



FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL
SANTA FE, ARGENTINA

Tesis presentada como parte de los requisitos de la Universidad Nacional del Litoral, para la obtención del Grado Académico de Doctor en Ingeniería Química.

Modelos de optimización para la gestión de inversiones en fuentes de energía con énfasis en energías renovables

Autor: Julio Rolando Flores

Director:

Dr. Aldo Vecchietti

Co-Director:

Dr. Jorge M. Montagna



Jurados:

Dra. Soledad Díaz

Dr. Anibal M. Blanco

Dr. Carlos A. Méndez

Santa Fe (Argentina), Noviembre de 2014

Agradecimientos.

No es posible llegar a esta instancia sin sentir la necesidad de expresar agradecimientos a todas las personas que me acompañaron y me brindaron su apoyo incondicional a lo largo de todo este proceso.

En primer lugar quiero agradecer y dar un gran reconocimiento a mi director, el Dr. Aldo Vecchiatti, que me acompañó en todo momento y estoy seguro que sin su guía y su tutela nunca hubiera podido alcanzar esta instancia. Fue un participante activo en la realización de esta tesis, siempre aportando ideas y brindando su ayuda sin comprometer mi libertad de trabajo. En este momento me vienen miles de anécdotas en donde siempre me sentí incentivado a explorar nuevas posibilidades.

Quiero agradecer a mi familia y amigos que siempre estuvieron presentes y me brindaron su apoyo en los momentos complicados. Un especial agradecimiento a Analia Rodriguez que me acompañó durante el inicio de mi doctorado con la cual me sentí muy acompañado y casi amparado. Y sin duda debo agradecer a mi gran amiga Daniela Laoretani la cual se ha convertido en mi gran apoyo en este momento final y se ha ido convirtiendo en una gran compañía.

RESUMEN.

Las políticas energéticas que llevan a cabo varios países deben enfrentar varios desafíos para continuar con su crecimiento y mantener la calidad de vida de su población. Los objetivos principales son: asegurar el suministro de energía, con bajo ó nulo impacto ambiental y que sea económicamente competitivo.

Teniendo en cuenta lo expresado en el párrafo anterior, es que se abordó el trabajo de investigación de esta tesis doctoral. El objetivo es desarrollar modelos matemáticos de optimización que permitan planificar las inversiones en el sector energético, considerando las diversas fuentes disponibles, los mercados y las tecnologías alternativas de modo tal que permita un aprovechamiento óptimo de los recursos de nuestro país. El propósito es proveer una herramienta de análisis que permita definir políticas de inversión para el sector energético.

Para llevarlo a cabo se ha realizado un arduo trabajo de recolección de información estadística sobre productores de energía, sus capacidades instaladas, los mercados y sus consumos. Con esta información se desarrollaron programas matemáticos, multiobjetivos, contemplando funciones económicas y de impacto ambiental, multiperíodo con horizontes de tiempo de 20 años, sujeto a restricciones de recursos naturales, reservas de recursos no renovables, montos de inversión, tecnológicas disponibles y demandas. Se formularon varios modelos y se ejecutaron diversos escenarios con el propósito de realizar un análisis de sensibilidad de las propuestas. El análisis de los resultados obtenidos permitió visualizar la importancia de contar con estos modelos para tomar decisiones en el sector energético Argentino.

Gran parte del producto del trabajo de investigación realizado ha sido publicado en revistas científicas y divulgado realizando presentaciones en conferencias nacionales e internacionales, tal como se indica a continuación:

Publicaciones en Revistas Científicas Indexadas.

Julio Flores, María Analía Rodríguez, Jorge M. Montagna, Aldo Vecchietti.

”Modelo matemático para la planificación de las inversiones en fuentes de energía

renovables para la Argentina". Iberoamerican Journal of Industrial Engineering, Florianópolis, SC, Brasil, v. 3, n. 2, p. 103-119, 2011.

Julio Flores, Jorge M. Montagna, Aldo Vecchietti. "An optimization approach for long term investments planning in energy". Applied Energy, Elsevier SCI Ltd, Amsterdam, v. 122, p. 162-178, 06/2014.

Julio Flores, Jorge M. Montagna, Aldo Vecchietti. "Investment planning in energy considering economic and environmental objectives". Computers & Chemical Engineering, v. 72, 2 January 2015, Pages 222–232, DOI: 10.1016/j.compchemeng.2014.05.006.

Julio Flores, María Laura Cunico, María Analía Rodríguez, Aldo Vecchietti. "Optimizing the energy production infrastructure considering uncertainty in fossil resource availability". Industrial & Engineering Chemistry Research, Ind. Eng. Chem. Res., 2014, 53 (44), pp 16984–17001 DOI: 10.1021/ie500459a.

Presentaciones en Congresos.

Julio Flores, María Analía Rodríguez, Jorge M. Montagna y Aldo Vecchietti, "Modelo matemático para la planificación de las inversiones en fuentes de energía renovables para la Argentina". 40 JAIIO Jornadas Argentinas de Informática, Jornadas de Informática Industrial (JII 2011) ISSN 1850-2849, 2011, pag 204, 218. Córdoba, Argentina.

Julio Flores, María Analía Rodríguez, Aldo Vecchietti, "A MILP Model to Evaluate the Investment on Renewable Energy Sources". 19th Triennial Conference of the International Federation of Operational Research Societies (IFORS2011), 2011, pag. 88, 2011. Melbourne, Australia.

Julio Flores, Jorge M. Montagna, Aldo Vecchietti, "Impacto económico-ambiental del planeamiento estratégico de inversiones en el sector energético de la Argentina." 42 JAIIO Jornadas Argentinas de Informática, Simposio de Informática Industrial (SII 2013) ISSN: 2313-9102, 2013, pag 105, 117. Córdoba, Argentina.

Julio Flores, María Laura Cunico, María Analía Rodríguez, Aldo Vecchietti, "An Integrated Strategy to Define the Optimal Energy Infrastructure Under Fossil Resources Availability Uncertainty". 2014 AIChE Annual Meeting in Atlanta, 2014. Atlanta, Estados Unidos.

Finalmente, como un producto adicional a estos trabajos se realizó un asesoramiento para la Secretaria de Energía de la República Argentina, que consistió en determinar el costo de producción del bioetanol a partir de maíz. Esta experiencia nos alienta a seguir trabajando en el área buscando transferir los resultados de nuestra investigación tanto al sector público como privado, proveyendo de modelos y herramientas que permitan validar y analizar las decisiones en un sector tan importante como el energético.

Julio Rolando Flores

Índice General:

Capítulo I. Problemática energética en Argentina y en el Mundo.	1
I.1. La energía en el mundo.....	1
I.2. Matriz Energética Argentina.	7
I.2.1. Estado Actual de la Matriz Energética Argentina.	8
I.2.2. Mercados Energéticos.	9
I.2.3. Transporte.....	9
I.2.4. Industrial.	11
I.2.5. Calefacción Residencial.....	12
I.2.6. Eléctrico.	13
I.2.7. Evolución de la Matriz Energética.	14
I.2.8. Capacidades Instaladas.....	16
I.3. Objetivos de la tesis.	20
I.4. Estructura de la tesis.	21
Capítulo II. Antecedentes en modelos de planeamiento de inversiones en energía.23	
II.1. Introducción.	23
II.2. Métodos y herramientas para un plan estratégico en energía.	24
II.3. Antecedentes en planificación de inversiones.	30
II.3.1. Antecedentes en la planificación de inversiones para un país o región.	30
II.3.2. Antecedentes en el sector de transporte.....	35
II.4. Impacto Ambiental.....	38
II.5. Incertidumbre.	42
II.6. Motivación.	45

Capítulo III. Optimización de las inversiones a largo plazo en la planificación de la energía.....	47
III.1. Introducción.....	47
III.2. El Modelo.....	48
III.2.1. Función Objetivo.....	51
III.2.2. Las decisiones de inversión.....	53
III.2.3. Combustibles fósiles.....	54
III.2.4. Restricciones de demanda y capacidad.....	54
III.2.5. Restricciones de disponibilidad.....	56
III.2.6. Restricciones para los biocombustibles.....	60
III.2.7. Cálculo de Depreciación.....	61
III.2.8. Límite superior de Inversiones.....	62
III.3. Resultados.....	62
III.3.1. Verificación del modelo.....	62
III.3.2. Análisis de Escenarios.....	64
III.3.3. Escenario 1.....	65
III.3.4. Escenario 2.....	75
III.3.5. Escenario 3.....	77
III.4. Conclusiones.....	78
Capítulo IV. Consideraciones del impacto ambiental en la generación de energía...81	
IV.1. Introducción.....	81
IV.2. Evaluación del Impacto Ambiental.....	82
IV.3. Optimización multiobjetivo.....	86
IV.4. Modelo.....	88
IV.4.1. ϵ -Constraint.....	89
IV.4.2. Función Penalización.....	93

IV.5.	Resultados.	95
IV.5.1.	ε -Constraint.	95
IV.5.2.	Función Penalidad.	102
IV.6.	Conclusiones.	111
Capítulo V: Optimización de la infraestructura de producción de energía teniendo en cuenta la incertidumbre en la disponibilidad de recursos fósiles.		115
V.1.	Introducción.	115
V.2.	Antecedentes.	116
V.3.	Descripción del problema y modelo matemático.	118
V.4.	El Modelo.	119
V.4.1.	Modelo Determinístico.	119
V.4.2.	Reformulación con "Fuzzy Set"	124
V.4.3.	Reformulación estocástica "Two-stage"	127
V.5.	Resultados.	130
V.5.1.	Resultados del modelo Fuzzy.	131
V.5.2.	Resultados del modelo "Two Stage".	143
V.5.3.	Demanda energética insatisfecha.	151
V.6.	Conclusiones.	153
Capítulo VI. Estimación de inversiones para la producción de Bioetanol.		157
VI.1.	Introducción.	157
VI.2.	Determinación de costos empleando SuperPro Designer.	159
VI.2.1.	Módulo de Molienda.	160
VI.2.2.	Módulo de Fermentación.	160
VI.2.3.	Módulo de Destilación.	161
VI.2.4.	Módulo de Tratamiento.	162
VI.3.	Curvas de costos de inversión.	164

VI.4.	Modelo matemático.....	166
VI.4.1.	Función objetivo	166
VI.4.2.	Restricciones Financieras.....	166
VI.4.3.	Evaluación del impacto ambiental.....	171
VI.4.4.	Balances de Masa	172
VI.5.	Resultados.....	173
VI.6.	Conclusiones.....	179
Capítulo VII: Conclusiones, aportes y trabajos futuros.		181
VII.1.	Conclusiones Finales.	181
VII.2.	Modelo con objetivo económico.	182
VII.3.	Modelo multiobjetivo.	184
VII.4.	Modelo con incertidumbre.	185
VII.5.	Estimación de las inversiones en la producción de bioetanol	186
VII.6.	Trabajos futuros.	187
Apéndice A: Valores de los parámetros empleados y sus unidades.		
Apéndice B: Nomenclatura.		
Referencias.		

Índice de Tablas:

Tabla I-1: Capacidad Instalada en el sector eléctrico [18].	17
Tabla I-2: Capacidades de las plantas de Biodiesel instaladas al 2014 en Argentina (m ³ por año) [26].	18
Tabla I-3: Capacidades de plantas instaladas y proyectos en bioetanol a partir de maíz [28].	19
Tabla I-4: Capacidad de plantas de bioetanol a partir de caña de azúcar [27].	19
Tabla III-1: Inversiones realizadas desde el año 2000 hasta 2010 en Energía de Argentina.	63
Tabla III-2: Función objetivo en millones de dólares a medida que se varía	66
Tabla III-3: Inversiones Base en todas las combinaciones de disponibilidades para el escenario 1.	67
Tabla III-4: Inversiones en fuentes de energía (100% P - 100% GN).	68
Tabla III-5: Inversiones en fuentes de energía (100% P - 90% GN).	70
Tabla III-6: Inversiones en fuentes de energía (100% P - 80% GN).	71
Tabla III-7: Inversiones en fuentes de energía (80% P - 100% GN).	72
Tabla III-8: Inversiones en fuentes de energía (90% P - 90% GN).	73
Tabla III-9: Inversiones en fuentes de energía (90% P - 80% GN).	74
Tabla III-10: Inversiones en fuentes de energía para el Escenario 2.	76
Tabla III-11: Inversiones en fuentes de energía para el Escenario 3	78
Tabla IV-1: Factores de Emisión de GEI (TonCO ₂ /m ³).	86
Tabla IV-2: Función Objetivo en MUS\$ (ϵ -constraint).	96
Tabla IV-3: Inversiones comunes a todos los casos resueltos.	97
Tabla IV-4: Inversiones particulares realizadas (100% GN – 100% GEI).	98
Tabla IV-5: Inversiones particulares realizadas (100% GN – 90% GEI).	99
Tabla IV-6: Inversiones realizadas (100% GN – 85% GEI).	101
Tabla IV-7: Inversiones realizadas (85% GN – 85% GEI).	102
Tabla IV-8: Función objetivo en modelo de la función penalidad.	103
Tabla IV-9: Inversiones comunes para la función penalidad.	103
Tabla IV-10: Inversiones particulares realizadas (100% GN – precio del bono de carbono alto).	104

Tabla IV-11: Inversiones particulares realizadas (100% GN – precio del bono de carbono bajo).....	106
Tabla IV-12: Inversiones particulares realizadas (90% GN – precio del bono de carbono alto).	107
Tabla IV-13: Inversiones particulares realizadas (90% GN – precio del bono de carbono bajo).....	108
Tabla IV-14: Inversiones particulares realizadas (85% GN – precio del bono de carbono alto).	110
Tabla IV-15: Inversiones particulares realizadas (85% GN – precio del bono de carbono bajo).....	111
Tabla V-1: Estadísticas del modelo.	130
Tabla V-2: Inversiones realizadas en energía eólica.	132
Tabla V-3: Inversiones realizadas en turbinas hidrocínicas y termogeneradoras.	133
Tabla V-4: Inversiones en energía solar.	134
Tabla V-5: Inversiones realizadas en Biodiesel.	135
Tabla V-6: Inversiones realizadas en bioetanol a partir de caña de azúcar.	135
Tabla V-7: Inversiones realizadas en bioetanol a partir de maíz.	136
Tabla V-8: Inversiones realizadas.	143
Tabla VI-1: Coeficientes de inversión según los intervalos correspondientes a los cambios de escala para cada módulo.	168
Tabla VI-2: Intervalos de capacidades correspondientes a los cambios de escala para cada módulo.	168
Tabla VI-3: Demandas de etanol y burlanda en el primer período para cada región.	174
Tabla VI-4: Capacidad de producción de maíz correspondiente a cada región – Año 2011/2012.	174
Tabla VI-5: Distancias entre regiones.	174
Tabla A - 1: Parámetros escalares.	189
Tabla A - 2: Capacidad instalada inicial ($CapI0$).	189
Tabla A - 3: Capacidad para la instalación (CD).	189

Tabla A - 4: Costo operativo (CO).	190
Tabla A - 5: Porcentaje correspondiente al corte en el petróleo ($Corte$).	191
Tabla A - 6: Demanda inicial (DO).	191
Tabla A - 7: Demanda (D).	191
Tabla A - 8: Factor de conversión (f).	192
Tabla A - 9: Factor de generación de GEI ($fGEI$) [TCO_2/m^3].	192
Tabla A - 10: Parámetros de Escalonamiento.	192
Tabla A - 11: Precio de venta (Pr) [$\$/unidad$].	194
Tabla A - 12: Tiempo de construcción (Te) [años].	195
Tabla A - 13: Generación de GEI ($GGEI$) [$TCO_2/año$].	195
Tabla A - 14: Unidades de variables y parámetros.	196
Tabla A - 15: Unidades de variables y parámetros asociados a los mercados.	196

Índice de Figuras:

Figura I-1: Comparación de la Matriz energética mundial [4], [5].	2
Figura I-2: Reservas Mundiales probadas de petróleo (miles de millones de barriles) [7].	3
Figura I-3: Reservas Mundiales probadas de Gas Natural (Trillones de metros cúbicos) [7].	3
Figura I-4: Precios del petróleo en dólares por barril (1861 – 2013) [7].	4
Figura I-5: Hélice del prototipo de la turbina hidrocíntrica diseñada por el INVAP [14].	6
Figura I-6: Porcentajes de participación de las diferentes fuentes de energía primarias por regiones geográficas al 2013 [15].	7
Figura I-7: Matriz energética argentina 2013. [17].	8
Figura I-8: Consumo de Naftas (m^3) [19].	10
Figura I-9: Consumo de Diesel oíl (m^3).	11
Figura I-10: Consumo de GNC (m^3).	11
Figura I-11: Consumo de Fuel oíl (Tn).	12
Figura I-12: Consumo de Gas Natural (m^3).	12
Figura I-13: Gas Natural entregado (miles de m^3) [20].	13
Figura I-14: Potencia instalada (MW) [20].	13
Figura I-15: Consumo de Energía Eléctrica (MWh) [18].	14
Figura I-16: Reservas de Petróleo (miles m^3) [20].	15
Figura I-17: Reservas de Gas Natural (millones de m^3) [20].	16
Figura I-18: Proyectos e instalaciones de parques eólicos en la argentina al año 2010 [24].	17
Figura I-19: Plantas de Biodiesel [24].	18
Figura III-1: Matriz Energética 2013 [17].	49
Figura III-2: La producción de energía a partir de fuentes a los consumidores.	50
Figura III-3: (a) Mapa de los ríos, presas y la capacidad de energía eólica. (b) Mapa de velocidad media anual del viento a 50 m.	58
Figura III-4: Radiación solar media (a) Radiación media en enero. (b) radiación media de julio.	59

Figura III-5: Evolución de la matriz Energética de Argentina desde el año 2000 hasta 2010.	64
Figura III-6: Evolución de la matriz energética argentina (100% P - 100% GN).	68
Figura III-7: Matriz energética resultante al año 2033 (100% P - 100% GN).....	68
Figura III-8: Evolución de la matriz energética argentina (100% P - 90% GN).	69
Figura III-9: Matriz energética resultante al año 2033 (100% P - 90% GN).....	69
Figura III-10: Evolución de la matriz energética argentina (100% P - 80% GN).	70
Figura III-11: Matriz energética resultante al año 2033 (100% P - 80% GN).....	71
Figura III-12: Evolución de la matriz energética argentina (80% P - 100% GN).	72
Figura III-13: Matriz energética resultante al año 2033 (80% P - 100% GN).....	72
Figura III-14: Evolución de la matriz energética argentina (90% P - 90% GN).	73
Figura III-15: Matriz energética resultante al año 2033 (90% P - 90% GN).....	73
Figura III-16: Evolución de la matriz energética argentina (90% P - 80% GN).	74
Figura III-17: Matriz energética resultante al año 2033 (90% P - 80% GN).....	74
Figura III-18: Evolución de la matriz energética para Escenario 2.	75
Figura III-19: Matriz energética resultante al año 2033 (Escenario 2).	76
Figura III-20: Evolución de la matriz energética para Escenario 3.	77
Figura III-21: Matriz energética resultante al año 2033 (Escenario 3).	78
Figura IV-1: Evolución del valor del bono de carbón al cierre de la operación diaria.	94
Figura IV-2: Curvas de Pareto, con la disponibilidad de gas natural paramétrica.	96
Figura IV-3: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – 100% GEI).	98
Figura IV-4: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – 100% GEI).	98
Figura IV-5: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – 90% GEI).	99
Figura IV-6: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – 90% GEI).	99
Figura IV-7: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – 85% GEI).	100
Figura IV-8: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – 85% GEI).	100
Figura IV-9: Evolución de la matriz energética argentina (85% GN – 85% GEI).	101
Figura IV-10: Matriz energética resultante al año 2033 (85% GN – 85% GEI).	102
Figura IV-11: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – precio del bono de carbono alto).	104

Figura IV-12: Matriz energética resultante al año 2033(100% GN – precio del bono de carbono alto).....	104
Figura IV-13: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – precio del bono de carbono bajo).	105
Figura IV-14: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – precio del bono de carbono bajo).....	105
Figura IV-15: Evolución de la matriz energética argentina (90% GN – precio del bono de carbono alto).....	107
Figura IV-16: Matriz energética resultante al año 2033 (90% GN – precio del bono de carbono alto).....	107
Figura IV-17: Evolución de la matriz energética argentina (90% GN –precio del bono de carbono bajo).....	108
Figura IV-18: Matriz energética resultante al año 2033 (90% GN –precio del bono de carbono bajo).....	108
Figura IV-19: Evolución de la matriz energética argentina (85% GN –precio del bono de carbono alto).....	109
Figura IV-20: Matriz energética resultante al año 2033 (85% GN –precio del bono de carbono alto).....	110
Figura IV-21: Evolución de la matriz energética argentina (85% GN –precio del bono de carbono bajo).....	111
Figura IV-22: Matriz energética resultante al año 2033 (85% GN –precio del bono de carbono bajo).....	111
Figura V-1: Función de pertenencia.....	127
Figura V-2: Valor presente neto vs α	131
Figura V-3: Flujo de petróleo.	136
Figura V-4: Flujo de petróleo. Curva de nivel de la Figura V-3.	137
Figura V-5: Flujo de Gas Natural.	137
Figura V-6: Flujo de Gas Natural. Curva de nivel de la Figura V-5.	138
Figura V-7: Flujo de Biodiesel.	138
Figura V-8: Flujo de Biodiesel. Curva de nivel de la Figura V-7.	138
Figura V-9: Flujo de Bioetanol a partir de caña de azúcar.....	139

Figura V-10: Flujo de Bioetanol a partir de caña de azúcar. Curva de nivel de la Figura V-9.....	139
Figura V-11: Flujo de Bioetanol a partir de maíz.	140
Figura V-12: Flujo de Bioetanol a partir de maíz. Curva de nivel de la Figura V-11.	141
Figura V-13: Flujo de energía Eólica.	141
Figura V-14: Flujo de energía Eólica. Curva de nivel de la Figura V-13.	141
Figura V-15: Flujo de energía solar.	142
Figura V-16: Flujo de energía solar. Curva de nivel de la Figura V-15.	142
Figura V-17: Flujo de la energía Hidráulica.	142
Figura V-18: Flujo de la energía Hidráulica. Curva de nivel de la Figura V-17.	143
Figura V-19: Evolución temporal de los flujos de petróleo para cada escenario.	145
Figura V-20: Curva de nivel de la Figura V-19.	145
Figura V-21: Evolución temporal del flujo de gas para cada escenario.	145
Figura V-22: Curva de nivel de la Figura V-21.	146
Figura V-23: Evolución temporal del flujo de biodiesel para cada escenario.	146
Figura V-24: Curva de nivel de la Figura V-23.	147
Figura V-25: Evolución temporal del flujo de bioetanol de caña de azúcar para cada escenario.	147
Figura V-26: Curva de nivel de la Figura V-25.	148
Figura V-27: Evolución temporal del flujo de bioetanol de maíz para cada escenario.	148
Figura V-28: curvas de nivel de la Figura V-27.	148
Figura V-29: Evolución temporal del flujo de energía eólica para cada escenario.	149
Figura V-30: Curva de nivel de la Figura V-29.	149
Figura V-31: Evolución temporal del flujo de energía solar para cada escenario.	150
Figura V-32: Curva de nivel de la Figura V-31.	150
Figura V-33: Evolución temporal del flujo de energía hídrica para cada escenario.	150
Figura V-34: Curva de nivel de la Figura V-33.	151
Figura V-35: Demanda insatisfecha en el mercado de transporte liviano.	151
Figura V-36: Demanda insatisfecha en el mercado de transporte pesado.	152
Figura V-37: Demanda insatisfecha en el mercado eléctrico.	152
Figura V-38: Demanda insatisfecha en el mercado de calefacción residencial.	153

Figura VI-1: Diagrama de flujo del módulo de Molienda.	160
Figura VI-2: Diagrama de flujo del módulo de Fermentación	161
Figura VI-3: Diagrama de flujo del módulo de Destilación.	162
Figura VI-4: Diagrama de flujo del módulo de Tratamiento.....	163
Figura VI-5: Costos de inversión del módulo de Molienda.....	164
Figura VI-6: Costos de inversión del módulo de Fermentación.....	165
Figura VI-7: Costos de inversión del módulo de Destilación.	165
Figura VI-8: Costos de inversión del módulo de Tratamiento.....	166
Figura VI-9: Valor Actual Neto vs. Capacidad de producción de las plantas.....	175
Figura VI-10: Capital de inversión vs. Capacidad de producción.....	175
Figura VI-11: Distribución de costos operativos de producción (POC), costos de inversión (FCI), costos de insumos (Cins) y costos operativos de transporte (TOC).	176
Figura VI-12: Valores de las categorías de impacto más relevantes según el método ReCiPe.	177
Figura VI-13: Valor Actual Neto vs. Capacidad de producción con precios diferenciados para pequeñas y medianas empresas.	178
Figura VI-14: Valores de las categorías de impacto más relevantes según el método ReCiPe.	178
Figura VI-15: Capital de inversión vs. Capacidad de producción con precios diferenciados para pequeñas y medianas empresas.	178

Capítulo I. Problemática energética en Argentina y en el Mundo.

I.1. La energía en el mundo.

Una de las principales motivaciones para el desarrollo de esta tesis es la problemática energética a la que se enfrentarán las generaciones futuras. Uno de los puntos más controversiales es el agotamiento de los recursos fósiles, que es la fuente de energía más económica y cubre el mayor porcentaje de las necesidades actuales. Cuyo empleo produce grandes cantidades de gases de efecto invernadero, que posee impactos negativos al medio ambiente y con consecuencias graves para la actividad humana. Esta realidad, plantea un gran desafío para el siglo XXI como es la búsqueda de fuentes de energía alternativas, renovables y no-contaminantes, para reemplazar a la producida por combustibles fósiles no renovables, contaminantes (generadores de CO₂) como el petróleo, gas y el carbón. Cada país en el futuro cercano debe enfrentar el abastecimiento de energía utilizando fuentes sostenibles para mantener la calidad de vida de la población [1]. En las próximas décadas, los gobiernos centrales tienen el reto de suministrar energía de forma económica y respetuosa del medio ambiente. Este desafío ha propiciado una gran cantidad y variedad de trabajos de investigación, no sólo en la búsqueda de fuentes de energía alternativa, sustentable y de bajo impacto ambiental, sino también el desarrollo de nuevos procesos, mejoras y modificaciones a los existentes, mejoras en la industria automotriz y en la producción de combustibles, etc. Varias fuentes de energía renovables como la eólica, solar, y los biocombustibles tienen un cierto nivel de madurez y están produciendo una cantidad importante de energía en todo el mundo [1]–[3]. Todas ellas tienen la ventaja que las emisiones de gases de efecto invernadero son bajas o nulas, pero no pueden competir económicamente y/o en algunas otras características como la disponibilidad, el poder energético, etc., en comparación con el petróleo, el gas natural y el carbón. Los Departamentos de Energía deben visualizar un plan de inversiones en energía a través de los incentivos

económicos y las subvenciones, teniendo en cuenta las ventajas comparativas en recursos naturales.

La realidad es que el mundo fue y es altamente dependiente de las fuentes fósiles de energía, tal como se muestra en la Figura I-1 cuya construcción se extrae de los reportes [4], [5]; en la figura no solo se puede ver la alta dependencia de los recursos no-renovables; sino también el incremento de la demanda energética en un mundo, en continuo desarrollo, en concordancia con una población en constante crecimiento. En esas gráficas se puede observar un incremento del 48% de la demanda energética para el año 2011 con respecto a la consumida en 1993, y lo más alarmante es que el aporte porcentual de las fuentes fósiles se mantiene inalterado.

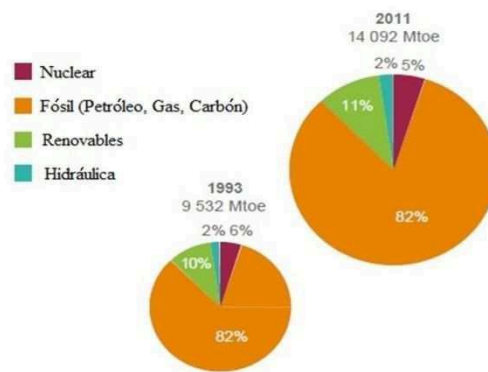


Figura I-1: Comparación de la Matriz energética mundial [4], [5].

Esta alta dependencia de los recursos fósiles genera un especial interés en las reservas disponibles, su capacidad productiva y sus características, que finalmente limitaran las posibilidades de explotación. A lo largo de la historia han existido diferentes momentos en los cuales se pensó que se alcanzaría el fin de las reservas de los combustibles fósiles, pero tal como lo expresa Caporal [6] “siempre hemos tenido una buena idea que nos permite extender la vida útil de las reservas actuales o aprovechar otros recursos que antes no conseguíamos explotar”. Estos autores comentan posteriormente la posibilidad de explotación de los denominados combustibles alternativos como los tipo "shale"; cuyo aprovechamiento es viable

actualmente, es algo “novedoso” en la Argentina y un tanto controversial, pero a fines prácticos una alternativa real y muy utilizada. Con los cuales, se ha logrado extender e incrementar las reservas comprobadas de los recursos fósiles. En la Figura I-2 se muestran los niveles de las reservas de petróleo desde 1980 hasta el 2013, donde se puede visualizar que a nivel mundial solo han existido cortos periodos de tiempo en los cuales las reservas se redujeron. En la Figura I-3 se muestran las reservas probadas de gas natural, donde se puede comprobar su crecimiento constante. Estas gráficas se generaron con la información contenida en el reporte de la BP P.L.C. (ex British Petroleum) [7].

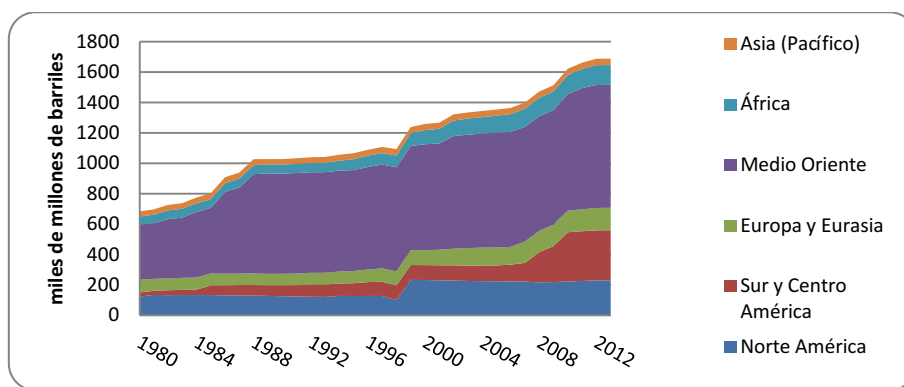


Figura I-2: Reservas Mundiales probadas de petróleo (miles de millones de barriles) [7].

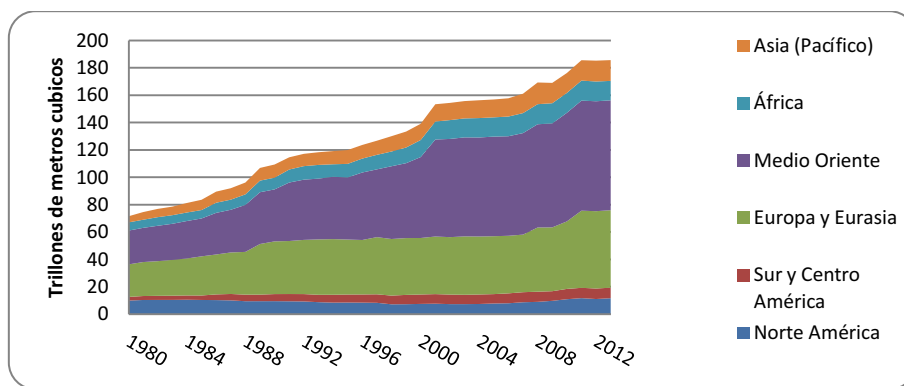


Figura I-3: Reservas Mundiales probadas de Gas Natural (Trillones de metros cúbicos) [7].

De las gráficas se puede concluir que las reservas probadas crecen de manera sostenida en el tiempo, con lo que se podría pensar que existe cierta

estabilidad en el suministro de los combustibles fósiles; pero la realidad es que cada vez es más difícil encontrar nuevas reservas o se trata de recursos más complejos de explotar, y por ende, más caros. Cuando una reserva se convierte en explotable tecno-económicamente, se cataloga a la misma como reserva probada, para esto, además de los factores tecnológicos y económicos también se consideran factores contractuales, políticos y sociales [8]. En la Figura I-4 se muestra la evolución del precio del petróleo crudo, la cual nos revela un incremento sostenido del precio, lo que lleva a que las nuevas reservas sean consideradas como económicamente explotables.

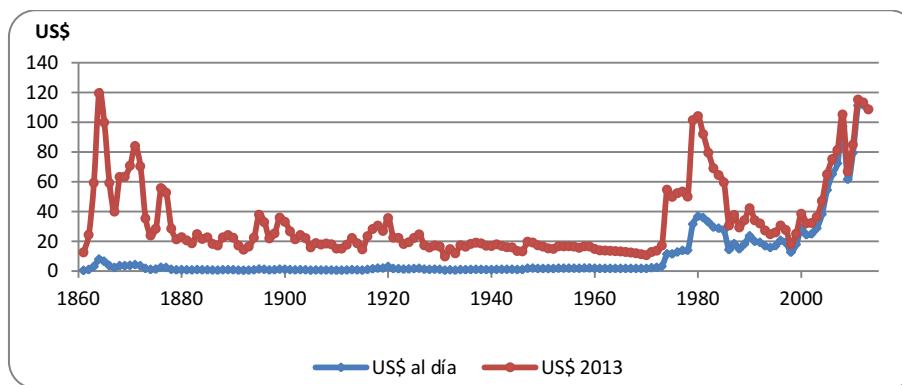


Figura I-4: Precios del petróleo en dólares por barril (1861 – 2013) [7].

Con lo expuesto en los párrafos anteriores, sería lógico preguntarse ¿se agotarán las reservas fósiles en algún momento? La respuesta indiscutible es que sí, pero no se sabe cuando. Las reservas son finitas [9] y por tanto se sabe que eventualmente se alcanzará el denominado “peak oil” que es un concepto muy defendido por los geólogos y criticado por economistas, porque ven a las reservas desde perspectivas diferentes [10]. Verbruggen y Al Marchohi [10] presentan un análisis sobre el concepto de “peak oil” con consideraciones medio ambientales, y arriban a conclusiones muy similares relacionadas sobre el impacto del precio de las energías, en la cantidad de las reservas probadas. El “peak oil” de manera simplificada expresa, el máximo punto de explotación del petróleo, a partir del cual la cantidad de petróleo disponible descenderá de manera irreversible. La posibilidad de que ese punto ya se alcanzó o que aún está lejos de encontrarse es un debate

abierto, lo que es cierto desde el punto de vista práctico es que cuando se alcance, los recursos fósiles se agotarán eventualmente, en todas sus formas. Ya se había predicho que la vida útil de las reservas no se extendería a más allá del 2050, pero esto se extendió gracias a las nuevas técnicas de extracción, nuevos hallazgos y con la reclasificación de la disponibilidad de las mismas [6].

Hasta el momento se ha hecho referencia al consumo de fuentes de energía convencionales que de acuerdo con el reporte del World Energy Council del año 2013 [5], representan el 82% del consumo total (Figura I-1). Es momento entonces, de hacer referencia a las demás fuentes de energía primarias empleadas actualmente, entre las que se encuentran: la energía nuclear, la energía hidroeléctrica y las denominadas energías renovables.

La energía nuclear se basa en el empleo de minerales radioactivos, enriquecidos o no, que se alimentan a un reactor para generar vapor de agua que se emplea en turbinas de generación produciendo energía eléctrica. Por emplear un recurso mineral, se considera una fuente de energía no renovable, pero las reservas disponibles no suponen una limitante. Es una fuente de energía muy controversial, principalmente por los desechos que produce y el impacto que éstos tienen en el medio ambiente. Actualmente, y a partir del accidente nuclear de Fukushima, la polémica se desplazó a la seguridad de las instalaciones y, en el mundo, de forma generalizada, se ha iniciado una revisión en su empleo [11]. Esta fuente de energía representa un 5% del total de la energía consumida en el mundo al año 2011 (Figura I-1).

La energía hidroeléctrica, en la mayoría de los casos, se obtiene de represas artificiales, lo que implica un gran impacto medio ambiental en cuanto a la inundación de valles [12], que resulta proporcional a la capacidad de generación de energía eléctrica. La energía hidroeléctrica representa un 2% de la demanda mundial de energía para el año 2011 (Figura I-1). Otra forma de aprovechar la fuerza de las corrientes de agua es por medio de turbinas hidrocinéticas, que se emplean desde hace bastante tiempo para generación de energía eléctrica a nivel doméstico. Su empleo está muy difundido en la zona del Amazonas, pero

actualmente la empresa Hydro Green Energy [13] se encuentra realizando instalaciones de capacidad industrial de este tipo de turbinas. En la Argentina el INVAP [14] se encuentra construyendo módulos de 30 kW de potencia unitaria. El INVAP pretende completar el desarrollo de una amplia gama de potencias tanto hidrocínéticas como mareomotrices [14].



Figura I-5: Hélice del prototipo de la turbina hidrocínética diseñada por el INVAP [14].

Por último, nos queda mencionar las energías renovables que representan un 11% del consumo de energía del mundo (Figura I-1). En esta denominación se incluyen varias fuentes de energía, entre las más empleadas podemos mencionar: la biomasa para producir biocombustibles y energía eléctrica, la energía solar, que se puede capturar por medio de paneles fotovoltaicos para producir energía eléctrica o por medio de colectores para calentar o incluso generar vapor que puede ser empleado en procesos industriales o en una planta generadora de energía eléctrica, y la energía geotérmica que se emplea principalmente para la generación de energía eléctrica.

En la Figura I-6 se presentan los consumos porcentuales de las diferentes fuentes de energías primarias empleadas como combustibles por cada región, la gráfica se construyó a partir de los datos provistos por el informe de la BP P.L.C. en el 2014 [15]. Debemos puntualizar que las fuentes de energía renovables empleadas por región son diferentes, y que varían en función de la disponibilidad geográfica.

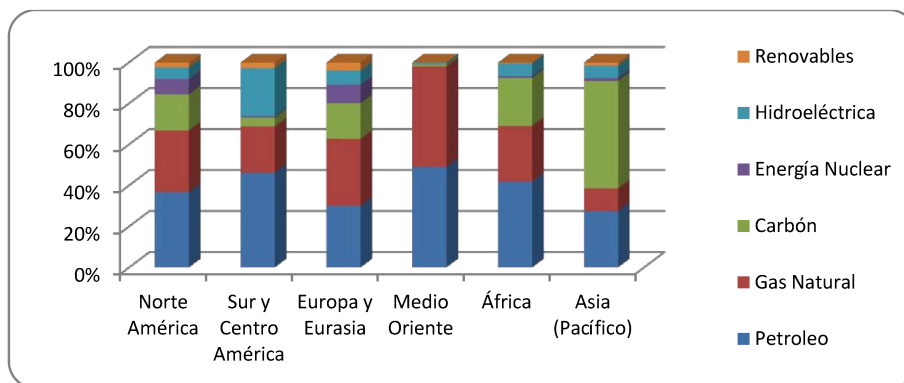


Figura I-6: Porcentajes de participación de las diferentes fuentes de energía primarias por regiones geográficas al 2013 [15].

I.2. Matriz Energética Argentina.

Una matriz energética es una forma de representar de manera cuantitativa el empleo de la energía en sus formas primarias en una determinada región, o país. Es de vital importancia porque permite analizar y orientar la planificación en el sector energético con el objetivo de garantizar la producción y el uso adecuado de las fuentes de energía disponibles. Para comprender adecuadamente el significado de una matriz energética, se deben detallar los diferentes tipos de energías (primaria y secundaria), las características de cada una, y cuáles son los mercados consumidores que finalmente conducirán el desarrollo a partir de la demanda de energía secundaria. Las fuentes de energía primaria se refieren a aquellas que se encuentran en el estado que se extraen o capturan de la naturaleza, como los casos de la energía hidráulica, la eólica, el petróleo, carbón, gas, biomasa en general. Todas estas energías requieren una planta colectora para su obtención, pero la gran mayoría requieren una planta adicional de tratamiento que a lo largo del trabajo se denominará la planta “convertora”, porque principalmente se encargará de convertir un tipo de energía primario en uno secundario. Por otra parte, las fuentes de energía secundarias son los productos energéticos que salen de los centros de transformación o conversión de energía como la electricidad, gas distribuido en redes, naftas, diesel, fueloil, biodiesel, bioetanol, etc. Los mercados consumidores demandan principalmente energías secundarias.

I.2.1. Estado Actual de la Matriz Energética Argentina.

La composición de la matriz energética argentina se ilustra en la Figura I-7. Se puede observar que está compuesta por un 49% de gas natural, un 41 % petróleo, 4,5% hidroeléctrica, 2,5 % nuclear, 1,9 % madera y biomasa y 0,8% de otras fuentes. Para Argentina, según un informe presentado por Gerold (2008) en el IV Seminario Estratégico [16] organizado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, se destaca que la matriz está particularmente sesgada hacia el petróleo y el gas, que es necesario realizar un cambio en la misma, aún cuando se tengan costos más elevados en la producción de energía nuclear, hidroeléctrica y de fuentes renovables, que es urgente plantear a futuro un plan integral concreto de implementación efectiva para el sector energético argentino.

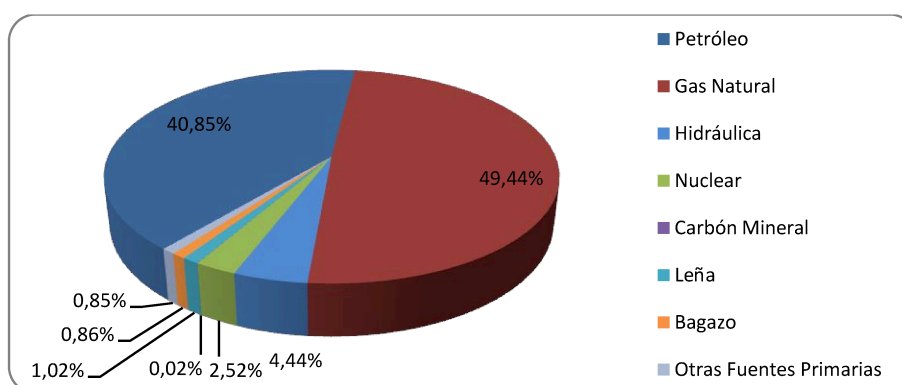


Figura I-7: Matriz energética argentina 2013. [17].

Si se analiza esta estructura energética, veremos que principalmente se debe a la gran versatilidad de las fuentes fósiles, que en nuestro país han sido empleadas para todos los mercados energéticos, se emplean para el transporte, el sector industrial, para producir energía eléctrica. Para este último caso, se pueden ver los reporte del Mercado Eléctrico Mayorista y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM y CAMMESA)[18]. La mayor parte de la energía eléctrica se produce por plantas termogeneradoras que son alimentadas principalmente por gas natural. En época invernal se emplean combustibles

pesados como el fuel oíl para suplir la demanda de gas, que se emplea en una mayor proporción para calefacción doméstica y comercial. De forma similar, se puede decir que la demanda en la mayoría de los mercados es estacional.

I.2.2. Mercados Energéticos.

Por mercado energético se entiende a un grupo de consumidores que se caracteriza por demandar una forma específica de energía, en nuestro país se identifican, principalmente los siguientes:

- el mercado eléctrico que comprende a los consumidores de energía eléctrica tanto industriales, como comerciales y residenciales,
- el transporte, que se puede clasificar en liviano y pesado, constituido el primero por los vehículos nafteros, cuyo requerimiento de combustible pueden ser satisfechos por naftas, alcohol-naftas, y/o GNC. El transporte pesado está constituido por los vehículos que consumen diesel oíl puro o mezclado con biodiesel.
- el mercado residencial y comercial que comprende las demandas de gas natural para calefacción y otros usos,
- mercado industrial que demanda energía eléctrica y diversos combustibles como insumos para la producción.

A continuación se presentan los consumos en los principales combustibles, y su evolución histórica.

I.2.3. Transporte.

El transporte es uno de los principales mercados consumidores de energía, y demanda diversos tipos de combustibles, en su mayoría líquidos, que dependen del motor y del tipo de transporte, que están condicionados por la finalidad del mismo. No es lo mismo un vehículo particular que un camión de transporte, o un transporte

masivo de pasajeros. En la Figura I-8 presentamos el consumo interno de naftas para la Republica Argentina. La información disponible se agrupó por regiones geográficas con la intención de presentar los datos de manera más ordenada, el reporte se presenta de manera mensual, y se puede observar cierta periodicidad en el consumo. Se puede observar que en el mes de enero la demanda cae abruptamente y, existe un pico para el mes de noviembre del año 2009. Si se analiza la demanda anual, se puede ver que, en general, existe una disminución con respecto a los mismos meses de años anteriores, y este comportamiento es más marcado en la provincia de Buenos Aires que influye de manera importante en la demanda nacional.

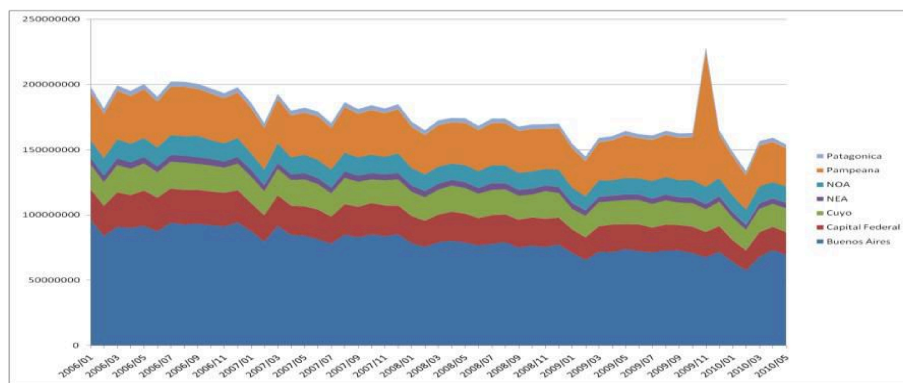


Figura I-8: Consumo de Naftas (m³) [19].

En la Figura I-9 se muestra el consumo interno de combustible diesel que, al igual que en la figura anterior, se agruparon por regiones geográficas, el comportamiento es muy similar al de la nafta, en cuanto a que el consumo disminuye en los meses de enero y los picos son regulares año a año. Analizando la demanda anual se puede visualizar un incremento en el consumo del combustible diesel, pero su porcentaje es bajo respecto de los volúmenes consumidos.

El GNC (gas natural comprimido) se puede emplear en el transporte como un sustituto de las naftas, requiere mínimas modificaciones de los motores, y en la Argentina su empleo se encuentra muy difundido, sobre todo en las provincias que disponen de gas natural. En la Figura I-10 se muestra el consumo interno de GNC,

nuevamente en la época de vacaciones su empleo se reduce, si se analiza el de consumo interanual se ve que disminuye de manera sostenida a medida que el precio del m³ de gas se acerca al precio del litro de nafta.

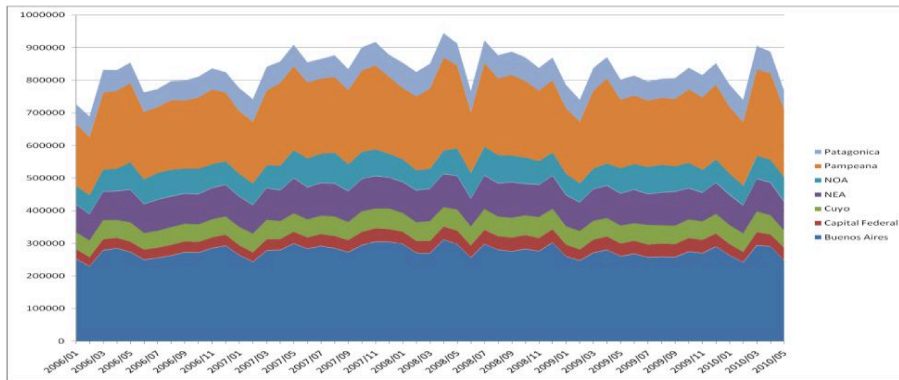


Figura I-9: Consumo de Diesel oíl (m³).

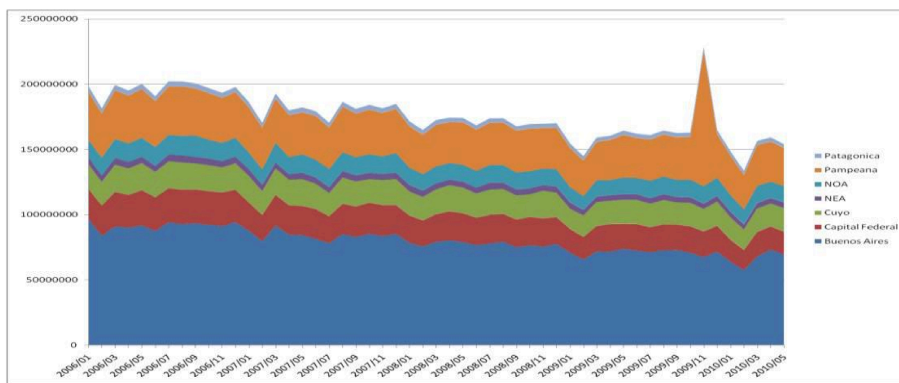


Figura I-10: Consumo de GNC (m³).

I.2.4. Industrial.

El Fuel Oíl es un combustible pesado que se emplea en la industria como un insumo, o se lo destina a termogeneradoras eléctricas o en locomotoras como carburante. Estas variadas aplicaciones y usos nos da una idea de la versatilidad de los combustibles fósiles. En la Figura I-11 se muestra el consumo interno del país de este combustible en todos sus usos, los picos se dan en la época invernal, cuando la demanda del gas natural crece por parte de los consumidores residenciales y la industria se ve forzada a emplear el fuel oíl, en reemplazo del gas.

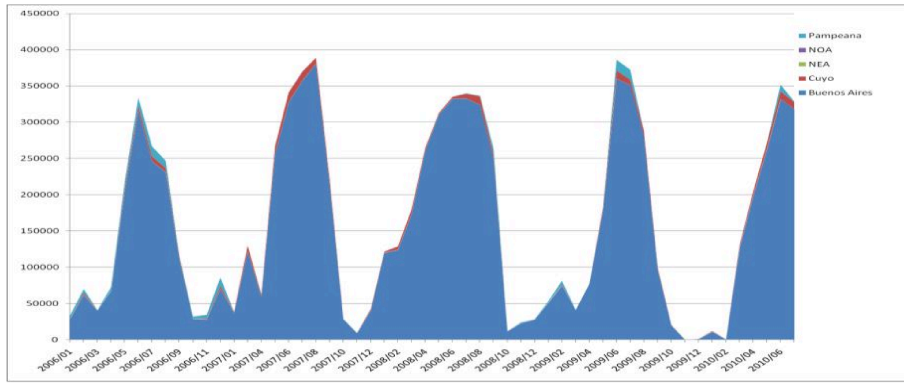


Figura I-11: Consumo de Fuel oíl (Tn).

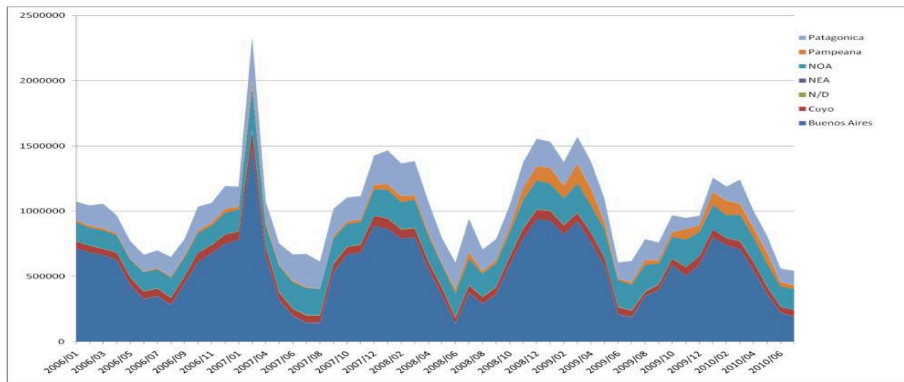


Figura I-12: Consumo de Gas Natural (m³).

En el mercado industrial también se consume gas natural. En este sector se incluyen las termogeneradoras eléctricas. A la inversa del fuel oíl, en los meses de invierno, donde por políticas del sector energético se corta el suministro de gas al sector industrial para favorecer el consumo residencial, el consumo de gas en este fragmento, disminuye.

I.2.5. Calefacción Residencial.

El mercado residencial consume principalmente electricidad para diversos usos, y gas natural para calefacción. El consumo de energía eléctrica se presenta en el apartado siguiente. El gas natural es, de todas las fuentes de energía, la más

versátil y en la Argentina, el más económico para el consumidor y es por eso que se emplea para calefacción en los lugares donde está disponible. En la Figura I-13 se muestra el consumo anual de gas natural por parte de los usuarios residenciales, comerciales y entes oficiales.

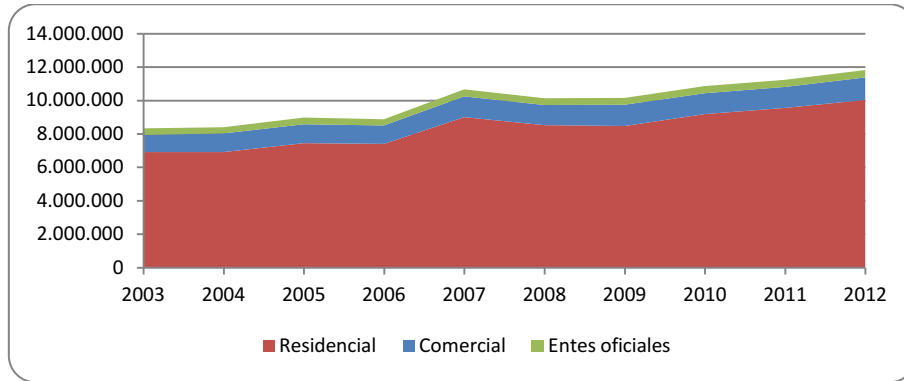


Figura I-13: Gas Natural entregado (miles de m³) [20].

I.2.6. Eléctrico.

La demanda del mercado eléctrico es altamente variable, incluso durante el día, y también lo hace de manera estacional, siendo más requerida en la época invernal. En la Figura I-14 se muestran las potencias instaladas y la clasificación en función del tipo de generadora. A partir del 2007 se realizaron muy pocas instalaciones nuevas, la mayoría de ciclo combinado, y en búsqueda de una descentralización, se construyeron plantas de generación diesel de baja capacidad pero distribuidas estratégicamente a lo largo del territorio.

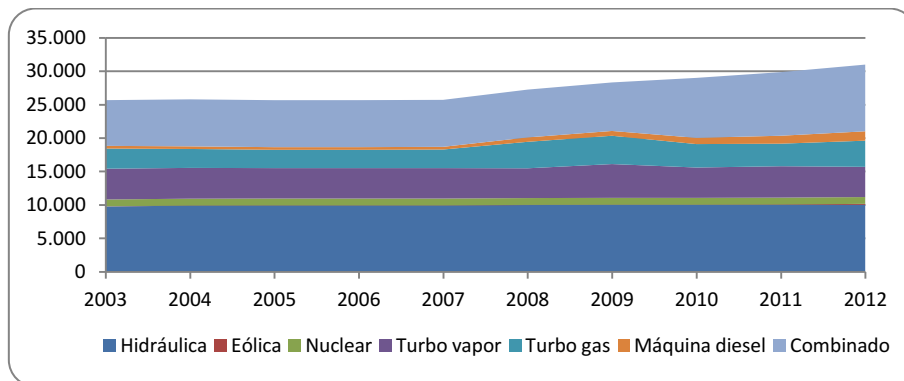


Figura I-14: Potencia instalada (MW) [20].

En la Figura I-15 se presentan los montos facturados de energía eléctrica, estos valores son reportados por el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) [18] que se encarga del transporte y comercialización de energía eléctrica, en donde se puede ver un leve crecimiento a través de los años.

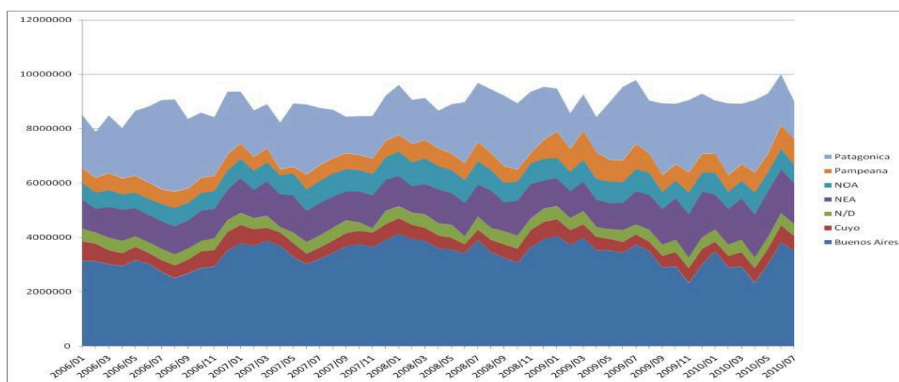


Figura I-15: Consumo de Energía Eléctrica (MWh) [18].

I.2.7. Evolución de la Matriz Energética.

El planeamiento del sector energético necesariamente introduce cambios en la matriz energética, y el mismo debe contemplar diversos aspectos relacionados con la producción y el consumo de energía. Actualmente, la problemática energética se analiza hoy desde el punto de vista de la "sustentabilidad", entendiendo por este concepto la existencia de condiciones económicas, ecológicas y sociales, que permitan satisfacer las necesidades de las generaciones actuales y no comprometer las de generaciones futuras. Particularmente, en esta tesis, se van a analizar las condiciones económicas y ecológicas, por considerar que son más efectivas de modelar de manera determinística, los aspectos sociales, si bien pueden ser formulados en modelos matemáticos, están más allá del alcance de esta tesis. Un aspecto que tiene gran relevancia en este estudio es la cantidad de reservas de recursos fósiles y su explotación, ya que es fundamental para cualquier análisis a futuro que se realice en el sector energético. En la Figura I-16 se muestran las reservas nacionales de petróleo reportadas por el INDEC [20]. En nuestro país se

importa combustibles, naftas, diesel y gas para satisfacer la demanda de los mismos, esto está relacionado a una explotación insuficiente y que las reservas comprobadas actuales son limitadas.

Es importante recordar que los tipos de petróleos condicionan los tipos de combustibles y la cantidades que se pueden obtener de estos últimos, por ejemplo, un petróleo del norte de nuestro país, es característicamente más liviano que uno del sur, y por tanto produce más cantidad de naftas. Este tipo de información es fácil de interpretar desde el valor de la densidad del petróleo, pero cuando se habla de reservas no se discrimina su composición, incluso la relación entre gas y petróleo, en los pozos de gas húmedo, son estimadas. En la actualidad se importa principalmente combustibles pesados [17] para suplir la cantidad que no se logra obtener de los crudos nacionales.

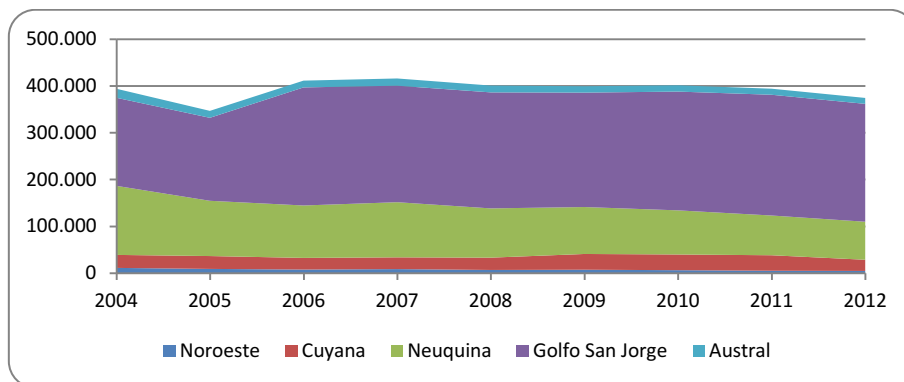


Figura I-16: Reservas de Petróleo (miles m³) [20].

En la Figura I-17 se muestran las reservas de gas natural, si bien se nota una ligera caída en el nivel de las reservas, en la actualidad, si se incluyen los recursos no convencionales ("shale"), las reservas se incrementan de manera significativa. El Estado Nacional importa, desde hace varios años, una cantidad importante de este recurso. La explotación de gas del tipo "shale" significará un gran alivio para el sector energético nacional.

