híbrida. En las viviendas y el establecimiento educativo, el caso de referencia es el de compra de energía eléctrica a la red únicamente (R) y en las explotaciones agrícolas es la generación aislada por medio de generadores convencionales únicamente (G). Se observa que las emisiones eliminadas en los casos de venta son mayores.

Tablas 10.4.1. Emisiones de CO₂ evitadas en las soluciones como microgenerador, en [kg/año].
Fuente: Elaboración propia.

Modelo	R	H	FV	CVFG	E	CVEG
Vivienda B4	547,8	-480,9	-453,4	-1.948,4	-528,7	-1.344,6
Vivienda B6	720,3	-645,3	-588,2	-1.939,3	-701,3	-1.323,1
Vivienda A4	1.090,3	-927,9	-901,5	-2.498,7	-1.055,0	-1.629,2
Vivienda A6	1.591,3	-1.351,3	-1.326,8	-3.089,7	-1.531,1	-1.560,8
Establecimiento educativo	5.251,8	-4.649,6	-4.420,8	-9.823,1	-5.031,7	-3.587,2

Modelo	G	H	H+G	FV	FV+G	E	E+G
Explotación pequeña							
CO ₂ [kg]	1.673,1	-1.626,2	-1.434,4	-1.623,9	-1.323,6	-1.659,8	-1.345,0
CH ₄ [g]	68,5	-68,5	-59,9	-68,5	-55,7	-68,5	-55,4
N ₂ O [g]	13,7	-13,7	-12,0	-13,7	-11,1	-13,7	-11,1
CO _{2eq} [kg]	1.680,8	-1.633,8	-1.441,1	-1.631,6	-1.329,8	-1.667,5	-1.351,3
Explotación mediana							
CO ₂ [kg]	5.183,6	-5.058,9	-4.749,8	-5.032,4	-4.603,7	-5.113,1	-2.563,8
CH ₄ [g]	212,2	-212,2	-197,5	-212,2	-193,1	-212,2	-105,4
N ₂ O [g]	42,4	-42,4	-39,5	-42,4	-38,6	-42,4	-21,1
CO _{2eq} [kg]	5.207,4	-5.082,6	-4.772,0	-5.056,1	-4.625,3	-5.136,8	-2.575,6

En la Tabla 10.4.2 se presentan los resultados correspondientes a las soluciones a partir de energía biomásica.

Tabla 10.4.2. Emisiones de CO₂ evitadas en las soluciones a partir de energía biomásica sin considerar las emisiones de la combustión de leña (IPCC), en [kg/año].
Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Viviendas				Modelo	Establecimiento educativo
	B4	A4	B6	A6		
Calefacción						
Leña	-4.424,7	-4.989,2	-5.741,8	-6.779,6	Leña	-14.177,2
Propano	4.424,7	4.989,2	5.741,8	6.779,6	Propano	14.177,2
Butano	+89,3	+99,1	+116,0	+134,9	50/50	-7.087,9
Calefacción y cocción						
Leña	-4.889,2	-5.453,7	-6.438,6	-5.564,8	-	-
Propano	4.889,2	5.453,7	6.438,6	5.564,8	-	-
Butano	+98,4	+111,1	+129,6	+148,5	-	-
Calefacción, cocción y ACS						
Leña	-5.932,9	-6.497,4	-8.002,7	-9.040,5	Leña	-42.618,2
Propano	5.932,9	6.497,4	8.002,7	9.040,5	Propano	42.618,2
Butano	+117,3	+130,0	+161,0	+179,9	20/80	-8.523,3

Tabla 10.4.3. Emisiones de CO₂ evitadas en las soluciones a partir de energía biomásica considerando las emisiones de la combustión de leña, en [kg/año].

Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Viviendas				Modelo	Establecimiento educativo
	B4	A4	B6	A6		
Calefacción						
Leña	+3.358,2	+3.786,7	+4.359,9	+5.143,5	Leña	+11.116,4
Propano	4.424,7	4.989,2	5.741,8	6.779,6	Propano	14.177,2
Butano	+89,3	+99,1	+116,0	+134,9	50/50	+5.558,9
Calefacción y cocción						
Leña	+4.060,6	+4.491,0	+5.413,5	+6.197,0	-	-
Propano	4.889,2	5.453,7	6.438,6	7.476,4	-	-
Butano	+98,4	+111,1	+129,6	+148,5	-	-
Calefacción, cocción y ACS						
Leña	+5.060,8	+5.491,2	+6.916,2	+7.699,7	Leña	+33.412,3
Propano	5.932,9	6.497,4	8.002,7	9.040,5	Propano	42.618,2
Butano	+117,3	+130,0	+161,0	+179,9	20/80	+6.683,5

Finalmente en la Tabla 10.4.4 se presentan los resultados obtenidos para las soluciones a partir de energía solar térmica.

Tabla 10.4.4. Emisiones de CO₂ evitadas en las soluciones a partir de energía solar térmica, en [kg/año].

Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Tipo de termotanques			
	1. Solar y a gas	2. Solar y eléctrico	3. A gas	4. Eléctrico
Establecimiento educativo	-773,2	-603,9	1.043,7	+660,4
Vivienda B4	-773,2	-603,9	1.043,7	+660,4
Vivienda A4	-773,2	-603,9	1.043,7	+660,4
Vivienda B6	-1.161,3	-904,9	1.564,1	+991,8
Vivienda A6	-1.161,3	-904,9	1.564,1	+991,8

10.5. Impacto ambiental asociado a instalaciones eólicas y solares

Las instalaciones de energías renovables de gran envergadura, como son los parques eólicos, fotovoltaicos y solares térmicos, suponen un impacto ambiental que debe ser analizado frente a los beneficios que conllevaría su construcción. En el caso de la microgeneración este impacto ambiental se ve reducido a tal punto que puede ser despreciado.

El ruido emitido por los aerogeneradores de una instalación microeólica es tan reducido que suele confundirse con el ruido presente en el entorno. Esto se debe a la menor velocidad que tiene lugar en los extremos de los álabes al girar y atravesar el aire, a diferencia de los grandes aerogeneradores. También se ven influidos por el menor número de piezas en movimiento que poseen.

Si bien existen diversas opiniones respecto del impacto visual asociado a los aerogeneradores, los casos menos aceptados tienen que ver con el tamaño, el número de aerogeneradores instalados y el tipo de torre que los soporta. Las instalaciones microeólicas suelen ser las más aceptadas debido al tamaño reducido de los aerogeneradores que las componen y un número que no suele superar los tres equipos. Además, la altura de las torres es comparable a la de un poste del tendido eléctrico o un árbol, mientras que el diseño de mástil seleccionado es estéticamente aceptado frente a uno reticulado.

Respecto al peligro que supone su emplazamiento para las aves, si bien las colisiones tienen lugar ocasionalmente, la agrupación y tamaño de los equipos en la microgeneración reducen aún más esta posibilidad.

Por otra parte, las grandes instalaciones solares, ya sean fotovoltaicas o solares térmicas, requieren de grandes superficies de captación que implican un impacto visual y la modificación del terreno en mayor medida que el de una instalación eólica. Además, requieren de una cantidad considerable de materiales para su construcción respecto de otro tipo de instalaciones con la misma capacidad de generación. Pero una vez más, en microgeneración, una instalación solar implica el uso de relativamente poco espacio y por lo general se pueden aprovechar los techos para su emplazamiento.

CAPÍTULO 11

CONCLUSIONES

11. CONCLUSIONES

La República Argentina cuenta con una excelente disponibilidad de recursos naturales para su aprovechamiento energético y el Partido de General Pueyrredon no es la excepción. En el mismo se pueden observar excelentes oportunidades de desarrollo en lo que respecta principalmente a la energía de la biomasa, la energía eólica y la energía solar.

El Partido de General Pueyrredon y en particular los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, generan una gran cantidad de residuos de carácter orgánico, que constituyen la denominada biomasa residual agrícola herbácea, agrícola leñosa y forestal. Teniendo en cuenta la biomasa residual generada se concluye que:

✓ Tanto la biomasa residual agrícola (generada por el pimiento, el tomate, el cerezo y el ciruelo) como la biomasa residual forestal (generada por el eucalipto, el pino y el plátano) tienen un gran potencial energético. La biomasa residual en el Partido de General Pueyrredon tiene un potencial energético equivalente a 17.383,5 [miles de kg] de gas propano líquido, 17.612,2 [miles de kg] de gas butano líquido o 20.714,4 [millones de m³] de gas natural. La biomasa residual en los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso tiene un potencial energético equivalente a 454,4 [miles de kg] de gas propano líquido, 434,4 [miles de kg] de gas butano líquido y 510,9 [millones de m³] de gas natural.

✓ Los residuos agrícolas (generados por el pimiento, el tomate, el cerezo y el ciruelo) son un problema para los pequeños y medianos productores de la zona.

✓ Los residuos forestales (generados por el eucalipto, el pino y el plátano) son un problema para la ciudad de Mar del Plata que no tiene lugar para disponerlos.

✓ La estacionalidad de la biomasa residual disponible coincide con los períodos donde aumentan las necesidades térmicas (invierno).

Sin embargo, existen tres barreras que impiden la utilización de la biomasa residual generada, siendo previamente procesada en forma de briquetas y/o pellets para su utilización, como combustible:

✓ Prácticamente no existen equipos nacionales diseñados para la elaboración de briquetas y/o pellets. Los equipos importados tienen un costo muy elevado y, por dimensiones y restricciones, se dificulta el ingreso de los mismos al país. Esto obstaculiza claramente la creación de una planta de procesamiento.

✓ El costo de la leña comprada es notoriamente inferior al costo asociado a la fabricación de briquetas y/o pellets, que incluye el costo de recolección, transporte y procesamiento.

✓ Los equipos utilizados para la combustión de leña son menos costosos que los equipos utilizados para la combustión de briquetas o pellets.

Tanto el recurso eólico como el recurso solar se destacan por las condiciones que presentan para su aprovechamiento energético. Los valores de irradiación solar incidente y de velocidad del viento son máximos durante la época estival y mínimos durante la época invernal ya que como se ha visto previamente ambos recursos derivan del sol y es en época estival cuando el mismo se encuentra más cerca de la Tierra.

Dadas las características del Partido de General Pueyrredon, se descarta la utilización de los recursos geotérmico y microhidráulico para la resolución de los estudios de caso.

A partir de estos recursos naturales, se analizaron las necesidades energéticas de los distintos estudios de caso y se llegó a la conclusión que existen grandes posibilidades de utilizar energías renovables para satisfacerlas.

11.1. Estudio de caso 1: Establecimiento educativo

Las principales necesidades energéticas del establecimiento educativo ubicado en el barrio Parque Hermoso y en el que funcionan la Escuela Primaria N° 43, la Escuela Secundaria N° 60 y el Centro de Educación de Adultos N° 718 se pueden dividir en necesidades térmicas y necesidades eléctricas.

Las principales necesidades térmicas son la calefacción, la cocción y el agua caliente sanitaria. Para la calefacción se utilizan calefactores a gas de tiro balanceado de diferentes potencias dependiendo del ambiente a calefaccionar, para la cocción se utilizan cocinas y hornos industriales a gas y para el agua caliente sanitaria se utiliza un termotanque a gas. En todos los casos, se utiliza gas licuado de petróleo a granel provisto por la empresa YPF Gas, teniendo restricciones de hasta 15 días en época invernal. Las principales necesidades eléctricas están dadas por la iluminación y los distintos artefactos eléctricos utilizados. La empresa encargada del suministro de energía eléctrica es EDEA.

