

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA



Departamento de Ingeniería Eléctrica

**Planificación Energética en los Países en Vías de Desarrollo.
Caso de la República Democrática del Congo**

Tesis Doctoral

Autor: Bernard NDAYE NKANKA

**Directores: Dr. Elías Hurtado Pérez
Dr. Ángel Pérez-Navarro
Gómez**

Valencia, Enero de 2009

« El cultivador no es el único consumidor de su cosecha »

Refrán de Kasai/Congo.

Agradecimientos

En este momento en que me dispongo a finalizar mi tesis doctoral, desarrollada, en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia, es para mí un agradable deber agradecer a todos los que, de lejos o de cerca, de una u otra manera, han contribuido a esta obra.

Quería en primer lugar dar las gracias a mis Directores, **Dr. Elías Hurtado Pérez** y **Dr. Ángel Pérez-Navarro Gómez**, por su dedicación, sus consejos, su apoyo, su paciencia y la confianza que me han demostrado en la dirección de mi investigación.

Agradezco a todos los profesores del programa de Doctorado de Tecnología Energética, del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por su loable aportación durante la fase de docencia de nuestra formación doctoral.

Esta ocasión me permite agradecer de manera muy particular al Rector honorario de la Universidad Politécnica de Valencia, su Excelencia **D. Justo Nieto**, por su implicación personal en mi formación en la UPV.

De la misma manera, le doy las gracias al Señor **Enrique Ballester**, director de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño, por su apoyo a mi investigación siempre que lo necesité.

Quisiera también agradecer al Señor **Ahmed Ireq Jalal** de la Agencia Internacional de Energía Atómica, por los programas informáticos de los modelos de planificación energética y la documentación que me ha enviado de una forma totalmente desinteresada.

Agradezco a mis colaboradores del departamento, por su apoyo moral y su simpatía conmigo durante toda mi estancia entre ellos. Cito a **Xavier Nadal, Rubén Puche, Antonio Fayos, Francisco Rodríguez, José Cebellan, Rafael Vives, Jesús Marín Montesinos, Vicente Aucejo**.

Asimismo agradezco, a través del Señor **Alfonso García Ninet**, a toda la plantilla del Colegio Mayor universitario La Coma, por su simpatía conmigo y su apoyo durante todo el período en que formé parte de este colegio.

Agradezco al **Centro de Cooperación al Desarrollo** de la Universidad Politécnica de Valencia por su aportación inolvidable.

Aprecio, por su verdadero valor, la contribución moral de los amigos que he encontrado en Valencia, ya sea en la universidad, en el Colegio Mayor La Coma o cualquier otra Institución. Citaré a algunos en una lista realmente larga y no exhaustiva: **José Mónzo, Eva Caballer, Eduardo García, Ana GIMENO, Edurne Garcia, José Antonio, Tania Kerlova, Matias Djafalo y su familia (Ana, Honorine, Koko), Trinidad y su**

familia, Rosa Agulles Marí, Llanos Gómez Torres, Daniel Zerbo, Pilar, Paco, Luz Amparo, Maryory Villamizar, Reinaldo Arenas y todos los compañeros del Colegio Mayor La Coma. A todos ellos, gracias por su apoyo.

Agradezco de manera especial a **Kontin Marie Thérèse DANSOKO**, a **Irma Toribio MORALES**, a **Thérèse POUSSY** y al **Dr. Bovic KILUNDU**, por su aportación moral que jamás olvidaré.

Mis agradecimientos se dirigen igualmente a los profesores **André BANDEKALA**, del Instituto Superior de Técnicas Aplicadas de Kinshasa, **Grégoire BASUE BABU** y **Matthieu LIASA**, de la Universidad de Kinshasa, y al Ingeniero **André KABUE**, de la Comisión Nacional de Energía, por su aportación durante todo el periodo de mi trabajo de campo en Congo.

Agradezco a toda mi gran familia en Congo. No sé citar a todos aquí, pero recordad esto: *“El cultivador no es el único consumidor de su cosecha”*.

Agradezco a mi Madre **Thérèse MUNANGA**, a mi difunto Padre **Emery NKANKA** y a mi difunta Hermana **Victorine BIPENDU**, por todo lo que han hecho por mis estudios.

Finalmente, miles de agradecimientos a mi esposa **Jeannette NGALULA** por su amor, su apoyo, su paciencia, su fidelidad, su espíritu de sacrificio y por nuestros hijos **Olivier NKANKA NDAYE**, **Deborah TSHIBOLA NDAYE**, **Luc NTAMBUE NDAYE**, **Constant KABASELE NDAYE**, **Kaleb KUAMBA NDAYE** y **Benedict NDAYE**. Que disfrutéis a través de estas palabras la expresión de mi gratitud y mi afecto. Tenéis a través de esta tesis un ejemplo a seguir. Podréis decir que tenéis un padre que nunca os olvidará y con quien deberéis contar para guiaros en vuestra vida.

Abreviaciones

RDC: República Democrática del Congo

MAED: Model for Analysis of Energy Demand (Modelo de Análisis de la Demanda Energética)

AIEA: Agencia Internacional de Energía Atómica

IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)

CNE: Comisión Nacional de Energía

ONU: Organización de Naciones Unidas

PNUD: Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo

FMI: Fondo Monetario Internacional

BCC: Banco Central del Congo

BM: Banco Mundial

PIB: Producto Interior Bruto

PEAC: Pool Énergétique de l’Afrique Central

SAPP: Southern African Power Pool

UPDEA: Union de Producteurs et Distributeurs d’Électricité en Afrique

MARKAL: Market Allocation

EFOM-ENV: Energy Flow Optimisation Model-Environment

ENERPLAN: Energy planning

ENPEP: Energy and Power Evaluation Program

LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning

SIMPACTS: Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation

WASP: Wien Automatic System Planning Package

MESSAGE: Model for Energy Supply Strategy Alternative and their General Environmental Impacts

MESAP: Modular Energy System Analysis and Planning

RETscreen: Renewable Energy Technology screen

FINPLAN: Financial Analysis of Electric Sector Expansion Plans

BAU: Business As Usual

DER: Distributing Energy Resources

DEA: Diploma de Estudios Avanzados

UPV: Universidad Politécnica de Valencia

SNEL: Société Nationale d'Électricité

REGIDESO: Régie de Distribution d'Eau

MPR : Mouvement Populaire de la Révolution

EIC : État Indépendant du Congo

ABAKO : Association des Bakongo

GN : Gas Natural

GECAMINES : Générale des Carrières et des Mines

VAB: Valor Añadido Bruto

Resumen

En un contexto energético general, caracterizado por unas exigencias crecientes de naturaleza económica, social, ambiental y de la disponibilidad de recursos primarios, cada vez más reducidos, la principal preocupación de todos los países del mundo es la satisfacción de estas exigencias a largo plazo, pensando en las generaciones futuras. El campo científico que estudia estas exigencias y propone posibles soluciones a los responsables con poder de decisión, es "**la Planificación Energética**", una herramienta de análisis cuantificado de las directrices a seguir. Esta herramienta está basada en los modelos energéticos, siendo su aplicación diferente según el país en cuestión. Los modelos de prospectiva energética constituyen ayudas muy valiosas para realizar análisis cuantitativos de los escenarios energéticos alternativos a fin de orientar las opciones de política energética sostenible.

En esta tesis doctoral se ha fijado como objetivo explorar las posibilidades ofrecidas por los modelos de prospectiva energética para su aplicación al caso del sistema energético de la República Democrática del Congo, país africano en vías de desarrollo en el que la evolución económica, demográfica y social podría diferir de las tendencias actuales, necesitando una contribución significativa de la energía para lograr un desarrollo sostenible.

Bajo esta óptica, un primer modelo aplicado al sistema energético de la República Democrática del Congo ha sido el **MAED (Model for Analysis of Energy Demand)** de la Agencia Internacional de Energía Atómica. Las dificultades encontradas en la aplicación de este modelo, como son la insuficiente base de datos del sistema energético de la República Democrática del Congo, la inexistencia de módulos para la evaluación de los impactos medioambientales y el cálculo del coste económico de diversos escenarios energéticos alternativos planteados, nos han llevado a desarrollar, en el marco de esta tesis, otro modelo más apropiado a las realidades del país. Este modelo que hemos nombrado "**RDCONGO**", necesita datos posibles de encontrar en el país y contiene módulos muy importantes de cálculo económico de diferentes escenarios energéticos alternativos desarrollados. Asimismo, dispone de posibilidades de cálculo de emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero. Los resultados del escenario BAU (Business As Usual) desarrollado dentro de "**RDCONGO**" en la tesis, demuestran que la prospectiva energética del Congo no es ni aceptable ni sostenible. Para ello, se han desarrollado otros escenarios energéticos alternativos y, en función de los resultados obtenidos, las orientaciones de las opciones de política energética sostenible presentadas para la República Democrática del Congo.

Por otra parte, la flexibilidad del modelo sugerido permite su aplicación y su adaptación a cualquier otro sistema energético de países similares a la República Democrática del Congo.

Abstract

In the present general energy context, with ever-increasing economic, social and environmental demands and with fewer primary resources available, the principal worry of most countries is ensuring the long term supply for future generations. The scientific field that studies these requirements and suggests possible solutions to those responsible for the decisions is known as “**Energy Planning**”. This tool, which involves quantification analysis of the possible directives, is based on energy models and its application can be varied according to the country in question. Prospective energy models are valuable aids to carrying out quantitative analyses of the alternative energy scenarios and can be used to guide decisions on sustainable energy policies.

The objective of this thesis is to explore the possibilities offered by prospective energy models for application to the energy system in the Democratic Republic of the Congo. In this emerging African country, economic, demographic and social evolution may differ somewhat from present tendencies, thus needing a significant contribution from the energy sector in order to obtain its sustainable development.

The first model applied to the Congo’s energy system was the **MAED (Model for Analysis of Energy Demand)** of the International Atomic Energy Agency. However, the difficulties encountered in applying this model, such as insufficient data on the country’s energy system, the non-existence of modules to evaluate the environmental impact and calculate the cost of the various projected energy scenarios, induced us to develop another model more appropriate for the actual situation in the Congo. To this model we gave the name “**RDCONGO**”. It uses information that is available in the country and contains important modules for calculating the economic effects of the alternative energy scenarios. It also provides for measuring CO₂ emissions, the principal gas involved in the “greenhouse effect”. The results of the BAU (Business As Usual) scenario, carried out within the **RDCONGO model** for this thesis, show that the Congo’s energy prospects are neither acceptable nor sustainable. Consequently, other alternative energy scenarios have been drawn up, and, in line with the results obtained, the nature of the sustainable energy policy options offered for consideration to the Democratic Republic of the Congo.

The flexibility of the proposed model means that it can be applied and adapted to other countries using energy systems similar to that of the Congo.

Resum

En un context energètic general caracteritzat per unes exigències creixents de naturalesa econòmica, social, ambiental i de disponibilitat de recursos primaris, cada vegada més reduïts, la principal preocupació de tots els països del món és la satisfacció d'aquestes exigències a llarg termini, pensant en les generacions futures. El camp científic que estudia aquestes exigències i proposa possibles solucions als responsables de decidir, és la **planificació energètica**, que és una eina d'anàlisi quantificada de les directives que cal seguir. Aquesta eina està basada en els models energètics, i l'aplicació n'és diferent segons el país de què es tracte en cada cas. Els models de prospectiva energètica constitueixen ajudes molt valuoses per a realitzar anàlisis quantitatives dels escenaris energètics alternatius a fi d'orientar les opcions de política energètica sostenible.

En aquesta tesi s'ha fixat com a objectiu explorar les possibilitats oferides pels models de prospectiva energètica per a aplicar-los al cas del sistema energètic de la República Democràtica del Congo, un país africà en via de desenvolupament, en el qual l'evolució econòmica, demogràfica i social podria diferir de les tendències actuals, i que necessitaria una contribució significativa de l'energia per al seu desenvolupament sostenible.

En aquesta òptica, un primer model aplicat al sistema energètic de la República Democràtica del Congo ha sigut el **MAED (Model for Analysis of Energy Demand)** de l'Agència Internacional d'Energia Atòmica. Les dificultats que s'han trobat en l'aplicació d'aquest model, com són la insuficient base de dades del sistema energètic de la República Democràtica del Congo o la inexistència de mòduls per a l'avaluació dels impactes mediambientals i el càlcul del cost econòmic de diversos escenaris energètics alternatius desenvolupats, ens han portat a elaborar un altre model més adequat a les realitats del país. Aquest model, que hem anomenat **RDCONGO**, necessita dades que és possible trobar al país i conté mòduls molt importants de càlcul econòmic de diversos escenaris energètics alternatius desenvolupats, i a més disposa de possibilitats de càlcul d'emissions de CO₂, el principal gas d'efecte hivernacle. Els resultats de l'escenari BAU (Business As Usual) desenvolupat dins d'**RDCONGO** en la tesi demostren que la prospectiva energètica del Congo no és ni acceptable ni sostenible. Per això s'han desenvolupat altres escenaris energètics alternatius i, en funció dels resultats obtinguts, les orientacions de les opcions de política energètica sostenible presentades per a la República Democràtica del Congo.

D'altra banda, la flexibilitat del model suggerit en permet l'aplicació i l'adaptació a qualsevol altre sistema energètic de països de característiques semblants a la República Democràtica del Congo.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	1
1. Introducción.....	1
1.1. La Evolución del Contexto Energético.....	1
1.2. Necesidades de los Modelos Energéticos	3
1.3. La Energía Eléctrica	4
1.4. Organización del Documento	4
1.5. Contribuciones.....	5
CAPÍTULO 2	7
2. Energía, Economía y Desarrollo.....	7
2.1. Conceptos Básicos	7
2.2. Energía y Economía	8
2.2.1. Base de Datos y Balance Energético	8
2.2.1.1. La Base de Datos	8
2.2.1.2. Los Diferentes Balances Energéticos	8
2.2.2. La Economía Energética.....	11
2.2.2.1. Algunos Parámetros de la Economía de Energía.....	11
2.2.2.2. El Producto Nacional Bruto.....	11
2.2.2.3. Elasticidad	12
2.2.3. Función “Producción” y Función “Coste”	14
2.2.3.1. La Función Producción.....	14
2.2.3.2. La Función “Coste”	15
2.3. Características Específicas de los Países en Vías de Desarrollo	16
2.3.1. Características Específicas de los Países en Vías de Desarrollo	16
2.3.1.1. Clasificación de los Países en Vías de Desarrollo.....	16
2.3.1.2. Algunos Elementos de Base en la Planificación Energética en Países en Vías de Desarrollo	17

2.3.1.2.1. La base de Datos.....	17
2.3.1.2.2. Demografía.....	17
2.3.1.3. Países en Vías de Desarrollo y Fuentes de Energía.....	17
2.3.1.4. La Tecnología Energética en los Países en Vías de Desarrollo.....	18
2.3.1.5. La cuestión de la Financiación.....	18
2.3.2. Estrategias Energéticas en los Países en Vías de Desarrollo.....	18
2.3.3.1. Disparidades en la Demanda Energética.....	18
2.3.3.2. Consumo Energético por Diferentes Sectores de Actividades.....	19
2.3.3. Fuentes de Energía Renovables en Países en Vías de Desarrollo.....	19
2.3.4. Financiación, Empleo, Precio: Algunas Exigencias Particulares en los Países en Vías de Desarrollo.....	20
2.4. Energía y Medioambiente.....	20
2.5. Dinámica de la Tecnología Energética.....	22
2.5.1. Contexto General.....	22
2.5.2. El Papel de la Tecnología en el Cambio Climático.....	23
2.5.3. Evolución de Algunas Tecnologías Energéticas.....	24
2.5.3.1. La Energía Eólica.....	24
2.5.3.2. La Energía Solar Fotovoltaica.....	25
2.5.3.3. Células de Combustible.....	25
2.5.3.4. Tecnologías Limpias del Carbón.....	26
2.5.3.5. Turbinas de Gas.....	28
2.5.3.6. Nuevas Centrales Nucleares.....	28
2.6. Conclusión.....	29
CAPITULO 3.....	31
3. Sistema Energético de la República Democrática del Congo.....	31
3.1. Presentación del País.....	31
3.1.1. Historia del Congo.....	31

3.1.2. Situación Geográfica	32
3.1.3. Situación Política.....	32
3.1.4. Situación Demográfica	33
3.1.5. Situación Económica de la República Democrática del Congo	33
3.1.5.1. Contexto	33
3.1.5.2. Los Subsectores de la Agricultura, Pesca y Ganadería	34
3.1.5.3. Los Subsectores de la Minería y de la Industria.....	35
3.1.5.4. Los Subsectores de la Energía.....	35
3.1.5.5. Los Subsectores de la Construcción	35
3.1.5.6. Los Subsectores de los Servicios.....	35
3.2. Sistema Energético del Congo.....	36
3.2.1. Concepto General de un Sistema Energético	36
3.2.2. Recursos de Energías Primarias	36
3.2.3. Producción Energética en Congo	45
3.2.3.1. Consideración General	45
3.2.3.2. Historia de la Producción de Energía Eléctrica.....	46
3.2.3.3. Evolución de la Producción de la Energía Eléctrica.....	48
3.2.3.3.1. Evolución de la Producción de la Electricidad de Origen Hidráulico.....	48
3.2.3.3.2. Evolución de la Producción de la Electricidad de Origen Térmico	52
3.2.3.3.3. Producción de la Electricidad a Partir de Otros Recursos.....	55
3.2.3.3.4. Evolución de los Picos de Potencia Eléctrica en las Redes Interconectadas.....	55
3.2.4. Consumo de la Energía en Congo	57
3.2.4.1. Consideración General	57
3.2.4.2. Subsector de la Leña.....	57
3.2.4.3. Subsector de la Electricidad	58
3.2.4.4. Subsector del Carbón.....	60
3.2.4.5. Subsector del Petróleo	60

3.3. Actividades Energéticas y Medioambiente	61
3.4. Fijación del Precio de Energía en Congo	61
3.5. Papel del Sistema Energético Congoleño en África. Vocación Africana del Proyecto Inga	62
3.5.1. Presentación del proyecto de Inga	62
3.5.2. Proyecto de demanda de energía eléctrica de Inga.....	64
3.5.3. Eventual Red eléctrica de Interconexión de Inga con Diversos Países Africanos y con Europa.....	64
3.6. Marco Institucional y Normativo del Sistema Energético Congoleño	65
3.7. Conclusión	65
CAPÍTULO 4	67
4. Planificación Energética. Situación Actual	67
4.1. Introducción.....	67
4.1.1. Consideraciones Generales.....	67
4.1.2. Condiciones de una Planificación Energética	68
4.1.3. Objetivos y Proceso de Planificación Energética	68
4.1.4. Necesidades en Modelos Energéticos	69
4.2. Algunos Modelos de Planificación Energética Existentes	70
4.2.1. Características Comunes a los Modelos de Planificación Energética	70
4.2.1.1. Objetivos Generales y Específicos de los Modelos Energéticos.....	71
4.2.1.1.1. Objetivos Generales.....	71
4.2.1.1.2. Objetivos Específicos	72
4.2.1.2. Estructura del Modelo. Hipótesis Internas e Hipótesis Externas.....	73
4.2.1.2.1. Hipótesis Internas	74
4.2.1.2.2. Parámetros Externos	75
4.2.1.3. Aproximación Analítica “Top-Down (Modelos Económicos) Versus Bottom-Up (Modelos Tecnológicos)”	75

4.2.1.4. Metodología Subyacente	77
4.2.1.5. Aproximación Matemática	81
4.2.1.6. Cobertura Geográfica	82
4.2.1.7. Cobertura Sectorial	82
4.2.1.8. Horizonte Temporal.....	82
4.2.1.9. Datos Exigidos.....	83
4.2.2. Clasificación de los Modelos Energéticos Existentes	83
4.2.2.1. EFOM-ENV (Energy Flow Optimisation Model-Environment).....	84
4.2.2.2. ENERPLAN (Energy planning)	84
4.2.2.3. ENPEP (Energy and Power Evaluation Program).....	85
4.2.2.4. LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning).....	86
4.2.2.5. MARKAL (Market Allocation).....	87
4.2.2.6. MARKAL-MACRO	87
4.2.2.7. MESAP (Modular Energy System Analysis and Planning).....	88
4.2.2.8. MESSAGE-III (Model for Energy Supply Strategy Alternative and their General Environmental Impacts)	89
4.2.2.9. MICRO-MELODIE.....	90
4.2.2.10. RETscreen (Renewable Energy Technology screen)	90
4.2.2.11. MAED (Model for Analysis of the Energy Demand)	91
4.2.2.12. FINPLAN (Financial Analysis of Electric Sector Expansion Plans)	92
4.2.2.13. SIMPACTS (Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation).....	92
4.2.2.14. WASP (Wien Automatic System Planning Package)	93
4.2.2.15. Otros Modelos de Planificación Energética	93
4.2.2.15.1. Modelos Tendenciales	94
4.2.2.15.2. Modelos Sectoriales.....	94
4.2.2.15.3. Consumos por Provincia: Modelo Regional.....	95

4.2.2.15.4. Modelos de Acoplamiento Mutuo Energía Economía	95
4.2.2.15.5. Modelos de Planificación Energética Rural	95
4.3. Algunas Oposiciones Tradicionales entre Modelos Energéticos	98
4.3.1. Estática versus Dinámica.....	98
4.3.2. Micro versus Macro.....	99
4.3.3. Bottom up versus Top down.....	99
4.3.4. Simulación versus Optimización.....	100
4.3.5. Equilibrio Parcial versus Equilibrio General.....	100
4.4. Limites de los Modelos Actuales de Planificación Energética	100
4.5. Elección de un Modelo para una Planificación Local	101
4.5.1. Demanda Energética.....	101
4.5.2. Sistemas de Suministro Energético	102
4.5.3. Estimación de los Impactos de las Actividades Energéticas sobre la Salud y sobre el Medioambiente	102
4.5.4. Evaluación	102
4.6. Conclusión.....	103
CAPÍTULO 5.....	105
5. Modelización del Sistema Energético de la República Democrática del Congo y Escenarios Prospectivos.....	105
5.1. Introducción.....	105
5.2. Arquitectura del Modelo.....	106
5.2.1. Cadena Energética en la RDC	107
5.2.2. Energía Propia de la RDC	108
5.2.3. Exportación de Energía	108
5.2.4. Importación de Energía	109
5.3. Modelización y Simulación del Sistema Energético de la RDC con el MAED.....	109
5.3.1. Metodología y Esquema del MAED	109

5.3.2. Definición del Modelado	111
5.3.3. Principales Factores Influyendo en la Evolución y la Demanda de Energía.....	111
5.3.4. Categorías de la Demanda de Energía e Hipótesis del Escenario de Referencia	112
5.3.4.1. Categorías de Demanda y Descripción Tecnológica del Sistema Energético de la RDC	113
5.3.4.2. Hipótesis del Escenario de Referencia del MAED para el Sistema Energético Congoleño	117
5.3.5. Resultados del MAED	119
5.4. Simulación del Sistema Energético de la RDC con el Software “RDCONGO” Desarrollado.....	119
5.4.1. Breve Presentación del Software	119
5.4.2. Esquema Funcional del Software	121
5.4.3. Metodología para el Análisis de Escenarios Energéticos y Determinación de su Sostenibilidad con el Software RDCONGO.....	122
5.4.3.1. Definición de Indicadores de Sostenibilidad Energética.....	122
5.4.3.2. Descripción Matemática del Software Desarrollado	122
5.4.3.3. Aplicación al Análisis de Escenarios Energéticos de la RDC.....	125
5.4.3.3.1. Escenario BAU	128
5.4.3.3.2. Escenario HIDROELÉCTRICO.....	132
5.4.3.3.3. Escenario HIDRÁULICO +DER (Recursos Energéticos Distribuidos)	134
5.4.3.3.4. Escenario EMISIÓN CONSTANTE.....	135
5.5. Estudio Económico de los Escenarios Desarrollados.....	142
5.5.1. Principio de Base	142
5.5.2. Descripción Matemática de los Aspectos Económicos de Producción Eléctrica.....	146
5.5.3. Introducción de Fuentes Energéticas a lo Largo del Periodo de Estudio y Costes Económicos	148
5.5.3.1. Hipótesis 1: Sustitución Total al Horizonte 2035.....	150

5.5.3.2. Hipótesis 2: Sustitución Parcial al Horizonte 2035	155
5.6. Conclusión	161
CAPÍTULO 6	163
6. Orientación de las Opciones de Política Energética Sostenible en la República Democrática del Congo.....	163
6.1. Introducción.....	163
6.2. Definición de las Opciones de Política Energética Sostenible para la RDC	164
6.2.1. Reforma del Mercado Energético.....	164
6.2.2. Diversificación de las Fuentes de Suministro Energético	164
6.2.3. Problemática de los centros de consumo rurales	164
6.2.4. Protección del Medioambiente, Alternativas Tecnológicas y Mejora de Eficacia Energética	168
6.2.5. Fiabilidad de Suministro de Energía	169
6.2.6. Cuestiones Financieras y Fijación de Tarifa.....	169
6.2.7. Gestión de Datos Energéticos.....	170
6.2.8. Desarrollo de Capacidades Humanas	170
6.2.9. Comprensión y Confianza del Público	170
6.2.10. Cooperación Internacional e Integración Regional	171
6.3. Conclusión.....	171
CAPÍTULO 7	173
7. Conclusiones Generales y Nuevos Trabajos de Investigación	173
7.1. Conclusiones.....	173
7.2 Nuevos Trabajos de Investigación.....	175
CAPÍTULO 8	177
8. Anexos	177
8.1. Unidades más Corrientes de Energía y sus Equivalencias	177
8.2. Resultados del MAED	180

8.3. Resultados detallados del Modelo RDCONGO	198
8.4. Factores de Cálculo de Costes de Inversión	215
BIBLIOGRAFÍA	217

CAPÍTULO 1

1. Introducción

Como la mayoría de los países en vías de desarrollo, la República Democrática del Congo (RDC) se enfrenta al problema de crecimiento de la demanda y del consumo de energía tanto de la forma tradicional como de la comercial. La problemática energética de la RDC se sitúa en un contexto en el que intervienen otras realidades a las que el país debe enfrentarse: el crecimiento económico, el cambio estructural, la liberalización, la dinámica demográfica, la lucha contra la deforestación y el cambio climático, la lucha contra la pobreza, etc. Para tener en cuenta todas estas realidades se necesitan adoptar métodos de desarrollo que tiene fuertes implicaciones para la energía. En efecto, la energía constituye el motor de estrategias de desarrollo de todos los sectores socio-económicos de cualquier país del mundo. Todos los sectores indicados en los documentos estratégicos de lucha contra la pobreza (la agricultura, la educación, la salud, la industria, el agua, etc.) no pueden desarrollarse de forma efectiva sin una contribución de los servicios energéticos apropiados. Una infraestructura adecuada para el suministro de energía, debería tener en cuenta la demanda, cada vez más creciente, las tecnologías disponibles y su fiabilidad, así como las restricciones financieras asociadas, y el impacto ambiental de dicho suministro. El agotamiento inminente de los recursos naturales fósiles, y sus efectos negativos irreversibles sobre el medioambiente han llevado a una toma de conciencia a escala mundial (las cumbres de *Río* (1992), de *Kyoto* (1997), de *Johannesburgo* (2002) y de *Montreal* (2005)) sobre el carácter temporal y espacial del problema energético. La República Democrática del Congo, así como los países en vías de desarrollo, tienen un papel muy importante en el campo energético y tienen que adaptarse a esta realidad. La nueva política energética a nivel mundial ha evolucionado profundamente y las numerosas publicaciones y debates sobre el futuro energético mundial y las alternativas futuras, contribuyen a reafirmar el carácter estratégico de la energía y la importancia de una visión clara y voluntaria a largo plazo de la política energética. La República Democrática del Congo, que todavía sigue apoyándose en unos proyectos energéticos a veces muy mal negociados, debe iniciar el camino de la planificación energética para llegar a una política capaz de sostener el desarrollo humano. En la RDC, que dispone de muchos recursos en energías primarias, no se han realizado planificaciones energéticas importantes, solamente se han elaborado pequeños estudios. Con este trabajo se pretende contribuir a realizar un análisis de los recursos y un estudio de la planificación energética a largo plazo.

1.1. La Evolución del Contexto Energético

Una breve reseña histórica permitirá situar las posturas actuales. A principios de los años 80, el Banco Mundial y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en su informe común [1], indicaban que la política energética de la República Democrática del Congo (antiguo Zaire) necesitaba una profunda evaluación. En 1984 se observó una progresión clara de la demanda de electricidad y de petróleo, en detrimento de la leña, considerada hasta entonces como fuente principal de energía. Obviamente, el país ha vivido después de esta fecha el período más oscuro de su historia marcada por una inestabilidad política y económica debida, principalmente, a las guerras interminables que llevaron a la caída de Mobutu y de Laurent Désiré Kabila. Los esfuerzos realizados entonces por las dos instituciones (el Banco Mundial y el PNUD) para dotar el país de una política energética sólida siguen siendo papel mojado.

La situación actual presenta una nueva realidad con dificultades añadidas tanto a escala nacional como internacional:

A escala nacional la situación actual está marcada por:

- La fuerte dependencia energética de los combustibles a base de leña, de los que la demanda está fuertemente orientada hacia las necesidades domésticas de preparación de alimentos.
- El nivel reducido de consumo por habitante de las energías convencionales.
- El promedio muy débil de acceso a la electricidad. El índice de electrificación en la RDC está actualmente alrededor de un 5%.
- El valor muy elevado de la intensidad energética. En efecto, la intensidad energética, expresada como la relación entre el consumo energético y el PIB es en la RDC, un valor muy alto, debido especialmente al consumo de las energías tradicionales con su mediocre rendimiento en producción y utilización.
- La baja utilización de las energías renovables, a pesar del importante potencial de estas fuentes que tiene el país.
- El crecimiento económico, estabilizado alrededor de un 6% anual desde 2003 (5.79% en 2003, 6.64% en 2004, 7.88% en 2005, 5.59% en 2006 y 6.26% en 2007) y que, según el Informe de Estado del Banco Nacional del Congo [2], de la ONU y del Fondo Monetario Internacional, debería producirse un aumento más intenso a partir del año 2008, que deberá acompañarse del aumento del nivel de demanda energética. (Las previsiones del FMI son de un crecimiento del 8.85% y del 11.63% para los años 2008 y 2009; la previsión de la ONU es un crecimiento del 8.81% para el 2008)
- El crecimiento de la población, actualmente de 60 millones, que podría alcanzar aproximadamente los 184 millones de habitantes en 2040 [3].
- El descubrimiento de nuevos yacimientos minerales y petrolíferos que podrían atraer diversos inversores nacionales y extranjeros que determinará la necesidad de mayor cantidad de energía.
- La demanda cada vez más creciente de la electricidad producida en la RDC por algunos países de la región: Congo Brazzaville, Angola, Zimbabwe, Sudáfrica, Namibia, Botswana, etc. [4], [5].
- Y por fin la estabilidad política recobrada después de las elecciones de 2006 que podría permitir un cambio profundo en todos los sectores que necesitan energía. Lo que necesitaría una política energética capaz de sostener el desarrollo de todos los sectores vitales del país.

A escala internacional está marcada por:

- El aumento de la demanda energética mundial y la rivalidad creciente entre estados para el acceso a la energía. Hoy en día los países industrializados constituyen un quinto de la población mundial, pero consumen el 75% de los recursos energéticos primarios [6] [12]. Si los países en vías de desarrollo alcanzan el mismo nivel de consumo, el planeta se encontrará con un gran problema energético. Debido al crecimiento en los países en vías de desarrollo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) tiene previsto un aumento del 60% de la demanda energética mundial en un plazo de 30 años.
- Una competitividad industrial a escala mundial que determinará una modificación en el precio de la energía.
- El agotamiento inminente de los recursos fósiles y su concentración geográfica en los países de Oriente Medio.
- El rechazo a los gases de efecto invernadero que constituye hoy en día una preocupación mundial que necesita una implicación y un esfuerzo a escala planetaria. El protocolo de Kyoto que el país ratificó en 2005 [57] constituye ya la primera etapa y los países en vías de

desarrollo, como la República Democrática del Congo, no pueden apartarse de él, aunque muchos no lo hayan ratificado.

- Los cambios estructurales, normativos y reguladores introducidos en varios países, a los que la República Democrática del Congo deberá hacer frente.

1.2. Necesidades de los Modelos Energéticos

Para clarificar la opción de una política energética sostenible, los modelos energéticos constituyen hoy en día una ayuda inestimable.

Hasta la primera crisis del petróleo en 1973, la planificación energética fue muy sencilla, debida a la estabilidad del crecimiento de la demanda y de los constantes progresos tecnológicos en las nuevas y grandes unidades de producción energética (electricidad). Todo ello sin considerar los problemas en contaminación y en salud que producen estas fuentes energéticas.

Desde este periodo, la decisión sobre la expansión de la capacidad de un sistema energético es cada vez más compleja por diversas razones:

- El aumento creciente del consumo, que implica la necesidad de la sostenibilidad del medio ambiente y de la diversificación de fuentes energéticas.
- Los planificadores deben evaluar varias opciones tecnológicas y el tamaño de las nuevas unidades de producción.
- Los costes de operación son sensibles al coste y a la disponibilidad de los combustibles.
- Los equipos de seguridad y de control de la contaminación representan hoy en día una parte importante del presupuesto y del coste de operación.
- La duración, demasiado elevada, de las obras en los grandes proyectos.
- El consumo muy variable en el sistema energético.
- Los capitales flotantes y altas tasas de interés.
- Las financiaciones inseguras.

Los responsables de la planificación y los planificadores no deben tomar decisiones simplistas ni inductivas, deben buscar el efecto de varios parámetros de decisión y los posibles cambios futuros del consumo. Para ayudarles en este proceso, han sido desarrollados modelos en los que pueden introducirse las estimaciones futuras sobre el crecimiento del consumo, sobre los combustibles y sobre otros factores importantes. A partir de los modelos y de los datos, los planificadores podrán ***evaluar los parámetros de decisión y las opciones disponibles.***

Gracias al desarrollo de los modelos informáticos, la simulación de la operación de los sistemas energéticos actuales y los cálculos más detallados se pueden mejorar las opciones posibles.

Los algoritmos de simulación de la operación de los sistemas de producción eléctrica incluyen:

- Las interrupciones forzadas de las unidades de producción.
- El mantenimiento programado de las unidades.
- El cálculo de los costes de producción.
- La evaluación de la fiabilidad del sistema.
- La energía hidroeléctrica en el sistema y la operación de la reserva.

Además, los modelos de optimización tienen las siguientes particularidades:

- Tener en cuenta de los gastos para las nuevas unidades de producción.

- La metodología para calcular un plan óptimo.

Existen varios modelos energéticos con algunas características comunes [7]. Ningún modelo es la representación exacta de la realidad. No obstante, incluyen hipótesis previsible, ya que están realizadas estudiando situaciones pasadas que se mantendrán invariables o serán modificadas según previsiones objetivas de variación de determinados índices económicos y de consumo energético. Así pues, aunque ningún modelo trata las situaciones futuras reales, realiza estimaciones a través de hipótesis. Los modelos no proporcionan la solución, sino evalúan los requerimientos que imponen los distintos escenarios.

En la problemática energética actual de los países en vías de desarrollo, en los que a largo plazo las tendencias pasadas se verán modificadas, las opciones tecnológicas mejoradas tendrán un papel muy importante en la política energética.

1.3. La Energía Eléctrica

La electricidad ocupa un lugar central en los sistemas energéticos modernos gracias a la multiplicidad de sus usos (se convierte fácilmente en varias energías del consumo corriente) y a la flexibilidad de los recursos primarios utilizables para su producción. La tasa de electrificación del Congo sigue siendo una de las más débiles del continente africano. Entre 1974 y 1995 se produjo un incremento de las ventas de electricidad [8], pero bajaron entre 1995 y 2000, por causa del periodo de guerra y de inestabilidad política y económica. Como se ha indicado antes, el regreso del país a la normalidad política y económica debe proporcionar nuevas perspectivas. Además, es necesario considerar las nuevas posturas energéticas a nivel mundial relacionadas con el cambio climático y que deberían valorar más el potencial hidroeléctrico congoleño, poniéndolo en el centro del desarrollo de una amplia red eléctrica interconectada al nivel del continente africano. Lo que explica sin embargo la necesidad de una política energética de desarrollo del sistema congoleño que debe tener en cuenta todas estas realidades.

1.4. Organización del Documento

La aproximación analítica adoptada en este trabajo permite, en primer lugar, una “modelización” de las previsiones de consumo energético en la República Democrática del Congo realizado mediante el programa MAED; en segundo término, el desarrollo de otro modelo y el análisis de las necesidades energéticas del país. Esta “modelización” puede fácilmente extenderse a cualquier sistema energético de un país similar al Congo.

De forma explícita, el primer trabajo realizado en el marco de esta tesis se basa en el manejo del modelo MAED, de la Agencia Internacional de Energía Atómica y aconsejado para ser aplicado a los países en vías de desarrollo, aplicándolo al sistema energético de la RDC. Luego se desarrolla otro modelo, particularmente adoptado a las perspectivas energéticas de la República Democrática del Congo, que, como datos de partida utiliza los valores calculados con el MAED. Este modelo que hemos nombrado “RDCONGO” puede aplicarse a otros países similares a la RDC y que no puedan, por diversas causas aplicar directamente los modelos de la AIEA. Hay que indicar también que de lo que sabemos, hasta hoy en día ninguna aplicación de los modelos de la AIEA o ningún modelo energético ha sido desarrollado y aplicado al sistema energético de la República Democrática del Congo. Lo que constituye una justificación añadida a esta tesis doctoral.