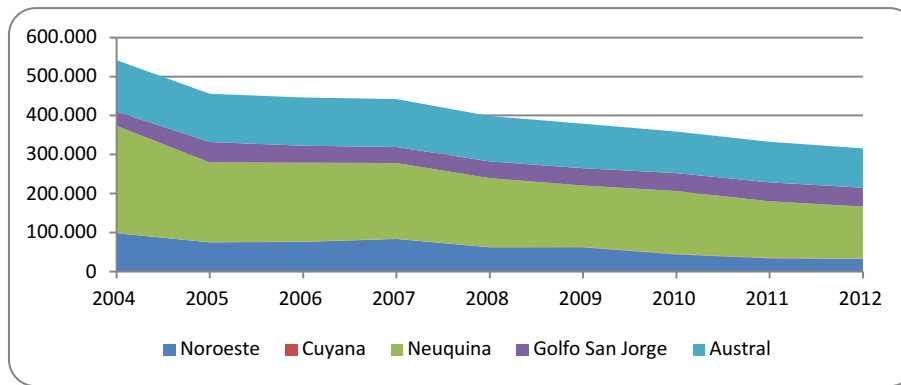


Figura I-17: Reservas de Gas Natural (millones de m³) [20].

I.2.8. Capacidades Instaladas.

En esta sección se presenta un panorama en cuanto a las capacidades disponibles en el territorio nacional de las diferentes fuentes de energía. En primer lugar, se muestran las instalaciones del sector eléctrico que, como se comentó, la mayor participación en la generación se debe a las plantas termogeneradoras. En la Tabla I-1 se puede apreciar que la incidencia de la generación térmica es de un 60% con respecto a la generación total, y las generadoras de ciclo combinado, turbo vapor y turbinas de gas en su mayoría emplean la mayor parte del tiempo gas natural como combustible. Esto indica que el gas natural es una fuente de energía muy preciada y su uso, por el momento, es económico e imprescindible.

El aporte de los parques eólicos es muy bajo en comparación de la generación total, pero existe una gran cantidad de proyectos y una clara intención de lograr una capacidad respetable. Uno de los principales problemas es la interconexión y la variabilidad de esta fuente, que trae consigo un gran problema de control tratado en una extensa variedad de trabajos como por ejemplo Molina-García y colab. [21] quienes proponen ajustar la demanda a la generación un enfoque más realista, Leona y Solsona [22] que plantean un sistema de control que disminuye las oscilaciones y las sobrecargas en la red, lo comparan con los sistemas de control actuales y muestran marcadas mejoras en algunas situaciones. Por otro lado Li y colab. [23] proponen una estructura de parques e instalaciones de

conversión para mantener el sistema controlado, evitar sobretensiones y buscar un funcionamiento suave respecto de la tensión eléctrica provista a la red.

Tabla I-1: Capacidad Instalada en el sector eléctrico [18].

Tecnología		Potencia instalada (MW)		Porcentaje	
Térmica	Ciclo Combinado	9025	18614	48,49%	60,26%
	Turbo Vapor	4441		23,86%	
	Turbina de Gas	4074		21,89%	
	Motor Diesel	1074		5,77%	
Hidroeléctrica		11095		35,92%	
Nuclear		1010		3,27%	
Eólica		165		0,53%	
Solar		8		0,03%	



Figura I-18: Proyectos e instalaciones de parques eólicos en la Argentina al año 2010 [24].

En nuestro país, si bien ningún parque eólico se encuentra interconectado al sistema de distribución, se han realizado un gran número de instalaciones de parques con fines de recabar información, también existen proyectos de parques de capacidad industrial como el parque Arauco [25]. En la Figura I-18 se muestran las ubicaciones y las capacidades de los parques eólicos instalados y previstos al año 2010.

Como ya se mencionó, el Estado Argentino, ha realizado acciones con el objetivo de diversificar la matriz energética, para ello ha propuesto incentivos económicos y mecanismos de eximición de los impuestos. Un ejemplo de esta política, fue el incentivo a la producción de biodiesel que provocó una explosión en la instalación de estas plantas, la gran mayoría emplean soja como materia prima. En la Figura I-19 [24] se muestran las ubicaciones de las plantas de biodiesel instaladas al año 2010. Desde el año 2012, cuando las regulaciones estatales se endurecieron y se legisló el precio del biocombustible, las plantas disminuyeron su producción a un 50% de su capacidad para evitar sufrir pérdidas mayores [26]. En ese momento el negocio del biodiesel dejó de ser atractivo. Considerando el total de las capacidades instaladas (Tabla I-2) de las plantas de biodiesel con respecto al consumo de diesel del mes de Julio del 2014 el aporte de las plantas resultan en un 0,27%.

Tabla I-2: Capacidades de las plantas de Biodiesel instaladas al 2014 en Argentina (m³ por año) [26].

Provincia	Grandes Productores		PYMES		Totales		%
	Cantidad	m3	Cantidad	m3	Cantidad	m3	
Santa Fe	10	2899600	5	160864	15	3060464	83,11%
Buenos Aires			6	193600	6	193600	5,26%
Santiago del Estero	1	176000			1	176000	4,78%
San Luis			1	84480	1	84480	2,29%
Neuquen			1	70400	1	70400	1,91%
Entre Ríos			2	53504	2	53504	1,45%
La Pampa			1	44000	1	44000	1,19%

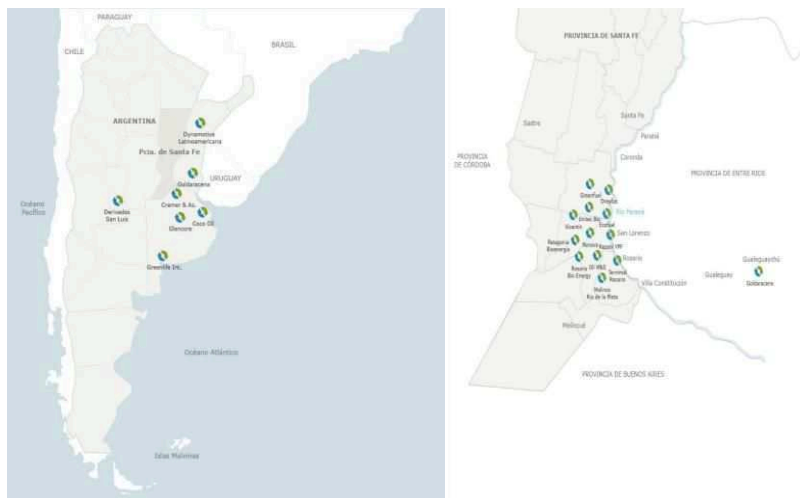


Figura I-19: Plantas de Biodiesel [24].

Otro biocombustible que se encuentra en auge es el bioetanol, para el que se promovieron normativas [19] para su empleo en forma de alcohol-naftas. En la Argentina muchas de las plantas instaladas emplean caña de azúcar, pero en los últimos años, se construyeron varias que emplean maíz como materia prima, lo que aumentó la capacidad de producción de este biocombustible en gran medida [27]. En la Tabla I-3 y Tabla I-4 se muestran las capacidades y la localización de plantas en producción y algunos proyectos para este biocombustible. Comparando la demanda total de combustible liviano total, esto incluiría naftas de todos los octanajes y GNC, el aporte del bioetanol destinado como combustible es del 0,21%.

Tabla I-3: Capacidades de plantas instaladas y proyectos en bioetanol a partir de maíz [28].

Planta	Localización	Capacidad instalada (m3)	Maiz Procesado (Ton)	Inicio de Operaciones
Bio IV	Rio IV	80000	186047	sep-12
Agroctanos	La Carlota	80000	186047	2014
Porta	Córdoba	50000	116279	ene-12
Las Lajitas	Salta	50000	116279	sin fecha
ACA	Villa María	125000	290698	dic-13
AGD	Alejandro Roca	135000	313953	ene-13
Vicentín	Avellaneda	50000	116279	ago-12
Alimentos del Sur	Entre Ríos	80000	186047	2014
Diaser	San Luis	80000	186047	2014
Bahía Energías Renovables	Bahía Blanca	100000	232558	2014
Bioterai		121000	281395	2014
GreenPampas	Timbues	450000	1046512	sin fecha

Tabla I-4: Capacidad de plantas de bioetanol a partir de caña de azúcar [27].

Planta	Provincia	Produccion (m3)	
		Anhidro	Hidratado
Atanor	Tucumán		45000
Balcanes	Tucumán	30000	
La Trinidad	Tucumán	6000	14000
Colombres	Tucumán	13100	4000
Santa Rosa	Tucumán	13500	
La Corona	Tucumán	8000	3000
Minetti	Tucumán		7000
Ledesma	Jujuy	30000	25000
Rio Grande	Jujuy	6000	2000
Esperanza	Jujuy		8000
Tabacal	Salta	42000	8000
San Isidro	Salta	3000	1800

Otro ejemplo de las políticas del estado se refleja en la instalación de la planta fotovoltaica en la provincia de San Juan, la más grande de Latinoamérica [29], interconectada con la red nacional. En este sector, la provincia de San Juan encara nuevos proyectos [30] y busca aprovechar los recursos renovables disponibles.

I.3. Objetivos de la tesis.

Esta tesis tiene como objetivo la generación de modelos matemáticos para la planificación de las inversiones en fuentes de energías renovables y convencionales para la Argentina, contemplando sus recursos naturales y sus diferentes mercados, con el propósito de satisfacer el 100% de sus necesidades energéticas. La intención es que los modelos permitan planificar las inversiones futuras en energía, con el propósito de cambiar y diversificar la composición de matriz energética argentina, que se encuentra totalmente sesgada en la utilización de recursos fósiles, incorporando fuentes sustentables, de bajo impacto ambiental, de la forma más económica posible. Los modelos que se generen, serán por lo tanto multiobjetivo y multiperíodo. Los programas matemáticos que se desarrollen incluirán en la formulación la incertidumbre en las reservas actuales y futuras de fuentes de energía convencionales. Ninguno de los trabajos expuestos en la revisión bibliográfica, que se realiza de manera más exhaustiva en el capítulo II, presenta el planeamiento de la inversión estratégica por medio de modelos de programación matemáticos, que den la posibilidad de incorporar diversas fuentes de energía, prolongar la vida útil de las reservas de combustibles fósiles y tomar ventajas competitivas de los recursos naturales de Argentina. La idea detrás de la investigación que se desarrolla en esta tesis es proporcionar un instrumento de análisis para realizar inversiones eficientes y reducir los efectos contaminantes.

Los objetivos específicos del desarrollo de este trabajo son los siguientes:

- Evaluar los aspectos económico-financieros involucrados en la inversión a largo plazo en plantas de producción de energía, contemplando costos, amortizaciones, ingresos, créditos especiales, subsidios y excepciones impositivas.
- Evaluar escenarios futuros en la producción de combustibles y energía eléctrica, y la evolución y variación en la matriz energética de la Argentina.
- Definir estructuras que realicen el balance energético, contemplando demandas y ofertas de energía. Se contemplarán diferentes tecnologías y procesos de producción, para la obtención y preparación de las materias primas, sus procesos de transformación con diferentes detalles.
- Evaluar el impacto de la incertidumbre en las decisiones de inversión, contemplando el desconocimiento relativo a las reservas de recursos fósiles y la producción de recursos naturales.
- Proveer una herramienta de análisis que permita establecer políticas energéticas a los organismos de decisión gubernamentales relacionados con la producción de energía y su uso.

I.4. Estructura de la tesis.

La tesis consta de siete capítulos incluyendo este que presenta el problema a investigar. Los capítulos siguientes abordan los siguientes temas:

En el Capítulo II se presentara la revisión del estado del arte en los diversos temas de estudio: fuentes de energía alternativas, modelado matemático, planificación de inversiones, impacto ambiental de las fuentes de energía, formulación y resolución de problemas con incertidumbre. La intención de este capítulo es mostrar lo realizado hasta el momento por otros grupos de investigación y compararlo con la propuesta de esta tesis.

En el Capítulo III se presenta el modelo desarrollado para resolver el problema de planificación de inversiones en fuentes de energía contemplando únicamente cuestiones económicas. Se genera un problema mixto entero lineal

multiperíodo, se explican en detalle las restricciones y ecuaciones del modelo, el significado de las variables y los parámetros. Se resuelve el modelo para varios escenarios y se muestran en detalle los resultados obtenidos, su análisis y conclusiones.

En el Capítulo IV se extiende el modelo del Capítulo III y se formula un problema de optimización multiobjetivo, ya que se consideran tanto los factores económicos como ambientales que afectan las inversiones en generación de energía. Ambos objetivos se contraponen, y la intención es mostrar la situación de compromiso entre ellos. Se generan dos modelos diferentes, que se distinguen en la formulación del impacto ambiental: uno que contempla pesos en la función objetivo y el otro por medio de " ϵ -constraint", en donde uno de los objetivos se convierte en una restricción. Se resuelven también diversos escenarios y se muestran los resultados, su análisis y conclusiones.

El Capítulo V contempla la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos fósiles, se analizan diversos casos donde la cantidad de estos recursos cambia. Este modelo es una extensión del presentado en el Capítulo III, con el objetivo de analizar cómo se corrigen las decisiones de inversión ante la eventualidad de una mayor disponibilidad en los recursos no-renovables.

En el Capítulo VI se muestra un trabajo de investigación realizado en conjunto con la Dra. Carla Pieragostini, originado por una consulta de un grupo privado de inversores interesados en financiar la producción a pequeña escala en biocombustibles, particularmente en la producción de bioetanol. Se presenta entonces, un modelo para estimar los costos de inversión de la producción de bioetanol empleando simulación.

En el Capítulo VII se presentan las conclusiones arribadas en la tesis, como los trabajos futuros que se desprenden de la ejecución de la misma.

Capítulo II. Antecedentes en modelos de planeamiento de inversiones en energía.

II.1. Introducción.

El proceso de toma de decisiones es una función de los gerentes y administradores de toda organización pública o privada, que implica seleccionar una alternativa, de entre muchas posibles, para lograr uno ó varios objetivos propuestos. Como consecuencia del proceso de tomas de decisiones se genera un plan de acción que, dependiendo del horizonte de tiempo al que se aplica, se pueden clasificar en tres tipos: operativo, táctico y estratégico. De manera general, se puede decir que el planeamiento operativo se aplica a períodos de tiempo de horas y días, el táctico en el orden de las semanas y los meses, y el estratégico contempla el período de años. Los tres planeamientos están relacionados entre sí, y desde el estratégico al operativo, se le va agregando detalle a los mismos. El plan estratégico es una visión general, de alto nivel del negocio completo, es la base fundamental de una organización y determina las decisiones a largo plazo. El plan táctico, en cambio, describe la manera que una organización proyecta cumplir con los objetivos descritos en el plan estratégico. Es un documento a corto plazo, por ejemplo, con un ámbito de menos de un año, de bajo nivel que descompone el plan a largo plazo en trozos más pequeños y ejecutables. Si el plan estratégico es una respuesta al ¿Qué?, el táctico responde al ¿Cómo?. Finalmente, el plan operativo describe como ejecutar las actividades de una organización en su acción diaria. El plan operativo traza una hoja de ruta para lograr los objetivos tácticos dentro de un plazo realista. Este plan es muy detallado y hace énfasis en los objetivos a corto plazo y responden a las preguntas ¿quién?, ¿qué?, ¿cuándo? y ¿dónde? para cada paso. El objetivo de esta tesis es desarrollar un plan estratégico (a largo plazo) de inversiones en el sector energético de Argentina contemplando objetivos económicos, ambientales e incertidumbre en la disponibilidad de recursos.

II.2. Métodos y herramientas para un plan estratégico en energía.

Son diversos los métodos que se pueden emplear para la generación de un plan estratégico, desde métodos cualitativos como el "VMOEPA" que es una enunciación de la Visión, Misión, Objetivos, Estrategias, Plan de Acción de la organización, ó el método FODA que es un proceso de análisis de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, que permiten formular el plan. El problema de las técnicas mencionadas es que no se tienen en sus resultados valores cuantitativos que permitan evolucionar en planes con más precisión. También se pueden emplear metodologías cuantitativas, como la simulación de eventos o los modelos de optimización matemáticos, por mencionar algunos de ellos, que son los que se describirán a continuación con más detalle.

Para los sistemas de energía se han propuesto sistemas informáticos que permiten analizar la integración de fuentes de energía renovable en los sistemas energéticos. Connolly y colab. [31] realizaron una revisión de estas herramientas, estos autores presentan un análisis de 37 ellas de un total de 68 sistemas. El propósito del artículo es proveer la información necesaria para identificar la herramienta que mejor se adapta para hacer el análisis requerido por un usuario, de acuerdo a los objetivos propuestos. Los autores concluyen que no existe un sistema que abarque todos los aspectos relacionados con la integración energética de fuentes renovables, porque esto es altamente dependiente de los objetivos que se fijan al realizar el estudio, que pueden ser muy diversos. En el trabajo se muestran diferentes tablas que caracterizan a los sistemas analizados. Hay sistemas de código abierto hasta comerciales, algunos tienen una gran cantidad de usuarios y otros no tanto. Las metodologías que emplean varían desde la simulación, análisis de escenarios, de equilibrio, de optimización de la inversión, de optimización de la operación, etc. Las áreas geográficas que abarcan van desde una comunidad local, hasta una región, estado, una nación ó internacionales, algunos trabajan con un sistema aislado (isla). Algunos son multiperíodo y otros no, variando la unidad de tiempo desde los segundos, minutos, horas hasta tomar períodos de uno o varios años. Los sectores que se consideran en los análisis también son diversos: eléctrico,

calefacción, transporte. Las fuentes de energía que se pueden incluir en los estudios también son diferentes. En las conclusiones del trabajo realizado, los autores hacen un resumen de las principales características de las herramientas analizadas, entre las más destacadas se pueden mencionar que si el objetivo es simular un sistema que se base en un 100% en energía renovable, las herramientas que pueden hacerlo son EnergyPLAN, H2RES, Invert, Mesap PlaNet, INFORSE, LEAP, and SimREN, que sólo cuatro de ellas: EnergyPLAN, Mesap PlaNet, H2RES, y SimREN usan períodos de tiempo de 1 hora o menos, mientras que las otras tres emplean divisiones del tiempo de 1 año. Si el objetivo es optimizar los sistemas de energía para acomodar las fluctuaciones de las energías renovables EnergyPLAN, Mesap PlaNet, H2RES, and SimREN pueden ser más benéficas que las otras tres. A continuación se describirán las características de las últimas cuatro, por ser las más destacadas en la revisión.

EnergyPlan [32] permite representar un sistema nacional de energía sobre una base horaria incluyendo los sectores de electricidad, calefacción, refrigeración, industrial y de transporte. Esta herramienta es desarrollada y mantenida por el Grupo de Investigación en Planeamiento Energético Sustentable ("Sustainable Energy Planning Research Group") de la Universidad de Aalborg de Dinamarca. El sistema es distribuido como un software gratis del tipo "freeware", en la que el usuario puede usarlo por un tiempo limitado, después del cuál debe pagar por su uso, entre sus características se destaca su interfaz amigable. Los datos que necesita la aplicación son la producción anual/demanda medida en toneladas de watts anuales (TWh/year), la capacidad de las unidades instaladas (MW), la distribución horaria de la producción y demanda actual que necesita 8784 puntos, uno por cada hora, en valores que van de 0 a 1, representando del 0 al 100% de la producción/demanda. Los datos económicos que necesitan ser ingresados a este sistema son: los costos de los combustibles incluyendo sus emisiones de dióxido de carbono, los costos de inversión como capital requerido, tiempo de vida de cada unidad, la tasa de interés para créditos, los costos de operación que pueden ser fijos y variables, costos de producción por unidad y también se pueden ingresar costos adicionales no contemplados en los ítems anteriores. EnergyPlan emplea un modelo determinístico que brinda como resultado los balances de energía, las producciones

anuales, el consumo de combustibles, la capacidad de importación/exportación de electricidad y el costo total de producción. El análisis se realiza basado en la factibilidad técnica y económica.

Mesap (Modular Energy System Analysis and Planning Environment) es una herramienta de análisis de sistemas energéticos y PlaNet (Planning Network) es un módulo de red lineal para Mesap que está diseñado para analizar y simular la demanda de energía, el suministro, costos e impacto ambiental para sistemas de energía locales, regionales y globales. Fue desarrollado por el Instituto de Energía Económica y de Uso Racional de la Energía de la Universidad de Stuttgart en 1997 [33] pero que ahora es mantenido por la compañía alemana Seven2one Informationssysteme GmbH [34]. Mesap PlaNet calcula los balances de energía y sus emisiones para cualquier tipo de sistema de energía. También realiza un cálculo detallado de costo de producción, basado en los costos de inversión y de operación fijos y variables anualizados. El modelo usa uno orientado a la tecnología, donde varias de ellas, que son competitivas actualmente, son representadas para suministrar energía en paralelo. La simulación se lleva a cabo en períodos de tiempo especificados por el usuario, en un rango que varía desde un minuto hasta múltiples años y el horizonte de tiempo puede ser ilimitado. Mesap Planet se empleó para simular estrategias de suministro de energía mundiales [35] y para comparar las estrategias de eficiencia de energía de Eslovenia [36].

SimREN (Simulation of Renewable Energy Networks) es un software que propone modelos "cercaos a la realidad" para el suministro de energía y demanda siguiendo una propuesta de "abajo hacia arriba" (bottom-up). Fue desarrollado en 1999 por el Instituto de Innovación y Soluciones Sustentables de Japón [37]. No obstante, el modelo no es accesible por otras personas ajenas al Instituto pero es posible pagar por proyectos a ser ejecutados en él. SimREN usa modelos independientes y detallados para la demanda de energía, y su administración. Un sistema nacional ó aislado de energía se puede dividir en hasta M subregiones, cada una de ellas consistente en muchos proveedores y consumidores diferentes. La simulación usa medidas reales de los datos del clima, con una resolución típica de

hasta 15 minutos para una etapa de la simulación, se pueden elegir diferentes tamaños de las unidades de tiempo. El modelo incluye la mayoría de las fuentes de energía renovables excepto las de las olas y las mareas. Se pueden incluir también sistemas de almacenamiento de energía hidroeléctrica, por baterías y la producción de hidrógeno, pero no son modelados los sistemas de transporte de la energía. SimREN se empleó para simular el 100% de energía renovable para el sector eléctrico de Cataluña (España) [38] y también para Japón [39].

H2RES simula la integración de sistemas de energía renovable en los sistemas de energía que son aislados (isla). Este modelo es desarrollado por el Instituto Superior Técnico de Lisboa y la Facultad de energía Mecánica y Arquitectura Naval de la Universidad de Sarajevo (Croacia). Se han realizado 10 versiones del mismo, pero no se sabe la cantidad de usuarios que posee este sistema. H2RES realiza el balance horario de agua, electricidad, calor y demanda de hidrógeno, almacenamiento y suministro de energía sobre un período definido de tiempo. El modelo fue diseñado específicamente para integrar fuentes de energía renovable e hidrógeno en sistemas energéticos que operan de manera autónoma. También puede emplearse como una herramienta de planeamiento para sistemas de producción de energía por viento, hidráulica o solar únicamente, o para la proyección de sistemas de mayor potencia. La herramienta considera todas las formas de producción de energía térmica excepto la nuclear y todas las tecnologías renovables excepto la de las mareas. Para simular el viento y sus velocidades, la radiación solar, la disponibilidad de energía hidráulica, los datos de precipitaciones pluviales, se toma la información proporcionada por la estación meteorológica más cercana al lugar del estudio. Para la biomasa toma en cuenta la información de las materias primas, los procesos de conversión (combustión, gasificación y digestión) y la producción de salida (potencia, calor o una combinación de ellas). La electricidad producida en exceso por las fuentes renovables puede ser almacenada y bombeada por medio de instalaciones hidráulicas, en baterías o como hidrógeno, para ser usado en otros momentos donde las cargas no sean críticas.

Otro método cuantitativo que puede emplear para proponer un plan estratégico de inversiones en fuentes de energía es la optimización mixta entera (Mixed Integer Programming por sus siglas en inglés) que sirve para modelar muchos problemas que involucran decisiones discretas y continuas [40]. En un problema de planeamiento estratégico de inversiones como el que se estudia en esta tesis, las decisiones discretas están vinculadas a responder si se invierte o no en una determinada fuente de energía, y si se lo hace se debe determinar el monto, la capacidad y el momento. La forma básica de un modelo de optimización de este tipo es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & z = f(x, y) \\
 \text{s.t.} \quad & h(x, y) = 0 \\
 & g(x, y) \leq 0 \\
 & x \in X, y \in \{0, 1\}^m
 \end{aligned}$$

donde $f(x, y)$ es la función objetivo (por ejemplo costo), $h(x, y)=0$ son las ecuaciones que describen el rendimiento del sistema tales como balances de materia y velocidades de producción, y $g(x, y) \leq 0$ son desigualdades que definen la especificaciones o restricciones que permiten que un plan sea factible. Las variables x son continuas y se corresponden con las variables de estado del problema, e y son las variables discretas, que por lo general, en problemas algebraicos, toman el valor 0 ó 1. En el caso general cuando alguna/s función/es y restricción/es del problema son no-lineales, la formulación se corresponde con un modelo de programación mixto entero no-lineal (MINLP, por sus siglas en inglés), por el contrario si las función/es de los conjuntos $f(x, y)$, $h(x, y)$ y $g(x, y)$ son todas lineales, el problema se transforma en un programa mixto entero lineal ó MILP.

Los programas matemáticos y de optimización en general, se han usado extensivamente en diversas áreas como ingeniería, economía, biotecnología y otras no tradicionales, como las ciencias sociales. Una de las razones para este uso es que los problemas presentan muchas soluciones alternativas y no es fácil encontrar cuál es la óptima. Por otra parte, encontrar esa solución implica grandes ahorros para las

organizaciones; o visto de otra manera, si se aplica una solución subóptima se incurre en penalidades económicas. Por lo tanto, la optimización es una tecnología que ayuda a las compañías a mantenerse competitivas.

Si bien los modelos MINLP y MILP se han aplicado para resolver una gran variedad de problemas diversas áreas, una cuestión que siempre surge en la formulación de los problemas es cómo desarrollar el mejor modelo que dará la solución más eficiente del mismo. En este sentido, una de las tendencias es representar las decisiones discretas y continuas de los modelos de optimización por medio de restricciones algebraicas, disyunciones y relaciones lógicas [41]. Las motivaciones que surgen para este tipo de representación son: a) facilitar el modelado de los problemas que involucran decisiones discretas, y b) retener y explotar las estructuras lógicas de los problemas para reducir la combinatoria de los mismos y mejorar sus relajaciones.

Un programa disyuntivo generalizado se puede representar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & z = \sum_{k \in K} c_k + f(x) \\
 \text{s.t.} \quad & r(x) \leq 0 \\
 & \bigvee_{j \in J_k} \begin{bmatrix} Y_{j,k} \\ g(x) \leq 0 \\ c_k = \gamma_{j,k} \end{bmatrix} \forall k \in K \\
 & \Omega(Y_{j,k}) = \text{True} \\
 & x \geq 0, c_k \geq 0, Y_{j,k} \in \{\text{True}, \text{False}\}
 \end{aligned}$$

En este modelo, $x \in R^n$ es el vector de las variables continuas y $Y_{j,k}$ son variables booleanas. $c_k \in R^1$ son las variables continuas y $\gamma_{j,k}$ son valores que corresponden a la evaluación de alternativas $f: R^n \rightarrow R^1$ es el término de la función objetivo que depende de variables x y $r: R^n \in R^q$ son un conjunto general de restricciones que no dependen de las disyunciones. Este modelo general asume que $f(x)$ y $r(x)$ son funciones convexas. Una disyunción está compuesta por un conjunto de términos

vinculados por el operador lógico OR. En cada término de la disyunción contiene una variable booleana $Y_{j,k}$ para determinar si es verdadero o falso, un conjunto de restricciones convexas $g_{j,k} : R^n \in R^p$ y una variable de costo c_k . Si la variable booleana $Y_{j,k}$ es cierta, entonces las condiciones $g_{j,k}(x) \leq 0$ y $c_k = \gamma_{j,k}$ se deben cumplir. De lo contrario, si $Y_{j,k}$ es falsa, se ignoran las limitaciones correspondientes. Se supone que cada término de las disyunciones da lugar a una región factible no vacía. Finalmente, $\Omega(Y) = True$ es un conjunto de restricciones lógicas generadas por el uso del conjunto de variables booleanas Y .

Para el desarrollo de esta tesis se decidió emplear los modelos de optimización matemática dado que estos brindan resultados precisos del plan de inversiones, porque es relativamente simple incorporar o quitar fuentes de energía y/o restricciones, y además permite obtener el valor óptimo del objetivo propuesto, de acuerdo con las restricciones formuladas y los datos de entrada del problema. Las decisiones discretas sobre las inversiones en nuevas fuentes de energía se formulan por medio de disyunciones, porque ésta representación facilita su modelado. El modelo es multiperíodo porque abarca un horizonte de tiempo de 20 años, esto se explicará con más detalle en el Capítulo III.

II.3. Antecedentes en planificación de inversiones.

II.3.1. Antecedentes en la planificación de inversiones para un país o región.

Uno de los primeros artículos analizados fue el propuesto por Connolly y colab. [42] que investigaron como suministrar a Irlanda el 100% de su energía por medio de fuentes renovables. Según estos autores, en Irlanda el 96% de la demanda de energía es satisfecha por combustibles fósiles, de los que se importa el 89%. La herramienta EnergyPLAN se utiliza para realizar el estudio e incluyen la electricidad, la calefacción y el transporte como los sectores consumidores. Las fuentes renovables consideradas en este estudio son la biomasa, la energía solar, la energía

mareomotriz, energía eólica y la energía hidroeléctrica. También consideran aumentar la capacidad del sistema de almacenamiento de energía. En la investigación, los autores analizan diferentes escenarios y fuentes de energía sustentables, que son los que a continuación se listan:

- Proveer el 100% de la energía por medio de biomasa.
- Proveer el 100% de la energía empleando hidrógeno.
- Proveer el 100% de la energía por medio de fuentes renovables maximizando el uso de electricidad generada por fuentes renovables.
- Proveer el 100% de la energía empleando una combinación de los tres escenarios anteriores.

Además de definir los escenarios a estudiar, para resolver cada uno de ellos se realizan diversas suposiciones, por ejemplo, consideran que las demandas de energía son invariantes desde el año 2007 y el análisis se realizó sobre la base de las perspectivas técnicas y de recursos, no desde un punto de vista económico. A partir del análisis de los resultados obtenidos, los autores concluyen que su estudio sirve como un caso ilustrativo, que se centró en los aspectos técnicos de las diferentes fuentes analizadas, pero un análisis más detallado que contemple los aspectos sociales y económicos debe llevarse a cabo en futuros estudios.

En un trabajo similar, Krajacic y colab. [43] analizan como alcanzar el 100% de generación de energía eléctrica necesaria para Portugal por medio de fuentes renovables. Para hacerlo emplean la herramienta H2RES, que tiene características similares a EnergyPLAN, ya que lo que realiza es un balance por hora de las demandas de agua, electricidad, calefacción e hidrógeno, contemplando también la posibilidad de almacenamiento y suministro de energía. Con esta herramienta analizan 3 escenarios, uno empleado como referencia para testear la herramienta con datos tomados de la literatura para el año 2006, otro para el año 2020 contemplando un incremento en la generación de energía renovable hasta alcanzar el objetivo impuesto para ese año, y el tercer escenario corresponde al empleo de energía renovable para satisfacer el 100% de la demanda. En las conclusiones, los

autores remarcan la deficiencia de H2RRES para generar resultados con más detalle y que genere óptimos económicos, ambientales y sociales. También recalcan que la generación energía eléctrica para satisfacer el 100% de la demanda, se puede lograr empleando la energía hidráulica y aerogeneradores en ciclos combinados reversibles. Los aerogeneradores trabajarían en conjunto con plantas de energía hidráulica que funcionarían por medio de bombeo. Respecto del uso de hidrógeno y baterías como almacenamiento, los autores indican que pueden ser una solución pero en el futuro, cuando mejore su tecnología.

Otros trabajos en la misma línea, que se pueden mencionar son los de Cosic y colab. [44], que analizan el caso de un sistema de energía 100% renovable para Macedonia utilizando EnergyPlan, Lund y Mathiensen [45] hacen una investigación para Dinamarca y Mason y colab. [46] evalúan el caso de Nueva Zelanda.

Aguilar y Cai [47] realizan un estudio sobre las oportunidades de inversión privadas en energías renovables en los Estados Unidos de Norteamérica, para ello, emplean un instrumento de asignación de inversiones que captura las preferencias de los posibles inversores por medio de una encuesta. En el trabajo, incluyen tanto energías renovables como no-renovables. Para el análisis emplean el modelo Tobit, que es un modelo estadístico que relaciona una variable independiente (la cantidad de dinero a invertir) con una dependiente, que en el trabajo son representados por cotas impuestas a esos valores. Los resultados muestran un ranking de preferencias en energías renovables de los inversores, donde la solar y la eólica están en lo más alto de la lista y las provenientes de la utilización de la madera, al final de la misma.

Fazlollahi y colab. [48] trabajaron sobre modelos de diseño y operación de sistemas de energía. Ellos señalan que en la literatura se pueden encontrar diversos programas de optimización matemáticos lineales que, por la naturaleza del problema, presentan muchas fuentes de incertidumbre, como la cantidad de recursos disponibles y las condiciones del mercado, que los hacen apropiados para tener múltiples objetivos. Los autores desarrollaron un modelo de optimización de un sistema de energía multiperíodo con una sola función objetivo y aplican optimización multiobjetivo, por dos métodos diferentes, el primero que emplea el

método de "epsilon constraint" (ICC) y otro en el que aplican un método evolucionario (EMOO). El objetivo del artículo es comparar los métodos propuestos, para varios casos de estudios, que comprenden seis tipos de tecnologías de conversión de energía, bomba de calor, caldera, fotovoltaica, turbina de gas, celdas de combustible y motores de combustión interna. Los autores concluyen que el modelo ICC consume menos esfuerzo computacional que el EMOO, además éste último no garantiza encontrar el óptimo. Sin embargo, exponen que el algoritmo evolucionario es más adecuado para la optimización multiobjetivo porque provee la información necesaria para un análisis detallado de las situaciones de compromiso entre los diferentes objetivos. Investigadores del mismo grupo (Weber, y colab. [49]) desarrollaron un modelo mixto entero no-lineal (MINLP) para definir el diseño y optimización del suministro de energía en un distrito, cuyo objetivo es reducir la emisión de CO₂ por medio del uso racional de las instalaciones energéticas.

Careri y colab. [50] presentaron una planificación de expansión de plantas de generación de energía eléctrica, con el objetivo de satisfacer restricciones técnicas y económicas. Ellos proponen un programa matemático mixto-entero no-lineal (MINLP) multiperíodo (2010-2030), con el que analizan el impacto en las inversiones de los incentivos que se vuelcan hacia la producción de electricidad por fuentes renovables, como la realimentación de las tarifas, cuotas obligatorias de producción, cantidad de emisiones, y los bonos de carbono. Para resolver el problema emplean el método de descomposición de Benders generalizado (GBD), implementado en el lenguaje de programación Matlab. La función objetivo es la maximización del valor presente neto (VPN) resultante de la diferencia entre ingresos y costos. Para la generación de resultados se evaluaron 13 tecnologías entre renovables y no-renovables. Se resuelven dos escenarios, uno que no contempla la inclusión de incentivos, mientras que el otro escenario si lo hace. Se incluyen en el artículo datos relacionadas con el sistema de generación de energía de Italia. El trabajo concluye que aún con los incentivos, generar energía eléctrica por fuentes renovables es menos rentable, y que sin esos estímulos, muy pocos sistemas de generación de energía por dichas fuentes son viables.

Muñoz y colab. [51] presentan un modelo para la inversión en energías renovables para el mercado eléctrico español. El objetivo es minimizar el riesgo del inversor mientras maximiza el retorno de lo invertido. Para el trabajo emplean un modelo económico y modelos de simulación que dan como resultado el flujo de caja necesario para ejecutar las inversiones. Para hacerlo, tienen en cuenta las regulaciones, los datos técnicos y financieros, subsidios, costos, ingresos, etc. En el trabajo incluyen la energía eólica, fotovoltaica, microhidráulicas y termoeléctricas. El propósito es satisfacer la demanda del mercado eléctrico con una combinación de las fuentes energéticas propuestas que mejor se adapte a los objetivos propuestos. Se evalúan diversos escenarios que incluyen variaciones en la cantidad que se financia, precios de la energía y niveles de riesgo. Los autores concluyen que las tecnologías que tiene el riesgo más bajo y también el menor retorno, son la fotovoltaica y la termoeléctrica, que incrementan su participación en el mercado cuando se requiere bajo riesgo y precios pesimistas, mientras que las otras dos tecnologías involucradas tienen ventajas en escenarios de alto riesgo y alto retorno.

Ding y Somani [52] generan un modelo de planeamiento de las inversiones en la infraestructura eléctrica integrada con energía renovable. Presentan dos modelos: el primero de ellos tiene como objetivo minimizar en una base horaria la volatilidad del precio de la energía en los Estados Unidos, debido al desbalance que existe en la demanda de potencia durante las horas del día. El otro contempla un horizonte de tiempo anual y tiene como objetivo minimizar los costos de transmisión, operación y de inversión para expandir la capacidad de las plantas de potencia de “energías limpias”. Uno de los retos que se identifican es que las fuentes de energía renovables son generalmente ubicadas en áreas remotas, lejos de los puntos de consumo de energía. Además, hay problemas técnicos que afrontar. Por ejemplo, en el caso de los colectores eólicos, la energía es fluctuante y puede producir excedentes de energía. Suponiendo que todos los parámetros son deterministas, proponen un modelo matemático para combinar la energía fósil y la infraestructura de la energía eólica en una planificación de las inversiones a largo plazo.

II.3.2. Antecedentes en el sector de transporte

Un sector clave que depende fuertemente de los combustibles fósiles es el sector del transporte, y en nuestro país, el transporte pesado que gobierna el traslado de mercancías entre las diferentes regiones, es un gran consumidor y con una dependencia más acentuada en los recursos no renovables. Es por ello que este mercado se incluye en el trabajo que se realiza en esta tesis, pensando en la producción de biocombustibles en la que nuestro país cuenta con ventajas comparativas en la producción de las materias primas como la soja, maíz, cereales, recursos forestales, etc.

En un trabajo de investigación para Argentina, Andersen y colab. [53] estudian la planificación y el diseño de la Cadena de Suministros del biodiesel considerando tres materias primas diferentes (soja, girasol y jatropha), 8 tecnologías de producción, 9 productos diferentes y 3 tipos de transporte (camión, tren y barcos). Los cultivos compiten por el uso de las tierras, en el modelo consideran que la jatropha emplea tierras marginales no altamente productivas. El país fue dividido en 23 regiones, coincidentes con las provincias de Argentina, incluyendo en cada región los cultivos, las plantas de combustibles fósiles y de biodiesel y las que son potenciales de instalar. Los productos intermedios y finales que se contemplan son granos, harina, "pellets", petróleo, biodiesel puro y mezclado y glicerol. También se consideran los campos de cultivo, su almacenamiento y las plantas de producción como también los centros de distribución para los mercados nacional e internacional. El horizonte de tiempo que analizan es de 7 años dividido en 84 períodos. El modelo generado es uno mixto entero lineal (MILP) teniendo como objetivo la maximización del Valor Presente Neto (VPN), que tiene en cuenta los ingresos por ventas, costos de inversión, de operación, de almacenamiento, de transporte y la depreciación de las nuevas instalaciones, actualizados con una tasa de interés. Los autores resuelven 3 problemas diferentes, en donde varían la proporción que cada tipo de transporte tiene en el problema. Se muestran los resultados obtenidos en cada uno de los

problemas propuestos. Concluyen que para satisfacer la demanda de biodiesel doméstica y externa se debe incrementar el área actual de cultivo.

Mele y colab. [54] proponen un modelo mixto-entero lineal multi-objetivo (moMILP), para diseñar la cadena de suministros de la caña de azúcar de las provincias del noroeste de la Argentina (Tucumán y su región), para la producción de azúcar y alcohol, siendo este último producto utilizado para el mezclado con naftas, teniendo en cuenta costos y condiciones ambientales. Con este modelo se obtienen diferentes configuraciones, siendo cada una de éstas una solución óptima de Pareto. Esta fuente alternativa puede ser viable para la región norte de la Provincia de Santa Fe que es productora de caña de azúcar.

Ridjan y colab. [55] señalaron que el transporte, en comparación con otros sectores, sigue siendo fuertemente dependiente del petróleo que muestra un rápido crecimiento en las últimas décadas. Las fuentes más prometedoras son los biocombustibles, junto con la electricidad. Los biocombustibles producidos a partir de biomasa tienen problemas como: la escasez de uso de la tierra, la disponibilidad limitada, y la interferencia con la producción de alimentos. En ellas se indica que es indispensable hacer un análisis detallado de este sector con el fin de satisfacer la demanda y cumplir con los criterios de un sistema de energía 100% renovable en 2050.

Charles y colab. [56] establecen que el futuro del transporte por carretera, que en la actualidad depende de los combustibles líquidos a base de carbono, es una gran incógnita a develar y su solución es poco clara. Estudiaron este sector desde diferentes perspectivas, considerando un solo paradigma energético utilizando la electricidad; y múltiples fuentes de energía: biocombustibles, los combustibles fósiles, los vehículos eléctricos híbridos y pilas de combustible de hidrógeno. En su trabajo analizan casos de países que tienen características diferentes: dos regiones desarrolladas, como la Unión Europea y Australia; y dos más en desarrollo: África subsahariana y China. En las conclusiones, los autores indican que una posible solución para el transporte es la diversidad energética, tanto en el corto, como en el mediano plazo. Además, con la diversificación de

fuentes de energía, se pueden tener algunos otros beneficios como la promoción de la competencia, el fomento de la innovación, la disminución de las importaciones de petróleo y disminución en emisiones de gases de efecto invernadero.

Lindfeldt y colab. [57] investigaron el sistema de transporte por carretera sobre la base de recursos renovables para Suecia, con el fin de ilustrar cómo este sistema podría ser diseñado para evitar la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles. Consideran que en el futuro puede existir una disminución en la demanda, debido a mejoras técnicas y no técnicas para optimizar la economía del vehículo, mientras que en el lado de la oferta; se discuten los biocombustibles y combustibles sintéticos producidos a partir de la electricidad renovable. Llegan a la conclusión que el potencial de la biomasa podría cubrir desde un quinto hasta la mitad de la demanda de energía, después de considerar fuertes medidas de disminución de la misma; y es necesario el uso de la electricidad renovable en el sector del transporte para cubrir el resto del mercado, ya sea en forma de combustibles sintéticos a partir de electricidad renovable (metano o metanol), o bien celdas de hidrógeno y/o vehículos eléctricos.

Agrawal y colab. [58] presenta el hidrógeno (H_2) como una alternativa plausible para sustituir a los combustibles fósiles a largo plazo. Reconocen que a pesar de su abundancia en la naturaleza, el H_2 no está disponible en forma libre y debe ser producido a partir de otra fuente de energía. Su atención se centra en los principales obstáculos para el montaje de una infraestructura para el H_2 , y los pros y contras asociados con diversos métodos de producción de H_2 barato. El objetivo principal es analizar el potencial del hidrógeno como combustible de transporte y proporcionar un marco a los grandes desafíos de promover un sistema energético de H_2 con éxito.

En un trabajo más reciente, Carvalho Lopes y colab. [59], desarrollaron una herramienta para el análisis económico de plantas de biodiesel considerando prácticas industriales actuales. El trabajo lo llevan a cabo contemplando diferentes medidas: el Valor Presente Neto (VPN), la Relación Costo-Beneficio (RCB), el tiempo de retorno de la inversión y la velocidad de retorno interna. En este trabajo también

se tuvieron en cuenta costos de inversión y operación, depreciación y costos auxiliares.

Desde una perspectiva tecnológica, Gassner y Maréchal [60] presentaron una metodología para el diseño conceptual de procesos de producción de combustibles a partir de la biomasa. En el trabajo, luego de identificar las tecnologías que se pueden emplear, los autores proponen una superestructura en bloques, donde se identifican las fuentes de materia prima, los recursos de energía y los requerimientos generales de los procesos. A partir de la solución de este modelo se determinan los caminos posibles de producción, las etapas requeridas en los distintos procesos y los productos intermedios. El modelo que presentan es un programa mixto-entero no lineal (MINLP) de características complejas. Este modelo general, luego se va descomponiendo, agregándole mayores detalles.

II.4. Impacto Ambiental.

La investigación sobre inversiones en fuentes de energía renovables registró un fuerte incremento en las últimas décadas, su tratamiento es muy complejo porque diferentes perspectivas y métricas pueden incluirse en los estudios que afectan fuertemente sus resultados, los conceptos que pueden abordarse son fundamentalmente los siguientes: a) la economía de las inversiones, b) la eficiencia ambiental de esas inversiones y c) los aspectos sociales que influyen en la aceptación de las fuentes de energía. En esta sección se abordarán algunos antecedentes sobre el impacto ambiental de las inversiones energéticas.

Para analizar la eficiencia ambiental en la producción de energía existen varios indicadores que facilitan la investigación, según lo presentado por Cicea y colab. [61], los más usados son: la intensidad de carbono, la intensidad energética, las emisiones de CO₂, el consumo de energía y la producción de energía. La intensidad de carbono es la cantidad de CO₂ emitido por unidad de energía consumida. La intensidad energética es el valor económico que puede obtenerse por una unidad de energía estandarizada. De algún modo estos indicadores reflejan

eficiencia, mientras que los tres restantes son indicadores volumétricos que dan una idea de su impacto ambiental, el más directo de estos tres últimos es el que mide la cantidad de emisiones de CO₂. También existen ecuaciones que vinculan las emisiones, la riqueza, la intensidad energética y la población, entre las que se pueden mencionar la identidad de Kaya que lleva ese nombre por el investigador japonés que la propuso Yoichi Kaya. La ecuación es una descomposición que expresa el nivel de emisiones de CO₂ generados por la energía como el producto de 4 indicadores: a) intensidad de carbono, b) intensidad energética c) producto per cápita y d) población. Existen numerosos trabajos en la literatura que emplean este indicador ó alguna variante del mismo. En este trabajo de tesis se empleará, como se verá con más detalle en el capítulo IV, la cantidad de emisiones de CO₂ porque es un valor específico que mide de manera directa el impacto de la producción y consumo de energía.

Por otra parte, se sabe que la producción de energía por medio de los recursos fósiles son los mayores generadores de gases de efecto invernadero (GEI) y que en el otro extremo, con emisión nula, se encuentran la energía solar, del viento, nuclear y la hidráulica en todas sus formas. Las fuentes más polémicas, en cuanto a la determinación de la cantidad de emisiones son los biocombustibles, como el bioetanol y el biodiesel, ya que las investigaciones sobre su impacto ambiental muestran diversos resultados, porque si bien su uso produce CO₂, en el balance se cuenta el dióxido absorbido por las materias primas, por lo tanto las cantidades emitidas de GEI por los biocombustibles, dependen en gran medida de las consideraciones y límites que se contemplan en los estudio de sus ciclos de vida. A continuación se presentan algunos trabajos de investigación sobre la producción de biocombustibles y su impacto ambiental.

Giarola y colab. [62] proponen un modelo multiobjetivo que resulta en un Programa Mixto Entero Lineal (MILP) para optimizar el rendimiento medioambiental y financiero de las cadenas de suministro de granos y de rastrojo de maíz para la industria del bioetanol. Los procesos considerados responden a plantas de primera generación que emplean granos como materia prima, y de

segunda generación que emplean una mezcla de grano y rastrojo. El primer objetivo es la maximización de la ganancia, y el segundo es la minimización de las emisiones totales de GEI, resultantes de la operación de la Cadena de Suministro (SC) para este biocombustible, en un horizonte temporal de 15 años. El modelo se aplicó a un caso de estudio real: la infraestructura de bioetanol emergente en el norte de Italia. Los resultados revelan el conflicto entre el desempeño ambiental y económico para hacer frente a las producciones de biocombustibles. Extensiones de este trabajo son presentadas por Bernardi y colab. [63], [64] que formulan un marco de modelado multiobjetivo MILP para optimizar el rendimiento medioambiental (emisiones de carbono y uso del agua) y económicos de la SC de bioetanol. Ellos incluyen el consumo de agua como objetivo a minimizar, debido a la escasez de este recurso en algunas regiones y la evidencia que la producción de bioetanol a gran escala puede afectar la disponibilidad de agua de manera significativa. También aplicaron el modelo para el mismo caso de estudio (bioetanol de maíz y rastrojo para el norte de Italia). En el artículo de 2012 [63], los autores concluyen que algunos procesos de producción de etanol (primera generación) implican un uso intensivo de los recursos hídricos y los resultados se ven afectados de manera significativa según el proceso utilizado. Mientras que en el trabajo publicado en 2013 [64], afirman que la novedad es la evaluación de la cantidad de agua consumida por el cultivo, que tiene una dependencia geográfica y la calculan tomando información espacial de la distribución de este recurso.

En cuanto a la utilización de fuentes de energía renovables, Zhang y colab. [65] presentan un modelo multiperíodo para optimizar el sector de generación de energía de China durante el período 2010-2050. El horizonte de planificación se divide en varios intervalos en los que se instalan, modifican o cierran las centrales. La disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero se estudió mediante la captura del CO₂. Los autores presentan los resultados que aplican el modelo de un verdadero caso de estudio basado en los datos de China.

Baliban y colab. [66] proponen una estructura basada en la optimización de procesos de síntesis para la conversión termoquímica de biomasa y gas natural en

combustibles líquidos (BGTL). La estructura incluye las integraciones simultáneas de la red de calor, energía, agua y la minimización de los costos de las refinerías BGTL. Los resultados sugieren que estos sistemas pueden ser económicamente competitivos con procesos a base de petróleo, mientras que se logra una reducción de las emisiones de un 50%. Los procesos propuestos parten del Fischer–Tropsch o de síntesis catalítica.

Un caso particular de la cadena de suministro de biocombustibles es estudiado en detalle por Yue y colab. [67]. Describen los retos claves y oportunidades en este tema, proporcionan una estructura general y las características que distinguen las cadenas de suministro de biomasa para biocombustibles. También describen el modelado multiescala que subyacen este problema y los diferentes niveles de decisión involucrados. Por último, destacan los temas ambientales que deben ser modelados y la necesidad de dar cuenta de la incertidumbre en el proceso de decisión. Incluyen un análisis de descentralización de las plantas industriales, proponen una integración con la mitigación de las emisiones de CO₂ y destacan la necesidad de un análisis de ciclo de vida, y para ello analizan diferentes índices.

En un trabajo similar al expuesto en el párrafo anterior, Tang y colab. [68] presentaron y formularon un bono de carbono como herramienta de financiación para apoyar las inversiones en energía renovable en la generación de energía eléctrica, que complementa otros incentivos ambientales. Analizan los diferentes estímulos que se ofrecen en los Estados Unidos, tanto a nivel nacional como estatal, a partir de la desregulación del mercado eléctrico. Según estos autores, la inversión y la rentabilidad de los sistemas de energía renovable dependen de grandes incentivos financieros para competir con los métodos de generación convencional. El valor del bono se obtiene mediante la predicción de los ingresos futuros usando datos estadísticos y precios históricos. Ellos aplicaron la metodología a tres mercados diferentes: Europa, Australia y el estado de Nueva Jersey. Llegan a la conclusión que la venta de los bonos de carbono con un vencimiento a diez años puede financiar una parte importante del costo inicial de un proyecto.

Siirola y Edgar [69] presentan las posibles métricas que posibilitan evaluar los procesos de producción. Discuten los indicadores económicos, energéticos y los medio ambientales, proponen estrategias operacionales y normas de gestión para mejorar la eficiencia energética y la reducción al mínimo del consumo, el trabajo también se centra en el control de los procesos para lograr un mejor rendimiento energético.

II.5. Incertidumbre.

Una gran cantidad de problemas de planeamiento requieren que las decisiones se realicen en términos de incertidumbre [70]. La incertidumbre se puede encontrar en la demanda de energía, en los precios de los combustibles y sus materias primas, en la cantidad de recursos no-renovables, en los incentivos económicos, en el impacto ambiental, etc. La decisión basada en incertidumbre puede complicarse además por la presencia de variables de decisión discretas que se encuentran en modelos de optimización multiperíodo y multietapa. En este trabajo, el autor realiza una revisión de los principales métodos que existen para modelar incertidumbre en los problemas de optimización, entre los que destaca la Programación Estocástica, la que se divide en dos grandes grupos, la programación con recursos y la probabilística; y la segunda gran clasificación es la Programación con Conjuntos Difusos ("Fuzzy Sets"). Estos métodos se emplean en diversos trabajos de energía donde la incertidumbre se modela en alguno de sus aspectos. El propósito de esta sección es mostrar algunos de los trabajos que se presentan en la bibliografía abierta relacionados con el modelado de incertidumbre en sistemas de producción de biocombustibles y/o energía.

Fleten y colab. [71] evalúan las inversiones en generación de energía renovable descentralizada bajo la incertidumbre de precios. Ellos desarrollan un modelo matemático que maximiza el valor actual neto de los nuevos proyectos. El inversor puede elegir entre diferentes capacidades que se excluyen mutuamente y los plazos de inversión para maximizar los beneficios. Se emplea una descripción

estocástica usando movimientos brownianos geométricos para manejar la incertidumbre de precios de la electricidad. El modelo se aplica a un caso de estudio de inversión en una turbina eólica para un edificio de oficinas en Noruega. Debido a la volatilidad de los precios llegan a la conclusión de que para proyectos más grandes, la mejor estrategia es esperar hasta que la inversión sea óptima.

Cai y colab. [72] desarrollaron un modelo de programación de intervalos difusos aleatorios (FRIP) para determinar estrategias óptimas en la planificación de los sistemas de gestión de energía (EMS) bajo múltiples incertidumbres, que se modelan como valores de intervalo, distribuciones posibilistas y probabilísticas y sus combinaciones. El modelo se aplica a una región de tres ciudades, con un plan de inversiones en un horizonte de tiempo de largo plazo. Llegan a la conclusión de que las soluciones obtenidas pueden ser utilizadas para la generación de decisiones alternativas, que permite identificar políticas energéticas teniendo en cuenta diversas limitaciones económicas.

Guillén y Grossmann [73] presentan el diseño de las cadenas de suministro de productos químicos sostenibles en presencia de incertidumbre en el inventario del ciclo de vida, relacionado con el funcionamiento de la red. La tarea de diseño se formuló matemáticamente como un programa multiobjetivo estocástico no lineal mixto entero (MINLP) que da cuenta de forma simultánea para la maximización del valor actual neto y la minimización del impacto ambiental para un nivel de probabilidad determinado. Los autores resolvieron dos ejemplos ilustrativos mostrando la curva de Pareto que describe la solución de compromiso entre el impacto ambiental y el beneficio económico. El artículo incorpora el impacto ambiental en el nivel estratégico de la gestión de la cadena de suministro (SCM), se consideran explícitamente las incertidumbres en las emisiones liberadas, y requerimientos de materias primas relacionados con la operación de la cadena de suministro.

De Vries y colab. [74] investigan el potencial de la energía eólica, solar (fotovoltaica) y biomasa (WSB) para entregar energía aprovechable. Evalúan el potencial geográfico, técnico y económico de esas fuentes de energía. Para la

evaluación se utilizan los datos del suelo y de la cubierta terrestre proporcionadas por "IMAGEN 2.2 model" desde donde plantean escenarios. También emplean este modelo implementado por el IEEA del IPCC (Informe especial sobre escenarios de emisiones del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático) para estimar el potencial geográfico de la biomasa de los cultivos energéticos. Los autores analizan cuatro escenarios basados en la incertidumbre en el uso del suelo, cubierta de la tierra y algunos parámetros de biomasa específicos. Ellos muestran que los conceptos de producción "potencial" dependen en gran medida del escenario de uso de la tierra para los cultivos.

Morales-Rodríguez y colab. [75] presentan el desarrollo y la aplicación de un modelo sistemático para optimizar la estructura de bioprocesos. El programa se basa en la identificación de las fuentes de incertidumbre a través de un análisis global de sensibilidad, seguido por la cuantificación de su impacto en los indicadores de evaluación del desempeño, a través de análisis de incertidumbre. Por último, se aplica la programación estocástica para llevar adelante el desarrollo de los procesos sujeto a estas incertidumbres. Se evalúan cuatro configuraciones diferentes de procesos para la producción de etanol celulósico incluyendo sacarificación simultánea y cofermentación e hidrólisis independiente y cofermentación y se proponen diferentes modos de operación (continuos y continuos con reciclado).

Tarhan y colab. [76] presentan un modelo para la planificación de plataformas off-shore considerando incertidumbre en el caudal inicial máximo de petróleo o gas, el volumen de petróleo o gas recuperable, y el tiempo de inyección de agua del reservorio, que están representados por distribuciones discretas. Además, se supone que estas incertidumbres no se conocen inmediatamente, pero se revelan gradualmente como una función de las decisiones de diseño y operación. Para tenerlas en cuenta de forma dependiente, se propone un modelo de programación estocástica multietapa que captura los complejos objetivos económicos y un comportamiento no lineal del yacimiento, y al mismo tiempo

optimiza las decisiones de inversión y de funcionamiento durante todo el horizonte de planificación.

II.6. Motivación.

De lo expuesto se puede concluir que existen numerosos trabajos en la literatura que abordan el problema de satisfacer la demanda de energía para diferentes regiones con fuentes renovables, contemplando objetivos económicos, ambientales e incertidumbre en algunos de sus parámetros. Sin embargo, ninguno de las propuestas tiene las características que se quieren contemplar en este trabajo, que es un programa matemático disyuntivo lineal multiperíodo para el planeamiento estratégico de las inversiones, contemplando más de un objetivo, que incluya ciertas fuentes de energía renovables y convencionales, las reservas en recursos fósiles, los mercados a los que está dirigido, la caracterización en tres capas: fuentes primarias, plantas conversoras, mercados, la proyección de la demanda y, fundamentalmente, enfocado a nuestro país. Lo que se espera obtener con la resolución de los modelos es la evolución de los flujos de energía y como cambia la matriz energética a nivel global, de manera tal que le permita a quienes toman decisiones definir políticas que otorguen la posibilidad de satisfacer la demanda de energía a futuro, con una mayor proporción de fuentes sustentables.

Capítulo III. Optimización de las inversiones a largo plazo en la planificación de la energía.

III.1. Introducción.

La producción de energía se encuentra con el reto de satisfacer las crecientes demandas, la disminución de los recursos convencionales y la consiguiente exigencia de incorporación de nuevas fuentes. Se necesitan nuevas herramientas con el fin de armonizar, integrar los diferentes requerimientos, recursos y capacidades. En este capítulo se presenta una formulación MILP (Programación Lineal Mixta Entera) para analizar la planificación de las inversiones y el funcionamiento de diferentes fuentes de energía para la Argentina. Uno de los objetivos de este modelo es permitir la integración de las energías renovables en combinación con los no renovables con el fin de prolongar la vida útil de las reservas de estos recursos, satisfacer el 100% de las demandas de energía de Argentina y permitir una diversificación de la matriz energética. Para las futuras generaciones, el suministro de energía debe reducir el empleo de combustibles fósiles e incrementar el de fuentes renovables.

El modelo permite evaluar el valor económico de las inversiones en fuentes de energía convencionales (recursos fósiles) y renovables, teniendo en cuenta diferentes aspectos como los montos de inversión, la disponibilidad de recursos, su operación, configuración, amortización, etc. La formulación adopta una representación multiperíodo que permite la evaluación de la evolución de los diferentes indicadores de rendimiento a lo largo del horizonte temporal. Además, se contempla que el tiempo requerido para iniciar la operación de las nuevas instalaciones a partir del momento de la decisión de dicha inversión, así como el valor de su amortización. El modelo propone una formulación basada en la programación disyuntiva que permite una representación adecuada de las

decisiones discretas. Se pueden evaluar fácilmente diferentes escenarios ya que el modelo se resuelve en tiempos de cálculo razonables.

Aunque la formulación propuesta se plantea para el caso de Argentina, teniendo en cuentas las fuentes de energía renovables que se adaptan mejor al país, este modelo se puede aplicar a cualquier país o región. Además, los parámetros adoptados en los ejemplos de este trabajo se pueden ajustar para casos específicos, por ejemplo: horizonte de tiempo, las fuentes de energía, demanda, los parámetros económicos, etc.

III.2. El Modelo.