Para satisfacer las necesidades térmicas de calefacción se recomienda la compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke y la utilización de leña de quebracho como combustible, que puede ser adquirida por tonelada de manera análoga a la adquisición de GLP. Utilizando leña de quebracho en un 100 [%], se obtendría un ahorro anual uniforme del 30 [%], recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 5 años aproximadamente. De todos modos, utilizando leña de quebracho en un porcentaje superior al 45 [%], continuaría siendo conveniente su utilización, por lo que podría implementarse como un complemento de la calefacción convencional a GLP, prescindiendo del GLP cuando hay restricciones en época invernal.

Para satisfacer las necesidades térmicas de cocción se recomienda continuar con la utilización de cocinas y hornos industriales a GLP.

Para satisfacer las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria se recomienda la compra e instalación de un termotanque solar marca Vademarco S.A. y la utilización del termotanque convencional a gas actualmente instalado como sistema auxiliar, logrando de esta manera un ahorro anual uniforme del 17 [%] y recuperando lo invertido en un período de 9 años aproximadamente.

Finalmente, como el establecimiento educativo cuenta con acceso a la red de energía eléctrica, no es económicamente viable la utilización de energías renovables para la autogeneración de la misma.

11.2. Estudio de caso 2: Viviendas rurales y semi rurales

Las principales necesidades energéticas de los modelos de vivienda B4 (4 personas de clase baja), B6 (6 personas de clase baja), A4 (4 personas de clase media) y A6 (6 personas de clase media) se pueden dividir en necesidades térmicas y necesidades eléctricas.

Las principales necesidades térmicas de los modelos de vivienda son la calefacción, la cocción y el agua caliente sanitaria. Los barrios Parque Hermoso y Valle Hermoso, no cuentan con una red de suministro de gas natural y se utiliza, generalmente, GLP. Las principales necesidades eléctricas de los modelos de vivienda están dadas por la iluminación y los distintos artefactos eléctricos.

Para satisfacer las necesidades térmicas de calefacción se recomienda la compra e instalación de equipos para combustión de leña marca Ñuke y la utilización de leña de quebracho como combustible. Para el modelo de vivienda B4, se obtendría un ahorro anual uniforme del 23 [%], recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 1 año aproximadamente. Para el modelo de vivienda B6, se obtendría un ahorro anual uniforme del 22 [%], recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en

un período de 1 año aproximadamente. Para el modelo de vivienda A4, se obtendría un ahorro anual uniforme del 18 [%], recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 3 años aproximadamente. Para el modelo de vivienda A6, se obtendría un ahorro anual uniforme del 22 [%], recuperando lo invertido en equipos para combustión de leña en un período de 1 año aproximadamente.

Para satisfacer las necesidades térmicas de cocción se recomienda la utilización de GLP.

Para satisfacer las necesidades térmicas de agua caliente sanitaria se recomienda la compra e instalación de un termotanque solar marca Vademarco S.A. utilizando una resistencia eléctrica como sistema auxiliar. Para el modelo de vivienda B4 y comparado con un termotanque a gas convencional, se obtendría un ahorro anual uniforme del 17 [%], recuperando lo invertido en un período de 10 años aproximadamente y comparado con un termotanque eléctrico convencional se obtendría un ahorro anual uniforme del 9 [%], recuperando lo invertido en un período de 12 años aproximadamente. Para el modelo de vivienda B6 y comparado con un termotanque a gas convencional, se obtendría un ahorro anual uniforme del 13 [%], recuperando lo invertido en un período de 12 años aproximadamente y comparado con un termotanque eléctrico convencional se obtendría un ahorro anual uniforme del 15 [%], recuperando lo invertido en un período de 11 años aproximadamente. Para el modelo de vivienda A4 y comparado con un termotanque a gas convencional, se obtendría un ahorro anual uniforme del 17 [%], recuperando lo invertido en un período de 10 años aproximadamente y comparado con un termotanque eléctrico convencional se obtendría un ahorro anual uniforme del 21 [%], recuperando lo invertido en un período de 9 años aproximadamente. Para el modelo de vivienda A6 y comparado con un termotanque a gas convencional, se obtendría un ahorro anual uniforme del 13 [%], recuperando lo invertido en un período de 12 años aproximadamente y comparado con un termotanque eléctrico convencional se obtendría un ahorro anual uniforme del 26 [%], recuperando lo invertido en un período de 9 años aproximadamente.

Finalmente, entre los modelos de microgeneración aislada, la alternativa híbrida resulta la más económica y confiable. Si la demanda es pequeña, los modelos renovables se vuelven rentables a pequeñas distancias, mientras que conforme aumenta la demanda estos modelos comienzan a carecer de validez económica frente a la extensión de la red eléctrica. La existencia de un marco regulatorio con precios de venta semejantes a los del programa GenRen, permitiría la inserción de la energía solar fotovoltaica a nivel residencial compitiendo directamente con la propia red eléctrica.

11.3. Estudio de caso 3: Explotaciones agrícolas

Los modelos de generación eléctrica totalmente renovables, ya sean eólicos, solares fotovoltaicos o híbridos, son los de menor impacto ambiental ya que no generan emisiones de CO₂. Sin embargo, para satisfacer la demanda en su totalidad, deben ser sobredimensionados y no resultan factibles económicamente.

Por lo tanto, se recurre a una solución de compromiso como es la inclusión de generadores convencionales a modo de complemento, reduciendo de esta manera el consumo de combustible al 13 [%] en la explotación pequeña y al 7 [%] en la explotación mediana respecto de la utilización de generadores convencionales únicamente. Algunos de los beneficios que tienen este tipo de modelos son los siguientes:

- ✓ Compatibilidad económica en términos de valor presente total.
- ✓ Reducción de problemáticas asociadas al suministro de combustible.
- ✓ Reducción de emisiones de CO₂.

✓ Independencia respecto del aumento en el precio del combustible, dado que se reduce su utilización a un mínimo.

La inversión inicial aumenta significativamente, pero teniendo en cuenta todos los beneficios mencionados y el constante aumento en el precio del combustible, esta alternativa podría resultar más que conveniente.

Se puede observar que, para explotaciones pequeñas, el modelo más económico, utilizando energías renovables de manera parcial, es el de generación eólica con generador convencional (E+G) y que, para explotaciones medianas, el modelo más económico, utilizando energías renovables de manera parcial, es el de generación fotovoltaica con generador convencional (F+G). Sin embargo, en ambos casos, la diferencia económica con el modelo de generación híbrida con generador convencional (H+G) es muy pequeña. Siempre que sea posible es aconsejable la utilización de sistemas híbridos que utilicen más de un recurso renovable debido a la variación de los mismos ante las imponderables variables meteorológicas.

A medida que aumenta la demanda de energía eléctrica de una explotación agrícola, aumentan los costos de los modelos de generación eléctrica renovable con generador convencional y, en consecuencia, logran equilibrarse con los costos asociados a la extensión de la red eléctrica para distancias cada vez mayores. Es decir, a mayor demanda de energía eléctrica, mayores son las posibilidades de que la extensión de la red eléctrica se transforme en la mejor alternativa.

11.4. Conclusión general

La generación distribuida a pequeña escala es una alternativa a la falta de inversión y planificación en el sector eléctrico durante las últimas décadas. Si bien los elevados costos de inversión inicial y mano de obra especializada requerida para la adquisición y montaje de un sistema híbrido renovable constituirían un impedimento en primer término, el aporte constante por parte del gobierno para alentar estas iniciativas, a través de subsidios e incentivos tanto para los consumidores como para los fabricantes de equipos, posibilitaría la inserción de las energías renovables a pequeña escala entre la población.

Además, considerando el constante incremento de la dependencia del sistema energético argentino en los combustibles fósiles y el aumento de sus precios, la inversión en generación de renovables sería conveniente pues ayudaría a evitar factores de dependencia geopolítica y promovería a la estabilización de los precios pagados por energía en el largo plazo, favoreciendo la previsibilidad económica.

Se debe considerar el hecho de que indefectiblemente en algún momento se revertirá el insostenible desfasaje entre los actuales precios ficticios de la energía eléctrica y sus costos reales de generación desde hace más de una década, escenario ante el cual un marco regulatorio de conexión bidireccional a la red cobraría vital importancia en la inserción de las energías renovables entre los usuarios residenciales.

En lo referente a la biomasa, dadas las características productivas primarias de Argentina, se podría implementar una normativa que promueva, a través por ejemplo de un sistema de premios y castigos, el empleo de los residuos combustibles para la autogeneración en los casos de las industrias que los producen.

El Estado podría incluso generar puestos de trabajo a nivel local a través de la capacitación y posterior instalación de equipos como parte de proyectos sociales, logrando así mejorar la calidad de vida tanto del instalador como del beneficiario. Además, los pequeños fabricantes argentinos de equipos de energías renovables deberían aliarse para aprovechar la oferta técnica y profesional de entidades como el INTI, e impulsar la consolidación de un mercado en el país. Por otra parte, la instalación de sistemas de

microgeneración en lugares públicos ayudaría a generar una conciencia social en cuanto al uso eficiente de la energía, ya que permitiría ver de modo más cercano los beneficios de la misma.

Respecto de los objetivos propuestos inicialmente se concluye que los mismos han sido alcanzados y se han conseguido realizar evaluaciones que originalmente no formaban parte de este trabajo final de carrera. Entre las futuras vías de trabajo se propone:

- ✓ Instalar un sistema eléctrico renovable en una zona rural o semi rural bajo los criterios empleados, y su seguimiento a través de un sistema de adquisición de datos.

- ✓ Corroborar el efecto real de obstáculos y sombras, así como de variaciones técnicas para luego cotejar los resultados con los arrojados por el software de simulación utilizado.

- ✓ Desarrollar un software de procesamiento de los resultados de dichas simulaciones en base a los resultados reales de la instalación propuesta, que permita determinar con certeza a la población los resultados de futuras instalaciones.