Los diferentes capítulos de la tesis tratan:

- En el **capítulo 1** que es introductorio se presenta la problemática de la planificación energética en Congo o en cualquier país similar y se motiva el interés del tema.
- En el **capítulo 2** se trata del concepto básico de la energía y su papel en el desarrollo social y económico de cada nación, haciendo más hincapié en las naciones en desarrollo.
- En el **capítulo 3** se describe el sistema energético de la República Democrática del Congo, desde los recursos primarios existentes, pasando por la evolución de la producción de la energía eléctrica hasta el consumo y su papel en África y en el mundo.
- En el **capítulo 4** se expone la teoría sobre la planificación energética y sobre las técnicas de planificación basadas en el modelado energético. Se presentan también algunos modelos energéticos existentes.
- En el **capítulo 5** se describe una modelización prospectiva y una simulación del sistema energético de la República Democrática del Congo utilizando el modelo MAED de AIEA y el modelo RDCONGO desarrollado en el marco de esta tesis. Los resultados de los diferentes escenarios desarrollados en el modelo RDCONGO se presentan también en el mismo capítulo.
- En el **capítulo 6** se analiza las opciones de política energética sostenible en la República Democrática del Congo, apoyándose en los resultados obtenidos en el análisis y en la simulación del sistema energético del país a largo plazo.
- En el **capítulo 7** se indican las contribuciones del trabajo realizado y se establecen futuras líneas de investigación, que pueden continuar al trabajo desarrollado.
- El **capítulo 8** es el conjunto de anexos, como tablas y gráficas a las que se refieren los diversos capítulos del trabajo.

1.5. Contribuciones

La planificación energética es una actividad muy reciente que comenzó a generalizarse entre los países más desarrollados a raíz de la crisis energética (petrolífera) de 1973. La contribución a su aplicación en la República Democrática del Congo se apoya en unos trabajos realizados conjuntamente al largo de nuestra formación doctoral, entre los que se destacan

- Elias HURTADO PEREZ, Bernard NDAYE NKANKA, Christian VUNDA NGULUMINGI, Ana GIMENO, André BANDEKELA KAZADI: **Africa and Durable Development: Towards a New Policy in the Electrical Industry Field (Case of the Democratic Republic of Congo)**. Inaugural IEEE PES 2005 Conference and Exposition in Africa, Durban, South Africa, 11-15 July 2005
- Elias HURTADO PEREZ, Bernard NDAYE NKANKA, Christian VUNDA NGULUMINGI, Ana GIMENO, André BANDEKELA KAZADI: **The energy Potential of the Democratic Republic of Congo: a Contributing Element to the Resurgence of Electrical Industry in Africa and to the Fight against Global Warming**. Inaugural IEEE PES 2005 Conference and Exposition in Africa, Durban, South Africa, 11-15 July 2005.

- Elias HURTADO PEREZ, Bernard NDAYE NKANKA, Christian VUNDA NGULUMINGI, Ana GIMENO, André BANDEKELA KAZADI: **Analysis of Technical Losses in Distribution Networks of Large Cities in Underdeveloped African Countries (Case of the City of Kinshasa / Democratic Republic of Congo)**. Inaugural IEEE PES 2005 Conference and Exposition in Africa, Durban, South Africa, 11-15 July 2005

En esta contribución conjunta se ha descrito el sistema energético de la República Democrática del Congo, el nivel de la producción y del consumo de energía, el problema particular de su sistema de suministro eléctrico en la ciudad de Kinshasa (la capital del país), el papel que jugarían las energías renovables en la lucha contra el cambio climático y el calentamiento de la Tierra y su papel particular en la región del continente africano.

La necesidad de poner en marcha una política energética capaz de contribuir al desarrollo sostenible del país constituye una parte importante del trabajo realizado durante toda la investigación que concluye con esta tesis. La contribución se relaciona con la “modelización” del sistema energético de la República Democrática del Congo y con la mejora de la flexibilidad de las opciones a llevar a cabo, a fin de integrar las necesidades energéticas de los países africanos, que podrían recurrir al sistema energético congoleño para satisfacer sus necesidades. Intensificar el uso de otras energías renovables además de la hidráulica debe también tenerse en cuenta dentro de las opciones de desarrollo del sistema energético, lo que determinó los trabajos siguientes:

- Bernard NDAYE NKANKA: **Contribution des Technologies d’Energie Renouvelables dans la Lutte contre la Pauvreté, la Déforestation et le Changement Climatique en République Démocratique du Congo**. Revue Congolaise de Techniques Appliquées N° 06, Kinshasa Juillet 2007.
- Bernard NDAYE NKANKA: **Planificación Energética Aplicada a Países en Vías de Desarrollo. Caso de la República Democrática del Congo**. Trabajo de investigación presentado para la obtención del DEA en el programa de Doctorado de Tecnología Energética del Departamento de Ingeniería Eléctrica, UPV-España, Valencia 2005.

La aportación específica de esta Tesis se sitúa primero, en el modelo de análisis energético adaptado a las realidades del Congo, que hemos desarrollado durante todo el tiempo dedicado a nuestra investigación. El modelo confeccionado incluye los aspectos de exploración del futuro energético, de análisis de la demanda y del suministro, de análisis de los impactos medioambientales y de análisis económico. El comienzo de la constitución de una base de datos para el sistema energético de la RDC constituye también una aportación enorme de este trabajo. Por eso valoramos el trabajo hecho en este sentido gracias a la colaboración de la Comisión Nacional de Energía de la RDC. Las opciones de política energética para el desarrollo sostenible en el país son también parte de la aportación específica de esta tesis.

CAPÍTULO 2.

2. Energía, Economía y Desarrollo

2.1. Conceptos Básicos

La importancia de la energía en la vida del ser humano es fundamental. Gracias a la energía, se pueden realizar los trabajos más complejos. Ya en el pasado, el científico **MAX PLANK** propuso la siguiente definición: “*La energía es la capacidad que tiene un sistema para realizar una actividad externa (un trabajo)*”.

Tomada en un sentido puramente físico, la energía se puede encontrar bajo diferentes formas:

- Energía mecánica, utilizada para realizar trabajos como desplazarse, fabricar, etc.
- Energía térmica (energía interna, entalpía): utilizada para calentamiento, siendo, además, la última forma de energía.
- Energía química: los carburantes se transforman en calor gracias a la energía de enlace químico.
- Energía eléctrica: constituye el vector moderno de energía que más ha contribuido al desarrollo mundial.
- Energía de radiación electromagnética. Emitida principalmente por el sol.
- Energía nuclear: procedente de la desintegración de la materia.

La energía en su utilización final aparece bajo alguna de las formas que acabamos de listar.

Tomada en el sentido económico (como un producto o un factor de producción), la energía se puede encontrar bajo diferentes formas que constituyen las fuentes de energía primaria:

- Combustibles sólidos
- Combustibles líquidos
- Combustibles gaseosos
- Energía hidráulica
- Energía nuclear
- Energía solar
- Energía de biomasa
- Energía eólica
- Energía mareomotriz
- Energía geotérmica.

Siendo en la actualidad, el principal vector energético la energía eléctrica, aunque se investiga en otros como el hidrógeno.

En la literatura técnica consultada aparecen términos como “*Flujos de energía*” y “*reserva de energía*” que se utilizan para distinguir “*las fuentes de energía renovables*” (energía solar, hidráulica, eólica y de biomasa) de “*las fuentes no renovables o agotables*” (petróleo, carbón, gas natural) [11].

2.2. Energía y Economía

La energía es esencial para la vida humana y la cantidad de energía consumida “per capita” constituye un indicador del nivel de desarrollo de un país. La energía es sin ninguna duda el motor de desarrollo de un país, pues de forma general, cualquier actividad necesita energía. El desarrollo económico, como consecuencia del aumento de la actividad, está acompañado por un aumento del consumo de energía. En este sentido la energía debe ser tomada como parte muy importante de la economía de un país. Por eso, la energía necesita su propia economía.

La “**Economía de energía**” se define como aquella parte de la economía aplicada a los problemas energéticos. Tiene en cuenta el análisis del suministro y de la demanda de energía así como la disposición de los medios para asegurar la cobertura de las necesidades de energía en un contexto nacional o internacional. Utiliza los mismos métodos de estudio que la economía en general. En concreto, se apoya en:

2.2.1. Base de Datos y Balance Energético

Para hacer una estimación exacta del suministro o de la demanda de energía, son necesarios algunos elementos fundamentales, como son, principalmente, la base de datos y el balance energético.

2.2.1.1. La Base de Datos

Con respecto a las diferentes formas de energía, la creación de una base de datos para la energía producida y consumida es fundamental porque permite estudiar las previsiones futuras a partir de los resultados del pasado. La información que se obtiene de una base de datos influye en los resultados buscados y en los objetivos de planificación. Es necesario incluir datos como la evolución demográfica (con o sin la diferencia social), la naturaleza de la industria, los datos del sector de transporte o del sector de servicios, etc. Sin embargo, una base de datos, rica en información, no es la única condición suficiente para resolver el problema de la planificación energética. Un análisis prospectivo debe también tener en cuenta los cambios en los hábitos del consumidor, las posibilidades de sustitución de las fuentes energéticas, así como las consideraciones éticas y de confort. La base de datos debería prepararse de acuerdo con el modelo del balance energético, que incorpore a los diferentes elementos del suministro y de la demanda de energía. Una base de datos es un elemento fundamental del estudio de planificación, de modo que si ésta es incompleta o inexacta puede determinar un estudio de planificación insuficiente.

2.2.1.2. Los Diferentes Balances Energéticos

Un balance energético es la presentación de una base de datos en relación con el suministro y la demanda de todas las formas de energía, según un método que permite presentarlos agrupados por categorías en una unidad común que exprime la cantidad de energía [10]. El tep (tonelada equivalente petróleo) siendo la unidad más utilizada en todos los balances energéticos a nivel mundial.

Se necesitan balances energéticos para conocer la evolución del suministro y de la demanda de energía en el pasado. Hoy en día, las organizaciones internacionales realizan esfuerzos para extender a todos los países la preparación de los balances energéticos. Para distinguir los diferentes balances, vamos a dar a algunas indicaciones:

- **El Balance Puramente Energético:** Que es la suma de las diferentes formas de energía expresada en una sola unidad claramente definida. Los “métodos de aproximación”

convencionales pueden ser utilizados para establecer el balance puramente energético. Estos métodos pueden ser provisionales ya que, por ejemplo, el carbón no tiene siempre la misma calidad, al igual que el petróleo y otras fuentes de energía. Por tanto, es necesario adoptar un valor promedio específico para el contenido de energía. Lo que en realidad no es el caso por ejemplo para todas las calidades del carbón. Pero tal equivalencia es a menudo suficiente para la determinación del balance energético. Mientras esté dentro de los límites establecidos, alguna inexactitud de este tipo es aceptable en un balance energético.

- **El Balance Económico:** Varias formas de energía se tratan a través de sus costes en una moneda de referencia (por ejemplo el dólar, el euro, etc.). Las dificultades en la comparación de las formas de energía y la preparación de una contabilidad de energía (precio, cambio, subvenciones, impuestos, etc.) dependen de un país a otro.
- **El Balance de Sustitución:** Durante la crisis del petróleo de 1973, se hicieron necesarias algunas sustituciones de energía. Los efectos de estas sustituciones, antes desconocidos, deben de tenerse en cuenta en una planificación energética actual. Si, por ejemplo, el aluminio se utiliza en lugar del cobre, el kilo del cobre no puede, en un proceso de sustitución, ser sustituido por el kilo del aluminio. El mismo principio se aplica a la energía. Excepto en el caso de algunas aplicaciones químicas, la energía se utiliza principalmente de manera transitoria y se degrada en calor en la naturaleza. Esto se expresa en la noción de “*entropía creciente*” de una cadena energética.

Las diferentes etapas de una cadena energética son la energía primaria, la energía secundaria, la energía final y la energía útil. Para realizar un balance energético, es importante identificar cual de las categorías indicadas se aplica a cada tipo de energía en cuestión.

- La energía primaria es la energía que no ha estado sujeta a ningún proceso de conversión o de transformación.
- La energía secundaria o la energía derivada es la energía producida por conversión o transformación de la energía primaria (o de otra energía secundaria).
- La energía final es la energía disponible para el consumidor antes de su conversión final (es decir antes del uso final).
- La energía útil es la energía disponible para el consumidor después de su conversión final (es decir su uso final).

A. El Balance Energético

El balance energético puede tener dos significados diferentes:

- En el sentido de la contabilidad de energía
- En el sentido más estricto de la ingeniería térmica como la contabilidad energética en una aproximación macroeconómica.

Un balance energético, describiendo la demanda y el suministro, se establece para un sector y un período específicos y combinará entradas y salidas. La energía de entrada en un balance debe provenir de varias etapas de la cadena energética. Así tenemos:

A.1. El Balance de Energía Primaria

Expresa las cantidades de diferentes formas de energía necesaria para satisfacer la demanda final, en términos de la cantidad equivalente de una fuente de energía tomada como base de referencia (ejemplo: carbón, petróleo a través de las cantidades equivalentes de carbón o de petróleo). La tonelada equivalente petróleo (tep) se utiliza en casi todos los balances de energía primaria para expresar las cantidades de una fuente de energía dada.

A.2. El Balance de Energía Final (o el Balance de Energía Suministrada)

Este balance proporciona una valoración exacta de la energía final a disposición del usuario. En una aproximación macroeconómica, los consumidores se clasifican en varias categorías, por ejemplo: industria, residencial, comercial y transporte.

A.3. El Balance de Energía Útil

Es el balance, en el cual se definen los flujos energéticos según sus reales poderes caloríficos, de la energía primaria a la energía útil recuperada por el usuario. Este balance permite determinar los rendimientos de diferentes maquinarias de la cadena energética. Las diferentes pérdidas y rendimientos de los equipos deben identificarse a cada nivel de la cadena energética en este tipo de balance. Pues, este balance puede ser considerado como el balance de energía final (o de energía suministrada) en el cual unos factores adicionales de los valores de rendimientos se aplican. Por lo tanto se debe conocer:

- Los equipos a utilizar.
- Los rendimientos de dichos equipos.

A.4. Algunas Particularidades de un Balance Energético

Para acercarse lo más posible a la situación real, un balance energético debe incluir los factores siguientes:

- La energía comercial, que es relativamente fácil de cuantificar
- La energía no comercial (o no medible), que representa una importante porción de energía suministrada en varios países en desarrollo.
- Un balance energético debe evitar una doble contabilidad, por ejemplo, para el balance de energía primaria no pueden considerarse los productos derivados o recuperados.
- Deben tomarse en cuenta la importación, la exportación, el cambio del almacenaje, la transformación, la distribución y las pérdidas de conversión, así como el auto consumo por la industria energética.
- Finalmente, una diferencia estadística incluyendo, por ejemplo, la variación o la inexactitud en la evaluación de pérdidas, se introduce, en ocasiones, para equilibrar el suministro y la demanda.

B. Contabilidad Energética de un Proceso

Un balance energético puede, en el sentido macroeconómico, aplicarse al pasado y al futuro del suministro y de la demanda de una zona, de un país, o de un continente. Puede también aplicarse a alguna industria utilizando diferentes formas de energía. Hoy en día, se emplean técnicas de contabilidad energética para el uso racional de energía.

El proceso de contabilidad no se efectúa en unidades monetarias a menudo sujetas a fluctuaciones, sino en unidades físicas. Por ejemplo, la determinación de la distribución de la energía "*transformada*" en un proceso de fabricación o en diversas aplicaciones de la energía. Inicialmente el concepto se basa en la primera ley de la termodinámica, sobre la conservación de la energía.

Por otra parte, en el análisis energético de un proceso de fabricación de un producto, las consecuencias de la segunda ley se pueden también considerar, es decir, se puede calcular la energía teórica necesaria para obtener el producto.

La contabilidad energética se basa en la aplicación de un análisis entrada-salida de la energía implicada en un proceso, empezando por el contenido total de energía a cada nivel del proceso.

Otro concepto fundamental trata de la calidad de energía, que afecta al rendimiento, y que se relaciona con la posibilidad de convertir cualquier tipo de energía en energía mecánica.

El termino contabilidad energética de una instalación energética se refiere a un método de calculo y al proceso utilizado para determinar la energía neta obtenida de una instalación energética. Cuando se refiere a un punto dado en el tiempo, la contabilidad estática se realiza para un período dado. La energía producida y consumida por un proceso puede también contabilizarse en una aproximación dinámica, estudiando su evolución temporal.

2.2.2. La Economía Energética

2.2.2.1. Algunos Parámetros de la Economía de Energía

El sector energético no se puede separar de la economía nacional o internacional. Todos los aspectos generales relacionados con el tema de la economía se aplican también al tema energético. Varios parámetros y variables de la economía influyen en la política de suministro y de la demanda de energía.

2.2.2.2. El Producto Nacional Bruto

El producto nacional bruto (PNB) es la producción total de mercancías y servicios generados por los ciudadanos de dentro y fuera de un país. En la contabilidad nacional, es un valor referencial del funcionamiento de la economía de una nación durante un período de contabilización específico (generalmente un año). Ligado al territorio nacional, sin la aportación exterior, la denominación utilizada es "Producto Interior Bruto" (PIB).

La importancia de estos conceptos está cada vez más cuestionada porque en varias transacciones de la vida corriente no se hacen caso. Es por ejemplo el caso de las energías no comerciales en los sectores

de servicios y residencial. Existe alguna diferencia en la evaluación de un producto nacional bruto en una economía de mercado y en una economía planificada incluso con una dirección nominativa. El producto nacional bruto se puede presentar bajo aspectos de su formación, de su distribución y de su consumo.

Considerando la evolución del producto nacional bruto (por ejemplo en el estudio de la evolución correlacionada de la demanda energética) a través de un período dado (por ejemplo una década), debe tenerse en cuenta la tasa de inflación, de forma que el producto nacional bruto se pueda expresar en valor monetario constante o actualizado.

Relacionados a un modelo de previsión, la demanda energética y el producto nacional bruto tendrán en cuenta todos los factores que les influyen (por ejemplo todos los sectores que contribuyen al producto nacional bruto).

La renta nacional R es la suma de todas las rentas sectoriales de una economía nacional (incluyendo sueldos, interés y beneficios) durante un período dado. En general, la renta nacional se puede dividir en:

- Venta a hogares
- Venta a empresas menos compras por empresas
- Inversiones (valores netos).

De modo que:

$$R = C + I \quad (2.1)$$

Donde R es la renta nacional, C es el consumo e I es el valor neto de las inversiones.

Porque las inversiones pueden hacerse gracias a los ahorros S , tenemos:

$$S = I \quad (2.2)$$

Esto constituye un resumen y debe completarse por el equilibrio entre las exportaciones y las importaciones que permiten determinar el nivel de la independencia económica y de la huida de capitales. La renta nacional puede también representar el producto nacional bruto a los precios del mercado.

2.2.2.3. Elasticidad

La planificación energética no puede dissociarse del desarrollo económico. Por eso se ha establecido un enlace entre la renta nacional y la evolución de la demanda energética X a través de “la elasticidad de la demanda”.

La elasticidad puede definirse como sigue: Si hay variables activas $y = f(x)$ y $x_i = (x_1, \dots, x_n)$, se obtiene:

$$\varepsilon_i = \frac{\Delta y_i / y_i}{\Delta x_i / x_i} = \frac{d \ln y}{d \ln x} \quad (2.3)$$

Donde ε_i es la elasticidad de y con la variable x_i , así ε describe en porcentaje el cambio de x como el resultado de variación de x_i .

Determinando la tasa de variación de la elasticidad, se puede calcular una de las dos variables y o x . Por ejemplo, si se debe determinar y que representa la cantidad de energía necesaria para el país, además de la elasticidad ya conocida, se debe conocer la evolución de la variable explicativa x que representaría en este caso la evolución de la renta nacional.

Cualquier aproximación utilizando el concepto de elasticidad debe tener en cuenta la elasticidad del precio de energía. Se puede aplicar a otras variables como el coeficiente de elasticidad directa del precio y el coeficiente de elasticidad transversal.

La elasticidad directa o el coeficiente de elasticidad directa es, por ejemplo, el cociente del cambio relativo en el consumo energético y del correspondiente cambio relativo del precio de la energía:

$$e = \frac{\Delta C / C_i}{\Delta P / P_i} \quad (2.4)$$

Donde:

- e es la elasticidad
- C_i es el consumo de la fuente de energía i
- P_i es el precio de la fuente de energía i

El coeficiente de elasticidad transversal es, por ejemplo, la relación entre el cambio relativo en el consumo C_i de una forma dada de energía y el cambio relativo del precio de otra forma de energía P_j .

$$e = \frac{\Delta C_i / C_i}{\Delta P_j / P_j} \quad (2.5)$$

Donde:

- e es la elasticidad
- C_i es el consumo de la fuente de energía i
- P_j es el precio de la fuente de energía j

El coeficiente de elasticidad es teórico y se define de manera empírica cuando no se calcula con los datos del consumidor (precio, renta, etc.), pero representa un parámetro o una combinación de parámetros del modelo económico por ejemplo.

$$C_{(t)} = KP^{e_{(t)}} \quad (2.6)$$

Donde:

- $C_{(t)}$ es la demanda o las necesidades calculadas con la elasticidad teórica $e_{(t)}$
- K es una constante
- P es el precio
- $e_{(t)}$ es la elasticidad (teórica)

$e_{(t)}$ se determina explicativamente gracias a la función económica $f(P_1, \dots, P_n, E_n)$ donde E_n es la renta.

2.2.3. Función “Producción” y Función “Coste”

2.2.3.1. La Función Producción

Existen dos aproximaciones posibles para determinar un coste o una función “*utilidad*” así como la función “*producción*” ligada, la aproximación macroeconómica y en alguna medida la aproximación microeconómica.

Un ejemplo de esta función es la llamada “*función de producción Cobb-Douglas*” [46]:

La *función de producción Cobb-Douglas*¹ es quizás la función de producción más utilizada en economía, basando su popularidad en su fácil manejo y el cumplimiento de las propiedades básicas que los economistas consideran deseables.

La función que resultó fue la siguiente:

$$Y_t = A.K_t^\alpha .L_t^\beta \quad (2.7)$$

Donde:

- $0 < \alpha, \beta < 1$
- Y_t : Producción (de mercancías y servicios).
- A : Progreso técnico exógeno.
- K_t : Stock de capital.
- L_t : Número de empleados en una economía.

En esta función formalizada por Cobb-Douglas, α y β son los parámetros que representan el peso de los factores K y L (factores productivos) en la distribución de la renta. A es el progreso técnico o la productividad total de los factores (PTF). La PTF no es una variable directamente observable, pues representa un estado no cuantificable formado por factores tales como: la organización empresarial, los conocimientos de los empresarios y trabajadores o el nivel de aplicación de tecnología. Por tanto, esta función de producción está compuesta por dos factores productivos que se mantiene constantes en el tiempo y un factor adicional (progreso técnico).

La idea de la función de producción es muy intuitiva, pues representa combinaciones de los factores capital y trabajo, que satisfacen las propiedades de:

- Rendimientos constantes a escala (homogeneidad de grado 1). Es decir, si el capital y el trabajo se incrementan en la misma proporción, la producción aumentará también en la misma proporción.
- Productividad marginal positiva y decreciente. Esta función es la que introduce el postulado más básico de la economía clásica, los rendimientos marginales decrecientes, tanto de capital como del trabajo.

¹ Se debe su existencia a Paul Douglas y a Charles Cobb. Douglas fue senador por Illinois desde 1949 hasta 1966, pero antes de dedicarse a la política, había sido profesor de economía. En 1927 descubrió un hecho realmente sorprendente: la distribución de la renta entre trabajo y capital en EEUU se había mantenido más o menos constante a lo largo del tiempo. Concretamente, el trabajo se llevaba el 70% de las rentas y el capital el 30%. Al observar esto acudió a su amigo matemático Cobb y le preguntó si había alguna función de producción que mantenía las participaciones constantes en los factores.

Bajo estos supuestos básicos la función de producción de Cobb-Douglas toma la siguiente forma:

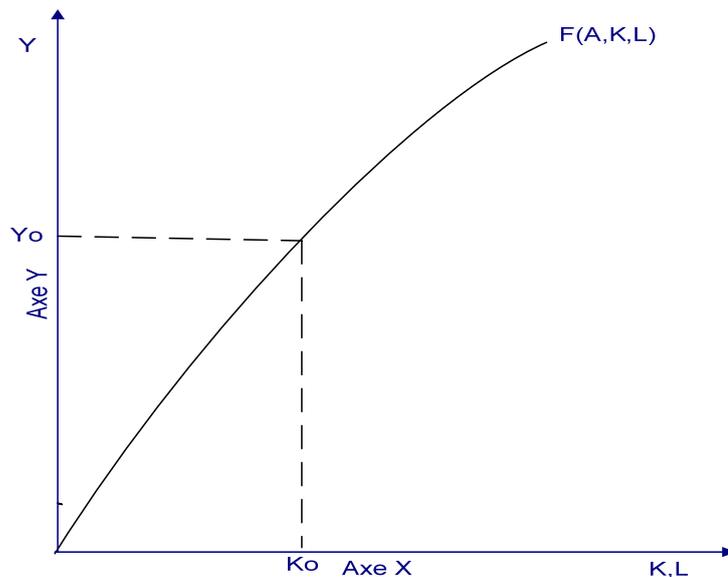


Figura 2.1. Forma de la función Cobb-Douglas

Para estudiar económicamente la “función producción”, es interesante realizar una representación gráfica de las variables. Para eso, hay que partir de una función lineal en los parámetros. Dado que la función de Cobb-Douglas no cumple esta condición es necesario realizar un proceso de linealización. La transformación más usual es tomar logaritmos en la función (2.7).

Aplicando logaritmos neperianos a la ecuación:

$$\ln(Y_t) = \ln(A) + \beta \ln(L_t) + \alpha \ln(K_t) + u_t \quad (2.8)$$

La relación (2.8) es la nueva forma funcional sobre la que se realizará la estimación del modelo de producción. Como se puede demostrar los parámetros de esta ecuación, α y β , son las elasticidades, α es la elasticidad producción-capital y el parámetro β es la elasticidad producción-empleo.

Nota: La función de producción Cobb-Douglas es la más usada en economía por ser la que más se acerca a la realidad económica. Dicha función cumple el principio de rendimientos constantes a escala temporal (si aumentamos en la misma proporción las cantidades de los factores de producción K y L , la producción aumentará en esa misma proporción). Es una función de grado 1. Sus derivadas son parciales, en función del factor K y en función del factor L .

2.2.3.2. La Función “Coste”

No pueden ser fácilmente incluidos varios costes en la función relevante. Es a menudo el caso de impuestos y otras contribuciones. La función “coste” incluye generalmente los costes fijos, los costes variables y otros gastos generales:

$$C_t = C_f + C_v + C_c \quad (2.9)$$

Donde:

- C_t es la función “Coste”

- C_f es los costes fijos (inversión, plantilla, etc.)
- C_v es el coste variable (mantenimiento de equipos, energía)
- C_c es los impuestos y otras contribuciones

En el sector energético, sin comprometer el significado fundamental de la función “Coste”, los diferentes componentes son a menudo expresados bajo la presentación que sigue:

$$C_t = C_i + C_{om} + C_{vf} + C_c \quad (2.10)$$

Donde:

- C_i : Coste de inversión
- C_{om} : Coste de operación y mantenimiento
- C_{vf} : Coste variable del combustible (incluyendo el transporte y el almacenaje)
- C_c : Impuestos y otras contribuciones que pueden a veces incluirse en los costes de operación y de mantenimiento o para la tasación en los costes de combustible (por ejemplo el petróleo).

2.3. Características Específicas de los Países en Vías de Desarrollo

2.3.1. Disparidad Entre los Países Industrializados y los Países en Vías de Desarrollo

2.3.1.1. Clasificación de los Países en Vías de Desarrollo

La primera cuestión más importante que se pregunta cuando se aborda el problema energético en los países en vías de desarrollo es saber si estos países se deben tratar como un sólo grupo o, como fue ya mencionado, como perteneciendo a diferentes grupos.

El criterio económico debe utilizarse para distinguir entre los países en vías de desarrollo recientemente industrializados con baja, media o alta renta, exportadores o importadores de petróleo. Sin embargo, la distinción entre estos países no es totalmente suficiente, como por ejemplo, los países exportadores del petróleo. Éstos disfrutan generalmente de un balance excedente de los pagos debido a las rentas de la exportación del petróleo. Lo que no es el caso de los países exportadores del petróleo como México y Nigeria, debido a su fuerte evolución demográfica.

Una clasificación de los países en vías de desarrollo por diferentes zonas geográficas (África del norte, África Subsahariana, Oriente Medio, Asia del sur este, América Latina, etc.) no es siempre fiable para la planificación energética aunque los modelos del consumo energético son en gran parte similares. En 1986, el grupo de expertos del Consejo Mundial de Energía reconoció que [11]:

- Las consideraciones globales de los modelos de planificación energética no son siempre apropiadas para todos los países en vías de desarrollo.
- La clasificación de los países en vías de desarrollo basada en sus características específicas debería ser adaptada a varios factores: político, social, económico, geográfico, etc.

En la práctica, cada país necesita su propio estudio para su planificación energética. A veces, puede ser adoptado un criterio particular: si el país tiene una economía principalmente basada en la actividad agrícola con, en este caso una importante contribución de la energía no comercial, es entonces a

menudo interesante evaluar en qué medida al lado de la tasa de dependencia (o de independencia) energética, el país es autosuficiente en su suministro de alimentos.

Es también fundamental investigar la situación política de un país (investigar la economía de mercado, la economía centralmente planificada, etc.). Aparece que varios países con economías centralmente planificadas pueden considerarse como países en vías de desarrollo, mientras otros países que en los años 1970 estuvieron incluidos en la categoría de los países en vías de desarrollo con renta media, están siendo países industrializados a economía de mercado.

2.3.1.2. Algunos Elementos de Base en la Planificación Energética en Países en Vías de Desarrollo

2.3.1.2.1. La base de Datos

La problemática de la base de datos en los países en vías de desarrollo concierne no solo al sector energético, sino también a toda la economía. Una base de datos adecuada para un modelo detallado no siempre está disponible en los países en vías de desarrollo. Los modelos econométricos que cuentan con la totalidad de datos pueden aplicarse de manera condicional. Los parámetros como el consumo específico de energía per capita pueden ser falseados con el uso de las fuentes de energía no comerciales (por ejemplo la leña) que a veces juegan un papel importante en dichos países y que un informe estadístico es difícil a establecer.

Además, hay que considerar que probablemente en los países en vías de desarrollo, el consumo de energía nunca alcanzará los niveles disponibles en los países industrializados.

La base de datos proporciona los valores particulares utilizados para determinar elasticidades. Esto puede conducir a varias dificultades. Una base de datos inadecuada afectaría la opción de utilización de los métodos de planificación. Pero a través de los métodos analíticos (los métodos analógicos o de simulación), este obstáculo puede ignorarse porque estos métodos no requieren la información de la base de datos en su totalidad. Es decir el método analítico o de simulación se puede utilizar en el caso que no se disponga de toda la información sobre los datos.

2.3.1.2.2. Demografía

Se sabe muy bien que en varios países en vías de desarrollo las poblaciones aumentan rápidamente, lo que constituye un problema crucial para las décadas futuras.

Para una evaluación de las necesidades energéticas en los países en vías de desarrollo, la base de datos sobre la evolución demográfica tendrá un significado particular y de gran importancia. El planificador debe tratar cuidadosamente este tema y considerarlo, especialmente para los estudios a largo plazo.

2.3.1.3. Países en Vías de Desarrollo y Fuentes de Energía

Todas las fuentes de energía conocidas a nivel mundial se encuentran también en los países en vías de desarrollo aunque su explotación y su consumo no alcancen el mismo nivel que en los países industrializados.

Hoy en día los países industrializados constituyen el 20% de la población mundial, pero consumen el 75% de los recursos energéticos [12]. Si los países en vías de desarrollo alcanzasen el mismo nivel, se necesitaría una cantidad de energía primaria tal que sería imposible obtenerla.

El uso en los países en desarrollo de la leña como fuente principal de energía crea particulares problemas para las décadas futuras, como la deforestación, se estima que en la actualidad se utilizan, para estos fines, cerca de 100.000 kilómetros cuadrados de superficie boscosa, por lo que se está agotando esta fuente de energía. Esto presenta una amenaza al equilibrio ecológico y podría crear serios problemas como la extensión de los desiertos. Sin embargo, en algunos países, el uso de la leña (especialmente como desechos) puede proteger el país de la importación del petróleo. Aunque representa un pequeño porcentaje de la demanda total, esta aportación no puede ignorarse. Además, dentro de las energías no comerciales, hay residuos agrícolas que se utilizan como combustible.

2.3.1.4. La Tecnología Energética en los Países en Vías de Desarrollo

La evolución tecnológica en el campo energético durante las últimas décadas ha conocido una alta automatización de los procesos de producción y de suministro de la energía. Esta tecnología se fabrica y se vende esencialmente por los países industrializados. Los países en vías de desarrollo que la compran se benefician de todas las mejoras introducidas en esta tecnología. Sin embargo, surge otro problema, es el de la mano de obra cualificada que debe mantener la herramienta técnica cada vez más sofisticada. Lo que necesita un presupuesto suplementario para la formación de esta mano de obra cualificada.

2.3.1.5. La cuestión de Financiación

El alto endeudamiento de varios países en vías de desarrollo, aunque algunos de ellos tengan cuantiosos recursos energéticos, crea importantes problemas de financiación en nuevas instalaciones energéticas. En algunos casos, se buscan soluciones a través de la opción de compra de equipos a menor precio, lo que puede ser desfavorable en los proyectos energéticos que deben funcionar a medio o a largo plazo por causa del aumento en los costes de operación y mantenimiento. Lo que no permite evaluar los beneficios de los proyectos energéticos. Para resolver este tema, varios países recurren a organismos internacionales como el Banco Mundial. Los nuevos proyectos pueden emprenderse solo si la devolución de los gastos en capital y los pagos de los intereses sobre los préstamos se hacen con garantías.

2.3.2. Estrategias Energéticas en los Países en Vías de Desarrollo

2.3.3.1. Disparidades en la Demanda Energética

Una de las características más llamativas de la actual distribución mundial de energía es, como ya lo hemos dicho, la enorme disparidad entre los países en vías de desarrollo y los países desarrollados. Hoy en día, los países desarrollados consumen el 75% de la energía primaria producida en el mundo. La energía consumida per capita constituye un indicador de desarrollo de un país. Un ciudadano de un país muy pobre consume un promedio de solo un 15% de la energía consumida por un ciudadano ordinario norteamericano. Aproximadamente, el contenido energético de la alimentación de un ciudadano de un país muy industrializado representa poco más que la energía utilizada por un ciudadano de algunos países pobres para todas sus necesidades: cocción, luz, transporte, industria, agricultura, etc.

Los diferentes sectores de la economía nacional en los países en vías de desarrollo son:

- Residencial
- Comercial
- Industrial (generalmente no desarrollado o con posibilidades de desarrollo solo gracias a la asistencia extranjera)
- Agrícola (el principal sector en varios países)
- Transporte (a menudo estorbado por la falta de una infraestructura adecuada)

En el lado de los aspectos de financiación hay que incluir:

- Las estructuras sociales de los sectores de consumo de energía
- El empleo
- El medioambiente
- La transferencia tecnológica de los países industrializados a los países en vías de desarrollo.

2.3.2.2. Consumo Energético por Diferentes Sectores de Actividades

La mayor diferencia de los consumos de energía entre sectores sociales de los países en vías de desarrollo es el que corresponde a la energía utilizada para los fines no comerciales. Estas diferencias varían mucho de un país a otro. Otro aspecto importante es la diferencia, a veces muy perceptible, del consumo entre los ciudadanos de un mismo país. La elite consume más el petróleo y la electricidad mientras los ciudadanos más pobres consumen en su mayoría los combustibles tradicionales.

Frente a esta dualidad, la cuestión es saber si se necesita una estrategia energética dirigida hacia cada categoría de las poblaciones de un mismo país. La estrategia energética para un país en vías de desarrollo debería:

- Considerar que para la elite, los modelos del consumo energético son los mismos que en los países industrializados.
- Investigar como los pobres pueden acceder a los servicios energéticos modernos o a la energía tradicional mejorada.

Otro hecho a señalar es la variación del consumo según los diferentes sectores de la economía: residencial, industrial, servicios, transporte, agricultura. La demografía juega también un papel importante en la evolución del consumo energético porque manteniéndose otras variables socioeconómicas, el aumento de la población aumenta la demanda energética.

2.3.3. Fuentes de Energía Renovables en Países en Vías de Desarrollo

En la mayoría de los países en vías de desarrollo la fuente de energía renovable más utilizada es la energía hidráulica. Existen países donde esta forma de energía produce más del 90% de la electricidad consumida.

Las energías eólica y solar son, a veces, potenciales importantes en algunos de los países en vías de desarrollo pero están todavía poco explotadas. Esta situación se explica por el elevado coste de estas instalaciones.

La energía geotérmica, limitada cuanto a su potencial en varios países en vías de desarrollo se explota muy poco.

La biomasa, sobretodo la leña sigue siendo la forma de energía renovable más utilizada en los países en vías de desarrollo a pesar de los riesgos ligados a su utilización masiva: problemas de salud y de pobreza para los usuarios, problemas de la deforestación y de la desertificación a los cuales algunos países están expuestos. La mejora de las condiciones de utilización de esta fuente de energía sigue también siendo muy limitada.

2.3.4. Financiación, Empleo, Precio: Algunas Exigencias Particulares en los Países en Vías de Desarrollo

En los países en vías de desarrollo, la financiación de la inversión en el campo energético puede practicarse por:

- La autofinanciación (en efectivo a partir de los beneficios)
- La financiación gracias a los préstamos de las organizaciones internacionales como el Banco Mundial
- La financiación gracias a las subvenciones o generalmente gracias a las asignaciones de los fondos nacionales o internacionales

En cuanto al empleo, la prioridad de satisfacer las necesidades básicas del sector doméstico no debe impedir el suministro de energía a los sectores comerciales e industriales, que contribuyen mucho a la creación del empleo. La disponibilidad de los servicios energéticos en los países en vías de desarrollo tiene una justificación social importantísima porque contribuye al desarrollo sostenible y a la creación de empleo.

Otro problema importante del desarrollo energético en los países en vías de desarrollo es el de la política de precios de la energía. La fijación de la tarifa de la energía en un país en vías de desarrollo está a menudo ligada al control del precio y a la política de subvención del estado para apoyar el poder adquisitivo de la población. Lo que constituye un freno al desarrollo general del país que debe depender de la energía.