La composición de la matriz energética en Argentina se muestra en Figura III-1; los datos se extraen de la Secretaria de Energía de Argentina [17]. Como se mencionó en el capítulo I las principales fuentes de energía son el gas natural (con un 49,5%) y el petróleo (con un 40,9% de la composición total), por lo que entre ambas completan alrededor de un 90% de la matriz energética del país, el restante 10% se compone por fuentes como la energía hidráulica, la nuclear, el carbón, aceites vegetales y el bagazo. Ante esta cifra se puede concluir fácilmente que el uso de formas sostenibles de producción de energía es esencial para el futuro del país, sobre todo teniendo en cuenta que Argentina tiene una cantidad importante de recursos naturales renovables. En los últimos años, ha habido un esfuerzo por cambiar la estructura de la matriz mediante el empleo de energías alternativas, como la energía eólica [77], las turbinas hidrocínicas [78], [79], los biocombustibles (bioetanol y biodiesel) [28], [80]–[82] y las plantas nucleares [83]. Ha habido también una penetración en el mercado de los colectores solares para la vivienda y la calefacción comercial.

El modelo tiene en cuenta tres sectores de la cadena de producción de energía:

- 1) Diferentes fuentes de energía primaria, que incluyen sus plantas colectoras.

- 2) Plantas de procesamiento en las que se transforman las energías primarias en una forma de energía útil (electricidad, combustibles).
- 3) Los consumidores finales, que para este modelo están representados por la demanda de los mercado del transporte, el cual se divide en el transporte liviano que incluye a los consumos de naftas y GNC, y el transporte “pesado” que considera los consumos de diesel oíl y biodiesel. También se consideran los consumos de energía eléctrica y de gas natural para uso industrial, comercial y residencial.

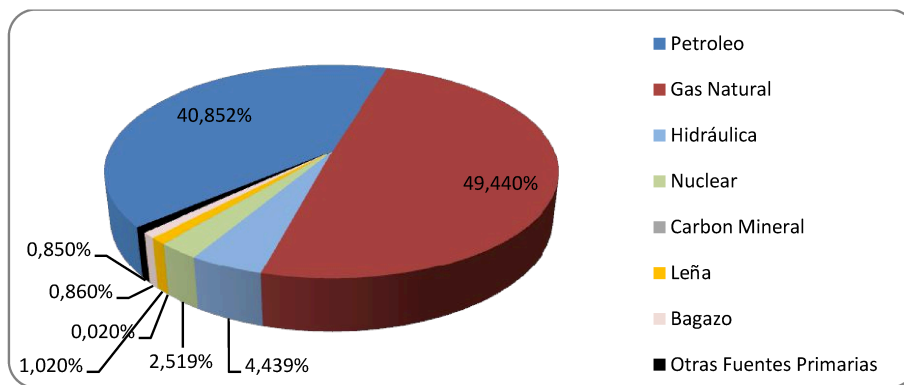


Figura III-1: Matriz Energética 2013 [17].

En la Figura III-2 se exhibe una representación esquemática de la red que representa el modelo, donde se muestran los enlaces entre las fuentes y los consumidores. Por ejemplo, las semillas de soja se recogen en las granjas, y luego se procesan en planta de biodiesel (principalmente productores de aceites de soja), desde ese punto va a una refinería de petróleo, donde el biocombustible se mezcla en una proporción de hasta el 20% (actualmente) con el combustible fósil y luego es comercializado a los consumidores finales.

Las fuentes de energía primaria que se incluyen, en principio, en este modelo son: petróleo, gas y uranio como no renovables y biomasa, eólica, solar e hidroeléctrica como fuentes renovables. Las plantas de conversión o de transformación y las instalaciones colectoras se pueden distinguir como: refinerías de petróleo, centrales nucleares, centrales termoeléctricas, parques eólicos, plantas

de bioetanol y biodiesel, turbinas hidrocinéticas y colectores solares para calefacción.

Los valores de demanda de los diferentes sectores incluidos en el modelo corresponden al año 2013, tomando los valores reportados por las agencias nacionales de la Argentina [18], [84]–[86]. Puesto que se considera un modelo multiperíodo hasta el año 2033, las demandas fueron estimadas y actualizan utilizando un valor constante de crecimiento que tiene en cuenta un promedio del aumento de la demanda en los últimos años. Si bien la información disponible no es suficiente como validar una tendencia del comportamiento, consideramos que es un buen punto de partida para realizar el análisis de inversiones.

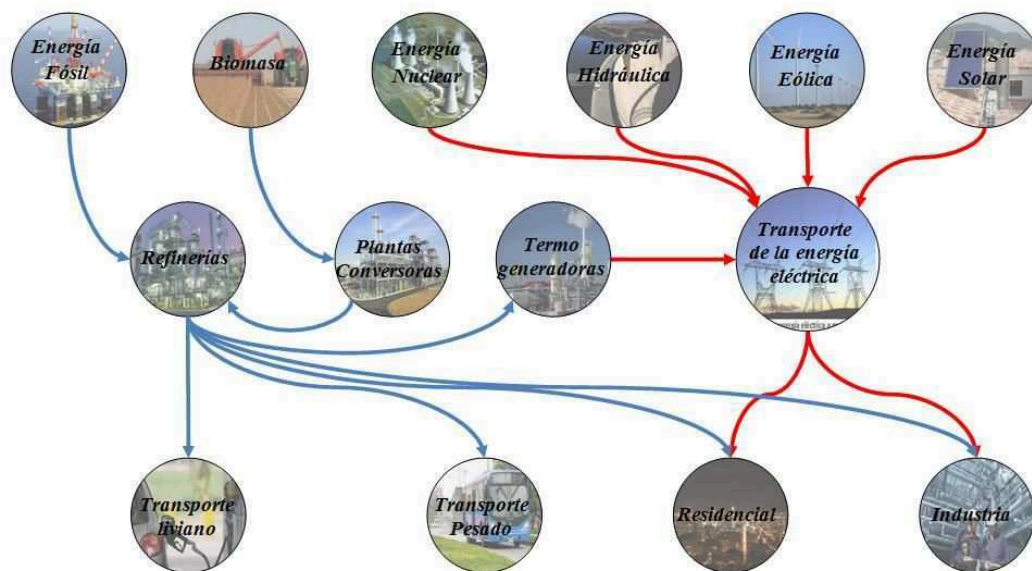


Figura III-2: La producción de energía a partir de fuentes a los consumidores.

Para representar las decisiones discretas respecto de las inversiones se empleó la programación disyuntiva [87]–[89] que, como se expresó en el capítulo II, facilita la representación en donde se tienen múltiples niveles de decisión, que ayuda a la comprensión del modelo [90].

III.2.1. Función Objetivo.

La función objetivo seleccionada es la maximización del Valor Presente Neto (VPN) (III.1) a lo largo del horizonte temporal considerado (años 2013-2033). El VPN permite el cálculo al presente de los flujos de inversión futuros. Consiste en la actualización al tiempo 0 de futuras inversiones mediante el uso de una tasa de actualización. El modelo resulta lineal y simple de implementar, con una gran versatilidad para incluir alternativas, y permite visualizar rápidamente los resultados obtenidos, brinda información económica, en términos de la cantidad de dinero necesarios para invertir en el momento actual. La dificultad del VPN es la forma de determinar la tasa de actualización, porque no siempre es claro cuál es el mejor valor para este parámetro. Otro problema en este tipo de modelos es que sólo tiene en cuenta los aspectos económicos de las inversiones y de los costos productivos, convirtiendo el problema solo en un juego económico.

$$NPV = \sum_{\substack{i \in Markets_{i,k} \\ k \in Markets_{i,k} \\ t}} \frac{(CSF_{i,k,t} - IMP_{i,k,t})}{(1 + TI)^{t-1}} \quad (III.1)$$

Donde

$$CSF_{i,k,t} = (P_{i,k,t} - CO_{i,k,t}) \cdot x_{i,k,t} \cdot hr - CI_{i,k,t} - CS_{i,k,t} \cdot ICap_{i,k,t} - CIMP_{i,t} \cdot (x_{i,k,t}^{EP} + x_{i,k,t}^{ES}) + P_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}^{ES} \quad (III.2)$$

$\forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k}$

$$\begin{aligned} IMP_{i,k,t} &\geq NT(CSF_{i,k,t} - CA_{i,k,t}) \\ IMP_{i,k,t} &\geq 0 \end{aligned} \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.3)$$

En la ecuación (III.1), NPV se corresponde con el valor presente neto, que es igual a la cantidad actualizada de todos los flujos de efectivo $CSF_{i,k,t}$ durante cada periodo t menos el monto erogado por los impuestos, representado por la variable $IMP_{i,k,t}$, para cada fuente de energía i y el mercado k unidos por el

subconjunto $Markets_{i,k}$. Esto es actualizar la suma de los saldos netos de cada una de las industrias en cada período considerado.

En la ecuación (III.2) se calcula cada flujo de caja $CSF_{i,k,t}$ como el balance financiero anual. El término $P_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}$ representa los ingresos obtenidos por la fuente i , el mercado de k , y el periodo t , en donde P es el precio de venta y x la cantidad vendida, el término $CO_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}$ corresponde al costo de operación del sistema de energía (plantas nuevas y viejas). Este término es el producto del costo de operación unitarios ($CO_{i,k,t}$) multiplicado por la producción de la planta para la fuente i , el mercado de k , y el periodo t ($x_{i,k,t}$) y las horas anuales de operación (hr) que es un parámetro, que podría ser considerado como un valor particular para cada una de las industrias, pero en este caso se tomó uno generalizado. La variable $CI_{i,k,t}$ es el costo de la inversión para una nueva instalación de la fuente i , el mercado de k , y el periodo t . El costo de puesta en marcha de una nueva instalación (que se considera sólo una vez en la vida de una nueva planta) se expresa por el producto entre el costo individual $CS_{i,k,t}$ multiplicado por la nueva capacidad de la planta $ICap_{i,k,t}$ para la fuente i , el mercado de k , y el periodo t . Los dos últimos términos del flujo de caja representan las posibles importaciones de energía, que consideran el costo de la compra de los recursos, y permite discriminar si la fuente de energía es primaria o secundaria, $x_{i,k,t}^{EP}$ y $x_{i,k,t}^{ES}$ respectivamente. Es necesario aclarar que una fuente de energía primaria es todo recurso que se encuentra forma natural y que solo requiere alguna forma de recolección, por ejemplo el petróleo crudo o la soja. Para generar energía secundaria se requieren de una planta de conversión de algún tipo, como en el caso de la energía eléctrica. La sociedad actual consume energía secundaria. En el modelo se distingue por el uso de pares ordenados (i,k) que representan la relación entre una tecnología única que permite convertir o coleccionar el recurso primario y convertirlo en una energía demandada. Por último la energía secundaria importada es vendida o entregada a los consumidores, que se refleja en el producto $P_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}^{ES}$.

Las ecuaciones (III.3) definen la variable positiva $IMP_{i,k,t}$ que es el monto que se debería pagar en impuestos al estado, el parámetro NT representa la tasa de impuestos. Esto se considera un monto erogable, por lo que al ingreso bruto se le realiza el descuento de la depreciación, representada por la variable $CA_{i,k,t}$. El motivo de la desigualdad es principalmente porque si la industria en particular presenta pérdidas, no debería pagar impuestos y la variable correspondiente toma el valor cero. Si bien en los casos analizados nunca se presentó esta situación, el modelo está preparado para incluirla.

III.2.2. Las decisiones de inversión.

Las inversiones en nuevas fuentes de energía se modelan utilizando programación disyuntiva [91] (DP). Se formulan dos niveles de decisión: el primer nivel permite decidir si la inversión en la fuente i se hará o no, mientras que el segundo decide su capacidad y determina los costos relacionados (III.4). Cuando la variable booleana $w_{i,k,t-T_{i,k}}$ es verdadera, esto indica que se lleva a cabo nuevas inversiones para una fuente i , el mercado de k , y el periodo $t-T_{i,k}$. La diferencia $t-T_{i,k}$ representa el tiempo entre el momento en que se realiza la inversión t y el que la planta inicia su producción ($T_{i,k}$). Cuando la variable booleana $w_{i,k,t-T_{i,k}}$ es falsa, no se realizan inversiones. En el primer caso, una vez que se ha tomado la decisión de inversión, se considera un segundo nivel para determinar la capacidad de las nuevas instalaciones. Esto se refleja empleando la variable booleana $y_{r,i,k,t-T_{i,k}}$, que permite la selección de diferentes capacidades del conjunto r . Se debe tener en cuenta que en este caso sólo un término debe ser cierto, sólo un elemento del conjunto r será seleccionado. La variable $ICap_{i,k,t}$ representa la capacidad de la planta y se le asigna el valor seleccionado por el parámetro $Imax_{r,i,k}$; del mismo modo $CI_{i,k,t-T_{i,k}}$ es una variable que especifica la inversión, también se le asigna el valor del parámetro $Cm_{r,i,k}$. De esta forma se logra una discretización de las curvas de costos, que en caso de contar con la posibilidad de representación

continua, resultaría solo en la sustitución de los parámetros por las expresiones de las curvas.

$$\left[\begin{array}{c} w_{i,k,t-T_{i,k}} \\ \forall_{r=1..R} \left[\begin{array}{c} y_{r,i,k,t-T_{i,k}} \\ Cl_{i,k,t-T_{i,k}} = Cm_{r,i,k} \\ ICap_{i,k,t} = Imax_{r,i,k} \end{array} \right] \end{array} \right] \forall \left[\begin{array}{c} -w_{i,k,t-T_{i,k}} \\ Cl_{i,k,t-T_{i,k}} = 0 \\ ICap_{i,k,t} = 0 \end{array} \right] \quad \forall t > T_{i,k}; \quad \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.4)$$

III.2.3. Combustibles fósiles.

La ecuación (III.5) define la cantidad ($q_{i,t}$) de los combustibles i (Nafta, gasoil, fuel oil) para el período t obtenido del fraccionamiento de una cierta cantidad de petróleo crudo ($q_{P,t}$). El parámetro $Fraction_i$ contiene información de un rendimiento aproximado de la destilación del crudo. Los valores de $Fraction_i$ se estimaron a partir de los informes del Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) [92] y representan en forma práctica el rendimiento de las plantas de destilación.

$$q_{i,t} = Fraction_i \cdot q_{P,t} \quad \forall t; \forall i \in Distillates \quad (III.5)$$

III.2.4. Restricciones de demanda y capacidad.

Las demandas de energía se estimaron para cada mercado k en los períodos futuros t (Parámetro $D_{k,t}$), se asumió un crecimiento lineal para cada período. Si bien no se cuenta con la información estadística suficiente como para garantizar una correcta estimación a tan largo horizonte de estudio, se considera que es un buen punto de partida. La ecuación (III.6) expresa la demanda de energía del mercado k en período t ($D_{k,t}$), que se estima como la demanda de energía en el período inicial ($D0_k$), más el coeficiente promedio de incremento (α_k) multiplicado

por el número de períodos menos 1; α_k se determina haciendo estimación basada en los datos obtenidos en años anteriores

$$D_{k,t} = DO_k + \alpha_k \cdot (t-1) \quad \forall t; \forall k \quad (\text{III.6})$$

Las demandas de petróleo, gas y electricidad para la Argentina en el período inicial (año 2013) se extrajeron de los datos estadísticos proporcionados por la Secretaria de Energía Argentina [85]. Los datos de consumo de los sectores se obtuvieron del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) [86] en el que se clasifican los consumos de energía por los diferentes usos (doméstico, industrial, de transporte, etc.). Los datos estadísticos sobre el mercado eléctrico se tomaron de los informes anuales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) [18]. Estas organizaciones proporcionan informes mensuales sobre la producción y la demanda de electricidad, exportación e importación de energía, el consumo de bombeo, las proyecciones para el sector y otros datos sobre el sector eléctrico. Estos informes discriminan también la fuente de la energía: fósiles, hidráulica y energía eólica. De todas las plazas consideradas, el mercado eléctrico es el que posee mayor cantidad de información y mejor ordenada.

La ecuación (III.7) establece que la suma de los flujos para un mercado particular k en cada período t debe ser igual a la demanda de ese mercado menos el aporte de las importaciones.

$$\sum_{i \in \text{Markets}_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t} \cdot hr = D_{k,t} - \sum_{i \in \text{Markets}_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t}^{ES} \quad \forall t; \forall k \quad (\text{III.7})$$

En la ecuación (III.7), $f_{i,k}$ es un parámetro que relaciona la fuente de energía i al mercado k teniendo en cuenta el factor de conversión, el rendimiento y la conversión de unidades necesarias entre ambos. Por ejemplo, el parámetro $f_{GN,TN}$ se refiere al gas natural como fuente de energía para el mercado del transporte; su valor se calcula como la relación entre el poder calorífico estándar del gas en comparación con la gasolina, y brinda información sobre cuántos litros de nafta

equivale un m^3 de gas natural. Para el caso del uranio estimamos $f_{Nu,EE}$ basado del poder calorífico y la eficiencia de las plantas nucleares [93].

La ecuación (III.8) establece que la producción de energía tiene un límite de capacidad representado por la variable $Cap_{i,k,t}$, esta varía de un período a otro de acuerdo con las inversiones realizadas. Se considera que si se importa energía primaria, ésta debe ser procesada.

$$f_{i,k} \cdot x_{i,k,t} \leq Cap_{i,k,t} \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.8)$$

Las ecuaciones (III.9) y (III.10) tienen en cuenta que hay un período de tiempo desde el momento en que se decide invertir en una fuente de energía y cuando se comienza a producir, lo que refleja el momento de la construcción del proyecto y la puesta en marcha de las instalaciones. Este período de tiempo se expresa por el parámetro $T_{i,k}$, que es un factor que depende de la fuente de energía y su destino. La expresión (III.9) fuerza que la capacidad instalada de fuente i para el mercado k en el momento t ($Cap_{i,k,t}$) sea igual a la capacidad inicial estimada ($Cap0_{i,k}$); mientras que la ecuación (III.10) realiza una acumulación de las capacidades instaladas en el tiempo t mayor que $T_{i,k}$ para la fuente i y el mercado k . Esto significa que la capacidad ($Cap_{i,k,t}$) es igual a la capacidad en el momento $t-1$ ($Cap_{i,k,t-1}$) más el incremento que se decidió en tiempo $t-T_{i,k}$ ($ICap_{i,k,t}$) (Ver ecuación (III.4)).

$$Cap_{i,k,t} = Cap0_{i,k} \quad \forall t \leq T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.9)$$

$$Cap_{i,k,t} = Cap_{i,k,t-1} + ICap_{i,k,t} \quad \forall t > T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.10)$$

III.2.5. Restricciones de disponibilidad.

Las ecuaciones de esta sección buscan representar los límites de disponibilidad para cada fuente, por ejemplo, la cantidad producida por el petróleo

no puede exceder el volumen de las reservas disponibles. En el caso de la fuente de las energías renovables las limitaciones son diferentes porque los recursos en teoría no son los que se agotan, sino que las regiones donde se producen son limitadas. La instalación de molinos de viento se ve condicionado por la zona de libre disposición para ellos. Para este caso, consideramos regiones que tienen corrientes de aire cuya velocidad de viento se mantiene un 80% del tiempo (anual) dentro del rango de las velocidades de operación de las turbinas eólicas. Para las fuentes de biomasa, como los cultivos de soja para biodiesel y caña de azúcar o maíz para el etanol, se tienen en cuenta que la producción está restringida por la cantidad media de la superficie, el rendimiento y el volumen de la cosecha anual que se dispone para la producción de combustible. Estos recursos son sostenibles, no se agotan en el tiempo, se renuevan año a año, y es muy diferente a lo que sucede con los recursos fósiles, que si no se realizan nuevos descubrimientos para reponer las reservas consumidas, sus volúmenes caen. (Ver Figuras I-16 y I-17).

La ecuación (III.11) define la producción de fuente de energía i en período t , $q_{i,t}$ es igual a la suma en todos los mercados k de los flujos $x_{i,k,t}$ para cada fuente i en período t por las horas de operación anuales. La ecuación (III.12) establece que la cantidad producida de fuentes i debe ser menor o igual a las reservas disponibles para esa fuente i en período t , representado por la variable $RD_{i,t}$ más las importaciones de energía primaria en este período.

$$q_{i,t} = \sum_{k \in \text{Markets}_{i,k}} x_{i,k,t} \cdot hr \quad \forall t; \forall i \quad (\text{III.11})$$

$$q_{i,t} \leq RD_{i,t} + \sum_k x_{i,k,t}^{EP} \quad \forall i \in NR \quad (\text{III.12})$$

La ecuación (III.13) restringe la posibilidad de instalar fuentes de energía renovables. El valor del parámetro CD_i limita la capacidad de la instalación, por ejemplo, para el caso de biodiesel a partir de soja, CD_{BD} corresponde al 1% del área total cosechada multiplicada por el rendimiento medio por hectárea y por el porcentaje estimado de biodiesel que se produce a partir de este cultivo. Estos

factores se tomarán de acuerdo con los valores sugeridos por Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) [80]. Un procedimiento similar se aplicó con la caña de azúcar como materia prima y para el caso del maíz se empleó un reporte de MAIZAR [28], una organización que se encarga de dar difusión a la actualidad de los mercados relacionados con el maíz.

$$\sum_{k \in \text{Markets}_{i,k}} \frac{Cap_{i,k,t}}{f_{i,k}} \leq CD_i \quad \forall t; \forall i \notin NR \quad (III.13)$$

Para los molinos eólicos los datos de instalación se extrajeron de la Cámara Argentina de Energías Renovables, que presenta una serie de mapas que muestran las zonas con velocidades medias a unos 50 metros del nivel del suelo (ver Figura III-3 y Figura III-4). La Figura III-3 (a) muestra en amarillo las regiones que serían adecuadas para los molinos de viento mientras que la Figura III-3 (b) muestra la velocidad media anual del viento a 50 m por encima del nivel del suelo.

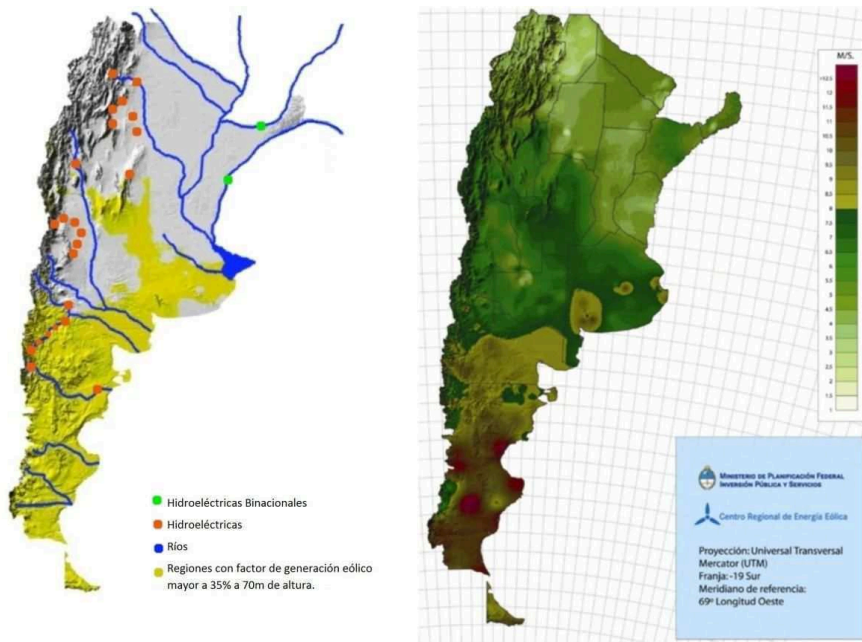


Figura III-3: (a) Mapa de los ríos, presas y la capacidad de energía eólica. (b) Mapa de velocidad media anual del viento a 50 m.

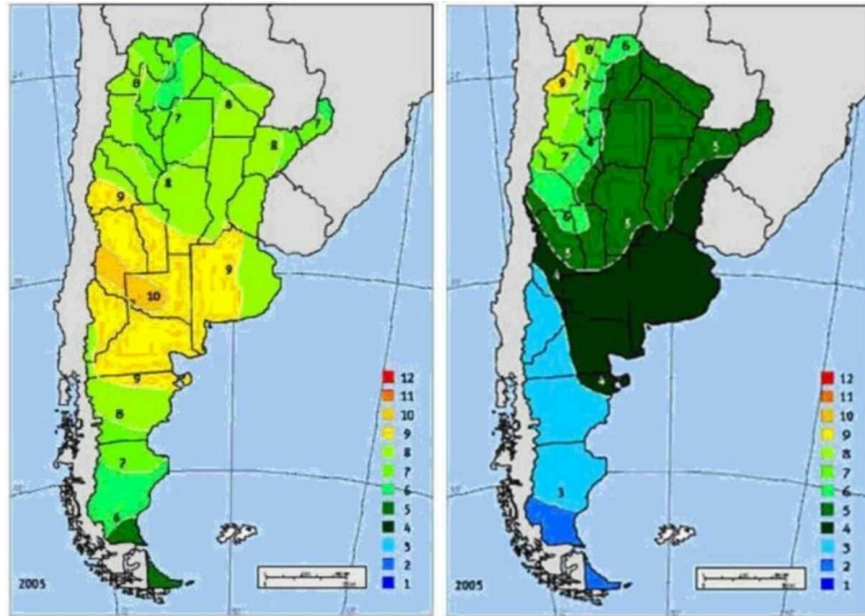


Figura III-4: Radiación solar media (a) Radiación media en enero. (b) radiación media de julio.

Para la energía solar se realizó un análisis similar, el modelo actual sólo tiene en cuenta su aplicación en la calefacción residencial y comercial. Por lo tanto, si se toma el valor promedio diario de radiación solar global, recibida en una superficie horizontal (Figura III-4), es posible determinar las regiones factibles para el uso de dicha energía. Por otra parte, teniendo en cuenta la densidad de población y una familia tipo (4 miembros), se puede estimar el número de posibles instalaciones. Además, con los datos provistos por la Comisión Nacional de Energía Atómica (Expediente 1213-D-06), es posible calcular el volumen de gas natural equivalente a la instalación de calefacción solar.

Aun cuando la tecnología es relativamente nueva y no es ampliamente adoptada aún, se considera el uso de turbinas hidrocinéticas para la generación de electricidad, debido a la cantidad de grandes ríos (Figura III-3 (a)) con valores constantes e importantes de caudales de agua durante todo el año. Realizando un análisis de los caudales de los ríos, la geografía de éstos y la potencia que una turbina hidrocinética puede proporcionar, se propuso un límite superior en la cantidad de energía eléctrica total que puede ser suministrada por esta tecnología.

La ecuación (III.14) indica que las reservas ($RD_{i,2013}$) al comienzo del horizonte de tiempo, son iguales a las reservas iniciales ($CD_{i,t}$). La ecuación (III.15) realiza un balance sobre las reservas disponibles en el período t , teniendo en cuenta las del período anterior ($RD_{i,t-1}$) y la cantidad producida por la fuente i en el período $t-1$ ($q_{i,t-1}$), además permite contar con nuevas reservas por medio de descubrimientos que entran en consideración en período t ($NewR_{i,t}$). Para que en la producción del período anterior no se descuenten de las reservas del período vigente, se consideran las importaciones de energías primarias del período anterior en el balance de los recursos. Se debe señalar que en el modelo solo se permite la importación de energías primarias no renovables. La ecuación (III.16) permite proponer políticas de conservación de los recursos no renovables limitando la cantidad disponible o exigiendo cierta conservación al finalizar el horizonte de estudio. Empleando el parámetro ε , que puede tomar valores inferiores y superiores a 1, permite analizar diferentes escenarios relacionados con la disponibilidad de los recursos no renovables que afecta la planificación de las instalaciones.

$$RD_{i,2013} = CD_i \quad \forall i \in NR \quad (III.14)$$

$$RD_{i,t} = RD_{i,t-1} - q_{i,t-1} + NewR_{i,t} + \sum_k x_{i,k,t-1}^{EP} \quad 2033 > t > 2013; \forall i \in NR \quad (III.15)$$

$$RD_{i,2033} \geq (1 - \varepsilon_i) \cdot CD_i \quad \forall i \in NR \quad (III.16)$$

III.2.6. Restricciones para los biocombustibles.

El uso de los biocombustibles para los vehículos está limitado por la legislación Argentina y las condiciones de funcionamiento de los motores. Aunque existen motores que pueden utilizar sólo este tipo de combustible, el parque automotor argentino trabaja principalmente con aquellos que requieren combustibles fósiles para funcionar adecuadamente. Teniendo en cuenta esta

situación, los biocombustibles producidos en nuestro país se mezclan con combustibles fósiles hasta una cierta proporción; esto se refleja en la ecuación (III.17) para el bioetanol, donde se restringe la relación entre la producción de gasolina y bioetanol, ya sea que provenga de caña de azúcar o de maíz, mediante el parámetro $BioNF$ (en nuestro caso $BioNF = 0,25$). La ecuación (III.18) es similar, pero para el caso del biodiesel.

$$q_{BEC,t} + q_{BEM,t} \leq BioNF \cdot q_{NF,t} \quad \forall t \quad (III.17)$$

$$q_{BD,t} \leq BioD \cdot q_{GO,t} \quad \forall t \quad (III.18)$$

III.2.7. Cálculo de Depreciación.

El cálculo de la amortización se realiza asumiendo un método lineal en función de la cantidad deducible. En el caso de Argentina se considera que el 85% del costo total de la propiedad es el monto deducible, dividido por los años de vida útil del bien, que corresponde con la cuota de la amortización. Esta se paga sólo durante la vida útil del activo, pero por lo general, la vida financiera de un bien, rara vez coincide con la vida real del mismo.

En ausencia de nuevas inversiones el costo de amortización ($CA_{i,k,t}$) es cero, como se indica en la ecuación (III.19), cuando las nuevas instalaciones comienzan la producción, se activa el cálculo de la depreciación ($CI_{i,k,t}$) hasta que completen su período de vida, el cual está representado por el parámetro $TVU_{i,k}$. La ecuación (III.20) determina la cuota de amortización para una instalación que inicia su actividad productiva en el periodo t y al mismo tiempo permite la acumulación de la amortización de instalaciones anteriores. Cumplida la vida útil se tiene que dejar de considerar la amortización por lo que en la ecuación (III.21) contiene el término $\frac{0.85 \cdot (CI_{i,k,t-T_{i,k}} - TVU_{i,k})}{TVU_{i,k}}$, que está restando el monto correspondiente a una instalación que ya cumplió su vida útil fiscal.

$$CA_{i,k,t} = 0 \quad \forall t \leq T_{i,k}, \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.19)$$

$$CA_{i,k,t} = CA_{i,k,t-1} + \frac{0.85 \cdot CI_{i,k,t-T_{i,k}}}{TVU_{i,k}} \quad \forall t \leq TVU_{i,k}, \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.20)$$

$$CA_{i,k,t} = CA_{i,k,t-1} + \frac{0.85 \cdot (CI_{i,k,t-T_{i,k}} - CI_{i,k,t-T_{i,k}-TVU_{i,k}})}{TVU_{i,k}} \quad \forall t > TVU_{i,k}, \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (III.21)$$

III.2.8. Límite superior de Inversiones.

La ecuación (III.22) impone un límite en la cantidad de dinero que se puede llegar a invertir en una fuente de energía i para un mercado k en el periodo t a través del parámetro $CIup_{i,k,t}$. Este parámetro es ajustable y se considera útil para analizar posibles cambios en las instalaciones teniendo en mente la disponibilidad de inversores.

$$CI_{i,k,t} \leq CIup_{i,k,t} \quad \forall (i,k) \in Markets_{i,k}, \quad \forall t \quad (III.22)$$

III.3. Resultados.

El modelo lineal disyuntivo multiperíodo se implementó en GAMS, se aplicó una relajación Convex Hull [94] para resolverlo con el programa CPLEX para modelos MILP.

III.3.1. Verificación del modelo.

Con el objetivo de corroborar el comportamiento del modelo propuesto, se seleccionaron los datos desde el año 2000 al 2010 y los resultados obtenidos se compararon con lo que sucedió en el sector energético argentino. Para el análisis se

efectuaron algunas suposiciones para ajustar la formulación a las políticas e incentivos en materia de energía, de la siguiente manera:

- El uso de la energía solar y las turbinas hidrocinéticas se eliminaron del modelo ya que no existieron incentivos para utilizar estas tecnologías durante esos años;
- La cantidad máxima de dinero para invertir en energía eólica se vio limitada por una cota superior teniendo en cuenta los subsidios otorgados por el gobierno nacional en un programa especial llamado GENREN.
- Durante un tiempo, hubo grandes incentivos económicos y marcadas ventajas para las inversiones privadas en plantas de biodiesel a partir de soja como materia prima, pero esto no fue el caso de la producción de bioetanol.

Con estas consideraciones se ejecutó el modelo, y los resultados obtenidos se resumen en la Tabla III-1 y Figura III-5. Las capacidades de las plantas se expresan como toneladas equivalentes de petróleo por hora (TOE por sus siglas en inglés). TOE es una unidad de energía genérica que sirve para homogeneizar las unidades en que se pueden expresar las diferentes fuentes de energía. Esta unidad expresa la energía que puede entregar una tonelada de petróleo.

Tabla III-1: Inversiones realizadas desde el año 2000 hasta 2010 en Energía de Argentina.

Fuente	Mercado	2000		2001		2004		2007		2008	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termo Generadoras	Eléctrico	63,75	0,78					63,75	0,78	63,75	0,78
Gas Natural	Residencial	622,18	183,7								
Bio Diesel	Transporte			144,34	135,94	20,43	18,92				
Eólico	Eléctrico					889,64	99,51				

En la Tabla III-1 se puede ver que hubo inversiones en gas natural para calefacción comercial y residencial lo que se refleja en un aumento del consumo de este combustible, que se puede apreciar en la Figura III-5; esto se debió a la ampliación de la operación de los gasoductos en el año 2000 y, como consecuencia, el consumo de gas natural para calefacción aumentó alrededor de un 35% en el año 2003 [95]. Se realizaron varias inversiones en plantas termogeneradoras que

pueden usar tanto gas natural como fuel oil como combustible para satisfacer la demanda en el mercado eléctrico, que continuamente creció en promedio anual del 4% a partir de 2003 [18]. Durante esos años, los inversionistas privados instalaron plantas de biodiesel con soja como materia prima. La producción de biodiesel creció de 260 mil toneladas en el año 2002 hasta 2 millones de toneladas en 2009 [81]. Si bien el modelo predice la cantidad a producir, el tiempo para hacer la inversión no coincidió con el real. Una explicación para este comportamiento es que en la realidad existen varios factores que pueden llevar a un retraso de los proyectos. En la Tabla III-1 se puede observar también la instalación de energía eólica debido a un programa subvencionado por el gobierno (Programa GENREN [96]). La capacidad es de 200 MWh de energía eléctrica, aunque el programa se puso en marcha por el 2006, la ejecución se inició en 2010, el modelo predice que la inversión se debió realizar en el año 2004 y como consecuencia, la producción se inicia en el 2008. Si bien el análisis de los resultados obtenidos es muy general, no se cuenta con la suficiente información para profundizarlo, pero aún así el modelo predice la inversión y las capacidades necesarias para el sector de energía con una buena aproximación, pero en diferentes momentos.

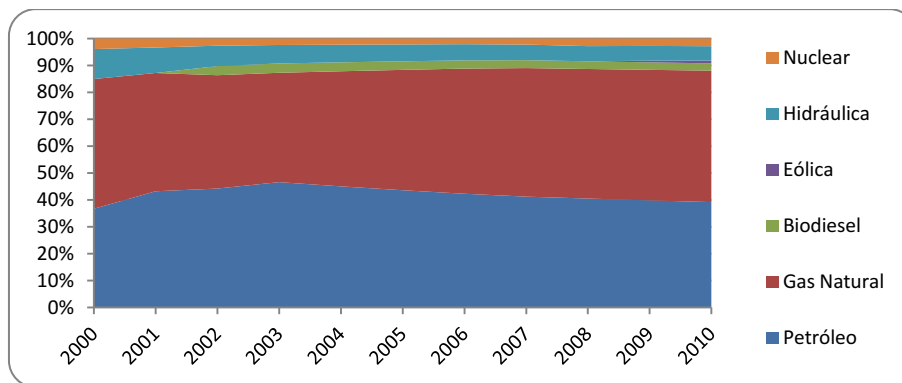


Figura III-5: Evolución de la matriz Energética de Argentina desde el año 2000 hasta 2010.

III.3.2. Análisis de Escenarios.

En esta sección se presentan los resultados obtenidos luego de evaluar diversos escenarios, en los que se contemplaron diferentes cantidades de reservas

gas en Argentina y un incremento en el precio de este combustible. Esta elección se basa en el hecho de que desde hace unas décadas la matriz energética argentina depende fuertemente de este combustible fósil y el otro motivo importante es la incertidumbre sobre las reservas de recursos del tipo "shale", técnicamente recuperables, pero que aún no se han incluido dentro de las reservas declaradas por los organismos correspondientes. La Argentina, con la información actual, está ranqueada en cuarto lugar en cuanto a las reservas de "shale oil" y en segundo en "shale gas". Los escenarios que se sugieren para este análisis son los siguientes:

1. No se realizan descubrimiento de nuevas reservas de combustibles fósiles, y las actuales se encuentran disponibles y se pueden utilizar a lo largo del horizonte de estudio. En este análisis las reservas residuales al finalizar el horizonte de estudio se van incrementando en un porcentaje.
2. Las reservas de gas natural se incrementan 50% con respecto a las reservas iniciales en el año 2020. Este escenario fue propuesto en base a las expectativas en la producción de "shale gas".
3. Las reservas de gas natural se incrementaron 50% con respecto a las reservas iniciales en el año 2020, se produce un incremento del 400% en el costo del gas natural y el 30% de las reservas totales deben permanecer al final del horizonte de estudio. Dado que el gas natural es la fuente de energía más barata y la más empleada, al proponer esta situación la idea fue explorar el comportamiento de las inversiones cuando el precio gas natural aumenta fuertemente.

III.3.3. Escenario 1

Para este escenario se planteó analizar como se ve afectada la solución con la disminución de la disponibilidad de las reservas. El primer escenario supone que la totalidad de las reservas actuales de gas y petróleo pueden ser empleadas a lo largo del horizonte de estudio, en los casos siguientes la disponibilidad de las reservas se disminuye en un 10% (se debe dejar un remanente al final del período) hasta llegar a un punto de infactibilidad. Esta no factibilidad se produce por no

poder cubrir la demanda en su totalidad, como consecuencia de los límites impuestos en capacidad y uso de las fuentes renovables. Para lograr una matriz energética al 100% renovable sería imperativo incluir una mayor capacidad en las fuentes renovables y más alternativas tecnológicas.

Los valores de las función objetivo obtenidos se presentan en la Tabla III-2. Resulta interesante ver que la disminución en la disponibilidad del petróleo no afecta de manera significativa la función objetivo, mientras que una limitación en la cantidad de gas natural si lo hace, cuando se dispone solo de un 80% de las reservas de gas natural se aprecia como comienza a influir la cantidad de petróleo disponible, esto es porque ambos recursos son sustitutos en varios mercados y ante la escases del gas el modelo opta por el empleo del petróleo, hasta llegar al punto de no poder satisfacer las demandas.

Tabla III-2: Función objetivo en millones de dólares a medida que se varía

la disponibilidad de los recursos fósiles.

		Disponibilidad de Petróleo		
		100%	90%	80%
Disponibilidad de Gas Natural	100%	61989	61990	61990
	90%	60301	60301	60301
	80%	57049	56325	

En lo que sigue, se presenta la evolución de la matriz energética para mostrar el empleo de los recursos que el modelo realiza ante las diferentes alternativas, también, en forma de tablas, se muestran las inversiones que se efectúan de acuerdo con las distintas disponibilidades de recursos fósiles.

En la Tabla III-3 se presentan las inversiones que se realizan de forma invariable, independientemente del escenario analizado. Se puede observar que las nuevas plantas se corresponden con la instalación de una planta termogeneradora para energía eléctrica, al principio del período, que puede consumir tanto gas natural como fuel oíl, con la finalidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica, también de instalan fábricas de biodiesel, en volumen abundante y en el principio

del horizonte de tiempo, para poder cubrir, fundamentalmente, las necesidades del transporte pesado y con ello permitir que los recursos fósiles alcancen para satisfacer la demanda. También se observa la instalación de parques eólicos para generar electricidad, en donde la capacidad de las nuevas plantas es elevada y la construcción las mismas se deciden, también, al principio del período de tiempo, además se emplean colectores solares al máximo de la capacidad permitida. En los dos últimos casos, parques eólicos y colectores solares, su empleo permite disminuir el consumo gas natural, que se puede destinar a otros usos más rentables en períodos de tiempo posteriores.

Tabla III-3: Inversiones Base en todas las combinaciones de disponibilidades para el escenario 1.

		2013		2014		2015	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termo Generadoras	Energía Eléctrica	59,44	97,64				
BioDiesel	Transporte	144,34	135,94	144,34	135,94	144,34	135,94
Eólica	Eléctrico	2335,3	522,4	2335,3	522,4		
Solar	Residencial	414,13	695,55				

En la Figura III-6 se puede analizar la evolución de la matriz energética a lo largo del horizonte de estudio para el caso de disponer la totalidad de las reservas de recursos fósiles actuales. En la Tabla III-4 se muestran, para este caso, las inversiones realizadas en monto, capacidad y el momento en que se realizan. Este caso se toma como base, y en los escenarios posteriores se disminuye la cantidad de gas natural disponible hasta el punto de infactibilidad; luego se empieza nuevamente pero esta vez reduciendo la cantidad disponible de petróleo. En la Figura III-7 se muestra la matriz resultante al finalizar el horizonte de estudio y en comparación a la Figura III-1 se evidencian los cambios realizados en la infraestructura energética, en donde participación de las energías alternativas se ve incrementada.

En la Figura III-6 se puede observar una disminución en el uso de gas natural y de petróleo en base a las inversiones realizadas en los primeros años de biodiesel, energía solar y eólica. En la Tabla III-4 se puede ver que para este caso se realizan instalaciones de turbinas hidrocinéticas en el año 2015 y molinos de viento en el

2021 para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y en el año 2029 gas natural para satisfacer la demanda del consumo residencial y además porque en este período el precio de este combustible es más rentable.

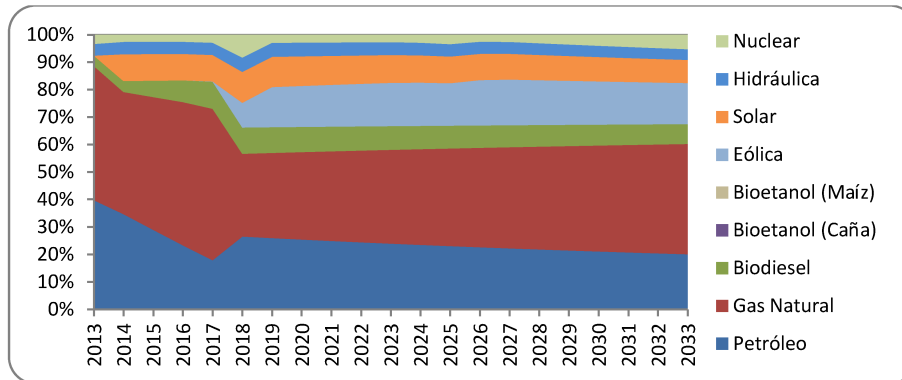


Figura III-6: Evolución de la matriz energética argentina (100% P - 100% GN).

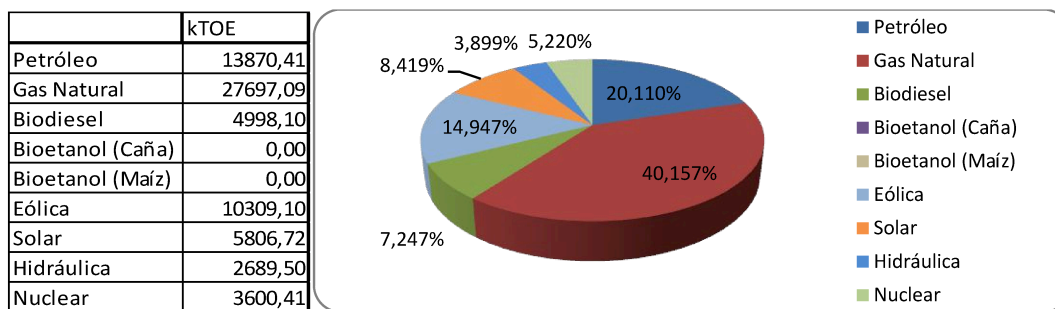


Figura III-7: Matriz energética resultante al año 2033 (100% P - 100% GN).

Tabla III-4: Inversiones en fuentes de energía (100% P - 100% GN).

		2015		2021		2029	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Gas Natural	Consumo Residencial					622,18	238,71
Eólico	Energía Eléctrica			1112,05	124,38		
Hidráulico	Energía Eléctrica	18,14	1,44				

Para el caso de tener disponible el 90% de las reservas de gas natural (para dejar un 10% remanente al final del horizonte de tiempo) los resultados obtenidos se presentan en la Figura III-8 y en la Tabla III-5. De esta última, se observa que el comportamiento es similar al caso del 100%, con la diferencia que se adelantan los

años en los que se invierten en nuevas unidades y las capacidades de las plantas. Por ejemplo, el parque eólico se adelanta un año (del 2021 al 2020) y la capacidad se duplica (de 124 TOE a 248 TOE), para el caso de gas natural para consumo residencial la instalación se adelanta tres años (del 2029 al 2026) y se incrementa la capacidad cuatro veces.

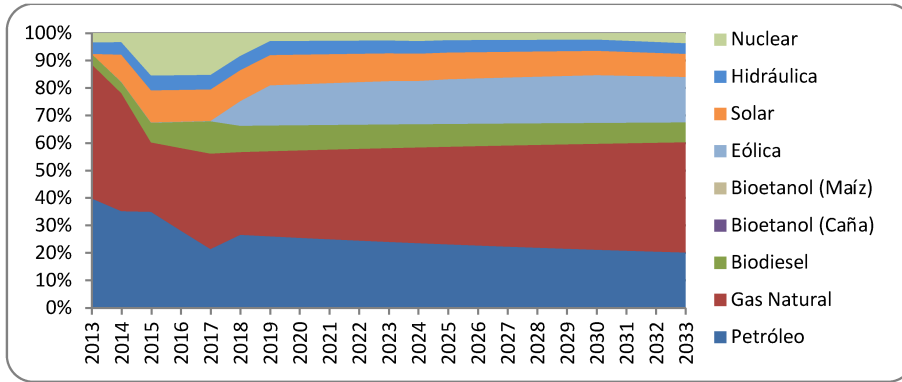


Figura III-8: Evolución de la matriz energética argentina (100% P - 90% GN).

En la Figura III-8 se puede ver otra diferencia con el caso anterior en los primeros períodos donde se incrementa el uso de la capacidad instalada de energía nuclear, para disminuir más acentuadamente el consumo de gas natural que luego se emplea en los períodos finales. En la Figura III-9 con respecto al caso anterior se evidencia una sustitución de energía nuclear, en aproximadamente un 30% con respecto al monto anterior, por energía eólica.

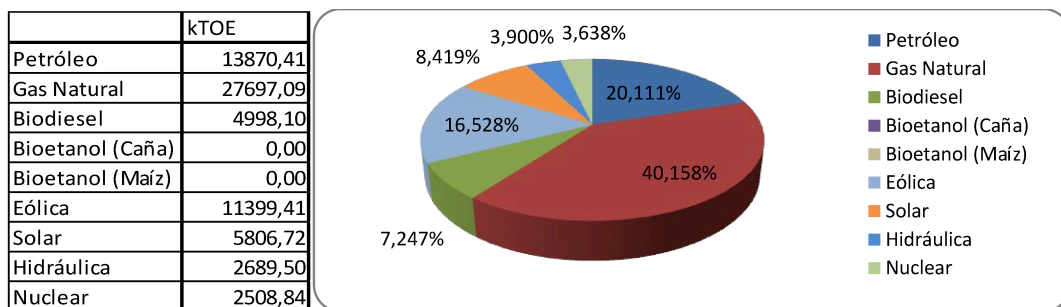


Figura III-9: Matriz energética resultante al año 2033 (100% P - 90% GN).

Tabla III-5: Inversiones en fuentes de energía (100% P - 90% GN).

		2013		2020		2026	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Gas Natural	Consumo Residencial					1306,58	1002,57
Eólico	Energía Eléctrica			1853,41	248,76		
Hidráulico	Energía Eléctrica	18,14	1,44				

En la Figura III-10 se muestra el empleo de los recursos para el caso de contar con solo un 80% de las reservas actuales de gas natural, en la Tabla III-6 las inversiones hechas para este caso. Viendo estos resultados, se puede apreciar que la principal variación con respecto al caso anterior (90% de disponibilidad de gas) es una mayor inversión en monto y capacidad de molinos eólicos para producir electricidad, la construcción de una planta de de bioetanol para usar en el transporte y con ambos disminuir la cantidad de gas consumido, también incrementa el uso de petróleo para producir naftas y diesel y con esto disminuye la cantidad de biodiesel. Observar también el uso acentuado de la capacidad instalada de energía nuclear de los primeros años. En la Figura III-11 se observa la diversificación en la matriz energética que resulta de disminuir la disponibilidad de las reservas de gas natural, se emplea más energía eólica, se disminuye la participación final de la energía nuclear y se emplean con mayor abundancia los biocombustibles.

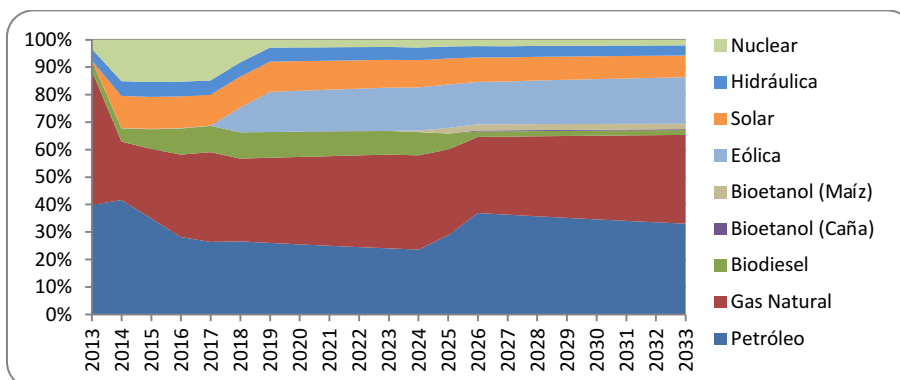


Figura III-10: Evolución de la matriz energética argentina (100% P - 80% GN).

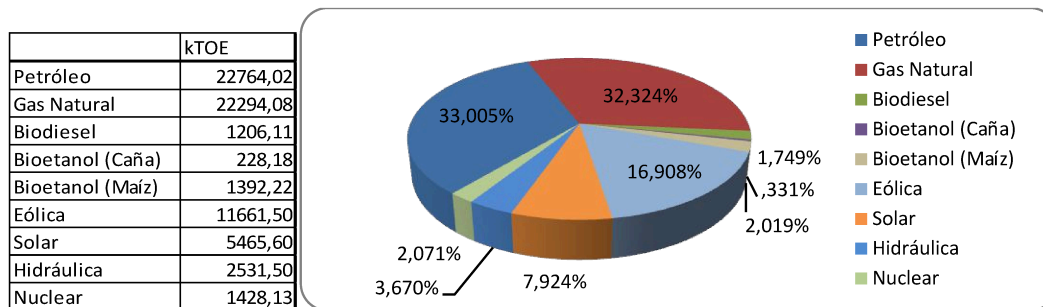


Figura III-11: Matriz energética resultante al año 2033 (100% P - 80% GN).

Tabla III-6: Inversiones en fuentes de energía (100% P - 80% GN).

		2013		2020		2023		2026		2029	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Gas Natural	Consumo Residencial									622,18	238,71
Bio etanol (Maíz)	Transporte Liviano					230,81	55,06				
Eólico	Energía Eléctrica			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38		
Solar	Consumo Residencial										
Hidráulico	Energía Eléctrica	18,14	1,44								

En la Figura III-12 se puede ver la evolución de la matriz energética en el caso de contar con el 80% de disponibilidad de petróleo y 100 % de gas natural. En la Tabla III-7 las inversiones realizadas para este caso. Si se compara este escenario con el 100-100 (Figura III-6 y Tabla III-4) se puede percibir que si bien las inversiones son diferentes, la evolución de la matriz energética es similar, cambiando en pequeños porcentajes la composición al final del horizonte de tiempo. Algo muy similar ocurre con el caso 90% de petróleo 100% de gas natural, que no se presenta en esta tesis por considerarse redundante. La conclusión que se puede obtener de este análisis es que, en nuestro país, por una cuestión económica, la energía es más dependiente del gas natural que del petróleo. De la Figura III-13 podemos vislumbrar que en comparación al caso 100% P y 100% GN (Figura III-7) la matriz resultante es idéntica salvo una sustitución de energía eólica por la nuclear

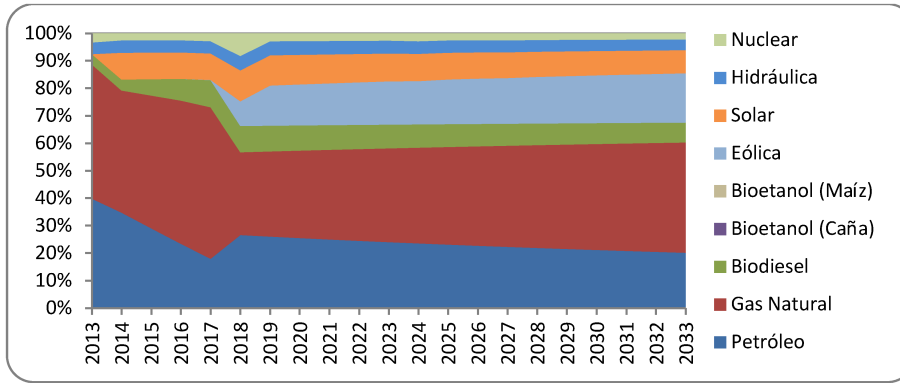


Figura III-12: Evolución de la matriz energética argentina (80% P - 100% GN).

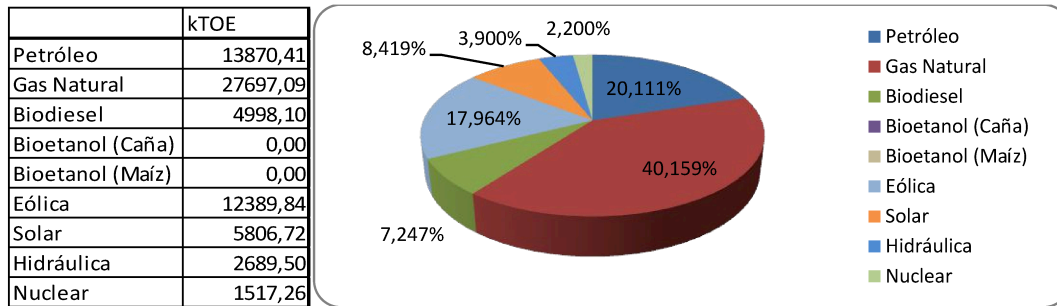


Figura III-13: Matriz energética resultante al año 2033 (80% P - 100% GN).

Tabla III-7: Inversiones en fuentes de energía (80% P - 100% GN).

		2015		2020		2023		2026		2029		2030		2031	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Gas Natural	Consumo Residencial									622,18	238,71	622,18	238,71	622,18	238,71
Eólico	Energía Eléctrica			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38						
Hidráulico	Energía Eléctrica	18,14	1,44												

En la Figura III-14 se presenta el caso para un 90% de disponibilidad de reservas tanto para petróleo como para gas, y en la Tabla III-8 las inversiones. Este caso es similar al 100% P-90% GN (Figura III-8 y Tabla III-5), con la particularidad que las inversiones son diferentes, pero la evolución de la matriz energética es similar, confirmando la mayor influencia del gas natural respecto del petróleo. En la Figura III-15 se muestra la matriz resultante al finalizar el horizonte de estudio siendo la misma que en el caso 80% P y 100% GN (Figura III-13) aunque la evolución es diferente (Figura III-12 vs Figura III-14).

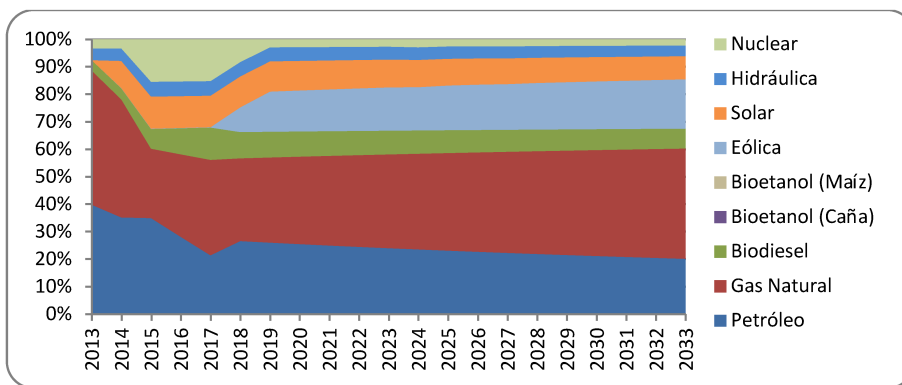


Figura III-14: Evolución de la matriz energética argentina (90% P - 90% GN).

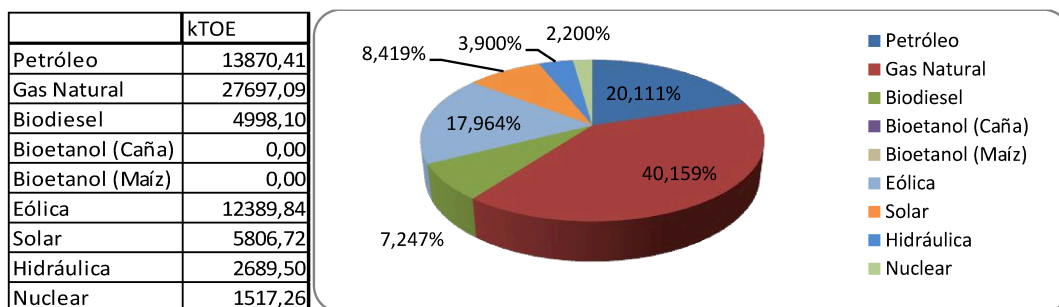


Figura III-15: Matriz energética resultante al año 2033 (90% P - 90% GN).

Tabla III-8: Inversiones en fuentes de energía (90% P - 90% GN).

		2013		2020		2023		2026		2029	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Gas Natural	Consumo Residencial									622,18	238,71
Eólico	Energía Eléctrica			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38		
Hidráulico	Energía Eléctrica	18,14	1,44								

La Figura III-16 y la Tabla III-9 presentan la evolución de la matriz y las inversiones en energía respectivamente, para el caso en que se dispone de 90% de las reservas de petróleo y el 80% de gas natural. La principal diferencia respecto de los casos anteriores radica en la construcción de plantas de bioetanol empleando como materia prima tanto la caña de azúcar como el maíz. Esto se justifica por la necesidad de cubrir la demanda del mercado de transporte liviano, ante la escasez del petróleo y del gas natural, este último combustible se usa para satisfacer otros mercados. En la Figura III-17 se exhibe la matriz resultante al final del horizonte de estudio y junto con el caso 100% P y 80% GN (Figura III-11) son las matrices con un mayor grado de diversificación.

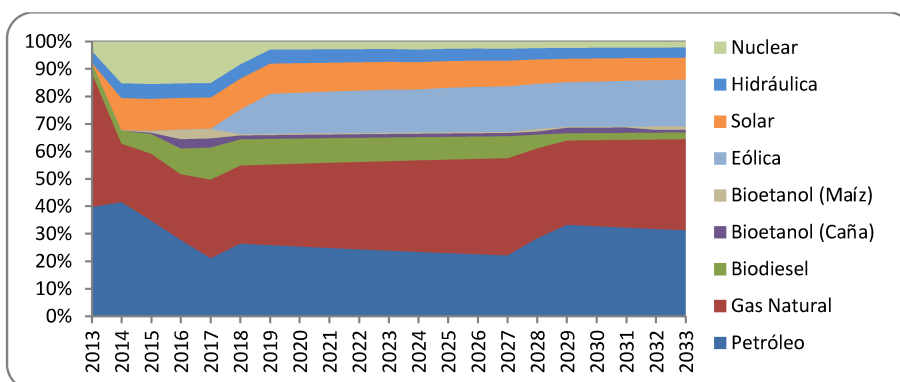


Figura III-16: Evolución de la matriz energética argentina (90% P - 80% GN).

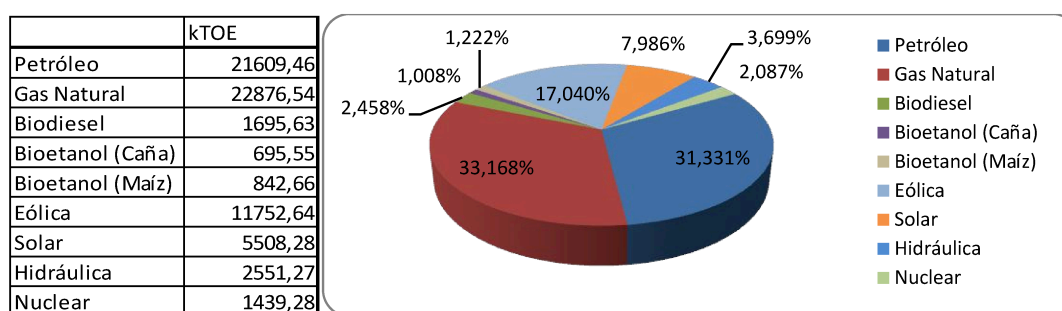


Figura III-17: Matriz energética resultante al año 2033 (90% P - 80% GN).