Nuestro país tiene un gran potencial en materia de energías renovables pero se debe instrumentar un marco que ofrezca oportunidades para su aprovechamiento y poder así atender los desafíos económicos y ambientales a los que deberemos hacer frente en el corto plazo. Esperamos que este documento sirva entonces como una demostración de las posibilidades con las que contamos a nuestro alrededor y despierte el interés necesario en la creación de soluciones energéticas que propicien el desarrollo social.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [21] M. Kaltschmitt, W. Streicher y A. Wiese (2007). *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*, pp. 55. Berlín, Alemania: Springer.
- [22] P. Fernández Díez (2003). *Energía Eólica*, Universidad de Cantabria. España.
- [23] Secretaría de Energía (2008). *Energía Eólica*, en *Energías Renovables*. Buenos Aires, Argentina: Autor.
- [24] H. F. Mattio (2010). Centro Regional de Energía Eólica. Rawson, Chubut, Argentina.
- [25] Agencia Valenciana de la Energía (2008). *Guía práctica de Energía Solar Térmica*. Valencia, España: La Imprenta CG.
- [26] R. M. Lamaison (2004). *Energía solar fotovoltaica. Radiación solar*.
- [27] M. C. Pérez de los Reyes (2007). *Aplicaciones de la energía solar al tratamiento térmico de suelos de invernadero*. Universidad de Córdoba. Argentina.
- [28] Simec Chile S.R.L. (2010). *Proyecto Simec Chile S.R.L.*
- [29] H. Grossi Gallegos y R. Righini (1998). *Atlas de Energía Solar en la República Argentina*. Argentina: Secyt.
- [30] IDAE (2002). *Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Madrid, España: Autor.
- [31] Junta de Castilla y León (2004). *Energía solar fotovoltaica: Manual del instalador*. Valladolid, España: Autor.
- [32] Consejería de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo (2008). *Energía solar fotovoltaica general*. Agencia Andaluza de la Energía. España.
- [33] Simec Chile S.R.L. (2010). *Proyecto Simec Chile S.R.L.*
- [34] IDAE (2009). *Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red*. Madrid, España: Autor.
- [35] M. P. Aparicio (2010). *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. España: Marcombo.
- [36] M. Valdés Barrón, H. R. Estévez Pérez, D. Riveros Rosas, R. Bonifaz Alfonso y E. Jiménez de la Cuesta (2006). *Energía solar disponible*. Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- [37] IDAE (2009). *Instalaciones de energía solar térmica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura*. Madrid, España: Autor.
- [38] J. J. Blanch y J. A. López Martínez (1999). *Sistemas solares térmicos de baja temperatura*. Barcelona, España: Edicions UPC.
- [39] L. Bérriz Pérez y M. Álvarez González (2008). *Manual para el cálculo y diseño de calentadores solares*. La Habana, Cuba: Editorial Cubasolar.
- [40] A. Anesini (2012). INTI. Argentina.
- [41] Julie Camerlynck (2004). Modeling of Renewable Energy Systems in the Maldives. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University. The Netherlands.
- [42] M. P. Aparicio (2010). *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. España: Marcombo.
- [43] P. Sreedharan, M. Clouse y J. Critchfield (2011). *Renewable Energy Cost Database*. Environmental Protection Agency. Estados Unidos.

- [44] Secretaría de Energía (2008). *Energía Geotérmica*, en *Energías Renovables*. Buenos Aires, Argentina: Autor.
- [45] Servicio Geológico Minero Argentino. Secretaría de Minería de la Nación. Argentina. URL: <http://www.segemar.gov.ar/>
- [46] Asociación de Pequeños Productores de Energías Renovables. España. URL: <http://www.appa.es/>
- [47] P. J. Lienau y J. W. Lund (1998). *Industrial applications*, en *Geothermal Direct Use Engineering and Design Guidebook*, cap. 16. Klamath Falls, OR, Estados Unidos: Geo-Heat Center.
- [48] Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2011). *Energía Geotérmica*, en *Manual de Buenas Prácticas. Energías Alternativas*. Buenos Aires, Argentina: Autor.
- [49] Secretaría de Energía (2008). *Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*, en *Energías Renovables*. Buenos Aires, Argentina: Autor.
- [50] J. L. Antúnez (2006). *Terminación de la central nuclear Atucha II*, en revista *Petrotecnia*, N°1/06, pp. 102-105.
- [51] A. Brusa y E. Guarnone (2006). *Energía minihidráulica*. Proyecto RES & RUE Dissemination. España.
- [52] Cropwat, División de Desarrollo de Tierras y Aguas, FAO. URL: http://www.fao.org/nr/water/infores_databases_cropwat.html
- [53] HOMER Energy, Energy Modeling Software for Hybrid Renewable Energy Systems. URL: <http://www.homerenergy.com/>
- [54] M. D. Andrade Gregori y Á. Pérez-Navarro Gómez (2009). *Metodología para el aprovechamiento energético de biomasa en Cuba*. Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas, La Habana, Cuba; Universidad Politécnica de Valencia, España.
- [55] A. J. Callejón Ferre, B. Velázquez Martí, J. A. López Martínez y F. Manzano Agugliaro (2011). *Greenhouse crop residues: Energy potential and models for the prediction of their higher heating value*, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, N° 15, pp. 948-955. España: Elsevier.
- [56] S. Martínez Lozano (2009). *Evaluación de la biomasa como recurso energético renovable en Cataluña*. Universitat de Girona. España.
- [57] I. Dupuis (2006). *Estimación de los residuos agrícolas generados en la isla de Tenerife*. Servicio Técnico de Agricultura y Desarrollo Rural, Cabildo de Tenerife, España.
- [58] Junta de Andalucía (2011). Consejería de Agricultura y Pesca. España.
- [59] Oficina INTA Mar del Plata (2011). Argentina.
- [60] J. Domínguez Bravo, P. Ciria, L. S. Esteban, D. Sánchez y P. Lasry (2003). *Evaluación de la biomasa potencial como recurso energético en la región de Navarra (España)*, en *GeoFocus*, N° 3, pp.1-10.
- [61] M. Mitre (1982). *Caldeiras para a Queima de Madeira e Bagaço*, en *Produção e Utilização de Carvão Vegetal*, CETEC – Belo Horizonte, pp. 319-348.
- [62] J. M. Prieto, M. C. Ayuso Yuste y J. González Cortés (2009). Aprovechamiento de residuos de poda de árboles de alineación como biocombustible sólido. Universidad de Extremadura, Badajoz, España.

- [63] M. E. Atencia (2003). *Densidad de maderas ordenadas por nombre común*. INTI, CITEMA. Argentina.
- [64] M. Trossero, R. Drigo y E. Beaumont Roveda (2009). *Análisis del Balance de Energía derivada de Biomasa en Argentina*, Wisdom. Roma, Italia: FAO Dendroenergía.
- [65] Ing. A. Szczesny, INDEC (2002). *Censo Nacional Agropecuario*. Argentina.
- [66] S. Caparrós (2011). Departamento Arbolado Urbano ENOSUR. Argentina.
- [67] Servicio Meteorológico Nacional. URL: <http://www.smn.gov.ar/>
- [68] J. Roberts y L. Petit (2008). Estudio de Energía Eólica y de la Instalación de un Parque Eólico en la Región Sudeste de la Provincia de Bs. As., Universidad Nacional de Mar del Plata. Argentina.
- [69] NASA (2011). *Surface Meteorology and Solar Energy*. Estados Unidos.
- [70] J. Remund y S. Kunz (2004). *Meteonorm: Global meteorological database for applied climatology*. Suiza.
- [71] INTA (2010). *Estación Experimental Agropecuaria Balcarce*. Argentina.
- [72] M. Pérez (2007). Validación de la iluminancia de los métodos experimentales CIE e IES en un modelo real con ventanas en dos orientaciones. Universidad Politécnica de Madrid. España.
- [73] Municipalidad de General Pueyrredon (2010). *Plan Estratégico de Mar del Plata y del Partido de General Pueyrredon*. Mar del Plata, Argentina.
- [74] Repsol YPF S.A. URL: <http://www.repsol.com/ar/es/>
- [75] A. E. Pattini (2008). *Los husos horarios y el cambio de hora en verano para ahorro de energía eléctrica. Contexto mundial y local en Avances*, en *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 12. Mendoza, Argentina: Asades.
- [76] Ñuke. URL: <http://www.productosnuke.com.ar/>
- [77] INTI (2011). Plataforma solar térmica. San Martín, Argentina.
- [78] Cenit Solar. URL: <http://www.cenitsolar.com.ar/>
- [79] Energe. URL: <http://www.energe.com.ar/>
- [80] Innovar S.R.L. URL: <http://www.innovarsrl.com.ar/>
- [81] Vademarco S.A. URL: <http://www.vademarco.com.ar/>
- [82] Bornay Aerogeneradores. URL: <http://www.bornay.com/>
- [83] WePower Falcon. URL: <http://www.wepower.us/products/falcon/index.html>
- [84] Evergreen Solar. URL: <http://evergreensolar.com/en/>
- [85] Suntech Power. URL: <http://am.suntech-power.com/>
- [86] Morningstar Corp. URL: <http://www.morningstarcorp.com/>
- [87] Surrrette Battery. URL: <http://www.rollsbattery.com/>
- [88] Trojan Battery Company. URL: <http://www.trojanbattery.com/>
- [89] Victron Energy. URL: <http://www.victronenergy.com/>
- [90] EDEA. *Tarifas*. URL: http://www.edeaweb.com.ar/EDEA_Clientes_VT.php
- [91] Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Consumo indicativo de algunos artefactos eléctricos. URL: <http://www.enre.gov.ar/>

- [92] G. S. Dutt y C. G. Tanides (2001). *Curvas de demanda horaria para usos finales de electricidad en viviendas y el potencial para la gestión de la demanda*, en *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 5. Argentina: ASADES.
- [93] Hummer Wind Power. URL: <http://www.hummerwind.com/>
- [94] Windearth Patagonia. URL: <http://www.windearth.com.ar/>
- [95] QMAX. Inversores. URL: <http://www.qmax.com.ar/>
- [96] Dirección Provincial de Estadística y Dirección Provincial de Economía Rural (2006). *Censo Hortiflorícola de la Provincia de Buenos Aires 2005*. Buenos Aires, Argentina: Autor.
- [97] R. van Veenhuizen (2000). Revisión de Bases Técnicas, en *Manual de captación y aprovechamiento de agua de lluvia. Experiencias en América Latina*. Santiago, Chile: FAO.
- [98] R. G. Allen, L. S. Pereira, D. Raes y M. Smith (2006). Evapotranspiración del cultivo. Guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos, en *Estudio FAO: Riego y drenaje*, vol. 56. Roma, Italia: FAO.
- [99] A. F. Lop, C. Peiteado y V. Bodas (2005). *Curso de riego para agricultores. Proyecto de autogestión del agua en la agricultura*. España: Artes Gráficas Palermo, S.L.
- [100] Fiasa. URL: <http://www.fiasa.com.ar/>
- [101] Honda. Productos de Fuerza. URL: <http://pf.honda.com.ar/fuerza/index.html>
- [102] Secretaría de Energía (2008). *Energía Eólica*, en *Energías Renovables*. Buenos Aires, Argentina: Autor.
- [103] C. Germández (2000). *Energías renovables en Argentina: el caso de la energía eólica y sus avances en materia regulatoria*. Universidad Nacional del Sur. Argentina.
- [104] Secretaría de Energía (2004). *Estudio de factibilidad del abastecimiento eléctrico a la población rural dispersa de la provincia de Buenos Aires, Proyecto PERMER*. Argentina.
- [105] Energía Argentina S.A. (ENARSA) (2011). *Programa Generación Renovable, GENREN*.
- [106] M. Soares, S. Kind y O. H. Fernández (2009). *Estado de la Industria Eólica Argentina*. Cámara Argentina de Energías Renovables. Buenos Aires, Argentina.
- [107] C. Fernández (2010). *Energías renovables en Argentina: el caso de la energía eólica y sus avances en materia regulatoria*. Universidad Nacional del Sur. Argentina.
- [108] Secretaría de Energía, Proyecto REEP y Fundación Bariloche (2009). *Energías Renovables. Diagnóstico, barreras y propuestas*. Argentina: IRAP.
- [109] AEA Technology plc (2011). *The AEA Microgeneration Index. Tracking the progress of microgeneration in the UK*. Londres, Inglaterra: Autor.
- [110] Departamento de Energía y Cambio Climático (2010). *Consultation on a Microgeneration Strategy*. Londres, Inglaterra: Autor.
- [111] AWEA (2010). *Small Wind Turbine Global Market Study*. Washington, Estados Unidos: Autor.
- [112] Siemens Solar Inverter. URL: <http://www.automation.siemens.com/mcms/solar-inverter/en/pvm/Pages/Default.aspx>