La fijación de la tarifa y la política de los precios no están estrictamente orientadas por el comportamiento del mercado. Al menos, los esfuerzos deberían hacerse para alcanzar progresivamente una situación en la que los poderes del mercado fueran dominantes. Esto es una de las condiciones básicas de una política energética al lado de otros esfuerzos para compartir la riqueza y controlar la evolución demográfica.

2.4. Energía y Medioambiente

El mayor incremento del siglo pasado en consumo energético ha sido debido a la utilización de los combustibles fósiles que tienen un impacto negativo sobre el medioambiente (emisiones de gases de efecto de invernadero). No se ha dado ninguna importancia a este hecho en el pasado. Pero hoy en día, este tema se incluye con mayor importancia en las actividades de planificación energética. En la actualidad se define la noción del Desarrollo Sostenible [9]: *El Desarrollo Sostenible es el desarrollo que permite satisfacer las actuales necesidades humanas sin comprometer a la posibilidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas.*

La producción, la conversión, el transporte y el uso de la energía tienen impactos a nivel local, regional y mundial. Los efectos sobre el medioambiente se extienden de la contaminación atmosférica local y regional, a las lluvias ácidas, a la deforestación, a los eventuales peligros radiactivos y a las emisiones

contribuyendo al efecto de invernadero a escala mundial. Las obligaciones ambientales actúan como factor determinante en el cambio tecnológico. Pueden estimular la creación de las nuevas tecnologías y ayudar a dirigir las trayectorias del desarrollo para aliviar impactos reales y eventuales.

En general los impactos generados por la producción y el consumo de energía comprenden [44]:

- La contaminación del aire debido a la liberación de partículas y gases tóxicos por la quema de combustibles fósiles
- La contaminación marina por derrames de petróleo
- La destrucción del hábitat debido a las operaciones mineras y construcción de presas
- La acidificación de ecosistemas por la lluvia ácida.
- La contaminación acústica proveniente de las plantas de producción eléctrica y de los motores de combustión interna
- La deforestación por una tala continua de madera para la leña

De todas maneras, los efectos sobre el medioambiente dependen también del tipo de planta generadora de energía. Por ejemplo, para la producción eléctrica tenemos según el tipo de planta [45]:

A. Centrales Termoeléctricas:

- La emisión de **dióxido de carbono (CO₂)** afecta el clima produciendo un aumento del **efecto invernadero** (Los gases de la atmósfera dejan atravesar las radiaciones solares pero atrapan y no dejan que escape al espacio la radiación infrarroja emitida por la superficie de la tierra y parte de ésta baja de la atmósfera. Este proceso es natural, ya que permite la existencia de vida en la Tierra). Este incremento en la temperatura de la tierra trae consecuencias dramáticas para nuestros ecosistemas: pérdida de volumen de los glaciares, aumento de los niveles del mar, inundaciones, daños irreparables en los arrecifes de coral, expansión de enfermedades tropicales, desplazamientos de especies, desaparición de los principales humedales, pérdida de playas y costas debido a la subida del nivel del mar, aumento de las temperaturas medias.
- La emisión de **óxido de nitrógeno** genera el **ozono troposférico** y el “smog” (**nieblas**) responsables de enfermedades pulmonares e infecciosas.
- La emisión de **dióxido de azufre** es el mayor causante de la **lluvia ácida**². Otros contaminantes que se producen en menor cantidad son: el **mercurio**, el **plomo**, **metales pesados**, **partículas (hollín)**.

B. Centrales Hidroeléctricas:

- Fuerte impacto ambiental en la etapa inicial sobre los ecosistemas zonales: flora y fauna terrestre y acuática, sobre el clima, incorporación de ruidos, incremento de material sólido en suspensión en el cuerpo de agua, inundación de tierras fértiles.
- Sobre los ecosistemas acuáticos: cambios en la calidad del agua y de su normal escurrimiento, mortalidad, disminución y/o reemplazo de especies. Impedimento del viaje migratorio de las especies acuáticas para el desove.

² La lluvia ácida es una forma de contaminación atmosférica. Se forma cuando los óxidos de azufre y nitrógeno en combinación con la humedad atmosférica reaccionan convirtiéndose en ácido sulfúrico y nítrico. Estas partículas en forma de precipitación seca desaparecen por gravedad o por impacto contra el suelo, edificios, plantas, etc., y otras veces permanecen en la atmósfera y en combinación con la humedad de las nubes forman la lluvia ácida cayendo con la lluvia, la nieve y el rocío.

- Emisiones de CO₂ y de metano proveniente de la degradación anaeróbica y la descomposición de la materia orgánica vegetal.
- Impactos visuales, deterioro de los paisajes.
- Impacto social y económico.
- Efectos sobre la salud: el aumento de la población de insectos (mosquitos) produce enfermedades como la malaria y la locura; desarrollo de la familia de caracoles vector de la esquistosomiasis que afecta a pescadores y niños.
- Pérdidas de lugares destinados a la recreación y de áreas de valor cultural o ambiental, desplazamiento de poblaciones.
- Pérdida de fuentes de agua potable y de estabilidad geológica (movimientos sísmicos).

2.5. Dinámica de la Tecnología Energética

2.5.1. Contexto General

En un estudio de planificación energética a largo plazo el impacto de la dinámica de las nuevas tecnologías sobre la demanda y el suministro de la energía, no puede omitirse.

Varios factores contribuyen al impulso de los nuevos desarrollos en el campo de la tecnología energética. Estos son principalmente:

- La decadencia de los combustibles fósiles y su agotamiento inminente
- El impacto ambiental y el cambio climático
- Y por fin los riesgos de interrupción de suministro energético en un futuro cada vez más próximo

Frente a esta incertidumbre, las soluciones más destacables son:

- Obtener nuevos combustibles
- Bajar las emisiones contaminantes
- Mejorar la eficiencia de los sistemas energéticos
- Intensificar el uso de las tecnologías renovables
- Utilizar más sus propios recursos y disminuir la dependencia del exterior.

Para alcanzar estas soluciones, la dinámica tecnológica constituye la única alternativa.

El desarrollo sostenible depende entre otros factores de la rentabilidad y la comodidad de los sistemas energéticos ambientalmente sanos (Comisión Brundtland, 1987). El avance tecnológico es un factor dominante en este proceso porque permite un uso más productivo de los recursos energéticos. Las mejoras en la eficacia del material energético y la descarbonización de las fuentes de energía contribuyen a la transición hacia un desarrollo sostenible para toda la sociedad. El logro de estos objetivos requiere sin embargo la emergencia de las tecnologías innovadoras, altamente productivas y ambientalmente compatibles. Los procesos muy complejos de la dinámica tecnológica, económica y social afectarán la evolución de estas tecnologías y de su incorporación acertada a los sistemas energéticos. Así, es muy importante desarrollar una comprensión más profunda de estos procesos e incorporarlos en los correspondientes marcos de la política y de la toma de decisión sobre el desarrollo de un sistema energético.

El cambio tecnológico continuo ha sido un conductor importante de las transformaciones estructurales de los sistemas energéticos. Las ventajas comparativas de las nuevas fuentes de energía y el emerger de sus nuevas aplicaciones bajo la forma de las nuevas tecnologías de uso final han sido conductores importantes para la sustitución de las viejas tecnologías todavía predominantes. El proceso de sustitución más competitivo tendrá siempre éxito en el sistema energético. En su totalidad, el sistema ha llegado a ser más productivo, constantemente desarrollándose hacia el uso de las formas comerciales de energía más convenientes, más flexibles y más limpias. También, las tendencias a largo plazo de la mejora de las intensidades energéticas y las eficiencias son evidentes [13].

Los niveles del consumo energético se relacionan fuertemente con la actividad económica. El crecimiento económico, también conducido substancialmente por el cambio técnico, implica el aumento de las necesidades energéticas y requiere la disposición de los nuevos servicios energéticos. La tecnología juega un papel importante en el desacoplamiento de la demanda energética del crecimiento económico aumentando la eficacia de la producción, de la conversión, de la transmisión y de la distribución y del uso final de la energía. Todavía sigue habiendo una potencia substancial para las mejoras de la eficacia en todas las etapas del sistema energético a explotar.

Las preocupaciones y las obligaciones medioambientales, que han estado expuestas en las últimas décadas, constituyen otra fuerza impulsora en los cambios tecnológicos de los sistemas energéticos.

El cumplimiento de las necesidades energéticas cada vez más crecientes con menos consecuencias para el medio ambiente requiere tecnologías energéticas más limpias y los sistemas más eficientes. Esto es particularmente importante para los países en vías de desarrollo, que pueden experimentar un crecimiento altamente dinámico de sus necesidades energéticas y enfrentarse al desafío de resolver sus objetivos del desarrollo mientras que deben reducir los efectos medioambientales. El progreso tecnológico juega un papel dominante en la reducción de los impactos medioambientales de la energía. La eficacia creciente y el uso de las fuentes menos contaminantes ayudan a disminuir la carga medioambiental impuesta por las actividades energéticas. El cambio tecnológico se puede ver así como un instrumento que permite alcanzar los sistemas energéticos sostenibles.

Una tercera fuerza impulsora es el marco institucional y organizacional del sector energético. La evolución del ambiente institucional y regulador en el cual los actores operan afecta también las particulares trayectorias tecnológicas a seguir y los índices de transición. Un marco institucional dado puede llevar a favorecer algunas tecnologías más que otras. Por ejemplo, la desregulación de la industria eléctrica que ha incorporado a nuevos operadores privados, ha favorecido la opción de las tecnologías baratas, una construcción más rápida y un período más corto para recuperar el dinero invertido.

La estructura institucional influencia también el acceso al conocimiento, las expectativas y opiniones del futuro. Las empresas con diversas estructuras de estudio pueden producir diversos modelos de innovación. También, "las trayectorias son influenciadas por la creencia y las opiniones sobre el futuro que inspiran expectativas tecnológicas de las empresas".

El aspecto institucional tiene importantes implicaciones porque la penetración de las nuevas tecnologías requiere más inversiones en investigaciones y desarrollo y en el despliegue de los proyectos de demostración y de las aplicaciones comerciales en los mercados.

2.5.2. El Papel de la Tecnología en el Cambio Climático

A nivel mundial, el cambio climático tiene una repercusión muy importante, debido a las consecuencias potencialmente graves que puede causar sobre el planeta. Últimamente, se ha experimentado una tendencia al aumento de la temperatura del aire superficial de la tierra. Aunque

existen un número de incertidumbres sobre los procesos todavía implicados, se estima que hay una relación entre los cambios en niveles de concentración de los gases del efecto invernadero en la atmósfera y el cambio climático. Sin embargo, se ha demostrado cómo las emisiones afectan el equilibrio natural. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, 1995) indicó ya, "La evidencia de las actividades humanas en el cambio climático a nivel mundial".

2.5.3. Evolución de Algunas Tecnologías Energéticas

Existen varias tecnologías energéticas, pero vamos aquí a dar una breve descripción de algunas que juegan un papel significativo en la transición hacia una buena eficiencia energética y menos emisiones de los gases de efecto invernadero. Se indicará una breve descripción sobre seis tecnologías de producción eléctrica con poca repercusión sobre el medio ambiente: la energía eólica, la solar fotovoltaica, las células de combustible, las tecnologías limpias del carbón, las nuevas turbinas de gas y las nuevas centrales eléctricas nucleares.

2.5.3.1. La Energía Eólica

La energía eólica constituye una alternativa renovable de producción eléctrica que ha experimentado los últimos años un crecimiento altamente dinámico. Las tasas de crecimiento han estado alrededor del 20% por año en los últimos diez años y la capacidad mundial instalada alcanzó 13.4 GW a final del año 1999. En respuesta al impulso del mercado, a la ayuda de los gobiernos de varios países, las turbinas eólicas han podido penetrar en alguna medida el mercado mundial.

El desarrollo de las turbinas eólicas se puede considerar como el proceso de las mejoras cada vez más crecientes basadas en la experiencia, en la producción y en la utilización. El acercamiento más acertado, seguido por ejemplo por Dinamarca, actualmente uno de los actores principales en el mercado mundial, era el aumento de pequeños molinos de viento. Las innovaciones cada vez crecientes fueron gradualmente incorporadas a diseños estándares, permitiendo la producción de modelos sucesivos con gran tamaño, funcionamiento mejorado y gastos inferiores. Otros países como Suecia, Alemania y también Estados Unidos, han seguido otro camino empezando por turbinas del orden del MW e ir mejorando a través de investigaciones.

Las turbinas eólicas han experimentado en los últimos años significativas reducciones de costes [14]. Esto se ha notado en los países como Estados Unidos, Dinamarca y Alemania. Según su análisis, las reducciones de los costes han sido principalmente debido al crecimiento de los tamaños de las turbinas. Sin embargo las reducciones se han limitado ligeramente por los costes adicionales debidos a los cambios del diseño y a la introducción rápida de nuevos modelos. Así, el proceso de aprendizaje ha sido relativamente lento, aunque el resultado compuesto ha sido considerable.

La energía eólica ya es atractiva en algunos mercados, pero todavía tiene que consolidarse como una alternativa competitiva. Para alcanzar esto, hay un número de preocupaciones con respecto a la fiabilidad, a la utilización del suelo, a los impactos visuales, a la información sobre los recursos del viento, etc., que deben solucionarse. También, pueden requerir que los instrumentos de política tecnológica proporcionen incitaciones específicas a la producción de electricidad (y no sólo instalaciones de capacidad) de esta y otras nuevas tecnologías.

2.5.3.2. La Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica ha experimentado últimamente unas mejoras significativas, constituyendo así una opción sana tanto para las utilidades alejadas de la red como para las aplicaciones especiales. En el año 95, había ya en la unión Europea 66 empresas dedicadas en la fabricación de las células fotovoltaicas y su producción llegó a los 22 MWp, lo que representaba un 30% del total mundial en este campo. Aproximadamente un 50% de esta producción se destinaba a la exportación, básicamente para su uso en países en vías de desarrollo [15].

A partir de esta fecha la tecnología fotovoltaica está creciendo cada vez más, aunque deben hacerse aún varios esfuerzos, sobre todo a nivel de los precios para permitir su acceso, sobre todo en los países en vías de desarrollo. Su asociación a las turbinas eólicas puede constituir una solución a los problemas de electrificación rural en los países en vías de desarrollo.

Es importante el desarrollo de nuevas estrategias para estimular el interés en nuevas unidades fotovoltaicas más potentes [14].

2.5.3.3. Células de Combustible

La célula de combustible es principalmente una tecnología en la fase de investigación, pero muy prometedora, especialmente, para el transporte y para otras aplicaciones de producción de electricidad. Las células de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten directamente energía química en energía eléctrica, con una alta eficiencia. Sin partes móviles internas, las Células de Combustible operan de forma similar a las pilas secas, excepto que para la producción continua de electricidad requieren el suministro continuo de combustible, normalmente hidrógeno. Funcionan bajo el principio de intercambio de carga electrolítica entre una placa de ánodo positiva y una placa de cátodo negativa. Cuando se utiliza hidrógeno como combustible básico se produce hidrólisis inversa, produciendo agua y calor como subproductos, sin producir contaminantes. Esto permite la conversión directa de la energía química en los combustibles en electricidad (sin combustión), así siendo capaz de alcanzar los rendimientos altos por unas emisiones contaminantes considerablemente débiles. El hidrógeno, combustible interno de la célula, se obtiene a través de otros combustibles. Hay una gran diversidad de fuentes productoras de hidrógeno para su aplicación en las células de combustible. Entre otros, el gas natural, el metanol, el etanol, los destilados del petróleo, la biomasa e incluso el carbón gasificado [16].

Hay diversos tipos de células de combustible que dependen básicamente del electrolito que se utiliza. El electrolito es la sustancia que sirve como puente para el intercambio de iones entre el ánodo y el cátodo. Existen 5 diferentes tipos de células de combustible:

a) Ácido Fosfórico (PACFs)

Estas Células de combustible utilizan ácido fosfórico como electrolito y generan electricidad con un rendimiento de más de 40% y hasta el 85% si el vapor producido se emplea en cogeneración, comparando con el rendimiento conocido del 30% de la más eficiente máquina de combustión interna. Las temperaturas de operación se encuentran en el rango de los 400 °F. Es el tipo de Células de combustible más desarrollado a nivel comercial e ya se encuentra en diversas aplicaciones como en clínicas u hospitales, en hoteles, en oficinas, en escuelas, en plantas eléctricas y en aeropuertos. También pueden utilizarse en grandes vehículos como autobuses.

b) Carbonato Fundido (MCFCs)

El electrolito es una sal carbonatada, que funde a una temperatura de aproximadamente 1200 °F. Se pueden obtener altos rendimientos combustible-electricidad.

c) Óxido Sólido (SOFCs, Solid Oxyd Fuell Cell)

Un sistema de óxido sólido normalmente utiliza un material cerámico duro en lugar de un electrolito líquido permitiendo que la temperatura de operación alcance los 1800 °F. Los rendimientos de generación eléctrica pueden alcanzar un 60%. Podrían utilizarse en aplicaciones de generación eléctrica a gran escala. Junto con las MCFMs, son las únicas que pueden utilizar monóxido de carbono como combustible.

d) Alcalinas

Contienen electrolito líquido alcalino (normalmente hidróxido de potasio) y pueden alcanzar un rendimiento del 70%. Actualmente se utilizan en aplicaciones espaciales.

e) Polímero Sólido o Membrana de Intercambio Protónico (PEMC, Proton Exchange Membran Fuell Cell)

Contienen un polímero sólido como electrolito. Estas Células operan a temperaturas relativamente bajas (80°C), tienen una densidad de potencia alta, pueden variar rápidamente la potencia a la salida para satisfacer cambios en la demanda eléctrica y son adecuadas para aplicaciones donde se requiere una demanda inicial rápida, tanto en equipos estacionarios de generación eléctrica como en automóviles.

Nota: El campo de la célula de combustible tiene todavía mucho que hacer para llegar a ser competitivo con relación a su coste sobre el mercado. Desde el punto de vista técnico, tiene futuro gracias a estas ventajas: operación silenciosa en la producción eléctrica, energía limpia, rendimiento alto, posibilidad de varios combustibles e independencia de la red. Puede conquistar mercados y ampliarse si se alcanzan más mejoras futuras del funcionamiento y menos coste. En la producción eléctrica unos requisitos rigurosos sobre la fiabilidad y la disponibilidad del gas metano se imponen. Sin embargo, las utilidades de las células de combustible en el transporte han conducido ya a una penetración en los mercados aunque todavía débil.

2.5.3.4. Tecnologías Limpias del Carbón

Desde la década de los 80 se vienen desarrollando las denominadas "tecnologías limpias de carbón", guiadas por un doble desafío: el de producir energía de manera económica y el de respetar el medio ambiente. En este esfuerzo se ubica la "gasificación integrada con unidades de fraccionamiento del aire". Este sistema pone al carbón en contacto con vapor y oxígeno, generándose un gas combustible, compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, que, cuando se quema, puede ser usado para turbinas de gas.

Este proceso logra una eficiencia energética del 80% en la transformación del carbón, reduce en un 75% la emisión de CO₂ y elimina casi en su totalidad el resto de contaminantes químicos. Por su parte, algunos sistemas de "ciclo combinado híbrido", que unen las mejores características de las tecnologías de gasificación y combustión, consiguen eficiencias mayores del 50%.

Otro ejemplo de las tecnologías limpias en el uso de este mineral son las "centrales de combustión de lecho fluido". En ellas el carbón se quema aplicando una corriente de aire sobre un lecho de partículas inertes, como, por ejemplo, de piedra caliza, mejorando el rendimiento de la combustión del carbón y disminuyendo el impacto ecológico.

A largo plazo, las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, que evitan la expulsión a la atmósfera de este gas de efecto invernadero, tienen un enorme potencial:

- Tanto es así que el carbón podría convertirse en un elemento fundamental de una economía futura basada en el aprovechamiento energético del hidrógeno.
- Las investigaciones en torno a los combustibles líquidos a partir de carbón, que ya se realizan en Sudáfrica, Estados Unidos y varios países europeos, también representan opciones de futuro.

Hoy en día, las tecnologías limpias del carbón más destacadas, como la combustión presurizada en la cama fluidificada (pressurised fluidised bed combustion (PFBC, atmospheric fluidised bed combustion, AFBC), la combustión atmosférica en la cama fluidificada (atmospheric fluidised bed combustion, AFBC) y la gasificación integrada del carbón a ciclo combinado (integrated gasification combined cycle, IGCC) permiten la producción más eficiente y menos contaminante de la electricidad que las plantas convencionales con carbón pulverizado. Han experimentado ya avances significativos y las expectativas sobre la reducción de coste han cambiado positivamente en los últimos años.

El objetivo estratégico de varios países u organismos está en la investigación para alcanzar un nivel de desarrollo más competitivo a nivel mundial. La Unión Europea es consciente del valor estratégico del carbón.

Algunos países europeos empiezan a tomarse cada vez más en serio el carbón. En Alemania es el principal generador de electricidad, y en algunos países como Gran Bretaña se está volviendo a ver con gran interés, tras las repetidas subidas del petróleo, mientras que en Italia se está pasando al carbón en algunas de sus plantas alimentadas por petróleo. En España, las centrales térmicas de carbón mantienen una tecnología anticuada, lo que obliga a ceder el protagonismo al petróleo y al gas.

China es el país que con mayor firmeza apuesta por este mineral. Se trata del mayor productor y consumidor de carbón del mundo -el 70% de la energía que alimenta al país-. Para tratar de asegurarse el suministro energético, el gobierno chino ha anunciado para los próximos 15 años inversiones de casi 4.000 millones de euros en la exploración de sus reservas carboníferas.

Las autoridades chinas se enfrentan al reto de aprovechar sus ricas reservas de carbón y cumplir como firmantes del protocolo de Kyoto -China es el segundo mayor emisor de gases contaminantes, después de Estados Unidos-. Por ello, el gobierno se apoya en el desarrollo de tecnologías propias y en la participación en proyectos internacionales para conseguir aprovechar el carbón de manera más limpia y barata.

En 2004, el Instituto Mundial del Carbón publicaba el informe "*Carbón limpio: Creando un futuro a través la tecnología*", en el cual se exponía que las tecnologías de carbón limpio están aumentando para satisfacer a las amenazas medioambientales del sector.

El informe aseguraba que hay una tecnología diferente para cada situación específica. Por ejemplo, las tecnologías que resultan factibles en un país desarrollado pueden no serlo en los países en vías de desarrollo. El informe también afirmaba que hay tecnologías que mejoran el rendimiento medioambiental de las centrales eléctricas de carbón en cualquier país, independientemente de su desarrollo económico.

Asimismo, recomendaba avanzar con una serie de medidas, entre las que se incluyen:

- Mejorar la aceptación de las opciones actuales y los niveles de eficiencia en las centrales eléctricas de carbón
- Utilizar tecnologías avanzadas, desarrollar y comercializar tecnologías de nueva generación
- Explotar las sinergias con fuentes de energía renovables

2.5.3.5. Turbinas de Gas

La turbina de gas se ha convertido en una de las alternativas más competitivas para la producción eléctrica y la cogeneración debido a sus costes de inversión bajos, al tiempo corto de su construcción, a su alta eficacia y a las emisiones bajas. Se espera que aumente rápidamente su contribución en el mercado de electricidad.

En los sistemas sencillos de alta temperatura, los gases de combustión a alta presión se utilizan para accionar una turbina de combustión. En una configuración del ciclo combinado, el calor perdido en la turbina de combustión se utiliza para generar el vapor para una etapa adicional de la turbina de vapor. La tecnología se puede considerar bastante consolidada, pero todavía son necesarias mejoras en eficacia, en costes y en niveles de emisión. Otras mejoras de la eficacia dependerán fuertemente del desarrollo de nuevos materiales de alta temperatura, de las técnicas avanzadas en el enfriamiento y de una mejor utilización del extractor de la turbina de gas. Otro factor importante se relaciona con la posibilidad de utilizar varios combustibles. Con el estado actual, la tecnología presenta alguna flexibilidad limitada del combustible. Se espera que las turbinas futuras puedan ampliar su flexibilidad para utilizar gas sintético obtenido del carbón y de la biomasa.

La tecnología se inició para la propulsión aeronáutica (principalmente para los turborreactores). Luego se adaptó para la producción eléctrica. Siendo competitivo por su fiabilidad, encontró finalmente aplicaciones en el mercado de generación eléctrica. La existencia de este mercado multiplicó las oportunidades en el negocio de las turbinas de gas. También, la tecnología se benefició de una serie de progresos en aerodinámica, en los materiales, en los métodos de fabricación y en el control de calidad, etc. Las mejoras continuas, resultando del funcionamiento y del coste, combinadas con la reducción del progreso de las turbinas de vapor convencionales, con el cambio normativo y regulador en los sectores de la electricidad de muchos países y con las preocupaciones ambientales, han preparado el terreno para su introducción como competidor en la producción eléctrica.

2.5.3.6. Nuevas Centrales Nucleares

La opción de la fisión nuclear no es nueva. Fue introducida hace más de cincuenta años y tiene actualmente una cuota de aproximadamente el 17% del mercado eléctrico mundial [17]. La energía nuclear es de las tecnologías que menos emisiones originan, 0,01 gramos de dióxido de carbono equivalentes por cada kWh producido. Este mismo valor para una central de ciclo combinado es de 400 a 1.250 gramos equivalentes por kWh [18]. Pero, después de haber experimentado un crecimiento significativo en las últimas décadas, la extensión de la capacidad nuclear al nivel mundial ha llegado a ser mucho más lenta. A pesar de esta disminución en la construcción de nuevas plantas, la energía nuclear sigue aumentando.

En el año 2001 se pusieron en operación nueve nuevos reactores en Japón y Rusia, y están en construcción no menos de 30 unidades, la mayoría en países asiáticos. En Europa hay 143 reactores nucleares que aportan el 33,9% del consumo eléctrico de Europa. En la antigua URSS, el accidente de Chernobil paralizó la construcción de 50 nuevas centrales nucleares. Sólo cuatro han concluido su montaje con tecnología Siemens VVER 640. En Finlandia, el 32,2% de la energía eléctrica es de

origen nuclear. En España, la capacidad instalada es de 7.816 MW, con 9 grupos en funcionamiento, lo que representa cerca de un 27% de la electricidad producida en el país. En Alemania se cerraron seis centrales en la zona oriental. El movimiento antinuclear es muy importante y desde hace 25 años se ha paralizado el sector. Existen proyectos para cerrar las 20 centrales existentes en los próximos años. A pesar de ello, el 30,6% de su energía eléctrica tiene como fuente los combustibles nucleares. En Bélgica, donde el 56,8% de la energía eléctrica es de origen nuclear, existe un proyecto, basado en siete reactores nucleares, para eliminar esta fuente energética en un marco de 40 años. Corea tiene 16 centrales nucleares para la producción de electricidad y tiene en construcción cuatro reactores más. El 40,7% del total de energía eléctrica consumida es de origen nuclear. Japón cuenta con 53 reactores con una capacidad de 47,3 GW. En la actualidad están en construcción dos nuevas centrales y otras ocho están planificadas a partir de este año. Taiwán dispone de seis centrales que producen el 33% de su energía eléctrica. Además, tiene en construcción otras dos nuevas unidades. Canadá tiene congelada la construcción de nuevas centrales. Pakistán, India, China, México, Brasil, Cuba y otros países en desarrollo, disponen de centrales nucleares o de planes para ponerlas en operación, aunque casi siempre muy mediatizadas por la disponibilidad de capitales. En estos casos es de cierta gravedad el considerar las tecnologías de aplicación, propias o con poca experimentación.

Los costes de construcción y de operación de las instalaciones nucleares han mostrado una tendencia de crecimiento debida, entre otros factores, a la imposición de más exigencias normativas y de muchos requisitos reguladores, además de tiempos largos de construcción. Estos períodos largos de construcción y el alto capital de inversión hacen que la tecnología sea menos atractiva en los actuales mercados liberalizados de electricidad. La reducción del tiempo de construcción, la estandarización de los equipos y la simplificación de diseños, la disminución del coste de operación y la reexaminación de los efectos de las exigencias excesivas de regulación del mercado nuclear son esenciales para mejorar la rentabilidad de la tecnología.

Por otra parte, uno de los grandes problemas a los que se enfrenta esta tecnología es de los residuos radiactivos. El almacenamiento a largo plazo de residuos radiactivos sigue siendo un problema. Muchos países piensan en la utilización de los depósitos geológicos para la solución permanente. Sin embargo, dejar a las generaciones futuras la carga de desechos nucleares enterrados en pozos profundos es probablemente más razonable que hacerles cargar con un mundo más caliente. Así, el futuro de la energía nuclear parece inseguro, ya que deben resolverse problemas como garantizar la seguridad, mejorar la confianza pública, la gestión de los residuos radioactivos y de los posibles riesgos de proliferación de las armas nucleares. El plutonio es uno de los elementos más peligrosos que se producen en las centrales nucleares. También se utiliza como combustible para las armas nucleares: 5 kg bastan para fabricar una bomba y cada reactor produce más de 200 kg por año. Por consiguiente, en teoría, cualquier país que tenga una central nuclear puede fabricar 40 bombas por año [19]. Los esfuerzos continuos en investigación y desarrollo en estos aspectos serán esenciales para reducir los obstáculos que impiden a la tecnología jugar un papel significativo en la situación energética mundial.

Estos esfuerzos se centran más en el diseño de los reactores a *fusión nuclear* no contaminantes y deben conseguirse precios competitivos en esta tecnología.

2.6. Conclusión

La energía no solo juega un importante papel en la economía de las naciones, sino también en la vida de un ser humano. El nivel de consumo de la energía constituye uno de los principales criterios de evaluación del nivel de una población o de un país. La economía de un país está cuantificada por el producto nacional bruto y se compone de varios sectores dentro de los cuales se puede nombrar: el sector de la industria, el sector de los servicios, el sector residencial, el sector de la energía, etc. Pero

de todos estos sectores, el que tiene una fuerte interacción con los demás es sin ninguna duda el sector de la energía.

En efecto, todos los sectores de la economía recurren a la energía para su desarrollo. Es por eso se puede afirmar que la energía es el motor del desarrollo económico de cada país. Todos los métodos que permiten estudiar la economía se utilizan también para estudiar las cuestiones de energía.

Las actividades energéticas tienen un impacto negativo sobre el medioambiente. El rechazo de los gases de efecto invernadero y las lluvias ácidas constituye un problema preocupante a nivel mundial. Así, el desarrollo energético actual debe acompañarse de medidas concretas sobre este tema. En este capítulo han sido expuestos los efectos más importantes de las actividades energéticas.

La planificación energética como proceso permitiendo estudiar el futuro comportamiento del sector de energía, necesita, independientemente de la metodología seguida, los datos económicos de todos los sectores. De todas formas, la cuestión no se aborda de la misma manera para los países en desarrollo y los países industrializados. El conocimiento de la diferencia que existe entre los países estudiados es también de una gran importancia.

Otro aspecto que hemos tratado es el del desarrollo energético a través de las nuevas tecnologías energéticas. Este desarrollo se basa actualmente en la necesidad de utilizar fuentes y tecnologías menos contaminantes. Algunas nuevas tecnologías energéticas en el campo del uso de los combustibles fósiles han sido también descritas en este capítulo.

CAPITULO 3.

3. Sistema Energético de la República Democrática del Congo

3.1. Presentación del País

3.1.1. Historia del Congo

La historia de la República Democrática del Congo es muy antigua. Ya al principio de la exploración del continente africano por los europeos durante el siglo 15, el descubrimiento de herramientas de piedra de varios millones de años de existencia entre los lagos Albert y Édouard, permitió confirmar la antigüedad de la presencia humana allí. Pero, vamos aquí a recordar las fechas más significativas e importantes.

- Entre **1874** y **1877**: El explorador británico Henry Morton Stanley explora el río Congo.
- **1879**: El rey belga Léopold II quien había creado la Asociación Internacional Africana recibió de esta el mandato de tener el poder de soberanía sobre el territorio descubierto por Stanley.
- **1885**: Frente al interés de otros estados como Francia y Portugal sobre el Congo, la conferencia de Berlín que había decidido la partición del continente africano en varios estados, reconoció la soberanía del rey belga sobre el Estado Independiente del Congo (EIC), quien lo proclamó propiedad privada.
- **1908**: El rey belga traspasa el EIC a su país y a partir de esta fecha el Congo es una colonia Belga y se llamará Congo Belga.
- **1959**: Después de un partido de fútbol y después de que las autoridades colonizadoras hubieron prohibido una asociación nombrada ABAKO, Leopoldville (actual Kinshasa) sufre motines y las reivindicaciones son más políticas. Lo que obligó al colonizador organizar las elecciones generales y prometer la independencia.
- **30 de junio de 1960**: Independencia del Congo, y según la constitución y los resultados de las elecciones, se nombra a Joseph Kasavubu, presidente y a Patrice Emery Lumumba, primer ministro. El país deja de llamarse Congo Belga y se llamará la República del Congo.
- **1961**: Guerra civil, Emery Lumumba es asesinado.
- **1964**: Una nueva constitución es adaptada en Luluabourg (actual Kananga) según la cual el país cambia otra vez de nombre y se llamará República Democrática del Congo.
- **1965**: Joseph-Désiré Mobutu toma el poder después de un golpe de estado sin sangre y se quedará con este poder, más dictatorial que nunca, durante 32 años.
- **1971**: Mobutu cambia el nombre del país a Zaire y pide al pueblo que dejen los nombres occidentales. Para dar ejemplo, cambia su nombre por Mobutu Sese Seko Kugunbendu Wa Zabanga.
- **1997**: Laurent-Désiré Kabila, apoyado por las tropas de varios países toma el poder mediante otro golpe de estado y otra vez cambia el nombre del país. La república del Zaire se vuelve a llamar República Democrática del Congo. Mobutu se refugia en Marruecos donde muere el mismo año.
- **De 1998 a 2002**: El país entra en una nueva guerra con varios países (africanos y occidentales) operando directamente o indirectamente a través de grupos armados. La guerra provoca la muerte de más de 5 millones de congoleños.
- **2001**: Laurent-Désiré Kabila es asesinado y su hijo Joseph Kabila toma el poder.

- **2006:** El gobierno de transición formado por varios jefes de grupos armados organiza las elecciones generales. Se aprueba nueva constitución y Joseph KABILA es elegido presidente.

3.1.2. Situación Geográfica

Tercer país de África por su extensión, la República Democrática del Congo ocupa una superficie de 2.345.410 km². Dos mil kilómetros separan los puntos extremos: del norte al sur y del este al oeste. Solo Sudán (2.506.000 km²) y Argelia (2.376.391 km²) tienen una superficie superior a la del Congo. El país está situado en la cuenca hidrográfica formada por el río Congo y sus afluentes. Las cuatro zonas geográficas principales del país comprenden: la depresión central, la vasta región de los bosques tropicales a baja altitud que se extiende sobre 750.000 km²; la meseta del Kasai en el sur y en el sur este; las colinas de Bajo Congo; el Mitumba y las Montañas Azules que rodean los grandes lagos a lo largo de la frontera más septentrional. El país está dotado de numerosos recursos naturales: los bosques tropicales de las regiones del norte y del centro cubren más de la mitad del país; se encuentran en el sur importantes yacimientos de carbón y de minerales y por fin, las reservas de hidrocarburos explotados a lo largo del litoral oeste.

El país se sitúa geográficamente en África central y comparte sus fronteras con nueve países: la república del Congo Brazzaville al oeste, la República Centro Africana y el Sudan al norte, las repúblicas de Uganda, de Rwanda, de Burundi y de Tanzania al este, las repúblicas de Zambia y de Angola al sur. Su capital es Kinshasa.

3.1.3. Situación Política

Desde la constitución de 1964, revisada en 1967 y luego en 1978, el país dirigido por Mobutu Sese Seko, se caracterizó por un régimen autoritario con partido único, el MPR creado por Mobutu. Después de varias manifestaciones de estudiantes y opositores de 1989 y 1990, el Congo entra en una transición política muy caótica hacia la democracia. Sin voluntad real de cambio político, Mobutu siguió dividiendo a los nuevos partidos políticos y reforzando su poder dictatorial hasta 1996, año que Laurent Désiré Kabila, antiguo rebelde apoyado principalmente por países como Uganda, Rwanda, Burundi, Angola, ...pone en marcha una guerra “de liberación” que acabará el año siguiente (en 1997), con el poder de Mobutu.

Pero un año después, en 1998, los países que habían apoyado a Kabila (Ruanda, Uganda y Burundi) intentan quitarle al poder y comienza una nueva guerra más destructora. Varios países africanos son implicados. Angola, Namibia, Chad y Zimbabwe apoyan al gobierno de Laurent Désiré Kabila, mientras Ruanda, Uganda y Burundi apoyan a los grupos rebeldes creados y manipulados por ellos. El país vive la página más negra de su historia política.

En 2001, Laurent Désiré Kabila es asesinado y el parlamentario de transición decide dar el poder a su hijo Joseph Kabila. Este último intenta después de varios acuerdos con los varios grupos armados de reunificar el país y forma un gobierno de transición incluyendo a varios jefes rebeldes.

En 2006, se adopta una nueva constitución y se organizan elecciones democráticas. Joseph Kabila es elegido presidente. El sistema de gobierno es un régimen republicano. La forma del estado es una república unitaria con fuerte descentralización. El país de momento dividido en 11 provincias tendría, según la constitución, en un plazo de 3 años 25 provincias.

3.1.4. Situación Demográfica

Estimada en unos 60 millones en 2005, la población de la RDC aumenta a razón de un índice anual del 2.9 %. Las regiones fuertemente pobladas se sitúan sobre el perímetro del país, donde la densidad alcanza las 300 personas por km² en algunas partes del Bajo Congo y de Mayumbe. El crecimiento demográfico se ha acompañado de una urbanización rápida. En 2005, la población urbana era estimada en más del 31% del total de la población congoleña. Las migraciones internas y la creciente fecundidad debida esencialmente a una mejora higiénica y a las condiciones sanitarias son el origen de la progresión de las poblaciones urbanas, de las que el crecimiento prosigue a un ritmo anual del 7,5%. Los altos índices de fecundidad explican el elevado porcentaje de la población más joven, compuesta en un 45% por jóvenes de menos de 15 años. Hay que notar que la evolución de la demografía juega un papel muy importante en la evolución del consumo energético. Esto constituye un elemento muy importante en la planificación energética de cada país. El sector residencial depende totalmente del modo de vida de la población así como el número de los habitantes per casa.