Para finalizar el análisis de resultados del escenario 1, se debe decir que la combinación 80% de petróleo y 90% de gas natural es similar al caso 90% P y 90% GN. El caso 80% P y 80% GN, como ya se expresó al principio de esta sección, da infactible con las restricciones de recursos fósiles y renovables impuestas al modelo.

Tabla III-9: Inversiones en fuentes de energía (90% P - 80% GN).

		2013		2014		2020		2023		2026		2029		2031	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Gas Natural	Consumo Residencial											622,18	238,71	622,18	238,71
Bio etanol (Caña)	Transporte Liviano			484,69	231,25										
Bio etanol (Maíz)	Transporte Liviano			230,81	55,06										
Eólico	Energía Eléctrica					1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38				
Hidráulico	Energía Eléctrica	18,14	1,44												

III.3.4. Escenario 2.

Este escenario corresponde a un incremento en las reservas de gas natural para el año 2020, en un 50% con respecto a las iniciales, la intención es considerar las expectativas de explotación de las reservas no convencionales ("shale gas") y ver el comportamiento de las inversiones para este caso. En la Figura III-18 se presentan la evolución de la matriz energética obtenida y en la Tabla III-10 las inversiones correspondientes en nuevas fuentes de energía. El valor de la función objetivo para este caso es de 66937,09 millones de dólares americanos y es el valor más alto logrado en la ejecución de todos los escenarios, esto se debe a que se alcanza una mayor ganancia por el uso de gas natural.

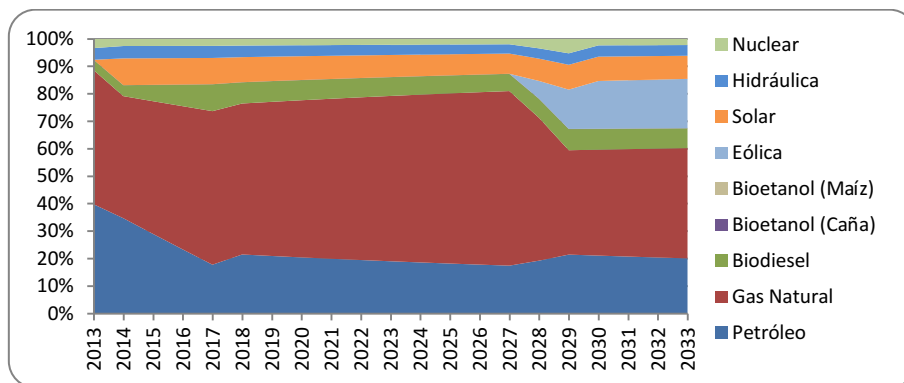


Figura III-18: Evolución de la matriz energética para Escenario 2.

De los resultados para este escenario se puede observar en la Figura III-18, dada la mayor disponibilidad de gas natural, un mayor uso de este recurso energético para todo el período que se puede observar en la superficie que ocupa en la gráfica (en rojo), comparada con las obtenidas para el Escenario 1, también existe un menor uso del petróleo que se ve desplazado por el gas. Asimismo se debe notar que el empleo de la energía nuclear es aproximadamente constante en todo el horizonte de tiempo y no presenta picos o mesetas pronunciadas como en el caso anterior. La construcción de parques eólicos y su empleo se hace en la parte final del período analizado, cuando se hace competitivo económicamente y para satisfacer el incremento de la demanda de energía eléctrica. El biodiesel, al igual

que los casos analizados anteriormente, se usa para satisfacer la demanda del transporte pesado que no se puede beneficiar por la mayor disponibilidad de gas natural. Asimismo, la utilización de la energía solar es similar y esto se debe a que es un recurso más económico que el de gas natural para calefacción. Al final del período, se hacen nuevas instalaciones de gas para calefacción residencial y comercial para satisfacer el incremento de demanda para estos años. En conclusión, la mayor disponibilidad de gas natural implica un mayor uso de este recurso disminuyendo el empleo de otras fuentes que son más caras. En la Figura III-19 Se presenta la matriz energética alcanzada en el último período para el Escenario 2, sus valores son similares a casos anteriores, pero en la evolución (Figura I-18), se evidencia la mayor utilización del gas natural, siendo esta solución la más atractiva económicamente.

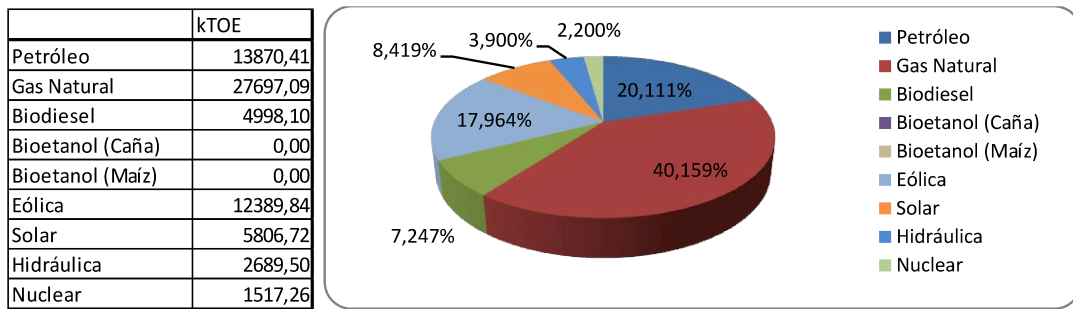


Figura III-19: Matriz energética resultante al año 2033 (Escenario 2).

Tabla III-10: Inversiones en fuentes de energía para el Escenario 2.

	Termo Generadoras		Gas Natural		BioDiesel		Eólico		Solar		Hidráulico		
	Energía Eléctrica		Consumo Residencial		Transporte		Energía Eléctrica		Consumo Residencial		Energía Eléctrica		
	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	
2013	59,44	97,64			144,34	135,94				414,13	695,55		
2014					144,34	135,94							
2015					144,34	135,94							
2023							2335,3	522,4					
2024							2335,3	522,4					
2025							2224,1	373,14					
2026												18,14	1,44
2029			1306,58	1002,57									

III.3.5. Escenario 3.

El objetivo de estudiar este escenario es visualizar la evolución de la matriz y las inversiones cuando el precio del gas natural se incrementa en una buena proporción. Esto se hace para ver cuán dependiente es la Argentina de este recurso gaseoso. Para ello, las reservas de gas natural se incrementaron 50% con respecto a las reservas iniciales en el año 2020 y se produce un incremento del 400% en el costo del gas natural desde el comienzo del horizonte de tiempo.

La Figura III-20 y la Tabla III-11 presentan la evolución de la matriz energética y las inversiones en energía respectivamente, para este caso, El valor de la función objetivo para es de 64814,72 millones de dólares americanos y es más alto que para el Escenario 1, pero menor que en el 2, debido al mayor costo del gas. Se debe destacar que a pesar del incremento del 400%, este recurso no pierde competitividad.

En la Figura III-21 se muestra la matriz energética al año 2033 para el Escenario 3, la cual resulta ser idéntica que la del Escenario 2, donde se puede ver que aún aumentando el costo del gas 4 veces, sigue siendo altamente conveniente el empleo de este combustible.

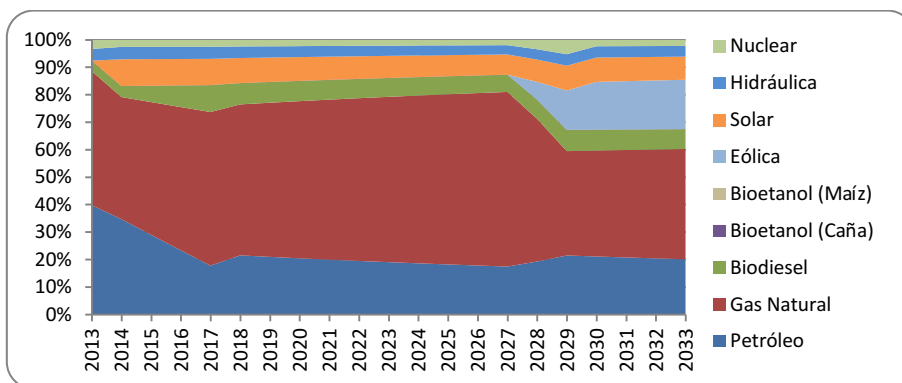


Figura III-20: Evolución de la matriz energética para Escenario 3.

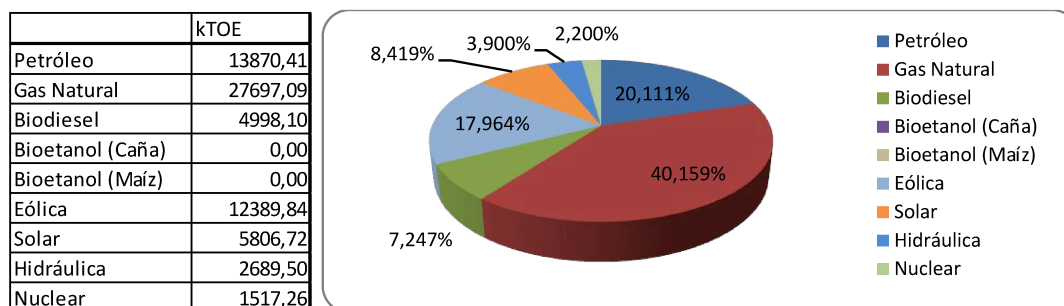


Figura III-21: Matriz energética resultante al año 2033 (Escenario 3).

Tabla III-11: Inversiones en fuentes de energía para el Escenario 3

	Termo Generadoras		Gas Natural		BioDiesel		Eólico		Solar		Hidráulico	
	Energía Eléctrica		Consumo Residencial		Transporte		Energía Eléctrica		Consumo Residencial		Energía Eléctrica	
	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
2013	59,44	97,64			144,34	135,94			414,13	695,55		
2014					144,34	135,94						
2015					144,34	135,94						
2023							2335,3	522,4				
2024							2335,3	522,4				
2025							2224,1	373,14				
2026											18,14	1,44
2029			622,18	238,71								
2030			622,18	238,71								
2031			622,18	238,71								

Si se analiza la evolución de la matriz energética para el Escenario 2 y el 3, éstas son muy similares. Existe un mayor empleo del gas natural porque existe una mayor disponibilidad del mismo independientemente que su precio se multiplica por 4 en el Escenario 3. Las inversiones realizadas en nuevas plantas son similares en ambos casos, a excepción de aquellas de gas natural para consumo residencial, que se escalonan un poco más al final del período del Escenario 3 respecto del Escenario 2 y su capacidad total es inferior.

III.4. Conclusiones.

En el modelo presentado en este capítulo, la función objetivo busca la maximización del valor presente neto (VPN) en un horizonte de 20 años (2013-2033). En este indicador se consideran los ingresos, costos de operación, costos de puesta en marcha, y los costos de amortización de las nuevas instalaciones, se

considera la temporalidad de las decisiones y se da un peso a las mismas por medio de la tasa de actualización.

Este modelo permite la integración de las diversas fuentes de energía, es posible incluir otras tecnologías no consideradas actualmente, cumple con el principal objetivo de esta tesis “facilitar y proveer información sobre la administración de los recursos y el planeamiento de las inversiones en el sector energético”. Se incluyen las energías renovables que cuentan con mayores recursos y ventajas en la Argentina, y con tecnologías que ya han sido probadas y que tienen cierta madurez en el mercado, como son: los aerogeneradores eólicos, biodiesel de soja, bioetanol a partir de caña de azúcar y de maíz, las turbinas hidrocinéticas y la energía solar para la calefacción residencial y comercial.

Varios ejemplos se resolvieron con el fin de exhibir las capacidades del modelo. Los escenarios plantean diferentes situaciones para analizar las respuestas del mismo. Las soluciones mostraron cómo los diferentes elementos interactúan para lograr un funcionamiento eficaz y eficiente del sistema energético global, medido económicamente. Precisamente, el modelo matemático propuesto permite el análisis simultáneo de todos los elementos involucrados y ésta es precisamente la gran ventaja de la programación matemática para este contexto.

La resolución de los escenarios propuestos otorga la capacidad de análisis y evaluación que sirven para la toma de decisiones sobre las alternativas energéticas económicas para invertir, con el fin de satisfacer las demandas actuales y futuras. Por tanto, el modelo propuesto, facilita la toma de decisiones en la definición de políticas energéticas para una región, a las organizaciones que tienen esa función.

De los resultados obtenidos en la ejecución de los diversos escenarios, se confirma la dependencia de la Argentina en la explotación del gas natural. Este recurso es muy económico y es usado en diversos mercados: industrial, comercial, residencial, transporte. Aún cuando se incrementó su costo 4 veces sigue siendo competitivo. Esto indicaría que si se logra la explotación de los recursos fósiles no convencionales ("shale gas") se necesitarían políticas muy convenientes para lograr

instalaciones energéticas importantes de recursos renovables. Otro aspecto interesante es que las reservas actuales de petróleo alcanzan para satisfacer las necesidades actuales y futuras para un poco más de 20 años vista. En este análisis se debe tener en cuenta las restricciones impuestas al modelo, y que los escenarios pueden ser muy cambiantes, en el momento de la escritura de esta tesis, el precio del petróleo mundial había descendido un 50%, por lo que si se incluye esto en el modelo, es muy probable que los resultados cambien.

Aunque el modelo se ha planteado para el caso de Argentina, la metodología se puede extender fácilmente a otros casos y escenarios. En efecto, una gran ventaja de la formulación propuesta es su aplicación a diferentes contextos teniendo en cuenta la representación simultánea de los mismos. La gran ventaja es la posibilidad de trabajar los datos, parámetros y restricciones del modelo para adaptarlos a las cambiantes realidades del sector energético.

Un aspecto que no se abordó en el tratamiento de este capítulo es el impacto ambiental del uso de la energía, dada la alta dependencia de los recursos no renovables. Este estudio se presenta en el capítulo siguiente.

Capítulo IV. Consideraciones del impacto ambiental en la generación de energía.

IV.1. Introducción.

La energía es fundamental para el desarrollo y para proporcionar muchos servicios esenciales que mejoren la condición humana. Sin embargo, el uso de la energía produce invariablemente una ruptura del equilibrio ambiental, provocando una reacción de la naturaleza que puede resultar en consecuencias adversas para el propio hombre.

El efecto invernadero consiste en el calentamiento de la atmósfera debido a la presencia de gases que retienen el calor emitido por la superficie terrestre. La absorción del calor se produce por los llamados gases de efecto invernadero (GEI) y son los siguientes:

- dióxido de carbono (CO₂)
- óxido nitroso (NO_x)
- metano (CH₄)
- hidrofluorocarbonos (HFC)
- perfluorocarbonos (PFC)
- hexafluoruro de azufre (SF₆).

El principal gas de efecto invernadero es el dióxido de carbono, cuyo origen es fundamentalmente la quema de combustibles fósiles. Los otros gases que se encuentran en mayor proporción en la atmósfera son el metano y los NO_x. Por mucho tiempo se creyó que el uso de petróleo, gas y carbón tendría un límite que estaría dado por las reservas disponibles. En la actualidad, en cambio, podemos comprobar que la crisis climática antecede al agotamiento de las reservas, y que el inminente colapso climático pone un límite claro y urgente al uso de los combustibles fósiles.

El manifiesto mundial sobre la necesidad de desarrollar una política ambiental, motivó la investigación y el desarrollo sobre la utilización de fuentes de energías renovables. En tres décadas, estas fuentes han evolucionado desde una mera expresión de deseo hasta convertirse en una realidad, dado que promueven una mejora en nuestra calidad de vida y en la de las generaciones venideras. No obstante, los combustibles fósiles siguen siendo fundamentales para la economía de las naciones industrializadas modernas. Lamentablemente, las inversiones en energías renovables son insignificantes en comparación con las inversiones anuales realizadas en el desarrollo de nuevas reservas de combustibles fósiles, lo que es incompatible con la protección del clima global.

Lo expuesto en los párrafos anteriores motiva el estudio de este capítulo, donde se propone un ampliación del modelo de optimización multiperíodo presentado en el capítulo anterior para la planificación de las inversiones en energía teniendo en cuenta dos objetivos, uno económico, la maximización del valor presente neto (VPN), y el otro que refleje el impacto al medio ambiente, minimizando las emisiones de gases de efecto invernadero.

IV.2. Evaluación del Impacto Ambiental.

Uno de los primeros aspectos que se debe decidir para la inclusión del aspecto ambiental en la infraestructura de producción de energía es cómo formularlo matemáticamente, para lo cual existen algunas alternativas.

Finnveden y colab. [97] realizan un análisis de los diferentes métodos analíticos que existen para realizar una evaluación ambiental estratégica. En el estudio analizan las siguientes técnicas: Análisis de Ciclo de Vida (LCA por sus siglas en inglés), Análisis de Entradas/Salidas ambientales, Análisis de Riesgo, Análisis de Impacto ambiental como un caso especial del Análisis de Riesgo, Impacto Ecológico que está relacionado con el uso de la tierra y su biodiversidad, Análisis Multiatributo (MAA por sus siglas en inglés) que los autores se refieren a un estudio multiobjetivo o con criterios múltiples, Objetivos Ambientales, Objetivos Económicos y Encuestas.

De todas estas prácticas, los autores destacan que existen diversas herramientas que pueden contribuir al modelado e identificación de los cambios ambientales como el LCA y el Análisis de Riesgo, y que para la evaluación del impacto ambiental, MAA, los métodos de evaluación económica y las encuestas son los más apropiados.

Una de los métodos que más se emplea actualmente para realizar esta evaluación es el Análisis de Ciclo de Vida. Esta metodología consiste en medir el impacto ambiental de un producto, proceso o sistema a lo largo de todo su ciclo de vida (desde que se obtienen las materias primas hasta su fin de vida) [98]. Para ello esta metodología realiza un análisis de las entradas y salidas del sistema como ser:

- Entradas: Uso de recursos y materias primas, partes y productos, transporte, electricidad, energía, etc. para cada proceso/fase del sistema.
- Salidas: Emisiones al aire, al agua y al suelo, así como los residuos y los subproductos para cada proceso/fase del sistema.

Este método contempla la inclusión de todos los procesos que participan a lo largo de su ciclo de vida: la extracción de materias primas y el procesado de los materiales necesarios para la manufactura de componentes, el uso del producto y, finalmente, su reciclaje y/o la gestión final. El transporte, almacenaje, distribución y otras actividades intermedias también se incluyen cuando tienen suficiente relevancia. A este tipo de análisis se le denomina comúnmente “de la cuna a la tumba”.

Cuando el alcance del sistema se limita a las entradas/salidas desde que se obtienen las materias primas hasta que el producto se pone en el mercado (a la salida de la planta de fabricación-montaje), se le denomina como “de la cuna a la puerta”.

El resultado surge a partir de la evaluación de las ecuaciones de balance de entradas y salidas. El problema que presenta este procedimiento es la dificultad para definir los alcances del estudio que afecta la solución que se obtiene. Esto es denotado por Menten y colab. [98] quienes realizaron una revisión bibliográfica de

los resultados obtenidos en la emisión de GEI usando el análisis de ciclo de vida para plantas de producción de biocombustibles. Los autores emplearon para este estudio el método de análisis de meta-regresión (MRA por sus siglas en inglés). Estudiaron 47 análisis de ciclo de vida realizados sobre biocombustibles de segunda y tercera generación, enfocándose en los factores que influyen en las estimaciones. Estos son identificadas y cuantificadas por medio de métodos específicos de análisis estadístico. Los ciclos de vida analizados proveen 593 estimaciones que son compiladas en una base de datos, identificando las características de los datos técnicos, la elección de la metodología por parte de los autores y la topología del estudio. Los autores notan la gran variación en los resultados de los estudios analizados. Las preguntas que se hacen son: si hay consenso sobre los beneficios en la emisión por la utilización de biocombustibles y a qué se debe la gran variación en los resultados observados. En las conclusiones, resaltan las virtudes del método elegido (MRA) para hacer el análisis. Respecto del estudio realizado indican que independientemente del biocombustible analizado, los reportes de las investigaciones realizadas en Norteamérica muestran emisiones más elevadas que los de Europa. También influye la metodología empleada, si es un análisis de ciclo de vida basado en atributos o de consecuencias. Los resultados también pueden variar de acuerdo con la fuente de incertidumbre que se incorpore en el análisis, que pueden atribuirse a los datos, como a la metodología, en la elección de los límites del problema, falta de conocimiento del sistema, la localización de los datos, etc. Esto corrobora que el análisis de ciclo de vida puede dar resultados diversos y ambiguos. En un trabajo similar, Von Blottnitz y Curran [99] presentan una revisión de las publicaciones de bioetanol como combustible de transporte y analizan las propuestas desde la energía neta, la emisión de GEI y las perspectivas del ciclo de vida. Se muestra que algunos de los trabajos anteriores son desfavorables desde estas perspectivas, mientras que otros se encuentran en la dirección opuesta. Estudian cuarenta y siete publicaciones que comparan el bioetanol contra los combustibles convencionales sobre una base del ciclo de vida. Los autores concluyen que las opciones de tecnología en el manejo de los residuos de los procesos y en la combustión de combustibles son las claves para cubrir esos temas.

Siete de los estudios revisados evaluaron una gama más amplia de impacto ambiental, incluyendo el agotamiento de los recursos, el calentamiento global, el agotamiento del ozono, la acidificación, la eutrofización, la salud humana y ecológica, la formación de smog, etc., pero llegaron a conclusiones divergentes. Los autores señalaron que actualmente hay una fuerte evidencia que toda la producción de bioetanol es de ligera a muy beneficioso en la protección del ambiente y desde las perspectivas de conservación de combustibles fósiles. El etanol producido a partir de cultivos de azúcar en entornos tropicales parece, por mucho, el más eficiente desde el punto de vista del uso del suelo. Acreche M. y A. Valeiro [100] abordan la sostenibilidad de la producción de azúcar y etanol a partir de una industria de la caña de azúcar integral no vertical en Argentina. En el documento se calcula la energía y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) haciendo un análisis del ciclo de vida. En el modelo se consideran los siguientes factores que influyen en estos balances: fertilizantes de gas-petróleo y nitrogenados utilizados en la etapa agrícola, gas natural consumido por el molino de azúcar de caña de azúcar, y la quema (sólo para balance de GEI). Los autores señalaron que la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero para esta industria con el uso de etanol en las mezclas finales de 95% de gasolina y 5% de etanol resulta insignificante, la reducción puede obtenerse a partir de una mezcla de 90% de gasolina y 10% de etanol, utilizando 100% bagazo como combustible en las calderas de molinos, el etanol se produce directamente a partir de jugo de caña y no de la melaza.

Otra manera de evaluar las consecuencias ambientales es determinar la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) que se producen cuando se emplea una fuente de energía, por ejemplo, la emisiones que se producen al quemar un combustible líquido o gaseoso. Cada fuente de energía tiene un factor de generación [101] que pondera la procedencia de la misma, esto implica que si el origen de la fuente es fósil el factor de emisión es más alto que si es renovable. En la Tabla IV-1 se pueden ver los valores de los factores de generación de algunos combustibles fósiles.

Tabla IV-1: Factores de Emisión de GEI (TonCO₂/m³).

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial
Naftas	2,5355			
Gas Oil		2,6429		
Fuel Oil			3,0646	
Gas Natural	0,0022		0,0022	0,0022

Uno de los sectores clave, que depende fuertemente de los combustibles fósiles y necesita un análisis más profundo para encontrar una solución es el de transporte. Este mercado es el más estudiado por medio de los factores de emisión. Seo y Kim [102] estudiaron el impacto ambiental del sector de transporte de Corea empleando sus factores de emisión. Se determinaron las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O. Para ello se multiplicaron las distancias recorridas por los vehículos por el factor de emisión de cada uno de ellos. Los valores empleados varían según sea el tipo de ruta analizada (local, nacional, autopista), el vehículo y el combustible que usan.

Si bien los trabajos en la literatura que emplean los factores de emisión se centran en el análisis del sector de transporte, para el modelo que se propone en este capítulo, de planeamiento estratégico de las inversiones en energía, en los que se hace un análisis "macro", se decidió emplear los factores de generación de GEI porque posibilitan estimar de forma simple, directa y sin subjetividades, el impacto ambiental de cada fuente energética, para cada mercado, midiéndolo en toneladas equivalente de CO₂ emitidos, que incluye las emisiones de CO₂, CH₄ y los NO_x.

IV.3. Optimización multiobjetivo.

Para resolver un problema con más de un objetivo existen dos métodos que se emplean de manera generalizada. El primero de ellos es combinar en una sola función todos los objetivos que se proponen pesando con un coeficiente de ponderación cada término de la función. Como se expresa en la ecuación (IV.1).

$$FO = \sum_{i=1}^k w_i \cdot f_i(\vec{x}) \quad (IV.1)$$

En donde FO representa la función objetivo ponderada y w_i representa los pesos de ponderación de cada función objetivo $f_i(\vec{x})$.

La otra alternativa es emplear el método que tiene como nombre de " ε -constraint", que básicamente toma uno de los objetivos como función a optimizar y el resto como restricciones acotadas de la siguiente forma:

$$\text{Min } f_1(\vec{x})$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} \varepsilon_i^- < f_i(\vec{x}) \leq \varepsilon_i^+ & \quad \forall i \in \{2, \dots, k\} \\ x \in X \end{aligned}$$

Donde $f_1(\vec{x})$ representa la función objetivo a satisfacer y $f_i(\vec{x})$ los objetivos puestos como restricciones acotadas inferiormente (ε_i^-) y de manera superior (ε_i^+). Lo que se hace habitualmente para resolver este problema es variar los valores de ε para cada función y así evaluar diferentes escenarios. En contraste con la optimización con un sólo objetivo, la multiobjetivo es más un concepto que una definición; y esto se manifiesta en este método donde necesariamente se determina un conjunto de puntos en los que cada uno de ellos representa un óptimo, lo que se llama curva de Pareto u optimalidad de Pareto [103]. Lo que queda es discernir entre los puntos de la curva cuál es el que mejor resuelve las situaciones de compromiso entre los objetivos buscados. Ren y colab. [104] desarrollaron un modelo de optimización multiobjetivo para analizar la estrategia óptima de operación de un sistema de energía distribuido, contemplando dos objetivos, la minimización de los costos de la energía y la minimización del impacto ambiental que se evalúa en términos de emisión dióxido de carbono (CO₂). Para resolver el problema, los autores aplican el método de programación de compromiso. Para ello resuelven dos modelos de optimización por separado, uno

con la función objetivo económica y el otro con la ambiental. En un tercer modelo formulan restricciones que utilizan las funciones de distancia de Tchebyshev para combinar las funciones objetivo mediante pesos, con la solución del problema determinan los puntos de la curva de Pareto para determinar la mejor solución de compromiso. La propuesta la aplican a un parque de ciencia e investigación en Japón, que fue creado como un centro de innovación para generar industrias que sean amigables con el ambiente, por ello se incluyeron consideraciones ambientales que fueron evaluadas por esta investigación. En el estudio se contempla la energía puesta en juego para proveer de electricidad, enfriamiento, calefacción y agua caliente a los edificios del parque. En sus conclusiones, los autores destacan el uso de una mayor cantidad de electricidad para disminuir las emisiones, también se propone una mejor operación de los equipos para incrementar la economía de los mismos.

IV.4. Modelo

Para la propuesta de este capítulo, la función que representa el problema con los dos objetivos a resolver es la siguiente:

$$\min \left(-NPV, \sum_t \sum_k X_{k,t}^{GEI} \right) \quad (IV.2)$$

Esta expresión (VI.2) indica que se busca maximizar el valor presente neto (NPV) y minimizar la generación total de los gases de efecto invernadero $\left(\sum_t \sum_k X_{k,t}^{GEI} \right)$.

El cálculo del NPV se realiza con las mismas ecuaciones presentadas en el capítulo anterior (III):

$$NPV = \sum_t \sum_{\substack{i \in Markets_{i,k} \\ k \in Markets_{i,k}}} \frac{(CSF_{i,k,t} - IMP_{i,k,t})}{(1 + TI)^{t-1}} \quad (IV.3)$$

donde $CSF_{i,k,t}$ se determina con la siguiente ecuación:

$$CSF_{i,k,t} = (P_{i,k,t} - CO_{i,k,t}) \cdot x_{i,k,t} \cdot hr - CI_{i,k,t} - CS_{i,k,t} - CIMP_{i,t} \cdot (x_{i,k,t}^{EP} + x_{i,k,t}^{ES}) + P_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}^{ES} \quad (IV.4)$$

$\forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k}$

e $IMP_{i,k,t}$ se calcula con las siguientes restricciones adicionales

$$\begin{aligned} IMP_{i,k,t} &\geq NT(CSF_{i,k,t} - CA_{i,k,t}) && \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \\ IMP_{i,k,t} &\geq 0 \end{aligned} \quad (IV.5)$$

La ecuación (IV.6) es la expresión por la cual se calcula la generación anual de GEI ($X_{k,t}^{GEI}$) para cada mercado k en cada periodo t basados en los factores de generación tabulados ($f_{i,k}^{GEI}$) multiplicados por la producción anual de la fuente de energía i para el mercado k en el año t ($x_{i,k,t} \cdot hr$).

$$X_{k,t}^{GEI} = \sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k}^{GEI} \cdot x_{i,k,t} \cdot hr \quad \forall t; \forall k \quad (IV.6)$$

IV.4.1. ε -Constraint.

La primera metodología empleada para la resolución del problema fue la de "ε-constraint". El objetivo ambiental se transforma en la restricción (IV.7), en donde el valor de ε^{GEI} se varía en un rango para dar lugar a la resolución de distintos escenarios y con ello construir la curva de Pareto, que permitiría visualizar la relación entre los objetivos.

$$\sum_t \sum_k X_{k,t}^{GEI} \leq \varepsilon^{GEI} \cdot \sum_t \sum_k G_{t,k}^{GEI} \quad (IV.7)$$

En la expresión (IV.7) el término de la izquierda de la restricción ($\sum_t \sum_k X_{k,t}^{GEI}$) representa la cantidad total de emisiones de CO₂ a lo largo del horizonte de tiempo que deben ser menores o iguales a el valor de ε^{GEI} multiplicado por el

parámetro $\sum_t \sum_k G_{t,k}^{GEI}$ que representa la cantidad total de emisiones, medida en toneladas de CO₂ para todos los mercados y el horizonte completo de tiempo. Este valor se calculó resolviendo el modelo considerando que la matriz energética actual se mantiene a lo largo del horizonte de estudio satisfaciendo las demandas estimadas, esto significa que este valor se determinó sin tener en cuenta ninguna mejora en la provisión de energía actual. Este parámetro se emplea para tener un punto de partida a partir del cual comparar las modificaciones provistas por el modelo. Por otra parte, y para analizar diferentes escenarios, ε^{GEI} se fija para cada escenario y en valores menores o iguales a 1.

El resto del modelo se completa con las restricciones del Capítulo III, que se replican en esta sección con el objeto que el lector de la tesis pueda tenerlas accesibles y contar con el cuadro completo del modelo. Con el mismo objetivo, se adiciona una breve explicación de cada una, para recordar su significado.

La disyunción (IV.8) formula las inversiones en nuevas fuentes de energía. Se modelan dos niveles de decisión: el primer nivel permite decidir si la inversión en la fuente i se hará o no, mientras que el segundo decide su capacidad y determina los costos relacionados.

$$\left[\begin{array}{c} w_{i,k,t-T_{i,k}} \\ y_{r,i,k,t-T_{i,k}} \\ \forall_{r=1..R} \left[\begin{array}{l} CI_{i,k,t-T_{i,k}} \geq Cm_{r,i,k} \\ ICap_{i,k,t} \leq Imax_{r,i,k} \\ CS_{i,k,t-1} \geq CSm_{r,i,k} \end{array} \right] \end{array} \right] \vee \left[\begin{array}{l} \neg w_{i,k,t-T_{i,k}} \\ CI_{i,k,t-T_{i,k}} = 0 \\ ICap_{i,k,t} = 0 \\ CS_{i,k,t-1} = 0 \end{array} \right] \quad \forall t > T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (IV.8)$$

La ecuación (IV.9) define la cantidad ($q_{i,t}$) de los combustibles i (Nafta, gasoil, fuel oil) para el período t obtenido del fraccionamiento de una cantidad de petróleo crudo ($q_{p,t}$).

$$q_{i,t} = Fraction_i \cdot q_{p,t} \quad \forall t; \forall i \in Distillates \quad (IV.9)$$

La ecuación (IV.10) representa la demanda de energía para cada mercado en los períodos futuros ($D_{k,t}$), para ello se asumió un crecimiento lineal para cada período.

$$D_{k,t} = D0_k + \alpha_k \cdot (t-1) \quad \forall t; \forall k \quad (IV.10)$$

La ecuación (IV.11) establece que la producción de energía para un mercado particular k en cada período t debe ser igual a la demanda menos el aporte de las importaciones.

$$\sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t} \cdot hr + \sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t}^{ES} = D_{k,t} \quad \forall t; \forall k \quad (IV.11)$$

La ecuación (IV.12) establece el límite de capacidad en la producción de energía.

$$f_{i,k} \cdot x_{i,k,t} \leq Cap_{i,k,t} \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (IV.12)$$

Las ecuaciones (IV.13) y (IV.14) tienen en cuenta que existe un período de tiempo desde el momento en que se decide invertir en una fuente de energía y cuando se comienza a producir, lo que refleja el momento de la construcción del proyecto y la puesta en marcha de las instalaciones, además de realizar una acumulación de las capacidades futuras.

$$Cap_{i,k,t} = Cap0_{i,k} \quad \forall t \leq T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (IV.13)$$

$$Cap_{i,k,t} = Cap_{i,k,t-1} + ICap_{i,k,t} \quad \forall t > T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (IV.14)$$

La ecuación (IV.15) define la producción de fuente de energía i en período t , $q_{i,t}$

$$q_{i,t} = \sum_{k \in Markets_{i,k}} x_{i,k,t} \cdot hr \quad \forall t; \forall i \quad (IV.15)$$

La ecuación (IV.16) establece que la cantidad producida de fuentes i debe ser menor o igual a las reservas disponibles para esa fuente i en período t ,

representado por la variable $RD_{i,t}$ más las importaciones de energía primaria en este periodo.

$$q_{i,t} \leq RD_{i,t} + \sum_k x_{i,k,t}^{EP} \quad \forall i \in NR \quad (IV.16)$$

La ecuación (IV.17) restringe la posibilidad de instalar fuentes de energía renovables.

$$\sum_{k \in Markets_{i,k}} \frac{Cap_{i,k,t}}{f_{i,k}} \leq CD_i \quad \forall t; \forall i \notin NR \quad (IV.17)$$

La ecuación (IV.18) indica que las reservas ($RD_{i,2013}$) al comienzo del horizonte de tiempo, son iguales a las reservas iniciales ($CD_{i,t}$).

$$RD_{i,2013} = CD_i \quad \forall i \in NR \quad (IV.18)$$

La ecuación (IV.19) realiza un balance sobre las reservas a medida que se avanza en los periodos de tiempo.

$$RD_{i,t} = RD_{i,t-1} - q_{i,t-1} + NewR_{i,t} + \sum_k x_{i,k,t-1}^{EP} \quad 2033 > t > 2013; \forall i \in NR \quad (IV.19)$$

La ecuación (IV.20) permite proponer políticas de conservación de los recursos no renovables limitando la cantidad disponible o exigiendo cierta conservación al finalizar el horizonte de estudio.

$$RD_{i,2033} \geq (1 - \varepsilon_i) \cdot CD_i \quad \forall i \in NR \quad (IV.20)$$

En la ecuación (IV.21) para el bioetanol se restringe la relación entre la producción de gasolina y bioetanol.

$$q_{BEC,t} + q_{BEM,t} \leq BioNF \cdot q_{Nf,t} \quad \forall t \quad (IV.21)$$

La ecuación (IV.22) permite mantener la relación de producción entre el diesel y el biodiesel.

$$q_{BD,t} \leq BioD \cdot q_{GO,t} \quad \forall t \quad (IV.22)$$

En ausencia de nuevas inversiones el costo de amortización ($CA_{i,k,t}$) es cero, como se indica en la ecuación (IV.23).

$$CA_{i,k,t} = 0 \quad \forall t \leq T_{i,k}, \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (IV.23)$$

La ecuación (IV.24) determina la cuota de amortización para una instalación que inicia su actividad productiva en el periodo t y al mismo tiempo permite la acumulación de la amortización de las posibles instalaciones anteriores.

$$CA_{i,k,t} = CA_{i,k,t-1} + \frac{0.85 \cdot CI_{i,k,t-T_{i,k}}}{TVU_{i,k}} \quad \forall t \leq TVU_{i,k}, \quad \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (IV.24)$$

Cumplida la vida útil se tiene que dejar de considerar la amortización por lo que en la ecuación (IV.25) contiene el término $\frac{0.85 \cdot (CI_{i,k,t-T_{i,k}-TVU_{i,k}})}{TVU_{i,k}}$, que está restando el monto correspondiente a una instalación que ya cumplió su vida útil fiscal.

$$CA_{i,k,t} = CA_{i,k,t-1} + \frac{0.85 \cdot (CI_{i,k,t-T_{i,k}} - CI_{i,k,t-T_{i,k}-TVU_{i,k}})}{TVU_{i,k}} \quad (IV.25)$$

$$\forall t > TVU_{i,k}, \forall (i,k) \in Markets_{i,k}$$

La ecuación (IV.26) impone un límite en la cantidad de dinero que se puede llegar a invertir en una fuente de energía i para un mercado k en el periodo t a través del parámetro $CIup_{i,k,t}$.

$$CI_{i,k,t} \leq CIup_{i,k,t} \quad \forall (i,k) \in Markets_{i,k}, \quad \forall t \quad (IV.26)$$

El modelo con “ ϵ -constraints” está compuesto por las ecuaciones IV.3 – IV.26.

IV.4.2. Función Penalización.

En la propuesta de este modelo, los objetivos se van a expresar en una sola función con pesos para poder hacer su evaluación. Se decidió hacerlo por medio de

una ponderación económica de las emisiones, empleando el concepto de los bonos de carbono. En el protocolo de Kioto se crearon estos bonos que representan a las Reducciones Certificadas de Emisiones (CER, por su sigla en inglés) de Gases Efecto Invernadero. El CER es la unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. Los CERs se generan en la etapa de ejecución de un proyecto de reducción de emisiones; y se extienden una vez acreditada dicha reducción. Son créditos que se cotizan en el Mercado del Carbono y tienen su cotización en él. Si bien se basó en la teoría de mercado perfecto y que esto, a su vez, sirviera como organismo de autocontrol de las emisiones de GEI, sin pretenderlo, se generó un negocio altamente especulativo que comercia con la posibilidad de que un país desarrollado continúe emitiendo a costas de mejoras en otros países. En la Figura IV-1 se muestra la evolución del precio del bono de carbono, se ve que actualmente su valor real se encuentra en clara caída, gracias a las mejoras en cuanto a las tecnologías y el empleo de recursos, que producen menor cantidad de GEI.

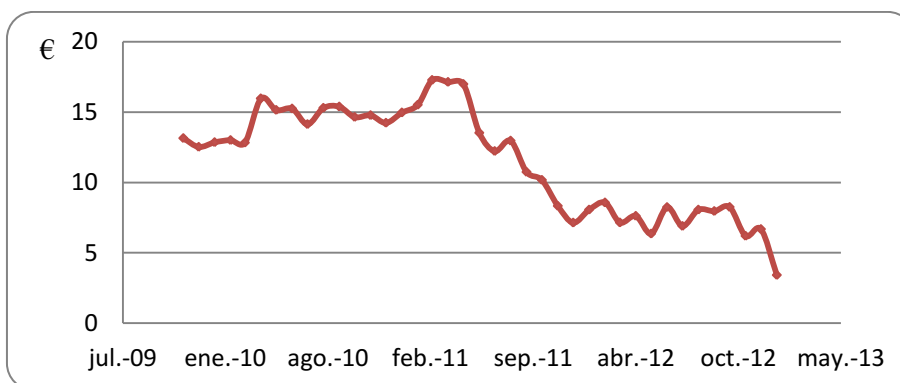


Figura IV-1: Evolución del valor del bono de carbón al cierre de la operación diaria.

Teniendo en cuenta que los bonos de carbono permiten asignar un valor económico a la emisión de GEI, es que se formula el problema con una única función objetivo y con el empleo de un coeficiente de ponderación (Bv_i), relacionado con el precio del bono de carbono, esto se representa en la ecuación (IV.27).

$$NPV' = \sum_{\substack{k \in Markets_i, k \\ t}} \left(\frac{\sum_{i \in Markets_i, k} (CSF_{i,k,t} - IMP_{i,k,t}) + Bv_t \cdot (G_{k,t}^{GEI} - X_{k,t}^{GEI})}{(1+TI)^{t-1}} \right) \quad (IV.27)$$

La función objetivo (IV.27) contiene un nuevo Valor Presente Neto (NPV') que tiene en el primer término lo mismo que en la ecuación IV.3, y el segundo término, contempla el beneficio que se obtiene por la comercialización de los bonos de carbono correspondientes a la disminución de emisiones debido a inversiones en fuentes de energía renovables.

El modelo completo está compuesto por las ecuaciones (IV.4) – (IV.27).

IV.5. Resultados.

Para analizar el efecto del impacto ambiental en la solución de los modelos, se realizaron varias ejecuciones de los mismos, fijando la disponibilidad del petróleo en los valores actuales y variando la reserva de gas natural en un rango determinado. Esta propuesta se basa en las conclusiones arribadas en el Capítulo III, donde se observó que la matriz energética es principalmente sensible a la disponibilidad de gas que a la del petróleo.

IV.5.1. ε -Constraint.

Los escenarios que se analizan en este modelo se generan variando el valor de ε^{GEI} que limita lo que se puede emitir en el horizonte de estudio, y se modifica también la cantidad de reservas de gas natural disponible. Con la evaluación de cada uno de estos escenarios se obtienen los puntos de las curvas de Pareto.

En la Tabla IV-2 se presenta la función objetivo que se alcanza en cada uno de los escenarios. Si se observa cada columna de la tabla en la dirección de la

reducción de emisiones de GEI, se puede observar que independientemente de la disponibilidad de gas natural, los beneficios (valor de NPV) disminuyen, esta reducción es más pronunciada cuanto mayor es la disponibilidad de gas natural, debido a que en este caso el sistema tiene más libertad para operar con este combustible fósil (cuando se le permite emitir más GEI) que es más rentable que las fuentes renovables. Es muy importante de destacar que por debajo de un valor de ϵ^{GEI} menor a 0.85 el problema se hace infactible, esto se debe principalmente a que con las restricciones impuestas, las tecnologías y los plazos considerados, el modelo es incapaz de satisfacer toda la demanda energética sin generar al menos un 85% del valor base de emisiones de GEI. Para lograr una disminución adicional, se deben considerar otras fuentes renovables ó aumentar la capacidad de las existentes.

Tabla IV-2: Función Objetivo en MUS\$ (ϵ -constraint).

		Disponibilidad del gas natural		
		100%	90%	85%
Emisiones de GEI	100%	61990,22	60300,97	59107,3
	90%	61262,83	60300,24	59106,7
	85%	59797,83	59797,83	59065,99

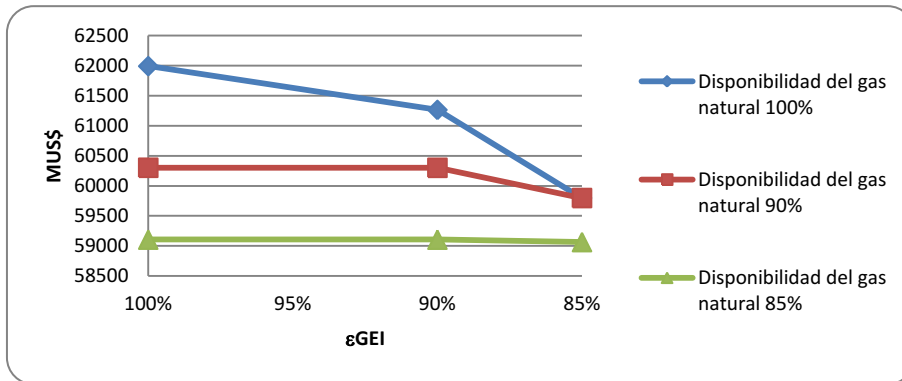


Figura IV-2: Curvas de Pareto, con la disponibilidad de gas natural paramétrica.

En la Figura IV-2 se presenta las curvas de los datos de la Tabla I-2, donde se puede visualizar más fácilmente el impacto de la disminución en la disponibilidad de las reservas, para valores inferiores a la disponibilidad actual de gas natural (90% y

85%) las curvas se van achatando al punto de ser casi una horizontal, esto significa que se tiene mayor rentabilidad cuando mayor es la cantidad de gas natural que se puede emplear.

Tabla IV-3: Inversiones comunes a todos los casos resueltos.

		2013		2014		2015	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Bio Diesel	Transporte Pesado	144,34	135,94	144,34	135,94	144,34	135,94
Eólico	Energía Eléctrica	2335,3	522,4	2335,3	522,4		
Solar	Consumo Residencial	414,13	695,55				

En la Tabla IV-3 se muestran las inversiones que se hicieron y que son comunes a todos los escenarios. Como se puede ver, se invierte en tres fuentes de energía, al principio del horizonte de tiempo que no emiten GEI. Se puede distinguir aquí, respecto del capítulo III donde no se contempla el aspecto ambiental, que no se construye una planta termogeneradora para todos los casos, sino sólo en aquéllos que permiten una mayor emisión, como se verá más adelante.

El primer escenario es el que permite utilizar todas las reservas de gas natural disponibles actualmente y al cual se le habilita la posibilidad de generar GEI en la misma cantidad que la composición actual de la matriz energética de la República Argentina. Este escenario, que es el punto inicial del análisis, se corresponde con el primer caso analizado en el Capítulo III y sus resultados, como era de esperarse, son iguales. La Figura IV-3 presenta la evolución de la matriz energética para este caso, la Figura IV-4 la composición de la matriz al final del período, y la Tabla IV-4 las inversiones particulares de este contexto. El análisis para este caso es igual al del Capítulo III.

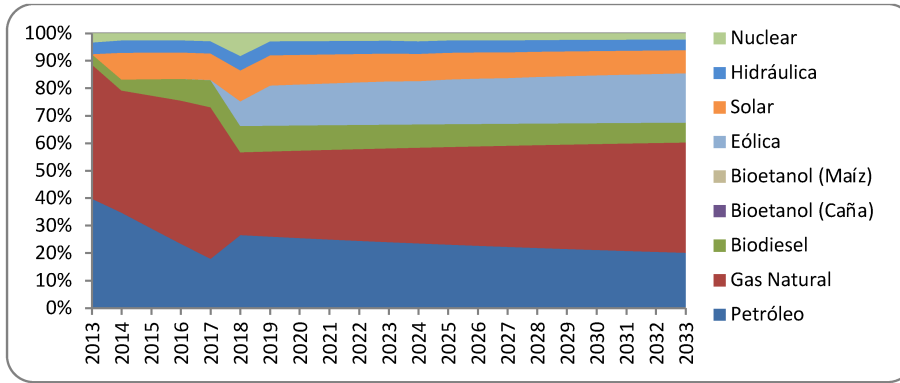


Figura IV-3: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – 100% GEI).

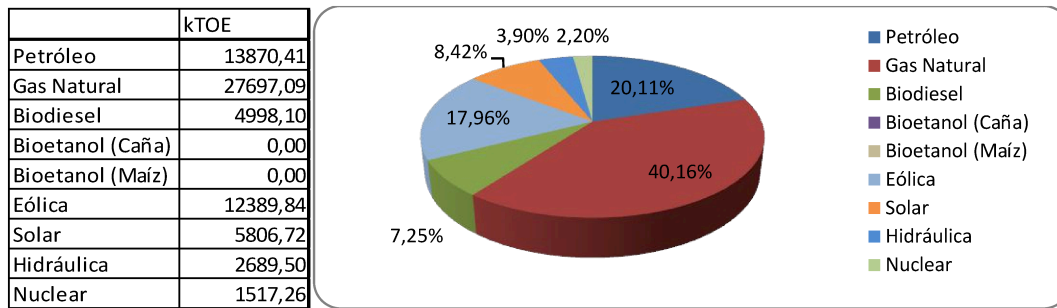


Figura IV-4: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – 100% GEI).

Tabla IV-4: Inversiones particulares realizadas (100% GN – 100% GEI).

		2013		2015		2021		2029	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termogeneradora	Energía Eléctrica	59,44	97,64						
Gas Natural	Consumo Residencial							622,18	238,71
Eólico	Energía Eléctrica					1112,05	124,38		
Hidráulico	Energía Eléctrica			18,14	1,44				

Para el segundo caso se mantiene la disponibilidad de gas natural, pero se fuerza a disminuir las emisiones de GEI a un 90%. Los resultados obtenidos se observan en las Figura IV-5, Figura IV-6 y la Tabla IV-5 que representan la evolución de la matriz energética, la composición final de la misma al año 2033 y las inversiones realizadas para este caso, respectivamente.

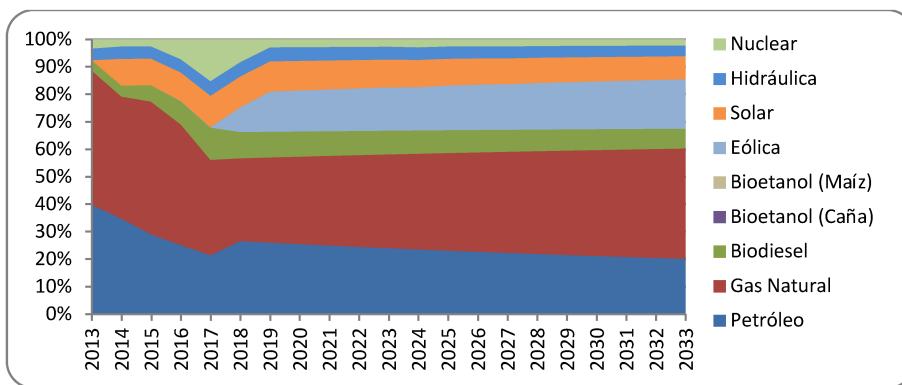


Figura IV-5: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – 90% GEI).

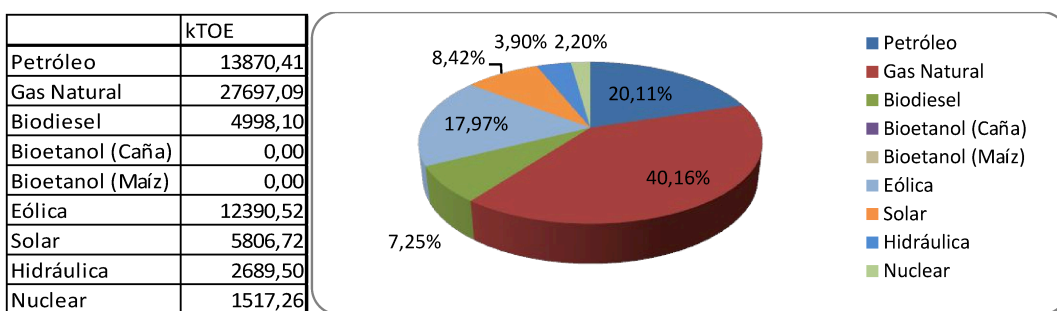


Figura IV-6: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – 90% GEI).

Tabla IV-5: Inversiones particulares realizadas (100% GN – 90% GEI).

		2014		2020		2023		2026	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Eólica	Eléctrico			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38
Hidrocinética	Eléctrico	18,14	1,44						

Esta situación es más restrictiva que la anterior en cuanto a las emisiones y es por eso que en este caso no se realizan inversiones en plantas termogeneradoras, ni en gas natural para uso doméstico, para suplir esta falta se construyen nuevos parques eólicos, en varios períodos al final del horizonte de tiempo, donde esto se hace más competitivo, y se adelanta un año la instalación de turbinas hidrocinéticas. Sin embargo, también se debe notar que las emisiones se calculan de manera acumulada a través de los años, si bien la matriz al final de la misma puede tener valores similares en ambos casos, la evolución en el horizonte de

tiempo es diferente, destacándose un mayor empleo de la energía nuclear en los primeros períodos, para disminuir la emisión de GEI.

El tercer caso contempla una disminución de la emisión al 85%. Los resultados se muestran en las Figura IV-7, Figura IV-8 y la Tabla IV-6. Si comparamos esta solución, con la del caso anterior, se observan pequeñas y sutiles diferencias. En cuanto a las inversiones, sólo se puede mencionar el adelantamiento en 1 año de las turbinas hidrocinéticas, las matriz energética final es la misma, en cuanto a la operación durante el ciclo de tiempo se observa un mayor uso de la energía nuclear al principio del mismo, traduciéndose en un menor uso de gas natural para energía eléctrica y menor generación de GEI.

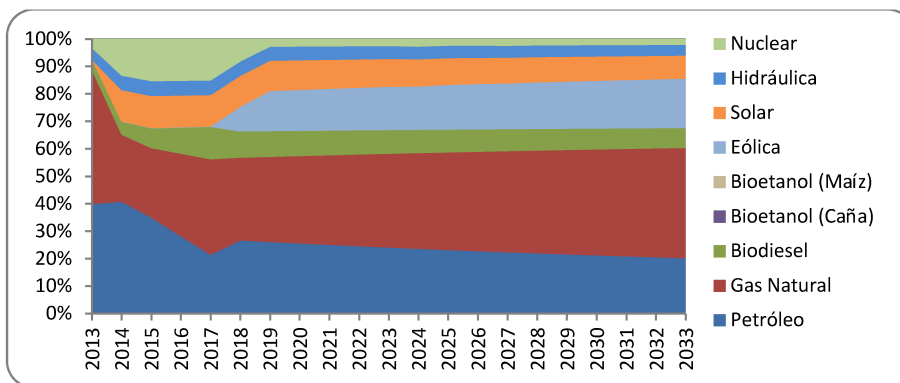


Figura IV-7: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – 85% GEI).

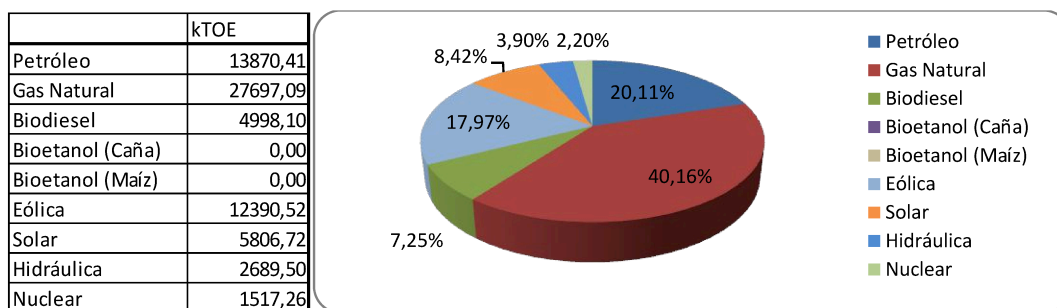


Figura IV-8: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – 85% GEI).

Tabla IV-6: Inversiones realizadas (100% GN – 85% GEI).

		2013		2020		2023		2026	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Eólica	Eléctrico			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38
Hidrocinética	Eléctrico	18,14	1,44						

El último caso que se analiza limita el uso de gas natural a un 85% de su capacidad y solo permite un 85% de las emisiones esperadas como base. En la Figura IV-9 se presenta como se emplean las fuentes de energía a lo largo del horizonte, allí se puede observar el uso de bioetanol para suplir la falta de gas para satisfacer el mercado del transporte, el uso de este biocombustible surge de una nueva planta que emplea caña de azúcar como materia prima para el año 2031 (ver Tabla IV-7) y al uso de la capacidad instalada de bioetanol a partir de maíz, como se puede observar en la Figura IV-10 en la que este recurso forma parte de la matriz energética para el final del horizonte de tiempo. La disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero también se logra por un mayor uso de la capacidad instalada de plantas nucleares en los primeros años del ciclo de tiempo. Las inversiones en otras fuentes de energía son las mismas que el caso anterior analizado (100% GN - 85% GEI).

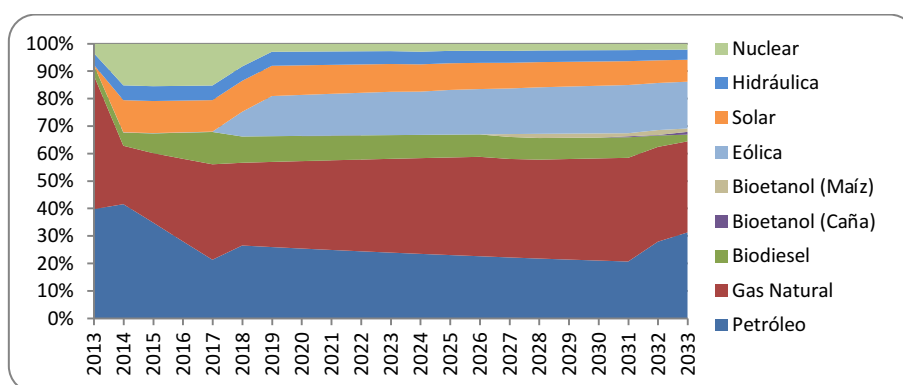


Figura IV-9: Evolución de la matriz energética argentina (85% GN – 85% GEI).

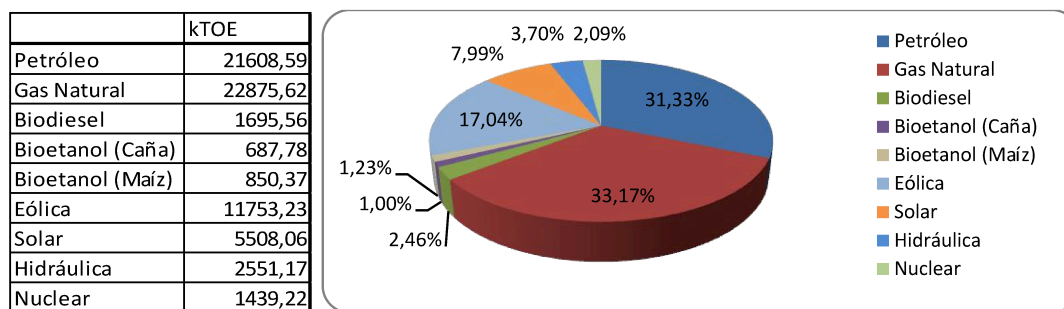


Figura IV-10: Matriz energética resultante al año 2033 (85% GN – 85% GEI).

Tabla IV-7: Inversiones realizadas (85% GN – 85% GEI).

		2013		2020		2023		2026		2031	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Bioetanol (Caña)	Transporte									230,81	55,06
Eólica	Eléctrico			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38		
Hidrocinética	Eléctrico	18,14	1,44								

IV.5.2. Función Penalidad.

Para este modelo se emplearon seis escenarios en los que se varía el uso de las reservas disponibles de gas natural y se proponen dos valores diferentes del bono de carbono: uno alto y uno bajo. El valor bajo se corresponde con un valor de 4 dólares, cotización que se corresponde a marzo del 2014 y al más alto se le asignó 100 veces este valor. Si bien la cotización del bono en su máximo valor nunca alcanzó esta cifra, se hizo esa suposición para poder analizar mejor el impacto de este cambio, ya que para valores inferiores, la solución lograda con el modelo no difería sustancialmente.

En la Tabla IV-8 se presentan los valores de las funciones objetivos alcanzados en los diferentes escenarios propuestos, en la que se puede ver el salto abrupto que existe en cada una de las columnas de la tabla cuando se cambia las cotizaciones de los bonos.

Tabla IV-8: Función objetivo en modelo de la función penalidad.

		Disponibilidad del gas natural		
		100%	90%	85%
Precio del Bono de Carbono	Alto	57848042,38	57848103,84	57848111,85
	Bajo	61990,03	60300,78	59107,30

Este modelo tiene una conducta mucho más errática que el anterior ("ε-constraint"), los cambios que se producen en el empleo de los recursos resultan muy bruscos, pero para el valor bajo del bono, el modelo prioriza la parte financiera y se comporta de manera similar a los resultados obtenidos en el Capítulo III.

En la Tabla IV-9 se muestran las inversiones que se hicieron y que son comunes a todos los escenarios. De igual manera que el modelo anterior, invierte en tres fuentes de energía no contaminantes, al principio del horizonte de tiempo, que le permite cumplir con el objetivo ambiental, cada una de estas inversiones se hacen para mercados diferentes: transporte, electricidad y calefacción residencial.