- [113] Power One. URL: <http://www.power-one.com/>
- [114] H. Briggs (2007). *50 years on: The Keeling Curve legacy*. BBC News. Reino Unido.
- [115] K. R. Smith (2006). *El uso doméstico de leña en los países en desarrollo y sus repercusiones en la salud*, en revista Unasyva 224, vol. 57, pp. 41-44.
- [116] R. A. Rohde (2008). *Global Warning Art Project*, a partir de datos de la National Oceanic and Atmospheric Administration. Estados Unidos.
- [117] Secretaría de Energía (2011). *Cálculo del factor de emisiones de CO₂ de la red argentina de energía eléctrica, año 2010*. Buenos Aires, Argentina.
- [118] J. Fernández González (1998). *La biomasa como energía alternativa para reducir el CO₂ atmosférico. Homenaje a D. Ángel Ramos Fernández*. Real Academia de Ciencias, Academia de Ingeniería ETSI de Montes. Madrid.
- [119] C. A. Norverto (2003). *La Fijación de CO₂ en Plantaciones Forestales y en Productos de Madera en Argentina*. Proyecto Forestal de Desarrollo. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos. Buenos Aires, Argentina.
- [120] F. M. Martín, J. Ruíz Castellano y M.I. Izquierdo Osado (2001). *La Madera como Fijadora de CO₂*, en Boletín de Información Técnica Nº 210, pp. 63-67. Madrid, España: AITIM.
- [121] Pacto de los Alcaldes (2008). *Anexo Técnico al documento de instrucciones de la plantilla del PAES: Factores de emisión*.
- [122] R. Watson, M.C. Zinyowera y R. Moss (1996). *Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific Analyses*, en *Intergovernmental Panel on Climate Change*, pp. 861. Cambridge, Inglaterra: Cambridge University Press.
- [123] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (2009). *Metodologías para la Cuantificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de Consumos Energéticos Evitados por el Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. Secretaría de Energía. España.

ANEXO I

**ORDENANZA DEL CONSEJO
ACADÉMICO N° 1112/12 AVALANDO
LAS ACTIVIDADES DE EXTENSIÓN
REALIZADAS EN LA ESCUELA
PROVINCIAL N°43**

ANEXO III

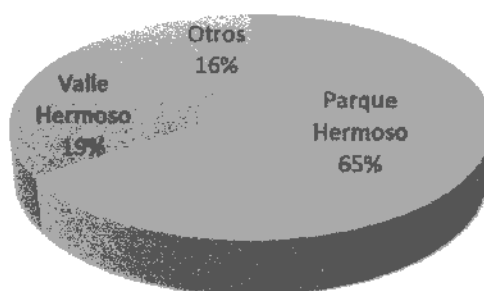
RESULTADOS DE LA ENCUESTA REALIZADA EN LA ESCUELA PROVINCIAL N°43

ANEXO I. Resultados de la encuesta realizada en la Escuela Provincial N° 43

Fuente: S. Bocero, A. Di Bona y M. Paz (2011). *Informe sobre problemáticas socio-ambientales: Escuela Provincial N°43 – Barrio Parque Hermoso, Partido de General Pueyrredon*. Grupo de Investigación Desarrollo Rural, Ambiente y Geotecnologías, Facultad de Humanidades, UNMDP.

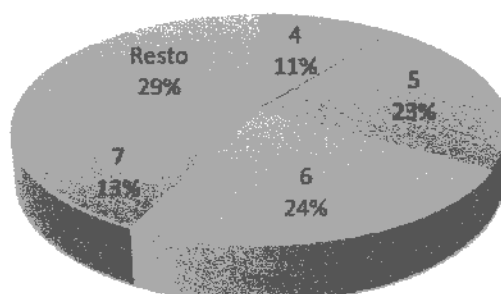
Barrio	Porcentaje
Parque Hermoso	65
Valle Hermoso	19
Otros	16

Encuestas por barrio



Grupo familiar	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
4	12	6	11
5	17	41	23
6	29	6	24
7	14	12	13
Resto	28	35	29

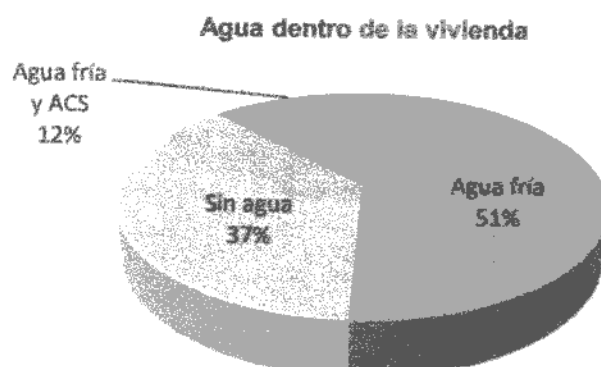
Integrantes del grupo familiar



Habitaciones	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
Grupo familiar: 4			
1	14	0	13
2	43	0	38
3	14	100	25
4	0	0	0
NS/NC	29	0	25
Grupo familiar: 5			
1	30	29	29
2	50	14	35
3	20	29	24
4	0	14	6
NS/NC	0	14	6
Grupo familiar: 6			
1	24	100	28
2	59	0	56
3	18	0	17
4	0	0	0
NS/NC	0	0	0
Grupo familiar: 7			
1	13	50	20
2	13	0	10
3	25	50	30
4	13	0	10
NS/NC	38	0	30

Agua dentro de la vivienda	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
Agua fría y ACS	12	12	12
Sólo agua fría	50	53	51
Sin agua	38	35	37

Origen del agua	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
Perforación con bomba a motor	83	88	84
Perforación con bomba manual	5	6	5
Pozo	12	6	11



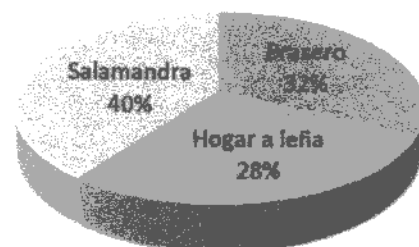
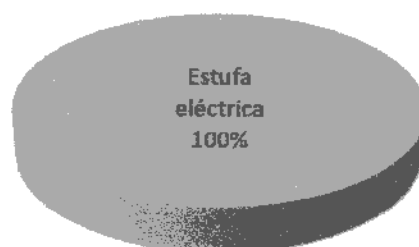
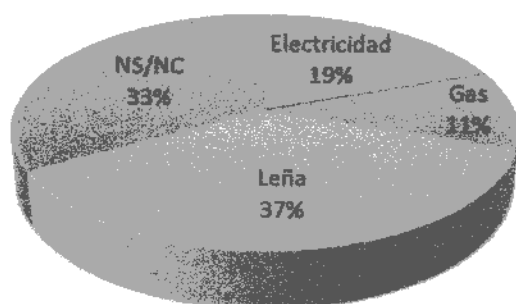
Electricidad	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
SI	98	100	99
NO	2	0	1

Cocción	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
Gas en garrafa	98	100	99
Gas en tubo	2	0	1

Equipo de calefacción	Parque Hermoso	Valle Hermoso	Total
Brasero	9	18	11
Calefactor a gas	2	0	1
Estufa a gas	12	0	9
Estufa eléctrica	14	24	16
Hogar a leña	10	6	9
Hogar a leña - Estufa eléctrica	0	6	1
Salamandra	16	6	13
Salamandra - Estufa eléctrica	7	0	5
NS/NC	31	41	33

Origen de la calefacción	Porcentaje	Porcentaje	Porcentaje
Electricidad	17	26	19
Gas	14	0	11
Leña	38	32	37
NS/NC	31	41	33

Tipo de calefacción



ANEXO IV

RESULTADOS DE LOS MODELOS DE VIVIENDA B6, A4 Y A6

ANEXO IV. Resultados de los modelos de vivienda B6, A4 y A6

Anexo IV.1. Modelo de vivienda B6

Tabla IV.1.7.1.2. Necesidades térmicas de calefacción durante meses de invierno para el modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [miles de kcal]	Energía mensual consumida [miles de kcal]
Baño	12	30	4,32	129,6
Cocina	12	30	8,64	259,2
Dormitorio	12	30	43,20	1.296,0
Estar-Comedor	12	30	31,68	950,4
Total			87,84	2.635,2

Tabla IV.1.7.1.4. Necesidades eléctricas de los distintos artefactos eléctricos del modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B6	Cantidad	Potencia [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Artefactos eléctricos						
Bomba de agua	1	290	0,96	30	0,28	8,35
Celular	3	5	2	6	0,01	0,18
Heladera	1	150	8	30	1,20	36,00
Lavarropas semi-auto.	1	200	1	15	0,10	3,00
Minicomponente	1	60	6	30	0,36	10,80
Plancha	1	1.000	1,5	4	0,20	6,00
Televisor color 14"	1	50	6	30	0,30	9,00
Total					2,44	73,33

Tabla IV.1.7.1.5. Consumo energético de la bomba de agua para el modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Bomba seleccionada en vivienda B6				
Marca y modelo	Potencia [W]	Caudal [m ³ /h]	Caudal [l/h]	[mCA]
Grundfos SQ1-35	290	1,25	1.250	30
Consumo de agua				
Cantidad de personas	Cantidad de litros por persona y por día		Cantidad de litros por vivienda y por día	
6	200		1.200	
Consumo de energía				
Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]		Energía mensual consumida [kWh]
0,96	30	0,278		8,35

Tabla IV.1.7.1.6. Iluminancia media del modelo de vivienda B6.

Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Lámparas	Bajo consumo		Incandescente equivalente		E _{med} [lux]
		Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	
Vivienda B6						
Baño	2	14	770	60	710	114
Cocina	2	16	950	75	935	95
Dormitorio	2	24	1.445	120	1.660	105
Estar - Comedor	3	30	1.940	150	2.160	113

Lámpara	OSRAM DULUX STAR Stick
Luminaria	OSRAM DULUX Compacta Cuadrada de Techo 270 [mm]

Tabla IV.1.7.1.7. Comparación entre lámparas bajo consumo e incandescentes equivalentes en vivienda B6.

Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida BC [kWh]	Energía mensual consumida IE [kWh]	Ahorro [%]
Vivienda B6					
Baño	8	30	6,72	28,80	77
Cocina	8	30	7,68	36,00	79
Dormitorio	8	30	34,56	172,80	80
Estar-Comedor	8	30	21,60	108,00	80
Subtotal			70,56	345,60	80
Total	Coeficiente de Simultaneidad 0,9		63,50	311,04	80

Tabla IV.1.7.1.8. Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el modelo de vivienda B6.

Fuente: Elaboración propia.