3.1.5. Situación Económica de la República Democrática del Congo

3.1.5.1. Contexto

La evolución económica de un país o de su producto interior bruto juega un importantísimo papel en el consumo energético. Se debe obligatoriamente tener en cuenta la evolución económica en toda planificación energética a medio o largo plazo. Todos los sectores económicos deben ser analizados e incorporados en la planificación energética según su contribución al producto interior bruto.

En la República Democrática del Congo, a pesar de la riqueza minera, el producto interior bruto (PIB) ha caído mucho desde los años 1990. Esta caída que ha seguido el mismo ritmo hasta el año 2001 fue debida a varios factores, entre otros: las guerras interminables que ha conocido el país desde su acceso a la independencia, una política económica incoherente, una corrupción generalizada hasta la cumbre del estado, las medidas de nacionalización de las empresas en 1973, una fuerte deuda exterior suscrita con condiciones desfavorables y a menudo contratada para proyectos de interés dudoso; un vivo deterioro de los términos de intercambio, etc.[20]. A esta situación hay que añadir que la economía congoleña depende fuertemente de la industria minera cuyas aportaciones constituyen tradicionalmente el grueso de los ingresos públicos; y por esta razón es particularmente sensible a las fluctuaciones de los precios mundiales de los productos de base como el cobre, el diamante, el cobalto, el oro, etc.

La economía congoleña se ha caracterizado por un grave subempleo de la capacidad y de la infraestructura de producción, por los importantes desequilibrios económicos y financieros, por una elevada inflación y por una disminución de la renta per capita.

Globalmente, la situación económica del país es muy difícil, con una deuda exterior muy alta, cerca de 9 mil millones de dólares. La situación de confusión política de los años 90 y las últimas guerras han contribuido a la degradación de la economía congoleña. Sin embargo, hay que anotar que por razón de la anarquía y de la desorganización que afectan el país desde hace varios decenios, todas las estadísticas hay que considerarlas con prudencia.

A pesar de toda esta situación, se ha observado un crecimiento económico desde el año 2002 y por primera vez, el país ha conocido un crecimiento económico (3,5%) superior al demográfico (2,9%) [43]. La figura 3.1 presenta la evolución de la tasa de crecimiento del PIB de 1996 a 2005.

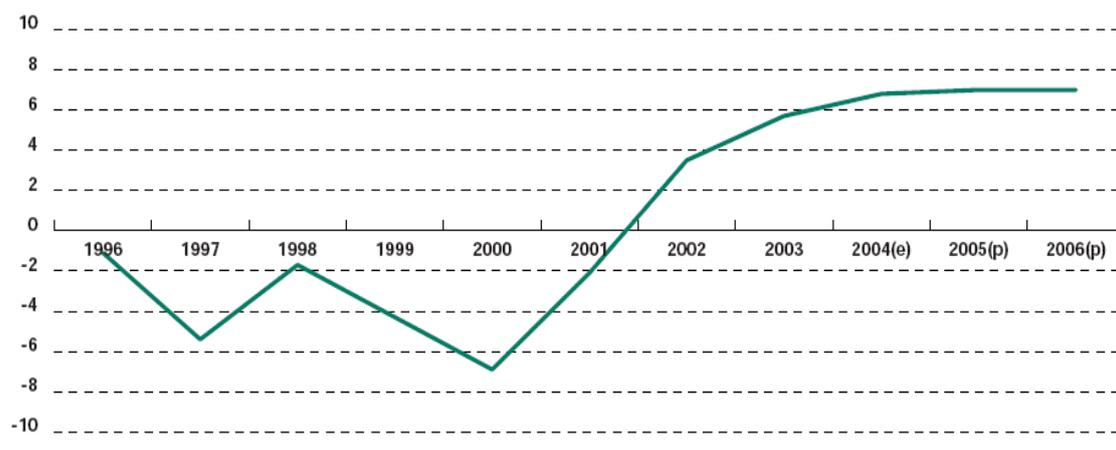


Figura 3.1. Tasa de crecimiento del PIB del Congo³

El crecimiento económico futuro de la República Democrática del Congo seguirá probablemente las tendencias observadas ya en 2002 [21]. Los elementos que están contribuyendo de manera determinante a la mejora de la economía deben mantenerse. Dentro de estos elementos, citamos el sistema político democrático que ha permitido la reunificación del país y la organización de las primeras elecciones libres en 2006, el cambio jurídico y reglamentario futuro en varios sectores de la economía para atraer a varios inversionistas exteriores, etc.

De forma resumida, los indicadores económicos del año 2005 son los siguientes:

- **PIB total (2005):** 7,14 mil millones de dólares
- **Crecimiento anual (desde 2002):** un promedio del 5% que constituye una mejora significativa desde los años 1990.
- **PIB per capita (2005):** 119 dólares
- **Deuda exterior total (en 2005):** 8,726 mil millones de dólares
- **Importaciones:** 1.118 mil millones de dólares con Principales proveedores: África: 43,3%, Unión Europea: 41,5% y Asia: 9,1%
- **Exportaciones:** 1.141 mil millones de dólares con Principales clientes: Bélgica: 57,7%, EE.UU.: 11,4% y Asia: 8,8%

3.1.5.2. Los Subsectores de la Agricultura, Pesca y Ganadería

El sector agrícola contribuye de manera decisiva al nivel global de la actividad económica del país ya que este sector emplea el 66% de la población activa y representaba en 2005, el 41% del valor añadido al PIB del país. A pesar del hecho que las tierras de la cuenca hidrográfica del río Congo y sus afluentes sean muy fértiles, solo el 3% de la superficie se dedica a la cultura.

En cuanto a la producción, el subsector agrícola está predominado por los productos de consumo interno: el maíz, la mandioca, las patatas, los plátanos, los cacahuetes, el arroz y varios cereales y también por los cultivos de exportación como son: la caña azúcar, el café, el aceite de palma, el caucho natural, el cacao, la madera, el algodón, el tabaco y el té.

³ Fuente: Datos del FMI: Cálculos del FMI para las estimaciones y las previsiones.

El subsector de la ganadería sigue todavía muy por debajo de las posibilidades del país. Está ligeramente más operativo en el Este, concretamente en las zonas montañosas.

En cuanto al subsector de la pesca, es practicada principalmente en las aguas dulces de varios ríos del país, que sirve para abastecer una parte importante de la alimentación.

El subsector de la madera está dominado por la explotación de la leña como combustible doméstico. Pero se ha observado también desde el año 2003 el aumento de la explotación de la madera para exportar y también para utilizar en el sector de construcción.

3.1.5.3. Los Subsectores de la Minería y de la Industria

Más del 15% de la población activa en la República Democrática del Congo trabaja en los sectores de las minas y de la industria, que representaban en 2006 el 17,4% del PIB. Hasta hoy en día los recursos minerales constituyen la principal riqueza del país y representan cerca del 75% de los ingresos en divisas extranjeras. La cantidad de estos minerales sigue subiendo desde el año 2003. El cobre es el mineral más lucrativo. Los otros productos más importantes son: el cobalto, el zinc, el diamante, el oro, el estaño, el platino, el plomo, el manganeso, etc. Los recursos petrolíferos se explotan de momento en el litoral atlántico. Existen también recursos probados en el lago Albert al este del país, pero que siguen inexplorados. El carbón se explota también en Katanga.

En el subsector de la industria manufacturera, la industria agroalimentaria y textil sigue predominando este subsector.

3.1.5.4. Los Subsectores de la Energía

En la República Democrática del Congo, los subsectores de la Energía se corresponden con los de producción y el consumo de la electricidad y del agua. A pesar de varias oportunidades que tiene el país en este campo, la tasa de electrificación y la red de distribución del agua potable sigue todavía muy débil y la aportación de estos sectores al PIB del país sigue siendo también muy baja. En 2006, estos sectores aportaban aproximadamente el 0,8% al PIB del país. Pero como casi todos los sectores de la economía congoleña, éstos también desde 2002, han presentado alguna señal de mejora y de crecimiento. El sector de la energía, siendo el motor de desarrollo de todos los demás sectores, merece un análisis más profundo por ser el objeto principal de esta tesis.

3.1.5.5. Los Subsectores de la Construcción

Los subsectores de la construcción son los de las edificaciones y de la infraestructura. Estos sectores han estado, como todos los sectores de la economía, muy afectados por la crisis económica que ha vivido el país los últimos decenios. En 2005, la aportación de estos subsectores al PIB del país fue del 7,2%. Se han producido una tendencia al crecimiento desde el año 2002, como todos los sectores de la economía congoleña.

3.1.5.6. Los Subsectores de los Servicios

Los sectores de los servicios están constituidos por: el negocio, el transporte, la comunicación y los servicios de turismo (hoteles, restaurantes, etc.). En el país estos sectores constituyen, después de los

sectores de la agricultura, los que más contribuyen a la economía nacional, según los datos de 2005, el 33,5% de PIB. La aportación más significativa es la del sector de telecomunicación donde actualmente se mueven muchos operadores de la telefonía móvil. El sector de transporte presenta varias disparidades debidas a la mala calidad de las carreteras, de la red de ferrocarril y también de las infraestructuras de transporte fluvial y marítimo. La caída de las actividades del turismo debido a las guerras no ha podido tampoco dar un impulso al sector turístico.

La *tabla 3.1* presenta la aportación de cada sector a la formación del PIB de la República Democrática del Congo.

Tabla 3.1. PIB del Congo por sector y por capita en 2005 ⁽¹⁾

Sector	PIB (%)	10 ⁹ US \$	PIB/capita US \$
Agricultura	41,1	2,934	48,909
Construcción	7,2	0,514	8,568
Minas	13	0,928	15,470
Industria Manufacturera	4,4	0,314	5,236
Servicios	33,5	2,391	39,865
Energía	0,8	0,057	0,952
Total	100	7,14	119

Tabla 3.1. PIB del Congo por sector y por capita en 2005⁴

3.2. Sistema Energético del Congo

3.2.1. Concepto General de un Sistema Energético

Un sistema energético se puede definir como un conjunto de procesos (o de actividades) de prospección, de producción, de transformación, de suministro y de consumo de la energía, con todas las operaciones sucesivas que las componen y sus diferentes aspectos: técnicos, económicos, sociales y financieros [22]. Un sistema energético incluye también a todos los actores que operan en él de manera directa (productores, distribuidores) o indirecta (usuarios de la energía de los sectores residencial, comercial e industrial). También deben incluirse el estado y sus administraciones, las autoridades públicas y los representantes políticos. Como se puede constatar, todo este conjunto involucra a varios actores (internos y externos) de un sistema energético, y sus objetivos y estrategias pueden ser a veces antagónicos y engendrar tensiones o conflictos.

La política de planificación para el sistema energético de cada país depende en parte de actores (Gobierno, Órganos de planificación, Ministerios, Empresas, Agencias, etc.). Este sistema energético se organiza según los actores en: sistema centralizado o sistema descentralizado.

Dependiendo del tipo de organización elegida surgen dos grandes familias de actores en el sistema energético, cada uno con una política bien definida:

◆ El **Gobierno** que interviene en el sistema energético estableciendo:

⁴ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación del Banco Central del Congo [20] [21]

→ La política energética gracias a las medidas:

- Que favorezcan o no la implantación de las industrias fuertes, consumidoras de la energía;
- Que dedican sobre la utilización de los recursos locales

→ Las políticas de Gestión de la demanda energética por:

- La creación de una economía sólida de energía;
- La revisión cada vez que sea necesario de las nuevas normas en la gestión de la demanda de la energía

→ La Vigilancia y el control de los servicios que intervienen en el sector de la energía mediante:

- Los cambios estructurales que se imponen en el dominio del marco normativo o legal en el sistema energético;
- Un plan de recursos y de tarifas a aplicar.

♦ La **Empresa** operando en el sector energético y que interviene estableciendo:

→ El plan de los recursos y vigilando la fiabilidad del servicio mediante:

- Una previsión a corto, medio y largo plazo;
- Una previsión regional y local cuyo objetivo es prever las necesidades cada vez más crecientes

→ El plan de Desarrollo de nuevos mercados gracias a una política de proximidad a los clientes y gracias al conocimiento de sus crecientes necesidades.

→ La Gestión de la demanda basándose en:

- La economía de energía;
- La gestión de la carga (incitar a los clientes a la utilización de la energía producida y ofrecida)

→ La Determinación de la tarifa a través de una política que pueda incitar a los clientes a consumir sus servicios, rentabilizando de este modo la empresa.

3.2.2. Recursos de Energías Primarias

La energía primaria es la forma bajo la cual la naturaleza entrega la energía; la energía secundaria es la forma bajo la cual los seres humanos la compran y o la transforman para consumirla en su forma del uso final. Los recursos energéticos de un país son las reservas de los combustibles minerales y fósiles que existen en el subsuelo y el potencial hidráulico que presentan su relieve y su clima. Es también su potencial de combustibles vegetales y animales, su potencial de energía eólica y solar.

La República Democrática del Congo está dotada de abundantes recursos energéticos, particularmente en términos de la biomasa forestal y principalmente de potencial hidráulico. El país tiene aproximadamente la mitad del bosque tropical africano (alrededor del 41%) y una fracción importante del potencial hidráulico de este continente. En cuanto a sus reservas petrolíferas, por cierto limitadas a escala mundial, sobrepasan a las de varios países de África subsahariana. Los otros recursos tal como

el carbón, el gas metano, la energía solar, la energía eólica, y la energía geotérmica, son susceptibles de jugar un papel importante, pero desde un planteamiento realista, no deberían convertirse en los principales elementos de aprovisionamiento energético del país en las décadas venideras. Esto es debido a la importancia de los impresionantes recursos hidráulicos que tiene el país, actualmente subexplotados, y que puedan desarrollarse en las próximas décadas sin pensar todavía en otros tipos de recursos [23].

La *tabla 3.2* da un resumen del potencial estimado de los recursos de energía primaria en la República Democrática del Congo y más adelante, daremos los detalles sobre cada uno de estos recursos.

<i>Recursos</i>	<i>Potencial explotable</i>	<i>Producción (P) Consumo anual (C)</i>
Hidroeléctricos	774.000 GWh (casi 100.000 MW instalable)	(P): ± 6000 GWh (C): ± 5.000 GWh (Pot. Inst.: ± 2.516 MW)
Forestales	122 millones hectáreas (8,3 mil millones tep)	(P): desconocida (C): no estimada
Petrolíferos (en el litoral atlántico)	230 millones barriles	(P): ± 12 millones barriles (C): ± 14.160 barriles
Carbón (en Katanga)	720 millones de toneladas de las que 88 millones son aprovechables	1980-1990: (P): ± 120.000 toneladas (C): ± 250.000 toneladas Importación: ± 50% del consumo
Gas natural	57 mil millones m ³ del metano en el fondo del lago Kivu	(C): 0,5 a 1 millón m ³ (por Rwanda) Explotación posible: 120 millones m ³ /año
Uranio (en Katanga)	No estimado	(P): desconocida (C): desconocida
Residuos agrícolas	No estimados	(P): desconocida (C): no estimada

*Tabla 3.2. Resumen del potencial energético total estimado de la RDC*⁵

A. El Petróleo

Las zonas de la República Democrática del Congo donde hay indicios de yacimientos de petróleo, según los resultados de exploración, son las constituidas por la región de la depresión central, por la región del lago Tanganyika y por la banda estrecha y costera de la desembocadura del río Congo. Otros trabajos de exploración realizados últimamente han probado la existencia del petróleo en el lago Albert, frontera con Uganda. La explotación de estos yacimientos podrían empezar entre 2009 y 2010.

Actualmente, la totalidad de la producción del petróleo del Congo (cerca de 12 millones de barriles) proviene de la región litoral, única cuenca sedimentaria que ha sido objeto de actividades importantes de exploración en el pasado. Estimadas en unos 230 millones de barriles, estas reservas recuperables

⁵ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC [24]

podrían, sin embargo, revelarse más superiores, una vez terminada la delimitación de diferentes yacimientos importantes.

Hay poca información sobre los recursos petrolíferos eventuales en la depresión central y en la región de Tanganyika. Por supuesto, las actividades de prospección perseguidas hasta ahora habían sido infructuosas, pero el carácter limitado de su campo de acción no permite todavía predecir ninguna conclusión. Recientemente la empresa CONGOGULF ha descubierto en el mar, a la desembocadura del río Congo, un yacimiento relativamente rico en petróleo y en gas natural cuya acumulación se había producido a lo largo de una falla.

La totalidad del crudo congoleño es exportado, porque su refinado en la refinería local de la SOCIR proporcionaría más productos de los necesarios para satisfacer la demanda local. Por eso, las necesidades del país en materia de productos petrolíferos (cerca de 5.329.000 barriles por año) son cubiertas, refinando en la refinería local, el crudo importado (más ligero que el del Congo) e importando también los productos acabados provenientes de las refinerías extranjeras.

B. Gas Natural

Algunos sondeos han revelado la existencia de gas. A esto, se añade el gas producido por la extracción del crudo. Sin embargo, estas producciones muy débiles no se valoran mucho más que por los equipos utilizados en la extracción del crudo.

El fondo del lago Kivu contiene una proporción apreciable del gas metano. Se estima en más de 57 mil millones de m³ la cantidad de gas metano en el fondo del lago Kivu, a más de 300 metros de profundidad. Estas reservas, fáciles de extraer, pueden alcanzar una cantidad estimada en unos 120 millones de m³ por año.

Una pequeña estación de captación, explotada por Electrogaz (Rwanda) extrae 5.000 m³ al día, abasteciéndolos a una central térmica de la fábrica de cerveza de Gisenyi en Cap Rubona. Existía un proyecto común entre Congo y Ruanda firmado en Bukavu en 1975 [26], para la construcción de una nueva estación de captación. La opción más ventajosa era utilizar este gas como combustible en la fábrica de cemento de Katana y en forma de gas natural comprimido en sustitución a los carburantes para los motores. Se había también planteado la instalación de las unidades de extracción del gas metano y de las centrales térmicas para la producción de electricidad.

En la medida en que el sistema de regeneración sea suficiente para justificar una explotación industrial, el gas metano del lago Kivu podría encontrar muy interesantes utilidades en múltiples industrias metalúrgicas y químicas del país.

C. Minerales Radioactivos

A 20 kilómetros al sur de Kambove y a 20 kilómetros al oeste de Likasi (Provincia de Katanga), la mina de Shinkolobwe fue en su tiempo (1930-1945) el yacimiento de uranio más conocido del mundo. La bomba atómica que los EE.UU. utilizaron contra las ciudades de Hiroshima y Nagasaki en Japón, fue fabricada con el uranio de la mina de Shinkolobwe. Este yacimiento se presenta bajo dos lechos, dentro los cuales solo el primero ha sido explotado y hoy está virtualmente agotado. El segundo, relativamente profundo, constituye una reserva estimada en 5 millones de toneladas de minerales. La explotación de este segundo lecho todavía no ha sido emprendida debido a las dificultades de extracción debido a la gran profundidad del yacimiento y a la llegada de las aguas que provocó derrumbamientos.

Otros dos yacimientos uraníferos han sido reconocidos en Katanga, respectivamente en Swambo y en Kalongwe al oeste de Shinkolobwe. Desde un punto de vista genérico, el yacimiento es comparable al

de Shinkolobwe, pero está lejos de tener su importancia. Las perspectivas de desarrollo son alentadoras.

D. El Carbón

Los recursos del carbón provienen de dos principales yacimientos situados en la provincia de Katanga: Luena, cerca de Bukama y Lukuga, al noroeste de Kalemie (norte de Katanga cerca del lago Tanganyika). Las reservas totales de Luena y de Lukuga han sido estimadas respectivamente en 20 millones y 700 millones de toneladas, pero solo una pequeña fracción de éstas es comercialmente explotable en cada uno de los casos. Se trata de un carbón de poder calorífico pobre (entre 3 800 y 5000 kcal/kg) y de alto contenido en ceniza.

Hay tres puntos principales de extracción del yacimiento de Luena: Kisulu, explotado de 1950 a 1962 cuya producción total alcanzó 1,2 millones de toneladas; Luena Sur, de los que 3,7 millones de toneladas han sido extraídas de 1922 a 1961; y Kaluku, explotado desde 1962 y cuya producción acumulada se elevaba a 2,2 millones de toneladas al final de 1983. Las reservas de Lukuga, concentradas en tres venas profundas de la mina de Makala, alcanzan aproximadamente 50 millones de toneladas comercialmente explotables. Existe el tercer yacimiento, el de Walikale, cerca del litoral noroeste del lago Kivu, pero respecto al cual no se dispone apenas de indicaciones en cuanto a su importancia y la calidad de sus las reservas.

E. Energía Hidráulica

El potencial hidráulico de la República Democrática del Congo, estimado en más de 774.000 GWh/año (casi 100.000 MW a instalar), representa una fracción notable de los recursos del continente africano en su totalidad. En efecto, el potencial hidráulico explotable de todo el continente africano está estimado en $\pm 1.888.000$ GWh/año de los que 774.000 GWh se concentran en Congo es decir, el 41% del total africano.

Para demostrar la importancia del potencial hidráulico de la República Democrática del Congo, utilizaremos el ejemplo de Francia, donde una compañía pública "EDF" administra la totalidad de la producción total del país estimada en 108.000 MW de la potencia instalada (estimación de 2003) de los que hay un 56% del nuclear, un 22% de térmica clásica y un 22% de hidráulica. Como se ha indicado antes, el potencial hidráulico de la RDC puede alcanzar unos 100.000MW de potencia instalada.

De los 774.000 GWh, cerca de 370.000 GWh (± 44.000 MW de potencia instalable) se concentran sobre la ubicación de Inga. Esto es el 49% del potencial total del país, lo que hace a Inga el potencial más grande en el mundo en la producción de energía eléctrica de origen hidráulico. Inga está ligado al poderoso río Congo. El potencial explotable del Congo representa: 66% del potencial de África central, 41% del potencial de todo el continente africano y 8% del potencial mundial. Con relación al potencial mundial tenemos: China con 1.320.000 GWh/año, Estados de la ex-URSS con 1.095.000 GWh/año, Congo con 774.000 GWh/año, Estados Unidos con 701.000 GWh/año, Canadá con 530.000 GWh/año, Etiopía con 260 GWh/año, Madagascar con 180.000 GWh/año, Camerún con 115.000 GWh/año, etc.

Las características del relieve y del clima son la base de la abundancia de las ubicaciones susceptibles de ser explotadas para la instalación de las centrales hidroeléctricas.

La gran parte del potencial hidráulico del país está ligada al río Congo, el cual gracias a una red extensa de sus afluentes, drena la segunda cuenca hidrográfica del mundo (de una superficie cerca de 3.822.000 km² incluyendo las superficies de varios países del centro africano). El río Congo propiamente dicho, también está en el segundo puesto mundial después del Nilo en cuanto a su

longitud (4.640km); y se caracteriza por la remarcable regularidad de su caudal. Cerca de Kinshasa, este caudal varía entre 30.000 y 60.000 metros cúbicos por segundo, según la época del año; la amplitud limitada de estas fluctuaciones viene por el hecho de que la cuenca se encuentra de parte a parte del ecuador y goza tanto en el norte como en el sur de un régimen pluvial que puede atenuar estas fluctuaciones. En varios emplazamientos de su curso, hay caídas con fuerte desnivel que contribuyen a aumentar el potencial hidráulico. Entre Kinshasa y el océano Atlántico la ubicación de Inga se revela particularmente la más importante ya que su topografía y su caudal aseguran el potencial hidráulico presentado anteriormente.

F. Energía Eólica

La República Democrática del Congo puede, como muchos países africanos aprovechar esta forma de energía en plena expansión para producir la energía eléctrica. Pero de momento no existe ningún aerogenerador conocido en el país.

Recientemente (2004), ha sido realizado un estudio en Inongo en la costa del lago Maindombe en la provincia de Bandundu por la Empresa italiana ITALCO con la colaboración de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de la República Democrática del Congo. Este estudio mostró que es posible la realización de una central eólica. Pero por problemas de financiación, el proyecto tarda en realizarse.

La *tabla 3.3* indica los datos sobre la velocidad del viento en las principales localidades del país; datos tomados también por el servicio meteorológico del Congo (METELSAT). Estos datos indican que, con la nueva tecnología en el campo de los aerogeneradores, es posible la instalación de las centrales eólicas.

Nº	Localidad	En	Fe	Ma	Ab	My	Ju	Jl	Ag	Se	Oc	No	Di	Med.
1	Banana	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1.2	1.1	1.1	1.3	1.6	1.5	1.3	1.3
2	Matadi	1.3	1.3	1.5	1.3	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8	2.0	1.6	1.5	1.5
3	Gimbi	1.5	1.4	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	1.6	1.9	1.7
4	Mvuazi	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.6	1.7	1.6	1.3	1.3	1.3
5	Luki	0.8	0.7	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8	0.7	0.8
6	Kondo	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	0.8	0.7	0.7
7	Eala	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
8	Bokondji	0.6	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8
9	Bongabo	0.7	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8
10	Boketa	0.7	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.8
11	Mukumari	0.9	1.0	1.1	1.0	0.9	0.9	0.9	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0
12	Kindu	1.0	1.1	1.1	1.0	1.1	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2	1.1	1.1	1.0
13	Yangambi	0.9	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	0.7	0.9
14	Kisangani	0.8	0.9	1.0	1.0	0.8	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	0.7	0.9
15	Bambesa	0.7	0.9	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9
16	Mangobo	1.3	1.4	1.4	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3
17	Nioka	1.8	1.7	1.9	2.0	1.9	1.8	1.8	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8
18	Bunia	1.2	1.8	1.1	1.5	1.6	1.6	1.6	1.3	1.4	1.2	1.1	1.1	1.3
19	Mutsora	1.5	1.6	1.5	1.4	1.4	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3	1.2	1.4	1.4
20	Rumanga	1.4	1.4	1.4	1.5	1.3	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1.3	1.3
21	Goma	1.6	1.7	1.8	1.7	1.9	2.4	2.0	1.9	1.8	1.8	1.8	1.5	1.8
22	Mulungu	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.3
23	Bukavu	1.3	1.1	1.2	1.4	1.4	1.8	1.8	1.6	1.4	1.1	1.0	1.1	1.3
24	Lubarika	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2	1.0	0.9	1.0
25	Kibangula	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.9
26	Sentery	1.1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3

Nº	Localidad	En	Fe	Ma	Ab	My	Ju	Jl	Ag	Se	Oc	No	Di	Med.
27	MbujiMayi	1.3	1.3	1.4	1.3	1.4	1.6	1.6	1.9	2.0	1.8	1.4	1.4	1.5
28	Kiyaka	1.4	1.5	1.5	1.4	1.5	1.5	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.5
29	Kaniama	1.4	1.4	1.4	1.4	1.8	2.2	2.2	1.9	1.5	1.4	1.3	1.3	1.6
30	Kalemie	1.7	1.7	1.8	1.6	1.8	1.9	2.2	2.0	1.9	2.0	1.9	1.7	1.8
31	Simama	1.6	1.5	1.5	1.5	1.7	1.8	2.0	1.9	1.9	1.8	1.6	1.4	1.7
32	L'shi	1.5	1.4	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	2.1	2.0	1.8	1.4	1.7
33	Kananga	1.3	1.3	1.4	1.3	1.4	1.6	1.6	1.9	2.0	1.9	1.4	1.4	1.5
34	Ilebo	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0
35	Tshikapa	1.5	1.4	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	1.9	1.8	1.4	1.6
36	Luebo	1.4	1.4	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	1.8	1.6	1.4	1.7
37	Luiza	1.5	1.4	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.0	1.8	1.4	1.7
38	Kinshasa	1.0	1.0	1.1	1.0	1.2	1.4	1.6	1.7	1.7	1.3	1.0	0.9	1.3

Tabla 3.3. Algunos valores de la velocidad del viento (m/s) medida a 2 metros del suelo (calculada sobre 24 horas)⁶

Nota: Aunque estas velocidades medidas a 2 metros del suelo sean bajas, la producción eléctrica de origen eólico puede aplicarse en la RDC. Habrá que aumentar la altura de las torres de apoyo a los aerogeneradores como lo demuestra la ley empírica de *Davenport* y *Harris* definida por la relación (3.1).

$$\frac{v}{v_0} = \left[\frac{h}{h_0} \right]^\alpha \quad (\text{m/s}) \quad (3.1)$$

Donde:

- v es la velocidad medida a la altura h
- v_0 es la velocidad medida a la altura h_0
- α es un coeficiente de valor situado entre 0,1 y 0,4 (0,1 corresponde al mar, 0,16 a una llanura, 0,28 a un bosque y 0,4 a una zona urbana).

Hay también que reconocer que este modelo es aceptable cuando no hay cambio de rugosidad más arriba (α constante).

G. Energía Solar

Los datos de la radiación solar disponibles provienen del servicio meteorológico del Congo. El nivel medio de la radiación solar incidente ha sido estimado en 4,7 kWh por metro cuadrado y por día, y se revela adecuado a fines de producción eléctrica.

Se dispone en cambio de pocas indicaciones sobre las variaciones diurnas (las cuales van de 1 a 6 kWh por metro cuadrado y por día) y sobre el total de días consecutivos sin insolación.

Entre las posibles aplicaciones de la energía solar en Congo, hay:

⁶ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos de METELSAT CONGO

- Iluminación de los edificios públicos, los dispensarios, los servicios públicos;
- Telecomunicaciones, red telefónica local y televisión educativa comunitaria;
- Calentamiento, en particular la producción de agua caliente y secadores solares.

La *tabla 3.4* indica los datos de insolación según el servicio meteorológico del Congo (METELSAT), en las localidades más importantes del país.

Nº	Localidades	Insolación (Wh/m ² /día)
1	Kongolo	6739
2	Manono	5461
3	Kolwezi	5461
4	Bukavu	5152
5	Bunia	4880
6	Kalemie	4764
7	Goma	4648
8	Kisangani	4648
9	Inongo	4648
10	Bandundu	4648
11	Mbandaka	4531
12	Kindu	4508
13	Lubumbashi	4415
14	Mbuji Mayi	4415
15	Tshikapa	4415
16	Kikwit	4415
17	Kananga	4299
18	Lodja	4299
19	Kinshasa	4299
20	Boma	3776
21	Moanda	3834
22	Matadi	3253

*Tabla 3.4. Algunos valores de insolación en algunas localidades del Congo*⁷

H. Energía Geotérmica

Las posibilidades geotérmicas en la República Democrática del Congo se localizan en la parte Este y en la parte Sureste del país, particularmente en la región volcánica entre los lagos Kivu y Tanganyika. En la provincia de Katanga, la distribución de pequeñas fuentes hidrominerales es también abundante, particularmente en la zona del lago Moero y en la parte meridional del lago Tanganyika. Han sido efectuados hasta ahora pocos trabajos de prospección y las estimaciones del potencial geotérmico nacional están lejos de ser definitivas.

⁷ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos de METELSAT CONGO

Conviene sin embargo señalar que el Congo fue el primer país africano en producir la electricidad a partir de la energía geotérmica: Durante los años 1960, una mina de cobre de la región de Katanga, producía varios centenares de kilovatios a partir de una fuente a 90°C. Las perspectivas de utilización de la energía geotérmica son sin embargo limitadas por la importancia de los recursos hidroeléctricos de los que dispone el país. La preocupación de asegurar un aprovisionamiento al menor coste tendrá sin duda por resultado confinar el recurso a la energía geotérmica a zonas aisladas donde la utilización de electricidad de origen hidráulico no puede efectuarse en condiciones de rentabilidad aceptable.

I. La Biomasa

La República Democrática del Congo, como ya lo hemos dicho, rebosa importantes recursos forestales (125 millones de hectáreas, es decir 8,3 mil millones tep). Estos recursos representan cerca del 41% de todos los recursos del continente africano y cerca del 7% de los recursos mundiales [25]. Las hojas de árboles que caen pueden constituir una cantidad muy importante de la biomasa vegetal y contribuir así a la producción de energía eléctrica. Y por otra parte, por el momento el bosque con su leña seca, es la fuente de energía primaria más consumida en Congo.

Además el país posee sobre su territorio varios campos agrícolas que pueden dar lugar a millares de toneladas de los residuos agrícolas. Éstos, de los que la cantidad se desconoce, pueden también contribuir a la producción de energía eléctrica.

No existen sin embargo datos sobre la cantidad de la biomasa de origen animal, teniendo en cuenta que el nivel de ganadería es todavía muy bajo.

J. Caliza y Esquistos Bituminosos

Las reservas conocidas en caliza y esquistos bituminosos en Congo son importantes y destinadas a desempeñar un papel de primer nivel en el aprovisionamiento del país en petróleo y productos derivados. Las principales reservas se localizan en la provincia de Bajo Congo y al norte este de la cuenca del río Congo. En la región sureste de Kisangani, en la provincia Oriental, una concesión de los esquistos bituminosos ha sido explotada por “Ferrocarriles de los grandes lagos” con vista, principalmente, a producir el asfalto.

En Mavuma, en la región costera a la desembocadura del río Congo en Bajo Congo, se encuentran estratos de arena y de caliza bituminosa formando un bloque de 50 centímetros de espesor. El porcentaje del elemento bituminoso varía entre 12 y 18 %. Estas rocas han sido utilizadas para el asfaltado de las carreteras. Sus utilidades, como fuente de petróleo y como combustible térmico, son, sin embargo, muy prometedoras, siendo la reserva total considerable. En general, los yacimientos de los esquistos bituminosos y de aceite esquisto no han dado lugar todavía a detallados estudios y evaluaciones, sin hablar de una explotación racional.

El desarrollo de estos recursos, particularmente abundantes en la RDC, presenta sin embargo un interés económico seguro teniendo en cuenta las dificultades de transporte de los carburantes de las costas del Atlántico al interior del país, sobre todo al este.

3.2.3. Producción Energética en Congo

3.2.3.1. Consideración General

En un principio, la principal fuente de energía del país fue la leña. Fue el único medio de calentamiento de los hornos y de los barcos que surcaban la enorme red fluvial del país, al igual que para las locomotoras de los ferrocarriles del interior. Fue también la única fuente de energía utilizada en el sector residencial para cocinar y calentar agua para varios usos. Aunque sea un medio primitivo y poco cómodo, presentando graves inconvenientes, el calentamiento por leña fue un procedimiento económico en la República Democrática del Congo, donde el bosque cubre una gran parte del territorio. Actualmente, no se puede considerar la leña como fuente principal de energía. Las unidades rápidas de la flota fluvial emplean el fuel y los ferrocarriles funcionan actualmente a tracción por grupo diesel eléctrico y a tracción totalmente eléctrica.

El desarrollo de la red de carreteras y la creciente importancia de los transportes automovilísticos han traído por su parte un consumo cada vez más considerable de los carburantes.

Pero hoy en día, la leña y sus derivados (particularmente el carbón de madera) predominan en el sector doméstico. Todavía sirven de fuente de energía para la cocción de los alimentos y para el calentamiento de las viviendas en la inmensa mayoría de las unidades familiares que todavía no tienen acceso a la energía eléctrica.

En breve, los datos de producción y de consumo total de energía primaria y las emisiones de CO₂ asociadas se presentan en la *tabla 3.5*. Faltan los datos de emisiones de CO₂ de los años 1971 y 1975 que no hemos encontrado en ninguna de nuestras fuentes de información.

Año	Energía Primaria Total (Mtep)	Energía Final Total (Mtep)	Emisiones CO₂ (Mton)
1971	6,77	5,93	Datos no disponibles
1975	7,56	6,57	Datos no disponibles
1980	8,85	8,55	3,42
1985	10,75	10,14	3,51
1990	12,02	11,85	3,64
1995	13,75	12,95	3,67
2000	15,350	14,760	2,68
2005	17,13	16,23	2,32

Tabla 3.5. Producción y Consumo de Energía en RD Congo y las Emisiones Asociadas de CO₂. Datos Históricos⁸

La evolución de todos estos parámetros históricos de producción, de consumo y de las emisiones de CO₂ asociadas se puede constatar en la *figura 3.2*.

⁸ Tabla de elaboración propia a partir de los datos de IEA y BCC

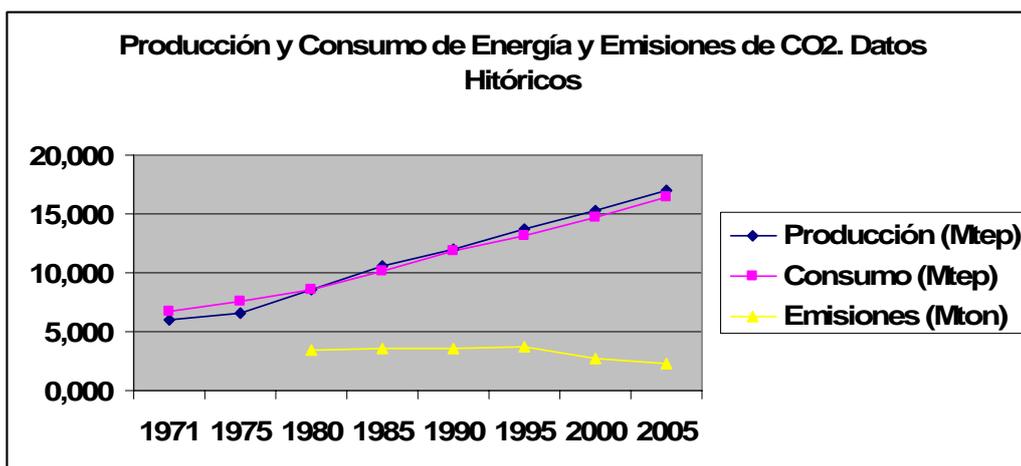


Figura 3.2. Producción y Consumo de Energía en RD Congo y las Emisiones Asociadas de CO2. Datos Históricos

3.2.3.2. Historia de la Producción de Energía Eléctrica

Cuando se examina el panorama general del potencial hidroeléctrico de la República Democrática del Congo, hay que remitirse sobre todo a la acción de los productores de cobre de Katanga. La producción del cobre electrolítico necesitaba una importante aportación de la energía eléctrica. Para abastecerla la " **Société Générale des Forces Hydroélectriques du Katanga** (Sociedad General de las Fuerzas Hidroeléctricas de Katanga) (**SOGEFOR**) ", fue constituida por la iniciativa de la antigua " **Union Minière du Haut Katanga**" (**UMHK**) (Unión Minera del Alto Katanga). **SOGEFOR** emprendió y terminó en 1930 la construcción de la primera gran central hidroeléctrica del país de una potencia instalada de 70.000 kW, la central Francqui, en los rápidos " **Cornet**" de Lufira.