Tabla IV-9: Inversiones comunes para la función penalidad.

		2013		2014		2015	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
BioDiesel	Transporte	144,34	135,94	144,34	135,94	144,34	135,94
Eólica	Eléctrico	2335,30	522,40	2335,30	522,40		
Solar	Residencial	414,13	695,55				

El primer caso que se estudia es el que dispone del 100% de las reservas de gas natural y un precio del bono de carbono alto, en la Figura IV-11 se presenta la evolución en el uso de las fuentes de energía. Los perfiles que se obtienen son diferentes a los presentados hasta el momento, en los primeros períodos se emplea de manera abundante la energía nuclear, en el año 2017 se produce un pico en el uso del gas natural, a partir de este momento se ponen en marcha las inversiones realizadas en años anteriores en energía eólica, y es por eso que el gas natural se usa en menor medida y su perfil toma la forma vista en otros resultados. La Tabla IV-10 presenta las inversiones realizadas específicamente para este escenario, al

principio del período se invierte en bioetanol y en turbinas hidrocinéticas además de las nuevas construcciones que emplean energía eólica, colectores solares y biodiesel. Esta instalación temprana le permite al modelo, por la forma de la función objetivo, obtener el mayor beneficio económico y ambiental.

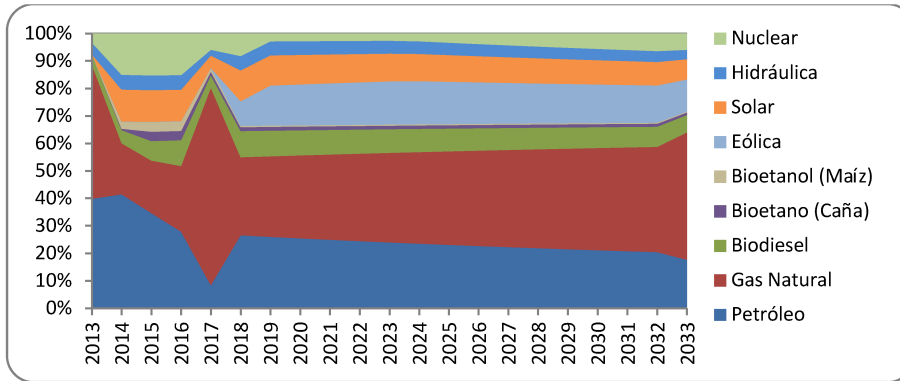


Figura IV-11: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – precio del bono de carbono alto).

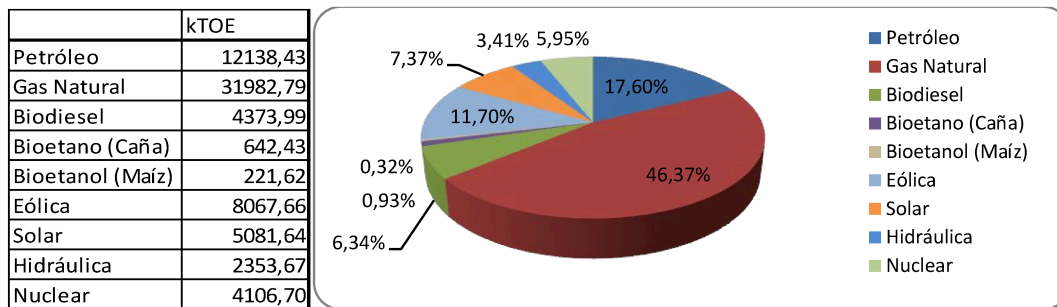


Figura IV-12: Matriz energética resultante al año 2033(100% GN – precio del bono de carbono alto).

La Figura IV-12 muestra la matriz energética al final del ciclo de tiempo analizado, en donde se observa la gran proporción que aún tiene el gas natural.

Tabla IV-10: Inversiones particulares realizadas (100% GN – precio del bono de carbono alto).

		2013	
		MUS\$	TOE/hr
Bioetanol (Caña)	Transporte	484,69	231,25
Bioetanol (Maíz)	Transporte	230,81	55,06
Hidrocinética	Eléctrico	18,14	1,44

En la Figura IV-13 se presenta el empleo de los recursos para el segundo escenario de este modelo, en el que se disminuye el valor del bono de carbono y se mantiene la disponibilidad de gas natural al 100%. Este cambio hace que la disminución de las emisiones de GEI no tengan un impacto importante en la función objetivo, por lo tanto, en muchos casos, este resultado mejora más por la economía de la inversión y el uso de los recursos, que por la disminución del impacto ambiental. En ambos escenarios, el porcentaje de disminución del GEI, respecto del caso base, es del 0,43 %.

En la Tabla IV-11 se detallan las inversiones realizadas para este caso, se puede ver que se instala una planta termogeneradora, se construyen parque eólicos en el medio del horizonte de tiempo y también turbinas hidrocinéticas, todas para satisfacer las demandas de energía eléctrica.

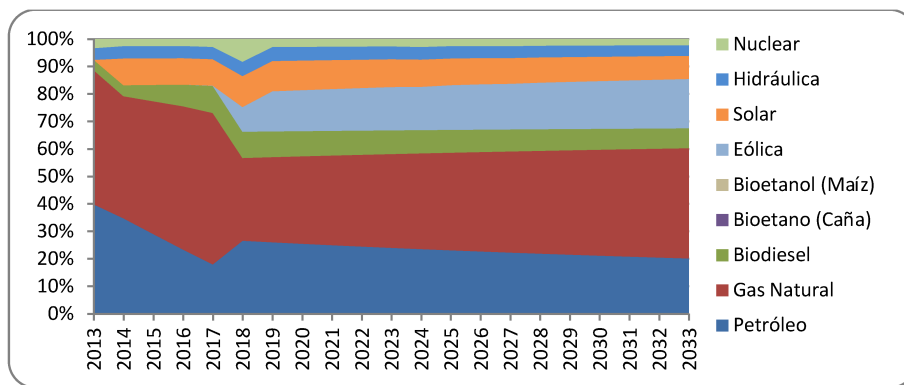


Figura IV-13: Evolución de la matriz energética argentina (100% GN – precio del bono de carbono bajo).

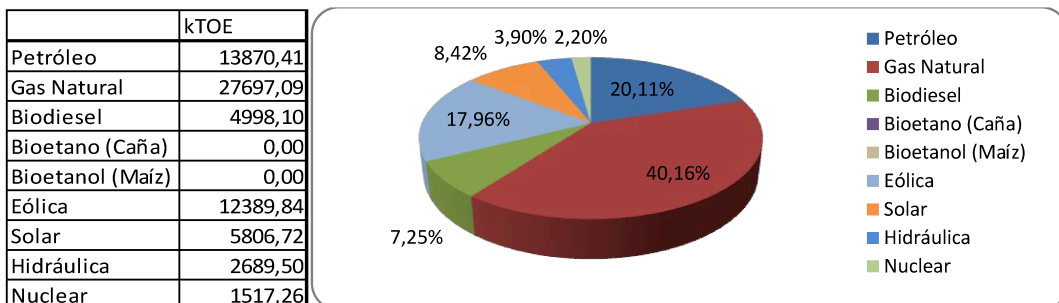


Figura IV-14: Matriz energética resultante al año 2033 (100% GN – precio del bono de carbono bajo).

Tabla IV-11: Inversiones particulares realizadas (100% GN – precio del bono de carbono bajo).

		2013		2015		2020		2023		2026	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termogeneradora	Eléctrico	59,44	97,64								
Eólica	Eléctrico					1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38
Hidrocinetica	Eléctrico			18,14	1,44						

Las gráficas obtenidas tanto para la evolución del uso de la energía, como la matriz energética y las inversiones realizadas son similares al caso 80% petróleo-100% gas natural del Capítulo III.

En el tercer escenario disminuye la disponibilidad de gas natural a un 90%, con un valor alto del precio del bono de carbono. En la Figura IV-15 se observa que el modelo decide emplear la energía nuclear, desde los primeros períodos, para disminuir las emisiones de GEI y así poder comercializar los bonos de carbono, hasta que otras inversiones se pongan en marcha como el caso de los parques eólicos. En la Tabla IV-12 se detallan las inversiones realizadas para este caso, que son las mismas que el escenario anterior considerando las plantas de bioetanol y las turbinas hidrocineéticas, la diferencia está en la ampliación en la capacidad de energía eólica, a mediados del horizonte de estudio, para suplir la demanda de energía y la faltante de gas natural. Se debe notar los valores de la matriz energética al final del horizonte de tiempo, en donde la participación del gas natural es de un 61%. Este valor se explica por razones económicas. Si se observa la Figura IV-15 se puede observar que el uso de gas se disminuye desde los primeros años y se mantiene más o menos constante ó con muy poca pendiente positiva a lo largo del horizonte de tiempo, para incrementarse su uso, en gran medida, al final del período. Para el petróleo, por el contrario, su empleo disminuye a lo largo del tiempo, para tener una caída importante al final del mismo. Como ya fue expresado, el empleo de gas natural es muy conveniente económicamente y, además, es menos contaminante que el petróleo y sus derivados.

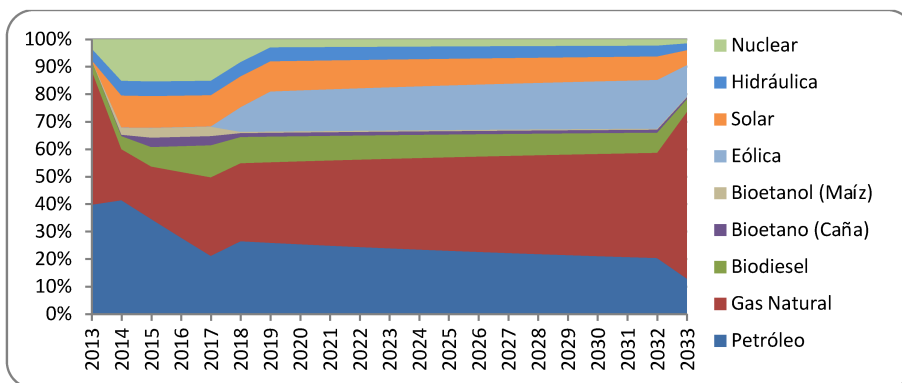


Figura IV-15: Evolución de la matriz energética argentina (90% GN – precio del bono de carbono alto).

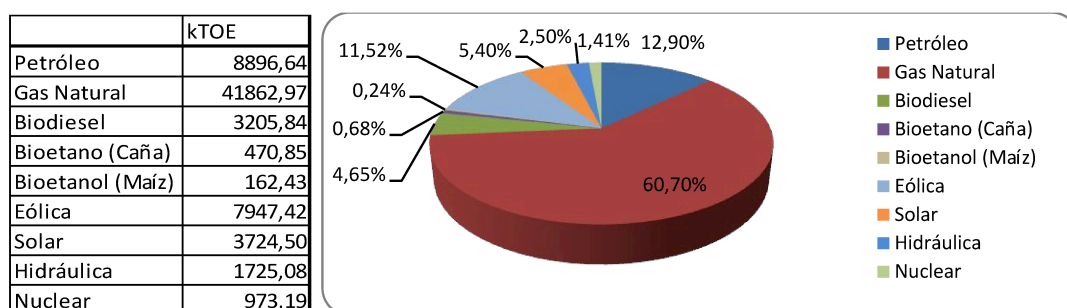


Figura IV-16: Matriz energética resultante al año 2033 (90% GN – precio del bono de carbono alto).

Tabla IV-12: Inversiones particulares realizadas (90% GN – precio del bono de carbono alto).

		2013		2019	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Bioetano (Caña)	Transporte	484,69	231,25		
Bioetanol (Maíz)	Transporte	230,81	55,06		
Eólica	Eléctrico			2335,30	522,40
Hidrocinetica	Eléctrico	18,14	1,44		

El próximo caso a analizar considera un valor bajo del bono de carbono respecto del anterior. Desde la Figura IV-17 se puede observar cómo cambia el empleo de los recursos, sobre todo en lo que respecta al gas natural. En este escenario le conviene emplear una mayor cantidad de gas natural destinándolo para el transporte, desplazando el bioetanol del caso anterior y ahorrando esas instalaciones.

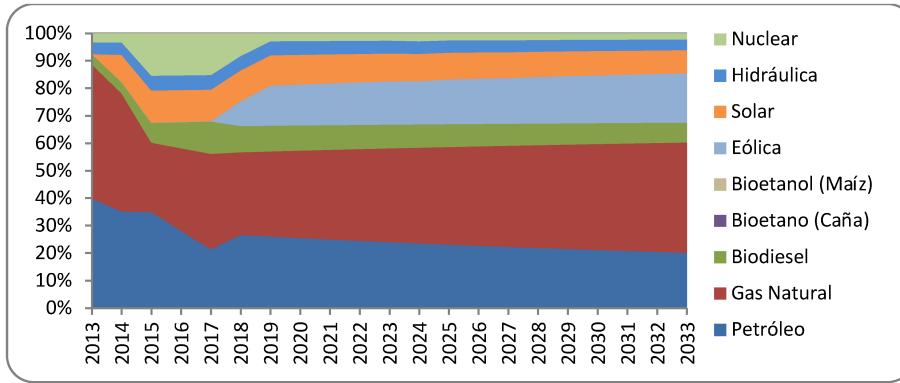


Figura IV-17: Evolución de la matriz energética argentina (90% GN –precio del bono de carbono bajo).

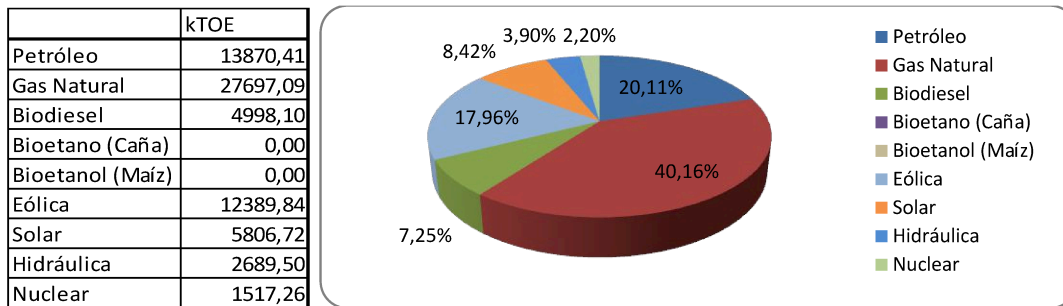


Figura IV-18: Matriz energética resultante al año 2033 (90% GN –precio del bono de carbono bajo).

Tabla IV-13: Inversiones particulares realizadas (90% GN – precio del bono de carbono bajo).

		2013		2020		2023		2026	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termogeneradora	Eléctrico	59,44	97,64						
Eólica	Eléctrico			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38
Hidrocinetica	Eléctrico	18,14	1,44						

En la Tabla IV-13 se presentan las inversiones para el cuarto escenario, al tener un menor impacto la generación de GEI, los resultados muestran que no se invierte en bioetanol, y si lo hace en una planta termogeneradora y en parque eólicos más pequeños para energía eléctrica. Los perfiles de las curvas son más suaves y la composición de la matriz energética toma proporciones similares a los casos analizados en el capítulo III al final del período. Las reducciones en emisiones

de GEI, para ambos escenarios (valor alto y bajo del bono de carbono-90% gas natural) están alrededor del 5,8%, que en proporción es 10 veces a la de los casos anteriores analizados para este modelo.

En la Figura IV-19 se presenta la relación de empleo de recursos para el quinto caso, en el que se disminuye la cantidad de gas natural disponible a 85% de las reservas totales y se considera un alto precio del bono de carbono. El comportamiento es similar al tercer contexto analizado, las inversiones que se realizan son las mismas (ver Tabla IV-12 y

Tabla IV-14), pero el uso de las capacidades instaladas es diferente, incrementándose el uso de las energías no-contaminantes en mayor proporción. Esto se distingue en la Figura IV-19 y en la Figura IV-20. En esta última se puede observar la composición de la matriz energética que presenta grandes diferencias respecto de la Figura IV-16. Los resultados obtenidos con este modelo presenta una reducción de emisiones del 8,9 % del caso base, que es el máximo logrado para este modo de formular el objetivo ambiental, esto se debe a un mayor empleo de fuentes renovables no contaminantes ante la baja disponibilidad de gas y a la alta rentabilidad que presenta la venta de los bonos.

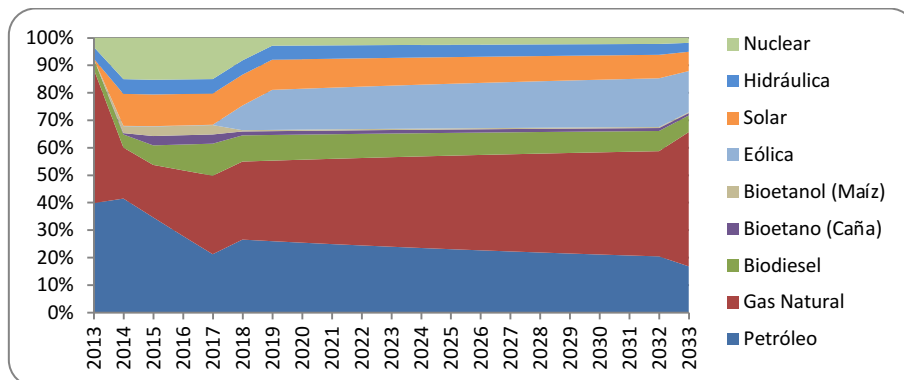


Figura IV-19: Evolución de la matriz energética argentina (85% GN –precio del bono de carbono alto).

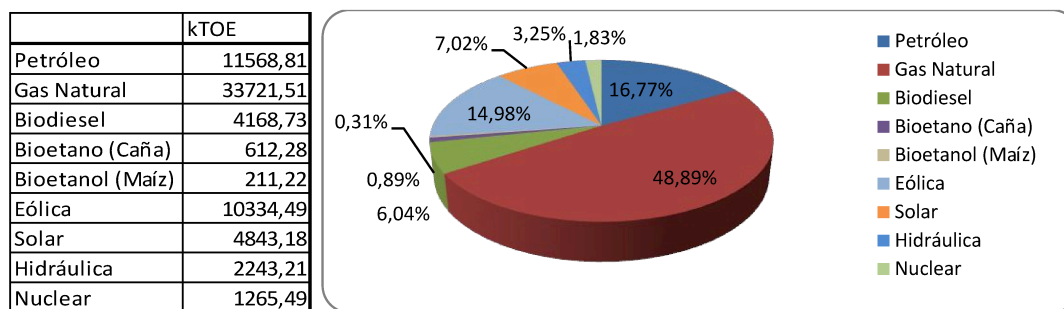


Figura IV-20: Matriz energética resultante al año 2033 (85% GN –precio del bono de carbono alto).

Tabla IV-14: Inversiones particulares realizadas (85% GN – precio del bono de carbono alto).

		2013		2019	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Bioetano (Caña)	Transporte	484,69	231,25		
Bioetanol (Maíz)	Transporte	230,81	55,06		
Eólica	Eléctrico			2335,30	522,40
Hidrocinetica	Eléctrico	18,14	1,44		

Finalmente, el último escenario que se analiza en este capítulo corresponde al que se ajusta a un 85% la disponibilidad de gas natural y un precio bajo en el bono de carbono. Si, se analizan las inversiones que se exhiben en Tabla IV-15 se puede ver que son similares a las de la Tabla IV-13 con la excepción que al final del período decide construir una planta de bioetanol. La relación de empleo de los recursos se presenta en la Figura IV-21, al disminuir la cantidad disponible de gas natural el modelo se ajusta para emplear las fuentes de energía renovables no contaminantes. Estos se refleja tanto en la evolución del uso de la energía (Figura IV-21), como en la composición al final del horizonte de tiempo, donde se observa una menor participación del gas natural y un incremento de las otras fuentes para suplirlo, inclusive el petróleo, la disminución de emisiones de GEI que se logra, para este caso, respecto de la base es de 5,82 %, valor que es similar al caso anterior, pero la función objetivo que incluye el VPN es inferior.

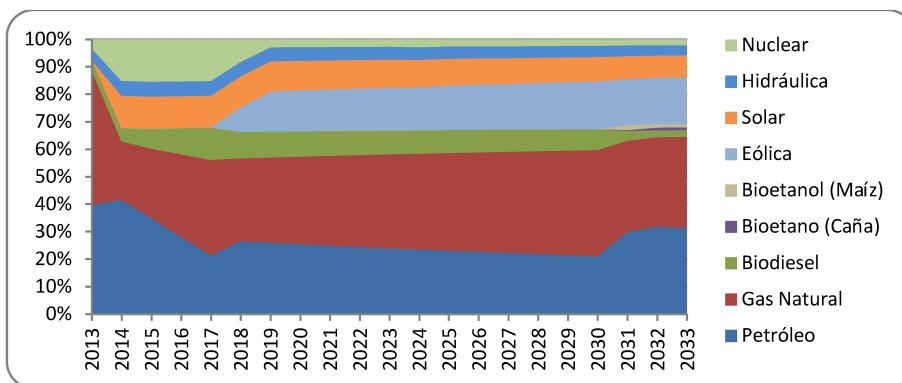


Figura IV-21: Evolución de la matriz energética argentina (85% GN –precio del bono de carbono bajo).

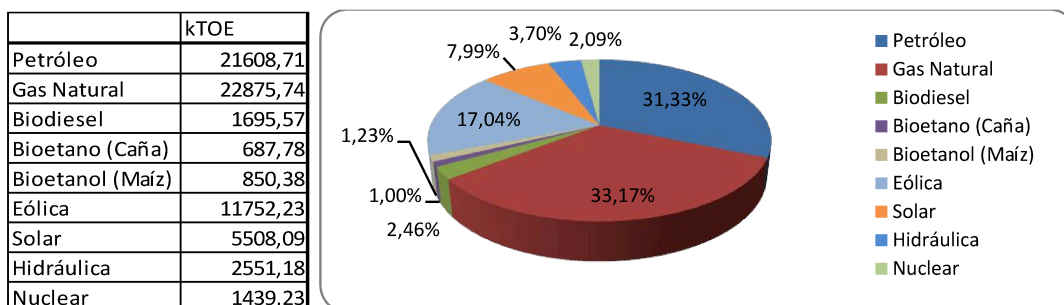


Figura IV-22: Matriz energética resultante al año 2033 (85% GN –precio del bono de carbono bajo).

Tabla IV-15: Inversiones particulares realizadas (85% GN – precio del bono de carbono bajo).

		2013		2020		2023		2026		2030	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termogeneradora	Eléctrico	59,44	97,64								
Bioetano (Caña)	Transporte									230,81	55,06
Eólica	Eléctrico			1112,05	124,38	1112,05	124,38	1112,05	124,38		
Hidrocinética	Eléctrico	18,14	1,44								

IV.6. Conclusiones.

En este capítulo se complementó el modelo de inversiones en fuentes de energía desarrollado en el anterior, para incluir un objetivo adicional como lo es la minimización de gases de efecto invernadero (GEI) que es una de las principales causas de calentamiento global y de los fenómenos climatológicos actuales. Para evaluar el objetivo ambiental se propusieron dos formas, la primera transformando

el objetivo en restricción (" ϵ -constraint") y evaluando diversos escenarios que se corresponden distintos valores del parámetro ϵ , que implican objetivos a cumplir en la cantidad de emanaciones de GEI. La segunda fue combinar en una sola función objetivo ambos objetivos por medio de la asignación de "pesos" que distinguen la importancia de esos objetivos. En nuestro caso se empleo una función económica que pesaba la Valor Presente Neto que se puede obtener con la infraestructura energética y por el otro la disminución de las emisiones que se cotizan en el mercado internacional por medio de los bonos de carbono.

Uno de los primeros resultados que se obtiene es el límite en la reducción de emisiones de GEI, que se determina considerando fundamentalmente: las fuentes de energía incluidas en el modelo, la cantidad de recursos disponibles y, en menor medida, las otras restricciones. Este resultado indica que no se puede conseguir una mejora más allá del 85% de las emisiones actuales (considerando la matriz energética Argentina en nuestros días), para poder lograrlo se necesitan contemplar otras fuentes de energía sustentables y una mayor disponibilidad de recursos. Otro aspecto que se confirma con el modelo ambiental es que, cambiar la dependencia energética del gas natural en las condiciones de competitividad actuales no resulta una tarea trivial. Como combustible, el gas natural es limpio, provee a varios mercados (transporte, calefacción, energía eléctrica), es fácil de instalar y transportar, muy económico y de los combustibles no renovables que se emplean masivamente en la actualidad, es el que menos GEI emite. En general, y en todos los escenarios que se resolvieron con ambos modelos, la reducción en el impacto ambiental se obtiene por la disminución en el uso de gas y petróleo, y a un mayor empleo, por medio de nuevas inversiones, de la energía eólica y de turbinas hidrocinéticas para el mercado eléctrico, la energía solar para calefacción comercial y residencial, el biodiesel y el bioetanol para el mercado del transporte. Observando las curvas de evolución de uso de energía y la composición de la matriz energética al final del horizonte de tiempo, se puede concluir que el modelo disminuye más el uso de petróleo que de gas debido a que es más caro y emite más GEI.

Debido a la dependencia detectada del gas natural como fuente de energía para nuestro país, es que en ambos modelos se limitó la disponibilidad de este recurso con la idea de analizar sus efectos. En el modelo “ ε -constraint”, ante la reducción en las reservas disponibles de gas natural y en las emisiones de gases de efecto invernadero, los resultados muestran la tendencia a invertir y usar una mayor proporción las fuentes de energía renovables no contaminantes. En caso contrario, los resultados reflejan una tendencia a usar el gas natural tanto como se pueda.

Para el caso del modelo con la función penalidad y considerando la venta de los bonos de carbono, se observó que para que la solución muestre una marcada tendencia al uso de fuentes renovables no contaminantes, se debió restringir el uso de las reservas disponibles de gas natural y asignar un valor muy elevado (casi imposible de obtener) a los bonos de carbono. Por el contrario, para valores normales del bono, las soluciones obtenidas eran muy cercanas a las obtenidas en el Capítulo III donde la función objetivo sólo contempla propósitos económicos.

Por lo tanto, para que se opte por las tecnologías renovables si debe contar con algún rédito adicional. En nuestra política energética, esto se traduciría en alguna forma de subvención que le permita a las industrias de energías renovables situarse de manera competitiva. Cuando esto no ocurre, la instalación de fuentes alternativas se realizan ante la escasez de recursos fósiles y/o cuando necesita satisfacer las demandas. De las fuentes alternativas incluidas en el modelo, los colectores solares, las turbinas hidrocinéticas, las plantas de biodiesel tienen ventajas competitivas y pueden competir con las otras fuentes. Los parques eólicos son también favorables, pero cuando las fuentes tradicionales se encarecen o no es posible satisfacer la demanda de energía. Es por eso que si se incluye el aspecto ambiental, no se debe perder de vista el aspecto financiero y los plazos en los que se realiza el análisis. Esto es fundamental para planificar el desarrollo energético.

Capítulo V: Optimización de la infraestructura de producción de energía teniendo en cuenta la incertidumbre en la disponibilidad de recursos fósiles.

V.1. Introducción.

Como ya se expresó en los capítulos anteriores, los combustibles fósiles son la principal fuente de energía en la actualidad, cumplen con las demandas del mercado de transporte y todas las necesidades de confort de la vida cotidiana desde hace muchos años. Esta situación no era un problema, mientras que la ecuación de la disponibilidad-precio-demanda fuera aceptable para la mayoría de los interesados en el mercado de la energía. En los últimos años, han surgido una serie de factores que han puesto a la industria de la energía en el foco. Varias predicciones se pueden encontrar en la literatura acerca de la disponibilidad de recursos no renovables[105]–[107]. Sin embargo, el futuro de estas fuentes está lleno de incertidumbre. Por un lado, hay posibles pozos petroleros ubicados en lugares muy difíciles de explorar, en el que es completamente desconocida la cantidad o la calidad del mismo. Por otro lado, los nuevos descubrimientos de reservas y nuevas tecnologías, como la explotación del tipo "shale" [108], [109] indican que "el fin" de la industria de la energía basada en el petróleo podría estar más lejos de lo esperado. Además, la sustitución de las fuentes convencionales por otras fuentes de energía alternativas requiere nuevas y eficientes tecnologías, una política de inversiones de capital bien orientada. Han aparecido varias fuentes de energía alternativas, pero en general son más costosas y no tan estables como las fuentes convencionales. Por último, el cambio climático, la contaminación del agua, el efecto invernadero, entre otros deterioros naturales, hacen que el impacto ambiental de la actividad humana sea un punto de preocupación en muchos países. Algunos de ellos se han comprometido a mejorar sus eco-indicadores a mediano

plazo. El Protocolo de Kyoto, firmado en 1998, es el principal documento que apoya este interés internacional.

Los diversos y múltiples factores que intervienen en este tema, demandan la búsqueda un nuevo balance o una nueva forma de integración de las energías alternativas renovables con las fuentes de energía convencionales. Este es un desafío reconocido en varios artículos [110]–[112].

De acuerdo con la información de la Secretaría de Energía [85], en la Argentina, más del 86% del total de fuentes de energía primaria proviene de gas natural y petróleo. Como consecuencia de ello, existen programas de investigación y financiación que promueven el desarrollo de nuevas tecnologías para las fuentes de energía renovable.

En este Capítulo se presenta un modelo de optimización para planificar las inversiones en la infraestructura energética argentina considerando la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos fósiles. Dado un conjunto de posibles fuentes (renovables y no renovables), el objetivo principal es determinar las capacidades que se requieren de cada una de ellas con el fin de satisfacer la demanda de energía para los próximos veinte años, suponiendo que la disponibilidad de petróleo y del gas está sujeta a incertidumbre. A fin de tener en cuenta el impacto ambiental de las decisiones de inversión, se penalizan las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) en la función objetivo.

V.2. Antecedentes.

Diferentes métodos pueden ser utilizados para modelar la incertidumbre. Los principales enfoques de la comunidad de ingeniería de sistemas de proceso son la programación estocástica, programación difusa y programación dinámica estocástica. Gupta y Maranas [113] desarrolla un modelo de programación estocástica de dos etapas con la incertidumbre de la demanda, que se representa mediante una distribución normal con una media y desviación estándar conocida. El

modelo se aplicó a una planificación a mediano plazo de una cadena de suministro. Las decisiones de fabricación se modelan como 'aquí y ahora', que se hacen antes de la demanda de realización; mientras que las decisiones de logística se posponen en un modo de "esperar y ver". El problema de dos niveles propuesto no aumenta el tamaño del modelo, sino que introduce no linealidades en la formulación. Al-Qahtani y Elkamel [114] proponen una programación en dos fases estocástico lineal mixto entero (MILP) para un problema de integración de varias ubicaciones dentro de una red de refinerías de petróleo, en condiciones de incertidumbre, empleando técnicas de optimización robusta. La incertidumbre se presenta como coeficientes de la función objetivo y los parámetros del lado de la derecha de las restricciones. El modelo se aplica a ejemplos individuales y múltiples ubicaciones de refinería. En las conclusiones, los autores señalan que el enfoque propuesto lleva a resultados que son más estables frente a la variabilidad de los precios del petróleo crudo y de productos importados, así como la demanda de productos prevista. Por otra parte, en el estudio muestran que los modelos de las refinerías tienen una mayor sensibilidad a las variaciones de los precios de las importaciones de crudo y productos finales exportados en comparación con las variaciones en la demanda de productos.

En cuanto a la teoría de conjuntos difusos, Zimmermann [115] sostiene que estos conjuntos son una herramienta para el modelado de problemas que involucran componentes o relaciones difusas desde la aplicación y permiten la representación de los términos del mundo real que no se conocen con precisión. Por lo tanto, existe cierta flexibilidad en la satisfacción de las restricciones que contienen estos parámetros.

La metodología para transformar un modelo de programación lineal difusa depende de los parámetros de relación difusos que se han considerado. Como consecuencia, hay un gran número de posibles reformulaciones, algunos de los cuales han sido recogidos por Baykasöglu et al. [116], Díaz-Madroño et al. [117] y Thakre et al. [118]. En este último caso, los autores han considerado la representación de parámetros inciertos con números triangulares. Además, Peidro

et al. [119] presentan una formulación con lógica difusa, empleando números difusos triangulares, para modelar una cadena de suministro con la incertidumbre en la oferta, la demanda y la producción.

En el conjunto de métodos de programación estocástica, la programación probabilística con restricciones se centra en la fiabilidad del sistema, que se modela con una probabilidad mínima de satisfacción de las restricciones. Por otro lado, la programación con recurso (en dos fases o de múltiples etapas de programación estocástica) implica un conjunto de decisiones que se deben satisfacer antes de que se ponga de manifiesto la incertidumbre, y algunas otras que se resuelven cuando se conocen los parámetros inciertos. En general las primeras decisiones de la etapa, los llamados "aquí y ahora", son inversiones a largo plazo, mientras que las decisiones operativas o de corto plazo, por lo general se tratan como segunda etapa o de "esperar y ver". La integración de diferentes técnicas puede aportar nuevos puntos de vista del problema incierto. Wang y Rong [108] integran dos métodos para optimizar el problema de programación de petróleo crudo en condiciones de incertidumbre. En el primer paso, se aplica un enfoque de oportunidad limitada. En el segundo, la programación difusa se utiliza en un método basado en escenarios.

En los modelos que se aplican en este capítulo, se presentan dos estrategias diferentes para modelar la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos fósiles. En primer lugar, se emplean los "fuzzy numbers" para generar un conjunto de escenarios posibles en la disponibilidad de petróleo crudo y se analiza el impacto de la variabilidad de este parámetro en la solución del modelo. Por otra parte la programación estocástica en dos etapas, de ahora en más llamada "two stage", se aplica para modelar la incertidumbre con el fin de obtener una solución más robusta y poder finalmente comparar resultados.

V.3. Descripción del problema y modelo matemático.

En las secciones siguientes se exponen los modelos formulados para el análisis de incertidumbre, en primer lugar se desarrolla la propuesta determinística

que es una adaptación del modelo del capítulo anterior, para luego presentar las representaciones "fuzzy" y la "two stage".

V.4. El Modelo.

V.4.1. Modelo Determinístico.

Se parte del modelo de la función penalidad del capítulo IV, que contempla el objetivo económico y el ambiental por medio de una única función objetivo, considerando la venta de los bonos de carbono. A esta formulación se la complementa con nuevas restricciones para formular incertidumbre en las reservas. Para reducir la cantidad de variables y que no crezca tanto el problema "two stage" se decidió eliminar la variable $q_{i,t}$ y reescribir las ecuaciones que la representan. Además a este modelo se le da la libertad de poder ampliar las regiones de cultivos destinadas al sector energético para la producción de biocombustibles. Para lograr esto se modificó la ecuación (IV.17) que da lugar a las ecuaciones (V.14) y (V.15), por medio de la variable AA_i se da la capacidad de ampliar la cantidad de área dedicada al empleo de los biocombustibles, caña de azúcar y maíz para el bioetanol, y soja para biodiesel. Esta ampliación se penaliza en la función objetivo por medio de un costo (AC_i) que se refleja en el término $\sum_{i \in NFO} AC_i \cdot AA_i$ de la función objetivo (ecuación V.1). La forma de escribir el costo de amortización se modificó por lo que se eliminaron las ecuaciones (IV.23), (IV.24), (IV.25) y se las reemplazaron con (V.20), (V.21). Con lo que resulta que el modelo determinístico para este capítulo tiene la forma que representan las ecuaciones (V.1) hasta la (V.22).

A riesgo de resultar reiterativo, y con el objetivo de presentar todas las ecuaciones del problema matemático, se explicitarán nuevamente las restricciones del modelo del capítulo IV, con una breve explicación de cada una, para luego incluir las reformulaciones propuesta para modelar la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos.

La función objetivo busca maximizar el rédito financiero pero al mismo considera el impacto ambiental por la venta de los bonos de carbono, y penalizando el empleo de una mayor área de cultivo para los biocombustibles.

$$\max(NPV)$$

$$NPV = \sum_{\substack{k \in Markets_{i,k} \\ t}} \frac{\left(\sum_{i \in Markets_{i,k}} (CSF_{i,k,t} - IMP_{i,k,t}) + Bv_t \cdot (G_{t,k}^{GEI} - X_{k,t}^{GEI}) \right)}{(1+TI)^{t-1}} - \sum_{i \in NFO} AC_i \cdot AA_i \quad (V.1)$$

donde el flujo de caja ($CSF_{i,k,t}$) se determina con la siguiente ecuación:

$$CSF_{i,k,t} = (P_{i,k,t} - CO_{i,k,t}) \cdot x_{i,k,t} \cdot hr - CI_{i,k,t} - CS_{i,k,t} - CIMP_{i,t} \cdot (x_{i,k,t}^{EP} + x_{i,k,t}^{ES}) + P_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}^{ES} \quad (V.2)$$

$\forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k}$

En (V.2) se considera el ingreso de las ventas, los gastos por costos operativos, los pagos de nuevas inversiones erogadas en el período, los costos de puesta en marcha de las nuevas instalaciones que inician su actividad en el período, los costos por comprar energía primaria o secundaria, y el rédito que brindaría la venta de la energía secundaria importada.

$IMP_{i,k,t}$ se calcula con las siguientes restricciones adicionales:

$$IMP_{i,k,t} \geq NT \left(CSF_{i,k,t} - \sum_{t'=2013}^t CA_{i,k,t',t} \right) \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.3)$$

$$IMP_{i,k,t} \geq 0$$

En (V.4) se presenta la generación anual de GEI ($X_{k,t}^{GEI}$) para cada mercado k en cada periodo t basados en los factores de generación tabulados ($f_{i,k}^{GEI}$) multiplicados por la producción anual de la fuente de energía i para el mercado k en el año t ($x_{i,k,t} \cdot hr$).

$$X_{k,t}^{GEl} = \sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k}^{GEl} \cdot x_{i,k,t} \cdot hr \quad \forall t; \forall k \quad (V.4)$$

el parámetro $G_{k,t}^{GEl}$ representa la cantidad de emisiones que se tendría si se mantiene la matriz energética inicial (máximo de emisiones), medida en toneladas equivalentes de CO₂ para cada mercado y cada periodo.

$$G_{k,t}^{GEl} = \left(\sum_{i \in Market_{i,k}} f_{i,k}^{GEl} \cdot PD_{i,k} \right) D_{k,t} \quad \forall t, \forall k \quad (V.5)$$

La disyunción (V.6) formula las inversiones en nuevas fuentes de energía. Se modelan dos niveles de decisión: el primer nivel permite decidir si la inversión en la fuente i se hará o no, mientras que el segundo decide su capacidad y determina los costos relacionados.

$$\left[\begin{array}{c} \bigvee_{r=1..R} \left[\begin{array}{c} w_{i,k,t-T_{i,k}} \\ y_{r,i,k,t-T_{i,k}} \\ CI_{i,k,t-T_{i,k}} \geq Cm_{r,i,k} \\ ICap_{i,k,t} \leq Imax_{r,i,k} \\ CS_{i,k,t-1} \geq CSm_{r,i,k} \end{array} \right] \bigvee \left[\begin{array}{c} -w_{i,k,t-T_{i,k}} \\ CI_{i,k,t-T_{i,k}} = 0 \\ ICap_{i,k,t} = 0 \\ CS_{i,k,t-1} = 0 \end{array} \right] \end{array} \right] \quad \forall t > T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.6)$$

La ecuación (V.7) define la cantidad de los combustibles i (Nafta, gasoil, fuel oíl) para el período t obtenido del fraccionamiento de una cantidad de petróleo crudo.

$$\sum_{k \in Market_{i,k}} x_{i,k,t} = Fraction_i \cdot x_{P,In,t} \quad \forall t; \forall i \in Distillates \quad (V.7)$$

La ecuación (V.8) representa la demanda de energía para cada mercado en los períodos futuros ($D_{k,t}$), para ello se asumió un crecimiento lineal para cada período.

$$D_{k,t} = D0_k + \alpha_k \cdot (t-1) \quad \forall t; \forall k \quad (V.8)$$

La ecuación (V.9) establece que la producción de energía para un mercado particular k en cada período t debe ser igual a la demanda menos el aporte de las importaciones.

$$\sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t} \cdot hr = D_{k,t} - \sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t}^{ES} \quad \forall t; \forall k \quad (V.9)$$

La ecuación (V.10) establece el límite de capacidad en la producción de energía.

$$f_{i,k} \cdot x_{i,k,t} \leq Cap_{i,k,t} \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.10)$$

Las ecuaciones (V.11) y (V.12) tienen en cuenta que existe un período de tiempo desde el momento en que se decide invertir en una fuente de energía y cuando se comienza a producir, además de realizar una acumulación de las capacidades futuras.

$$Cap_{i,k,t} = Cap0_{i,k} \quad \forall t \leq T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.11)$$

$$Cap_{i,k,t} = Cap_{i,k,t-1} + ICap_{i,k,t} \quad \forall t > T_{i,k}; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.12)$$

La ecuación (V.13) establece que la cantidad producida por la fuente i debe ser menor o igual a las reservas disponibles para esa fuente i en período t , representado por la variable $RD_{i,t}$ más las importaciones de energía primaria en este periodo.

$$\sum_{k \in Market_{i,k}} x_{i,k,t} \cdot hr \leq RD_{i,t} + \sum_k x_{i,k,t}^{EP} \quad \forall i \in NR \quad (V.13)$$

La ecuación (V.14) restringe la posibilidad de instalar en biocombustibles, se considera la posibilidad de ampliar el área de cultivo destinada a producir combustibles.

$$\sum_{k \in Markets_{i,k}} \frac{Cap_{i,k,t}}{f_{i,k}} \leq CD_i + AA_i \quad \forall t; \forall i \in NFO \quad (V.14)$$

La ecuación (V.15) restringe la posibilidad de instalar fuentes de energía renovables distintas a los biocombustibles.

$$\sum_{k \in \text{Markets}_{i,k}} \frac{Cap_{i,k,t}}{f_{i,k}} \leq CD_i \quad \forall t; \forall i \notin (NFO \cup NR) \quad (V.15)$$

La ecuación (IV.16) indica que las reservas ($RD_{i,2013}$) al comienzo del horizonte de tiempo, son iguales a las reservas iniciales ($CD_{i,t}$).

$$RD_{i,2013} \leq CD_i + NewR_i \quad \forall i \in NR \quad (V.16)$$

La ecuación (V.17) realiza un balance sobre las reservas a medida que se avanza en los periodos de tiempo.

$$RD_{i,t} = RD_{i,t-1} - \sum_{k \in \text{Market}_{i,k}} x_{i,k,t-1} \cdot hr + \sum_k x_{i,k,t-1}^{EP} \quad \forall t > 2013; \forall i \in NR \quad (V.17)$$

La ecuación (V.18) formula la relación entre la producción de gasolina y bioetanol.

$$x_{BE,TN,t} + x_{EC,TN,t} \leq BioNF \cdot x_{Nf,TN,t} \quad \forall t \quad (V.18)$$

La ecuación (V.19) formula la relación de producción entre el diesel y el biodiesel.

$$x_{BD,TD,t} \leq BioD \cdot x_{GO,TD,t} \quad \forall t \quad (V.19)$$

En ausencia de nuevas inversiones el costo de amortización ($CA_{i,k,t,t'}$) es cero, como se indica en la ecuación (V.20).

$$CA_{i,k,t,t'} = 0 \quad \forall (t,t') < T_{i,k} \quad \forall (i,k) \in \text{Markets}_{i,k} \quad (V.20)$$

La ecuación (V.21) determina la cuota de amortización para una instalación que inicia su actividad productiva en el periodo t y al mismo tiempo permite la acumulación de la amortización de las posibles instalaciones anteriores.

$$CA_{i,k,t,t'} = \frac{\alpha_{dep} \cdot CI_{i,k,t-T_{i,k}}}{TVU_{i,k}} \quad \forall t \geq T_{i,k} \quad t \leq t' \leq TVU_{i,k} \quad \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.21)$$

La ecuación (V.22) impone un límite a la cantidad de dinero que se puede invertir en una fuente de energía i para un mercado k en el periodo t .

$$CI_{i,k,t} \leq Clup_{i,k,t} \quad \forall (i,k) \in Markets_{i,k}, \quad \forall t \quad (V.22)$$

V.4.2. Reformulación con “Fuzzy Set”.

Como se mencionó en la sección anterior el modelo presentado no considera incertidumbre de ningún tipo, pero representa un formulación base para incorporar el análisis estadístico de diferentes formas. En la ecuación (V.16) el cálculo de las reservas de cada una de las fuentes i , $RD_{i,t}$ es realizado a partir de las reservas probadas CD_i y de las nuevas reservas ($NewR_i$) que pueden ser descubiertas. Aunque los valores de estos parámetros se han estimado inicialmente en base a datos históricos, existe un margen considerable de error que varía dependiendo de la fuente consultada. La falta de exactitud, se puede resolver mediante el uso de números difusos triangulares, es decir,

$$\tilde{CD}_i = \left(\tilde{CD}_i^1, \tilde{CD}_i^2, \tilde{CD}_i^3 \right) \quad \text{y} \quad \tilde{NewR}_i = \left(\tilde{NewR}_i^1, \tilde{NewR}_i^2, \tilde{NewR}_i^3 \right)$$

donde para cada fuente i el valor central es el más probable, mientras que los extremos son el valor más pesimista y el valor más optimista. Con esto la ecuación (V.16) se reescribe como:

$$RD_{i,2013} \leq \tilde{CD}_i + \tilde{NewR}_i \quad \forall i \in NR \quad (V.23)$$

Donde \widetilde{CD}_i y \widetilde{NewR}_i son las reservas probadas y las nuevas, ambas difusas, respectivamente. Dado dos números difusos triangulares, la suma de ellos se define como:

$$\widetilde{d}_1 + \widetilde{d}_2 = (d_1^1, d_1^2, d_1^3) + (d_2^1, d_2^2, d_2^3) = (d_1^1 + d_2^1, d_1^2 + d_2^2, d_1^3 + d_2^3) \quad (V.24)$$

Entonces, se puede escribir:

$$\widetilde{CD}_i + \widetilde{NewR}_i = (CD_i^1 + NewR_i^1, CD_i^2 + NewR_i^2, CD_i^3 + NewR_i^3) \quad , \forall i \in NR \quad (V.25)$$

Por lo tanto, el modelo obtenido mediante la sustitución de la ecuación (V.16) por (V.23) es un modelo MILP fuzzy (FMILP). A fin de resolver este tipo de problema, se emplea el método de transformación propuesto por Mula y colab. [120] quienes reformulan el problema de la siguiente manera. En primer lugar, vamos a considerar un problema general FMILP:

$$\max z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (V.26)$$

$$sa \quad \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq \widetilde{b}_i \quad \forall i = 1, \dots, m_1 \quad (V.27)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad \forall i = m_1 + 1, \dots, m \quad (V.28)$$

$$x_j \geq 0 \quad \forall j = 1, \dots, n \quad (V.29)$$

donde \widetilde{b}_i corresponde a los números difusos triangulares $\widetilde{b}_i = (b_i^1, b_i^2, b_i^3)$ que se representan por medio de la función de pertenencia que se define en (V.30) para cada $i = 1, \dots, n$;

$$\mu_i(x) = \begin{cases} \frac{1}{b_i^2 - b_i^1} (x - b_i^1) + 1, & \text{if } b_i^1 \leq x \leq b_i^2 \\ \frac{1}{b_i^2 - b_i^3} (x - b_i^2) + 1, & \text{if } b_i^2 \leq x \leq b_i^3 \\ 0, & \text{if } x \leq b_i^1 \text{ or } x \geq b_i^3 \end{cases} \quad (\text{V.30})$$

La solución de este problema puede ser encontrada resolviendo el siguiente problema MILP considerando el marginal superior:

$$\max z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (\text{V.31})$$

$$sa. \quad \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq \alpha b_i^3 + (1-\alpha) b_i^1, \quad \forall i = 1, \dots, m_1 \quad (\text{V.32})$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i, \quad \forall i = m_1 + 1, \dots, m \quad (\text{V.33})$$

$$x_j \geq 0, \quad \forall j = 1, \dots, n \quad (\text{V.34})$$

donde $0 \leq \alpha \leq 1$ es el punto de corte establecido paramétricamente

Por lo tanto reemplazando (V.23) por (V.35)

$$RD_{i,2013} \leq \alpha (CD_i^3 + NewR_i^3) + (1-\alpha) (CD_i^1 + NewR_i^1), \quad \forall i \in NR \quad (\text{V.35})$$

se transforma el modelo FMILP en un modelo MILP que consiste en las ecuaciones (V.1) – (V.15), (V.17) – (V.22), (V.35) donde cada valor asumido para α permite evaluar los posibles escenarios.

La Figura V-1 muestra la función de pertenencia triangular propuesta. Para cada valor de α se obtiene un valor diferente en la función pertenencia que indica el grado de pertenencia al conjunto $\widetilde{CD}_i + \widetilde{NewR}_i$.

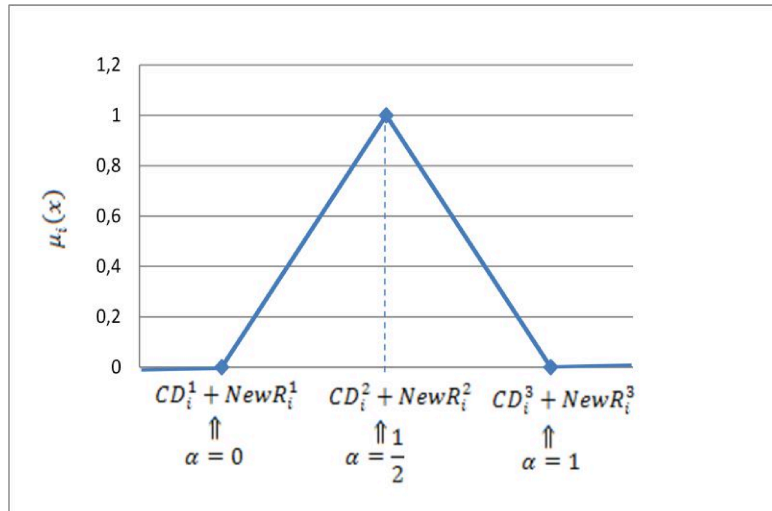


Figura V-1: Función de pertenencia.

V.4.3. Reformulación estocástica "Two-stage".

Como ya se anticipó, el modelo determinístico ignora el hecho de que algunos parámetros no se pueden conocer de manera precisa. Sin embargo es necesario tomar en cuenta la incertidumbre en esos parámetros para mejorar el proceso de la toma de decisión. Los conjuntos difusos pueden ayudar a analizar el desempeño del modelo generando diferentes escenarios como ya se mostró. En esta sección se presenta una reformulación estocástica a dos niveles ("two-stage") para abordar la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos fósiles. Esto se traduce en que los parámetros CD_i y $NewR_i$ son aleatorios y se asume una distribución de probabilidad para generar los diferentes escenarios. En este nuevo modelo, las decisiones de inversión son consideradas variables de primer nivel, siendo estas decisiones las que se deben tomar antes de que la información sobre las reservas futuras sean reveladas, mientras que las decisiones sobre las variables de operación como es el caso de la producción $x_{i,k,t}$, pueden ser tomadas para cada escenario s .

Las ecuaciones que solo contienen variables de primer nivel permanecen como están, mientras que las ecuaciones que contienen variables de segundo nivel deben ser reformuladas para incluir la nueva información de los escenarios. Las

ecuaciones (V.6), (V.8), (V.11), (V.12), (V.14), (V.15), (V.20), (V.21), (V.22) permanecen como fueron presentadas en el modelo MILP. Mientras que las ecuaciones (V.1), (V.2), (V.3), (V.4), (V.5), (V.7), (V.9), (V.10), (V.13), (V.16), (V.17), (V.18), (V.19) necesitan la ser reformuladas para contemplar la probabilidad de ocurrencia de cada escenario s , es por eso que si se observan las ecuaciones (V.36) – (V.49) éstas están definidas sobre cada escenario s .

$$\max(NPV)$$

Con:

$$NPV = \sum_t \sum_{(i,k) \in Markets_{i,k}} \frac{CSF_{i,k,t}}{(1+TI)^{t-1}} + \sum_s prob_s \left(\sum_t \sum_{k \in Markets_{i,k}} \frac{\left(\sum_{i \in Markets_{i,k}} (CSF'_{i,k,t,s} - IMP_{i,k,t,s}) + Bv_t \cdot (G_{i,k,t,s}^{GEI} - X_{i,k,t,s}^{GEI}) \right)}{(1+TI)^{t-1}} \right) - \sum_{i \in NFO} AC_i \cdot AA_i \quad (V.36)$$

Donde

$$CSF_{i,k,t} = P_{i,k,t} \cdot x_{i,k,t}^{ES} - CI_{i,k,t} - CS_{i,k,t} - CIMP_{i,t} \cdot (x_{i,k,t}^{EP} + x_{i,k,t}^{ES}) \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.37)$$

$$CSF'_{i,k,t,s} = (P_{i,k,t} - CO_{i,k,t}) \cdot x_{i,k,t,s} \cdot hr \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k}; \forall s \quad (V.38)$$

$$IMP_{i,k,t,s} \geq NT (CSF_{i,k,t} + CSF'_{i,k,t,s} - CA_{i,k,t}) \quad \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k}; \forall s \quad (V.39)$$

$$IMP_{i,k,t,s} \geq 0$$

$$X_{k,t,s}^{GEI} = \sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k}^{GEI} \cdot x_{i,k,t,s} \cdot hr \quad \forall t; \forall k; \forall s \quad (V.40)$$

$$G_{k,t,s}^{GEI} = \left(\sum_{i \in Market_{i,k}} f_{i,k}^{GEI} \cdot PD_{i,k} \right) (D_{k,t} - UD_{k,t,s}) \quad \forall s; \forall t, \forall k \quad (V.41)$$

$$\sum_{k \in Market_{i,k}} x_{i,k,t,s} = Fraction_i \cdot x_{P,Im,t,s} \quad \forall s; \forall t; \forall i \in Distillates \quad (V.42)$$

$$\sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t,s} \cdot hr = D_{k,t} - UD_{k,t,s} - \sum_{i \in Markets_{i,k}} f_{i,k} \cdot x_{i,k,t}^{ES} \quad \forall s; \forall t; \forall k \quad (V.43)$$

$$f_{i,k} \cdot x_{i,k,t,s} \leq Cap_{i,k,t} \quad \forall s; \forall t; \forall (i,k) \in Markets_{i,k} \quad (V.44)$$

$$\sum_{k \in \text{Market}_{i,k}} x_{i,k,t,s} \cdot hr \leq RD_{i,t,s} + \sum_k x_{i,k,t}^{EP} \quad \forall s; \forall t, \forall i \in NR \quad (\text{V.45})$$

$$RD_{i,2013,s} \leq CD_{i,s} + \text{New}R_{i,s} \quad \forall s; \forall i \in NR \quad (\text{V.46})$$

$$RD_{i,t,s} = RD_{i,t-1,s} - \sum_{k \in \text{Market}_{i,k}} x_{i,k,t-1,s} \cdot hr + \sum_k x_{i,k,t-1}^{EP} \quad \forall s; \forall t > 1; \forall i \in NR \quad (\text{V.47})$$

$$x_{BE,TN,t,s} + x_{EC,TN,t,s} \leq \text{BioNF} \cdot x_{Nf,TN,t,s} \quad \forall s; \forall t \quad (\text{V.48})$$

$$x_{BD,TD,t,s} \leq \text{BioD} \cdot x_{GO,TD,t,s} \quad \forall s; \forall t \quad (\text{V.49})$$

La ecuación (V.1) es ahora remplazada por (V.36) donde el flujo de caja se dividió en dos partes, una que contiene las variables de primer nivel y la otra parte que contiene las variables del segundo nivel. La parte que contiene las variables de primer nivel no sufre cambios, esto quiere decir que estas decisiones no dependen de los valores de los parámetros inciertos. Por otro lado, la parte de la función objetivo que depende de las variables de segundo nivel dan un flujo de caja probable para cada escenario s . El cálculo se realiza considerando la probabilidad de ocurrencia de cada escenario, dada por el parámetro $prob_s$.

Las ecuaciones (V.2), (V.3), (V.4), (V.5), (V.7), (V.9), (V.10), (V.13), (V.16), (V.17), (V.18), (V.19) son simplemente reemplazadas por (V.37) – (V.49), adicionando el conjunto s a las variables $x_{i,k,t,s}$ y $RD_{i,t,s}$, expandiendo el número de variables y de ecuaciones. Una de las características de la metodología “two stage” es que las variables del segundo nivel pueden corregir algunas decisiones por medio de la redistribución de los recursos. En otras palabras, en el segundo nivel se verán modificaciones en las decisiones sobre todo para evitar infactibilidades debido a los cambios producidos por los elementos estocásticos. En las ecuaciones (V.41) y (V.43) se introduce una nueva variable $UD_{k,t,s}$ que representa la demanda insatisfecha del mercado k en el periodo t para el escenario s . En este problema, los cambios en los recursos pueden dar la posibilidad que no se logre satisfacer de

forma completa la demanda de energía, si la disponibilidad de los recursos fósiles no logra el mínimo en algún escenario.

Es importante mencionar que la ecuación (V.44) es la restricción que conecta las decisiones de primer nivel con las de segundo nivel. En esta ecuación se limita que la producción para cada escenario s , para cada fuente i para cada mercado k en el periodo t ($f_{i,k} \cdot x_{i,k,t,s}$) no pueda exceder la capacidad instalada $Cap_{i,k,t}$, que es una variable del primer nivel.

Finalmente el modelo estocástico (SMILP) es dado por las ecuaciones (V.6), (V.8), (V.11), (V.12), (V.14), (V.15), (V.20), (V.21), (V.22), (V.37) – (V.49).

V.5. Resultados.

Ambos modelos fueron implementados en GAMS V.23.5.1 y se resolvieron empleando Cplex 12.2.0.0, en una PC con un procesador Intel Core i5 de 2.67 GHz, teniendo 2GB de memoria RAM y un SO de 64 bits (Win 7 professional). La Tabla V-1 presenta algunas de las estadísticas de las ejecuciones de los modelos.

Tabla V-1: Estadísticas del modelo.

	Fuzzy set	Two Stages
Ecuaciones	7558	1643920
VARIABLES CONTINUAS	11958	725244
VARIABLES DISCRETAS	2536	2536
Elementos no Nulos	24966	3407559
Tiempo de CPU (sec)	0.5* (0.722**)	1200

*tiempo promedio **tiempo máximo.

Para el modelo “fuzzy set” los 20 escenarios son generados y resueltos en secuencia en una única corrida. Para las 20 instancias de la formulación “fuzzy set” se obtiene un gap absoluto y relativo igual a cero, mientras que para el modelo “two stage” se obtiene un gap muy próximo a cero. (gap relativo =0.000004).

V.5.1. Resultados del modelo Fuzzy.

El modelo “fuzzy” fue resuelto proponiendo 20 escenarios diferentes cambiando el valor del parámetro α (ver ecuación V.35). Para valores bajos de este parámetro, la cantidad de reservas disponibles de petróleo y gas natural es menor, por el contrario, mientras mayor sea su valor mayor es la cantidad de reservas consideradas, y el valor de $\alpha=0.5$ es asignado como la cantidad más probable de reservas de acuerdo a los datos históricos.

La Figura V-2 representa los valores de la función objetivo para cada escenario, se puede observar que mientras aumenta la disponibilidad de los recursos fósiles crece el beneficio (valores altos de α). También se puede observar que a mayor disponibilidad de recursos fósiles, la curva de las ganancias no es tan pronunciada como a valores bajos de α , esto se debe principalmente a que la penalización de las emisiones de GEI está desalentando el empleo de las fuentes contaminantes.

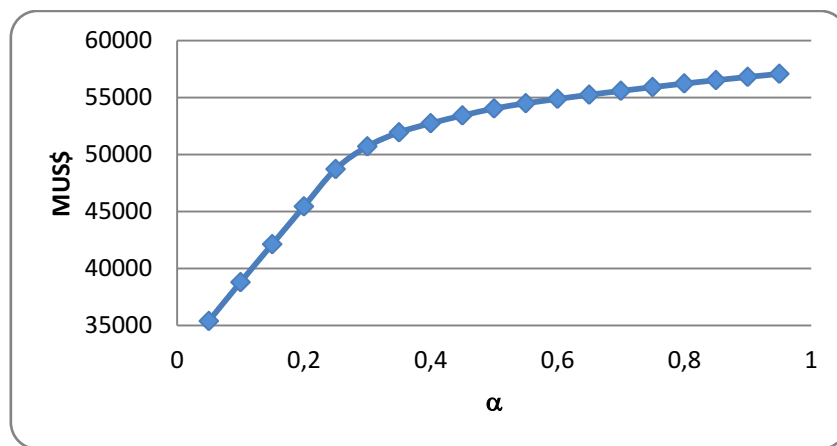


Figura V-2: Valor presente neto vs α .