Cocción						
Descripción	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Anafe eléctrico	1	1.300	1,5	30	1,95	58,50
Horno eléctrico	1	1.300	1,5	30	1,95	58,50
Total					3,90	117,00

Tabla IV.1.7.1.9. Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Calefacción						
Espacio físico	Potencia real [W]	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [hs]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida [kWh]
Baño	418	-	-	-	-	-
Cocina	835	2	550	12	30	396
Dormitorio	1.392	3	550	12	30	1.782
Estar - Comedor	3.062	5	650	12	30	1.170
Total						3.348

Tabla IV.1.7.1.11. Necesidades térmicas mensuales de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en B6.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	Calefacción [miles de kcal/mes]	Cocción [miles de kcal/mes]	Agua caliente sanitaria	
			[litros/mes]	[miles de kcal/mes]
Enero	0	223,2	11.160	390,6
Febrero	0	201,6	10.080	352,8
Marzo	0	223,2	11.160	390,6
Abril	1.317,6	216,0	10.800	378,0
Mayo	1.976,4	223,2	11.160	390,6
Junio	2.635,2	216,0	10.800	378,0
Julio	2.635,2	223,2	11.160	390,6
Agosto	2635,2	223,2	11.160	390,6
Septiembre	1.976,4	216,0	10.800	378,0
Octubre	1.317,6	223,2	11.160	390,6
Noviembre	658,8	216,0	10.800	378,0
Diciembre	0	223,2	11.160	390,6
Anual	15.152,4	2.628,0	131.400	4.599,0

Tablas IV.1.7.1.12. Necesidades eléctricas mensuales en el modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Energía eléctrica mensual [kWh/mes]						
Mes	Iluminación	Artefactos eléctricos	Cocción	Calefacción	Básicas (*)	Comp. (**)
Enero	35,3	73,3	117,0	0	108,6	225,6
Febrero	44,1	73,3	117,0	0	117,4	234,4
Marzo	52,9	73,3	117,0	0	126,3	243,3
Abril	61,7	73,3	117,0	594,0	135,1	846,1
Mayo	70,6	73,3	117,0	891,0	143,9	1.151,9
Junio	70,6	73,3	117,0	1.188,0	143,9	1.448,9
Julio	70,6	73,3	117,0	1.188,0	143,9	1.448,9
Agosto	61,7	73,3	117,0	1.188,0	135,1	1.440,1
Septiembre	52,9	73,3	117,0	891,0	126,3	1.134,3
Octubre	44,1	73,3	117,0	594,0	117,4	828,4
Noviembre	35,3	73,3	117,0	297,0	108,6	522,6
Diciembre	35,3	73,3	117,0	0	108,6	225,6
Anual	635,0	886,0	1.404,0	6.831,0	1.515,0	9.750,0
P Máxima [W]	294	1.765	2.600	3.300	1.647,2	6.367,2
Coeficiente de simultaneidad = 0,8				Cos φ = 0,8		

(*) Las necesidades eléctricas básicas incluyen la iluminación y los artefactos eléctricos, y las necesidades eléctricas complementarias incluyen la iluminación, los artefactos eléctricos, la cocción y la calefacción.

Tablas IV.1.7.2.4. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1.090,15	[U\$S]	Inversión inicial		920,44	[U\$S]
Equipos principales		800,66	[U\$S]	Equipos principales		768,37	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]	Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		950,39	[U\$S/año]	Costos de producción		1.267,44	[U\$S/año]
Materia prima		919,97	[U\$S/año]	Materia prima		1.237,03	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	5.402	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	1.953	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	919,97	[U\$S/año]		Precio	1.237,03	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]	Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla 7.2.6. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	9.181,33	11.710,87
Costo anual uniforme	1.078,44	1.375,56
Costo capitalizado	10.594,02	13.594,84
Ahorro anual uniforme	297,12	

Tablas IV.1.7.2.7. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	1,44
GLP (Propano) [kg/año]	129,68
Leña (Quebracho) [kg/año]	365,03

Tablas IV.1.7.2.8. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1467,51	[U\$S]	Inversión inicial		1253,53	[U\$S]
Equipos principales		1117,19	[U\$S]	Equipos principales		1040,63	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		152,07	[U\$S]	Instalación de equipos		212,90	[U\$S]
Costos de producción		1419,59	[U\$S/año]	Costos de producción		1784,99	[U\$S/año]
Materia prima		1358,76	[U\$S/año]	Materia prima		1724,16	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	7978	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	2722	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	1358,76	[U\$S/año]		Precio	1724,16	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]	Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]	Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]	Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla IV.1.7.2.9. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	13.553,24	16.555,09
Costo anual uniforme	1.591,96	1.944,55
Costo capitalizado	15.663,37	19.274,22
Ahorro anual uniforme	352,60	

Tablas IV.1.7.2.10. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	0,92
GLP (Propano) [kg/año]	82,85
Leña (Quebracho) [kg/año]	233,21

Tabla IV.1.7.2.11. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0
Abril	169,85	3,77	172,09	11,47	469,7	0,39
Mayo	254,78	5,66	258,13	17,21	704,55	0,58
Junio	339,70	7,55	344,17	22,94	939,40	0,77
Julio	339,70	7,55	344,17	22,94	939,40	0,77
Agosto	339,70	7,55	344,17	22,94	939,40	0,77
Septiembre	254,78	5,66	258,13	5,66	704,55	0,58
Octubre	169,85	3,77	172,09	3,77	469,70	0,39
Noviembre	84,93	1,89	86,04	1,89	234,85	0,19
Diciembre	0	0	0	0	0	0
Anual	1.953,3	43,4	1.979,0	131,9	5.401,6	4,4

Tabla IV.1.7.2.12. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la cocción del modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Febrero	18,19	0,40	18,43	1,23	71,87	0,06
Marzo	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Abril	19,49	0,43	19,75	1,32	77,00	0,06
Mayo	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Junio	19,49	0,43	19,75	1,32	77,00	0,06
Julio	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Agosto	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Septiembre	19,49	0,43	19,75	1,32	77,00	0,06
Octubre	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Noviembre	19,49	0,43	19,75	1,32	77,00	0,06
Diciembre	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Anual	237,1	5,3	240,3	16,0	936,8	0,8

Tabla IV.1.7.2.13. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para ACS del modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Febrero	40,81	0,91	41,35	2,76	139,24	0,10
Marzo	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Abril	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Mayo	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Junio	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Julio	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Agosto	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Septiembre	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Octubre	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Noviembre	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Diciembre	45,19	1,00	45,78	3,05	125,77	0,11
Anual	532,0	11,8	539,1	35,9	1.639,5	1,3

Tabla IV.1.7.3.1. Termotanques solares aplicados al modelo de vivienda B6.
 Fuente: Elaboración propia.

B6 - 6 Personas - Clase baja						
Alternativa	Captador solar térmico		Acumulador solar		Rendimiento [%]	Precio final [U\$S]
	Cantidad	Área [m ²]	Cantidad	Volumen [litros]		
Cenit Solar	2	1,4	1	200	77,35	7.890,33
	2	1,4	1	200		
	2	1,4	1	200		
Energie S.A.	1	2,0	1	170	74,71	4.658,50
	2	2,0	1	250		
Innovar S.R.L.	3	2,0	1	395	74,71	2.878,47
Vademarco S.A.	1	2,1	1	200	73,83	2.086,59
	1	2,1	1	200		
	1	2,1	1	200		

Tablas IV.1.7.3.2. Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1			
Inversión inicial		2.632,57	[U\$S]
Equipos principales		2.358,85	[U\$S]
Instalación de equipos		273,72	[U\$S]
Costos de producción		147,75	[U\$S/año]
Materia prima		86,92	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	137	[kg/año]
	Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	86,92	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 2			
Inversión inicial		2.299,48	[U\$S]
Equipos principales		2.086,59	[U\$S]
Instalación de equipos		212,90	[U\$S]
Costos de producción		99,05	[U\$S/año]
Materia prima		68,63	[U\$S/año]
Energía eléctrica	Cantidad	1.379,36	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,05	[U\$S/kWh]
	Precio	68,63	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 3			
Inversión inicial		363,50	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		367,36	[U\$S/año]
Materia prima		336,95	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	532	[kg/año]
	Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	336,95	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 4			
Inversión inicial		496,35	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		367,22	[U\$S/año]
Materia prima		326,80	[U\$S/año]
Energía Eléctrica	Cantidad	5.346,99	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,06	[U\$S/kWh]
	Precio	326,80	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		405,11	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla IV.1.7.3.3. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Valor presente	3.995,42	3.142,72	3.596,04	3.693,73
Costo anual uniforme	469,30	369,14	422,39	433,86
Costo capitalizado	4.280,90	3.289,94	4.207,96	4.322,71
Ahorro anual uniforme				
Alternativa 1	-	-100,16	-46,91	-35,44
Alternativa 2	100,16	-	53,25	64,72

Tabla IV.1.7.3.4. Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS del modelo de vivienda B6.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)				GLP (Butano)			
	Sin energía solar		Con energía solar		Sin energía solar		Con energía solar	
	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]
Enero	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Febrero	40,81	0,91	10,53	0,23	41,35	2,76	10,67	0,71
Marzo	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Abril	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Mayo	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Junio	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Julio	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Agosto	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Septiembre	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Octubre	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Noviembre	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Diciembre	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Anual	532,05	11,82	137,25	3,05	539,05	35,94	139,06	9,27

Tablas IV.1.7.4.1. Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Vivienda B6
Consumo energético	4,13 [kWh/d]
Potencia promedio	0,17 [kW]
Potencia pico	0,55 [kW]
Aerogeneradores	Hummer 500 [W] Silfo 800 [W] Bornay 1.500 [W] Bornay 3.000 [W]
Altura	10 [m]
Paneles Fotovoltaicos	Evergreen 215 [Wp] Suntech 280 [Wp]
Reguladores	Morningstar TS-MPPT-45 Morningstar TS-MPPT-60
Baterías	Surette 4KS25P 1.900 [Ah] Surette 6CS25P 1.156 [Ah] Surette S460 460 [Ah] Trojan L16P 360 [Ah] Trojan T-105 225 [Ah]
Tensión CC	24 [V]
Inversor - Aislado	Qmax QM-2424SM
Precio de compra EDEA T1R - Cargo variable con subvención - Cargo fijo mensual	0,061 [U\$/kWh] 7,800 [U\$]
Costo extensión de red - Monofásico	3.650 [U\$/km]

Tablas IV.1.7.4.2. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda B6	Unidad	R	H	FV	E
Componentes					
Aerogeneradores 10 [m]	[kW]	-	2 x 0,5	-	1 x 1,5
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	6 x 0,215	14 x 0,215	-
Baterías	[Ah]	-	20 x 225	20 x 225	32 x 225
Inversor 24 [V]	[kW]	-	1 x 2,4	1 x 2,4	1 x 2,4
Contribución energética					
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	2.622 (62%)	-	2.727 (100%)
- Factor de capacidad	[%]	-	29,9	-	20,8
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	1.619 (38%)	3.777 (100%)	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	-
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	1.507 (100%)	-	-	-
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	-	-	-	-
Fracción renovable		0,000	1,000	1,000	1,000
Exceso de energía	[kWh/año]	-	2.552 (60,2%)	2.021 (53,5%)	1.056 (38,7%)
Autonomía	[hs]	-	110	110	176
Costos					
Inversión inicial	[U\$S]	0	18.402	21.606	26.242
Valor presente total	[U\$S]	1.686	21.765	24.996	31.217
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,06	1,59	1,83	2,28

Anexo IV.2. Modelo de vivienda A4

Tabla IV.2.7.1.2. Necesidades térmicas de calefacción durante meses de invierno para el modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [miles de kcal]	Energía mensual consumida [miles de kcal]
Baño	12	30	4,32	129,6
Cocina	12	30	7,20	216,0
Comedor	12	30	15,84	475,2
Dormitorio	12	30	28,80	864,0
Estar	12	30	15,84	475,2
Lavadero	12	30	4,32	129,6
Total			76,32	2.289,6