El papel casi exclusivo de los autos productores mineros del sector privado, tanto en la producción como en la distribución de la energía eléctrica, iba a mantenerse y a intensificarse en el curso de los años.

SOGELEC (Société Africaine d'Electricité) fue constituido por la iniciativa de la misma **UMHK** para construir las líneas de transporte de alta tensión y los puestos de transformación y de distribución de la energía eléctrica en las grandes ciudades de la provincia de Katanga.

En 1933, fue constituida la segunda gran sociedad de producción y de distribución, **COLECTRIC**, tanto para asegurar la producción de energía en la ubicación hidroeléctrica de Sanga sobre Inkisi (potencia instalada 12.000 kW), como para la distribución de la energía eléctrica en Kinshasa. En el mismo año la " **Compagnie Géologique et Minière des Ingénieurs et Industriels Belges (GEOMINE)**" realizó una captación parcial del río Luvua en Piana-Muanga. La energía eléctrica producida era transportada a la mina de estaño de Manono por una línea aérea de 70 kV y de 87 km de longitud. La potencia inicial instalada de 8.200 kW fue ampliada más tarde a 35.000 kW.

Las sociedades mineras **FORMINIÈRE**, **MINIÈRE BCK**, **KINORETAIN**, **CIMENKAT**, siguieron el ejemplo de la **UMHK** y de la **GEOMINE** realizando unas centrales de importancia más reducida que servían para la alimentación de energía eléctrica de las minas de estaño, de diamante y para la iluminación de las ciudades obreras del Este y del Sureste del país.

El sector público colonial intervino en la electrificación del país mucho más tarde, por la promulgación en 1939 del decreto del 30 de diciembre creando " **la Régie de Distribution d'Eau et d'Electricité du Congo et du Ruanda-Urundi**" (**REGIDESO**). El papel asignado a la **REGIDESO** era de suplir a la

iniciativa privada en las regiones no explotadas por este sector, es decir en los grandes centros de las regiones no mineras de la RDC. Esta institución debería tener, al final, la mayoría de las centrales térmicas de las ciudades importantes del Norte (como Mbandaka) y del Bajo Congo (Matadi y Boma).

Con el fin de intensificar su programa de electrificación del país, la administración colonial creó en 1946 cuatro sindicatos de estudios: **SYDELCO**, **SYDELSTAN**, **SYDELKIR** y **SYDELRAL** para estudiar los problemas ligados respectivamente a la electrificación de Bajo-Congo, de la provincia Oriental, de Kivu y del norte de Katanga. Estos sindicatos fueron disueltos en 1950 y reemplazados por las sociedades mixtas “**FORCES**”:

- a) “La Société des Forces Hydroélectriques du Bas Congo” (la Sociedad de Fuerzas Hidroeléctricas de Bajo-Congo)
- b) “La Société des Forces Hydroélectriques de l’Est” (la Sociedad de Fuerzas Hidroeléctricas del Este)

La acción de estas dos sociedades iba a materializarse en la construcción de dos grandes obras hidroeléctricas: la de Tshopo sobre el río Congo cerca de Kisangani (1955) y la de Zongo sobre el río Inkisi en Bajo-Congo (1955). Gracias a la acción de REGIDESO y de las sociedades **FORCES**, la potencia hidroeléctrica instalada por el sector público iba a pasar de 1200 kW en 1950 a 136.950 kW en 1957. Los acondicionamientos en Lualaba (Central “Delcommune” en 1952, central el “Marinel” en 1956) iban a contribuir al aumento de la potencia instalada del sector privado ampliándola a 489.075 kW durante el mismo periodo.

En 1967, el país contaba con 187 instalaciones de producción de energía eléctrica, de las que 112 eran diesel, 40 térmicas vapor, 35 hidroeléctricas, con un total de potencia instalada de 768.533 kW y una producción anual de 2.506 GWh.

En 1970, por la ordenanza número 73/033 de 16 de mayo, el gobierno crea la Sociedad Nacional de Electricidad (**SNEL**); un establecimiento de derecho público con carácter industrial y comercial.

A consecuencia de la puesta en funcionamiento de la central de **Inga I** el día 24 de noviembre de 1972, **SNEL** se volvía efectivamente productor, transportador y distribuidor de energía eléctrica a ejemplo de la otra sociedad de Estado, **REGIDESO**, y de las otras sociedades particulares existentes. El mismo año, el gobierno puso en marcha el proceso de absorción progresiva de las sociedades privadas por la **SNEL**.

El resultado de este proceso se traducirá en la instauración de una situación de monopolio de la **SNEL** confirmado más tarde por la ley nº 74/012 de 14 de julio de 1974 dando a la **SNEL** los derechos, las obligaciones y las actividades de las antiguas sociedades privadas de electricidad.

No obstante, en cuanto a **REGIDESO**, la recuperación total por la **SNEL** de las actividades eléctricas de esta sociedad, incluido sus centrales, tendrá lugar en 1979. Desde entonces, la **SNEL** controla en realidad todas las grandes centrales hidroeléctricas y térmicas del país. Las únicas que continúan dependiendo del sector privado serían algunas micro y minicentrales hidroeléctricas del sector minero y de las pequeñas centrales térmicas integradas en las instalaciones de empresas aisladas.

Hoy en día, los servicios públicos de la electricidad están totalmente confiados a la **SNEL** erigido en forma de sociedad de Estado, bajo la tutela técnica del ministerio de energía, la tutela administrativa y financiera está asegurada por el Ministerio de Empresas.

Más tarde, la **SNEL** realizó algunos proyectos entre los cuales los más importantes fueron sin duda la construcción de la central Inga II y la línea de alta tensión de corriente continua Inga-Katanga.

3.2.3.3. Evolución de la Producción de la Energía Eléctrica

3.2.3.3.1. Evolución de la Producción de la Electricidad de Origen Hidráulico

Las capacidades hidroeléctricas en explotación y eventuales por Provincia en la República Democrática del Congo se presentan en la *tabla 3.6*.

<i>Provincia</i>	<i>En explotación</i>			<i>Capacidades eventuales</i>
	<i>núm centr</i>	<i>Pot (MW)</i>	<i>núm. Gr</i>	
<i>Bandundu</i>	2	0,177	2	-
<i>Bajo Congo</i>	4	1.868	28	Inga:44.000 MW Zongo: 100 MW
<i>Ecuador</i>	2	10,870	5	Ext.Mobayi 17,5 MW
<i>Prov. Oriental</i>	10	33,554	25	1000 MW a Kisangani (río congo)
<i>Kasai Occidental</i>	3	1,924	5	- Cikapa 128 MW -Katende 3 MW -Ext. Katende 9 MW
<i>Kasai Oriental</i>	4	13,050	10	-Ext. Lubilanji 14,2 MW
<i>Maniema</i>	6	13,220	15	-
<i>Norte Kivu</i>	10	2,801	14	-
<i>Sur Kivu</i>	8	43,630	13	-Nundu/Fizi 0,1 MW -Ruzizi II: 5 MW - Ruzizi I :500 MW
<i>Katanga</i>	11	527,920	35	-Ext. Kiyimbi: 25,8 MW -posibilidad Lualaba: 300 MW -Ext. Piana Mwanga: 38 MW
<i>Total</i>	58	2.515,146	152	Potencial total instalable: casi 100.000 MW

Tabla 3.6. Capacidades hidroeléctricas de la RDC⁹

⁹ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC.

La *tabla 3.7* muestra la evolución de la potencia hidroeléctrica instalada y del número de los grupos en la República Democrática del Congo desde 1960 hasta 1990.

CENTRALES (Año de puesta en marcha)	1960		1970		1980		1990	
	Núm. Grupos	Pot inst (MW)	Número Grupos	Pot inst (MW)	Número Grupos	Pot inst (MW)	Número Grupos	Pot inst (MW)
Bajo Congo								
1. IngaI (72-74)	-	-	-	-	6	351	6	351
2. IngaII(81-82)	-	-	-	-	-	-	8	1.424
3. Zongo(55-65)	3	39	5	75	5	75	5	75
4. Sanga(32-49)	6	11,5	6	11,5	6	11,5	6	11,5
5. Mpozo(34)	2	2,21	2	2,21	2	2,21	2	2,21
Katanga								
6. Mwad.(29-54)	6	68	6	68	6	68	6	68
7. Koni(50)	3	42,12	3	42,12	3	42,12	3	42,12
8. Nzilo(53-54)	4	108	4	108	4	108	4	108
9. Nseke(56-57)	4	248,4	4	248,4	4	248,4	4	248,4
10. Kilubi(54)	3	-	3	-	3	-	3	9,9
11. Kyimbi(59)	2	-	2	-	2	-	2	17,2
Sur Kivu								
12. RuziziI(58-72)	2	12,6	2	12,6	4	28,2	4	28,2
Ecuador								
13. Mobayi(88-90)	-	-	-	-	-	-	3	11,4
Kasai Occidental								
14. Lungudi(49)	2	1,56	2	1,56	2	1,56	2	1,56
Provincia Oriental								
15. Tshopo(55-74)	2	12,3	2	12,3	3	18,8	3	18,8
TOTAL	39	573	41	609	50	982	61	2.417

Tabla 3.7. Evolución de la potencia instalada y del número de los grupos¹⁰

De esta *tabla 3.7* se resalta lo siguiente:

- En 1960, el número de grupos estaba en 39 con una potencia instalada de 573 MW,
- En 1970, se pasó a 41 grupos con una potencia instalada de 609 MW,
- En 1972, el número de los grupos aumentó y pasó a 49 (valor no presentado en la tabla) con una potencia instalada de 975 MW gracias a la puesta en funcionamiento de la central Inga I y de dos grupos suplementarios en la central Ruzizi I,

¹⁰ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC

- En 1974, la adición de un tercer grupo a la central Tshopo llevó el número de los grupos a 50 y la potencia instalada a 982 MW (valores no presentados en la tabla),
- En 1982, la puesta en funcionamiento de la central Inga II llevó el número de los grupos a 58 y la potencia instalada a 2.406 MW (valores no presentados en la tabla),
- Con la puesta en marcha de la primera fase de la central de Mobayi en 1990, el número de los grupos pasó de 58 a 61 y la potencia instalada a 2.416 MW.

En 1989 se puso en funcionamiento la central Ruzizi II, perteneciendo a la Comunidad Económica de los Países de Grandes Lagos (CEPGL), reagrupando la RDC, Burundi y Rwanda. Esta central concebida para explotar 3 máquinas de una potencia total de 44 MW, está solamente equipada por 2 máquinas con una potencia total de 29 MW. La tercera máquina debería ser puesta en funcionamiento en 2000, pero no se puso por la guerra en la región que implicaba a todos estos países.

Nota: La última construcción de una central hidroeléctrica de la SNEL fue la de Mobayi (Ecuador) en 1990. Desde esta fecha, el número de los grupos y de la potencia instalada sigue manteniéndose hasta hoy en día.

La evolución de esta potencia instalada se observa en la curva de *la figura 3.3* siguiente.

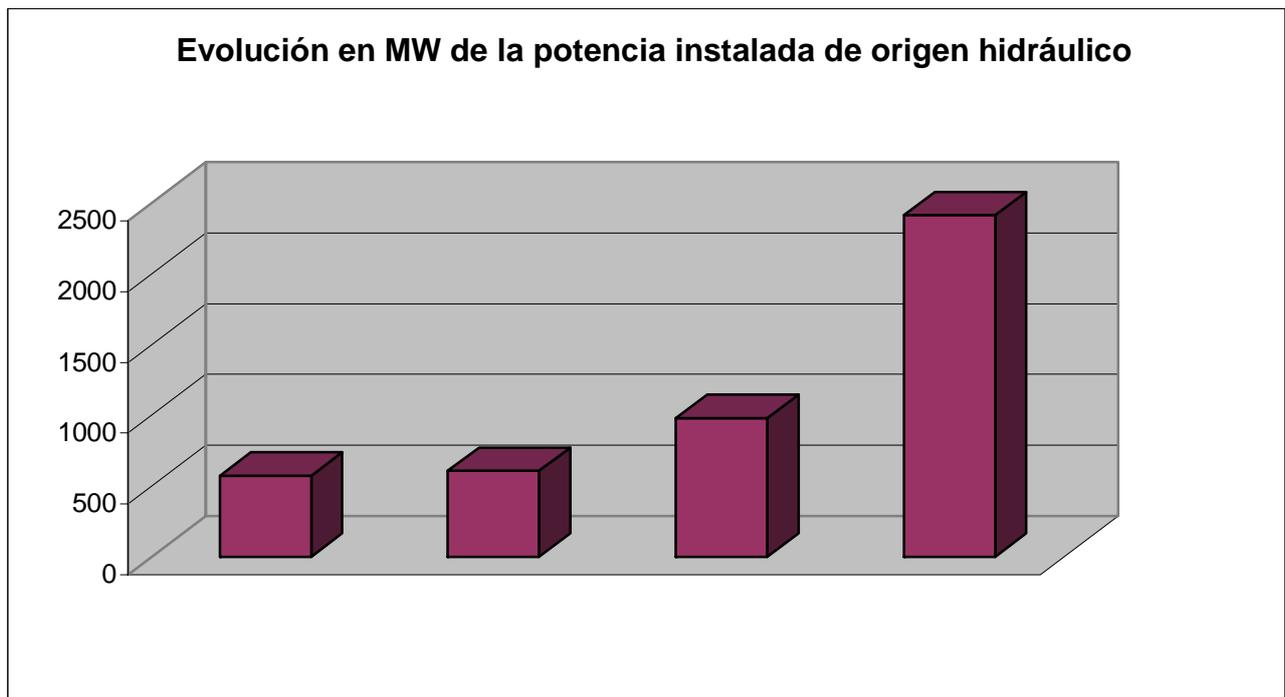


Figura 3.3. Evolución en MW de la potencia instalada de origen hidráulico

La **tabla 3.8** muestra la evolución de la producción de energía eléctrica de origen hidráulico desde 1975 hasta 2000.

CENTRALES	PRODUCCIÓN BRUTA (MWh)					
	1975	1980	1985	1990	1995	2000
1. Inga I	710.642	791.235	386.605	690.276	239.068	986.144
2. Inga II	-	-	2.307.214	2.581.429	3.340.670	3.106.424
3. Zongo	185.956	205.439	50.626	84.139	63.544	31.784
4. Sanga	-	2.983	2.381	2.810	528	649.220
5. Mpozo	-	-	-	-	-	-
6. Mwading.	448.172	428.080	268.548	218.452	297.219	211.517
7. Koni	227.786	271.045	130.630	94.016	140.387	125.507
8. Nzilo	532.651	664.836	420.668	422.559	455.491	372.678
9. Nseke	1.263.448	1.511.948	1.092.810	1.106.968	1.154.932	970.814
10. Kilubi	11.631	10.197	10.850	7.231	-	9.633
11. Kyimbi	45.840	30.405	39.863	33.920	28.711	Valor n/d ¹¹
12. Ruzizi I	50.786	118.627	128.201	99.859	149.118	Valor n/d ¹¹
13. Mobayi	-	-	-	18.248	19.806	Valor n/d ¹¹
14. Lungudi	-	830	1.748	5.571	4.212	4.430
15. Tshopo	47.704	51.094	61.021	88.856	70.374	Valor n/d ¹¹
TOTAL	3.524.616	4.086.719	4.901.165	5.454.334	5.964.060	5.819.581

Tabla 3.8. Evolución de la producción por central de energía eléctrica de origen hidráulico¹²

¹¹ Valor no disponible (central situada en el territorio ocupado durante la guerra de 1998 a 2003).

¹² Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC.

Esta evolución se observa en la curva de la *figura 3.4* siguiente.

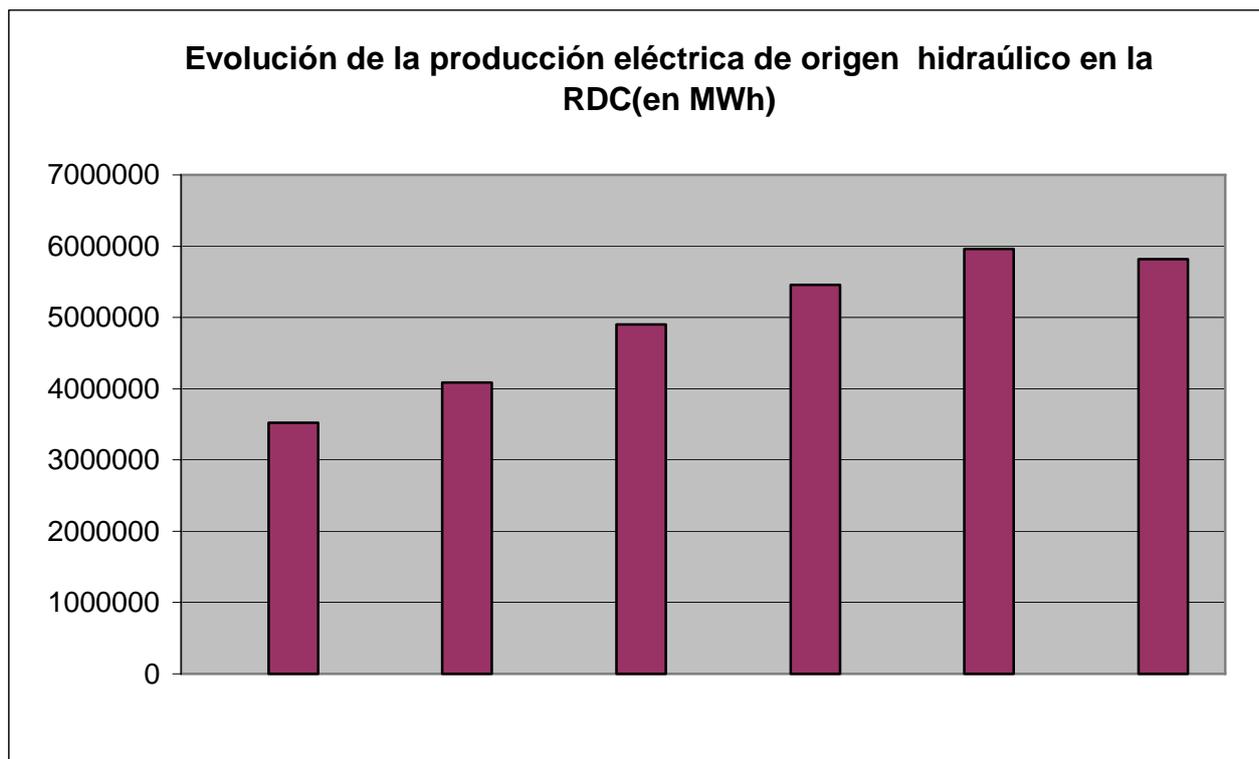


Figura 3.4. Evolución de la producción eléctrica de origen hidráulico en la RDC (en MWh)

Las tendencias observadas deberían mantenerse y la producción aumentaría en los 20 últimos años. Pero, hubo factores que influyeron de manera negativa sobre la producción, sobre todo en las redes interconectadas:

- El débil consumo de la producción de ambas centrales Inga, las cuales se explotan al 30 % de su capacidad instalada, debido principalmente al hecho de la no-ejecución del programa de desarrollo de la industria minera de Katanga (expansión de GECAMINES y de SODIMCO, proyecto TENKE-FUNGURUME) para la que se construyó la central Inga II.
- Disminución de las actividades de GECAMINES debida al hundimiento de la mina de Kamoto,
- Antigüedad de la inmensa mayoría de las centrales que han conducido a la inmovilización de los grupos por falta de mantenimiento.

3.2.3.3.2. Evolución de la Producción de la Electricidad de Origen Térmico

La *tabla 3.9* muestra la evolución de la potencia instalada para la producción de la energía eléctrica de origen térmico y el número total de los grupos.

CENTRO DE EXPLOTACIÓN	1980		2000		OBSERVACIONES
	núm. Grupos	P. inst. (MW)	Núm. Grupos	P. inst (MW)	
Bajo Congo					
1. Mwanda					
2. Lukala	2	2,550	3	1,600	Central a gas
3. Tshela	2	0,310	1	0,176	
4. Lemba	2	0,350	2	0,350	
5. Bomba	1	1,300	-	-	Central parada
	5	4,500	-	-	Central parada
Bandundu					
6. Kikwit					
7. Inongo	4	0,960	2	0,800	
8. Bandundu	2	0,280	1	0,176	
	2	0,750	-	-	Central parada
Kasai Occidental					
9. Kananga					
10. Mueka	4	4,160	3	2,696	
	2	0,350	2	0,350	
Kasai Oriental					
11. Mbuji Mayi					
12. Lusambo	4	12,800	1	0,600	
13. Kabinda	2	0,590	2	0,590	
	2	0,550	2	0,550	
Ecuador					
14. Mbandaka					
15. Basankusu	4	4,300	3	2,290	
16. Boende	2	0,260	2	0,260	
17. Bumba	2	0,350	2	0,350	
18. Lisala	3	0,800	1	0,400	
19. Gemena	6	1,360	6	1360	
20. Libenge	4	1,150	4	1,150	
21. Zongo	2	0,800	2	0,800	
22. Gbadolite	1	0,300	1	0,120	
	4	1,800	-	-	Central parada
Maniema					
23. Kindu					
24. Kasongo	3	1,650	1	0,600	
	2	0,520	2	0,520	
Katanga					
25. Kabalo					
26. Kongolo	2	0,350	2	0,350	
27. Kamina	3	0,850	1	0,250	
28. Kaniama	3	0,840	-	-	Central parada
29. Kasenga	3	0,510	3	0,510	
	2	0,230	-	-	Central parada
Norte Kivu					
30. Goma					
	4	2,400	-	-	Central parada
31. Butembo					
	1	0,280	1	0,280	Central parada
Provincia Oriental					
32. Kisangani					
33. Buta	4	12,800	4	12,800	Central parada
	3	0,640	3	0,640	
TOTAL	92	61,640	57	30,568	

Tabla 3.9 Evolución de la potencia instalada y del número de grupos térmicos ¹³

¹³ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC

La *tabla 3.10* muestra la evolución de la producción anual térmica desde 1982 hasta 2000.

<i>AÑO</i>	<i>PRODUCCIÓN (MWh)</i>
1982	43.100
1984	27.300
1995	8.461
1996	9.048
1997	7.624
1998	10.107
1999	5.235
2000	3.265

Tabla 3.10 Evolución de la producción de energía eléctrica de origen térmico¹⁴

La disminución de la producción de electricidad de origen térmico en la RDC se observa en la curva de la *figura 3.5*.

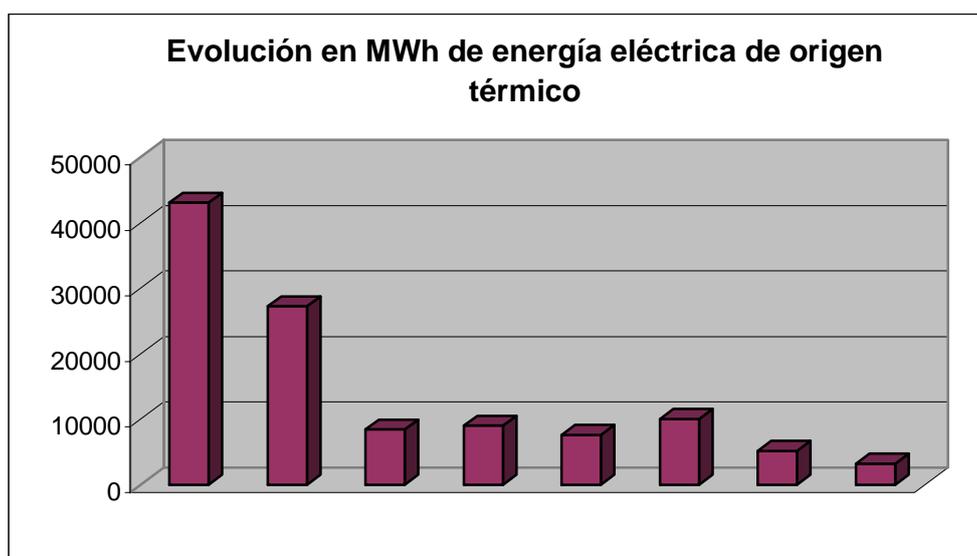


Figura 3.5. Evolución en MWh de energía eléctrica de origen térmico

La disminución comprobada en la producción térmica resulta de los factores siguientes:

- Dificultad de aprovisionamiento de combustible y medios para el mantenimiento de las centrales;
- Construcción de algunas centrales hidroeléctricas para suministrar la electricidad a algunas localidades inicialmente alimentadas por electricidad de origen térmico, es el caso por ejemplo de la localidad de Gbadolite en Ecuador.
- La indisponibilidad de datos relativos a las localidades situadas en los territorios ocupados durante la guerra.

¹⁴ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC

3.2.3.3. Producción de la Electricidad a Partir de Otros Recursos

A pesar de la presencia en el Congo de otros recursos de energía primaria, con posibilidad de ser utilizados para la producción de la energía eléctrica, a estos jamás se les ha dado valor alguno. La presencia de un impresionante potencial hidráulico justifica esta situación. En efecto, la sociedad que produce y comercializa la energía eléctrica en el Congo prefiere hacer inversiones en la construcción de las centrales hidroeléctricas consideradas menos costosas. La energía solar es explotada por algunos sectores privados en la producción de energía eléctrica no comercial y lo utilizan exclusivamente para sus propias necesidades.

No se conoce el número de los generadores fotovoltaicos y la potencia instalada es desconocida en la actualidad. Pero según el informe " *La energía en el mundo* ", contábamos (en 2002) con más de 3000 instalaciones de los placas solares en el país en respuesta a la promoción comercial del sector privado y al programa del Ministerio de la salud pública dentro del proyecto " *Salud para todos en 2000* ", iniciado por la Organización Mundial de la Salud (OMS) [27].

La energía geotérmica se utilizó para algunas actividades en el pasado en la parte oriental del país, en la proximidad de Bukavu a Katana al litoral del lago Kivu. Alrededor de los años 1960, una mina de cobre de la provincia de Katanga, produjo varias centenas de kW a partir de una fuente geotérmica a 90°C. Los trabajos de exploración y de explotación no avanzaron y la importancia de los recursos hidráulicos ha limitado el progreso de todos los demás recursos energéticos.

3.2.3.3.4. Evolución de los Picos de Potencia Eléctrica en las Redes Interconectadas

Las redes interconectadas del país se reparten en tres zonas geográficas y están influenciadas por la presencia de las centrales y de las industrias con gran consumo de electricidad.

Las *tablas 3.11 y 3.12* muestran respectivamente la evolución de los picos de potencia en las redes interconectadas dentro del mercado interior y dentro del mercado interior y exterior.

<i>RED</i>	<i>PICO DE POTENCIA (MW)</i>			
	<i>1975</i>	<i>1990</i>	<i>1995</i>	<i>2000</i>
Red Oeste	191,5	338	407	455
Red Sur	452,8	408	218	244
Red Este	8,2	D.n.d. ¹⁵	38	D.n.d. ¹⁵
Red Inga-Kolwezi	D.n.d. ¹⁵	170	208	236

*Tabla 3.11. Picos de potencia: Mercado interior*¹⁶

¹⁵ Datos no disponibles

¹⁶ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC.

<i>RED</i>	<i>PICO DE POTENCIA (MW)</i>			
	<i>1975</i>	<i>1990</i>	<i>1995</i>	<i>2000</i>
Red Oeste	D.n.d. ¹⁷	490	455	486
Red Sur	D.n.d. ¹⁷	408	413	444
Red Este	D.n.d. ¹⁷	25	34	D.n.d. ¹⁷

Tabla 3.12. Picos de potencia: Mercado interior y Exportación¹⁸

Basándose en estos datos se puede concluir lo siguiente:

► **Red Occidental:** Desde 1975, el pico de potencia más alto de la red interconectada Occidental alcanzó 490 MW en 1990. El aumento fue debido al crecimiento del consumo energético en Kinshasa, en Bajo Congo y en la red de exportación hacia Congo Brazzaville.

► **Red Sur:** El pico más alto de la red interconectada Sur se experimentó sobre el mercado interior en 1975, y alcanzó 452,5 MW. Este pico era consecuencia del aumento de la producción del cobre por la Empresa GECAMINES durante el mismo período. Desde 1990, el pico de la red Sur va en descenso y alcanzó 191 MW en 1994 (valor no presentado en las tablas) en respuesta a la disminución de las actividades económicas en la provincia de Katanga, principalmente las de GECAMINES cuya producción ha conocido una caída de más de 80 %.

► **Red Oriental:** El pico histórico de la red interconectada Este (mercado interior) fue en 1995 de 38 MW con el consumo total de toda la producción de Ruzizi II (± 10 MW). Luego el pico anual de esta red bajó en 1997 a 28 MW (valor no presentado en las tablas) con el cese de la explotación de una máquina en la central Ruzizi I y el descenso entre 1995 y 1996 del nivel de las aguas del lago Kivu.

► **Red Inga-Kolwezi:** Desde la puesta en funcionamiento de la línea ± 500 kV corriente continua Inga-Kolwezi, el pico histórico de esta línea fue registrado en 1996 con un valor de 294 MW (valor no presentado en las tablas). Este pico fue debido al hecho de que hubo una fuerte demanda de energía por Zambia y Zimbabwe.

► **Exportación:** Antes de 1995, la RDC exportaba su energía hacia Congo-Brazzaville, Zambia, Angola, Burundi y Rwanda. Desde principios del año 1995, la SNEL firmó un contrato de suministro de energía con ZESA/Zimbabwe por una potencia de 200 MW. Debido a este hecho, durante el primer trimestre, el pico de la red Sur alcanzó 413 MW. Hoy en día, la SNEL abastece 100 MW a este país (Zimbabwe) y 110 MW a Sudáfrica y a medio plazo las capacidades de exportación deberán alcanzar 1000 MW hacia estos países (Sudáfrica principalmente).

El pico en la red Oeste más la exportación fue en 2000 de 486 MW. Esta situación era debida a la ausencia de funcionamiento de las centrales Djoué y Moukoulou en Congo Brazzaville. Desde el fin de la guerra de 1997 y 1998, la ciudad de Brazzaville está totalmente abastecida en energía eléctrica por las centrales de Inga.

¹⁷ Datos no disponibles

¹⁸ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC.

3.2.4. Consumo de la Energía en Congo

3.2.4.1. Consideración General

En la República Democrática del Congo, la demanda energética es esencialmente satisfecha por cuatro combustibles: la leña (leña y carbón de madera), la hidroelectricidad, el carbón y los productos petrolíferos. Pero, la leña constituye la principal fuente de energía explotada y consumida porque representa el 92% de la producción total de energía primaria (2005), mientras su consumo alcanzaba en 2005 hasta un 98% del uso final de energía en el sector doméstico y un 92% en el sector industrial.

Los productos petrolíferos consumidos son directamente abastecidos desde 1973 por una refinería local situada en Muanda en la provincia de Bajo Congo. El complemento de los productos refinados necesarios para satisfacer toda la demanda se importa directamente por dos vías: del este a partir de Kenya (4% del consumo total del país) y del sur a partir de la Zambia (25% del consumo total del país).

De la hidroelectricidad cuya el potencial estimado es de unos 774.000 GWh/año se explota solamente cerca del 8% de la capacidad total (\approx 6.000 GWh/año).

La demanda del carbón está, sobre todo, ligada a la industria minera y a las fábricas de cemento en Katanga. La producción local en carbón está asegurada por las minas de Luena y de Lukuga en Katanga. El resto del carbón consumido es importado principalmente de Zimbabwe.

3.2.4.2. Subsector de la Leña

El Congo dispone de 125 millones de hectáreas de bosque de los que 100 millones constituyen el bosque denso en la depresión central. El crecimiento anual se estime en 200 millones de toneladas, lo que representa más de 8 veces las necesidades del consumo de la leña [25].

Las utilizaciones finales de la leña se estimaban en unos 15 millones de toneladas (datos de 2005). La leña y sus productos derivados constituyen el 92% de la producción total de energía primaria en el país. En el sector residencial, la leña y sus derivados alcanzan como hemos dicho el 96% del consumo energético total.

La evolución de la demanda y del consumo de la leña está directamente ligada al crecimiento demográfico. La demanda más elevada proviene de las unidades familiares donde la leña se utiliza como fuente de energía calorífica para la cocción de los alimentos y para el secado de los productos alimenticios directamente extraídos de los campos (mandioca, maíz, arroz, judía y otros cereales).

No obstante, la leña constituye una fuente energética no comercial y a menudo olvidada en el balance energético. En zonas rurales, la leña constituye un bien gratuito, recogido en el medio natural. En zonas urbanas donde el acceso a la electricidad no está garantizado, la leña y el carbón de madera, se utilizan para satisfacer las necesidades de las unidades familiares en energía doméstica. En estas, se puede hacer un balance energético porque la leña y el carbón se compran y son parte del presupuesto de las unidades familiares.

Pero, hoy en día no existe ningún organismo público nacional capaz de establecer ni datos fiables, ni estimaciones certeras.

3.2.4.3. Subsector de la Electricidad

La evolución de la demanda interior de electricidad en la RDC refleja la de la economía del país, marcada particularmente por las perturbaciones que han afectado la vida económica nacional desde hace cerca de tres décadas. La demanda eléctrica ha aumentado entre 1980 y 2002 del 0,2% al año como queda indicado en la *figura 3.6* [28].

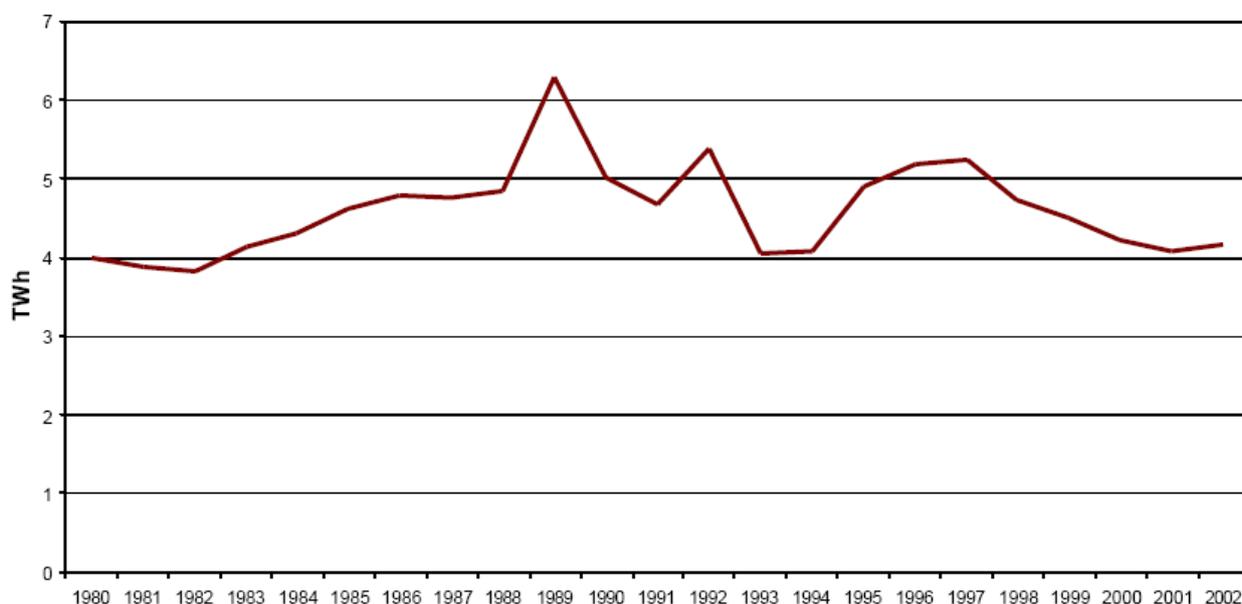


Figura 3.6. Consumo de electricidad en Congo (1980-2002). Fuente: [28]

Se observa en esta figura que la demanda eléctrica ha alcanzado su nivel más alto en 1989, antes de la crisis económica y del periodo de las guerras sucesivas producidas en el país.

Según el informe “*La energía en el mundo*”, solo el 5% de la población del país tenía hasta junio 2002 acceso a la electricidad. Esto, según toda verosimilitud, no ha evolucionado mucho durante los dos últimos años porque el país ha conocido últimamente uno de los períodos más sombríos de su historia tanto a nivel político como a nivel económico.

Según el mismo informe, el consumo total anual de electricidad (al final de 2003) fue de 3.101 GWh, lo que daba un consumo anual medio por habitante de 56 kWh ($\approx 482,7 \cdot 10^{-5}$ tep), un consumo muy débil comparando con el de un país como Gabón donde el consumo medio por habitante el mismo año fue de 697 kWh. La producción total el mismo año fue de 5.300 GWh (5.300.000 MWh) por el sector hidráulico y de 100 GWh (100.000 MWh) por el sector térmico. El país exportó durante el mismo año 2.050 GWh, e importó 53 GWh. La diferencia constituye las pérdidas de energía.

La *tabla 3.13* describe la evolución de las ventas de electricidad y del número de los abonados de la SNEL (la energía producida y comercializada por los sectores privados no ha sido tomada en cuenta).

Designación	1974	1975	1985	1995	2000
Ventas (MWh)	3.404.239	3.455.928	4.574.706	5.084.540	4.369.690
Abonados					
Alta Tensión	16	18	9	10	10
Media tensión	574	598	1.139	1.939	1.178
Baja Tensión	54.981	57.907	116.209	238.610	270.808
Exportación	3	4	5	6	6
Total Abonados	55.574	58.527	117.362	240.565	272.002

Tabla 3.13. Evolución de las ventas de electricidad y del número de los abonados SNEL¹⁹

La evolución del número de los abonados en la SNEL se observa en la curva de la figura 3.7.