Las inversiones realizadas en las fuentes de energía se listan desde la Tabla V-2 a la Tabla V-7. Estas tablas contienen los montos invertidos, el año cuando se realizaron las inversiones y la capacidad expresada en toneladas equivalentes de petróleo por hora (TOE/hr).

La Tabla V-2 muestra las inversiones realizadas en energía eólica. Aún cuando los costos de inversión son elevados, esta fuente se emplea para cubrir la demanda del mercado eléctrico y disminuir las emisiones de GEI. Solamente cuando la disponibilidad de los recursos fósiles es elevada (escenarios con $\alpha > 0.9$), se puede observar que las inversiones en cuanto a los parques eólicos comienzan a ser retrasadas con respecto a los escenarios con menor disponibilidad esperada.

Tabla V-2: Inversiones realizadas en energía eólica.

Energía Eólico - Mercado Eléctrico									
α	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr
0,05	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,10	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,15	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,20	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,25	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,30	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,35	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,40	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,45	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	398,59
0,50	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,55	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,60	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,65	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,70	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,75	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,80	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,85	2013	1868,24	417,92	2014	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,90	2014	1868,24	417,92	2015	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92
0,95	2014	1868,24	417,92	2015	1868,24	417,92	2019	1868,24	417,92

En la Tabla V-3 se pueden observar las inversiones realizadas en las turbinas hidrocinéticas, que es una fuente de energía que no genera GEI y es económica, las cotas para emplear esta tecnología es baja y los verdaderos impactos ambientales (más allá de la generación de GEI) aún están en estudio. El modelo decide el período donde se realizan inversiones en esta fuente que, a medida que crece la disponibilidad esperada de los recursos, retrasa el año en que se construyen, lo ajusta a medida que necesita satisfacer la demanda creciente a lo largo del horizonte de estudio. Por otro lado las inversiones en plantas termogeneradoras, que pueden emplear tanto gas como fuel oil, se instalan al principio del horizonte de tiempo, en la menor capacidad permitida, y también para satisfacer la demanda de energía eléctrica que es creciente en el ciclo de tiempo analizado.

Tabla V-3: Inversiones realizadas en turbinas hidrocinéticas y termogeneradoras.

Energía Hidráulica - Mercado Eléctrico				Termogeneradoras - Mercado Eléctrico			
α	año	MUS\$	TOE/hr	α	año	MUS	TOE/hr
0,05	2013	18,14	1,37	0,05	2013	59,44	97,64
0,10	2013	18,14	1,37	0,10	2013	59,44	97,64
0,15	2013	18,14	1,37	0,15	2013	59,44	97,64
0,20	2013	18,14	1,37	0,20	2013	59,44	97,64
0,25	2013	18,14	1,37	0,25	2013	59,44	97,64
0,30	2013	18,14	1,37	0,30	2013	59,44	97,64
0,35	2013	18,14	1,37	0,35	2013	59,44	97,64
0,40	2013	18,14	1,37	0,40	2013	59,44	97,64
0,45	2013	18,14	1,37	0,45	2013	59,44	97,64
0,50	2013	18,14	1,37	0,50	2013	59,44	97,64
0,55	2013	18,14	1,37	0,55	2013	59,44	97,64
0,60	2013	18,14	1,37	0,60	2013	59,44	97,64
0,65	2014	18,14	1,37	0,65	2013	59,44	97,64
0,70	2014	18,14	1,37	0,70	2013	59,44	97,64
0,75	2015	18,14	1,37	0,75	2013	59,44	97,64
0,80	2016	18,14	1,37	0,80	2013	59,44	97,64
0,85	2020	18,14	1,37	0,85	2013	59,44	97,64
0,90	2017	18,14	1,37	0,90	2013	59,44	97,64
0,95	2020	18,14	1,37	0,95	2013	59,44	97,64

Las inversiones realizadas en los colectores solares para calefacción residencial y comercial se detallan en la Tabla V-4, éstas se efectivizan al inicio del horizonte de estudio sin importar el valor que tome α y siempre están en la cota superior considerada.

Las inversiones en biodiesel y bioetanol se presentan en la Tabla V-5, Tabla V-6 y en la Tabla V-7. Como ya se expresó, estos biocombustibles se utilizan para el mercado del transporte; biodiesel para el transporte pesado y bioetanol para el transporte liviano, compitiendo con el gas natural y con los derivados del petróleo. Los biocombustibles son más caros que los combustibles fósiles, pero menos contaminantes. Para estos mercados hay varias soluciones de compromiso y los resultados obtenidos en términos de inversiones sugieren este comportamiento.

A partir de la Tabla V-5, se observa que las dos primeras inversiones se realizan al inicio del horizonte de estudio y es evidente que el modelo realiza un rápido reemplazo del diesel para disminuir las emisiones de GEI. Las inversiones en biodiesel del año 2027, no siguen un patrón en la capacidad instaladas, en los valores bajos de disponibilidad de recursos fósiles ($\alpha \geq 0.15$ y $\alpha \leq 0.5$) se presenta

una situación de compromiso entre el empleo del biocombustible y el empleo del petróleo, el petróleo es una fuente muy versátil requerida en varios mercados, y el impacto de no emplear esta fuente va más allá de un simple reemplazo en el transporte. En las Figura V-3 y la Figura V-7 se grafican los flujos de petróleo y de biodiesel respectivamente, en ellas se puede observar el complemento entre uno y otro.

Tabla V-4: Inversiones en energía solar.

Energía Solar - Mercado Residencial			
α	año	MUS	TOE/hr
0,05	2013	414,13	662,43
0,10	2013	414,13	662,43
0,15	2013	414,13	662,43
0,20	2013	414,13	662,43
0,25	2013	414,13	662,43
0,30	2013	414,13	662,43
0,35	2013	414,13	662,43
0,40	2013	414,13	662,43
0,45	2013	414,13	662,43
0,50	2013	414,13	662,43
0,55	2013	414,13	662,43
0,60	2013	414,13	662,43
0,65	2013	414,13	662,43
0,70	2013	414,13	662,43
0,75	2013	414,13	662,43
0,80	2013	414,13	662,43
0,85	2013	414,13	662,43
0,90	2013	414,13	662,43
0,95	2013	414,13	662,43

En las Tabla V-6 y Tabla V-7 se presentan las inversiones en bioetanol a partir de caña de azúcar y maíz respectivamente. Este biocombustible es mucho más costoso que los combustibles fósiles para el transporte liviano. De las tablas se puede observar que cuando disminuye la disponibilidad de recursos convencionales (gas y petróleo, $\alpha \leq 0.5$) se realizan inversiones en bioetanol, con preferencia hacia el bioetanol de maíz, por cuestiones económicas. Las construcciones de plantas en los últimos años se efectúan para abastecer la demanda creciente. Para valores

mayores a $\alpha = 0.5$ los resultados en inversiones en bioetanol son nulos y por ese motivo no se reflejan en las tablas.

Tabla V-5: Inversiones realizadas en Biodiesel.

Biodiesel (Soja) - Transporte									
α	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr
0,05	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	32,368
0,10	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	32,368
0,15	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	11,67
0,20	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	7,492
0,25	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	32,368
0,30	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	3,314
0,35	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027		
0,40	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	3,314
0,45	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,081	2027	68,735	12,534
0,50	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	15,848
0,55	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,60	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,65	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,70	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,75	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,80	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,85	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,90	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026
0,95	2013	144,344	135,945	2014	144,344	135,945	2027	68,735	20,026

Tabla V-6: Inversiones realizadas en bioetanol a partir de caña de azúcar.

Bio Etanol (Caña de Azucar) - Transporte						
α	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr
0,05	2013	384,68	110,12			
0,10	2013	384,68	110,12	2031	230,81	55,06
0,15	2013	384,68	78,20	2030	384,68	96,96
0,20	2013	384,68	78,20	2029	384,68	96,96
0,25	2013	384,68	89,79	2029	384,68	85,37
0,30	2019	384,68	110,12	2028	384,68	65,04
0,35	2025	484,69	175,16			
0,40	2028	484,69	175,16			
0,45	2030	484,69	175,16			
0,50	2031	461,61	165,18			

En las Figura V-3, Figura V-5, Figura V-7, Figura V-9, Figura V-11, Figura V-13, Figura V-15, Figura V-17 son representaciones tridimensionales que muestran los flujos de cada una de las fuentes de energía expresados en TOE (toneladas equivalentes de petróleo) (eje vertical, x) versus el periodo considerado (eje horizontal, y) y el valor del parámetro α (eje de profundidad, z). Las Figura V-4, Figura V-6, Figura V-8, Figura V-10, Figura V-12, Figura V-14, Figura V-16, y Figura

V-18 son las curvas de nivel de las figuras previas, las proyecciones se realizan sobre el plano x-z de las representaciones de tres dimensiones.

Tabla V-7: Inversiones realizadas en bioetanol a partir de maíz.

Bio Etanol (Maíz) - Transporte									
α	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr	año	MUS\$	TOE/hr
0,05	2013	327,71	231,25	2014	327,71	231,25	2015	312,11	112,23
0,10	2013	327,71	231,25	2014	327,71	231,25	2015	156,05	10,74
0,15	2013	327,71	231,25	2014	312,11	145,56			
0,20	2013	327,71	231,25	2014	156,05	49,71			
0,25	2013	327,71	187,55						
0,30	2018	327,71	179,99						
0,35	2024	327,71	179,99						
0,40	2028	327,71	179,99						
0,45	2029	327,71	179,99						
0,50	2031	327,71	179,99						

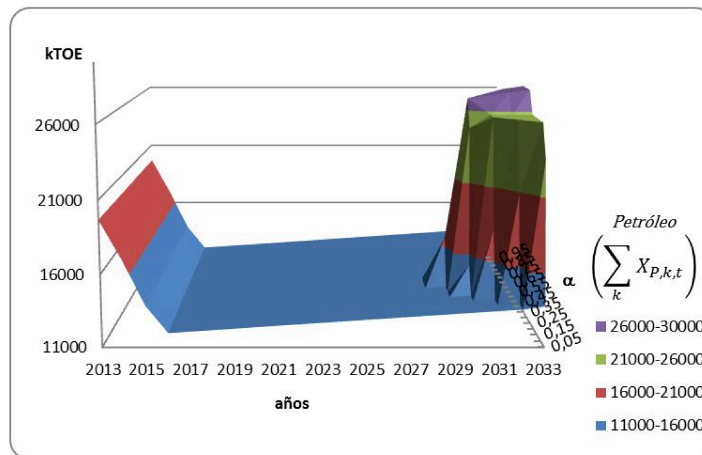


Figura V-3: Flujo de petróleo.

El análisis de la Figura V-3 se debe realizar en conjunto con la Figura V-5, al inicio del horizonte de estudio los flujos de petróleo y gas natural disminuyen dando lugar a el empleo de las fuente renovables y no contaminantes, como eólica, solar e hidrocínética. De la Figura V-4 se destaca que al final del horizonte de estudio para $\alpha \leq 0.5$ se incrementa el consumo de petróleo y estos incrementos forman una parábola, que coincide con la meseta en los flujos de gas. Solo emplea el petróleo cuando se ve obligado a realizarlo, y lo hace en la medida que no le convenga realizar una inversión en otras tecnologías y que el punto donde esta situación

cambia es muy próxima a $\alpha=0.3$. Cuando dispone de gas, lo emplea en abundancia, porque es más económico, versátil y menos contaminante que el petróleo.

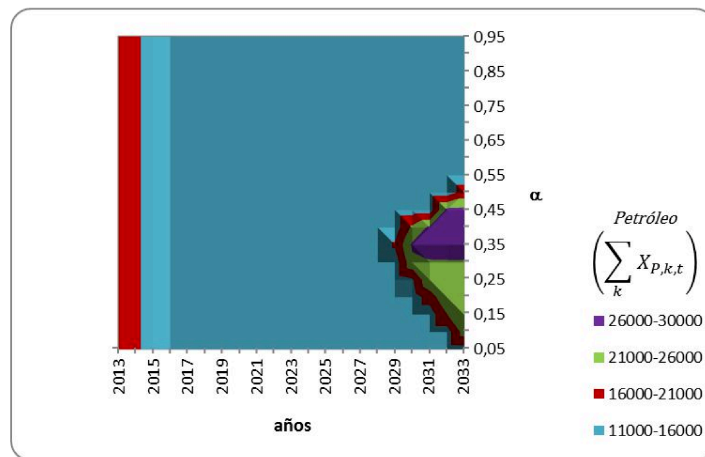


Figura V-4: Flujo de petróleo. Curva de nivel de la Figura V-3.

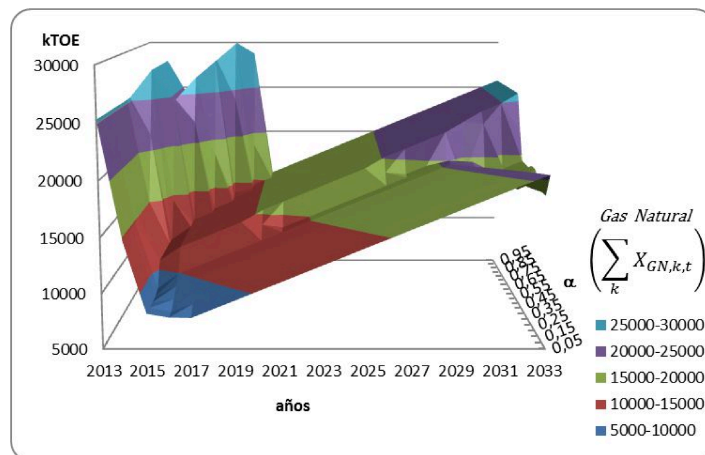


Figura V-5: Flujo de Gas Natural.

La Figura V-7 y la Figura V-8 presentan el flujo de biodiesel, su empleo en reemplazo del petróleo es evidente, ante la baja disponibilidad de éste y para satisfacer la demanda y los objetivos ambientales, se emplean las fuentes renovables sustitutas, dejando el uso de los recursos fósiles para ser reutilizados al final del período por razones económicas.

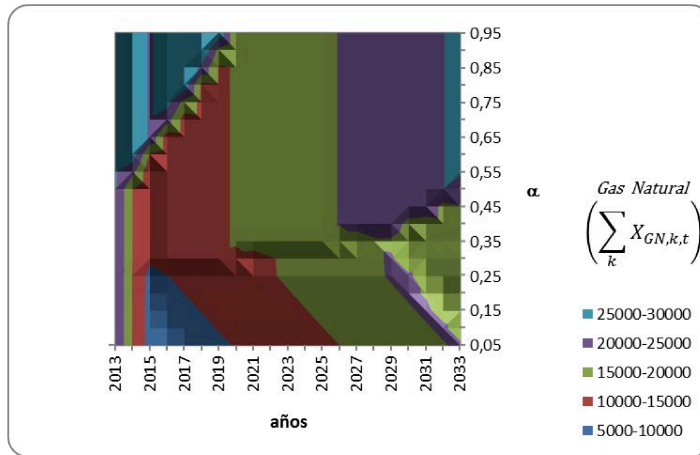


Figura V-6: Flujo de Gas Natural. Curva de nivel de la Figura V-5.

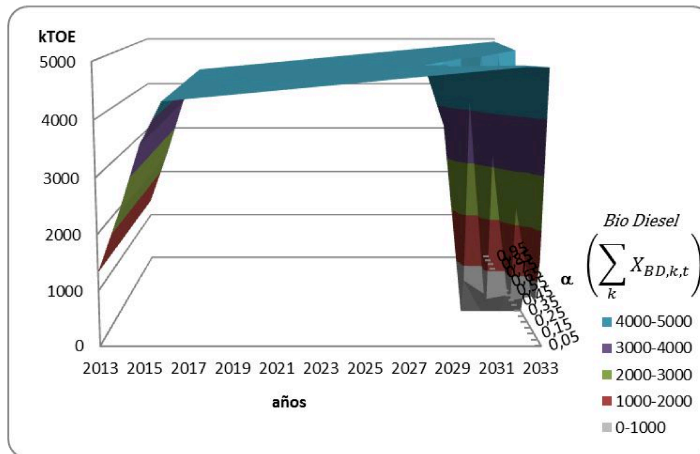


Figura V-7: Flujo de Biodiesel.

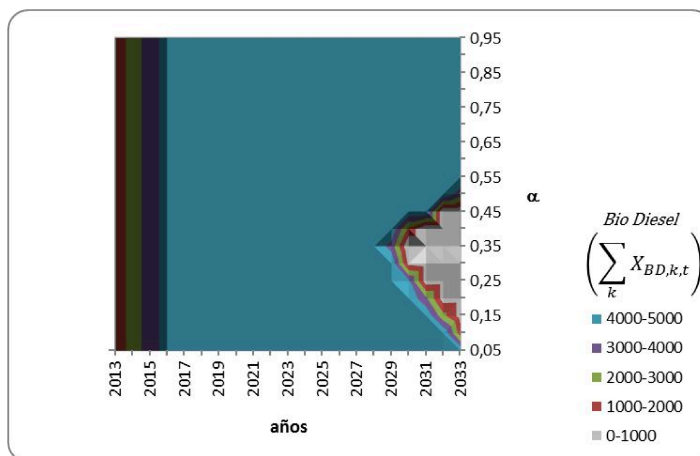


Figura V-8: Flujo de Biodiesel. Curva de nivel de la Figura V-7.

Las Figura V-10 y Figura V-12 muestran los flujos de energía de bioetanol a partir de caña de azúcar y maíz respectivamente, este biocombustible se emplea en el transporte liviano. Actualmente, el gas como GNC y las naftas derivadas del petróleo se emplean para este mercado. Mientras menor es la disponibilidad de estos recursos, mayor es el empleo de los biocombustibles, y se realizan inversiones al principio y al final del período para poder satisfacer la demanda y optimizar tanto el objetivo económico como las restricciones de emisiones de GEI, pero es evidente que crece la disponibilidad de gas y petróleo, no invierte en nuevas plantas de bioetanol y utiliza la mayor disponibilidad, principalmente el gas natural.

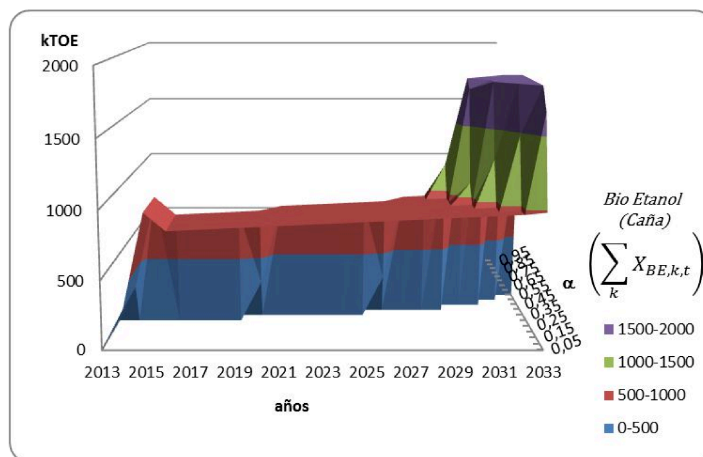


Figura V-9: Flujo de Bioetanol a partir de caña de azúcar.

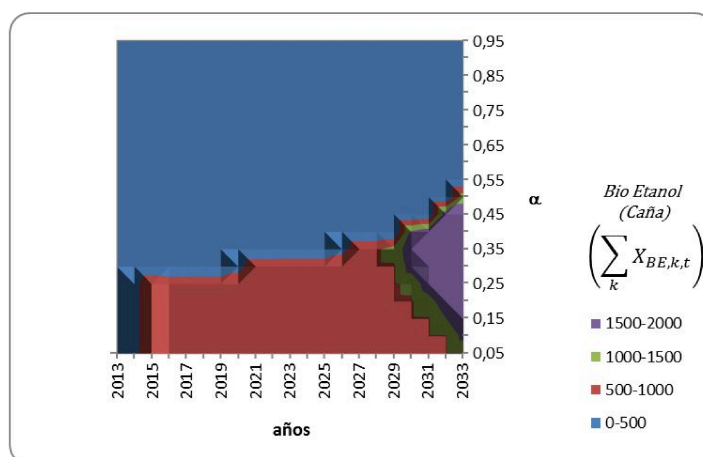


Figura V-10: Flujo de Bioetanol a partir de caña de azúcar. Curva de nivel de la Figura V-9.

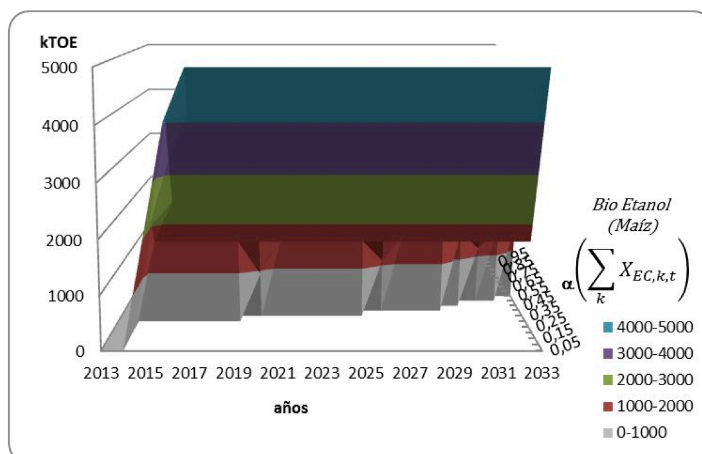


Figura V-11: Flujo de Bioetanol a partir de maíz.

El flujo de energía eólica empleado se presenta en la Figura V-13 y su curva de nivel en la Figura V-14. Este recurso principalmente reemplaza el empleo de gas natural en lo que respecta al mercado eléctrico. Las inversiones se realizan iniciado el horizonte de estudio, pero como se puede observar la producción inicia cinco años después, período supuesto para la conclusión de un proyecto de parque eólico. La producción de electricidad va incrementándose paulatinamente para satisfacer el aumento de de la demanda. El comportamiento en este recurso es el mismo en casi todos los escenarios, si bien su explotación no es económica, pero no presenta emisiones de GEI y de las alternativas para producir energía eléctrica es la que mayor capacidad puede proveer, de allí la selección de la misma. De las gráficas, se puede observar que las inversiones se retrasan ligeramente cuando dispone de una muy buena cantidad de recursos fósiles.

Los flujos de energía solar son presentados en la Figura V-15 y sus curvas de nivel en la Figura V-16, mientras que en la Figura V-17 y Figura V-18 se presentan los flujos de energía hidráulica. La energía solar y la hídrica resultan muy convenientes, no son generadoras de GEI y su empleo es muy económico, pero presentan límite en la capacidad disponible con respecto a otras fuentes y es por eso que su impacto en la matriz energética es bajo.

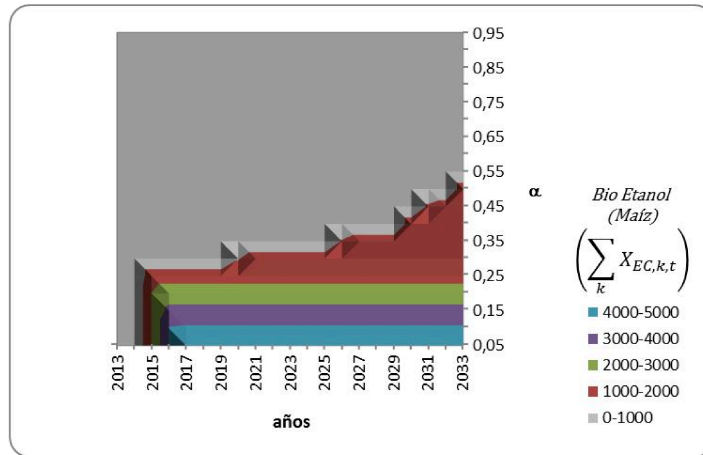


Figura V-12: Flujo de Bioetanol a partir de maíz. Curva de nivel de la Figura V-11.

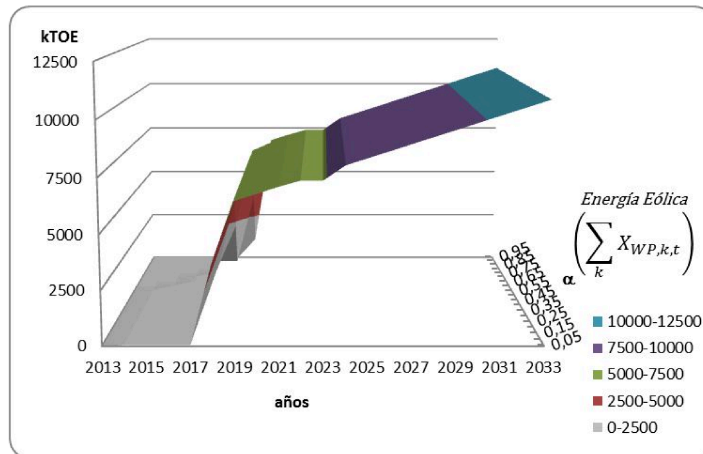


Figura V-13: Flujo de energía Eólica.

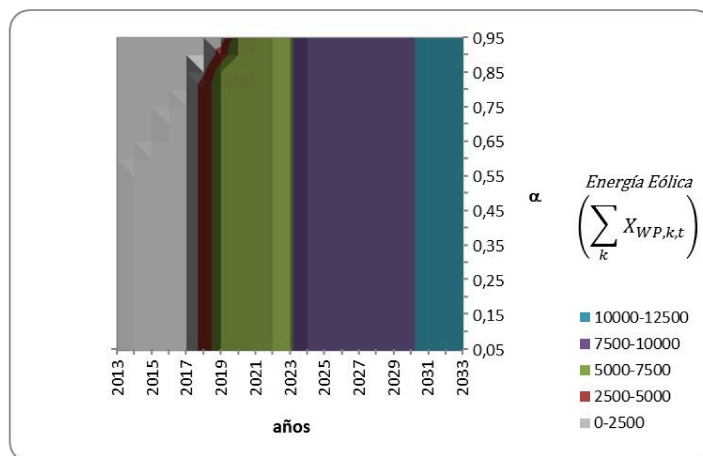


Figura V-14: Flujo de energía Eólica. Curva de nivel de la Figura V-13.

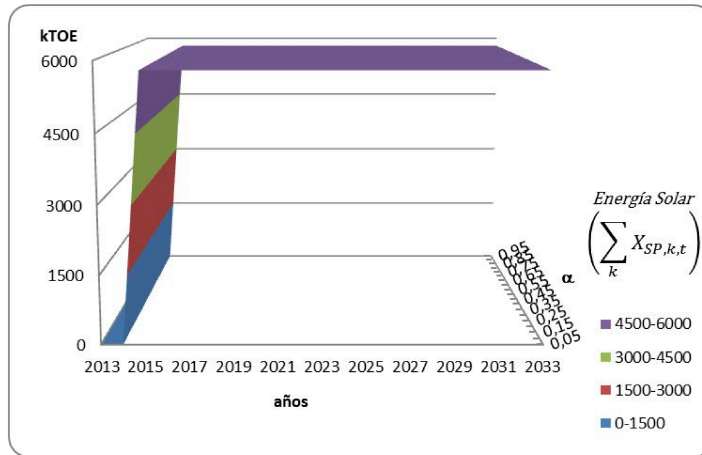


Figura V-15: Flujo de energía solar.

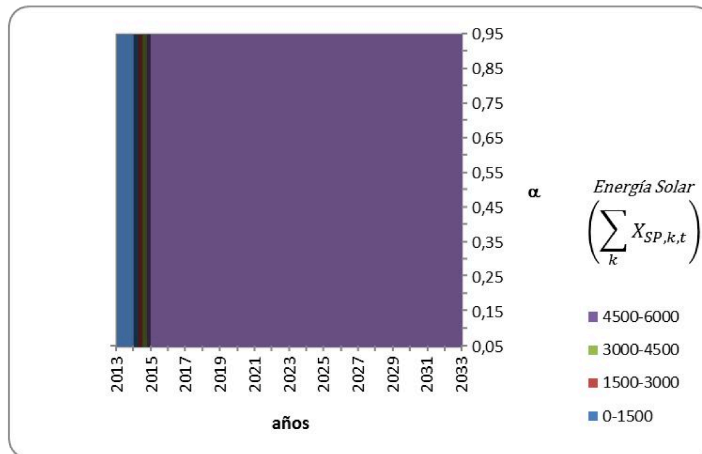


Figura V-16: Flujo de energía solar. Curva de nivel de la Figura V-15.

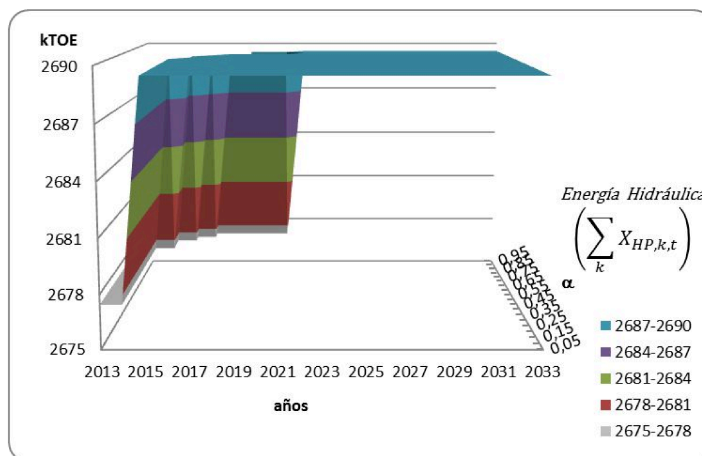


Figura V-17: Flujo de la energía Hidráulica.

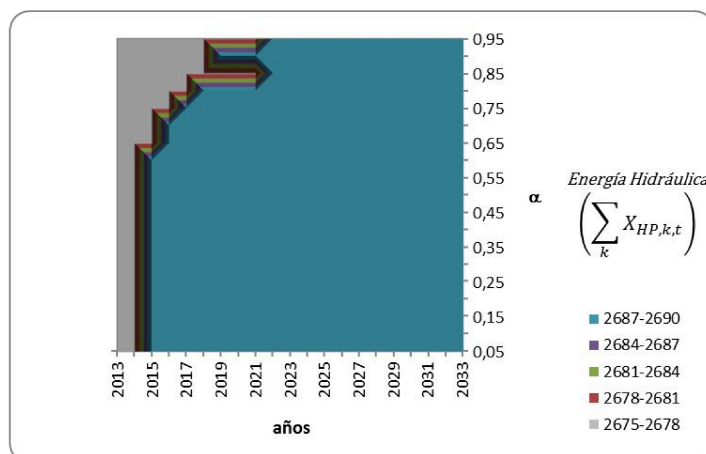


Figura V-18: Flujo de la energía Hidráulica. Curva de nivel de la Figura V-17.

V.5.2. Resultados del modelo “Two Stage”.

Este modelo presenta una solución robusta donde se obtiene un único conjunto de inversiones (Tabla V-8) que resulta válido para todos los escenarios propuestos. El valor esperado del NPV (función objetivo) para este caso es de 54075,09 MUS\$. Para lograr un resultado único válido para todos los contextos, sin aplicar una simulación de Montecarlo donde la peor situación tendría que ser la analizada, se debe permitir que en el modelo exista, como mínimo, un porcentaje de demanda insatisfecha y que se alcance una valor óptimo para la función objetivo.

La Tabla V-8 presenta las inversiones realizadas en cada una de las fuentes y mercados, el año en que se realiza la inversión con su capacidad (TOE/hr) y su costo (MUS\$).

Tabla V-8: Inversiones realizadas.

		2013		2014		2017		2018		2021		2024	
		MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr	MUS\$	TOE/hr
Termogeneradora	Eléctrico	59,44	97,64										
BioDiesel	Transporte	144,34	135,94	144,34	130,7								
Bio Etanol (Caña)	Transporte							461,61	165,18			230,81	9,98
Bio Etanol (Maíz)	Transporte					327,71	179,99						
Energía Eólica	Eléctrico	1868,24	417,92	1868,24	417,92			889,64	99,51	1868,24	300,54		
Energía Solar	Residencial	414,13	662,43										
Energía Hidráulica	Eléctrico	18,14	1,37										

Para lograr este resultado, se asume una distribución normal para representar la incertidumbre de las reservas de gas natural y petróleo, en donde el valor medio se corresponde con valor actual de las reservas y se definen de forma aleatoria mil escenarios. Luego se procesan y ordenan los mismos, para que el escenario 1 corresponda a una situación de baja disponibilidad de recursos fósiles y el escenario 1000 al caso de mayor disponibilidad. El ordenamiento se realizó dando mayor prioridad el gas natural sobre el petróleo.

Como se presentó en el modelo anterior la Figura V-19, Figura V-21, Figura V-23, Figura V-25, Figura V-27, Figura V-29, Figura V-31 y la Figura V-33 son gráficos tridimensionales que muestran los flujos de energía en TOE para cada fuente (eje y) vs el periodo (eje x) y el escenario (eje z), donde el escenario 1 es el más distante mientras que el 1000 es el valor al frente de la figura. La Figura V-20, Figura V-22, Figura V-24, Figura V-26, Figura V-28, Figura V-30, Figura V-32, y la Figura V-34 son las curvas de nivel proyectadas sobre el plano x-z de los gráficos tridimensionales.

Analizando la Figura V-19 y la Figura V-21, que corresponden a la evolución del empleo del petróleo y del gas natural, respectivamente, se puede observar que al inicio del horizonte de estudio ambos flujos disminuyen hasta el año 2015 y desde ese año crecen de manera sostenida, especialmente el consumo de gas natural. Para el caso del petróleo, el incremento del consumo está vinculado al aumento de la demanda de combustibles. Cuando se dispone de baja disponibilidad de recursos el modelo se ve obligado a emplear petróleo en lugar de gas natural. En un principio las relaciones entre los flujos de energía son similares al modelo "fuzzy", pero los valores son diferentes.

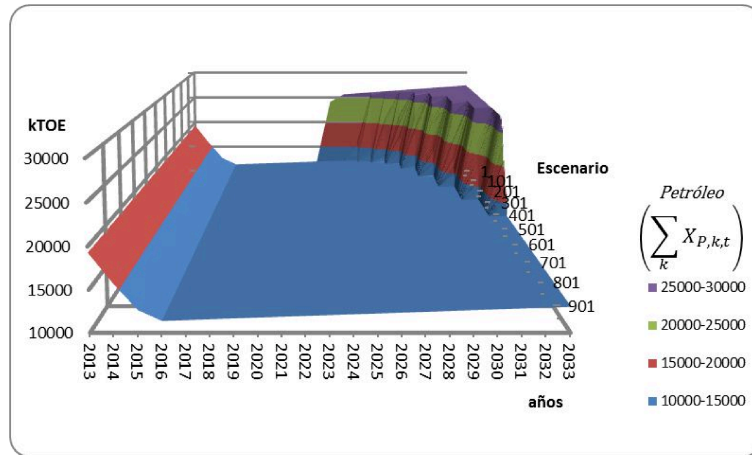


Figura V-19: Evolución temporal de los flujos de petróleo para cada escenario.

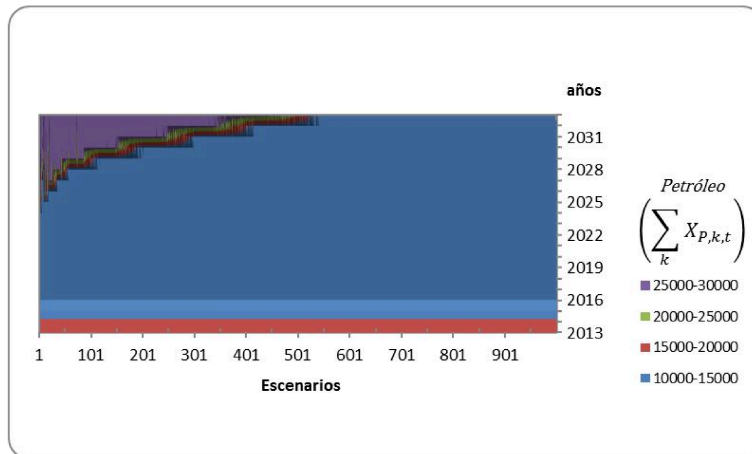


Figura V-20: Curva de nivel de la Figura V-19.

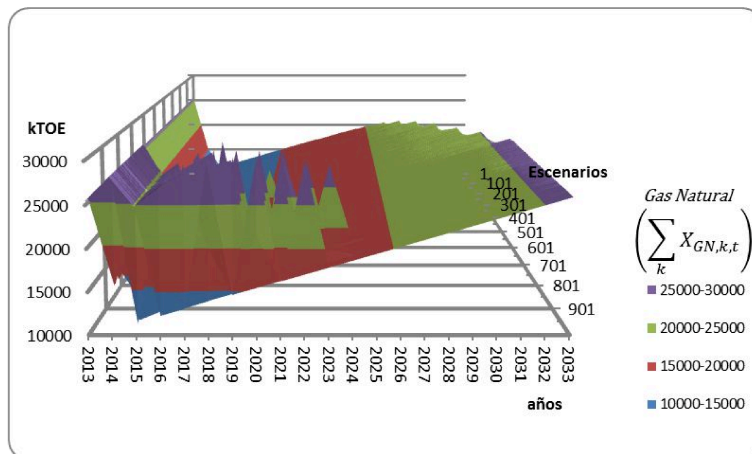


Figura V-21: Evolución temporal del flujo de gas para cada escenario.

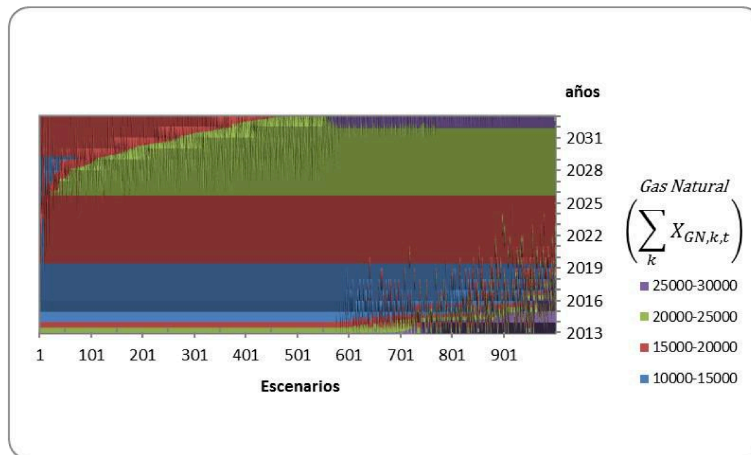


Figura V-22: Curva de nivel de la Figura V-21.

La Figura V-24 y la Figura V-25 corresponden al flujo de biodiesel, en términos generales la forma es similar al modelo anterior. El uso de biodiesel se va incrementando al inicio del horizonte de estudio y mantiene cierto crecimiento a lo largo del mismo, excepto en los escenarios en los que escasea el gas natural, donde se emplea petróleo para los mercados de transporte liviano y pesado.

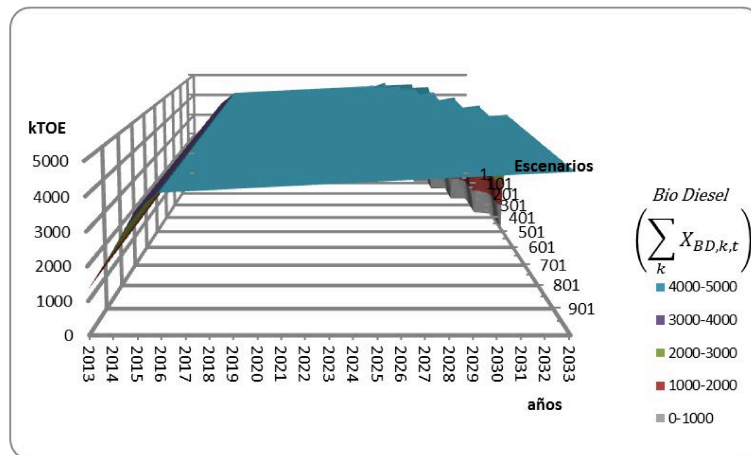


Figura V-23: Evolución temporal del flujo de biodiesel para cada escenario.

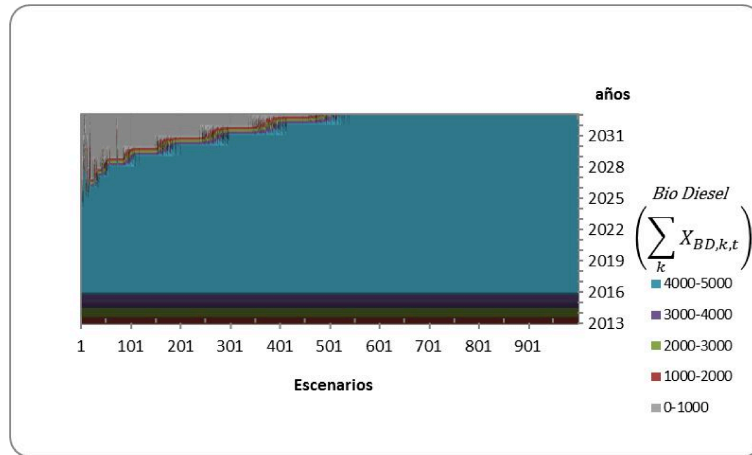


Figura V-24: Curva de nivel de la Figura V-23.

El empleo de bioetanol de caña de azúcar y maíz se presentan desde la Figura V-25 hasta la Figura V-28, las inversiones y las producciones son ligeramente diferentes al modelo anterior. En este caso las decisiones se encuentran demoradas en el tiempo y cuando la disponibilidad de gas natural se incrementa el empleo de bioetanol se ve desplazado.

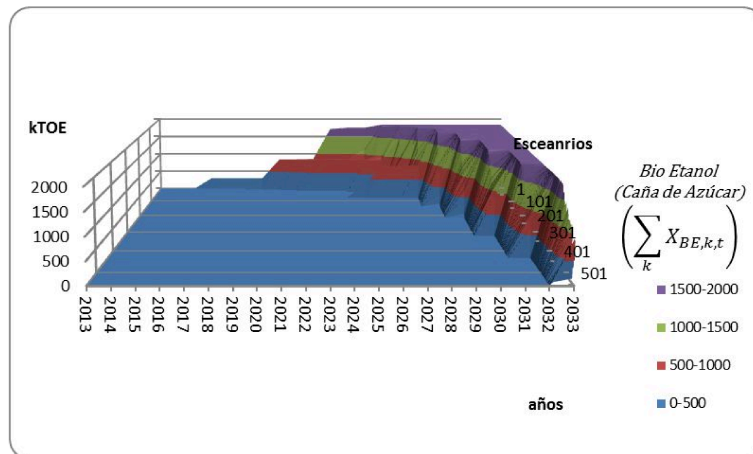


Figura V-25: Evolución temporal del flujo de bioetanol de caña de azúcar para cada escenario.

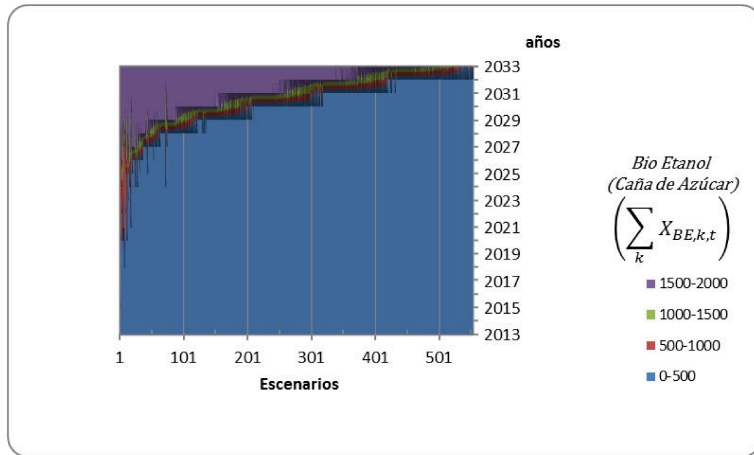


Figura V-26: Curva de nivel de la Figura V-25.

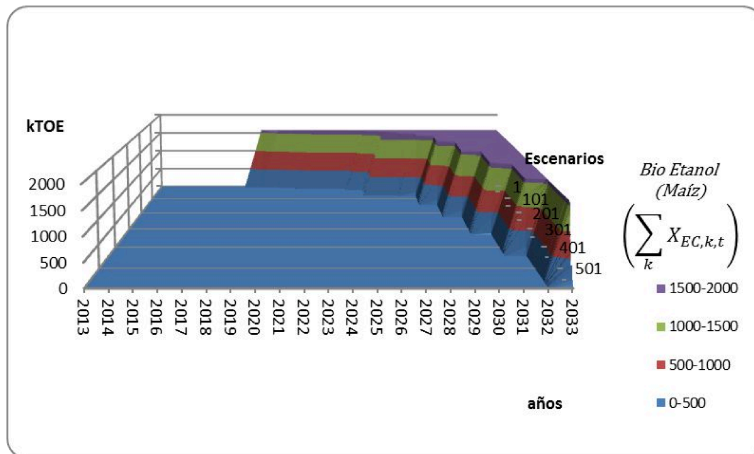


Figura V-27: Evolución temporal del flujo de bioetanol de maíz para cada escenario.

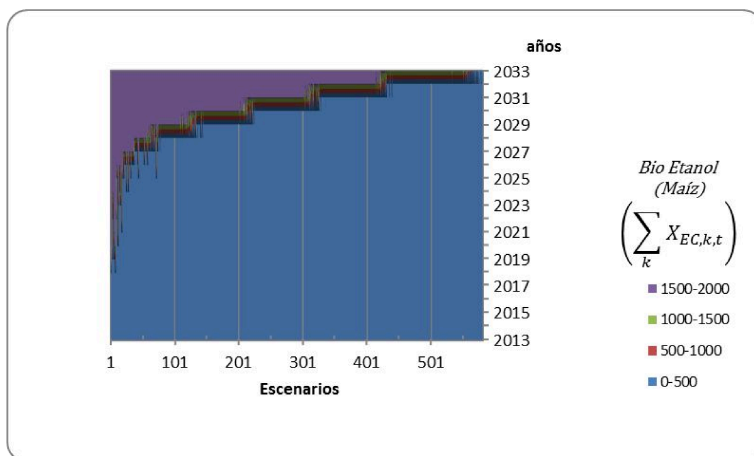


Figura V-28: curvas de nivel de la Figura V-27.

La Figura V-29 y la Figura V-30 muestran los resultados para la energía eólica, las inversiones al inicio del horizonte de estudio son similares al del modelo “fuzzy” pero hacia al final el modelo “two stage” divide las instalaciones.

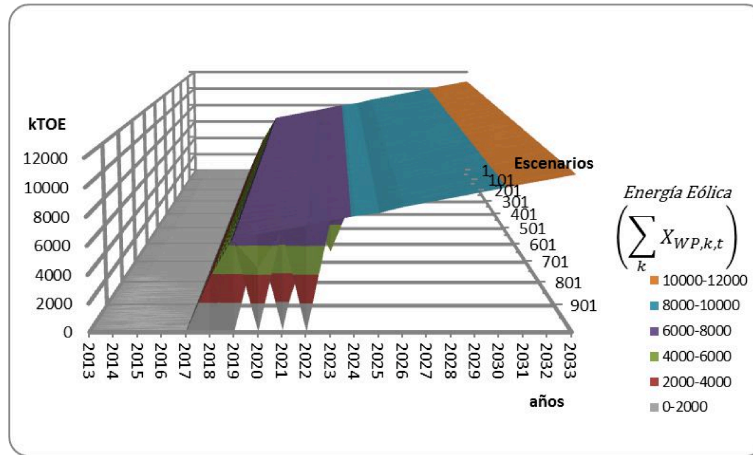


Figura V-29: Evolución temporal del flujo de energía eólica para cada escenario.

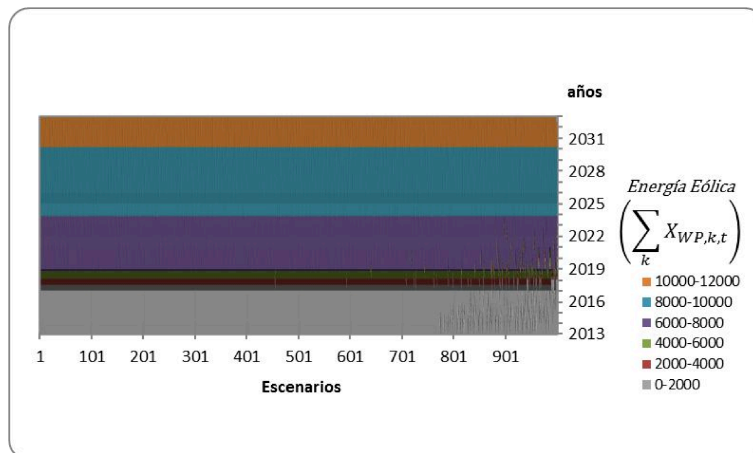


Figura V-30: Curva de nivel de la Figura V-29.

La Figura V-31 y la Figura V-32 presentan el empleo de la energía solar, mientras que la Figura V-33 y la Figura V-34 muestran el uso de la energía hidráulica. El comportamiento es el mismo que el modelo “fuzzy”, ambas inician empleando a toda su capacidad, lo que claramente evidencia lo rentable y conveniente de estas fuentes de energía.

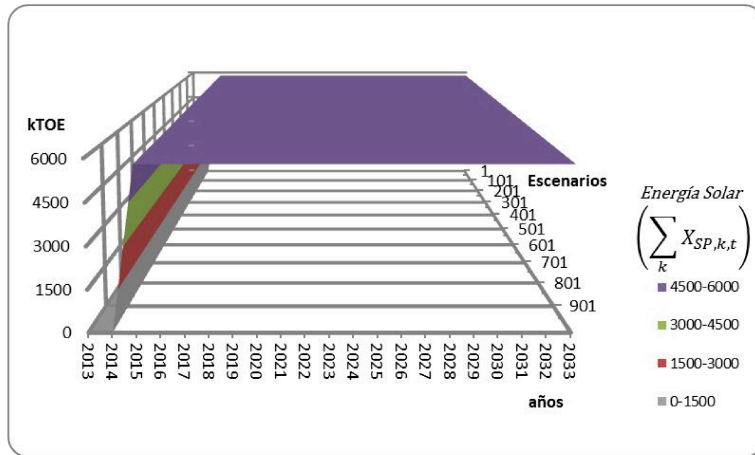


Figura V-31: Evolución temporal del flujo de energía solar para cada escenario.

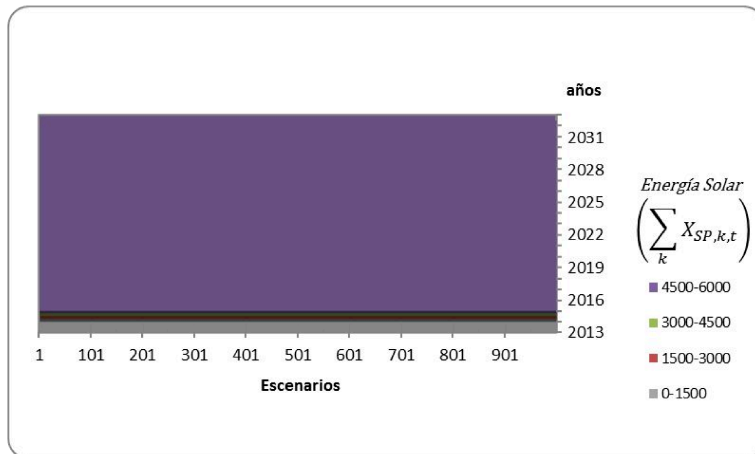


Figura V-32: Curva de nivel de la Figura V-31.

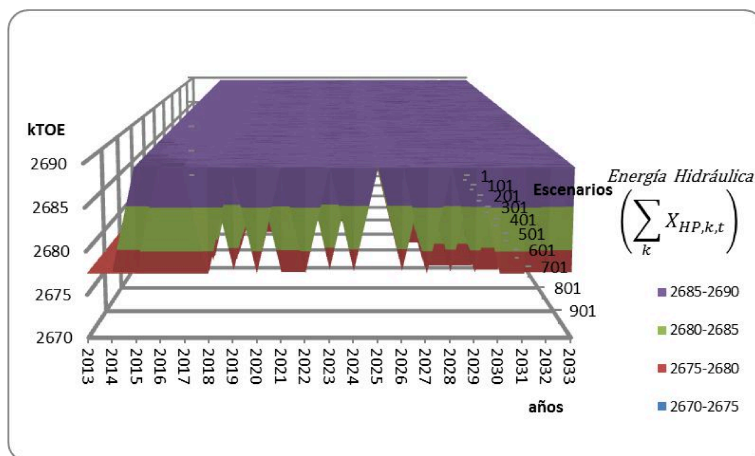


Figura V-33: Evolución temporal del flujo de energía hídrica para cada escenario.

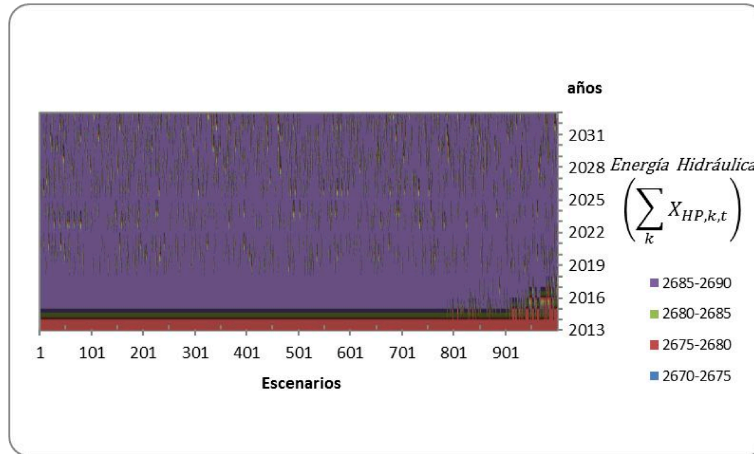


Figura V-34: Curva de nivel de la Figura V-33.

V.5.3. Demanda energética insatisfecha.

Como se explicó anteriormente, el modelo “two stage” requiere cierta libertad en las restricciones para evitar infactibilidades, a causa de esto se ha empleado una variable de holgura la que permite un 5% de demanda insatisfecha. La Figura V-35, Figura V-36, Figura V-37, y la Figura V-38 presentan las demandas insatisfechas en los diferentes escenarios.

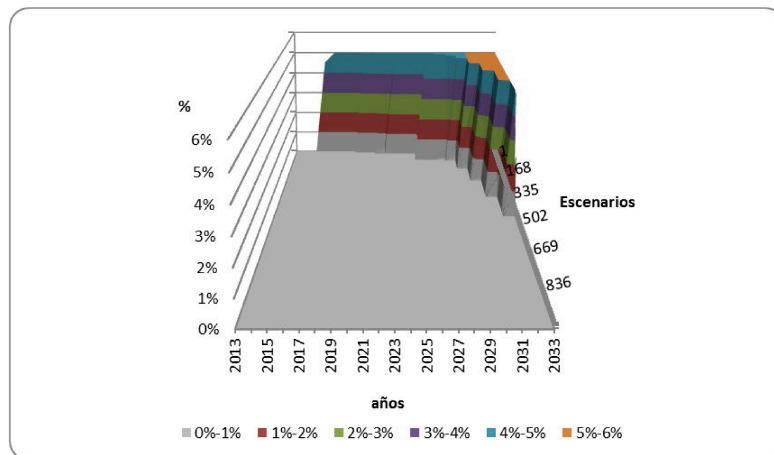


Figura V-35: Demanda insatisfecha en el mercado de transporte liviano.

La Figura V-35 presenta la demanda insatisfecha para el mercado de transporte liviano. La cota se alcanza en los escenarios en los que se tiene una baja disponibilidad de los recursos fósiles. Para la Figura V-36 podemos concluir que mientras tenga gas natural y no se vea obligado a emplear petróleo el modelo prefiere no satisfacer la demanda con petróleo.

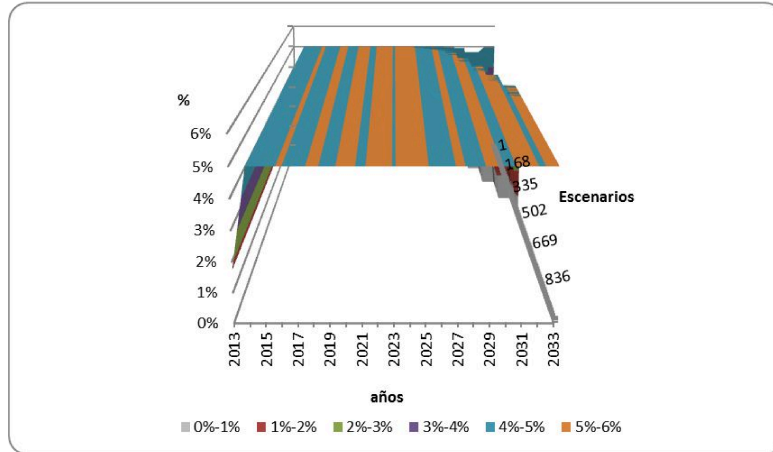


Figura V-36: Demanda insatisfecha en el mercado de transporte pesado.

La Figura V-37 muestra la demanda insatisfecha para el mercado eléctrico, el cual presenta algunos picos muy particulares que alcanzan el 4% de la demanda total del mercado eléctrico. Resulta interesante observar que esta demanda se satisface de manera consistente, debido a que presenta un buen rédito económico.

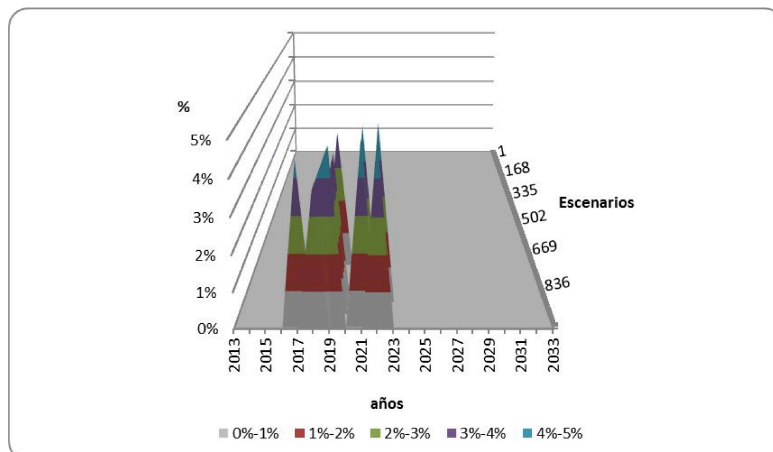


Figura V-37: Demanda insatisfecha en el mercado eléctrico.

La Figura V-38 muestra la demanda insatisfecha para el mercado de calefacción residencial y comercial el cual es cubierta por gas natural y energía solar, este gráfico muestra que mientras menor sea la disponibilidad de gas natural mayor es la demanda que no se satisface. La energía solar tiene una capacidad limitada para este mercado.

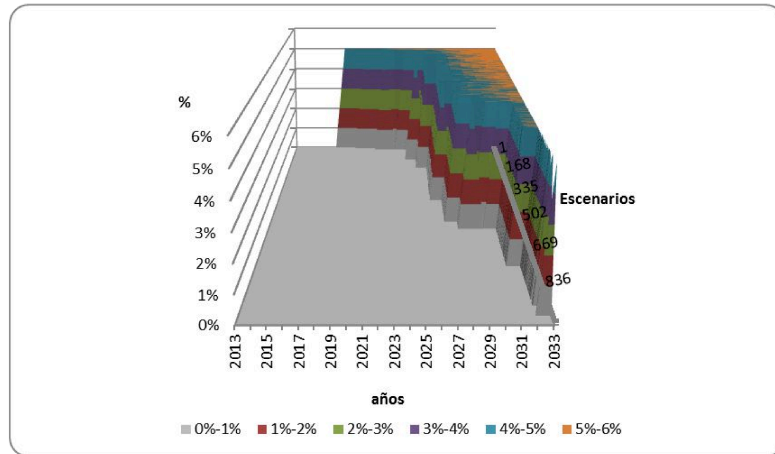


Figura V-38: Demanda insatisfecha en el mercado de calefacción residencial.

V.6. Conclusiones.

En este capítulo en el modelo de planificación de inversiones en el sector energético de Argentina, se incluyó la incertidumbre en la cantidad de reservas de recursos convencionales disponibles, con el objeto de evaluar el desconocimiento que en esta materia existe. Aún cuando se habla mucho a nivel mediático y de gobierno de las posibilidades del yacimiento no-convencional de Vaca Muerta, no hay una precisión de cuáles son las cantidades disponibles ni las posibilidades de explotación que existen, más aún, este yacimiento no está incorporado en las reservas actuales. Si bien se puede considerar que existe incertidumbre en otros niveles, como en la demanda, la evolución tecnológica, la incertidumbre en los precios de la energía, etc., consideramos que lo que puede cambiar en mayor medida la política a llevar a cabo en energía, es la posibilidad de poder evaluar la disponibilidad de las reservas y su posibilidad de usarlas en las próximas décadas.