Tabla IV.2.7.1.4. Necesidades eléctricas de los distintos artefactos eléctricos del modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda A4	Cantidad	Potencia [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Artefactos eléctricos						
Aspiradora	1	750	1	4	0,10	3,00
Bomba de agua	1	290	1,92	30	0,56	16,70
Celular	4	5	2	6	0,01	0,24
Computadora	1	300	4	30	1,20	36,00
Cable satelital	2	25	3	30	0,15	4,50
Heladera con freezer	1	195	6	30	1,17	35,10
Horno de microondas	1	800	0,5	30	0,40	12,00
Lavarropas auto.	1	520	1	10	0,17	5,20
Minicomponente	1	60	4	30	0,24	7,20
Multiprocesadora	1	500	0,25	4	0,02	0,50
Plancha	1	1.000	1	4	0,13	4,00
Reproductor de video	1	100	2	4	0,03	0,80
Secador de cabello	1	500	0,25	15	0,06	1,88
Secarropas centrifugo	1	240	0,5	20	0,08	2,40
Televisor color 14"	1	50	2	30	0,10	3,00
Televisor color 20"	1	70	4	30	0,28	8,40
Total					4,70	140,92

Tabla IV.2.7.1.5. Consumo energético de la bomba de agua para el modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Bomba seleccionada en vivienda A4				
Marca y modelo	Potencia [W]	Caudal [m ³ /h]	Caudal [l/h]	[mCA]
Grundfos SQ1-35	290	1,25	1.250	30
Consumo de agua				
Cantidad de personas	Cantidad de litros por persona y por día		Cantidad de litros por vivienda y por día	
4	600		2.400	
Consumo de energía				
Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]	
1,92	30	0,557	16,70	

Tabla IV.2.7.1.6. Iluminancia media del modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Lámparas	Bajo consumo		Incandescente equivalente		E _{med} [lux]
		Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	
Vivienda A4						
Baño	2	14	770	60	710	114
Cocina	2	16	950	75	935	108
Comedor	2	24	1.445	120	1.660	97
Dormitorio	2	24	1.445	120	1.660	105
Estar	2	24	1.445	120	1.660	97
Lavadero	2	14	770	60	710	114

Lámpara	OSRAM DULUX STAR Stick
Luminaria	OSRAM DULUX Compacta Cuadrada de Techo 270 [mm]

Tabla IV.2.7.1.7. Comparación entre lámparas bajo consumo e incandescentes equivalentes en vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida BC [kWh]	Energía mensual consumida IE [kWh]	Ahorro [%]
Vivienda A4					
Baño	8	30	6,72	28,80	77
Cocina	8	30	7,68	36,00	79
Comedor	8	30	11,52	57,60	80
Dormitorio	8	30	23,04	115,20	80
Estar	8	30	11,52	57,60	80
Lavadero	8	30	6,72	28,80	77
Subtotal			67,20	324,00	79
Total	Coeficiente de Simultaneidad 0,9		30,48	291,60	79

Tabla IV.2.7.1.8. Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Cocción						
Descripción	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Anafe eléctrico	1	1.300	1	30	1,30	39
Horno eléctrico	1	1.300	1	30	1,30	39
Total					2,60	78,0

Tabla IV.2.7.1.9. Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Calefacción						
Espacio físico	Potencia real [W]	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [hs]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida [kWh]
Baño	418	-	-	-	-	-
Cocina	696	2	550	12	30	396
Comedor	1.531	3	550	12	30	594
Dormitorio	1.392	3	550	12	30	1.188
Estar	1.531	3	550	12	30	594
Lavadero	418	-	-	-	-	-
Total						2.772,0

Tabla IV.2.7.1.11. Necesidades térmicas mensuales de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	Calefacción [miles de kcal/mes]	Cocción [miles de kcal/mes]	Agua caliente sanitaria	
			[litros/mes]	[miles de kcal/mes]
Enero	0	148,8	7.440	260,4
Febrero	0	134,4	6.720	235,2
Marzo	0	148,8	7.440	260,4
Abril	1.144,8	144,0	7.200	252,0
Mayo	1.717,2	148,8	7.440	260,4
Junio	2.289,6	144,0	7.200	252,0
Julio	2.289,6	148,8	7.440	260,4
Agosto	2.289,6	148,8	7.440	260,4
Septiembre	1.717,2	144,0	7.200	252,0
Octubre	1.144,8	148,8	7.440	260,4
Noviembre	572,4	144,0	7.200	252,0
Diciembre	0	148,8	7.440	260,4
Anual	13.165,2	1.752,0	87.600	3.066,0

Tablas IV.2.7.1.12. Necesidades eléctricas mensuales en el modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Energía eléctrica mensual [kWh/mes]						
Mes	Iluminación	Artefactos eléctricos	Cocción	Calefacción	Básicas ^(*)	Comp. ^(*)
Enero	33,6	140,9	0	78,0	174,5	252,5
Febrero	42,0	140,9	0	78,0	182,9	260,9
Marzo	50,4	140,9	0	78,0	191,3	269,3
Abril	58,8	140,9	495,0	78,0	199,7	772,7
Mayo	67,2	140,9	742,5	78,0	208,1	1.028,6
Junio	67,2	140,9	990,0	78,0	208,1	1.276,1
Julio	67,2	140,9	990,0	78,0	208,1	1.276,1
Agosto	58,8	140,9	990,0	78,0	199,7	1.276,1
Septiembre	50,4	140,9	742,5	78,0	191,3	1.011,8
Octubre	42,0	140,9	495,0	78,0	182,9	755,9
Noviembre	33,6	140,9	247,5	78,0	174,5	500,0
Diciembre	33,6	140,9	0	78,0	174,5	252,5
Anual	604,8	1.691,0	5.692,5	936,0	2.295,8	8.924,3
P Máxima [W]	280	5.445	2.750	2.600	5.152,5	9.967,5
Coeficiente de simultaneidad = 0,9						
Cos φ = 0,8						

(*) Las necesidades eléctricas básicas incluyen la iluminación y los artefactos eléctricos, y las necesidades eléctricas complementarias incluyen la iluminación, los artefactos eléctricos, la cocción y la calefacción.

Tablas IV.2.7.2.4. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1.090,15	[U\$S]	Inversión inicial		475,43	[U\$S]
Equipos principales		800,66	[U\$S]	Equipos principales		384,18	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]	Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		829,74	[U\$S/año]	Costos de producción		1.105,21	[U\$S/año]
Materia prima		799,32	[U\$S/año]	Materia prima		1.074,79	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	4.693	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	1.697	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	799,32	[U\$S/año]		Precio	1.074,79	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]	Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla 7.2.6. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	8154,15	9884,68
Costo anual uniforme	957,78	1161,05
Costo capitalizado	9387,50	11527,50
Ahorro anual uniforme	203,27	

Tablas IV.2.7.2.7. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	5,20
GLP (Propano) [kg/año]	468,29
Leña (Quebracho) [kg/año]	1.318,15

Tablas IV.2.7.2.8. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1467,51	[U\$S]	Inversión inicial		808,52	[U\$S]
Equipos principales		1117,19	[U\$S]	Equipos principales		656,45	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		152,07	[U\$S]	Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		1152,67	[U\$S/año]	Costos de producción		1460,38	[U\$S/año]
Materia prima		1091,84	[U\$S/año]	Materia prima		1399,55	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	6411	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	2210	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	1091,84	[U\$S/año]		Precio	1399,55	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]	Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]	Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]	Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla IV.2.7.2.9. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	11.280,85	13.346,49
Costo anual uniforme	1.325,04	1.567,67
Costo capitalizado	12.994,23	15.583,11
Ahorro anual uniforme	242,63	

Tablas IV.2.7.2.10. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	4,69
GLP (Propano) [kg/año]	422,36
Leña (Quebracho) [kg/año]	1.188,87

Tabla IV.2.7.2.11. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0
Abril	147,58	3,28	149,52	9,97	408,10	0,33
Mayo	221,36	4,92	224,28	14,95	612,15	0,50
Junio	295,15	6,56	299,04	19,94	816,20	0,67
Julio	295,15	6,56	299,04	19,94	816,20	0,67
Agosto	295,15	6,56	299,04	19,94	816,20	0,67
Septiembre	221,36	4,92	224,28	14,95	612,15	0,50
Octubre	147,58	3,28	149,52	9,97	408,10	0,33
Noviembre	73,79	1,64	74,76	4,98	204,05	0,17
Diciembre	0	0	0	0	0	0
Anual	1.697,1	37,7	1.719,5	114,6	4.693,2	3,8

Tabla IV.2.7.2.12. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la cocción del modelo de vivienda A4.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Febrero	12,13	0,27	12,29	0,82	47,91	0,04
Marzo	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Abril	12,99	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Mayo	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Junio	12,13	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Julio	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Agosto	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Septiembre	12,13	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Octubre	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Noviembre	12,13	0,29	13,17	0,88	51,33	0,04
Diciembre	13,43	0,30	13,60	0,91	53,04	0,04
Anual	158,1	3,5	160,2	10,7	624,6	0,5

Tabla IV.2.7.2.13. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para ACS del modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Febrero	27,21	0,60	28,57	1,84	83,84	0,07
Marzo	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Abril	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Mayo	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Junio	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Julio	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Agosto	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Septiembre	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Octubre	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Noviembre	29,15	0,65	29,54	1,97	89,83	0,07
Diciembre	30,13	0,67	30,52	2,03	92,83	0,08
Anual	354,7	7,9	359,4	24,0	1.093,0	0,9

Tabla IV.2.7.3.1. Termotanques solares aplicados al modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

A4 - 4 Personas - Clase media						
Alternativa	Captador solar térmico		Acumulador solar		Rendimiento [%]	Precio final [U\$S]
	Cantidad	Área [m ²]	Cantidad	Volumen [litros]		
Cenit Solar	2	1,365	1	200	77,35	5.260,22
	2	1,365	1	200		
Energe S.A.	2	2	1	250	74,71	2.832,50
Innovar S.R.L.	2	2	1	266	74,71	2.097,23
Vademarco S.A.	1	2,1	1	200	73,83	1.391,06
	1	2,1	1	200		

Tablas IV.2.7.3.2. Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda A4.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1.876,22	[U\$S]	Inversión inicial		1.543,13	[U\$S]
Equipos principales		1.663,32	[U\$S]	Equipos principales		1.391,06	[U\$S]
Instalación de equipos		212,90	[U\$S]	Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		118,78	[U\$S/año]	Costos de producción		76,17	[U\$S/año]
Materia prima		57,95	[U\$S/año]	Materia prima		45,75	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	92	[kg/año]	Energía eléctrica	Cantidad	919,57	[kWh/año]
	Precio kg	0,63	[U\$S/kg]		Precio [kWh]	0,05	[U\$S/kWh]
	Precio	57,95	[U\$S/año]		Precio	45,75	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]	Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		272,26	[U\$S]	Reemplazo		0,00	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]	Equipos principales		0,00	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 3			
Inversión inicial		363,50	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		255,05	[U\$S/año]
Materia prima		224,63	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	355	[kg/año]
	Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	224,63	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Alternativa 4			
Inversión inicial		496,35	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]
Costos de producción		248,28	[U\$S/año]
Materia prima		217,87	[U\$S/año]
Energía Eléctrica	Cantidad	3.564,66	[kWh/año]
	Precio [kWh]	0,06	[U\$S/kWh]
	Precio	217,87	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Reemplazo		405,11	[U\$S]
Equipos principales		405,11	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla IV.2.7.3.3. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4.

Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Valor presente	2.992,39	2.191,59	2.639,83	2.766,31
Costo anual uniforme	351,48	257,42	310,07	324,93
Costo capitalizado	3.234,80	2.304,81	3.084,80	3.233,37
Ahorro anual uniforme	Alternativa 1	-	-41,41	-26,56
	Alternativa 2	94,06	-	67,51

Tabla IV.2.7.3.4. Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS del modelo de vivienda A4.

Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)				GLP (Butano)			
	Sin energía solar		Con energía solar		Sin energía solar		Con energía solar	
	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]
Enero	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Febrero	27,21	0,60	7,02	0,16	27,57	1,84	7,11	0,47
Marzo	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Abril	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Mayo	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Junio	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Julio	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Agosto	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Septiembre	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Octubre	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Noviembre	29,15	0,65	7,52	0,17	29,54	1,97	7,62	0,51
Diciembre	30,13	0,67	7,77	0,17	30,52	2,03	7,87	0,52
Anual	354,7	7,9	91,5	2,0	359,4	24,0	92,7	6,2

Tablas IV.2.7.4.1. Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Vivienda A4
Consumo energético	6,25 [kWh/d]
Potencia promedio	0,26 [kW]
Potencia pico	0,80 [kW]
Aerogeneradores	Silfo 800 [W] Fiasa 1.500 [W] Bornay 3.000 [W] Hummer 5.000 [W]
Altura	10 [m]
Paneles Fotovoltaicos	Evergreen 215 [Wp] Suntech 280 [Wp]
Reguladores	Morningstar TS-MPPT-45 Morningstar TS-MPPT-60
Baterías	Surrette 4KS25P 1.900 [Ah] Surrette 6CS25P 1.156 [Ah] Surrette S460 460 [Ah] Trojan L16P 360 [Ah] Trojan T-105 225 [Ah]
Tensión CC	48 [V]
Inversor - Aislado	Phoenix 48/5000
Precio de compra EDEA T1R - Cargo variable con subvención - Cargo fijo mensual	0,061 [U\$/kWh] 7,800 [U\$]
Costo extensión de red - Monofásico	3.650 [U\$/km]

Tablas IV.2.7.4.2. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda A4	Unidad	R	H	FV	E
Componentes					
Aerogeneradores 10 [m]	[kW]	-	1 x 0,8	-	1 x 3,0
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	16 x 0,215	20 x 0,215	-
Baterías	[Ah]	-	24 x 225	32 x 225	40 x 225
Inversor 24 [V]	[kW]	-	1 x 5,0	1 x 5,0	1 x 5,0
Contribución energética					
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	1.617 (27%)	-	5.042 (100%)
- Factor de capacidad	[%]	-	23,1	-	19,2
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	4.317 (73%)	5.396 (100%)	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	-
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	2.281 (100%)	-	-	-
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	-	-	-	-
Fracción renovable		0,000	1,000	1,000	1,000
Exceso de energía	[kWh/año]	-	3.354 (56,5%)	2.736 (50,7%)	2.487 (49,3%)
Autonomía	[hs]	-	87,1	116	145
Costos					
Inversión inicial	[U\$S]	0	39.130	38.403	44.302
Valor presente total	[U\$S]	2.115	43.294	43.762	50.789
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,06	2,09	2,11	2,45

Anexo IV.3. Modelo de vivienda A6

Tabla IV.3.7.1.2. Necesidades térmicas de calefacción durante meses de invierno para el modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [miles de kcal]	Energía mensual consumida [miles de kcal]
Baño	12	30	8,64	259,2
Cocina	12	30	8,64	259,2
Comedor	12	30	17,28	518,4
Dormitorio	12	30	43,20	1.296,0
Estar	12	30	20,16	604,8
Lavadero	12	30	5,76	172,8
Total			103,68	3.110,4

Tabla IV.3.7.1.4. Necesidades eléctricas de los distintos artefactos eléctricos del modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Vivienda A6	Cantidad	Potencia [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Artefactos eléctricos						
Aspiradora	1	750	1,5	4	0,15	4,50
Bomba de agua	1	290	2,88	30	0,84	25,06
Celular	6	5	2	6	0,01	0,36
Computadora	1	300	6	30	1,80	54,00
Cable satelital	3	25	4	30	0,30	9,00
Heladera con freezer	1	195	8	30	1,56	46,80
Horno de microondas	1	800	0,75	30	0,60	18,00
Lavarropas auto.	1	520	1	15	0,26	7,80
Minicomponente	1	60	6	30	0,36	10,80
Multiprocesadora	1	500	0,25	4	0,02	0,50
Plancha	1	1.000	1,5	4	0,20	6,00
Reproductor de video	1	100	2	4	0,03	0,80
Secador de cabello	1	500	0,25	15	0,06	1,88
Secarropas centrífugo	1	240	0,5	30	0,12	3,60
Televisor color 14"	2	50	3	30	0,30	9,00
Televisor color 20"	1	70	6	30	0,42	12,60
Total					7,02	210,69

Tabla IV.3.7.1.5. Consumo energético de la bomba de agua para el modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Bomba seleccionada en vivienda A6				
Marca y modelo	Potencia [W]	Caudal [m ³ /h]	Caudal [l/h]	[mCA]
Grundfos SQ1-35	290	1,25	1.250	30
Consumo de agua				
Cantidad de personas	Cantidad de litros por persona y por día		Cantidad de litros por vivienda y por día	
6	600		3.600	
Consumo de energía				
Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]	
2,88	30	0,835	25,06	

Tabla IV.3.7.1.6. Iluminancia media del modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Lámparas	Bajo consumo		Incandescente equivalente		E _{med} [lux]
		Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	Potencia [W]	Flujo luminoso [lm]	
Vivienda A6						
Baño	2	14	770	60	710	114
Cocina	2	16	950	75	935	95
Comedor	2	30	1.940	150	2.160	122
Dormitorio	2	24	1.445	120	1.660	105
Estar	2	30	1.940	150	2.160	108
Lavadero	2	14	770	60	710	99

Lámpara	OSRAM DULUX STAR Stick
Luminaria	OSRAM DULUX Compacta Cuadrada de Techo 270 [mm]

Tabla IV.3.7.1.7. Comparación entre lámparas bajo consumo e incandescentes equivalentes en vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Espacio físico	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida BC [kWh]	Energía mensual consumida IE [kWh]	Ahorro [%]
Vivienda A6					
Baño	8	30	13,44	57,60	77
Cocina	8	30	7,68	36,00	79
Comedor	8	30	14,40	72,00	80
Dormitorio	8	30	34,56	172,80	80
Estar	8	30	14,40	72,00	80
Lavadero	8	30	6,72	28,80	77
Subtotal			91,20	439,20	79
Total	Coeficiente de Simultaneidad 0,9		82,08	395,28	79

Tabla IV.3.7.1.8. Consumos eléctricos mensuales estimados para cocción en el modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Cocción						
Descripción	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [horas]	Uso promedio mensual [días]	Energía diaria consumida [kWh]	Energía mensual consumida [kWh]
Anafe eléctrico	1	1.300	1,5	30	1,95	58,50
Horno eléctrico	1	1.300	1,5	30	1,95	58,50
Total					3,90	117,0

Tabla IV.3.7.1.9. Consumos eléctricos mensuales estimados para calefacción en el modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Calefacción						
Espacio físico	Potencia real [W]	Cantidad	Potencia individual [W]	Uso promedio diario [hs]	Uso promedio mensual [días]	Energía mensual consumida [kWh]
Baño	418	-	-	-	-	-
Cocina	835	2	550	12	30	396,00
Comedor	1.670	3	550	12	30	594,00
Dormitorio	1.392	3	550	12	30	1.782,00
Estar	1.949	3	650	12	30	702,00
Lavadero	557	-	-	-	-	-
Total						3.474,0

Tabla IV.3.7.1.11. Necesidades térmicas mensuales de calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en A6.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	Calefacción	Cocción	Agua caliente sanitaria	
	[miles de kcal/mes]	[miles de kcal/mes]	[litros/mes]	[miles de kcal/mes]
Enero	0	223,2	11.160	390,6
Febrero	0	201,6	10.080	352,8
Marzo	0	223,2	11.160	390,6
Abril	1.555,2	216,0	10.800	378,0
Mayo	2.332,8	223,2	11.160	390,6
Junio	3.110,4	216,0	10.800	378,0
Julio	3.110,4	223,2	11.160	390,6
Agosto	3.110,4	223,2	11.160	390,6
Septiembre	2.332,8	216,0	10.800	378,0
Octubre	1.555,2	223,2	11.160	390,6
Noviembre	777,6	216,0	10.800	378,0
Diciembre	0	223,2	11.160	390,6
Anual	17.884,8	2.628,0	131.400	4.730,4

Tablas IV.3.7.1.12. Necesidades eléctricas mensuales en el modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Energía eléctrica mensual [kWh/mes]						
Mes	Iluminación	Artefactos eléctricos	Cocción	Calefacción	Básicas ^(*)	Comp. ^(*)
Enero	45,6	210,7	0	117,0	256,3	373,3
Febrero	57,0	210,7	0	117,0	267,7	384,7
Marzo	68,4	210,7	0	117,0	279,1	396,1
Abril	79,8	210,7	711,0	117,0	290,5	1.118,5
Mayo	91,2	210,7	1.066,5	117,0	301,9	1.485,4
Junio	91,2	210,7	1.422,0	117,0	301,9	1.840,9
Julio	91,2	210,7	1.422,0	117,0	301,9	1.840,9
Agosto	79,8	210,7	1.422,0	117,0	290,5	1.829,5
Septiembre	68,4	210,7	1.066,5	117,0	279,1	1.462,6
Octubre	57,0	210,7	711,0	117,0	267,7	1.095,7
Noviembre	45,6	210,7	355,5	117,0	256,3	728,6
Diciembre	45,6	210,7	0	117,0	256,3	373,3
Anual	820,8	2.528,3	8.176,5	1.404,0	3.349,1	12.929,6
P Máxima [W]	380	5.530	3.950	2.600	4.728	9.968
Coeficiente de simultaneidad = 0,9				Cos φ = 0,8		

(*) Las necesidades eléctricas básicas incluyen la iluminación y los artefactos eléctricos, y las necesidades eléctricas complementarias incluyen la iluminación, los artefactos eléctricos, la cocción y la calefacción.