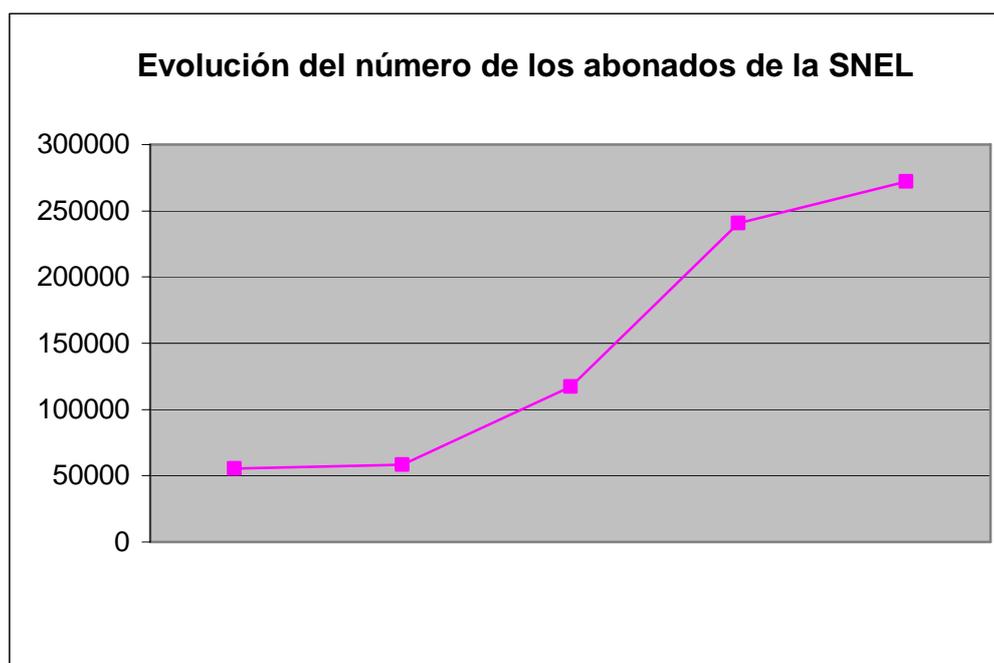


Figura 3.7. Evolución del número de abonados de la SNEL

Nota: A partir de los datos en la tabla 3.13 y la evolución del número de los abonados de la SNEL de la figura 3.7, se puede concluir lo siguiente:

- Las ventas de electricidad han experimentado desde 1974 hasta 1995 un constante crecimiento, pero han bajado entre 1995 y 2000, por causa del periodo de guerra y de inestabilidad política y también de las condiciones económicas.

¹⁹ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación SNEL, RDC

- El número de los clientes de alta y media tensión ha experimentado entre 1974 y 1975 un crecimiento, luego un descenso y, por último, una estabilización entre 1995 y 2000.
- En cuanto a los clientes baja tensión, su número no deja de subir y responde a un crecimiento muy rápido debido al crecimiento demográfico y al aumento de congoleses que viven en las ciudades.
- De toda manera, hay que anotar que el número de los clientes baja tensión no refleja la realidad, ya que existen muchos robos de energía eléctrica, debidos a los que se conectan sin ser abonados en las grandes ciudades.
- El número de los clientes exteriores ha seguido también subiendo desde 1974 hasta 1995 y debería subir en los próximos años por el interés de los Estados africanos, sobre todo los de la región de África Austral en el “*Proyecto Inga*” que describimos más adelante.

Hay que anotar también que estos valores no reflejan la realidad de las ventas por que durante la guerra de 1996 hasta 2003, los datos de una gran parte del país bajo el control militar de las tropas enemigas a las del gobierno central no han estado disponibles.

3.2.4.4. Subsector del Carbón

Las importaciones del carbón (principalmente de Zimbabwe) son indispensables para las actividades de la siderurgia de la compañía nacional “GECAMINES”. El carbón producido en “Luena” se utiliza para los equipos que no necesitan una buena calidad del carbón, como las calderas a vapor de la cementera y de los ferrocarriles. El carbón de Lukuga se utiliza para la cimentaría “*Ciment Lac*” en Kalemie en las costas del lago Tanganyika.

Así la situación del carbón en Congo se presentaba como sigue (a finales de 2003):

- Consumo nacional: 0,240 Mt (millones de toneladas).
- Producción local: 0,096 Mt.
- Importación: 0,144 Mt.
- Reservas estimadas del carbón: 720 Mt de las que 88 Mt son fácilmente aprovechables.

3.2.4.5. Subsector del Petróleo

La RDC, como ya hemos mencionado anteriormente, produce el petróleo que se refina en el extranjero mientras que el país importa el crudo que se refina en Bajo Congo para satisfacer la demanda de los consumidores locales cada vez más numerosos.

La situación se presentaba así en 2004 [27]:

- Consumo: 14.160 barriles por día
- Producción de crudo (que se exporta en su totalidad): 26.090 barriles por día
- Importación: 14.220 barriles por día
- Reservas estimadas de crudo: 230 millones de barriles

Hay que notar que el petróleo constituye la segunda forma de energía más consumida en el país bajo la forma de los carburantes, sobre todo en el sector de transporte.

3.3. Actividades Energéticas y Medioambiente

En la República Democrática del Congo, las necesidades energéticas de la mayoría de las familias quedan satisfechas por los recursos tradicionales (sobre todo la leña y sus productos derivados), que cubren cerca del 64 % de todas las necesidades en energía primaria del país y más del 95% en el sector residencial. Esta sobreutilización combinada con la explotación forestal para la industria de la madera, representa un peligro para los usuarios y para los ecosistemas (emisión de CO₂ y deforestación segura de las reservas forestales del país). Las cantidades de las emisiones contaminantes generadas por el uso de la leña afectan también a la salud de los usuarios. Alrededor de las grandes ciudades, la deforestación ha agotado casi todos los bosques. Lo cual constituye también un peligro sobre los ecosistemas.

Según el informe “*energía en el mundo, 2003*”, las emisiones de dióxido de carbón (CO₂) producidas por el uso de los combustibles fósiles estaban estimados en 2001 en 2,1 millones de tec (toneladas equivalentes de carbono). Una contribución muy débil respecto del total de las emisiones del continente africano que estaban el mismo año en 246,92 millones de toneladas equivalentes de carbono. De momento las emisiones del Congo no constituyen de ninguna manera una amenaza sobre el medio ambiente.

3.4. Fijación del Precio de Energía en Congo

El precio de la energía juega un papel muy importante en el desarrollo del sistema energético porque los operadores del sector deben generar beneficios y garantizar el suministro energético. Los consumidores también deben estar dispuestos a pagar los servicios energéticos. Esto constituye un dilema en cuanto al precio de la energía.

Mientras que en las zonas rurales la leña se recoge como algo gratuito, en las aglomeraciones urbanas por el contrario, es necesario comprarla. Los precios de venta son variables y varían de un lugar a otro. El comportamiento de la moneda nacional en el mercado de cambio y su nivel de inflación juegan un papel muy importante en la fijación de los precios.

El precio de electricidad depende de la política de la SNEL (la Empresa Nacional) y el precio en moneda nacional cambia también según el nivel de inflación. Actualmente, un *kWh* en baja tensión trifásica vale **1,63 céntimos de dólares**.

El petróleo sigue la misma evolución y nunca tiene un precio fijo. El precio al consumo es aproximadamente el equivalente en moneda nacional de **1 dólar** el litro de gasolina. Los precios del petróleo siguen también el ritmo de la evolución mundial.

3.5. Papel del Sistema Energético Congoleño en África. Vocación Africana del Proyecto Inga

El Congo, como ya hemos dicho, está dotado de abundantes recursos energéticos, particularmente en términos de la biomasa forestal y del potencial hidráulico. El país tiene también recursos petrolíferos, recursos radioactivos, carbón, etc. Estos recursos no están disponibles en otros países africanos. De todos estos recursos, los hidráulicos son los que pueden jugar el papel más importante en la realización de una red eléctrica interconectando varios países de África a través del gigante proyecto de Inga que presentamos a continuación.

3.5.1. Presentación del proyecto de Inga

El río Congo al cual es ligado Inga está caracterizado por: una longitud de 4.700 km y una cuenca de 3.822.020 km². En Inga se caracteriza por:

- Un caudal medio anual de 42.000 m³/s (siendo el segundo del mundo después del Amazonas en Brasil),
- Un caudal máximo de 81.000 m³/s y en los casos especiales, el caudal puede alcanzar los 92.000 m³/s
- Un desnivel natural de 102 m sobre una distancia de 15 km
- El estiaje mínimo observado en Inga es de 21.500 m³/s.

El emplazamiento hidroeléctrico de Inga se sitúa en el río Congo al Oeste del país, precisamente en la provincia de Bajo Congo. Está situado a 150 km de la desembocadura del río y a 225 km de Kinshasa. Los rápidos de Inga lo hacen uno de las mejores ubicaciones hidroeléctricas del mundo. Unido al hecho de que con esta ubicación puede producir energía barata, su topografía específica le permite hacerlo con un impacto ecológico mínimo.

El interés en habilitar este potencial es reconocido desde hace tiempo y los primeros estudios remontan a 1937. No sólo el proyecto Inga podría ser el mayor de los proyectos de integración eléctrica en África central, además podría también ser el proyecto más ambicioso lanzado en África. Sus capacidades podrían hacer a Inga el centro de una red eléctrica panafricana interconectada en el futuro (*figura 3.8.*).

Según los estudios estaban previstas dos fases:

- El desarrollo de Nkokolo Valley
- El gran Inga

En el primero caso, una parte del caudal del río es derivado hacia *Nkokolo Valley*, con la presa de Shongo en la que hay una caída de 60 metros. Allí se sitúan las tres primeras fases de desarrollo de Inga:

- Inga I: 351 MW inaugurado en 1972
- Inga II: 1.424 MW inaugurado en 1982
- Inga III: 3500 MW en proyecto

El proyecto *Gran Inga* implica una presa del río, para derivarlo hacia el valle vecino de Bindi, utilizando así todo su caudal. Se instalaría un total de 52 generadores de 750 MW cada uno. El total de la potencia producida por Gran Inga sería de 39.000 MW. Lo que necesitará la construcción de una ancha red de transmisión para abastecer la energía en otros países, porque la producción sobrepasará en gran cantidad las actuales necesidades del Congo.

Tres grandes ejes son por consiguientes proyectados:

A. Eje RDC-África Austral

- Inga ya está conectado a los países de África austral por los ejes Inga – Kolwezi - Karavia (en RDC) – Luano - Norte Kariba (en Zambia) - Sur Kariba - Insukamini (en Zimbabwe) - Phokoje (en Botswana) - Manaba (en Sudáfrica).
- Los estudios de mejora de este eje hechos por *SNEL* (RDC), *ZESCO* (Zambia) y *ESKOM* (África del Sur) presentaron en 1996 sus conclusiones a *SAPP* (Southern African Power Pool). Estas conclusiones preveían a corto plazo la construcción de la segunda línea de 200 kV AC entre Karavia (RDC) y Luano (zambia) para alcanzar una potencia de tránsito de 500 MW. A medio plazo la línea HVDC Inga-Kolwezi y los convertidores deberían ser reforzados. Lo que permitiría la construcción de una línea de 330 kV entre Kolwezi y Luano pasando por Solwezi con el fin de alcanzar una potencia de 1000 MW del sistema *SNEL* hacia África Austral. Esta potencia debería aumentar más con la ejecución del proyecto Gran Inga.
- Otros estudios han sido realizados por *SNEL*, *ENE* (Angola), *NAMPOWER* (Namibia) y *ESKOM* para hacer una nueva línea RDC-Angola-Namibia-Sudáfrica. Este estudio constituye el proyecto WESTCOR (West Corridor) y está más ligado a Inga III (3.500 MW).

B. Eje RDC-África Central-África del Oeste

- La ciudad de Brazzaville (Congo Brazzaville) ya está conectada a la red Oeste de la RDC y recibe la totalidad de sus necesidades en electricidad desde esta red
- Existe un proyecto de construcción de una línea que pueda ir de Kwilu (RDC) hacia algunas ciudades del Norte de Angola
- Una otra línea podría unir la ciudad de Punta Negra (Congo Brazzaville) y Cabinda (Angola). Este sería un primer paso hacia una interconexión de los sistemas eléctricos de África Central con WAPP (Western African Power Pool) a través una línea RDC-Congo-Gabón-Camerún-Nigeria.

C. Eje RDC-África del Norte

El eje norte necesita una línea de 5300 km entre la RDC y Egipto que también suministraría energía a la República Centro Africana, Sudan y Chad. Los estudios hechos por *EDF* (Francia) y *LAHMEYER* (Alemania) ayudados por *BETEC* (RDC) y *EPS* (Egipto) aprobaron la posibilidad de realización de esta línea. La interconexión RDC-Egipto permitiría una interconexión de las redes del continente africano a las de Europa y de Medio Oriente. Otros dos ejes norteafricanos son posibles vía Túnez y Marruecos.

3.5.2. Proyecto de demanda de energía eléctrica de Inga

El proyecto de demanda de energía de Inga (según las necesidades presentadas por algunos países africanos) se presenta como sigue:

- **Eje Oeste:** *Congo Brazzaville:* 300 MW, *Gabón:* 300 MW, *Camerún y Guinea Ecuatorial:* 400 MW, *Nigeria:* 6000 MW
- **Eje Sur (proyecto WESTCOR):** *Angola:* 500 MW, *Namibia:* 500 MW, *Botswana:* 500 MW, *Sudáfrica:* 2000 MW.
- **Eje Norte:** *Congo Brazzaville:* 100 MW, *República Centra Africana:* 50 MW, *Chad:* 150 MW, *Sudan:* 150 MW, *Egipto:* 3500 MW

3.5.3. Eventual Red eléctrica de Interconexión de Inga con Diversos Países Africanos y con Europa

El mapa de la *figura 3.8* muestra la posible red eléctrica que conectaría el continente africano y Europa con Inga en el caso que el proyecto sea ejecutado.

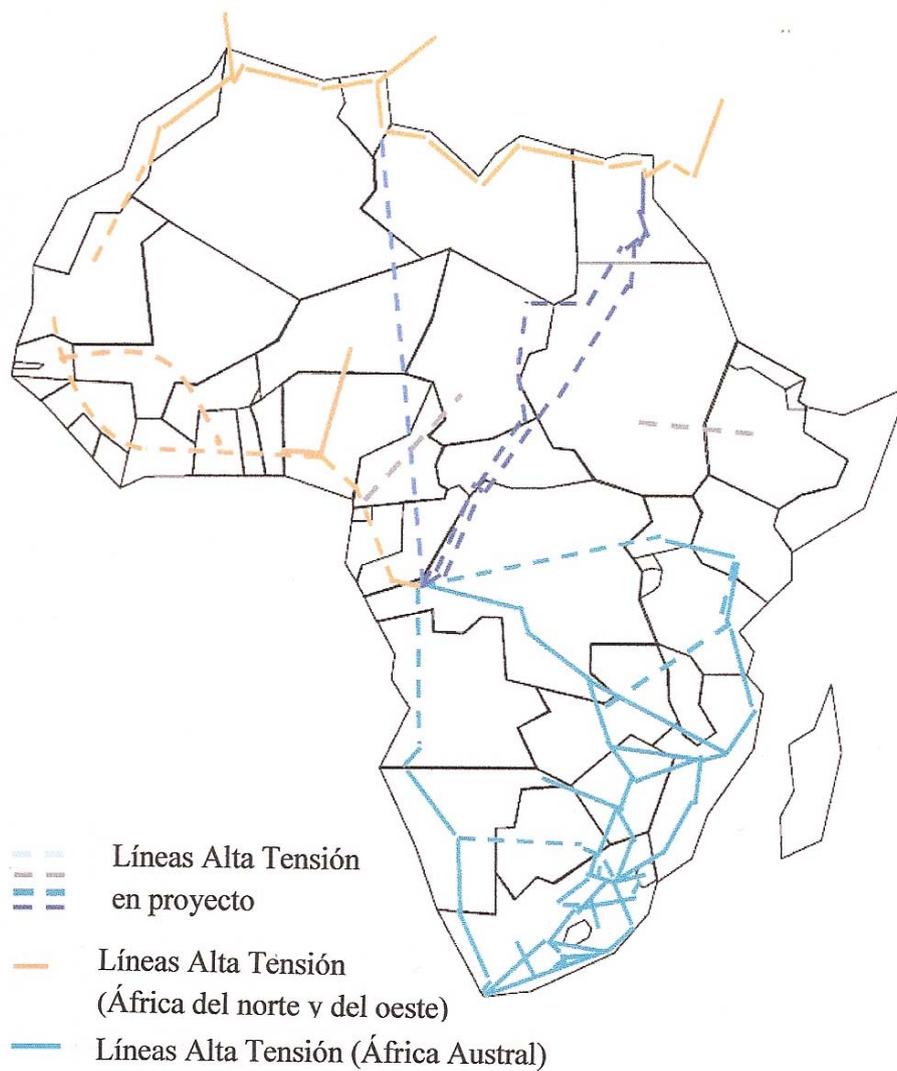


Figura 3.8. Red eléctrica de interconexión de Inga con Diversos Países Africanos y con Europa

3.6. Marco Institucional y Normativo del Sistema Energético Congoleño

Debido a la organización sobre la explotación, la producción, la transformación y el consumo de la energía primaria en Congo aparecen varios actores institucionales. Estos son principalmente los ministerios vinculados en mayor o menor medida al tema energético:

1. El Ministerio de la Energía: Es el órgano administrativo del Gobierno en el campo energético. Es este Ministerio que desarrolla la política del gobierno en materia de la investigación y el desarrollo del sector energético, con acento sobre los subsectores “Electricidad” y “Agua potable”. Las empresas estatales “SNEL” para la electricidad y “REGIDESO” para el agua dependen técnica y administrativamente hablando de este Ministerio.

2. El Ministerio de los Hidrocarburos: Este Ministerio tiene como misión la gestión del sector petrolífero. La exploración, la explotación y la comercialización dependen de este Ministerio. Las empresas, operando en el campo petrolífero, dependen también del Ministerio de los hidrocarburos.

3. El Ministerio de las Minas: El Ministerio de las Minas está ligado al tema energético por su poder sobre la explotación de los minerales dentro de los que el carbón y el uranio constituyen los combustibles fósiles que se utilizan en la producción eléctrica.

4. El Ministerio del Medioambiente, Conservación de la Naturaleza y del Turismo: La gestión de los bosques, de los ríos, de la polución debida a la producción energética, etc. dependen institucionalmente de este Ministerio.

5. El Ministerio de las Empresas: Todas las empresas estatales operando en varios campos dependen, desde el punto de vista político, del Ministerio de las Empresas.

Nota: Existen otros actores institucionales en el campo energético congoleño, dentro de los cuales está también otro Ministerio, el de Economía que lleva la política de los precios de la energía. Existe también la Comisión Nacional de Energía (CNE) que es el órgano regulador y normativo del Ministerio de Energía.

3.7. Conclusión

En conclusión se puede indicar que el sistema energético congoleño se caracteriza por lo siguiente:

- Un sistema muy rico, tanto en cantidad como en diversidad de los recursos de energía primaria, con representación de casi la totalidad de los recursos energéticos existentes sobre el planeta.
- El sistema energético congoleño se caracteriza por una subutilización de los recursos que dispone el país.
- El consumo de energía se basa únicamente en la utilización de cuatro combustibles: *la leña, el petróleo, la hidroelectricidad y en una cierta medida el carbón.*
- La leña (forma de energía no comercial en los medios rurales) es el recurso más utilizado a pesar de los riesgos que su utilización presenta. En efecto, la leña es perjudicial por el dióxido de carbono que supone su quema y presenta también consecuencias sobre la biodiversidad por la deforestación y la destrucción de los bosques que conlleva.
- Los trabajos limitados y ampliamente insuficientes de exploración y de detección de eventuales reservas petrolíferas, lo que explica la dependencia del país del extranjero para su aprovisionamiento en productos petrolíferos;

- El sistema eléctrico predominado por la hidroelectricidad es subutilizado comparando la capacidad explotable a la instalada. Es también necesario en este campo asegurar el mantenimiento de las centrales existentes;
- La fijación de la tarifa utilizada en el sector eléctrico no puede permitir a la SNEL responder a sus obligaciones;
- El sistema energético congoleño se caracteriza por la ausencia total de voluntad de llegar a ejecutar unos proyectos concretos existentes;
- Por último, el sistema energético congoleño se caracteriza por una ausencia total de datos fiables ya que existen en el país varios actores que funcionan de manera dispar y curiosamente no tienen la misma visión de la gestión del sistema energético. Por ejemplo, para los cuatro combustibles más utilizados; la gestión de los bosques depende del Ministerio del Medioambiente, la gestión del petróleo depende del Ministerio de los Hidrocarburos, la gestión del carbón depende del Ministerio de Minas mientras que el Ministerio de la Energía administra sólo la electricidad y la distribución del agua potable. Los ríos dependen de varios ministerios: Medioambiente, Transporte y Comunicación, Interior, etc.
- En resumen, una situación compleja y a veces dependiente de una reglamentación contradictoria que hace difícil la aplicación de una política energética coherente y rigurosa.

CAPITULO 4.

4. Planificación Energética. Situación Actual

4.1. Introducción

4.1.1. Consideraciones Generales

La conquista que el hombre ha hecho de algunas de las formas de energía que existen en la Naturaleza ha sido uno de los hitos más importantes del desarrollo humano (el fuego, la pólvora, la gasolina, la electricidad, la energía atómica, etc.). Nuestra forma de vida actual es imposible sin un apropiado e importante aporte energético. De modo que, preservar la forma de vida actual en los años y siglos futuros y dar la posibilidad a las futuras generaciones de que inventen nuevas formas de vida, lleva aparejado una servidumbre evidente: es necesario disponer de energía suficiente para ello. La disciplina encargada de organizar dicho consumo a través de un estudio minucioso será *la planificación energética* orientada al desarrollo sostenible [29].

La primera idea que surge de una planificación energética; sea para los países en vías de desarrollo o los países industrializados, es proyectar la demanda y la distribución de la energía, estimando el impacto de los diferentes sistemas energéticos, para una localidad, país o región y así elegir el sistema y tecnología más conveniente para satisfacer la demanda de energía. Se comprende entonces que toda planificación energética se refiera a la identificación de un futuro posible estableciendo un horizonte temporal (corto, medio y largo plazo), y un horizonte espacial (demanda regional o nacional).

Una planificación energética es un proceso dinámico y continuo que debe repetirse periódicamente y adaptarse a las condiciones cambiantes (cambios tecnológicos, cambios económicos, nuevos objetivos de la política, etc.). Se propone dos definiciones:

- **El proceso de planificación energética (estudio metódico permitiendo saber el origen de los recursos energéticos que utilizaremos en el futuro) es un conjunto sistemático y un análisis de la información sobre la demanda y el suministro, y la presentación de los resultados a los responsables que deben elegir la mejor opción.**
- **El plan energético es una lista de las mejores opciones decididas por los responsables para alcanzar los objetivos definidos.**

Una aproximación sistemática de la planificación energética incluye varias etapas:

- Definir los objetivos a largo plazo
- Determinar el enfoque a utilizar
- Identificar la información necesaria del proceso de planificación
- Elegir el proceso de análisis adecuado
- Presentar los resultados a los responsables de la planificación
- Preparar el plan energético

Un sistema energético involucra la realización de un gran número de actividades: actividades que van desde la prospección, pasando por la producción y la transformación, hasta la utilización de la energía. Toda esta cadena involucra a varios actores (internos y externos) en un sistema energético, y sus objetivos y estrategias pueden ser a veces antagónicos y engendrar tensiones o conflictos.

Con esto se observa que la política de planificación energética depende en parte de actores (Gobierno, Organismos de planificación, Ministerios, Empresas, Agencias, Consumidores, etc.), y que el sistema energético se organiza según países en sistema centralizado o sistema descentralizado.

4.1.2. Condiciones de una Planificación Energética.

Acabamos de ver brevemente que los objetivos perseguidos por la planificación energética en un país pueden resumirse en “*una aproximación que permita seguir sucesivamente diversas etapas de descripción, de análisis y de síntesis del sistema energético de este país*”.

Para alcanzar este objetivo, el *primer requisito previo* es hacer uso de uno o varios métodos que, a su vez también se refieren a los modelos energéticos. En este trabajo, definiremos el modelo como una descripción matemática, o un algoritmo informático, representando un sistema físico real con todos los fenómenos vinculados al sistema. Un modelo energético será definido como un modelo exclusivamente ligado a las cuestiones energéticas.

El *segundo requisito previo* de la planificación energética, una vez definido el modelo, es el de los datos. En efecto, para lograr aplicar el modelo, se requieren datos fiables y consistentes. Es evidente que la falta de datos fiables y consistentes en la mayoría de los países en vías de desarrollo siempre limita la utilización de los modelos muy exhaustivos y detallados. La cantidad y el tipo de datos dependen de cada modelo aplicado a cada país.

Un *tercer requisito previo* a tomar en consideración cuando se planifica un sistema energético es, por supuesto, la interacción entre el sector energético y otros sectores de la vida normal (economía, medioambiente, social,...) de un país. El planificador deberá, por tanto, incluir en sus estudios este requisito previo fundamental y tomar en cuenta los efectos mutuos entre el sector energético y los demás sectores socioeconómicos.

4.1.3. Objetivos y Proceso de Planificación Energética

Dependiendo de las necesidades y de la situación de cada país, el plan energético puede conducir a varios objetivos a largo plazo. Tres objetivos básicos se identifican en todos los casos:

- Preparar el programa de inversión en la construcción de nuevas instalaciones energéticas.
- Desarrollar por el gobierno las políticas apropiadas que puedan influir en el desarrollo del sistema energético.
- Dar la información a las industrias e instituciones sobre las instrucciones a tomar en el futuro.

Es especialmente importante para los planificadores reconocer que sus objetivos son parte de los objetivos nacionales. El sistema energético es una parte importante del plan general de la economía de un país.

Después de la identificación de los objetivos de planificación, la etapa siguiente del proceso es la determinación del enfoque que podría permitir encontrar estos objetivos. La elección de un enfoque necesita cuatro decisiones:

- La extensión del plan que determina los componentes económicos a incluir en el proceso de planificación energética y en el plan energético mismo.
- La escala del plan que determina la cobertura geográfica necesaria para el plan.
- El horizonte temporal del plan que determina el periodo (número de años) incluido en el plan.
- El nivel de detalles del plan.

4.1.4. Necesidades en Modelos Energéticos

Hasta la primera crisis del petróleo en 1973, la planificación energética fue muy sencilla en razón de la estabilidad del crecimiento de la carga y de los constantes progresos tecnológicos en las nuevas y muy grandes unidades de producción eléctrica, con poca consideración sobre problemas medioambientales o sobre la salud de las personas.

Desde este periodo, la decisión sobre la expansión de la capacidad de un sistema energético es cada vez más compleja por diversas razones:

- Los planificadores deben evaluar varias opciones tecnológicas y el tamaño de las nuevas unidades de producción.
- Los costes de operación son sensibles al coste y a la disponibilidad de los combustibles.
- Los equipos de seguridad y de control de la contaminación representan hoy en día una significativa porción del presupuesto y del coste de operación.
- La duración demasiado elevada de las obras en los grandes proyectos.
- La carga muy variable en el sistema energético.
- Los capitales flotantes y las altas tasas de interés.
- Las financiaciones inseguras.

Los responsables de la planificación y los planificadores no deben tomar una decisión de factibilidad simplista ni inductiva, deben buscar el efecto de varios parámetros de decisión y los futuros cambios posibles del consumo. Para ayudarles en este proceso, han sido desarrollados modelos en los que las estimaciones del crecimiento del consumo de los combustibles y de otros factores importantes pueden ser introducidos, y a partir de esto los planificadores deberán evaluar los parámetros de decisión y las opciones disponibles.

Gracias al desarrollo de los modelos informáticos, la simulación de la operación de los sistemas energéticos actuales y los cálculos más detallados pueden mejorar las opciones posibles.

Los algoritmos de simulación de la operación de los sistemas de producción eléctrica incluyen:

- Las interrupciones forzadas de las unidades de producción.
- El mantenimiento programado de las unidades.
- Los cálculos de los costes de producción.
- La evaluación de la fiabilidad del sistema.
- La totalidad de energía eléctrica en el sistema y la eventual reserva.

Además, los programas de optimización tienen las siguientes particularidades:

- La toma en cuenta de los gastos para las nuevas unidades de producción.
- La metodología para calcular un plan óptimo.

4.2. Algunos Modelos de Planificación Energética Existentes

La planificación energética se apoya en los modelos prospectivos para un análisis cifrado de los escenarios energéticos. Estos modelos pueden ser: modelo económico, modelo tecnológico o modelo climático (o un conjunto de los 3 para los modelos compuestos). Los modelos económicos permiten el análisis del coste mientras los modelos técnicos analizan la eficiencia. Estas herramientas permiten evaluar la respuesta del sistema energético a las políticas, a las obligaciones o a las condiciones alternativas de funcionamiento. Sin embargo, cuando se decide recurrir a la “*modelización*” para el análisis energético, la selección del modelo es muy importante, ya que son varios los modelos y puede haber una gran diferencia entre los resultados obtenidos según el modelo escogido. Los debates concernientes a esta disparidad han conducido a veces a una desconfianza con respecto a los modelos [30]. Aparte de las naturalmente inducidas por los escenarios y las hipótesis numéricas diferentes, estas disparidades constituyen las diferencias a tener en cuenta en la elección de un modelo, teniendo en cuenta de los objetivos. En efecto, cada modelo propone una respuesta formal a la cuestión de las relaciones e implicaciones pertinentes en el sistema energético. Después de recordar las características comunes a los modelos de planificación energética, vamos a continuación a dar una clasificación de modelos encontrados en la literatura.

4.2.1. Características Comunes a los Modelos de Planificación Energética

Existen algunas características comunes a todos los modelos energéticos. Ningún modelo es la representación de la realidad e incluye solamente los aspectos que la persona que desarrolla el modelo considera importantes. Además, ningún modelo trata las situaciones futuras reales. Realiza sólo estimaciones e hipótesis que pueden no producirse y que, en algunas circunstancias no son válidas, e incluso podrían ser indisponibles en el momento de su aplicación.

En la clasificación de los modelos energéticos, existen varios modos de caracterizarlos. No existen modelos que se engloben en una categoría específica, sino que la diferencia entre unos y otros quedará determinada por la forma de tratar alguno de los siguientes aspectos que se incluyen en cada modelo:

- Los objetivos a alcanzar,
- La estructura del modelo,
- Las hipótesis externas o internas.

Tras analizar los modelos energéticos se concluye que existen nueve modos que permiten caracterizarlos, estos son:

1. Objetivos Generales y Específicos de los Modelos Energéticos
2. Estructura del Modelo: hipótesis internas e hipótesis externas
3. Aproximación analítica “Top-Down versus Bottom-Up” (Aproximación Descendente versus Aproximación Ascendente)
4. Metodología Subyacente

5. Aproximación Matemática
6. Cobertura Geográfica: Local, Nacional, Regional
7. Cobertura Sectorial: Residencial, Industria, Servicios, etc.
8. Horizonte Temporal: Corto, Medio, y Largo Plazo
9. Datos Exigidos: Económicos, Técnicos, Parciales, Totales, etc.

Esta lista no es exhaustiva porque cada persona que desarrolla un modelo energético puede añadir algunas características más. Se describirá a continuación estos nueve modos de caracterización de los modelos energéticos:

4.2.1.1. Objetivos Generales y Específicos de los Modelos Energéticos

4.2.1.1.1. Objetivos Generales

Los objetivos generales son los que reflejan cómo cada modelo examina el futuro energético, los modelos que realizan esta función son los de prospectiva energética. En este sentido, se identifica la categorización siguiente [31], [32]:

a) La Prospectiva de Continuidad o de Predicción

Como la predicción se basa en la extrapolación de las tendencias observadas en el pasado, los modelos de previsión se aplican solamente para analizar los impactos de las acciones que hay que llevar a cabo en un tiempo relativamente corto. Así, la prospectiva de continuidad elabora proyecciones sin “*sorpresas*” simulando las extensiones del sistema energético actual y apoyándose en las tendencias permanentes del sistema. Un requisito previo a la extrapolación de las tendencias es que los parámetros subyacentes al desarrollo (por ejemplo: la inflación, el crecimiento económico observado, el crecimiento demográfico, etc.) se mantengan constantes. Esta aproximación de predicción exige una representación endógena del comportamiento económico y de los planes generales del crecimiento, se aplica más a corto o medio plazo, y su base matemática es la econometría.

Su base son los modelos sectoriales donde la tecnología se explicita para simular la concurrencia entre las viejas técnicas y las nuevas dentro del marco sectorial coherente y apuntando a la satisfacción de la demanda cada vez más creciente y evolutiva.

b) La Prospectiva Exploratoria (Análisis por Hipótesis)

La prospectiva exploratoria se basa en modelar las grandes tendencias de los parámetros técnicos estables en un periodo, teniendo en cuenta la inercia de los sistemas económicos, sociales y técnicos. En esta exploración, se pueden estudiar los comportamientos de adaptación del sistema energético confrontado a modificaciones externas no previstas, tales como las variaciones de precios del petróleo, un gran rechazo de una tecnología, o bien, políticas que influyen en los precios y las restricciones sobre las cantidades, como es el caso de las políticas climáticas.

La exploración del futuro se hace mediante el análisis por hipótesis, en el cual un número limitado de las alternativas (o soluciones) de “*intervención*” es comparado con una referencia de las opciones habituales. Las alternativas de intervención son útiles solamente en el contexto de una opción de referencia, y se basan más en estimaciones y no en el comportamiento real pasado. Generalmente, se deben establecer estimaciones sobre los progresos técnicos, sobre las necesidades en recursos físicos y sobre el crecimiento económico y demográfico.

El comportamiento económico se representa o se simula por la aproximación utilitaria (optimización o programación con el mínimo coste), o en términos de los procesos tecnológicos de adopción. Los análisis de carácter sensible son cruciales para proporcionar información sobre los efectos de los cambios en las estimaciones. La aproximación “análisis por hipótesis” puede utilizarse tanto en los modelos “*Top-Down*” como en los “*Bottom-Up*”, ambos explicados a continuación.

Nota: Esta aproximación ayuda más en el establecimiento de las soluciones u opciones de intervención por que analiza una situación no real (basada en las estimaciones).

Los modelos de perspectiva exploratoria se aplican a diferentes plazos: *el corto plazo* para los sistemas macroeconómicos, de los que el horizonte temporal es limitado por las reglas de proyección econométrica, y *el medio plazo* para el equilibrio general del mercado o para los sectores técnico económicos cuya pertinencia a este horizonte temporal le asegura la evolución de las técnicas y de las infraestructuras energéticas. La aplicación de este tipo de modelo a *un muy largo plazo* es más problemático porque se dirige a reproducir las preferencias actuales y la estructura del sistema técnico existente.

c) La Prospectiva de Rupturas o la Retrospección (Escenario del Paradigma o Examen Retrospectivo)

La prospectiva de rupturas no postula a priori la reproducción de las tendencias y se focaliza sobre las incertidumbres, sobre los proyectos alternativos y sobre las tensiones. El objetivo de este tipo de modelos es conocer lo que se necesitará en el futuro haciendo entrevistas a los expertos en el campo, y por consiguiente investigando las necesidades que deberán ser cambiadas para que se cumplan en el futuro unas condiciones determinadas.

Esta aproximación se utiliza especialmente en los estudios de “*las variantes energéticas*” incluyendo las normas ambientales. Los modelos que utilizan esta aproximación se basan más en una prospectiva de naturaleza intuitiva. De todas formas, es posible utilizar este método como una herramienta analítica para estimar la coherencia de las políticas energéticas a largo plazo. En este sentido, los modelos basados en la aproximación piramidal (bottom-up) pueden unirse a los basados en la aproximación directiva (top-down).

4.2.1.1.2. Objetivos Específicos

Los modelos energéticos se basan en objetivos específicos y concretos, tales como el análisis de la demanda energética, el suministro de energía, los impactos de las actividades energéticas sobre los diferentes sectores de la vida o la evaluación de las diferentes opciones. En este sentido, se identifica cuatro tipos de modelos energéticos según sus objetivos específicos:

a) Modelos de Análisis de la Demanda de Energía

Estos modelos se centran a la vez en la economía en toda su totalidad y en algunos sectores particulares, y consideran la demanda energética como una función de los cambios en la población, en el producto nacional bruto, y en los precios de energía. Los niveles incluidos en el análisis son:

- *Forma de energía demandada*, que representa la energía suministrable (por ejemplo: electricidad, gas, petróleo, etc.);
- *Forma de distribución de la energía*, que representa la manera con la que la energía pueda realmente abastecerse al consumidor;

- *Forma de utilización de la energía*, que se refiere a las necesidades del consumidor y que resulta del uso de la energía útil (por ejemplo: climatización, calentamiento, etc.).

b) Modelos de Análisis del Suministro Energético

Los modelos de análisis del suministro de energía se centran, principalmente, en los aspectos técnicos de los sistemas energéticos, para comprobar que el suministro sea el necesario para una demanda dada. Estos modelos deben tener en cuenta los aspectos financieros, utilizando la aproximación “Menor coste”. Así los flujos energéticos y las tecnologías asociadas (a partir de la producción pasando por la transformación, el transporte y la distribución hasta la etapa final del uso) deben tomarse en cuenta.

c) Modelos de análisis de los impactos

Los impactos pueden estar causados por la utilización de algunos sistemas energéticos o por la promulgación de algunas medidas políticas. Estos impactos deben incluir los cambios socioeconómicos (finanzas, distribución de la riqueza, del empleo, etc.), o los cambios en la salud y en el medioambiente (emisiones, pérdidas sólidas o líquidas, biodiversidad). Los modelos de análisis de los impactos estiman las consecuencias de la elección de algunas opciones energéticas sobre los cambios posibles.

d) Modelos de evaluación

Si hay varias opciones, estas necesitan ser comparadas y evaluadas con el fin de escoger la opción (la política) que más convenga. Las consecuencias o los impactos de cada opción son comparados y estimados en relación con sus resultados (técnicos y de coste).