Para el tratamiento de la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos fósiles se aplicaron dos metodologías: la de conjuntos difusos que dio lugar al modelo "fuzzy" y el enfoque estocástico a dos etapas que da lugar al modelo "two stage". Se consideró el mismo rango de variación en las reservas disponibles para ambos modelos. El modelo "fuzzy" tiene la ventaja que no es necesario suponer una distribución de probabilidad, pero requiere que se defina una función de pertenencia para formular la "vaguedad" en la cantidad de recursos fósiles disponibles. Para resolverlo se suponen diferentes valores de la función de pertenencia con lo que se genera un conjunto de escenarios que se evalúan al resolver los diferentes problemas que plantean. Por otra parte, el modelo estocástico de dos etapas, integra los diferentes niveles de decisión involucrados en el problema y genera una sola solución, este conjunto de valores únicos, tiene en cuenta un conjunto de 1000 escenarios generados que suponen una distribución normal de disponibilidad de los recursos fósiles. Para alcanzar la solución se establece, además, que la demanda de energía insatisfecha nunca supera el 5%.

Los resultados obtenidos con estos modelos revelan conclusiones similares a los obtenidos en los capítulos III y IV. El empleo de la energía solar para calefacción y las turbinas hidrocinéticas para producir energía eléctrica se emplean en todos los escenarios, desde el inicio del ciclo de tiempo, por su economía y porque no producen gases de efecto invernadero, sin embargo dadas sus capacidades limitadas, su contribución a la matriz energética no es muy alta, aún cuando las inversiones alcancen el máximo permitido. Las otras fuentes de energía muestran resultados más erráticos. La instalación de granjas eólicas para la producción de energía eléctrica la realiza en distintos momentos del horizonte analizado, lo hace para suministrar energía eléctrica, ahorrar gas natural, cumplir con las bajas emisiones, y fundamentalmente, porque esta fuente es la que tiene mayor capacidad de entrega, que es necesaria para poder cumplir con la demanda que se incrementa a medida que pasan los períodos. Algo parecido sucede con las plantas de biodiesel, son necesarias para satisfacer la demanda del transporte pesado, si bien es más caro que el diesel del petróleo, su empleo permite disminuir el impacto ambiental, es por eso que se emplea como un complemento de este recurso fósil.

El bioetanol se emplea, como se ve en los resultados anteriores, ante una escasez de gas natural, en aquellos escenarios en que la disponibilidad disminuye, los resultados revelan nuevas inversiones e instalaciones de este biocombustible, para valores normales y altos de gas, no se emplea bioetanol por no ser competitivo económicamente.

Capítulo VI. Estimación de inversiones para la producción de Bioetanol.

VI.1. Introducción.

El trabajo que se incluye en este capítulo se desarrolló conjuntamente con la ingeniera Carla Pieragostini becaria doctoral de CONICET en INGAR y sus directores Dres. Pío Aguirre y Miguel Mussati [121]. Este estudio se originó en una consulta de terceros interesados en realizar inversiones a pequeña escala en el sector de biocombustibles, particularmente en la producción de bioetanol. El alcance del trabajo era determinar la escala mínima que hiciera rentable a una planta de estas características y cuál debía ser la ubicación de la misma, teniendo en cuenta demandas y disponibilidad de materias primas. Para dar respuesta a este requerimiento, se pensó en desarrollar un modelo matemático que incluyera a una escala agregada (macro, sin detalles), los costos de inversión y operación de la planta, y, dado que se sugirió incluir el impacto ambiental de la misma, se contemplaron diversos aspectos relacionados como los costos de transporte de materias primas y productos y su impacto con el ambiente, explotación del suelo, generación de emisiones, etc. El trabajo se desarrolló en conjunto para contemplar por un lado, los aspectos económicos derivados de las inversiones y, por el otro, las consecuencias para el ambiente de las mismas. En particular, el aporte de esta tesis está centrado en la evaluación del impacto de la inversión, teniendo en cuenta la escala de producción, mientras que la contribución del trabajo de Pieragostini [121] estuvo centrado en la consideración del impacto ambiental en las soluciones obtenidas.

A diferencia de los capítulos anteriores de esta tesis, que consideraban varias fuentes de energía para satisfacer una demanda global, en este capítulo, el trabajo se enfoca únicamente en bioetanol y en la determinación de la rentabilidad de una planta de producción y los efectos ambientales. Teniendo en cuenta esto, el

modelo que se desarrolla tiene un mayor detalle del proceso productivo, se consideran distintas etapas de producción y se hace una estimación mucho más particularizada de los costos involucrados. Para la determinación de los costos se utilizó el software SuperPro[122], que permite evaluar procesos químicos, cuenta con más de 140 unidades de procesos, y efectuando su simulación y costeo.

Para desarrollar el modelo que se presenta más adelante se hicieron las siguientes suposiciones:

- Se dividió al país en 6 regiones: Litoral (Santa Fe y Entre Ríos), NEA (Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa), NOA (Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, La Rioja, Catamarca), CENTRO (Córdoba y Buenos Aires), CUYO (Mendoza, San Juan y San Luis) y Patagonia (La Pampa, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego).
- De cada región se tiene en cuenta la producción de maíz y la demanda de bioetanol. También se toma la distancia media entre las mismas para incluir el impacto ambiental del transporte.
- Las inversiones se realizan en parte con dinero propio de los inversores, y el resto tomando créditos de promoción para la instalación de plantas de bioetanol.
- Cada región puede tener y/o construir plantas de acopio de maíz. Los productos (bioetanol y burlanda) se almacenan en planta y se prevé la construcción de las mismas.
- Para simplificar el estudio se dividió la planta de etanol en módulos: Molienda, Fermentación, Destilación y Tratamiento.
- El transporte de materia prima como el de producto se hace por medio de transportes propios, y en consecuencia, se evalúa la cantidad de unidades a adquirir y los costos de la operación de las mismas, tanto en mano de obra (choferes) como insumos (combustibles).

Las restricciones, que se explicarán en detalle más adelante cuando se desarrolle el modelo, se corresponden con: balances de materia de materia prima

(maíz) y productos (bioetanol, burlanda) entre las regiones, restricciones económicas de inversión y operación de las plantas de bioetanol y su amortización, costos de inversión y operación de las plantas de acuerdo con sus diferentes capacidades, costos de adquisición de unidades de transporte, su mantenimiento y operación y restricciones correspondientes al impacto ambiental.

VI.2. Determinación de costos empleando SuperPro Designer.

Como se explicó anteriormente para determinar los costos de las unidades de proceso se utilizó SuperPro Designer. Esta herramienta permite el modelado, la evaluación y la optimización de procesos para una gran variedad de industrias y, además, empleando modelos genéricos y sencillos, admite considerar la producción y el tratamiento de efluentes a la salida de la planta, la evaluación económica y el impacto ambiental del proceso. Para este caso específico, esta herramienta se utilizó para determinar los costos de cada uno de los equipos intervinientes de acuerdo con la escala de producción, y a partir de estos resultados, se los agrupó para considerar los costos de inversión y operación de los módulos propuestos para el proceso de producción de bioetanol a partir de maíz.

Para realizar este estudio, se tomó como base el trabajo realizado por Kwiatkowski y colab. [123], quienes, por medio de SuperPro Designer, presentan un diseño de la planta, con tamaños de equipos, relaciones de flujo y composiciones de las corrientes, y parámetros de operación. A partir de su propuesta, se escalaron sus datos y se modificaron las capacidades de producción, con las que se determinaron los costos a diferentes escalas. A continuación se describen los módulos de Molienda, Fermentación, Destilación y Tratamiento en los que se dividió el proceso de producción de bioetanol anhidro y a continuación, el trabajo que se realizó para determinar los costos de los mismos en diferentes tamaños de producción.

VI.2.1. Módulo de Molienda.

El primer subproceso es la molienda, donde se lleva a cabo una reducción del tamaño del grano para incrementar el área de actividad enzimática y facilitar la degradación del almidón. En este módulo se consideran molinos, extractores de polvo y silos de almacenamiento del producto molido. Un porcentaje de la cáscara del maíz se desprende como polvo (Figura VI-1).

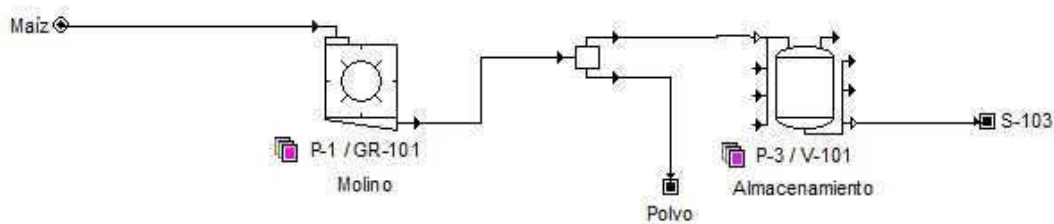


Figura VI-1: Diagrama de flujo del módulo de Molienda.

VI.2.2. Módulo de Fermentación.

El módulo de fermentación consiste en un tanque de mezclado en el cual se produce la acción enzimática, se mezcla la α -amilasa con cal y amoníaco y se inicia la preparación del medio de cultivo para la acción metabólica de la levadura. Las composiciones de los nutrientes, enzimas y agua se estimaron según Kiwastosky y col. [123]. Luego, en la etapa de licuefacción se adiciona el “fondaje” proveniente de la centrifugación del módulo de tratamiento. Se calienta gradualmente la corriente de salida de la licuefacción por medio de un tren de intercambiadores de calor y tanques de almacenamiento aislados para obtener una temperatura de 100 °C a la entrada del tanque de sacarificación. El calentamiento del medio se realiza para desnaturalizar las proteínas y facilitar la actividad enzimática en los equipos siguientes.

En el tanque de sacarificación se agrega γ -amilasa y ácido sulfúrico, con lo que se completa la conversión enzimática del 98% del almidón en glucosa. La

proporción del ácido sulfúrico para ajustar el pH a 4,5 es 0,061% m/m. Esta etapa tiene una duración de 5 hs y la temperatura se mantiene en 60 °C.

Por último, este módulo consta de fermentadores batch donde se produce el alcohol. El tiempo de fermentación es 68 hs y el volumen de trabajo del 83%. Los reactores son refrigerados para mantener la temperatura en 32 °C. Para una producción continua de etanol, se dispone cierta cantidad de reactores en función de la capacidad de producción operando en paralelo fuera de fase entre las etapas de carga, fermentación, almacenamiento y descarga. El diagrama de flujo de este módulo se observa en la Figura VI-2.

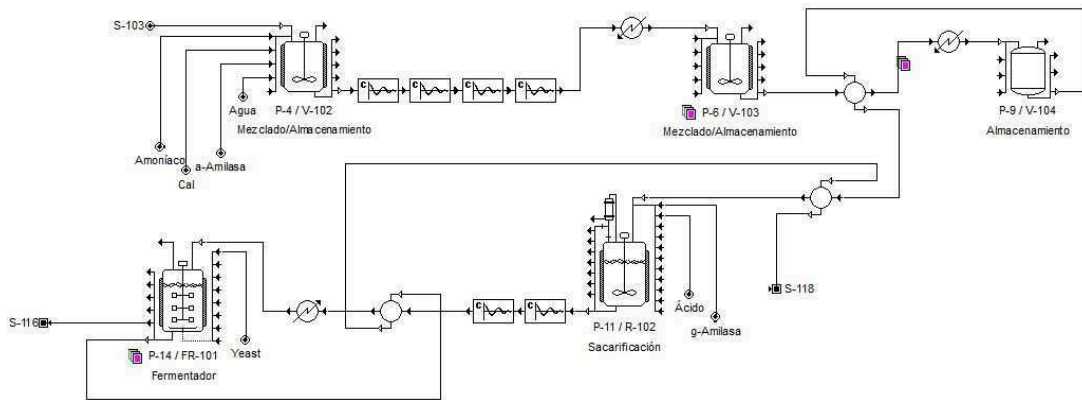


Figura VI-2: Diagrama de flujo del módulo de Fermentación

VI.2.3. Módulo de Destilación.

En este módulo se alcanza la especificación final del producto principal: etanol anhidro al 99%. La salida de la fermentación es calentada y enviada a un separador (P-18) para eliminar los productos volátiles. La corriente de vapor está compuesta principalmente por etanol y agua, junto con CO₂ residual. El etanol y el vapor de agua se condensan para combinarse con la corriente líquida (P-19). El CO₂ puede recuperarse. No obstante, en este caso de estudio se libera a la atmósfera junto con los compuestos volátiles.

La destilación se realiza en un tren de torres de destilación que funcionan al vacío para disminuir el consumo de energía. No se emplean revaporizadores en las dos últimas torres. Las condiciones de vacío permiten que la carga se vaporice parcialmente y la energía transferida sea suficiente para mantener la operación normal de las torres.

En la primera torre (P-22) se obtiene la mayor parte de etanol con prácticamente igual cantidad de agua, la que luego se separa en la columna rectificadora. La corriente de fondo de la columna contiene una cantidad considerable de agua y material no fermentable (proteínas, aceites, fibras y productos químicos no consumidos durante la fermentación) que se envía al módulo de Tratamiento. La corriente de tope de la primera torre se envía a la torre rectificadora (P-24) junto con el producto de tope de la torre de recuperación (P-25). Ésta última se alimenta con el producto de fondo de la torre rectificadora y el residuo de los filtros moleculares. El producto de tope de la torre rectificadora se envía a los filtros moleculares, en los cuales se alcanza una composición de salida de 99% en etanol. Para cumplir con las especificaciones finales del producto se agrega un desnaturante. El módulo de destilación se presenta en la Figura VI-3.

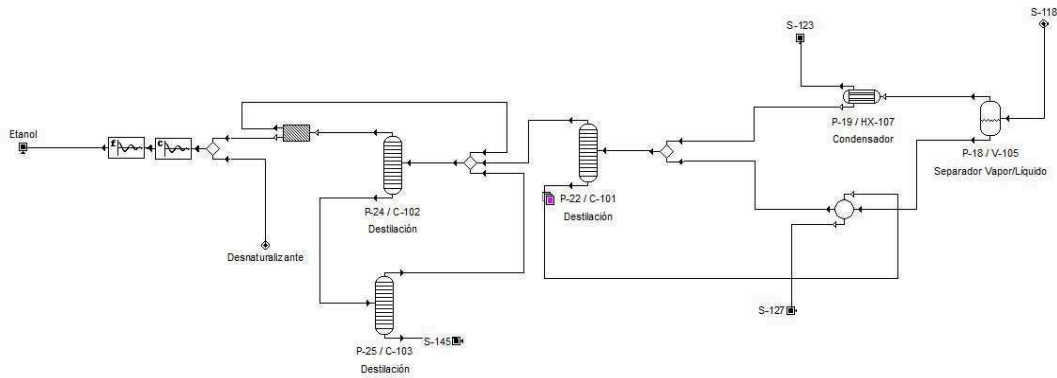


Figura VI-3: Diagrama de flujo del módulo de Destilación.

VI.2.4. Módulo de Tratamiento.

El producto de fondo de la primera torre está compuesto por material no fermentable con un contenido de sólidos del 15%. Durante la centrifugación se

remueve el 83% del agua presente, obteniéndose la torta húmeda (DDG). La corriente líquida de la centrífuga se concentra en un evaporador (P-32) para recuperar producto sólido. Parte de esta corriente se utiliza como “fondaje” en la etapa de licuefacción (P-6) y el resto se envía al tanque de destilado fino (P-31), el cual alimenta en forma constante al evaporador. El concentrado del evaporador, con 35% de sólidos, se mezcla con la torta húmeda proveniente de la centrífuga (P-29) y se envía a la unidad de secado (P-36), en la cual se reduce el contenido de humedad desde 63,7% al 9,9% dando como resultado la burlanda seca.

La corriente de vapor obtenida del evaporador se condensa y almacena en un tanque (P-33). Este líquido se recircula al primer tanque de sacarificación (P-4) del módulo de fermentación junto con los residuos del fermentador y de la corriente de fondo de la torre de recuperación. La salida gaseosa del secador es tratada mediante oxidación térmica para controlar las emisiones de VOCs. El diagrama de flujo del módulo de tratamiento se observa en la Figura VI-4.

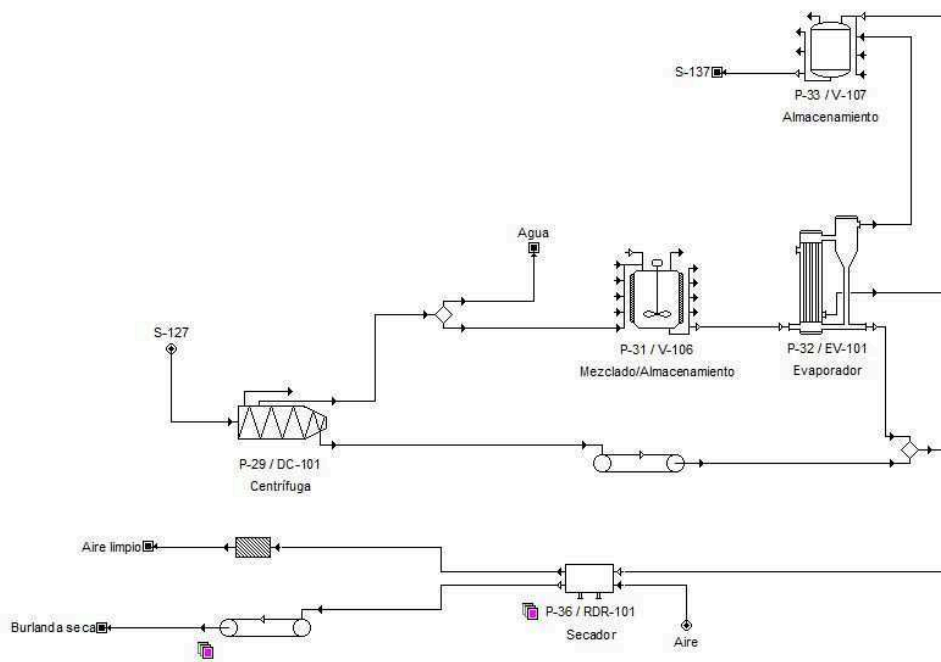


Figura VI-4: Diagrama de flujo del módulo de Tratamiento.

VI.3. Curvas de costos de inversión.

Los costos de inversión para cada equipo, responden a la ecuación (VI.1). Los valores de los parámetros α y β empleados por el simulador para cada equipo son datos propietarios y se desconocen sus valores.

$$CI = \alpha + \beta.PCap^{0.6} \quad (VI.1)$$

Para poder determinar el escalado de los mismos se simularon los mismos con diferentes tamaños, siendo la diferencia entre ellos de 5 millones de litros de bioetanol anhidro. Se graficaron los resultados obtenidos con las simulaciones, se determinaron los puntos de quiebre (discontinuidades) de los mismos y con ello se propusieron las diferentes intervalos de costos. El objetivo de este cálculo es poder identificar las mejores opciones para proponer curvas lineales de costos, minimizar el error incorporado por esta simplificación y poder lograr modelar el problema como un programa MILP (Mixto Entero Lineal).

La Figura VI-5 muestra los costos de inversión del módulo de Molienda en donde se observan cambios en las curvas de costo en las siguientes capacidades: 80, 155 y 180 millones de litros anuales. En los dos primeros casos se debe a la adición de 1 tanque de almacenamiento, mientras que en el último se adiciona 1 molino.

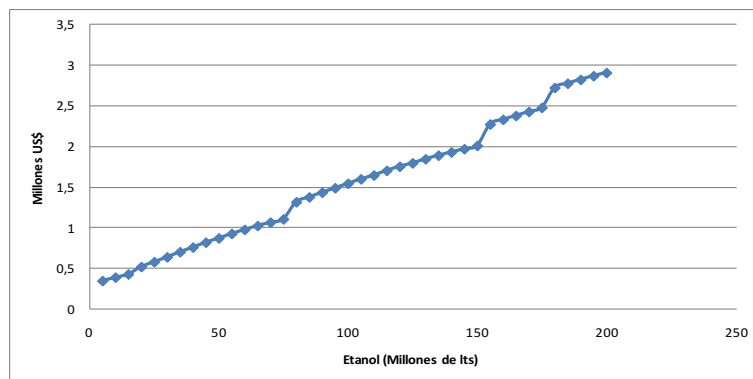


Figura VI-5: Costos de inversión del módulo de Molienda.

En la Figura VI-6 se observan cambios de escala en los costos para el módulo de Fermentación que ocurren cada 25 millones de litros anuales (25, 50, 75, 100, 125, 150, 175) debido al incremento de 1 fermentador en cada uno de los cambios.

En dos ocasiones se adicionan intercambiadores de calor, pero al coincidir con el incremento en los fermentadores su contribución es comparativamente despreciable.

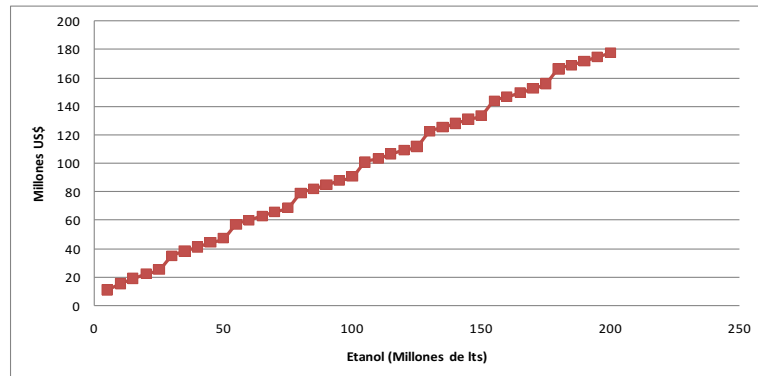


Figura VI-6: Costos de inversión del módulo de Fermentación.

En la Figura VI-7 se identifica un único cambio importante de los costos de inversión debido a la escala para el módulo de Destilación, y corresponde a la capacidad de 135 millones de litros anuales causado por la adición de 1 torre para la primera destilación.

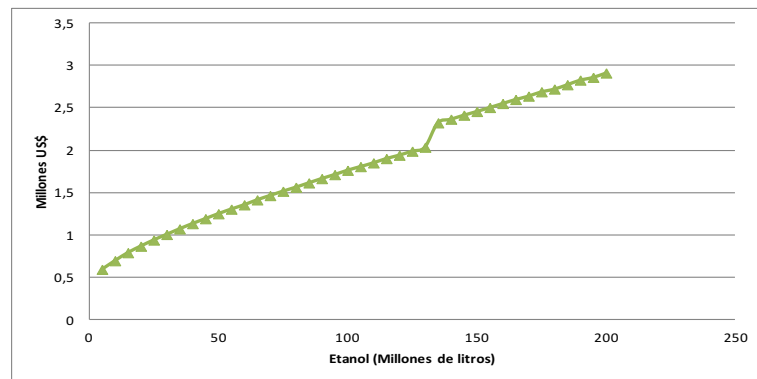


Figura VI-7: Costos de inversión del módulo de Destilación.

Finalmente, en la Figura VI-8 se presentan tres cambios bien diferenciados debido a la escala en 100, 125 y 200 millones de litros anuales para el módulo de Tratamiento. En las tres ocasiones se adiciona 1 cinta transportadora, y en el caso de 125 millones de litros anuales se añade, además, 1 unidad de secado.

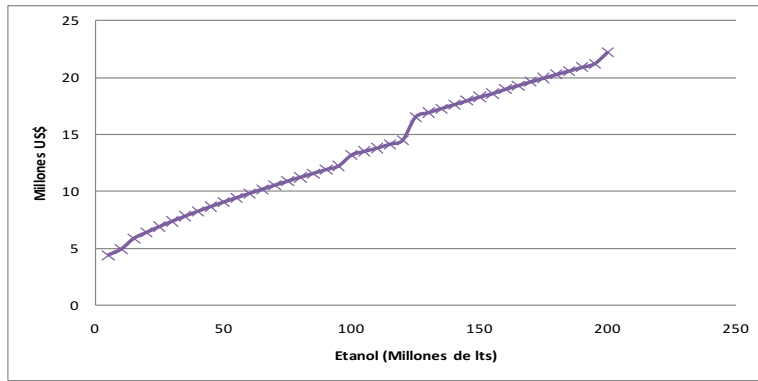


Figura VI-8: Costos de inversión del módulo de Tratamiento.

VI.4. Modelo matemático.

VI.4.1. Función objetivo

La función objetivo, como ya se mencionó, es económica y se corresponde con el valor actual neto, que determina los flujos de caja descontados (CF_t) que contempla la inversión, operación, pago de impuestos y amortización de la planta de bioetanol, correspondientes a cada período t en los que se divide el horizonte de tiempo:

$$VAN = \sum_t \frac{CF_t}{(1 + \theta)^t} \quad (VI.2)$$

donde θ representa la tasa de interés.

VI.4.2. Restricciones Financieras

La ecuación (VI.3) representa el flujo de caja descontado correspondiente a los períodos anteriores al último período, que se determina por las ganancias netas (NE_t) y las erogaciones en conceptos de las cuotas de los créditos tomados para las instalaciones ($\sum_{t_0} Cred_{t_0,t}$). La ecuación VI.8 calcula el flujo de caja para el último período, donde se asume que parte del total del capital de inversión (FCI) se recupera al final del horizonte de tiempo como valor de salvamento (sv), el que

puede variar según el tipo de industria, asumiéndose aquí un valor de 20% de la inversión inicial. En caso de que no se completara el pago del crédito en su totalidad hasta el final del horizonte de estudio, se fuerza a completar los pagos restantes, esto se expresa en el cuarto sumando de la (VI.4).

$$CF_t = NE_t - \sum_{t_0} Cred_{t_0,t} \quad t = 1, \dots, T_F - 1 \quad (VI.3)$$

$$CF_t = NE_t - \sum_{t_0} Cred_{t_0,t} + sv \cdot \sum_{t_0} FCI_{t_0} - PCred \sum_{t_0 \in \{T_F - t_0 < T_{Cr}\}} \frac{FCI_{t_0}}{TCr} (TCr + T_F - t_0) \quad t = T_F \quad (VI.4)$$

donde *Cred* corresponde al monto de las cuotas del crédito a pagar para cada uno de los períodos, *PCred* es el porcentaje de la inversión que se financia (80%), *TCr* es el período en el que se paga el crédito (5 años) y *t₀* contabiliza el tiempo en que comienza a pagarse el mismo para cada una de las inversiones.

En (VI.5) y (VI.6) se determinan las cuotas a pagar del préstamo, en el período inicial se corresponden con la inversión no financiada y en los subsiguientes se considera la tasa de interés anual del crédito (TCred).

$$Cred_{t,t_0} = (1 - PCred) FCI_{t_0} \quad t = t_0 \quad (VI.5)$$

$$Cred_{t,t_0} = (1 + TCred) \frac{PCred}{TCr} FCI_{t_0} \quad t > t_0 \wedge t - t_0 \leq T_{Cr} \quad (VI.6)$$

El capital de inversión es anual y su cota superior es 600 millones de dólares. La suma de todas las inversiones *FCI* para cada período de tiempo *t* es igual a la suma de los costos de inversión (*CI_{m,g,t}*) de cada módulo *m*, más los costos de la instalación de plantas de acopio *s*, representado por el segundo y tercer sumando de la ecuación (VI.7), más el costo de inversión asociado al medio de transporte, contemplados en el último término de la misma ecuación.

$$FCI_t = \sum_{m,g} CI_{m,g,t} + \sum_{s,g} \alpha St_{s,t} NS_{s,g,t} + \beta St_{s,t} SCapE_{s,g,t} + \sum_l NTE_{l,t} TC_{l,t} \quad (VI.7)$$

CI_{m,g,t} incluye los costos fijos y variables de inversión de cada módulo *m* de la planta para cada ubicación y periodo de tiempo.

Como se describió en la sección anterior, los costos de inversión dependen del módulo y del intervalo de capacidades de los mismos. Para expresar esto se formularon las siguientes disyunciones:

$$\bigvee_{j \in J_M} \left[\begin{array}{c} z_{m,g,t} \\ Y_{j,m,g,t} \\ CI_{m,g,t} = \alpha Pr_{j,m} + \beta Pr_{j,m} PCapEm_{m,g,t} \\ PCapEm_{m,g,t} \leq IN_{j,m} \\ PCapEm_{m,g,t} \geq IN_{j-1,m} \end{array} \right] \vee \left[\begin{array}{c} \neg z_{m,g,t} \\ CI_{m,g,t} = 0 \\ PCapEm_{m,g,t} = 0 \end{array} \right] \quad \forall m, g, t \quad (VI.8)$$

donde $z_{m,g,t}$ es una variable booleana que sirve para decidir si se realiza la instalación de un módulo m en la región g en el período t . En caso afirmativo, se decide el intervalo de capacidad j (variable booleana $Y_{j,m,g,t}$). En caso de no realizarse ninguna instalación, la variable $z_{m,g,t}$ es falsa y los costos y capacidades son nulos, que es lo que se representa en el segundo término (VI.8).

Tabla VI-1: Coeficientes de inversión según los intervalos correspondientes a los cambios de escala para cada módulo.

Intervalo	Molienda		Fermentación		Destilación		Tratamiento	
	$\alpha Pr(j,n)$	$\beta Pr(j,n)$	$\alpha Pr(j,n)$	$\beta Pr(j,n)$	$\alpha Pr(j,n)$	$\beta Pr(j,n)$	$\alpha Pr(j,n)$	$\beta Pr(j,n)$
a			8,01E+06	7,06E+05				
b			1,67E+07	6,12E+05				
c			2,46E+07	5,91E+05				
d			3,20E+07	5,87E+05			3,85E+06	1,04E+05
e	2,88E+05	1,13E+05	4,13E+07	5,66E+05			4,97E+06	7,85E+04
f	5,42E+05	9,95E+03	4,81E+07	5,71E+05			6,65E+06	6,52E+04
g	7,05E+05	1,01E+04	4,97E+07	6,07E+05	6,55E+05	1,33E+04	8,25E+06	6,68E+04
h	1,07E+06	9,23E+03	6,44E+07	5,66E+05	1,10E+06	9,05E+03	8,71E+06	6,68E+04

Tabla VI-2: Intervalos de capacidades correspondientes a los cambios de escala para cada módulo.

Intervalo	Molienda	Fermentación	Destilación	Tratamiento
-		0		
a		30		
b		55		
c		80		0
d	0	105		15
e	75	130		100
f	150	155	0	125
g	175	180	135	200
h	200	200	200	200

En la Tabla VI-1 se presentan los coeficientes α_{Pr} y β_{Pr} correspondientes a cada intervalo de costos para cada módulo, mientras que en la Tabla VI-2 se encuentran las relaciones entre los intervalos y las capacidades de producción.

En la ecuación (VI.9), se relaciona la producción de etanol en cada región g y período t con la capacidad permitida de los módulos m ; de esta forma la capacidad de la planta se ajusta a la producción de los mismos.

$$PCapE_{g,t} \leq PCapEm_{m,g,t} \quad \forall m, g, t \quad (VI.9)$$

Prosiguiendo con la parte financiera, las ganancias netas (NE_t) (primer término del lado derecho de la ecuación (VI.3)) se calculan en (VI.10) según los ingresos (INC_t) y los costos operativos de producción y almacenamiento (POC_t), transporte (TOC_t) e insumos (SC_t), y la depreciación del capital fijo invertido para cada período (DP_t), debidamente afectados por la tasa de impuestos φ :

$$NE_t = (1 - \varphi)(INC_t - POC_t - TOC_t - SC_t) + \varphi DP_t \quad \forall t \quad (VI.10)$$

Los ingresos para cada período (INC_t) están determinados en (VI.11), por las cantidades vendidas de los productos ($PTS_{i,g,t}$) y sus respectivos precios ($PS_{i,g,t}$).

$$INC_t = \sum_{i \in pas(i)} PTS_{i,g,t} PS_{i,g,t} \quad \forall t \quad (VI.11)$$

Los costos operativos de cada período (POC_t) se calculan en (VI.12) en base al costo unitario de producción (UPC_t) y la correspondiente producción ($PE_{i,g,t}$) para cada período t y al costo unitario de almacenamiento ($USC_{i,s,t}$) y los requerimientos de almacenamiento ($STN_{i,g,t}$) en ese período t .

$$POC_t = \sum_g \sum_{i \in m(i)} UPC_t PE_{i,g,t} + \sum_{i,g} \sum_{s \in IS(i,s)} USC_{i,s,t} STN_{i,g,t} \quad \forall t \quad (VI.12)$$

En (VI.13) se calculan los costos de transporte por período (TOC_t) en base a los costos del combustible (FC_t), salario del conductor (LC_t), mantenimiento (MC_t) y costos generales (GC_t) para cada período t :

$$TOC_t = FC_t + LC_t + MC_t + GC_t \quad \forall t \quad (VI.13)$$

Los costos de los insumos (SC_t) (maíz, rastrojo, gas natural y electricidad) están determinados por su precio ($RP_{i,t}$) y consumo correspondiente ($Consump_{i,g,t}$) en el período t .

$$SC_t = \sum_{i,g} RP_{i,t} Consump_{i,g,t} \quad \forall t \quad (VI.14)$$

La depreciación se calcula mediante el método de línea recta y se consideran las diferentes inversiones en los diferentes periodos.

$$DP_t = \frac{(1-sv) \sum_{t_0 \leq t} FCI_{t_0}}{FT} \quad \forall t \quad (VI.15)$$

Las unidades de transporte utilizadas en cada período se calculan según el flujo de materiales entre regiones, disponibilidad (atl_t) y capacidad del medio de transporte, distancia recorrida, velocidad promedio y tiempo de carga y descarga.

$$NT_{l,t} \geq \frac{1}{365} \sum_{i \in IL(i,l)} \sum_{g, ga \neq g} \sum_{i \in IL(i,l)} \left[\frac{Q_{i,l,g,ga,t}}{atl_l TCap_l} \left(\frac{2 \cdot DT_{g,ga}}{SR_l} + LDT_l \right) \right] \quad \forall t \quad (VI.16)$$

Se considera que las unidades de transporte adquiridas en un período t ($NTE_{l,t}$) pueden utilizarse en el período siguiente (nótese la diferencia entre unidades adquiridas y utilizadas); por lo tanto, el número de unidades de transporte adquiridas se calcula como se muestra en la ecuaciones (VI.17) y (VI.18).

$$NTE_{l,t} = NT_{l,t} \quad \forall l, t = 1 \quad (VI.17)$$

$$NTE_{l,t} \geq NT_{l,t} - NT_{l,t-1} \quad \forall l, t > 1 \quad (VI.18)$$

VI.4.3. Evaluación del impacto ambiental

Para evaluar el impacto ambiental se contemplaron las consecuencias originadas por la producción de maíz, la producción y la operación de la planta de bioetanol y la utilización del transporte. Las secuelas para el ambiente se representan por variables continuas en el modelo y están expresadas en función de cantidades consumidas/producidas (tn), números de unidades instaladas/adquiridas y cargas transportadas por distancia (toneladas por km: tkm).

La ecuación (VI.19) expresa que el efecto ambiental está representado por la variable EI_b (Environmental Impact) y es igual a la sumatoria para cada región y período del maíz consumido ($Consump_{i,g,t}$) por un coeficiente de impacto ambiental $Fcr_{b,g}$, mas las consecuencias debidas a la producción de etanol representadas por el segundo término, y las secuelas debidas al uso del transporte y las distancias recorridas formuladas en el tercer y cuarto término. En los términos relacionados con la producción, los flujos de referencia corresponden al maíz y al etanol. $Fcm_{b,g}$, Fcp_b , $Fco_{b,l}$ y $Fct_{b,l}$ son los factores de caracterización correspondientes a cada módulo, el transporte y la región.

$$EI_b = \sum_{g,t} Consump_{i,g,t} Fcr_{b,g} + \sum_{g,t} PE_{ia,g,t} Fcp_b + \sum_{l,t} NTE_{l,t} Fct_{b,l} + \sum_{i,l \in IL(i,l)} \sum_{g,t,ga \neq g} Q_{i,l,g,ga,t} DT_{g,ga} Fco_{b,l} \quad \forall b, \left\{ \begin{array}{l} i = \text{maíz} \\ ia = \text{etanol} \\ la = \text{camiónMD} \end{array} \right\} \quad (VI.19)$$

El impacto ambiental global se formula sumando todos los impactos normalizados para cada categoría b (Fnb), expresados en (VI.20).

$$ET = \sum_b \frac{EI_b - Fnb}{|Fnb|} \quad (VI.20)$$

VI.4.4. Balances de Masa

En esta sección se presenta el balance de masa para cada región formulado en las ecuaciones (VI.21), (VI.22), (VI.23) y (VI.24). La ecuación (IV.21) es el balance en el período 1 para el maíz, aquí se expresa que la cantidad total producida ($PT_{i,g,t}$) en la región, más el flujo de entrada desde otras regiones ($Q_{i,l,g,ga,t}$) debe ser igual a la cantidad acopiada ($ST_{i,s,g,t}$), más el total consumido ($Consump_{i,g,t}$) más flujo de salida ($Q_{i,l,ga,g,t}$). Para el resto de los períodos (VI.26) se adiciona en el lado izquierdo de la ecuación el stock inicial de períodos anteriores ($ST_{i,s,g,t-1}$). Para el caso de los productos bioetanol y burlanda, indicados por $pas(i)$, en las ecuaciones (VI.23) y (VI.24), la cantidad consumida se reemplaza por la cantidad vendida a las estaciones de servicios ($PTS_{i,g,t}$).

$$PT_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} = \sum_{s \in IS(i,s)} ST_{i,s,g,t} + Consump_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} \quad \forall i \in rs_i, g, t = 1 \quad (VI.21)$$

$$\sum_{s \in IS(i,s)} ST_{i,s,g,t-1} + PT_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} = \sum_{s \in IS(i,s)} ST_{i,s,g,t} + Consump_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} \quad \forall i \in rs_i, g, t > 1 \quad (VI.22)$$

$$PT_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} = \sum_{s \in IS(i,s)} ST_{i,s,g,t} + PTS_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} \quad \forall i \in pas_i, g, t = 1 \quad (VI.23)$$

$$\sum_{s \in IS(i,s)} ST_{i,s,g,t-1} + PT_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} = \sum_{s \in IS(i,s)} ST_{i,s,g,t} + PTS_{i,g,t} + \sum_{l \in IL(i,l)} \sum_{g \neq ga} Q_{i,l,g,ga,t} \quad \forall i \in pas_i, g, t > 1 \quad (VI.24)$$

En estas ecuaciones, $IS(i,s)$ es el conjunto de pares ordenados que relaciona el material i con su modo de almacenamiento s , mientras que el conjunto $IL(i,l)$ relaciona el material i con su correspondiente medio de transporte l . La producción total del material i en la región g se determina por los flujos de producción ($PE_{i,g,t}$) instalada en la región g (VI.25).

$$PT_{i,g,t} = PE_{i,g,t} \quad \forall i \in pas(i), \forall \{g, t\} \quad (VI.25)$$

Los flujos de materiales se determinan por los coeficientes (ρ_i) dados para 1 kg de etanol donde $m(i)$ corresponde al producto principal etanol.

$$PE_{i,g,t} = \rho_i PE_{ia,g,t} \quad \forall ia \in m(i), \forall \{g,t\} \quad (VI.26)$$

$$Consump_{i,g,t} = \rho_i PE_{ia,g,t} \quad \forall ia \in m(i), \forall \{g,t\} \quad (VI.27)$$

La capacidad de producción en los períodos t distintos de 1 es igual a la sumatoria de la capacidad existente al final del período anterior y la expansión de la capacidad realizada en el período ($PCapE_{g,t}$), mientras que para el período 1 es igual a la expansión en ese período.

$$PCap_{g,t} = PCapE_{g,t} \quad \forall g,t = 1 \quad (VI.28)$$

$$PCap_{g,t} = PCap_{g,t-1} + PCapE_{g,t} \quad \forall g,t > 1 \quad (VI.29)$$

Se asume que la expansión de la capacidad de producción también está acotada y que debe comenzar y terminar en un período de tiempo.

$$PCapE_{g,t} \geq PCap_{\min} NP_{g,t} \quad \forall g,t \quad (VI.30)$$

VI.5. Resultados.

Se resolvió el modelo MILP representado por las ecuaciones (VI.2)-(VI.18) y (VI.21)-(VI.30). Fue escrito en GAMS versión 24.1.3 [124] y resuelto por medio de CPLEX, en una computadora personal Dell Vostro 430 de escritorio con procesador Intel Core i5 2,67 GHz y 2,96 GB de memoria RAM. El modelo de optimización resultante posee 7651 ecuaciones, 23935 variables continuas y 420 variables enteras. El tiempo de CPU requerido para la resolución de todos los intervalos de capacidad fue de 8 hs aprox. (28800s).

El modelo se ejecutó limitando en cada caso la capacidad de producción de las plantas a los siguientes valores: 15, 30, 50, 100, 150 y 200 millones de litros anuales. En la Figura VI-9 se presenta el valor de la función objetivo (VAN) obtenido para estas magnitudes. Se puede observar que a partir de capacidades mayores o

iguales a 30 millones de litros anuales el VAN posee valores considerables para un proyecto rentable, estabilizándose a partir de 100 millones de litros anuales. En el caso de la capacidad mínima, el VAN es cercano a cero y el capital de inversión total es igual al 16% del correspondiente a las capacidades mayores (Figura VI-10). A partir de los 30 millones de litros anuales, el FCI comienza a disminuir, desde 1064 millones de US\$, hasta estabilizarse en aprox. 900 millones de US\$.

Las 23 provincias argentinas se agruparon en seis regiones: Litoral, Centro, NEA, NOA, Cuyo y Patagonia. Las demandas de etanol y burlanda, capacidades de producción de maíz y distancias entre regiones se presentan en las Tabla VI-3, Tabla VI-4 y Tabla VI-5, respectivamente. Además, dada la disponibilidad de créditos para la ejecución de proyectos de esta naturaleza, el modelo considera la toma de préstamos para realizar la inversión.

Tabla VI-3: Demandas de etanol y burlanda en el primer período para cada región.

Regiones	Etanol (Tn)	Burlanda (Tn)
Litoral (Santa Fe y Entre Ríos)	30774	16790416
NEA (Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa)	20586	18651941
NOA (Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, La Rioja, Catamarca)	21056	5856117
CENTRO (Córdoba y Buenos Aires)	153487	36887927
CUYO (Mendoza, San Juan y San Luis)	15115	4189850
Patagonia (La Pampa, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego)	30392	6787511

Tabla VI-4: Capacidad de producción de maíz correspondiente a cada región – Año 2011/2012.

Capacidad actual (Tn/año)	
Litoral	5000430
NOA	1602180
CENTRO	12424100
CUYO	485590
Patagonia	461120

Tabla VI-5: Distancias entre regiones.

	Litoral	NEA	NOA	Centro	Cuyo	Patagonia
Litoral	0	785	777	340	660	828
NEA	785	0	857	900	1190	1388
NOA	777	857	0	433	674	1065
Centro	340	900	433	0	420	667
Cuyo	660	1190	674	420	0	525
Patagonia	828	1388	1065	667	525	0

La región del NEA es la única que no posee provincias con capacidades de producción de maíz. En este caso no se asumió un mínimo de satisfacción de la demanda, ésta se asumió que hasta el período 3 se corresponde al consumo de naftas mezcladas con bioetanol hasta un 5%, del período 3 al 5 la mezcla se aumenta hasta un 7,5% y luego de éste se corresponde al 10% de etanol en la mezcla. El consumo se considera estable en el horizonte de tiempo, en cambio, el precio de los productos, los costos de los insumos, unitarios de operación y los de transporte aumentan paulatinamente con los años hasta alcanzar el doble de su valor.

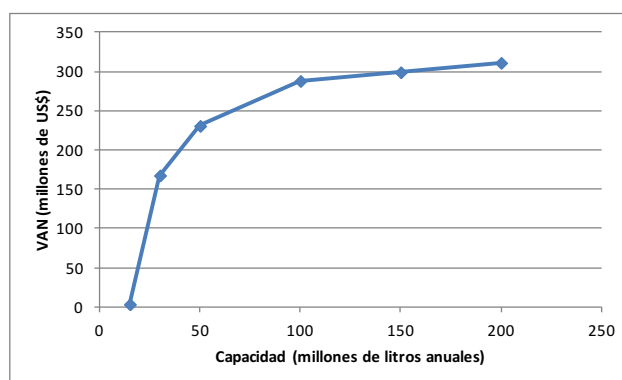


Figura VI-9: Valor Actual Neto vs. Capacidad de producción de las plantas.

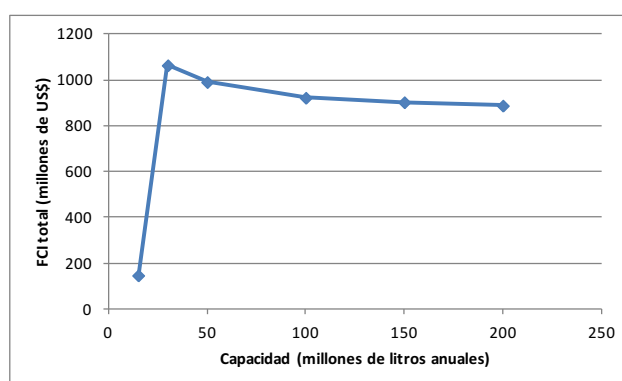


Figura VI-10: Capital de inversión vs. Capacidad de producción.

La región Centro resultó la más conveniente para la instalación de la mayoría de las plantas, seguida de la región del Litoral y Patagonia. Esto se debe principalmente a que poseen las mayores demandas de etanol: la demanda en la región Centro es de un orden de magnitud mayor que el resto. Al no poseer producción de maíz, no se instalan plantas en la región del NEA, excepto para las capacidades de 30 y 50 millones de litros anuales.

Los costos de insumos poseen la mayor contribución (70%) al costo total, seguidos por los de inversión (20%) y los operativos de almacenamiento y producción (10%). En este caso, los costos operativos de transporte son menores al 0,1% debido a la distribución territorial por regiones, la cual reduce distancias respecto a la distribución por provincias (Figura VI-11).

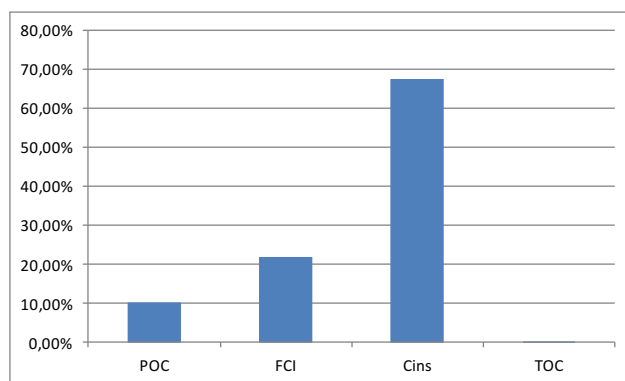


Figura VI-11: Distribución de costos operativos de producción (POC), costos de inversión (FCI), costos de insumos (Cins) y costos operativos de transporte (TOC).

Una vez ejecutados los modelos y obtenidos los resultados se realizó la evaluación del impacto ambiental de las instalaciones propuestas. Para ello se emplearon los factores de caracterización correspondientes al etanol, establecimiento y operación de transporte presentados en Pieragostini [121], sólo los relacionados al maíz varían debido al cambio de distribución de las provincias.

En la Figura VI-12 se grafican los valores de las categorías de impacto más relevantes según el nivel de punto intermedio del método ReCiPe [125]. La diferencia entre los valores correspondientes a las capacidades de producción que

cumplen con la satisfacción de la demanda es menor al 12%, mientras que los impactos relativos a la capacidad más pequeña son 86% menores para todas las categorías, de forma proporcional a la menor producción.

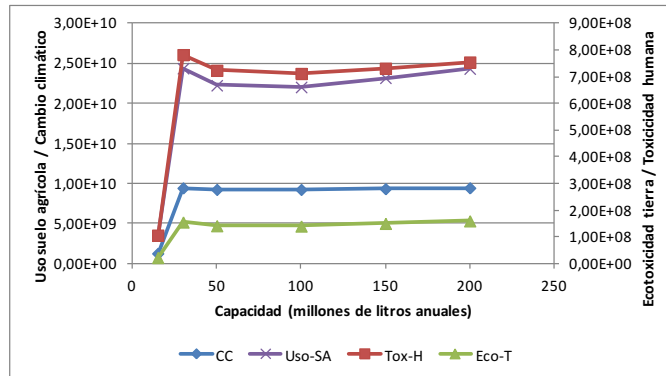


Figura VI-12: Valores de las categorías de impacto más relevantes según el método ReCiPe.

Finalmente, se analizan los resultados del modelo en caso que se consideren precios diferenciados para incentivar las pequeñas y medianas industrias. Para ello, se toma la relación establecida en el año 2013 para el caso del biodiesel, donde el precio para medianas y pequeñas industrias era 1,25 veces mayor que para las grandes [126]. Se aplicaron precios diferenciados para las capacidades de 15, 30 y 50 millones de litros anuales. En la Figura VI-13 se observa un máximo en el VAN para la capacidad de 50 millones de litros anuales; además, con este aumento del precio, el VAN de la escala mínima se acerca al VAN de la escala máxima. En la Figura VI-15 se observa un capital de inversión prácticamente constante para todas las escalas de producción. En cuanto a la producción total, todas las capacidades satisfacen la demanda, a excepción de la escala de 15 millones de litros anuales cuya producción corresponde al 40% de la producción del resto de las capacidades. En este último caso, sólo se satisface el 40% de la demanda de la región Centro. Por lo tanto, los impactos ambientales para esta capacidad son menores, en igual proporción que en el caso anterior.

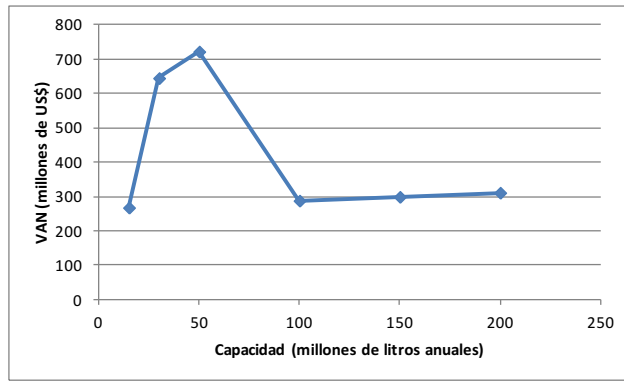


Figura VI-13: Valor Actual Neto vs. Capacidad de producción con precios diferenciados para pequeñas y medianas empresas.

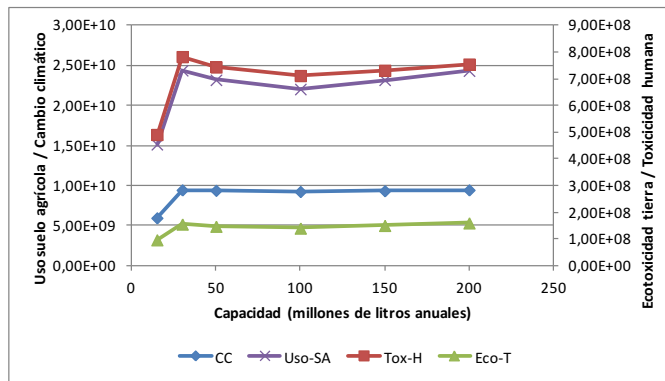


Figura VI-14: Valores de las categorías de impacto más relevantes según el método ReCiPe.

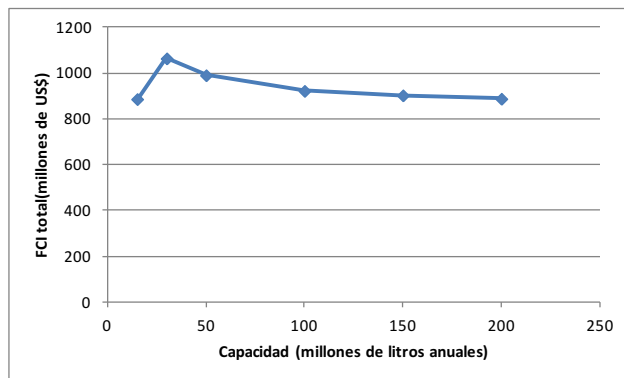


Figura VI-15: Capital de inversión vs. Capacidad de producción con precios diferenciados para pequeñas y medianas empresas.

VI.6. Conclusiones.

Mediante un modelo de optimización se analizó el diseño y la instalación de plantas de producción de etanol a partir de maíz teniendo en cuenta la economía de escala. Se observó que considerando igual precio de etanol para todas las capacidades, el proyecto es factible a partir de una capacidad de producción de 30 millones de litros anuales. Además, para escalas mayores a 100 millones de litros anuales, el Valor Actual Neto se estabiliza, permitiendo una descentralización de la producción.

En el caso de precios diferenciados para pequeña y mediana escala (un 25% mayor respecto al de la gran escala), la rentabilidad de la capacidad de producción de 15 millones de litros anuales es apenas 14% menor a la de las capacidades mayores, mientras que la correspondiente a 50 millones de litros anuales sobrepasa la de la mayor capacidad en un 200%. De esta forma, es posible incentivar a las pequeñas y medianas empresas para lograr una sustentabilidad ambiental y económica.

Es necesario aclarar que el alcance del sistema estudiado sobrepasa al sector industrial, ya que incluye el costo de inversión y operación del transporte; no obstante, se demostró en este capítulo que la influencia de los costos de transporte es despreciable en los costos totales.

Capítulo VII: Conclusiones, aportes y trabajos futuros.

VII.0. Conclusiones Finales.

En este trabajo de tesis se propusieron programas disyuntivos lineales para el planeamiento estratégico de inversiones en fuentes de energía convencionales y renovables para la República Argentina. Para poder conocer los datos de nuestro país, se realizó una recopilación de información respecto a los mercados, sus consumos, las capacidades instaladas, las regiones y condiciones favorables para la instalación de nuevas fuentes, sus capacidades, las reservas comprobadas de recursos fósiles, etc. Las fuentes consultadas fueron diversas y pertenecientes a organismos del estado argentino: Secretaria de Energía, INDEC, Mercado Eléctrico Mayorista, etc. y otras organizaciones privadas sin fines de lucro. Este trabajo de recopilación de información debe destacarse porque no fue simple hacerlo y su ejecución consumió una buena cantidad de horas en el desarrollo de la tesis.

Los aportes realizados en la ejecución de esta tesis son los siguientes:

- Se abordó el problema de generación de energía para las próximas dos décadas, para satisfacer la demanda de energía de la Argentina. Para ellos se contemplaron los mercados consumidores y las fuentes que pueden satisfacer esa demanda con tecnologías probadas y competitivas para nuestro país. El problema abordado posee gran relevancia, no sólo académicamente sino también en la vida real, no se conocen propuestas similares a las desarrolladas en esta tesis.
- Se propusieron tres programas matemáticos diferentes, que han sido modelados incrementalmente, incorporando en cada formulación un aspecto no contemplado en el anterior, para darle un mayor realismo a la representación. Es por eso que se comenzó con un problema con un sólo objetivo económico, luego se incorporó otro objetivo como es el impacto ambiental y finalmente, a este último modelo multiobjetivo, se representó la

incertidumbre en la cantidad de reservas futuras en recursos fósiles. Cada aspecto nuevo abordado, agregaba valor para la toma de decisiones.

- La modelos de inversiones multiperíodo permiten visualizar en los resultados la evolución de los flujos de energía, la instalación de nuevas plantas de producción de energía y como cambia la composición de la matriz energética a lo largo del horizonte de tiempo. En la mayoría de los escenarios analizados, la matriz contaba con una mayor proporción de suministro de fuentes renovables. Este aspecto fue uno de los objetivos propuestos para el desarrollo de la tesis que es la diversificación del suministro de energía hacia fuentes sustentables. Esta visualización de resultados permite realizar un análisis a futuro para definir políticas energéticas y proponer incentivos hacia una u otra fuente en particular, que también es un objetivo perseguido en este trabajo de investigación.
- Si bien se limitó el trabajo considerando solo unas pocas fuentes de energía primarias, algunos mercados y con objetivos muy específicos e incluso se podría argüir que no se incluyeron otra variantes que pueden ser tan importantes como las contempladas. Por la forma en que se formuló el problema por medio de conjuntos y parámetros desagregados, resulta relativamente simple modificarlo para incluir otros aspectos no considerados, siempre y cuando se cuenten con el conocimiento de programación matemática adecuado.

Las conclusiones particulares alcanzadas en cada uno de los modelos desarrollados se presentan en las secciones VII.2, VII.3 y VII.4.

VII.1. Modelo con objetivo económico.

El primer modelo generado tiene como objetivo la maximización del Valor Presente Neto (VPN) en un horizonte de 20 años (2013-2033) contemplando los ingresos, costos de inversión, operación, puesta en marcha, y de amortización de las

nuevas instalaciones. También se considera el momento en que se deciden las inversiones y se la actualiza al presente por medio de una tasa.

Este modelo permite la integración de las diversas fuentes de energía, es posible incluir otras tecnologías no consideradas actualmente, y cumple el principal objetivo de esta tesis “facilitar y proveer información sobre la administración de los recursos y el planeamiento de las inversiones en el sector energético”. Se incluyen las energías renovables que cuentan con mayores disponibilidades en la Argentina, con tecnologías probadas como los aerogeneradores eólicos, biodiesel de soja, bioetanol a partir de caña de azúcar y de maíz, las turbinas hidrocinéticas y la energía solar para la calefacción residencial y comercial.

Se resolvieron varios ejemplos con el fin de exhibir las capacidades del modelo. Los escenarios plantean diferentes situaciones para analizar las respuestas del mismo. Las soluciones mostraron cómo los diferentes elementos interactúan para lograr un funcionamiento eficaz y eficiente del sistema energético global, medido económicamente. Precisamente, el modelo matemático propuesto permite el análisis simultáneo de todos los elementos involucrados y ésta es precisamente su gran ventaja para este contexto.

De los resultados obtenidos en la ejecución de los diversos escenarios, se confirma la dependencia de la Argentina en la explotación del gas natural. Este recurso es muy económico y es usado en diversos mercados: industrial, comercial, residencial, transporte. Aún cuando se incrementó su costo 4 veces sigue siendo competitivo. Esto indicaría que si se logra la explotación de los recursos fósiles no convencionales ("shale gas") se necesitarían políticas muy convenientes para lograr instalaciones energéticas importantes de recursos renovables. En este análisis se debe tener en cuenta las restricciones impuestas al modelo, y que los escenarios pueden ser muy cambiantes, en el momento de la escritura de esta tesis, el precio del petróleo mundial había descendido un 50%, por lo que si se incluye esto en el modelo, es muy probable que algunos resultados cambien. La formulación brinda la posibilidad de trabajar los datos, parámetros y restricciones del modelo para adaptarlos a las cambiantes realidades del sector energético.

VII.2. Modelo multiobjetivo.

En este caso se complementó el modelo de inversiones en fuentes de energía, para incluir un objetivo adicional como lo es la minimización de gases de efecto invernadero (GEI) que es una de las principales causas de calentamiento global y de los fenómenos climatológicos actuales. Para evaluar el objetivo ambiental se propusieron dos formas, la primera transformando el objetivo en restricción (" ϵ -constraint") y evaluando diversos escenarios que se corresponden distintos valores del parámetro ϵ que implican con objetivos a cumplir en la cantidad de emanaciones de GEI. La segunda fue combinar en una sola función objetivo ambos objetivos por medio de la asignación de "pesos" que distinguen la importancia de esos objetivos. En nuestro caso se empleó una función económica que pesaba el Valor Presente Neto que se puede obtener con la infraestructura energética y por el otro la disminución de las emisiones que se cotizan en el mercado internacional por medio de los bonos de carbono.

Uno de los primeros resultados que se obtiene es el límite en la reducción de emisiones de GEI. Que se puede estimar considerando las restricciones puestas al modelo, no se puede conseguir una mejora más allá del 85% de las emisiones actuales. Para lograr una reducción adicional, se necesitan contemplar otras fuentes de energía sustentables y una mayor disponibilidad de recursos. Otro aspecto que se confirma con el modelo ambiental es que, cambiar la dependencia energética del gas natural en las condiciones de competitividad actuales no va a ser una tarea trivial. Como combustible, el gas natural es limpio, provee a varios mercados, es fácil de instalar y transportar, muy económico y de los combustibles no renovables que se emplean masivamente en la actualidad, es el que menos GEI emite. Por lo tanto, para que se opte por las tecnologías renovables se debe contar con algún rédito adicional. En nuestra política energética, esto se traduciría en alguna forma de subvención que le permita a las industrias de energías renovables situarse de manera competitiva. Cuando esto no ocurre, la instalación de fuentes alternativas se realiza ante la escasez de recursos fósiles y el crecimiento de las demandas.

Si se incluye el aspecto ambiental, no se debe perder de vista el aspecto financiero y los plazos en los que se realiza el análisis, esto es fundamental para planificar el desarrollo energético y no caer en políticas que no reditúen los beneficios esperados. Contemplar uno sólo de los aspectos puede llevar a conclusiones parciales que dificulten el futuro de la industria energética.