Tablas IV.3.7.2.4. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1.090,15	[U\$S]	Inversión inicial		920,44	[U\$S]
Equipos principales		800,66	[U\$S]	Equipos principales		768,37	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		91,24	[U\$S]	Instalación de equipos		152,07	[U\$S]
Costos de producción		1.116,28	[U\$S/año]	Costos de producción		1.490,51	[U\$S/año]
Materia prima		1.085,87	[U\$S/año]	Materia prima		1.460,10	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	6.376	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	2.306	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	1.085,87	[U\$S/año]		Precio	1.460,10	[U\$S/año]
Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]	Mantenimiento		30,41	[U\$S/año]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla 7.2.6. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	10.593,70	13.610,00
Costo anual uniforme	1.244,33	1.598,62
Costo capitalizado	12.252,99	15.625,54
Ahorro anual uniforme	354,29	

Tablas IV.3.7.2.7. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción en el modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	1,44
GLP (Propano) [kg/año]	129,68
Leña (Quebracho) [kg/año]	365,03

Tablas IV.3.7.2.8. Evaluación económica de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1				Alternativa 2			
Inversión inicial		1.467,51	[U\$S]	Inversión inicial		1.253,53	[U\$S]
Equipos principales		1.117,19	[U\$S]	Equipos principales		1.040,63	[U\$S]
Accesorios		198,25	[U\$S]	Accesorios		0,00	[U\$S]
Instalación de equipos		152,07	[U\$S]	Instalación de equipos		212,90	[U\$S]
Costos de producción		1.585,48	[U\$S/año]	Costos de producción		2.008,06	[U\$S/año]
Materia prima		1.524,66	[U\$S/año]	Materia prima		1.947,23	[U\$S/año]
Leña (Quebracho)	Cantidad	8.952	[kg/año]	GLP SS (Propano)	Cantidad	3.075	[kg/año]
	Precio kg	0,17	[U\$S/kg]		Precio kg	0,63	[U\$S/kg]
	Precio	1.524,66	[U\$S/año]		Precio	1.947,23	[U\$S/año]
Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]	Mantenimiento		60,83	[U\$S/año]
Reemplazo		0,00	[U\$S]	Reemplazo		272,26	[U\$S]
Equipos principales		0,00	[U\$S]	Equipos principales		272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto		20	[años]	Vida útil del proyecto		20	[años]

Tabla IV.3.7.2.9. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1 y 2 para la calefacción, cocción y agua caliente sanitaria del modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2
Valor presente	14.965,62	18.454,21
Costo anual uniforme	1.757,86	2.167,63
Costo capitalizado	17.322,34	21.504,93
Ahorro anual uniforme	409,77	

Tablas IV.3.7.2.10. Punto de equivalencia de las alternativas 1 y 2 para calefacción, cocción y agua caliente sanitaria en el modelo de vivienda A6.
Fuente: Elaboración propia.

Punto de equivalencia	
Energía [Millones de kcal/año]	0,92
GLP (Propano) [kg/año]	82,85
Leña (Quebracho) [kg/año]	233,21

Tabla IV.3.7.2.11. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la calefacción del modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0
Abril	200,48	4,46	203,12	13,54	554,40	0,45
Mayo	300,72	6,64	304,68	20,31	831,60	0,68
Junio	400,96	8,91	406,24	27,08	1.108,80	0,91
Julio	400,96	8,91	406,24	27,08	1.108,80	0,91
Agosto	400,96	8,91	406,24	27,08	1.108,80	0,91
Septiembre	300,72	6,64	304,68	20,31	831,60	0,68
Octubre	200,48	4,46	203,12	13,54	554,40	0,45
Noviembre	100,24	2,23	101,56	6,77	277,20	0,23
Diciembre	0	0	0	0	0	0
Anual	2.305,5	51,2	2.335,9	155,7	6.375,6	5,2

Tabla IV.3.7.2.12. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para la cocción del modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Febrero	18,19	0,40	18,43	1,23	71,87	0,06
Marzo	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Abril	19,49	0,43	19,75	1,32	77,000	0,06
Mayo	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Junio	19,49	0,43	19,75	1,32	77,000	0,06
Julio	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Agosto	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Septiembre	19,49	0,43	19,75	1,32	77,000	0,06
Octubre	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Noviembre	19,49	0,43	19,75	1,32	77,000	0,06
Diciembre	20,14	0,45	20,41	1,36	79,57	0,07
Anual	237,1	5,3	240,3	16,0	936,8	0,8

Tabla IV.3.7.2.13. Combustible necesario en las alternativas 1 y 2 para ACS del modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)		GLP (Butano)		Leña (Quebracho)	
	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[garrafas/mes]	[kg/mes]	[m ³ /mes]
Enero	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Febrero	40,81	0,91	41,35	2,76	125,77	0,10
Marzo	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Abril	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Mayo	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Junio	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Julio	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Agosto	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Septiembre	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Octubre	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Noviembre	43,73	0,97	44,31	2,95	134,75	0,11
Diciembre	45,19	1,00	45,78	3,05	139,24	0,11
Anual	532,0	11,8	539,1	35,9	1.639,5	1,3

Tabla IV.3.7.3.1. Termotanques solares aplicados al modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

A6 - 6 Personas - Clase media						
Alternativa	Captador solar térmico		Acumulador solar		Rendimiento [%]	Precio final [U\$S]
	Cantidad	Área [m ²]	Cantidad	Volumen [litros]		
Cenit Solar	2	1,365	1	200	77,35	7.890,33
	2	1,365	1	200		
	2	1,365	1	200		
Energie S.A.	1	2	1	170	74,71	4.658,50
	2	2	1	250		
Innovar S.R.L.	3	2	1	395	74,71	2.878,47
Vademarco S.A.	1	2,1	1	200	73,83	2.086,59
	1	2,1	1	200		
	1	2,1	1	200		

Tablas IV.3.7.3.2. Evaluación económica de las alternativas 1, 2, 3 y 4 del modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Alternativa 1		
Inversión inicial	2.632,57	[U\$S]
Equipos principales	2.358,85	[U\$S]
Instalación de equipos	273,72	[U\$S]
Costos de producción	147,75	[U\$S/año]
Materia prima	86,92	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	137 [kg/año]
	Precio kg	0,63 [U\$S/kg]
	Precio	86,92 [U\$S/año]
Mantenimiento	60,83	[U\$S/año]
Reemplazo	272,26	[U\$S]
Equipos principales	272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto	20	[años]

Alternativa 2		
Inversión inicial	2.299,48	[U\$S]
Equipos principales	2.086,59	[U\$S]
Instalación de equipos	212,90	[U\$S]
Costos de producción	99,05	[U\$S/año]
Materia prima	68,63	[U\$S/año]
Energía eléctrica	Cantidad	1.379,36 [kWh/año]
	Precio [kWh]	0,05 [U\$S/kWh]
	Precio	68,63 [U\$S/año]
Mantenimiento	30,41	[U\$S/año]
Reemplazo	0,00	[U\$S]
Equipos principales	0,00	[U\$S]
Vida útil del proyecto	20	[años]

Alternativa 3		
Inversión inicial	363,50	[U\$S]
Equipos principales	272,26	[U\$S]
Instalación de equipos	91,24	[U\$S]
Costos de producción	367,36	[U\$S/año]
Materia prima	336,95	[U\$S/año]
GLP SS (Propano)	Cantidad	532 [kg/año]
	Precio kg	0,63 [U\$S/kg]
	Precio	336,95 [U\$S/año]
Mantenimiento	30,41	[U\$S/año]
Reemplazo	272,26	[U\$S]
Equipos principales	272,26	[U\$S]
Vida útil del proyecto	20	[años]

Alternativa 4		
Inversión inicial	496,35	[U\$S]
Equipos principales	405,11	[U\$S]
Instalación de equipos	91,24	[U\$S]
Costos de producción	422,01	[U\$S/año]
Materia prima	391,59	[U\$S/año]
Energía Eléctrica	Cantidad	5.346,99 [kWh/año]
	Precio [kWh]	0,07 [U\$S/kWh]
	Precio	391,59 [U\$S/año]
Mantenimiento	30,41	[U\$S/año]
Reemplazo	405,11	[U\$S]
Equipos principales	405,11	[U\$S]
Vida útil del proyecto	20	[años]

Tabla IV.3.7.3.3. Valor presente, costo anual uniforme, costo capitalizado y ahorro anual uniforme de las alternativas 1, 2, 3 y 4.
 Fuente: Elaboración propia.

Variable [U\$S]	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Valor presente	3.995,42	3.142,72	3.596,04	4.245,31
Costo anual uniforme	469,30	369,14	422,39	498,65
Costo capitalizado	4.280,90	3.289,94	4.207,96	4.970,60
Ahorro anual uniforme	Alternativa 1	-	-100,16	-46,91
	Alternativa 2	100,16	-	53,25
				29,35
				129,51

Tabla IV.3.7.3.4. Combustible necesario en las alternativas 1, 2, 3 y 4 para ACS del modelo de vivienda A6.
 Fuente: Elaboración propia.

Mes	GLP (Propano)				GLP (Butano)			
	Sin energía solar		Con energía solar		Sin energía solar		Con energía solar	
	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]	[kg]	[garrafas]
Enero	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Febrero	40,81	0,91	10,53	0,23	41,35	2,76	10,67	0,71
Marzo	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Abril	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Mayo	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Junio	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Julio	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Agosto	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Septiembre	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Octubre	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Noviembre	43,73	0,97	11,28	0,25	44,31	2,95	11,43	0,76
Diciembre	45,19	1,00	11,66	0,26	45,78	3,05	11,81	0,79
Anual	532,0	11,8	137,3	3,1	539,1	35,9	139,1	9,3

Tablas IV.3.7.4.1. Parámetros y consideraciones utilizadas para las simulaciones.
 Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Vivienda A6
Consumo energético	9,12 [kWh/d]
Potencia promedio	0,38 [kW]
Potencia pico	1,16 [kW]
Aerogeneradores	Fiasa 1.500 [W] Wintec 1.500 [W] Bornay 3.000 [W] Hummer 5.000 [W] Bornay 6.000 [W]
Altura	10 [m]
Paneles Fotovoltaicos	Evergreen 215 [Wp] Suntech 280 [Wp]
Reguladores	Morningstar TS-MPPT-45 Morningstar TS-MPPT-60
Baterías	Surrette 4KS25P 1.900 [Ah] Surrette 6CS25P 1.156 [Ah] Surrette S460 460 [Ah] Trojan L16P 360 [Ah] Trojan T-105 225 [Ah]
Tensión CC	48 [V]
Inversor - Aislado	Qmax QM-6048SM
Precio de compra EDEA T1R - Cargo variable con subvención - Cargo fijo mensual	0,073 [U\$/kWh] 7,800 [U\$]
Costo extensión de red - Monofásico	3.650 [U\$/km]

Tablas IV.3.7.4.2. Resultados de las mejores combinaciones de los modelos simulados.
 Fuente: Elaboración propia.

Vivienda A6	Unidad	R	H	FV	E
Componentes					
Aerogeneradores 10 [m]	[kW]	-	1 x 1,5	-	1 x 6,0
Paneles fotovoltaicos	[kWp]	-	24 x 0,215	28 x 0,215	-
Baterías	[Ah]	-	32 x 225	48 x 225	48 x 225
Inversor 24 [V]	[kW]	-	1 x 6,0	1 x 6,0	1 x 6,0
Contribución energética					
Aerogeneradores	[kWh/año]	-	1.900 (23%)	-	8.590 (100%)
- Factor de capacidad	[%]	-	14,5	-	16,3
Paneles fotovoltaicos	[kWh/año]	-	6.475 (77%)	7.555 (100%)	-
- Factor de capacidad	[%]	-	14,3	14,3	-
Compra a red eléctrica	[kWh/año]	3.329 (100%)	-	-	-
Venta a red eléctrica	[kWh/año]	-	-	-	-
Fracción renovable		0,000	1,000	1,000	1,000
Exceso de energía	[kWh/año]	-	4.608 (55%)	3.672 (48,6%)	4.890 (56,9%)
Autonomía	[hs]	-	79,6	119	119
Costos					
Inversión inicial	[U\$S]	0	44.924	44.398	55.646
Valor presente total	[U\$S]	3.062	50.675	52.382	63.944
Costo de la energía	[U\$S/kWh]	0,07	1,68	1,73	2,12