Nota: En el pasado, existían modelos que se ocupaban solo de un aspecto de los resultados esperados (como los modelos de análisis de la expansión o los modelos de análisis de los impactos medioambientales). Pero los recientes modelos tienen una aproximación integral en el sentido de que combinan varios objetivos específicos en sus varios módulos. Además, todos los modelos no incluyen todas las formas de energía. Por ejemplo, existen modelos en los que el objetivo es exclusivamente la electricidad y evalúan la mejor opción, según las formas de procedencia (hidroelectricidad, fotovoltaico, eólico, nuclear, etc.). Por otra parte, algunos modelos, que toman la energía como un conjunto, no diferencian las formas de energía y por consiguiente olvidan que algunas formas de energía no convienen para todas las aplicaciones.

Por ejemplo, a través de los modelos de evaluación se puede concluir que la mejor opción política para el suministro energético en las viviendas es el gas natural, lo que determinaría que no es una opción adecuada de electricidad y, por tanto, habrá determinados equipos eléctricos de la vivienda que no podrían funcionar (electrodomésticos, iluminación, etc.). Por tanto, la evaluación de la mejor opción puede ser un fracaso.

4.2.1.2. Estructura del Modelo. Hipótesis Internas e Hipótesis Externas

Los modelos energéticos se distinguen también según su estructura, o más específicamente según las hipótesis en las que está basada esta estructura. La estructura del modelo es la forma en la que un modelo trata los datos que se le introducen para obtener resultados. Para cada tipo de modelo, debe tomarse la decisión sobre las hipótesis que serán incorporadas en la estructura de este. Las hipótesis incluyen:

- *Las hipótesis internas* (dependen del desarrollador del modelo y constituyen los parámetros internos): son cantidades fijas generalmente a determinar por cálculo expresando las relaciones matemáticas entre diferentes variables dentro del modelo y que derivan del funcionamiento

físico del sistema energético. Ejemplos: Expresiones matemáticas para calcular el plan de expansión de un sistema energético, para calcular los diferentes costes, para evaluar la demanda futura, etc.

- **Las hipótesis externas o de entrada** (dependen del usuario del modelo: parámetros externos): son datos reales que derivan del funcionamiento del sistema energético y son introducidos por el usuario en el modelo para hacerlo funcionar y encontrar los parámetros internos o fijos. **Ejemplos:** Datos sobre el crecimiento demográfico, sobre el crecimiento económico, sobre la demanda energética, sobre el suministro energético, sobre el sistema fiscal, sobre el precio y las elasticidades de los ingresos de la demanda energética, etc.

Hay cuatro dimensiones que permiten caracterizar los modelos según la estructura de los datos a incorporar:

4.2.1.2.1. Hipótesis Internas

a) Dimensión I: Nivel de Endógenización

Endógenización significa “*tentativa de incorporar todos los datos en las ecuaciones del modelo, a fin de minimizar el número de los parámetros externos*”. Los modelos de predicción tienen un comportamiento endógeno, mientras los de exploración y los de retrospección tienen un comportamiento exógeno y utilizan más las hipótesis (o las entradas) externas. Lo que hace de ellos más convenientes para simular los efectos de los cambios en los procesos evolutivos.

b) Dimensión II: Nivel de descripción de otros sectores no energéticos de la economía

Los componentes del sector no energético comprenden la inversión, el comercio, el consumo de los bienes y servicios no energéticos, la distribución de la renta nacional, etc. El detalle más importante de los modelos de descripción de los sectores no energéticos es analizar cómo las medidas de la política energética afectan a la economía en su totalidad.

c) Dimensión III: Nivel de descripción del uso final de la energía

Lo más importante y lo más conveniente para el modelo es llegar, conociendo el nivel del consumo energético, a analizar la capacidad tecnológica con vista de mantener la eficiencia energética.

d) Dimensión IV: Nivel de descripción de las tecnologías de suministro energético

La capacidad tecnológica para la sustitución del combustible y las nuevas tecnologías de suministro pueden analizarse muy bien si el modelo tiene en cuenta la descripción detallada de las tecnologías. Pero, la mayoría de los modelos referidos al contexto económico tratan la tecnología como una “*caja negra*”. Esto los convierte en los menos convenientes para analizar las diferentes tecnologías de suministro.

Nota: Las cuatro dimensiones vinculadas a la estructura interna del modelo energético, constituyen una cadena “compacta” y cada modelo puede clasificarse en alguna parte de esta cadena.

4.2.1.2.2. Parámetros Externos

La prospectiva energética necesita disociar el “sistema energético” de otros sistemas: económicos, tecnológicos, sociales, medioambientales, simplificando las interacciones con estos sistemas gracias a la determinación de los parámetros exógenos. Los parámetros externos (a la cadena energética), a menudo incluyen las hipótesis respecto a los procesos de desarrollo económico.

Los procesos de desarrollo económico de los que los diferentes aspectos constituyen los motores del crecimiento económico son:

a. Crecimiento Demográfico: Manteniendo el resto de los parámetros invariables, el crecimiento de la población aumenta la demanda de energía.

b. Crecimiento Económico: Generalmente, el crecimiento económico influye en el aumento de las actividades que necesitan energía (este aumento influirá a su vez las necesidades del aumento de la eficiencia energética). Otra consecuencia del crecimiento económico es la disminución de la vida útil de los equipos de uso energético.

c. Demanda de Energía: La demanda de energía está influenciada por los cambios estructurales en la economía, porque los diferentes sectores tienen también diferentes intensidades energéticas. Además, la elección de una tecnología y de la eficiencia energética asociada afecta a la demanda de energía.

d. Suministro de Energía: El suministro de energía se determina por la disponibilidad a corto plazo de los recursos de suministro, así como por las tecnologías de apoyo que dan una indicación del coste que permite elegir dentro de una infinidad de opciones de suministro de energía, la opción más conveniente, dando por consiguiente la información sobre el coste máximo de una política energética.

e. Precio y Elasticidades de los Ingresos de la Demanda Energética: Las elasticidades ajustan el cambio relativo a la demanda energética e indican los cambios relativos a los precios de energía y a los ingresos. Las elasticidades muy altas implican varios cambios en el uso de la energía.

f. Sistema Fiscal Existente y Reciclaje Fiscal: Los impuestos pueden tener varios impactos sobre los costes totales de los sistemas energéticos.

Nota: Si todos los parámetros de un modelo deben ser determinados de manera exógena, el modelo sería algo más que un dispositivo de cálculo más sencillo. Por otro lado, habrá siempre al menos un parámetro externo. En la práctica, los modelos energéticos deberán encontrarse dentro de estos dos extremos: *modelo endógeno* y *modelo exógeno*.

4.2.1.3. Aproximación Analítica “Top-Down (Modelos Económicos) Versus Bottom-Up (Modelos Tecnológicos)”

La distinción entre los modelos “*top-down*” y “*bottom-up*” es particularmente interesante porque los dos tienen una tendencia a producir resultados opuestos para el mismo problema. Varios autores sacan las diferencias en la manera con la que cada modelo trata la adopción de las tecnologías, en el comportamiento de los agentes económicos en la toma de decisión, y en el funcionamiento real de los mercados y de las instituciones económicas durante un periodo dado. Por otro lado, estos autores asocian la aproximación “*top-down*” (*directiva*) con un modelo económico pesimista, y la aproximación “*bottom-up*” (*piramidal*) con un modelo técnico optimista. Así, esta última aproximación (*bottom-up*) se refiere a una aproximación técnica.

Los modelos “*bottom-up*” contienen una representación detallada de los recursos de energía, de las tecnologías y de las categorías de la energía final necesitada. Las estructuras de los modelos de contabilidad y de los modelos de optimización son abiertas a la aproximación “*bottom-up*”. Un típico modelo “*bottom-up*” ayuda en la evaluación de la tecnología específica y en las opciones del combustible en el sector, bajo las restricciones de la estructura externa y en las estimaciones de los parámetros macroeconómicos, como el crecimiento y los precios. Varios de los estudios de la política energética y económica a largo plazo en los países en vías de desarrollo utilizan los modelos piramidales (*bottom-up*).

En oposición a los modelos “*bottom-up*”, los modelos “*top-down*” presentan una mejor caracterización de los impactos sobre el crecimiento, sobre los efectos de los precios y sobre el comercio. Simulan el comportamiento dinámico de varias variables macro económicas, financieras, tecnológicas y de funcionamiento.

Estos modelos “*top down*” representan las combinaciones macroeconómicas entre los sectores de producción de un sistema económico y entre los consumidores y el gobierno. Tienen una representación endógena de los precios y de la elasticidad de demanda, pero son inseguros en su representación de los detalles tecnológicos y del combustible. Un típico modelo “*top-down*” basado en la estructura del equilibrio general ayudará al responsable de la política energética a evaluar los impactos macroeconómicos (el PIB, la renta por habitante, etc.) de los instrumentos especiales del mercado como los impuestos, los cambios en la política reguladora del gobierno (ejemplo: las prioridades en la inversión de las investigaciones y el desarrollo, los obstáculos comerciales, etc.), y de las estimaciones externas como el progreso tecnológico a largo plazo. Los modelos “*top-down*” menos complicados son los modelos de demanda y de control “*entradas-salidas*” que acaparan las dependencias intersectoriales en una economía y por consiguiente deberían analizar los efectos de reacción del nivel de inversión en el sector.

En cuanto a la estructura, el modelo “*top-down*” supera a los “*bottom-up*” en las dimensiones **I** (nivel de endógenización) y **II** (nivel de descripción de otros sectores no energéticos). El modelo “*bottom-up*” es superior en las dimensiones **III** (nivel de descripción del uso final de energía) y **IV** (nivel de descripción de las tecnologías de suministro de energía). Hoy en día, la distinción entre ambos modelos disminuye cada vez más porque, varios modelos “*híbridos*” ya están disponibles y en éstos, ambas aproximaciones han sido fusionadas. Por ejemplo, en la actualidad varios modelos “*top-down*” tienen también en cuenta las simulaciones. Esto implica que la diferencia de los resultados se atribuye más en las diferencias externas o en las estimaciones de entrada y no en las diferencias de estructura del modelo.

En conclusión, la distinción entre ambos modelos se considera como la distinción entre modelos con máximo nivel endógeno (*modelos top-down*) y modelos con nivel endógeno mínimo (*modelos bottom-up*). Además, los modelos “*top-down*” se utilizan generalmente para los objetivos de predicción, mientras los modelos “*bottom-up*” a menudo se utilizan para los objetivos de exploración.

Los diferentes aspectos asociados con ambos modelos se resumen en la siguiente *tabla 4.1*.

Modelos Directivos (Top-down)	Modelos Piramidales (Bottom-up)
Utilizan la aproximación económica	Utilizan la aproximación técnica
Dan estimaciones pesimistas sobre la capacidad energética	Dan estimaciones optimistas sobre la capacidad energética
Explícitamente no pueden representar tecnologías	Tienen en cuenta la descripción detallada de las tecnologías
Reflejan las tecnologías disponibles adoptadas según el mercado	Reflejan el potencial técnico
Las tecnologías más eficaces están dadas por el límite de producción (que depende del comportamiento del mercado)	Las tecnologías eficaces pueden encontrarse por fuera del límite de producción económica dictado por el comportamiento del mercado
Utilizan todos los datos para predecir los objetivos	Utilizan datos parciales para explorar los objetivos
Se basan en el comportamiento observado en el mercado	Son independientes del comportamiento observado en el mercado
Desconocen las tecnologías disponibles técnicamente más eficaces, y por consiguiente subestiman la capacidad de mejora del rendimiento	Desconocen los límites del mercado (gastos escondidos y otras restricciones), sobreestiman así la capacidad de mejora del rendimiento
Determinan la demanda de energía a través de todos los índices económicos, pero varían en tratar el suministro energético	Representan en detalle, utilizando datos parciales, las tecnologías de suministro energético, pero varían en tratar el consumo de energía
Trata de manera endógena el comportamiento de los diferentes enlaces	Evalúan directamente los gastos de las opciones tecnológicas
Adoptan que no hay discontinuidades en tendencias históricas	Adoptan nulas las interacciones entre el sector de energía y otros sectores.

Tabla 4.1. Características de los modelos “directivos” y “piramidales”²⁰

4.2.1.4. Metodología Subyacente

Existen en la literatura varias metodologías utilizadas en el desarrollo de los modelos energéticos. Las metodologías generalmente utilizadas contienen: el método econométrico, el método macroeconómico, el método de equilibrio económico, el método de optimización, el método de simulación, el método iterativo que utiliza hojas de cálculo, el método de retrosección (escenario del paradigma), y los métodos multicriterio. En la práctica, la distinción entre estos métodos no está siempre clara. Los métodos de simulación, de optimización y de hojas de cálculo se refieren a los modelos “*bottom-up*”, mientras los modelos económicos “*top-down*” utilizan tanto la técnica de optimización, como la de simulación. Por otro lado, el método econométrico, el método macroeconómico y el método de equilibrio económico se aplican generalmente dentro de los modelos “*top-down*”, aunque existen también algunas excepciones.

a) Métodos Econométricos

²⁰ [31]: Van Beek, Nicole: Classification of Energy Models, 1999 May. Tilburg University & Eindhoven University of Technology

La econometría se define como “*la aplicación de las técnicas estadísticas para tratar los problemas económicos*”. Los métodos econométricos son los que aplican métodos estadísticos para extrapolar el comportamiento pasado del mercado energético en el futuro. Cuentan con la totalidad de todos los datos que han sido medidos en el pasado para prever el futuro a corto o a medio plazo en términos del trabajo, del capital, u otras entradas. Son frecuentemente utilizados para analizar interacciones entre la economía y la energía.

De forma que, el objetivo de los modelos que utilizan los métodos econométricos es generalmente el de “*predecir el futuro*” gracias a los parámetros medidos y conocidos. Aunque últimamente todos los modelos energéticos (sobre todo de demanda) han estado esencialmente basados en la econometría, los métodos actuales se utilizan principalmente como partes de los modelos macroeconómicos.

Esta metodología tiene el inconveniente de que no tiene una representación estable y fija de las opciones tecnológicas; y de hecho no representa, en absoluto, una tecnología específica. Hay que tener en cuenta que puesto que las variables se basan en el comportamiento pasado, es exigible una estabilidad razonable del comportamiento económico.

Otra metodología semejante a la econométrica es “*el análisis de las tendencias*”. El análisis de las tendencias extrapola también las tendencias pasadas de las actividades económico-energéticas y los índices energéticos per cápita, pero sin necesidad de datos tan rigurosos y formales. Sin embargo, el análisis de las tendencias no conviene para el análisis de la política energética por el hecho de que no aguanta las fluctuaciones del comportamiento económico y no tiene en cuenta las interacciones entre economía y energía.

Por consiguiente, el análisis tendencial, como los modelos econométricos, no puede adaptarse al cambio estructural y no explica las causas de la demanda energética.

b) Métodos Macroeconómicos

La metodología macroeconómica se centra en toda la economía de una sociedad y en la interacción entre los diferentes sectores. Se aplica a menudo al análisis de demanda de energía cuando este análisis se sustrae de la perspectiva neo-Keynesiana (es decir, la energía suministrada representa la demanda exigida).

Las *tablas intersectoriales* (donde se encuentra la energía demandada y la suministrada por sector) se utilizan para describir las transacciones entre los diferentes sectores económicos y ayudan en el análisis de las interacciones economía-energía. La aproximación “*tablas intersectoriales*” puede utilizarse solamente cuando las estimaciones de los rendimientos a escala se quedan invariables. Los modelos que utilizan los métodos macroeconómicos son frecuentemente desarrollados para *los objetivos de exploración*, utilizando los parámetros estimados y las opciones que no reflejan necesariamente la realidad.

Muy a menudo, los modelos que utilizan este método, no se centran específicamente en la energía, sino en la economía como un conjunto del cual la energía es solamente una parte pequeña. Por tanto, algunos no consideran los modelos macroeconómicos como modelos energéticos.

Análogamente a la metodología econométrica, la metodología macroeconómica tiene el inconveniente de no presentar las tecnologías específicas y además exige un nivel relativamente alto en conocimientos técnicos. Tampoco, se toman en cuenta los efectos de las preferencias temporales y las expectativas a largo plazo, lo que acaba en una representación bastante estática del cambio técnico.

c) Métodos de Equilibrio Económico.

Mientras los métodos econométricos y macroeconómicos se aplican en el estudio de los efectos a corto y a medio plazo, la metodología de equilibrio económico se aplica para el medio y el largo plazo. Los modelos que utilizan el método de equilibrio económico, se utilizan para estudiar el sector de energía como una parte de la economía y se centran en relaciones recíprocas entre el sector energético y el resto de la economía. Estos modelos se refieren a veces a los modelos asignados a los recursos.

Existe una distinción entre los modelos de equilibrio parcial de una parte y los modelos de equilibrio general o modelos de crecimiento óptimo de otra parte. Los modelos de equilibrio parcial se centran en el equilibrio entre todos los componentes de la economía (por ejemplo el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía). Los modelos de equilibrio general se preocupan fundamentalmente de las condiciones que tienen en cuenta el equilibrio simultáneo en todos los mercados, tanto para los determinantes como para las propiedades de un equilibrio amplio de economía. Los modelos de equilibrio general consideran simultáneamente todos los mercados en una economía, teniendo en cuenta los efectos causados por las reacciones entre mercados individuales. Las metodologías de equilibrio económico se utilizan para simular el crecimiento a largo plazo y no cuentan sistemáticamente con relaciones econométricas. Cuentan con suposiciones de equilibrio perfecto del mercado (neoclásico): la producción se dedica al suministro y a los mercados (no existe ningún subempleo estructural).

El inconveniente de estos modelos es que no proporcionan información adecuada sobre el tiempo recorrido hacia el nuevo equilibrio, lo que implica la minimización de los gastos de transición.

Comparado a los modelos “*Top-Down*” y “*Bottom-Up*”, el modelo de “*Equilibrio General*” presenta las características comparadas en la *tabla 4.2* siguiente.

Modelo	Características Generales	Ventajas	Desventajas
Top-Down	Las variables explicativas de la demanda energética son los indicadores económicos. No calculan costos de inversión, de mantenimiento o de operación	Manejan información macroeconómica. Su desarrollo, mantenimiento y operación son sencillos	Dan una visión macro de la demanda de energía. No consideran los costos de procesos
Bottom-UP	Las variables explicativas son las demandas estructurales. Construyen la demanda de energía a partir de los usos finales de cada sector. Si calculan costos de inversión, de mantenimiento o de operación.	Dan una visión por sector y tipo de combustible. Calculan los costos de inversión, mantenimiento y operación.	Falta retroalimentación entre los sectores económicos y requieren mucha información técnica. Su desarrollo, mantenimiento y operación son complejos. Requieren programas, equipos y personal especializados.
Equilibrio General	Simulan un equilibrio general de la economía considerando las interacciones entre los factores económicos y las cantidades y precios de los combustibles	Solo consideran los impactos sobre los bienes y servicios de la economía, la demanda y los precios de los combustibles, de un cambio en las variables que los interrelacionan	Desarrollo, mantenimiento y operación más complejos. Requieren programas, equipos y personal especializados. Requieren muchos datos que a veces no están disponibles. Se puede perder racionalidad y causalidades tecnológicas.

Tabla 4.2. Comparación entre modelos Top-down, Bottom-up y Equilibrio General²¹

²¹ [42] Ing. Gerardo Bazán Navarrete & Lic. Esperanza Nava Palma: PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA EL PERIODO 2014-2030 DEL SECTOR ENERGÍA DE MÉXICO

d) Métodos de Optimización

La optimización es uno de los métodos de aproximación económica, permitiendo seleccionar, dentro de diversas alternativas, la más favorable, según una función objetiva básica. Un grado óptimo puede ser válido para un caso individual o para una serie colectiva. La optimización exige una formulación exacta de un sistema de ecuaciones y de la existencia de un banco de datos fiable.

Las metodologías de optimización se utilizan para optimizar las decisiones de inversión en el sector energético (los resultados son directamente determinados por la demanda). El resultado representa la mejor solución para las variables cuando esta solución responde a las restricciones dadas. La optimización se utiliza a menudo por los servicios públicos o por los municipios para establecer sus estrategias óptimas de inversión. Además, en la planificación energética nacional, la optimización se utiliza para analizar el futuro de un sistema energético. La hipótesis subyacente a las metodologías de optimización es que todos los ingredientes de acción se comporten de manera óptima según las restricciones determinadas.

En cuanto a los inconvenientes, hay que notar que los modelos de optimización exigen un nivel relativamente alto de conocimientos matemáticos y los procesos incluidos deben ser definidos analíticamente. Los modelos de optimización utilizan a menudo las técnicas de programación lineal.

e) Métodos de Simulación

Los modelos de planificación energética que utilizan el método de simulación son modelos de descripción que se basan en la representación lógica de un sistema energético y se dedican a la reproducción de la operación simplificada de este sistema. Un modelo de simulación se denomina estático si representa la operación estática del sistema y se denomina dinámico si representa la operación dinámica del sistema. Los modelos de simulación son particularmente útiles en los casos en que es imposible o extremadamente costoso realizar experimentos sobre el sistema.

El inconveniente de los modelos de simulación es que son modelos más complejos. Se utilizan a menudo en análisis de las políticas alternativas.

f) Métodos Iterativos de Hojas de Cálculos (Tool Boxes)

En la literatura, la metodología que utiliza las hojas de cálculo se menciona a menudo como una metodología independiente (método directivo). Aunque la mayoría de los modelos se sirven de hojas de cálculo, este término puede crear un poco de confusión ya que otras metodologías utilizan muy frecuentemente hojas de cálculo como base. Los modelos que utilizan las hojas de cálculo son unos modelos fuertemente flexibles que, en realidad son un paquete de programas para producir modelos más que un modelo en sí. El Banco Mundial se refiere a los modelos de hojas de cálculo como "*herramientas, Tool Boxes*" que a menudo incluyen un modelo de referencia que puede ser fácilmente modificado según las necesidades individuales [33].

g) Métodos de Retrospección

Como ya hemos visto anteriormente la metodología de retrospección se utiliza para construir las previsiones deseadas en el futuro entrevistando a expertos en el campo, para más tarde observar qué tendencias son exigidas o deben ser descartadas para cumplir este futuro. Esta aproximación se utiliza a menudo en estudios de las opciones o variantes energéticas de intervención.

h) Métodos Multicriterio

La metodología multicriterio puede utilizarse para la inclusión de otros criterios en lugar de la sola eficiencia económica y técnica. Permite incluir datos, tanto cuantitativos como cualitativos, en el análisis. Sin embargo, esta aproximación no se aplica todavía de forma generalizada en modelos energéticos.

4.2.1.5. Aproximación Matemática

A nivel de los modelos concretos, puede realizarse una distinción clara en cuanto a la aproximación matemática. Las técnicas generalmente aplicadas incluyen la *programación lineal*, la *programación mixta* y la *programación dinámica*. Naturalmente, también son posibles las combinaciones de las técnicas en un modelo.

a) Programación Lineal

La programación lineal es una técnica práctica que se utiliza para encontrar un compromiso (de las actividades) que maximice o minimice a un criterio definido, sometido a las limitaciones operativas. Todas las relaciones son totalmente expresadas en términos lineales. Por ejemplo, la programación lineal puede utilizarse para encontrar el resultado más provechoso de la forma de energía a suministrar según la demanda, el coste de producción (combustibles y tecnologías incluidos) y el precio de venta. La técnica puede solamente tratar con las situaciones donde las actividades pueden expresarse en forma de igualdades lineales o desigualdades y donde el criterio es también lineal. Es decir si x_1 y x_2 son entradas (datos) e Y es la salida (resultado o producción), la técnica se aplica solamente si su relación es de la forma " $Y \leq ax_1 + bx_2$ ". La programación lineal es una técnica relativamente simple que proporciona resultados rápidos y exige pocos conocimientos matemáticos por parte del usuario.

Los inconvenientes de la programación lineal son que todos los coeficientes deben quedarse constantes y que la programación lineal supone elegir el recurso más barato hasta sus límites, antes de utilizar a otra opción para la misma cuestión. Los modelos de programación lineal son también muy sensibles a las variaciones de los parámetros de entrada. Esta técnica se utiliza para casi todos los modelos de optimización y se aplica en la planificación energética nacional. También se utiliza como tecnología en la investigación energética a largo plazo.

b) Programación Mixta

La programación mixta es en realidad una extensión de la programación lineal que tiene en cuenta con más detalle la formulación de las propiedades técnicas y las relaciones en la "modelización" de los sistemas energéticos. Las decisiones como *sí* y *no* o 0 y 1 son admitidas al igual que las relaciones no convexas para problemas discretos de decisión. La programación mixta puede utilizarse cuando se tratan cuestiones como la inclusión o no de una planta concreta de conversión de energía en un sistema. Utilizando la programación mixta, las variables que no puedan razonablemente aceptar ningún valor arbitrario (tal como las dimensiones de las unidades de producción eléctrica), pueden correctamente reflejarse en un modelo de otro modo lineal.

c) Programación Dinámica

La programación dinámica es un método que se utiliza para encontrar un crecimiento óptimo. La solución del problema original se obtiene dividiéndolo en subproblemas simples calculando las soluciones óptimas para cada uno. Por consiguiente, el problema original necesita que la solución óptima utilice las soluciones óptimas de los subproblemas.

Nota: Hoy en día, existen también otras técnicas matemáticas aplicadas a la planificación energética. Es el caso de las técnicas *multicriterio* y de la *lógica difusa*.

4.2.1.6. Cobertura Geográfica

La cobertura geográfica refleja el nivel al que se efectúa el análisis, siendo este un factor importante en la determinación de la estructura de los modelos. Los modelos mundiales describen la economía o la situación del mundo, el nivel regional se refiere frecuentemente a las regiones internacionales como África Austral, Unión Europea, los países de América latina, Sudeste Asiático, etc., aunque la literatura utiliza el término "*regional*" en algunos casos para referirse a las regiones en un país. En este trabajo, utilizaremos el término "*local*" en estos casos. Los modelos nacionales tratan las condiciones del mercado mundial como exógenos, pero engloban simultáneamente todos los sectores principales en un país, examinando acciones y correlaciones entre los diferentes sectores. Un ejemplo de los modelos nacionales son los modelos econométricos para el corto plazo y los modelos de equilibrio económico para el largo plazo. El nivel local es subnacional refiriéndose a las regiones en un país. El nivel de un proyecto es un caso un poco especial. Se refiere habitualmente a un nivel subnacional que se centra en una ubicación particular. Sin embargo, el nivel de proyecto puede también englobar un proyecto a escala nacional o hasta internacional, aunque los "*modelos específicos de proyecto*" generalmente no se centran en proyectos a gran escala.

El nivel de detalle de los modelos a escala mundial, regional, o nacional exige generalmente datos fuertemente globalizantes y los modelos que se concentran en uno de estos niveles a menudo incluyen todos los sectores principales y enlaces macroeconómicos entre estos sectores, implicando una simplificación considerable del sector energético. Los modelos y proyectos locales, por otra parte, exigen a menudo una aproximación piramidal que utiliza datos dispersos.

4.2.1.7. Cobertura Sectorial

Un modelo puede centrarse en un sector, como los primeros modelos piramidales lo hacían (tratando solamente el sector energético), o incluir más sectores. La manera en que la economía está dividida en algunos sectores es crucial para el análisis. Los modelos multisectoriales pueden utilizarse tanto a nivel internacional y nacional, como subnacional, centrándose en las interacciones entre los diferentes sectores socioeconómicos. Los modelos unisectoriales abastecen solamente la información sobre un sector particular (en nuestro caso el sector de energía) y no tienen en cuenta las correlaciones macro económicas de este sector con el resto de la economía. El resto de la economía se representa de manera fuertemente simplificada.

Nota: Casi todos los modelos piramidales (*bottom-up*) son sectoriales, pero todos los modelos sectoriales no utilizan los métodos piramidales. Por ejemplo, los modelos directivos de equilibrio parcial se centran en el tema del crecimiento a largo plazo de un sector distinto.

4.2.1.8. Horizonte Temporal

Aunque no existe ninguna definición estándar de *corto*, *medio* y *largo* plazo, la literatura, generalmente, menciona un período de 5 años o menos como el corto plazo, entre 5 y 14 años como el medio plazo y 15 años o más como el largo plazo. El horizonte temporal es importante porque las diferencias de la evolución de los procesos económicos, sociales y medioambientales dependen de las escalas diferentes temporales. Así, la escala del tiempo determina la estructura y los objetivos de los modelos energéticos. Los análisis a largo plazo pueden asumir el equilibrio económico (es decir que

los recursos son totalmente asignados o los mercados se mejoran), mientras el análisis a corto plazo tiene que incorporar efectos "*de transición*" y de desequilibrio (por ejemplo, el paro).

4.2.1.9. Datos Exigidos

Todos los modelos exigen unos tipos de datos. La mayoría de los modelos necesitan datos cuantitativos de tipo fundamental, y unos requieren hasta aspectos expresados en unidades monetarias. Sin embargo, si los datos no están disponibles o son inciertos (por ejemplo en países en vías de desarrollo); en caso de necesidad, el modelo de energía puede manipular datos cualitativos o cuantitativos también. Los modelos mundiales y nacionales a largo plazo necesariamente necesitarán todos los datos con poco detalle tecnológico. El detalle minucioso en la representación del suministro y del consumo de energía es solamente posible en los modelos que son específicos para el sector energético.

4.2.2. Clasificación de los Modelos Energéticos Existentes

Como ya hemos dicho, existen varios modelos energéticos en el mercado mundial. Algunos que hemos encontrado en la literatura [31] [34] se exponen a continuación. A modo de recordatorio, los modelos energéticos se clasifican según los nueve modos de caracterización descritos anteriormente. Estos son:

1. Objetivos de los Modelos Energéticos

- **General:** Previsión (predicción), Exploración, Retrospección (escenario del paradigma)
- **Específico:** Análisis de la demanda de energía, análisis del suministro de energía, análisis de los impactos, apreciación (evaluación)

2. Estructura del Modelo: Suposiciones internas y suposiciones externas: nivel de tratamiento de variables, nivel de descripción de los sectores no energéticos, nivel de descripción del uso final de energía, nivel de descripción de las tecnologías de suministro

3. Aproximación Analítica: Modelo directivo (top-down) o modelo piramidal (bottom-up)

4. Metodología Subyacente: Econométrica, macro económica, equilibrio económico, optimización, simulación, hojas de cálculo (tool boxes), escenario del paradigma (Backcasting) o retrospección, multicriterio.

5. Aproximación Matemática: Programación lineal, programación mixta, programación dinámica

6. Cobertura Geográfica: Mundial, Regional, Nacional, Local, o Proyecto

7. Cobertura Sectorial: Sectores energéticos o toda la economía.

8. Horizonte Temporal: Corto, medio, largo plazo

9. Datos Exigidos: Datos cualitativos, cuantitativos, monetarios, totales, parciales.

Los principales modelos encontrados son los siguientes:

4.2.2.1. EFOM-ENV (Energy Flow Optimisation Model-Environment)

Promotor: Comisión Europea

Descripción: EFOM-ENV es un modelo de optimización del flujo energético de un sistema eléctrico bajo algunas restricciones medioambientales. El modelo EFOM-ENV es de nivel nacional de optimización dinámica (empleando la programación lineal) que representa los sectores de producción y de consumo energético en los Estados miembros de la Unión Europea. Optimiza el desarrollo de estos sectores según los precios dados de importación de los combustibles y optimiza también la demanda de energía útil sobre un horizonte temporal predeterminado. El desarrollo de los sistemas energéticos nacionales pueden estar sometidos a restricciones energéticas y medioambientales, como las disponibilidades de abastecimiento de los combustibles, los índices de penetración de algunas tecnologías, las emisiones estándares y los límites de emisión.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración
- *Objetivo Específico:* Suministro energético, sometido a restricciones técnicas, medioambientales y políticas. Descripción detallada de las tecnologías posibles. Evaluación por análisis de la rentabilidad. El objetivo incluye la política energética y medioambiental y en particular, proyecta la estimación de la reducción de las emisiones.

2. Estructura: Bajo nivel endógeno, ninguna interacción entre sectores no energéticos, descripción detallada del suministro energético y de las tecnologías finales de utilización. Análisis endógeno de expansión de la generación. Entradas necesarias: las proyecciones de demanda y las soluciones, los costes de suministro, las restricciones medioambientales.

3. Aproximación Analítica: Bottom-up (Piramidal)

4. Metodología: Optimización

5. Aproximación Matemática: Programación lineal o programación dinámica

6. Cobertura Geográfica: Nacional

7. Cobertura Sectorial: Sectores de producción y del consumo energético

8. Horizonte temporal: De medio a largo plazo

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, parciales

4.2.2.2. ENERPLAN (Energy planning)

Promotor: Grupo de Análisis Energético de Tokio, Japón

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Predicción y/o Exploración
- *Objetivo Específico:* Demanda y Suministro energético, relación oferta y demanda.

2. **Estructura:** Todas las estructuras pueden aplicarse
3. **Aproximación Analítica:** Top-down (directivo)
4. **Metodología:** Econométrica y/o simulación
5. **Aproximación Matemática:** No disponible
6. **Cobertura Geográfica:** Nacional
7. **Cobertura Sectorial:** Sector energético
8. **Horizonte Temporal:** Del corto al medio plazo
9. **Datos Exigidos:** Cuantitativos

4.2.2.3. ENPEP (Energy and Power Evaluation Program)

Promotores: Agencia Internacional de la Energía Atómica (AIEA)-Austria y el Laboratorio Nacional de Argonne-EE.UU.

Descripción: ENPEP (Paquete de programas de Estimación de la Energía y de la Electricidad) [36] ha sido desarrollado por el Laboratorio Nacional Argonne y se distribuye para su utilización en más de 70 países. ENPEP ayuda a analizar las estrategias de desarrollo de un sistema energético de un país, de una región, etc. El modelo abastece muy altas posibilidades para pretender ser utilizado en la evaluación de las políticas energéticas, estableciendo el precio de los estudios energéticos, estimando la eficiencia energética y el potencial de los recursos renovables, estimando las estrategias de desarrollo global del sector energético y analizando los efectos medioambientales de los gases de efecto invernadero y las opciones para su reducción.

1. Objetivos:

- *Objetivo General:* Predicción, Exploración
- *Objetivo Específico:* Demanda de energía, suministro, correspondencia entre la oferta y la demanda, impactos medioambientales. Análisis detallado para la electricidad basada en la optimización a menor coste. Tiene en cuenta el análisis de la política energética, la evolución de la tarifa energética, el análisis de inversión, la planificación del incremento de producción y el análisis de la política medioambiental.

2. Estructura:

- *Demanda:* Alto nivel endógeno y de descripción de todos los sectores de la economía.
- *Suministro:* Descripción detallada de la utilización final de energía y de las tecnologías.

3. **Aproximación Analítica:** Híbrida: Modelo directivo (Top-down) para la demanda y Modelo piramidal (Bottom-up) para el suministro

4. **Metodología:** Macroeconómica para la demanda, equilibrio económico para todo el sistema energético

5. Aproximación Matemática: Programación dinámica

6. Cobertura Geográfica: Local, Nacional

7. Cobertura Sectorial: Economía en su totalidad

8. Horizonte Temporal: Corto plazo (1- 4 años), medio plazo (5 – 14 años), largo plazo (15 años y más)

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, totales o parciales

4.2.2.4. LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning)

Promotor: Instituto Ambiental Estocolmo en Boston, EE.UU.

Descripción: LEAP es un modelo de planificación energética que cubre la demanda, la transformación y el suministro de energía. Utiliza la aproximación de simulación con el fin de representar la situación actual de energía para un sector dado y desarrollar previsiones para el futuro de conformidad con algunas estimaciones. LEAP es muy apropiado para la planificación de energía de origen de la biomasa forestal, porque contiene un módulo de uso de tierra que puede utilizarse para estimar los recursos disponibles de madera.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración, Predicción
- *Objetivo Específico:* Demanda, Suministro, Impactos Medioambientales. El objetivo incluye el análisis de la política energética, el análisis de la política medioambiental, la evaluación de la utilización de la biomasa y de la tierra, el análisis de los proyectos de inversión, la planificación energética integrada, el análisis completo de los combustibles. Se aplica tanto para los países industrializados como para los países en vías de desarrollo y también para regiones (incluyendo varios países) o para una planificación local.

2. Estructura:

- *Demanda:* Alto nivel endógeno y de descripción de todos los sectores de la economía
- *Suministro:* Simple descripción de la utilización final de la energía y de las tecnologías de suministro, incluyendo algunos recursos renovables.

3. Aproximación Analítica: Demanda: top-down, Suministro: bottom-up

4. Metodología: Demanda: econométrica o macroeconómica. Suministro: simulación

5. Aproximación Matemática: No disponible

6. Cobertura Geográfica: Local, Nacional, Regional, Mundial

7. Cobertura Sectorial: Todos los sectores

8. Horizonte Temporal: Medio y Largo plazo

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, totales o parciales

4.2.2.5. MARKAL (Market Allocation)

Promotores: Agencia Internacional de Energía (IEA) y Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)

Descripción: MARKAL es una herramienta flexible para estudiar los sistemas energéticos desde los recursos primarios hasta los procesos de conversión, de transporte, de distribución y los dispositivos del uso final. Las demandas finales, totalmente especificadas, son obtenidas con el menor coste, tomando en consideración las restricciones. MARKAL es un modelo de optimización dinámica que emplea la programación lineal.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración
- *Objetivo Específico:* Suministro energético con restricciones. El objetivo incluye el análisis y la planificación energética integrada orientada a una aproximación menor coste.

2. Estructura: Bajo nivel endógeno, se concentra solamente sobre el sector energético, la descripción detallada de la utilización final de energía y de las tecnologías energéticas posibles.

3. Aproximación Analítica: Bottom-up

4. Metodología: Tool boxes o optimización

5. Aproximación Matemática: Programación lineal o programación dinámica

6. Cobertura Geográfica: Local, Nacional

7. Cobertura Sectorial: Energético

8. Horizonte Temporal: Medio y largo plazo.

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, parciales.

4.2.2.6. MARKAL-MACRO

Promotor: Laboratorio Nacional Brookhaven, EE.UU.