VII.3. Modelo con incertidumbre.

La industria de la energía se ha investigado en los últimos años, fundamentalmente debido a las predicciones sobre la baja disponibilidad de recursos no renovables para las próximas décadas. Lo cierto es que el futuro de estas fuentes está lleno de incertidumbre. Por un lado, se predice que las reservas se van a acabar y que los posibles pozos petroleros se ubican en lugares muy difíciles de explorar, en el que es completamente desconocida la cantidad o la calidad del mismo. Por otro lado, los nuevos descubrimientos de reservas y nuevas tecnologías, como la explotación del tipo "shale" indican que "el fin" de la industria de la energía basada en los recursos fósiles seguramente este más lejos de lo esperado. Es por eso que se decidió incluir la incertidumbre en la cantidad de reservas disponibles, porque esto tendrá una mayor influencia e impacto en las decisiones futuras sobre energía que otros aspectos, como el desconocimiento de la demanda o los precios de los combustibles a futuro.

Para el tratamiento de la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos fósiles se aplicaron dos metodologías la de conjuntos difusos que dio lugar al modelo "fuzzy" y el enfoque estocástico a dos etapas que da lugar al modelo "two stage". Se considero el mismo rango de variación y la ventaja de la mitología "fuzzy" es que no es necesario suponer una distribución, pero requiere que el modelador defina una función de pertenencia de alguna forma. Hay algunas fuentes que son poco sensibles a la fluctuación de la disponibilidad de los recursos fósiles, tales como, turbinas hidrocínicas, colectores solares y en algún grado la energía eólica.

Pero, en general, las decisiones estratégicas se ven afectadas por el escenario considerado.

El modelo estocástico de dos etapas integra los diferentes niveles de decisión involucrados en el problema. Sólo se obtiene una única solución de inversión que tiene en cuenta un conjunto de 1000 escenarios generados suponiendo una distribución normal de los parámetros de la disponibilidad de los recursos fósiles y la demanda insatisfecha nunca es mayor que el 5%.

VII.4. Estimación de las inversiones en la producción de bioetanol

Este trabajo surgió como un pedido de inversores particulares y, si bien está relacionado con los modelos y trabajos hechos en la tesis, no es una "continuidad" de lo realizado previamente. Aun así, fue una experiencia que permitió visualizar desde otra perspectiva el problema de inversiones en fuentes de energía. Aquí se desarrolló un modelo con más detalle para una industria en particular como es la producción de bioetanol a partir de maíz como materia prima. Para ello se debió contemplar con mayor profundidad los aspectos de producción y transporte de materia prima, las tecnologías de producción, los subproductos de la operación de la planta, el transporte de los productos, para diferentes regiones y escalas de producción, como así también los costos involucrados en materias primas, mano de obra, operación, mantenimiento, transporte, etc. Lo que se debe resaltar son los resultados que se obtienen en la solución del modelo es que, al contemplar de manera simultánea todos los aspectos involucrados, permite tener una visión global del problema, y con esto se puede incluir o variar nuevas restricciones o límites impuestos y resolver un nuevo escenario. El modelo desarrollado constituye una base para seguir completando y trabajando, ya no contemplando todas las regiones de nuestro país, sino enfocándolo en las que parecen más prometedoras para la producción de este biocombustible.

VII.5.Trabajos futuros.

Como trabajo futuro se debe incluir la consideración de nuevas fuentes de incertidumbre que están sin duda presentes en el proceso de toma de decisión. Un claro ejemplo es la incertidumbre de los precios de las fuentes de energía, que como se ve de la Figura I-4, el precio del barril de petróleo es altamente variable, y como se expresó anteriormente, su valor disminuyó un 50% durante la escritura de esta tesis, de 100 u\$s a 50 u\$s el barril por una mayor oferta en el mercado por parte de los Estados Unidos por la explotación de reservas del tipo "shale". Otra fuente de alta incertidumbre es la demanda, si bien se espera que la predicción lineal propuesta sea un escenario optimista, ya que tomó los años de mayor crecimiento económico de Argentina, una disminución en la pendiente de la curva de la demanda, podría resultar un mayor abanico de posibilidades para mejorar la infraestructura de la matriz energética y lograr mejores resultados tanto del punto de vista económico como ambiental.

También resulta importante destacar la necesidad de incorporar un mayor grado de detalle en las interconexiones de las tecnologías de obtención y producción de energía. Por ejemplo, si se incluye una planta productora de hidrógeno, esta debe incrementar el consumo de energía eléctrica y proveer un sustituto a los combustibles en el transporte.

Otro trabajo futuro es la inclusión en el modelo de opciones de financiamiento, como créditos para financiar inversiones, dar opciones y posibilidades diferenciadas dependiendo de las capacidades, para lograr una mayor descentralización de los polos productivos y al mismo tiempo una mayor diversificación de la matriz energética regionales. En la misma línea se deben incluir incentivos, para lo cual hay que analizar cuidadosamente la forma de modelarlos y como se aplicarían, esto podría modificar la preferencia del consumidor, que podría inclinar la demanda a ciertas fuentes en reemplazo de las actuales, por ejemplo el uso de calefacción solar ó de molinos de viento pequeños para el sector rural, otro ejemplo sería el empleo de biodiesel puro para el transporte pesado, es factible que los motores diesel con ligeros ajustes puedan funcionar con biodiesel puro, si de

alguna forma se incentiva su empleo, como ocurre con el uso del GNC para los vehículos nafteros, la tendencia al reemplazo debería crecer y resultar en una reducción de la demanda de diesel.

Se debería incorporar el factor de la ubicación de las plantas considerando los reservorios y los centros de consumo. Si se incluyen los recursos fósiles no convencionales, como el "shale gas" ó el "shale oil" de Vaca Muerta, estos deben ser tratados como una tecnología nueva, con características, costos y requerimientos propios, tanto en su instalación, operación y transporte. Estas nuevas tecnologías están todavía en fase de desarrollo en nuestro país, por lo tanto , podría ser necesario tener en cuenta que algunos parámetros de rendimiento y producción pueden ser también inciertos.

El principal objetivo de estos trabajos futuros, es mejorar el actual enfoque mediante la inclusión de aspectos no contemplados en el modelo, para ajustarlo de manera más adecuada a la realidad, sin perder de vista que será más difícil de resolver.

Apéndice A: Valores de los parámetros empleados y sus unidades detalladas

Valores de los Parámetros.

Tabla A - 1: Parámetros escalares.

<i>hr</i>	8765,81	hr/año(periodo)
<i>NT</i>	0,08	tasa nominal de de impuesto AFIP
<i>TI</i>	0,30	tasa de interés

Tabla A - 2: Capacidad instalada inicial (*CapI0*).

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Industrial
Petróleo					11200,00
Naftas	3136,00				
Gas Oíl		4144,00			
Fuel Oíl			0,46		
Gas Natural	326018,37		14358,00	1700000,00	
Biodiesel		315,49			
Bioetanol	30,73				
Bioetanol (Maíz)	159,83				
Eólica			80,00		
Nuclear			10180,00		

Tabla A - 3: Capacidad para la instalación (*CD*).

Petróleo	449147278,20
Naftas	125761237,90
Gas Oíl	166184492,93
Fuel Oíl	53897673,38
Gas Natural	534120000000,00
Biodiesel	1108,85
Bioetanol	232,72
Bioetanol (Maíz)	300,00
Eólica	9267073,20
Solar	712288,53
Hidráulica	16,00
Nuclear	105000000,00

Tabla A - 4: Costo operativo (CO).

	Petróleo	Naftas	Gas Óil	Fuel Óil	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Biodiesel	Bioetanol	Bioetanol	Eólica	Solar	Hidráulica	Nuclear
	Industrial	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Transporte Liviano	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Transporte Diesel	Transporte Liviano	Transporte Liviano	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Energía Eléctrica	Energía Eléctrica
2013	2167,17	100,00	10,00	0,004	28,00	0,004	3,01	7,00	1,00	1,00	40,50	0,06	0,02	50,00
2014	2423,77	114,61	12,27	0,005	34,38	0,005	3,70	9,87	1,21	1,21	49,36	0,07	0,02	60,94
2015	2705,01	131,95	15,21	0,006	42,14	0,006	4,53	10,15	1,48	1,48	59,93	0,09	0,03	73,99
2016	3013,25	152,53	19,01	0,008	51,59	0,007	5,55	10,31	1,85	1,85	72,55	0,11	0,04	89,57
2017	3351,10	176,94	23,93	0,009	63,10	0,009	6,78	10,43	2,32	2,32	87,61	0,13	0,04	108,16
2018	3721,38	205,92	30,30	0,011	77,11	0,011	8,29	10,52	2,95	2,95	105,58	0,16	0,05	130,35
2019	4127,22	240,30	38,55	0,013	94,18	0,013	10,12	10,59	3,76	3,76	127,04	0,20	0,06	156,84
2020	4572,03	281,11	49,23	0,016	114,95	0,015	12,36	10,65	4,84	4,84	152,64	0,24	0,08	188,44
2021	5059,56	329,53	63,06	0,019	140,25	0,019	15,08	10,71	6,26	6,26	183,20	0,29	0,09	226,17
2022	5593,89	387,00	80,97	0,023	171,05	0,022	18,39	10,75	8,11	8,11	219,66	0,36	0,11	271,19
2023	6179,54	455,19	104,14	0,027	208,56	0,027	22,42	10,80	10,55	10,55	263,19	0,43	0,13	324,93
2024	6821,43	536,12	134,15	0,033	254,23	0,032	27,33	10,83	13,75	13,75	315,14	0,53	0,16	389,06
2025	7524,95	632,15	173,00	0,039	309,84	0,038	33,31	10,87	17,96	17,96	377,13	0,65	0,19	465,60
2026	8296,03	746,11	223,29	0,047	377,55	0,046	40,59	10,90	23,49	23,49	451,13	0,79	0,22	556,95
2027	9141,15	881,35	288,41	0,056	459,99	0,055	49,45	10,93	30,75	30,75	539,44	0,96	0,27	665,97
2028	10067,43	1041,84	372,70	0,067	560,38	0,065	60,24	10,96	40,28	40,28	644,84	1,17	0,32	796,09
2029	11082,65	1232,29	481,84	0,080	682,61	0,078	73,38	10,98	52,81	52,81	770,63	1,42	0,38	951,39
2030	12195,36	1458,30	623,13	0,095	831,45	0,093	89,38	11,01	69,26	69,26	920,76	1,73	0,45	1136,74
2031	13414,91	1726,50	806,05	0,114	1012,67	0,112	108,86	11,03	90,86	90,86	1099,93	2,11	0,54	1357,94
2032	14751,58	2044,78	1042,86	0,136	1233,33	0,133	132,58	11,05	119,24	119,24	1313,78	2,57	0,65	1621,95
2033	16216,59	2422,48	1349,45	0,163	1502,02	0,159	161,47	11,07	156,51	156,51	1569,00	3,13	0,77	1937,04

Tabla A - 5: Porcentaje correspondiente al corte en el petróleo (*Corte*).

Naftas	0,28
Gas Oil	0,37
Fuel Oil	0,12

Tabla A - 6: Demanda inicial (*D0*).

Transporte Liviano (m3 de nafta)	12422012,62
Transporte Diesel (m3 de Gas Oil)	11397855,06
Energía Eléctrica (MWh)	84050628,30
Consumo Residencial (m3 de Gas)	11818970000,00

Tabla A - 7: Demanda (*D*).

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial
2013	12422012,62	11397855,06	84050628,30	1,1819E+10
2014	13007471,41	11407855,06	87949410,44	1,2207E+10
2015	13592930,21	11417855,06	91848192,59	1,2594E+10
2016	14178389,00	11427855,06	95746974,73	1,2982E+10
2017	14763847,80	11437855,06	99645756,87	1,337E+10
2018	15349306,59	11447855,06	103544539,02	1,3758E+10
2019	15934765,38	11457855,06	107443321,16	1,4145E+10
2020	16520224,18	11467855,06	111342103,30	1,4533E+10
2021	17105682,97	11477855,06	115240885,44	1,4921E+10
2022	17691141,77	11487855,06	119139667,59	1,5308E+10
2023	18276600,56	11497855,06	123038449,73	1,5696E+10
2024	18862059,36	11507855,06	126937231,87	1,6084E+10
2025	19447518,15	11517855,06	130836014,02	1,6472E+10
2026	20032976,94	11527855,06	134734796,16	1,6859E+10
2027	20618435,74	11537855,06	138633578,30	1,7247E+10
2028	21203894,53	11547855,06	142532360,44	1,7635E+10
2029	21789353,33	11557855,06	146431142,59	1,8022E+10
2030	22374812,12	11567855,06	150329924,73	1,841E+10
2031	22960270,91	11577855,06	154228706,87	1,8798E+10
2032	23545729,71	11587855,06	158127489,02	1,9186E+10
2033	24131188,50	11597855,06	162026271,16	1,9573E+10

Tabla A - 8: Factor de conversión (*f*).

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Industrial
Petróleo					1
Naftas	1				
Gas Oíl		1			
Fuel Oíl			0,00420		
Gas Natural	0,0012		0,00411	1	
Biodiesel		1			
Bioetanol (Caña)	1				
Bioetanol (Maíz)	1				
Eólica			1		
Solar				1	
Hidráulica			1		
Nuclear			44106,31		

Tabla A - 9: Factor de generación de GEI (*f_{GEI}*) [TCO_2/m^3].

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial
Naftas	2,5355			
Gas Oíl		2,6429		
Fuel Oíl			3,0646	
Gas Natural	0,0022		0,0022	0,0022

Tabla A - 10: Parámetros de Escalonamiento.

<i>r</i>	<i>i</i>	<i>k</i>	<i>Par1</i>	<i>Par2</i>
1	Petróleo	Industrial	1060,51	6363078,00
1	Naftas	Transporte Liviano	296,94	712664,40
1	Gas Oíl	Transporte Diesel	392,39	706301,55
1	Fuel Oíl	Energía Eléctrica	114,87	297178,73
1	Gas Natural	Transporte Liviano	81504,59	97805511,30
1	Gas Natural	Energía Eléctrica	3,59	10113,78
1	Gas Natural	Consumo Residencial	256675,12	3110902,42
1	Biodiesel	Transporte Diesel	37,55	343675,75
1	Bioetanol	Transporte Liviano	61,18	1154032,08
1	Bioetanol (Maíz)	Transporte Liviano	61,18	1154032,08
1	Eólica	Energía Eléctrica	1447,98	5560243,92
1	Solar	Consumo Residencial	178072,50	986022,33
1	Hidráulica	Energía Eléctrica	4,00	43200,00
1	Nuclear	Energía Eléctrica	10,18	129782784,00
2	Petróleo	Industrial	2121,03	10605130,00
2	Naftas	Transporte Liviano	593,89	1187774,00
2	Gas Oíl	Transporte Diesel	784,78	1177169,25
2	Fuel Oíl	Energía Eléctrica	229,73	495297,88
2	Gas Natural	Transporte Liviano	163009,19	163009185,50
2	Gas Natural	Energía Eléctrica	7,18	16856,29
2	Gas Natural	Consumo Residencial	513350,23	5184837,36

2	Biodiesel	Transporte Diesel	75,11	572792,91
2	Bioetanol	Transporte Liviano	122,36	1923386,80
2	Bioetanol (Maíz)	Transporte Liviano	122,36	1923386,80
2	Eólica	Energía Eléctrica	2895,96	9267073,20
2	Solar	Consumo Residencial	356145,00	1643370,56
2	Hidráulica	Energía Eléctrica	8,00	72000,00
2	Nuclear	Energía Eléctrica	20,36	216304640,00
3	Petróleo	Industrial	3181,54	12726156,00
3	Naftas	Transporte Liviano	890,83	1425328,80
3	Gas Oíl	Transporte Diesel	1177,17	1412603,10
3	Fuel Oíl	Energía Eléctrica	344,60	594357,46
3	Gas Natural	Transporte Liviano	244513,78	195611022,60
3	Gas Natural	Energía Eléctrica	10,77	20227,55
3	Gas Natural	Consumo Residencial	770025,35	6221804,84
3	Biodiesel	Transporte Diesel	112,66	687351,49
3	Bioetanol	Transporte Liviano	183,54	2308064,16
3	Bioetanol (Maíz)	Transporte Liviano	183,54	2308064,16
3	Eólica	Energía Eléctrica	4343,94	11120487,84
3	Solar	Consumo Residencial	534217,50	1972044,67
3	Hidráulica	Energía Eléctrica	12,00	86400,00
3	Nuclear	Energía Eléctrica	30,54	259565568,00
4	Petróleo	Industrial	4454,15	13362463,80
4	Naftas	Transporte Liviano	1247,16	1496595,24
4	Gas Oíl	Transporte Diesel	1648,04	1483233,26
4	Fuel Oíl	Energía Eléctrica	482,43	624075,33
4	Gas Natural	Transporte Liviano	342319,29	205391573,73
4	Gas Natural	Energía Eléctrica	15,08	21238,93
4	Gas Natural	Consumo Residencial	1078035,49	6532895,08
4	Biodiesel	Transporte Diesel	157,73	721719,07
4	Bioetanol	Transporte Liviano	256,96	2423467,37
4	Bioetanol (Maíz)	Transporte Liviano	256,96	2423467,37
4	Eólica	Energía Eléctrica	6081,52	11676512,23
4	Solar	Consumo Residencial	747904,50	2070646,90
4	Hidráulica	Energía Eléctrica	16,80	90720,00
4	Nuclear	Energía Eléctrica	42,76	272543846,40

Tabla A - 11: Precio de venta (*Pr*) [\$/ unidad].

	Petróleo	Naftas	Gas Oil	Fuel Oil	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Biodiesel	Bioetanol (caña)	Bioetanol (Maíz)	Eólica	Solar	Hidráulica	Nuclear
	Industrial	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Transporte Liviano	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Transporte Diesel	Transporte Liviano	Transporte Liviano	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Energía Eléctrica	Energía Eléctrica
2013	1444,78	1383,49	1,79	209,64	1063,24	209,64	1063,24	3216,02	2803,14	2803,14	209,64	1063,24	209,64	209,64
2014	1615,85	1585,63	2,20	255,49	1305,33	255,49	1305,33	4535,85	3390,75	3390,75	255,49	1305,33	255,49	255,49
2015	1803,34	1825,51	2,72	310,22	1600,10	310,22	1600,10	4663,46	4162,55	4162,55	310,22	1600,10	310,22	310,22
2016	2008,84	2110,17	3,40	375,54	1959,01	375,54	1959,01	4738,12	5176,28	5176,28	375,54	1959,01	375,54	375,54
2017	2234,06	2447,98	4,28	453,49	2396,04	453,49	2396,04	4791,10	6507,79	6507,79	453,49	2396,04	453,49	453,49
2018	2480,92	2848,86	5,42	546,53	2928,17	546,53	2928,17	4832,20	8256,68	8256,68	546,53	2928,17	546,53	546,53
2019	2751,48	3324,58	6,90	657,57	3576,11	657,57	3576,11	4865,78	10553,79	10553,79	657,57	3576,11	657,57	657,57
2020	3048,02	3889,12	8,81	790,10	4365,05	790,10	4365,05	4894,17	13570,96	13570,96	790,10	4365,05	790,10	790,10
2021	3373,04	4559,06	11,28	948,26	5325,69	948,26	5325,69	4918,76	17533,93	17533,93	948,26	5325,69	948,26	948,26
2022	3729,26	5354,08	14,49	1137,03	6495,38	1137,03	6495,38	4940,45	22739,15	22739,15	1137,03	6495,38	1137,03	1137,03
2023	4119,70	6297,52	18,64	1362,33	7919,63	1362,33	7919,63	4959,86	29576,05	29576,05	1362,33	7919,63	1362,33	1362,33
2024	4547,62	7417,10	24,01	1631,21	9653,83	1631,21	9653,83	4977,42	38556,08	38556,08	1631,21	9653,83	1631,21	1631,21
2025	5016,64	8745,71	30,96	1952,13	11765,43	1952,13	11765,43	4993,44	50351,07	50351,07	1952,13	11765,43	1952,13	1952,13
2026	5530,69	10322,37	39,96	2335,13	14336,57	2335,13	14336,57	5008,19	65843,40	65843,40	2335,13	14336,57	2335,13	2335,13
2027	6094,10	12193,39	51,61	2792,25	17467,25	2792,25	17467,25	5021,84	86192,07	86192,07	2792,25	17467,25	2792,25	2792,25
2028	6711,62	14413,73	66,69	3337,81	21279,24	3337,81	21279,24	5034,54	112919,38	112919,38	3337,81	21279,24	3337,81	3337,81
2029	7388,43	17048,61	86,22	3988,93	25920,80	3988,93	25920,80	5046,43	148024,84	148024,84	3988,93	25920,80	3988,93	3988,93
2030	8130,24	20175,41	111,50	4766,03	31572,49	4766,03	31572,49	5057,60	194134,71	194134,71	4766,03	31572,49	4766,03	4766,03
2031	8943,28	23885,98	144,24	5693,49	38454,11	5693,49	38454,11	5068,13	254698,52	254698,52	5693,49	38454,11	5693,49	5693,49
2032	9834,38	28289,32	186,61	6800,40	46833,34	6800,40	46833,34	5078,08	334247,11	334247,11	6800,40	46833,34	6800,40	6800,40
2033	10811,06	33514,75	241,47	8121,49	57036,09	8121,49	57036,09	5087,53	438731,58	438731,58	8121,49	57036,09	8121,49	8121,49

Tabla A - 12: Tiempo de construcción (T_e) [años].

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial	Industrial
Petróleo					1
Naftas	1				
Gas Oíl		1			
Fuel Oíl			2		
Gas Natural	1		2	2	
Biodiesel		2			
Bioetanol (Caña)	2				
Bioetanol (Maíz)	2				
Eólica			5		
Solar				1	
Hidráulica			2		
Nuclear			5		

Tabla A - 13: Generación de GEI ($GGEI$) [TCO_2 /año].

	Transporte Liviano	Transporte Diesel	Energía Eléctrica	Consumo Residencial
2013	31495540,96	30123185,98	80249,80	9167687,61
2014	32979949,49	30149614,80	83972,27	9468428,22
2015	34464358,01	30176043,62	87694,75	9769168,82
2016	35948766,54	30202472,44	91417,22	10069909,43
2017	37433175,06	30228901,26	95139,70	10370650,04
2018	38917583,59	30255330,08	98862,18	10671390,65
2019	40401992,11	30281758,90	102584,65	10972131,26
2020	41886400,64	30308187,72	106307,13	11272871,87
2021	43370809,16	30334616,54	110029,61	11573612,48
2022	44855217,69	30361045,36	113752,08	11874353,08
2023	46339626,21	30387474,18	117474,56	12175093,69
2024	47824034,74	30413903,00	121197,03	12475834,30
2025	49308443,26	30440331,82	124919,51	12776574,91
2026	50792851,79	30466760,64	128641,99	13077315,52
2027	52277260,31	30493189,46	132364,46	13378056,13
2028	53761668,84	30519618,28	136086,94	13678796,74
2029	55246077,36	30546047,10	139809,42	13979537,34
2030	56730485,89	30572475,92	143531,89	14280277,95
2031	58214894,41	30598904,74	147254,37	14581018,56
2032	59699302,94	30625333,56	150976,84	14881759,17
2033	61183711,46	30651762,38	154699,32	15182499,78

Unidades.

Tabla A - 14: Unidades de variables y parámetros.

<i>i</i>	<i>CD</i>	<i>q</i>	<i>x</i>
Petróleo	m ³	m ³	m ³ /hr
Naftas	m ³	m ³	m ³ /hr
Gas oíl	m ³	m ³	m ³ /hr
Fuel oíl	m ³	m ³	m ³ /hr
Gas Natural	m ³	m ³	m ³ /hr
Biodiesel	m ³ /hr	m ³	m ³ /hr
Bioetanol	m ³ /hr	m ³	m ³ /hr
Eólico	MW	MWh	MW
Solar	m ³ de gas/hr	m ³ de gas	m ³ de gas/hr
Hidráulico	MW	MWh	MW
Nuclear	Ton Uranio	Ton Uranio	Ton Uranio/hr

Tabla A - 15: Unidades de variables y parámetros asociados a los mercados.

<i>i</i>	<i>k</i>	<i>Cap</i>	<i>ICap</i>	<i>f</i>	<i>Cl</i>
Petróleo	Industrial	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Nafta	Transporte Liviano	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Gas oíl	Transporte Pesado	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Fuel oíl	Energía eléctrica	MW	MW	MWh/ m ³	\$/MW
Fuel oíl	Industria	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Gas Natural	Transporte	m ³ /hr	m ³ /hr	m ³ nafta/ m ³ gas	\$/ m ³ /h
Gas Natural	Energía eléctrica	MW	MW	MWh/ m ³	\$/MW
Gas Natural	Consumo residencial	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Gas Natural	Industrial	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Biodiesel	Transporte Pesado	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Bioetanol	Transporte Liviano	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Eólico	Energía eléctrica	MW	MW	1	\$/MW
Solar	Consumo residencial	m ³ /hr	m ³ /hr	1	\$/ m ³ /h
Hidráulico	Energía eléctrica	MW	MW	1	\$/MW
Nuclear	Energía eléctrica	MW	MW	MWh/Ton Uranio	\$/MW

Apéndice B: Nomenclatura

Sets:

i: Fuentes de Energía

P - Petróleo

Nf - Naftas

GO - Diesel Oíl

FO - Fuel Oíl

GN - Gas Natural

BD - Biodiesel

BE - Bioetanol de Caña de Azúcar

EC - Bioetanol de Maíz

WP - Energía eólica

SP - Energía Solar

HP - Energía Hidráulica

k: Tipos de Mercados

TN - Transporte: motores nafteros o Transporte liviano.

TD - Transporte: motores diesel o Transporte pesado.

EE - Energía eléctrica

CR - Demanda Residencial

In - Demanda Industrial

t: Periodos de tiempo

r: Intervalos de Capacidad

s: Escenarios en el modelo two stage

$Markets_{i,k}$: Conjunto que indica los tipo de fuentes de energía i que satisfacen los mercados k .

$Distillates_i$: Conjunto que vincula las fuentes de energía secundaria que se obtienen del procesamiento del petróleo (Nf, GO, FO)

NR : Conjunto de fuentes i no renovables

NFO : Conjunto de fuentes i que no son fósiles (BD, BE)

g : regiones.

m : módulos de la planta de bioetanol.

j : intervalo de capacidad de los módulos.

Parámetros:

$Fraction_i$: Proporción de combustibles i obtenidos de la destilación de petróleo crudo.

$PD_{i,k}$: Cantidad producida de cada fuente i para cada mercado k para la matriz inicial

$TCap_l$: Capacidad del transporte l .

$Cap0_{i,k}$: Capacidad inicial instalada de las plantas que procesan la fuente i para el mercado k

$Cm_{r,i,k}$: Costo de inversión para el incremento de la capacidad de planta que procese la fuente i para el mercado k , en el intervalo de capacidad r

$CSm_{r,i,k}$: Costo de puesta en marcha de una planta que procese la fuente i para el mercado k en el intervalo de capacidad r

Bv_t : Costo del bono de Carbono, se emplea como factor de penalidad a las emisiones de GEI en el periodo t

$\alpha St_{s,t}$: Costo fijo de la instalación de almacenamiento s en el periodo t .

$\alpha Pr_{j,m}$: Costo fijo de la instalación de un modulo m de capacidad perteneciente al intervalo j .

$CO_{i,k,t}$: Costo operativo de la emplear la fuente i para satisfacer el mercado k en el periodo t

$USC_{i,s,t}$: Costo unitario de almacenamiento del producto i , empleando la tecnología de almacenamiento s en el periodo t .

AC_i : Costo unitario de ampliación de la capacidad de instalación de las fuentes de biomasa i .

$TC_{l,t}$: Costo unitario de inversión en el medio de transporte l en el periodo t .

UPC_t : Costo unitario de producción para el periodo t .

$\beta St_{s,t}$: Costo variable de la instalación de almacenamiento s en el periodo t .

$\beta Pr_{j,m}$: Costo variable de la instalación de un modulo m de capacidad perteneciente al intervalo j .

$D_{k,t}$: Demanda Estimada para el mercado k en el periodo t

$NewR_{i,s}$: Disponibilidad de las nuevas reservas de los recursos no renovables i en el escenario s

$NewR_i$: Disponibilidad de las nuevas reservas para fuentes no renovables i

$CD_{i,s}$: Disponibilidad de los recursos i en el escenario s

CD_i : Disponibilidad del recurso i

atl_l : Disponibilidad del transporte l .

$DT_{g,ga}$: distancia de la región g a la región ga .

$f_{i,k}^{GEI}$: Factor de emisión de GEI para cada fuente i procesada en la industria correspondiente a un mercado k

$f_{i,k}$: Factor de rendimiento y conversión de unidades de una planta que procesa la fuente i para el mercado k

ρ_i : Factores de producción unitarios de i por kg de etanol.

T_F : Final del horizonte de estudio

hr : Horas de operación anual

$Imax_{r,i,k}$: Incremento de la capacidad productiva en las industrias que procesen la fuente i para el mercado k , en el intervalo de capacidad r

$BioD$: Máximo porcentaje admisible de biodiesel vegetal en mezclas de biodiesel

$BioNF$: Máximo porcentaje admisible de bioetanol en mezclas de alconaftas

TCr : Plazo de pago de los créditos.

$PD_{i,k}$: Porcentaje de participación de la fuente i en la satisfacción de la demanda del mercado k al inicio del horizonte de estudio.

$PCred$: Porcentaje del costo de inversión que se financia.

α_{dep} : Porcentaje depreciable de una inversión realizada, de acuerdo a la legislación argentina tiene un valor de 80%

$P_{i,k,t}$: Precio de venta de la fuente de energía i al mercado k en el periodo t .

$PS_{i,g,t}$: Precio de venta unitario del producto i , en la región g en el periodo t .

θ : Tasa de actualización.

NT : Tasa de impuesto

TI : Tasa de interés

$TCred$: Tasa de interés del crédito.

φ : Tasa impositiva.

LDT : Tiempo de carga y descarga.

$T_{i,k}$: Tiempo de edificación de las estructuras civiles para que de inicio la producción de planta que procesa la fuente i para el mercado k

$TVU_{i,k}$: Tiempo de vida útil de las instalaciones de las instalaciones que procesan la fuente i para el mercado k

FT : Tiempo de vida útil de las plantas de bioetanol

$GGEI_{k,t}$: Toneladas de CO₂ emitidas para satisfacer la demanda del mercado k en el periodo t considerando la matriz inicial

sv : Valor de salvamento.

SR_l : Velocidad promedio del transporte l .

Variables:

$CSF_{i,k,t}$: Flujo de caja de la actividad de procesar la fuente i para el mercado k en el periodo t

EI_b : Impacto ambiental de la categoría de daño b .

$IMP_{i,k,t}$: Impuestos que se debe pagar por la actividad de procesar la fuente i para el mercado k en el periodo t

VAN : Valor Actual Neto o Valor Presente Neto.

NPV : Valor presente neto

VARIABLES POSITIVAS:

AA_i : Área de cultivo adicional requerida para la fuente i NFO

$ST_{i,s,g,t}$: Cantidad almacenada de i en el almacenamiento s , en la región g en el periodo t .

$STN_{i,g,t}$: Cantidad almacenada del producto i en la región g en el periodo t .

$PT_{i,g,t}$: Cantidad de i producida en la región g en el periodo t .

$RD_{i,t}$: Cantidad disponible de las reservas de la fuente i en el periodo t

$RD_{i,t,s}$: Cantidad disponible de las reservas de la fuente i en el periodo t y escenario s

$Q_{i,l,g,ga,t}$: Cantidad transportada del producto i , empleando el transporte l desde la región g hacia la región ga en el periodo t .

$PTS_{i,g,t}$: Cantidades vendidas del producto i en la región g en el periodo t .

$Cap_{i,k,t}$: Capacidad acumulada para las plantas que procesan la fuente i para satisfacer el mercado k en el periodo t

$SCapE_{s,g,t}$: Capacidad de almacenamiento del tipo s , en la región g , en el periodo t .

$PCapE_{g,t}$: Capacidad de instalación de la planta de producción de bioetanol en la región g al periodo t .

$PCapEm_{m,g,t}$: Capacidad de instalación del modulo m en la región g en el periodo t .

$Consump_{i,g,t}$: Consumo de los insumos/productos i en el periodo t .

$CA_{i,k,t,t'}$: Costo de depreciación que corresponde al periodo t , de una inversión realizada en el periodo t' para la fuente i , y el mercado k

$CI_{m,g,t}$: Costo de inversión del modulo m en la región g en el periodo t .

FCI_t : Costo de inversión para las plantas, para el almacenamiento y la adquisición del transporte en el periodo t .

$CS_{i,k,t}$: Costo de puesta en marcha de una planta que procesa la fuente i para el mercado k en el periodo t

SC_t : Costos de compra de insumos en el periodo t .

SC_i : Costos de los insumos i (maíz, rastrojo, gas natural y electricidad) en el período t .

TOC_t : Costos de transporte en el periodo t .

FC_t : Costos del combustible en el periodo t .

GC_t : Costos generales para cada período t

POC_t : Costos operativos en el periodo t .

$Cred_{t_0,t}$: Cuotas de crédito de a pagar en el periodo t por la inversión realizada en t_0 .

$UD_{k,t,s}$: Demanda insatisfecha para el mercado k en el periodo t y escenario s

DP_t : Depreciación en el periodo t .

$X^{GEI}_{k,t}$: Emisión de gases de efecto invernadero a causa de la actividad que se requirió para satisfacer la demanda en el mercado k en el periodo t (en toneladas de CO₂)

$X^{GEI}_{k,t,s}$: Emisión de gases de efecto invernadero a causa de la actividad que se requirió para satisfacer la demanda en el mercado k en el periodo t y escenario s (en toneladas de CO₂)

$x_{i,k,t}^{EP}$: Energía primaria i que se puede exportar para emplearse en el mercado k en el periodo t

$x_{i,k,t}^{ES}$: Energía secundaria i que se puede exportar para emplearse en el mercado k en el periodo t

Fn_b : Factor de normalización de la categoría de daño b .

CF_t : Flujo de caja para el periodo t .

$x_{i,k,t}$: Flujo de la fuente i al mercado k en el periodo t

$x_{i,k,t,s}$: Flujo de la fuente i al mercado k en el periodo t y escenario s

$ICap_{i,k,t}$: Incremento de la capacidad de las nuevas inversiones en la fuente i para el mercado k en el periodo t

NE_t : Ingreso neto en el periodo t .

INC_t : Ingresos por ventas en el periodo t .

$CI_{i,k,t}$: Inversiones realizadas para la fuente i y el mercado k en el periodo t

MC_t : Mantenimiento para cada período t

DP_t : Monto depreciado en el periodo t .

$NS_{s,g,t}$: Número de almacenamientos a instalar del tipo s , en la región g , en el periodo t .

$NTE_{l,t}$: Número de unidades de transporte l adquiridas en el periodo t

$NT_{l,t}$: Número de unidades de transporte l utilizadas en el periodo t .

$RP_{i,t}$: Precio de los insumos i

$PE_{i,g,t}$: Producción de i , en la región g en el periodo t .

LC_t : Salario del conductor para cada período t

$G^{GEI}_{k,t,s}$: Toneladas de CO₂ emitidas para satisfacer la demanda del mercado k en el periodo t y escenario s considerando la matriz inicial y descontando la demanda insatisfecha

$y_{r,i,k,t}$: Variable binaria que decide el intervalo de incremento de la capacidad r en la fuente i para el mercado k en el periodo t

$w_{i,k,t}$: Variable binaria que decide la realización o no de las inversiones en la fuente i para el mercado k en el periodo t

$z_{m,g,t}$: Variable booleana para la toma de decisión en cuanto a la instalación del modulo m , en la región g en el periodo t .

$Y_{j,m,g,t}$: Variable booleana para la toma de decisión sobre el intervalo de capacidad j asignado al modulo m en la región g en el periodo t .

Bibliografía

- [1] The International Energy Agency, «Energy sustainability and tracking clean energy - IEA, Energy sustainability and tracking clean energy - IEA». [En línea]. Disponible en: <http://www.iea.org/etp/tracking/>. [Accedido: 21-jul-2014].
- [2] «IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change». [En línea]. Disponible en: <http://www.ipcc.ch/index.htm>. [Accedido: 10-nov-2014].
- [3] R. Wüstenhagen y E. Menichetti, «Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research», *Energy Policy*, vol. 40, pp. 1-10, ene. 2012.
- [4] World Energy Council, «WEC: 1995 survey of energy resources», <http://www.worldenergy.org/publications/>, 1995.
- [5] World Energy Council, «WEC: 2013 survey of energy resources», <http://www.worldenergy.org/publications/>, 2013.
- [6] Alexis Caporal, «Libro - El Futuro De La Energia», *Instituto Baikal*. .
- [7] «Energy economics | About BP | BP Global». [En línea]. Disponible en: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics.html>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [8] S. of P. Engineers, «Petroleum Resources Management System», *Petroleum Reserves & Resources Definitions*. [En línea]. Disponible en: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf.
- [9] T. Priest, «Hubbert's Peak: The Great Debate over the End of Oil», *Historical Studies in the Natural Sciences*, n.º 1, p. 37, 2014.
- [10] A. Verbruggen y M. Al Marchohi, «Views on peak oil and its relation to climate change policy», *Energy Policy*, vol. 38, n.º 10, pp. 5572-5581, oct. 2010.
- [11] R. Basrur y K. S. L. Collin, *Nuclear Power and Energy Security in Asia*. Routledge, 2012.
- [12] S. Panwar, D. K. Agrawal, G. C. S. Negi, K. S. Kanwal, V. Sharma, M. S. Lodhi, J. Singh, y V. Bhatt, «Impact assessment of a hydroelectric project on the flora in the Western Himalayan region based on vegetation analysis and socio-economic studies», *J. Environ. Plan. Manag.*, vol. 53, n.º 7, pp. 907-923, oct. 2010.
- [13] «Hastings Hydrokinetic Project - Hydro Green Energy». [En línea]. Disponible en: <http://hgenergy.com/index.php/projects/hastings-project/>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [14] «INVAP - INVAP». [En línea]. Disponible en: <http://www.invap.com.ar/>. [Accedido: 25-ago-2014].
- [15] bp P.L.C., «Statistical Review of World Energy 2014», *Statistical Review of World Energy 2014*, 24-jul-2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- [16] «IV Seminario Estratégico 2008 | Society of Petroleum Engineers». .
- [17] Secretaría de Energía, «Balances Energéticos». [En línea]. Disponible en: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>. [Accedido: 05-ago-2014].

- [18] Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina, «Publicaciones MEMNet», *Publicaciones MEMNet*. [En línea]. Disponible en: [http://memnet2.cammesa.com/infopub.nsf/navegadores/\\$first?open](http://memnet2.cammesa.com/infopub.nsf/navegadores/$first?open).
- [19] Tecnología de la Información-Secretaría de Energía, «Secretaría de Energía - República Argentina». [En línea]. Disponible en: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2576>. [Accedido: 22-jul-2013].
- [20] INDEC, «Instituto Nacional de Estadística y Censos», *INDEC - Argentina*. [En línea]. Disponible en: <http://www.indec.mecon.ar/>.
- [21] A. Molina-Garcia, I. Munoz-Benavente, A. Hansen, y E. Gomez-Lazaro, «Demand-Side Contribution to Primary Frequency Control With Wind Farm Auxiliary Control», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n.º 5, pp. 2391-2399, sep. 2014.
- [22] A. Leon y J. . Solsona, «Power Oscillation Damping Improvement by Adding Multiple Wind Farms to Wide-Area Coordinating Controls», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n.º 3, pp. 1356-1364, may 2014.
- [23] C. Li, P. Zhan, J. Wen, M. Yao, N. Li, y W.-J. Lee, «Offshore Wind Farm Integration and Frequency Support Control Utilizing Hybrid Multiterminal HVDC Transmission», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, n.º 4, pp. 2788-2797, jul. 2014.
- [24] CADER, «Cámara Argentina de Energía Renovable — CADER». [En línea]. Disponible en: <http://www.cader.org.ar/>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [25] J. I. Andreotti, «Consultor de Telecomunicaciones y Electricidad (CTE): PARQUE EÓLICO ARAUCO-S.A.P.E.M. - LA RIOJA, ARGENTINA», *Consultor de Telecomunicaciones y Electricidad (CTE)*, 17-sep-2012. .
- [26] NextFuel, «Capacidad instalada de biodiesel en Argentina». .
- [27] CADER, «La industria argentina de etanol es una realidad». [En línea]. Disponible en: <http://www.cader.org.ar/newsletter/la-industria-argentina-de-etanol-es-una-realidad.htm>. [Accedido: 21-ago-2014].
- [28] MAIZAR, «M A I Z A R». [En línea]. Disponible en: <http://www.maizar.org.ar/etanol.php>. [Accedido: 21-ago-2014].
- [29] INTI, «INTI». [En línea]. Disponible en: <http://www.inti.gov.ar/renova/erSO/er25.php>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [30] «ENARSA Energia - Energia Solar». [En línea]. Disponible en: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/energiasrenovables/387-energia-solar>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [31] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, y M. Leahy, «A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems», *Appl. Energy*, vol. 87, n.º 4, pp. 1059-1082, abr. 2010.
- [32] «EnergyPLAN | Advanced energy systems analysis computer model». .
- [33] C. Schlentzig, «Energy planning and environmental management with the information and decision support system MESAP», *Int J Glob. Energy Issues*, vol. 12, n.º 1/2/3/4/5/6, pp. 81-91, 1999.
- [34] «Seven2one: Mesap». [En línea]. Disponible en: <http://www.seven2one.de/de/technologie/mesap.html>. [Accedido: 30-ene-2015].

- [35] W. Krewitt, S. Simon, W. Graus, S. Teske, A. Zervos, y O. Schäfer, «The 2 °C scenario—A sustainable world energy perspective», *Energy Policy*, vol. 35, n.º 10, pp. 4969-4980, oct. 2007.
- [36] F. Al-Mansour, S. Merse, y M. Tomsic, «Comparison of energy efficiency strategies in the industrial sector of Slovenia», *Energy*, vol. 28, n.º 5, pp. 421-440, abr. 2003.
- [37] «Energy Rich Japan». [En línea]. Disponible en: <http://www.energyrichjapan.info/en/welcome.html>. [Accedido: 30-ene-2015].
- [38] S. Peter, A. Doleschek, H. Lehmann, J. Mirales, J. Puig, J. Corominas, y M. Garcia, «A Pathway to a 100% Renewable Energy System for Catalonia», *Solar Catalonia*, p. 80.
- [39] Lehmann, H, Kruska, M., Ichiro, D., Ohbayashi, M., Takase, K., Tetsunari, I., Evans, G., Herbergs, S., Mallon, K., y Aßman, D., «Energy Rich Japan - Download». [En línea]. Disponible en: <http://www.energyrichjapan.info/en/download.html>. [Accedido: 30-ene-2015].
- [40] I. E. Grossmann y J. Santibanez, «Applications of mixed-integer linear programming in process synthesis», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 4, n.º 4, pp. 205-214, 1980.
- [41] J. Kallrath, *Modeling Languages in Mathematical Optimization*. Springer Science & Business Media, 2004.
- [42] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, y M. Leahy, «The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland», *Appl. Energy*, vol. 88, pp. 502-507.
- [43] G. Krajačić, N. Duić, Z. Zmijarević, B. V. Mathiesen, A. A. Vučinić, y M. da Graça Carvalho, «Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction», *Appl. Therm. Eng.*, vol. 31, n.º 13, pp. 2073-2083, sep. 2011.
- [44] B. Čosić, G. Krajačić, y N. Duić, «A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia», *Energy*, vol. 48, n.º 1, pp. 80-87, dic. 2012.
- [45] H. Lund y B. V. Mathiesen, «Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050», *Energy*, vol. 34, n.º 5, pp. 524-531, may 2009.
- [46] I. G. Mason, S. C. Page, y A. G. Williamson, «A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources», *Energy Policy*, vol. 38, n.º 8, pp. 3973-3984, ago. 2010.
- [47] F. X. Aguilar y Z. Cai, «Exploratory analysis of prospects for renewable energy private investment in the U.S.», *Energy Econ.*, vol. 32, n.º 6, pp. 1245-1252, nov. 2010.
- [48] S. Fazlollahi, P. Mandel, G. Becker, y F. Maréchal, «Methods for multi-objective investment and operating optimization of complex energy systems», *Energy*, vol. 45, n.º 1, pp. 12-22, sep. 2012.
- [49] C. Weber, F. Marechal, y D. Favrat, «Design and Optimization of District Energy Systems», *Comput. AIDED Chem. Eng.*, n.º 24, pp. 1127-1132, 2007.

- [50] F. Careri, C. Genesi, P. Marannino, M. Montagna, S. Rossi, y I. Siviero, «Generation Expansion Planning in the Age of Green Economy», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, n.º 4, pp. 2214-2223, nov. 2011.
- [51] J. I. Muñoz, A. A. S. de la Nieta, J. Contreras, y J. L. Bernal-Agustín, «Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case», *Energy Policy*, vol. 37, pp. 5273-5284.
- [52] J. Ding y A. Somani, «A Long-Term Investment Planning Model for Mixed Energy Infrastructure Integrated with Renewable Energy», *2010 IEEE Green Technol. Conf.*, p. 1, ene. 2010.
- [53] F. Andersen, F. Iturmendi, S. Espinosa, y M.S. Diaz, «Optimal design and planning of biodiesel supply chain with land competition», *Comput. And Chem. Eng.*, vol. 47, pp. 170–182, 2012.
- [54] F. D. Mele, M. R. Hernández, y A. Bandoni, «Optimal Strategic Planning of the Bioethanol Industry Supply Chain with Environmental Considerations», presentado en Foundations On Computer-Aided Process Operations (FOCAPO 2008), Cambridge, EEUU, 2008.
- [55] I. Ridjan, B. V. Mathiesen, D. Connolly, y N. Duić, «The feasibility of synthetic fuels in renewable energy systems», *Energy*, vol. 57, pp. 76-84, ago. 2013.
- [56] M. B. Charles, H. To, P. Gillett, T. von der Heide, y R. Kivits, «Transport energy futures: Exploring the geopolitical dimension», *Futures*, vol. 43, n.º 10, pp. 1142-1153, dic. 2011.
- [57] E. G. Lindfeldt, M. Saxe, M. Magnusson, y F. Mohseni, «Strategies for a road transport system based on renewable resources – The case of an import-independent Sweden in 2025», *Appl. Energy*, vol. 87, n.º 6, pp. 1836-1845, jun. 2010.
- [58] R. Agrawal, M. Offutt, y M. P. Ramage, «Hydrogen Economy - An Opportunity for Chemical Engineers?», *AICHE J.*, vol. 51, n.º 6, pp. 1582-1589, 2005.
- [59] D. de Carvalho Lopes, A. J. Steidle Neto, y P. A. R. Martins, «Economic simulation of biodiesel production: SIMB-E tool», *Energy Econ.*, vol. 33, n.º 6, pp. 1138-1145, nov. 2011.
- [60] M. Gassner y F. Maréchal, «Methodology for the optimal thermo-economic, multi-objective design of thermochemical fuel production from biomass», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 33, pp. 769-781.
- [61] C. Cicea, C. Marinescu, I. Popa, y C. Dobrin, «Environmental efficiency of investments in renewable energy: Comparative analysis at macroeconomic level», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 555-564, feb. 2014.
- [62] S. Giarola, A. Zamboni, y F. Bezzo, «Spatially explicit multi-objective optimisation for design and planning of hybrid first and second generation biorefineries», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 35, n.º 9, pp. 1782-1797, sep. 2011.
- [63] A. Bernardi, S. Giarola, y F. Bezzo, «A framework for water footprint optimisation in the bioethanol supply chain», *Comput. Aided Chem. Eng.*, vol. 31, pp. 1372-1376, ene. 2012.
- [64] A. Bernardi, S. Giarola, y F. Bezzo, «Spatially Explicit Multiobjective Optimization for the Strategic Design of First and Second Generation Biorefineries Including Carbon and Water Footprints», *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 52, n.º 22, pp. 7170-7180, jun. 2013.

- [65] D. Zhang, P. Liu, L. Ma, Z. Li, y W. Ni, «A multi-period modelling and optimization approach to the planning of China's power sector with consideration of carbon dioxide mitigation», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 37, pp. 227-247, ene. 2012.
- [66] R. C. Baliban, J. A. Elia, y C. A. Floudas, «Biomass and Natural Gas to Liquid Transportation Fuels: Process Synthesis, Global Optimization, and Topology Analysis», *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 52, n.º 9, pp. 3381-3406, mar. 2013.
- [67] D. Yue, F. You, y S. W. Snyder, «Biomass-to-bioenergy and biofuel supply chain optimization: Overview, key issues and challenges», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 66, pp. 36-56, jul. 2014.
- [68] A. Tang, N. Chiara, y J. E. Taylor, «Financing renewable energy infrastructure: Formulation, pricing and impact of a carbon revenue bond», *Energy Policy*, vol. 45, pp. 691-703, jun. 2012.
- [69] J. j. Siirola y T. f. Edgar, «Process energy systems: Control, economic, and sustainability objectives», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 47, pp. 134-144, dic. 2012.
- [70] N. V. Sahinidis, «Optimization under uncertainty: state-of-the-art and opportunities», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 28, pp. 971-983, ene. 2004.
- [71] S.-E. Fleten, K. m. Maribu, y I. Wangensteen, «Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty», *Energy*, vol. 32, pp. 803-815, ene. 2007.
- [72] Y. P. Cai, G. H. Huang, Z. F. Yang, y Q. Tan, «Identification of optimal strategies for energy management systems planning under multiple uncertainties», *Appl. Energy*, vol. 86, n.º 4, pp. 480-495, abr. 2009.
- [73] G. Guillen-Gosalbez y I. E. Grossmann, «Optimal design and planning of sustainable chemical supply chains under uncertainty», *AIChE J.*, vol. 55, n.º 1, pp. 99-121, 2009.
- [74] B. J. M. de Vries, D. P. van Vuuren, y M. M. Hoogwijk, «Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach», *Energy Policy*, vol. 35, n.º 4, pp. 2590-2610, abr. 2007.
- [75] R. Morales-Rodriguez, A. S. Meyer, K. V. Gernaey, y G. Sin, «A framework for model-based optimization of bioprocesses under uncertainty: Lignocellulosic ethanol production case», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 42, pp. 115-129, jul. 2012.
- [76] B. Tarhan, I. E. Grossmann, y V. Goel, «Stochastic Programming Approach for the Planning of Offshore Oil or Gas Field Infrastructure under Decision-Dependent Uncertainty», *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 48, n.º 6, pp. 3078-3097, mar. 2009.
- [77] «Argentinarenovables.org». [En línea]. Disponible en: <http://www.argentinarenovables.org/mapas.php>. [Accedido: 05-ago-2011].
- [78] «INVAP - Turbina hidrocínética». [En línea]. Disponible en: <http://www.invap.com.ar/area-industrial/proyectos/turbina-hidrocinetica.html>. [Accedido: 17-sep-2014].
- [79] Teresa Pandolfo, «Proponen generar electricidad con turbinas hidrocínéticas», *El Litoral*. [En línea]. Disponible en:

- <http://www.ellitoral.com/index.php/diarios/2010/10/03/politica/POLI-02.html>. [Accedido: 17-sep-2014].
- [80] INTA, «INTA». [En línea]. Disponible en: <http://inta.gob.ar>. [Accedido: 17-jul-2014].
- [81] J. A. Hilbert, R. Sbarra, y M. López Amorós, «Producción de biodiesel a partir de aceite de soja. Contexto y evolución reciente». [En línea]. Disponible en: <http://inta.gob.ar/documentos/produccion-de-biodiesel-a-partir-de-aceite-de-soja.-contexto-y-evolucion-reciente-1>. [Accedido: 17-sep-2014].
- [82] «CAMARA ARGENTINA DE BIOCOMBUSTIBLES». [En línea]. Disponible en: <http://www.carbio.com.ar/es/?con=biblioteca>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [83] «CNEA». [En línea]. Disponible en: <http://www2.cnea.gov.ar/proyectos/carem/index.php>. [Accedido: 17-sep-2014].
- [84] «Estadísticas - IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas». [En línea]. Disponible en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/sectores/estadisticas/productos/listados/listado_todos_los_productos.htm. [Accedido: 17-sep-2014].
- [85] T. de la I.-S. de Energía, «Secretaría de Energía - República Argentina». [En línea]. Disponible en: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3300>. [Accedido: 26-ago-2014].
- [86] «INDEC: INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA». [En línea]. Disponible en: <http://www.indec.mecon.ar/>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [87] A. Vecchiatti, S. Lee, y I. E. Grossmann, «Modeling of discrete/continuous optimization problems: characterization and formulation of disjunctions and their relaxations», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 27, n.º 3, pp. 433-448, mar. 2003.
- [88] A. Vecchiatti y I. E. Grossmann, «Modeling issues and implementation of language for disjunctive programming», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 24, n.º 9-10, pp. 2143-2155, oct. 2000.
- [89] J. M. Montagna y A. R. Vecchiatti, «Retrofit of multiproduct batch plants through generalized disjunctive programming», *Math. Comput. Model.*, vol. 38, n.º 5-6, pp. 465-479, sep. 2003.
- [90] J. M. Montagna, O. A. Iribarren, y A. R. Vecchiatti, «Synthesis of Biotechnological Processes Using Generalized Disjunctive Programming», *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 43, n.º 15, pp. 4220-4232, jul. 2004.
- [91] J. P. Ruiz, J.-H. Jagla, I. E. Grossmann, A. Meeraus, y A. Vecchiatti, «Generalized Disjunctive Programming: Solution Strategies», *Algebr. Model. Syst.*, p. 57, ene. 2012.
- [92] IAPG, «: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas :»: [En línea]. Disponible en: <http://www.iapg.org.ar/sectores/estadisticas/productos/listados/Suplemento.htm>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [93] E. M. G. Romero y V. R. Hernández, *Energía Nuclear*. Editorial CSIC - CSIC Press, 2010.
- [94] E. Balas, «Disjunctive Programming and a Hierarchy of Relaxations for Discrete Optimization Problems», 1983.

- [95] R. Castiñeira, «Presente y Futuro del Gas en la Argentina», Econométrica S.A. Economic research and forecasts, Febrero 2012.
- [96] Tecnología de la Información-Secretaría de Energía, «Secretaría de Energía - República Argentina». [En línea]. Disponible en: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=1582>. [Accedido: 05-ago-2014].
- [97] G. Finnveden, M. Nilsson, J. Johansson, Å. Persson, Å. Moberg, y T. Carlsson, «Strategic environmental assessment methodologies—applications within the energy sector», *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 23, n.º 1, pp. 91-123, ene. 2003.
- [98] F. Menten, B. Chèze, L. Patouillard, y F. Bouvart, «A review of LCA greenhouse gas emissions results for advanced biofuels: The use of meta-regression analysis», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 108-134, oct. 2013.
- [99] H. von Blottnitz y M. A. Curran, «A review of assessments conducted on bio-ethanol as a transportation fuel from a net energy, greenhouse gas, and environmental life cycle perspective», *J. Clean. Prod.*, vol. 15, n.º 7, pp. 607-619, 2007.
- [100] M. M. Acreche y A. H. Valeiro, «Greenhouse gasses emissions and energy balances of a non-vertically integrated sugar and ethanol supply chain: A case study in Argentina», *Energy*, vol. 54, pp. 146-154, jun. 2013.
- [101] S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara, y K. Tanabe, Eds., «2006 IPCC guidelines for National Greenhouse Gas Inventories».
- [102] Y. Seo y S.-M. Kim, «Estimation of greenhouse gas emissions from road traffic: A case study in Korea», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 28, pp. 777-787, dic. 2013.
- [103] V. Pareto, A. Montesano, A. Zanni, L. Bruni, J. S. Chipman, y M. McLure, *Manual of Political Economy: A Critical and Variorum Edition*. New York: Kelley Publishers, 1971.
- [104] H. Ren, W. Zhou, K. Nakagami, W. Gao, y Q. Wu, «Multi-objective optimization for the operation of distributed energy systems considering economic and environmental aspects», *Appl. Energy*, vol. 87, n.º 12, pp. 3642-3651, dic. 2010.
- [105] V. Ş. Ediger, S. Akar, y B. Uğurlu, «Forecasting production of fossil fuel sources in Turkey using a comparative regression and ARIMA model», *Energy Policy*, vol. 34, n.º 18, pp. 3836-3846, dic. 2006.
- [106] S. Shafiee y E. Topal, «When will fossil fuel reserves be diminished?», *Energy Policy*, vol. 37, n.º 1, pp. 181-189, ene. 2009.
- [107] S. Shafiee y E. Topal, «A long-term view of worldwide fossil fuel prices», *Appl. Energy*, vol. 87, n.º 3, pp. 988-1000, mar. 2010.
- [108] J. Wang y G. Rong, «Robust Optimization Model for Crude Oil Scheduling under Uncertainty», *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 49, n.º 4, pp. 1737-1748, feb. 2010.
- [109] T. R. Brown y M. M. Wright, «Techno-economic impacts of shale gas on cellulosic biofuel pathways», *Fuel*, vol. 117, Part B, pp. 989-995, ene. 2014.
- [110] V. W. Weekman, «Gazing into an Energy Crystal Ball: By mid-century, new energy sources could be integrated into the existing chemical-conversion infrastructure, but additional research is needed to fine-tune the

- technologies and improve efficiencies and economics», *Chem. Eng. Prog.*, vol. 106, n.º 6, pp. 23-27, 2010.
- [111] R. Shinnar y F. Citro, «A Road Map to U.S. Decarbonization», *Science*, vol. 313, n.º 5791, pp. 1243-1244, ene. 2006.
- [112] H.-M. Henning y A. Palzer, «A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 1003-1018, feb. 2014.
- [113] A. Gupta y C. D. Maranas, «Managing demand uncertainty in supply chain planning», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 27, pp. 1219-1227, ene. 2003.
- [114] K. Al-Qahtani y A. Elkamel, «Robust planning of multisite refinery networks: Optimization under uncertainty», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 34, pp. 985-995, ene. 2010.
- [115] H.-J. Zimmermann, «Description and Optimization of Fuzzy Systems», *Int. J. Gen. Syst.*, vol. 2, n.º 4, p. 209, ene. 1976.
- [116] A. Baykasoğlu y T. Göçken, «A review and classification of fuzzy mathematical programs», *J. Intell. Fuzzy Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 205-229, jun. 2008.
- [117] M. Díaz-Madroñero, D. Peidro, J. Mula, y F. J. Ferriols, «Enfoques de programación matemática fuzzy multiobjetivo para la planificación operativa del transporte en una cadena de suministro del sector del automóvil // Fuzzy Multiobjective Mathematical Programming Approaches for Operational Transport Planning in an Automobile Supply Chain», *Rev. Métod. Cuantitativos Para Econ. Empresa*, n.º 1, p. 44, 2010.
- [118] P. A. Thakre, D. S. Shelar, y S. P. Thakre, «Solving Fuzzy Linear Programming Problem as Multi Objective Linear Programming Problem», *Lect. Notes Eng. Comput. Sci.*, n.º 1, p. 1209, 2009.
- [119] D. Peidro, J. Mula, R. Poler, y J.-L. Verdegay, «Fuzzy optimization for supply chain planning under supply, demand and process uncertainties», *Fuzzy Sets Syst.*, vol. 160, pp. 2640-2657, ene. 2009.
- [120] J. Mula, D. Peidro, y R. Poler, «The effectiveness of a fuzzy mathematical programming approach for supply chain production planning with fuzzy demand», *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 128, n.º 1, pp. 136-143, nov. 2010.
- [121] C. Pieragostini, «Diseño y planificación óptimos de la producción de bioetanol a partir de maíz en Argentina incluyendo Análisis de Ciclo de Vida», Universidad Nacional del Litoral, Santa Fe, 2014.
- [122] Intelligen, Inc., *SuperPro Designer(R)*. 2013.
- [123] J. R. Kwiatkowski, A. J. McAloon, F. Taylor, y D. B. Johnston, «Modeling the process and costs of fuel ethanol production by the corn dry-grind process», *Ind. Crops Prod.*, vol. 23, n.º 3, pp. 288-296, may 2006.
- [124] A. Brooke, Kendrick D., Meeraus A., Raman R., y Rosenthal R., «GAMS A User's Guide», GAMS Development Corporation, Washington, DC, 1998.
- [125] «ReCiPe». [En línea]. Disponible en: <http://www.lcia-recipe.net/>. [Accedido: 11-feb-2015].
- [126] Secretaria de Energía de la República Argentina, «Secretaria de Energía de la República Argentina», 2011. [En línea]. Disponible en: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2576>.