Descripción: MARKAL-MACRO es un modelo que combina las técnicas piramidales (Bottom-up) y directivas (Top-down) permitiendo abastecer soluciones al sistema energético al mínimo coste con el fin de sostener decisiones de la política de planificación. Integra la energía, los factores medioambientales y económicos, facilitando así la comprensión de las implicaciones de las estrategias diversas, energéticas o medioambientales y las diferentes políticas. La energía detallada y documentada y la base de datos de la tecnología permiten la transparencia y el control de los resultados analíticos.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración
- *Objetivo Específico:* Demanda, suministro, impactos medioambientales. Aproximación integrada para el análisis y la planificación para la energía, la economía y el medioambiente. El objetivo es maximizar la utilidad a partir de una perspectiva macro económica neoclásica.

2. Estructura: Es un modelo de crecimiento que trata el enlace entre el capital invertido y la energía producida y suministrada. La energía se representa como la suma ponderada de las demandas de energía útil en el submodelo MARKAL. Es posible la descripción detallada de las tecnologías renovables.

3. Aproximación Analítica: MACRO es directivo (*Top-down*), MARKAL es piramidal (*Bottom-up*).

4. Metodología: Macro económica para MACRO y equilibrio parcial a través la optimización para la relación demanda-suministro en MARKAL

5. Aproximación Matemática: Programación dinámica

6. Cobertura Geográfica: Local, Nacional

7. Cobertura Sectorial: Todos los sectores

8. Horizonte Temporal: Medio y largo plazo

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, parciales, totales

4.2.2.7. MESAP (Modular Energy System Analysis and Planning)

Promotor: Universidad de Stuttgart (IER), Alemania

Descripción: MESAP es un paquete de programas compuesto de planificación energética para las necesidades específicas de los países en vías de desarrollo. Está concebido como un paquete de planificación flexible que abastece a los analistas energéticos y a los planificadores, de los instrumentos para ejecutar el análisis energético más complejo. Consiste en técnicas de base para la planificación energética, en un juego de módulos energéticos sometidos a una simulación, y en un software de gestión y de proceso de datos. En el corazón de MESAP, hay una red orientada de base de datos.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración y Predicción
- *Objetivo Específico:* Paquete de programas modular para analizar la demanda, el suministro y los impactos medioambientales a través diferentes módulos: - ENIS= base de datos, - PLANET/MADE= la demanda que puede ser acoplada al módulo de suministro, -INCA= estimación económica comparativa de las tecnologías simples, -WASP= Expansión de generación basada en los análisis de menor coste, -MESSAGE= Análisis integrado de los sistemas energéticos

2. Estructura: Son posibles todas las estructuras.

3. **Aproximación Analítica:** Demanda (Top-down) y Suministro (Bottom-up)
4. **Metodología:** Econométrica (demanda), Simulación (suministro)
5. **Aproximación Matemática:** Programación Lineal o Programación Dinámica
6. **Cobertura Geográfica:** Local, Nacional
7. **Cobertura Sectorial:** Todos los sectores a través de PLANET/MADE
8. **Horizonte Temporal:** Medio y Largo plazo
9. **Datos Exigidos:** Cuantitativos, monetarios, totales, parciales.

4.2.2.8. MESSAGE-III (Model for Energy Supply Strategy Alternative and their General Environmental Impacts)

Promotor: Instituto Internacional para los Análisis Aplicados de los Sistemas (IIASA, International Institute for applicates Analysis), Austria.

Descripción: Modelo de Estudio de los Sistemas de Suministro Energético y de su impacto General sobre el medioambiente [37]. El MESSAGE ayuda a formular y a estimar las estrategias de suministro energético de sustitución para un país. Determina una estrategia óptima de suministro para las necesidades definidas por el usuario. Es un modelo extremadamente flexible que también puede servir para analizar los mercados de energía (de electricidad) así como para las cuestiones de cambios climáticos.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración
- *Objetivo Específico:* Demanda y suministro energético, impactos medioambientales. El objetivo incluye la planificación del aumento de la producción, el análisis de la utilización final de la energía, el análisis de la política medioambiental y de la política de inversión.

2. **Estructura:** Descripción detallada de la utilización final de la energía y de las tecnologías energéticas.

3. **Aproximación Analítica:** Bottom-up (piramidal)
4. **Metodología:** Optimización
5. **Aproximación Matemática:** Programación dinámica
6. **Cobertura Geográfica:** Local, Nacional
7. **Cobertura Sectorial:** Sector energético
8. **Horizonte Temporal:** Corto, Medio y Largo plazo
9. **Datos Exigidos:** Cuantitativos, monetarios, parciales

4.2.2.9. MICRO-MELODIE

Promotor: CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique), Francia

Descripción: MELODIE es un modelo macroeconómico francés que ayuda en la descripción detallada de la tecnología energética, particularmente del sector de electricidad. El modelo calcula también las emisiones contaminantes como: NO_x, SO₂ y CO₂. La economía, la energía y el medioambiente son descritos en una estructura simple, pero para cada elemento, ha sido desarrollada una metodología específica. MELODIE se adapta en la evaluación de cualquier política energética que modifica la estructura del coste de suministro eléctrico.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración
- *Objetivo Específico:* Demanda, Suministro y Medioambiente. El objetivo incluye un análisis macroeconómico de energía y los efectos medioambientales.

2. Estructura: Análisis multisectorial solamente con una descripción de las tecnologías convencionales de energía, en particular para el sector eléctrico.

3. Aproximación Analítica: Top-down

4. Metodología: Macroeconómica basada en el equilibrio de los precios

5. Aproximación Matemática: No disponible

6. Cobertura Geográfica: Nacional

7. Cobertura Sectorial: Todos los sectores, con una descripción detallada del sector eléctrico.

8. Horizonte Temporal: Medio y Largo plazo

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, totales, parciales

4.2.2.10. RETScreen (Renewable Energy Technology screen)

Promotor: CEDRL (CANMET Energy Diversification Research Laboratory)/ Natural Resources Canada

Descripción: RETScreen es un software de análisis de los proyectos de energía renovable. El software, disponible gratuitamente en la página Web de RETScreen International, puede utilizarse para estimar la producción anual de energía, los gastos y la viabilidad financiera de las tecnologías correspondientes de energía renovable.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración
- *Objetivo Específico:* Suministro energético.

2. Estructura: Descripción detallada de las tecnologías de suministro para la expansión de generación

- 3. Aproximación Analítica:** Bottom-up
- 4. Metodología:** Hojas de calculo (Tool-Boxes)
- 5. Aproximación Matemática:** No disponible
- 6. Cobertura Geográfica:** Local, Nacional
- 7. Cobertura Sectorial:** Sector energético
- 8. Horizonte Temporal:** No disponible
- 9. Datos Exigidos:** Cuantitativos, monetarios, parciales

4.2.2.11. MAED (Model for Analysis of the Energy Demand)

Promotor: Agencia Internacional de la Energía Atómica (IAEA), Viena, Austria

Descripción: El MAED evalúa las futuras demandas de la energía basándose en la evolución a medio o largo plazo de los parámetros socioeconómicos, tecnológicos y demográficos [38].

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración, Predicción
- *Objetivo Específico:* Demanda (Estimación de la evolución de la demanda de la energía eléctrica)

2. Estructura:

- *Demanda:* Alto nivel endógeno de tratamiento de todos los sectores la economía y del nivel de vida de la población
- *Suministro:* Tener a su disposición todos los medios tecnológicos para suministrar la energía según la evolución de la demanda y sin pérdidas.

3. Aproximación Analítica: Híbrido; Top-down para la demanda y Bottom-up para el suministro.

4. Metodología: Simulación según varios escenarios ligados a la evolución del desarrollo socio económico.

5. Aproximación Matemática: Programación lineal.

6. Cobertura Geográfica: Nacional; Regional

7. Cobertura Sectorial: Todos los sectores: socioeconómico, tecnológico y demográfico

8. Horizonte Temporal: Medio y Largo plazo

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, totales o parciales.

Nota: De todos los modelos que acabamos de presentar anteriormente, el modelo MAED es el más utilizado en los países en vías de desarrollo. Según la Agencia Internacional de Energía Atómica, cerca de 100 países lo utilizan. MAED presenta varias ventajas, porque toma en consideración todas las realidades de los países en desarrollo. Tiene también un alto nivel de interacción con otros sectores socioeconómicos. Es el modelo que volveremos a describir más adelante y dentro del cual vamos a desarrollar el modelo del sistema energético de la RDC que nos llevará a proponer las opciones a llevar a cabo.

4.2.2.12. FINPLAN (Financial Analysis of Electric Sector Expansion Plans)

Promotor: IAEA (International Atomic Energy Agency)

Descripción: En países en vías de desarrollo, las restricciones financieras son a menudo el obstáculo más importante para la ejecución de planes óptimos de expansión eléctrica. FINPLAN ayuda a estimar la viabilidad financiera de los planes y de los proyectos eléctricos. Tiene en cuenta diferentes fuentes de financiación incluyendo créditos a la exportación, los préstamos comerciales, las obligaciones, la equidad, el capital propio e instrumentos modernos como cambios y calcula los pagos proyectados, el balance, las relaciones financieras y otros indicadores financieros. Actualmente se utiliza en más de 20 países en vías de desarrollo.

Sus objetivos son:

- *Objetivo General:* Exploración; Predicción
- *Objetivo Específico:* Demanda y Suministro de la energía en el sector eléctrico.

Nota: Las otras características de este modelo no están disponibles.

4.2.2.13. SIMPACTS (Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation)

Promotor: IAEA (International Atomic Energy Agency)

Descripción: El modelo SIMPACTS es una aproximación simplificada, de fácil manejo, que ayuda en la estimación del impacto medio ambiental y de los costes de diferentes cadenas de producción eléctrica. Concebido para utilizarse en los países en vías de desarrollo, SIMPACTS necesita muchos menos datos que algunos modelos sofisticados, pero produce los resultados comparables [41].

El modelo SIMPACTS cubre:

- Las alteraciones que la energía produce sobre la salud, la agricultura, los bosques y las materias,
- La polución del aire, del agua, y de los residuos sólidos,
- Las diferentes tecnologías de producción.

Nota: Como por FINPLAN, no están disponibles las características adicionales de SIMPACTS.

4.2.2.14. WASP (Wien Automatic System Planning Package)

Promotor: Desarrollado por Tennessee Valley Authority (TVA) y Oak Ridge National Laboratory (ORNL) de los EE.UU. para satisfacer las necesidades de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) en el estudio del mercado eléctrico en los países en vías de desarrollo [39].

Descripción: Es el modelo más utilizado en los países en desarrollo (cerca de 100 países lo utilizan). En función de las necesidades definidas por el usuario, el WASP determina un plan óptimo de expansión a largo plazo de un sistema de producción eléctrica. Se pone también el acento sobre los efectos medioambientales.

1. Objetivos

- *Objetivo General:* Exploración; Predicción
- *Objetivo Específico:* Demanda, Suministro e Impactos medioambientales

2. Estructura: Restricciones vinculadas a la disponibilidad limitada de los combustibles, restricciones sobre las emisiones, restricciones sobre la fiabilidad del sistema energético y otros factores vinculados a los costes.

3. Aproximación Analítica: Para calcular los costes causados por las emisiones contaminantes, pueden ser utilizados ambos métodos. Pero generalmente, Bottom-up es mejor.

4. Metodología: Econométrica, Optimización y Simulación

5. Aproximación Matemática:

- *Estimación probabilística* para los costes de producción, los costes de la energía no suministrada y para los costes de fiabilidad del sistema energético
- *Programación lineal* para la determinación de la política óptima que satisface a las restricciones medioambientales, la disponibilidad de los combustibles y la generación de la electricidad por algunas plantas
- *Programación dinámica* para la comparación de los costes de las políticas opcionales de expansión del sistema eléctrico.

6. Cobertura Geográfica: Nacional, Regional

7. Cobertura Sectorial: Energía, Economía y Medioambiente

8. Horizonte Temporal: Medio y Largo plazo

9. Datos Exigidos: Cuantitativos, monetarios, totales y parciales.

4.2.2.15. Otros Modelos de Planificación Energética

Los modelos que vamos a presentar aquí, pueden utilizarse en la planificación energética a largo plazo y la metodología matemática utilizada, es esencialmente, la econométrica con su corolario para la previsión: “*la prolongación de las tendencias pasadas*”.

El nivel de análisis utilizado es global cuando todas las formas de energía, todos los sectores de consumo y todas las regiones del país se consideran como un conjunto. El nivel de análisis es diferente cuando se hace separando cada forma de energía, cada sector de consumo y cada región del país. Hay que anotar que en los siguientes modelos, los precios de la energía y las características de los equipos no se tienen en cuenta [40].

4.2.2.15.1. Modelos Tendenciales

El consumo total de energía (o por cada forma de energía) E_t está en función del consumo E_0 durante el año base, del índice de crecimiento anual $b\%$ y del número de años t entre el año base y el año estimado como horizonte.

El consumo total E_t es dado por la expresión siguiente:

$$E_t = E_0 \left(1 + \frac{b}{100}\right)^t \quad (4.1)$$

Donde:

- E_t es la energía total consumida al horizonte definido
- E_0 es la energía consumida durante el año considerado como base del análisis
- t es el número de años incluidos en el análisis
- b es el índice de crecimiento anual del consumo energético en porcentaje.

Hay que indicar que en la mayoría de los análisis, el índice de crecimiento total anual se basa en dos hipótesis: hipótesis optimista (índice supuesto real) e hipótesis pesimista (índice inferior a lo real). Lo que implica dos valores para expresar las tendencias.

4.2.2.15.2. Modelos Sectoriales

En estos modelos se estudian los componentes de la demanda de energía, se intenta repetir la operación para cada tipo de consumo y se hace la suma que constituye el consumo total. La descomposición más frecuente es la que distingue los consumos por sector (industria, agricultura, transporte, comunicación y doméstico) y por forma de energía (carbón, madera, petróleo, gas y electricidad).

$$E_t = a_{ij} \cdot x_{ij} \quad (4.2)$$

Donde:

- E_t representa la energía total consumida en un sector dado
- a_{ij} constituye la energía consumida por forma i en el sector j
- x_{ij} representa el índice del consumidor por forma i en el sector j

En su forma final, estos modelos procuran determinar una matriz, en la que las líneas están constituidas por las diversas formas de energía y las columnas por los diversos sectores económicos. Esta matriz constituye una transposición para un año futuro de los balances observados en el pasado.

4.2.2.15.3. Consumos por Provincia: Modelo Regional

Este modelo realiza la construcción de los balances energéticos, balances que pueden también determinarse por sector y por forma de energía.

Para cada región, se construye el balance energético, teniendo en cuenta las posibilidades de intercambio entre regiones de las diferentes formas de energía.

4.2.2.15.4. Modelos de Acoplamiento Mutuo Energía Economía

En estos modelos, el análisis y la previsión del consumo total de energía se basan fundamentalmente en las técnicas de regresión. La evolución de la demanda se explica por un conjunto de factores (variables) macro económicos. Las principales variables (X) que los modelos tienen para explicar el consumo de energía E son: el crecimiento económico (PNB, PIB, renta nacional, indicador del desarrollo de la industria...) y la demografía (número de habitantes, estructura y composición de la población...).

Se efectúa gráficamente una variación temporal de las series del consumo total de energía E , del Producto Nacional Bruto PNB, del Valor Añadido Bruto VAB y de la Población POB, para verificar que existe, entre estas series, cierta dependencia y para definir el modelo. Se estudian varios tipos de relaciones, dentro de los cuales se elige el mejor, basándose en las observaciones pasadas.

Por ejemplo, para la demanda de electricidad E en un periodo dado, se puede establecer una expresión de tipo siguiente:

$$\lg E = a \lg X + b \quad (4.3)$$

Donde:

- $\lg E$ representa el consumo total de energía;
- $\lg X$ representa los principales variables que explican el consumo energético E ;
- a y b son los coeficientes que se determinan por regresión.

En cuanto a la relación entre el consumo de electricidad y la demografía se obtiene por la expresión del tipo:

$$\lg E_0 = a \lg X_{VAB} - b \quad (4.4)$$

Donde:

- E_0 es el consumo de electricidad por habitante en $kWh/año$ y
- X_0 el valor añadido bruto por habitante (VAB).

4.2.2.15.5. Modelos de Planificación Energética Rural

En los medios rurales, un sistema energético puede describirse bajo la forma de un grafo energético que se presenta de la siguiente forma:

- A la izquierda, la primera columna presenta las fuentes de energía no comercial (biomasa bajo todas sus formas: residuos animales, vegetales, etc.) y las energías comerciales (electricidad, petróleo, etc.). Para las comunidades rurales, todas estas se llaman la energía primaria.
- A la derecha, la última columna presenta los consumidores energéticos, objeto de la utilización (cocina, alumbrado, transporte, riegos, etc.). Para las comunidades rurales, estas constituye la energía útil. Los consumidores utilizan los equipos energéticos como las bombas de riego, los fogones, los tractores, las lámparas eléctricas, etc. Las energías a la entrada se consideran como energías finales.
- En el medio se presentan todas las transformaciones posibles que constituyen diversas etapas tecnológicas. Después de una transformación, una energía primaria puede convertirse en varios tipos de energía final.

De la energía primaria a la energía final, se pasa por varias etapas tecnológicas: producción, transformación, transporte y suministro. La transformación de la energía de una forma en otra se realiza gracias a los bloques de equipos energéticos como las centrales eólicas, las microcentrales hidroeléctricas, las centrales solares, etc.

Una fuente de energía primaria puede sufrir varias etapas antes de llegar a los consumidores. Un consumidor puede recibir la energía a partir de varias fuentes pasando por determinadas etapas tecnológicas.

El sistema energético rural engloba las fuentes de energía primaria, el equipo transformador de energía primaria, los consumidores y los diferentes enlaces según una dirección determinada. Es una relación sin cambio de la izquierda a la derecha.

Después de la formación del grafo energético rural, es necesario llegar a una descripción matemática para alcanzar un modelo de planificación explotando las fuentes de energía renovables que se encuentran en los medios rurales.

El modelo matemático que representa un sistema energético rural se resuelve gracias a la programación lineal. En general, la descripción matemática de un grafo energético se resume como sigue: cada grupo de equipos energéticos es descrito por dos características principales: una relación “entradas-salidas” (inputs-outputs) y una función “*coste*”.

La relación “entradas-salidas” se presenta bajo la forma:

$$AX_e = X_s \quad (4.5)$$

Donde:

- $X_e = (X_{1e}, X_{2e}, \dots, X_{ne})$ es el vector de las formas de energía a la entrada (energía primaria)
- $X_s = (X_{1s}, X_{2s}, \dots, X_{ms})$ es el vector de las formas de energía a la salida (energía final)
- A es una matriz de los coeficientes transformadores, determinados por el rendimiento del equipo utilizado y por la equivalencia utilizada en los balances energéticos “entradas-salidas”.

Esta matriz está definida por la expresión:

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{pmatrix} \quad (4.6)$$

La función “*coste*” para cada grupo de equipos j se presenta bajo la forma:

$$Z_j = \frac{1}{N} \left[v + \sum_{t=1}^N P_t (1+a)^{-t} \right] \frac{1}{G} X_i \quad (4.7)$$

Donde:

- v es la inversión inicial, en el año 0
- p_t es el gasto de explotación, en el año t
- N es la vida útil del equipo (en años)
- a es el índice de actualización
- G es el valor anual de entrada o de salida del grupo de equipos energéticos i
- X_i es el valor explotado del equipo i
- La proporción (X_i / G) expresa un índice de utilización del equipo.

El modelo matemático para todo sistema energético rural comprende la función “objetivo” y las restricciones del balance energético, las restricciones de la demanda anual de energía, las restricciones de las capacidades de producción y otras restricciones.

La función “*objetivo*” utilizada en la planificación energética rural es la minimización de la función “*coste*”.

Se expresa bajo la forma:

$$Z = \sum_{i=1}^{\alpha} X_i g_i + \sum_{j=1}^{\beta} Z_j \rightarrow Min \quad (4.8)$$

Donde:

- X_i es la cantidad utilizada de energía primaria i
- g_i es el precio unitario de la fuente de energía i
- Z_j es la expresión (4.7)

Además de la minimización de la función “*coste*”, se pueden también utilizar otras funciones como la maximización de la producción agrícola y de la industria local, la minimización del trabajo humano, etc.

► Las restricciones de capacidad de producción se expresan:

$$\sum_{j=1}^{\alpha_1} X_j(i) < SE(i) \quad (4.9)$$

Donde:

- $X_j(i)$ representa el primer valor anual de la forma de energía i utilizada para el objetivo j
- $SE(i)$ es la capacidad total de producción de la forma de energía primaria i

► Las restricciones de satisfacción anual de energía se expresan:

$$\sum_{j=1}^{\alpha_2} e_j(i) X_j(i) \geq DE(i) \quad (4.10)$$

Donde:

- $X_j(i)$ representa el valor anual de la energía final bajo la forma j (bloc de equipos j) utilizada por el objetivo i
- $e_j(i)$ es el coeficiente transformador del grupo de equipos j utilizado por el objetivo i
- $DE(i)$ representa la demanda anual de energía.

► Las restricciones de las relaciones “entradas-salidas” están obtenidas por la ecuación (4.5)

► Deben ser tenidas en cuenta las restricciones del balance energético

► Pueden igualmente ser introducidas otras restricciones. Es el caso por ejemplo de las restricciones medioambientales.

Nota:

- La utilización de este modelado rural “*grafo energético*” combinado con un problema de programación lineal forma una herramienta matemática conveniente permitiendo hacer una planificación energética rural.
- Para satisfacer mejor las demandas energéticas rurales, hay que combinar racionalmente las fuentes de energía renovables con las energías comerciales.

4.3. Algunas Oposiciones Tradicionales entre Modelos Energéticos

El objetivo de este apartado es destacar algunas diferencias encontradas en la literatura [35, pp20-24] entre los modelos energéticos, en relación con la aproximación analítica y matemática. Lo que permitiría sacar la complementariedad entre algunas de estas aproximaciones:

4.3.1. Estática versus Dinámica

Un criterio esencial en la clasificación de los modelos ha sido el papel jugado por el tiempo: un modelo será *estático* cuando el tiempo no tiene ninguna importancia, y *dinámico* cuando, al contrario,

las variables incluyen una dimensión temporal. El tiempo puede intervenir de manera activa (las variables son ellas mismas susceptibles de variar con el tiempo) o pasiva (régimen estacionario o a tiempo invariante). El tiempo es entonces un atributo suplementario a las variables o una variable separada. Puede ser presentado bajo la forma discreta o continua.

En el campo del desarrollo sostenible, se privilegiará a los modelos suficientemente complejos para poder representar a los sistemas energéticos reales, también más complejos. Estos modelos comportan varios variables que se expresan gracias a las relaciones no lineales representando mecanismos que cambian con la evolución temporal de los sistemas reales. Los modelos que cumplen con esta exigencia son “los modelos dinámicos”.

4.3.2. Micro versus Macro

Una aproximación “*Micro*” se caracteriza por dos elementos: de una parte el recurso de datos muy detallados de preferencia más individuales y de otra parte el recurso a la “*modelización*” de los comportamientos individuales de todos los sectores de la cadena energética (planta de producción, sistema de transporte, sistema de suministro, dispositivos de consumo a todos los niveles, etc.). Lo que constituye a veces una dificultad en los países donde los datos más detallados no están disponibles.

La aproximación “*Macro*” por oposición, trabaja con datos agregados. Por ejemplo, la macroeconomía se interesa en la regulación de variables tales como el déficit público, el equilibrio de los pagos, el paro, la inflación y en general fenómenos del comportamiento macroeconómico, es decir agregado, que reflejan la evolución de la estructura general del sistema económico.

Además de este nivel de agregación, la aproximación “*Macro*” trata el sistema energético en su totalidad, lo que no es necesariamente el objetivo de la aproximación “*Micro*” que centra generalmente su atención en algunos sectores del sistema (por ejemplo, los sectores más contaminantes) excluyendo los otros del análisis. Desde el punto de vista del análisis de los comportamientos, la aproximación “*Macro*” trabaja generalmente en los fenómenos globales.

4.3.3. Bottom up versus Top down

Esta oposición clásica en las cuestiones energéticas lleva a la diferencia en los modos de resolución y de escritura de los modelos.

Un modelo “*Bottom up*” es un modelo en el cual la información fluye del nivel desagregado al nivel agregado. Un modelo de optimización (caso de los modelos MESSAGE y MARKAL) determina el parque de producción energética que minimiza el coste total: tenemos aquí una estructura ascendente. La ventaja de esta aproximación es que permite tener en cuenta los cambios estructurales: es posible parecer una nueva tecnología o desaparecer una vieja.

La aproximación “*Top down*” caracteriza los modelos económicos (equilibrio general o macro econométrico): se construyen gracias a los datos agregados como explicado previamente. El concepto “*Top down*” refleja el hecho de que la información fluye del nivel más agregado al nivel más desagregado. Esta característica es real para las funciones como el consumo privado o la opción de los factores de producción, que sea para los modelos macro econométricos o de equilibrio general.

4.3.4. Simulación versus Optimización

La optimización consiste en el manejo de los algoritmos de programación lineal o dinámica para minimizar o maximizar una función “*objetivo*” dada. La optimización se realiza teniendo en cuenta las obligaciones en el sistema (por ejemplo, las obligaciones de disponibilidad de las tecnologías o las obligaciones de capacidad) y de las hipótesis formuladas sobre las variables exógenas (por ejemplo, algunos precios).

La simulación se opone a la optimización en la medida que corresponde solamente a la resolución numérica de un sistema de ecuaciones, mientras que la optimización busca la solución a un problema limitado bajo algunas restricciones. La optimización tiene así un componente normativo puesto que proporciona la mejor solución al problema que se presenta (la función “*objetivo*”) considerando las restricciones dadas, sin prejuzgar el realismo de esta solución.

Por fin, la aproximación por simulación busca más reproducir el comportamiento del sistema, para ver cómo es susceptible de reaccionar, y luego utilizar el modelo para probar los escenarios (aproximación « *what... if?* »).

4.3.5. Equilibrio Parcial versus Equilibrio General

Esta oposición es menos genérica que las anteriores en el sentido que se basa más en una aproximación económica de los fenómenos vía el concepto del mercado. El equilibrio parcial significa que cada mercado se estudia aislado de otros. Eso implica dos cosas: de una parte, que una modificación de las condiciones de oferta y de demanda en este mercado no modifica los otros mercados y, por otra parte, que una modificación de las condiciones en los otros mercados no influye el mercado estudiado. Se habla entonces de “*todas las cosas iguales por todas partes*”.

Por ejemplo, se puede estudiar la producción energética sin considerar las reacciones de la demanda en la modificación de los precios de venta. La ventaja de un análisis en equilibrio parcial es que puede centrarse en un mercado dado con tanto más precisión que ignore los demás; se gana así generalmente en detalle (por ejemplo por un nivel más alto de desagregación).

La desventaja del análisis en equilibrio parcial es que muchos elementos que intervienen en el mercado modelado siguen siendo exógenos, particularmente una de las extremidades del mercado (sea la demanda, sea la oferta) así como muchos precios.

La aproximación “*Equilibrio General*” busca, al contrario, tener en cuenta el conjunto de las retroacciones entre el conjunto de los mercados, tanto en términos de los volúmenes como en los precios. Por ejemplo, la reacción del mercado del trabajo cuando se introduce una política del impuesto sobre el CO₂ ó a la reducción de las cargas patronales. Otro ejemplo, tener en cuenta las reacciones de los mercados energéticos cuando se introduce una política “Kyoto” en los países que emiten el CO₂.

4.4. Límites de los Modelos Actuales de Planificación Energética

En general, los modelos de planificación energética actuales son sólidos y excelentes sistemas de planificación, a los que no es fácil hacer críticas superficiales, dado que el alto grado de sofisticación de los mismos impide que las personas ajenas a ellos tengan la capacidad de detectar errores en los mismos.

Sin embargo, la mayoría de las críticas encontradas en la literatura [29] [30] [32] se resumen en lo siguiente:

- Ninguno de los modelos actuales plantea directamente satisfacer las necesidades de la población, sino que esa respuesta se hace, indirectamente, mediante consideraciones económicas (no plantea en esencia las necesidades de la población, sino del sistema económico).
- No se considera el posible agotamiento de los recursos (sí su encarecimiento).
- No se tiene en cuenta como parte del sistema, los efectos secundarios sobre el medio ambiente (contaminación, cambio climático, etc.) en la mayoría de los modelos.

4.5. Elección de un Modelo para una Planificación Local

El objetivo de todo modelo energético es lograr ayudar al planificador a elegir un sistema energético que convenga a una región o a un país que experimenta un desarrollo socioeconómico dado. Para llegar a este objetivo, deberemos tener en consideración que hay cuatro cuestiones para las cuales debemos encontrar una respuesta:

1. La cantidad futura y las formas de energía necesitada. Si no sabemos la demanda futura, no sabremos tampoco qué cantidad de energía debe ser suministrada, ni cuántos nuevos sistemas son necesarios.
2. Los sistemas tecnológicos apropiados para suministrar las formas de energía necesitada.
3. Los impactos de utilización de los sistemas energéticos sobre la salud y sobre el medioambiente.
4. Cómo deberían ser evaluados en cada etapa los sistemas de energía.

Para cada cuestión, se puede elegir un modelo separado. Lo que está claro de antemano es que todos los modelos utilizados deben ser desarrollados para el análisis de nivel local.

4.5.1. Demanda Energética

Tal y como hemos visto, los modelos existentes utilizan frecuentemente los métodos de predicción “econométricos” basados en las tendencias observadas en el pasado para proyectar la demanda futura de energía. Sin embargo, en las regiones que experimentan un crecimiento económico rápido, los datos históricos no son suficientes para una previsión satisfactoria. Debido al crecimiento rápido, puede existir una discontinuidad en las tendencias extraídas del comportamiento pasado. Por tanto, creemos que el análisis de las alternativas energéticas es más conveniente en este caso. Los modelos que combinan la prospectiva de continuidad y la prospectiva de ruptura constituyen una solución en evaluar la demanda futura. *Por supuesto, las de regiones que experimentaron un desarrollo rápido semejante pueden servir de base para las opciones.*

Además, no es suficiente saber que la demanda energética aumentará, por ejemplo, el 10 %. En una región donde la infraestructura energética es subdesarrollada, es importante saber qué forma de energía (por ejemplo, el calor, la electricidad, carburantes de transporte) son exigidas por los usuarios. Por eso, debemos saber en qué objetivo se utiliza la energía, es decir, qué sector la necesita. La energía

deseada por sector debería ser el punto de partida del análisis. Esto implica más el uso de la aproximación piramidal “*Bottom-up*” que la aproximación directiva “*Top-down*” para un análisis parcial detallado.

4.5.2. Sistemas de Suministro Energético

Siendo el objetivo principal la elección de los sistemas energéticos apropiados el modelo de suministro debe tener una aproximación piramidal “*Bottom-up*” que permite una descripción detallada de las tecnologías energéticas disponibles para la conversión tanto de los recursos convencionales (petróleo, carbón, gas) como de los recursos renovables (sol, viento, agua, biomasa).

4.5.3. Estimación de los Impactos de las Actividades Energéticas sobre la Salud y sobre el Medioambiente

La inmensa mayoría de los modelos existentes estiman solamente los aspectos técnicos y las consecuencias financieras y económicas de los sistemas energéticos.

Actualmente, hay nuevos modelos que incluyen cada vez más una estimación de los impactos medioambientales, pero solamente son interesantes los que puedan ser expresados en términos cuantitativos. Muchos impactos sociales (cualitativos) son ignorados porque los impactos que no puedan evaluarse cuantitativamente se excluyen del análisis. Sin embargo, estos impactos pueden desempeñar un papel crucial en la viabilidad de un sistema energético. Por tanto, promovemos el uso de los modelos de análisis de los impactos que tienen una aproximación multicriterio, con la inclusión tanto de los datos cuantitativos (físicos, monetarios) como cualitativos. De este modo, nos aseguraremos que los impactos de los sistemas energéticos puedan ser estimados según todas las preferencias posibles o todos los criterios de los planificadores de sistemas energéticos.

Como la inmensa mayoría de los modelos existentes de análisis de los impactos son integrados en los modelos de suministro y/o de demanda, éstos no pueden ser modificados fácilmente para incluir otros criterios (cualitativos). Lo que no es el caso de un programa “*compuesto*” donde cada módulo puede funcionar independientemente de los demás.

4.5.4. Evaluación

El uso de criterios múltiples - entre los que puede haber cualitativos - exige también que el modelo de evaluación sea capaz de tener en cuenta todos los criterios. El modelo de evaluación debería así ser de tipo “*Análisis Multicriterio*” (MCA type).

Un aspecto muy importante que concierne a la evaluación de los impactos es la sensibilidad de los resultados a pequeños cambios de las variables de entrada. El análisis de sensibilidad podría acabar en la elección de los criterios, más o menos rigurosos que, a su vez, influyeran sobre los resultados de un sistema con respecto a otros criterios. Por ejemplo, relajando el criterio de fiabilidad del sistema del 100% al 90% pueden reducirse considerablemente los costes del sistema. Para el planificador, es importante saber cómo los resultados sobre un gran número de criterios pueden verse afectados si algunos de estos criterios sufren un cambio.

Una cuestión que se queda sin respuesta es si no sería mejor utilizar un modelo de evaluación en conjunto, particularmente en casos donde el planificador no es el responsable de ejecución del plan. En estos casos podría ser preferible presentar una única visión clara del conjunto de las diferentes opciones y sus consecuencias (incluyendo los resultados de un análisis de sensibilidad), que presenta

una opción más conveniente. Por tanto una clasificación puede no ser deseable en tales casos. Si se presenta una visión clara del conjunto, los responsables pueden, por si mismos, elegir las opciones que consideren más apropiadas.

4.6. Conclusión

El juego de los modelos para una planificación energética local debería consistir en un programa compuesto por los modelos con objetivos de exploración y debería por lo menos incluir modelos de demanda, de suministro y de análisis de los impactos de las actividades energéticas sobre la salud y sobre el medio ambiente. La inclusión de un modelo de evaluación depende de si el planificador es responsable de la ejecución del plan. Pero, hoy en día, es fácil añadir un modulo de evaluación a cualquier modelo energético. La aproximación sería *piramidal (Bottom-up)* para tener en cuenta una descripción detallada de las formas de energía deseadas con el fin de suministrar a los usuarios la energía deseada. La aproximación piramidal (Bottom-up) es necesaria para permitir una descripción detallada de las diferentes tecnologías de suministro (tanto convencionales como renovables). El objetivo sería los sectores principales consumidores de energía.

Creemos que una herramienta flexible “*tool-boxes*” es la metodología más conveniente porque esto permite un ajuste óptimo a las circunstancias locales posibles. Otra razón de elección de la metodología “*tool-boxes*” consiste en que la metodología debería ser accesible para los planificadores locales.

En lo que concierne a la aproximación matemática no hay ninguna preferencia, aunque la programación lineal tuviera una ventaja clara porque tiene en cuenta la programación simple y puede fácilmente ser manejada por los planificadores que no tienen conocimientos matemáticos especiales.

En cuanto al horizonte temporal, el modelo debería tener en cuenta la planificación tanto a corto como a medio plazo. La planificación a largo plazo debe utilizarse menos en una región que se desarrolla rápidamente con circunstancias constantemente cambiantes (cambios estructurales).

CAPITULO 5.

5. Modelización del Sistema Energético de la República Democrática del Congo y Escenarios Prospectivos

5.1. Introducción

La evaluación de diferentes opciones energéticas en la República Democrática del Congo debe integrar varios escenarios de sostenibilidad del sistema energético. En esta aproximación integrada, se combinan las estimaciones “*top-down*” sobre la situación socioeconómica del país y las restricciones “*bottom-up*” sobre los recursos energéticos, así como las tecnologías asociadas. Con ambos se pueden desarrollar diversos escenarios de demanda y de suministro de energía.

Esta aproximación integrada y asistida por ordenador constituye la parte fundamental de la tesis, ya que permitirá la selección de las opciones de desarrollo energético más adecuadas, según diversas casuísticas. La evaluación que ayudará en esta tarea incluye dos partes principales de la modelización desarrollada en el marco de esta tesis:

- **Previsión de la Demanda Energética:** Este componente proporciona proyecciones sectoriales detalladas de demanda energética aplicando el modelo MAED [38] de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA). Estimando valores de índices económicos del país, se obtendrán diversos resultados sobre la demanda de la energía, los índices a incluir en el modelo son:
 - La evolución demográfica.
 - El progreso tecnológico.
 - Los cambios en el modo de vida
 - El cambio estructural de la economía.
 - El crecimiento económico.

En esta tesis se ha utilizado un solo escenario de referencia para la aplicación en el MAED. Con los resultados obtenidos se pueden calcular las tendencias futuras en la demanda energética por sector socioeconómico. Estas tendencias constituyen los datos de entrada al modelo RDCONGO confeccionado en el marco de este trabajo para evaluar varios escenarios de desarrollo sostenible del sistema energético de la RDC.

- **Escenarios de Desarrollo Sostenible:** Los datos obtenidos con la aplicación del MAED indicado en el epígrafe anterior se introducen en el modelo desarrollado que se ha denominado “**RDCONGO**” con el que se pueden hacer previsiones de demanda energética para varios escenarios, así como analizar los escenarios de desarrollo energético sostenible. También se pueden evaluar los costes económicos asociados y determinar también las correspondientes emisiones de CO₂.

El crecimiento económico y demográfico proyectado, el cambio estructural en la economía y las dinámicas de intensidades energéticas sectoriales son los determinantes de la demanda energética futura calculada con el MAED. Las entradas iniciales del modelo RDCONGO desarrollado son las tendencias de la evolución sectorial de la demanda calculada con el MAED así como el balance energético del año base del estudio (2005). Las entradas más importantes del modelo RDCONGO son las hipótesis de la política energética más adecuada, a fin de obtener un desarrollo sostenible deseado por la República Democrática del Congo.

En este sentido, resultan 2 niveles de representación y de análisis: en primer lugar un esquema organizativo que representa el sistema energético como un conjunto de elementos en interacción (producción, transformación, transporte, distribución y consumo de energía) y en segundo lugar un análisis temporal (a largo plazo) que representa el comportamiento del sistema energético en relación con la evolución temporal de la demanda de energía en los diferentes sectores socioeconómicos del país. Gracias a este análisis de simulación se puede predecir el comportamiento futuro del sistema energético congoleño. Se pueden simular varios escenarios para dar una orientación sobre las opciones de política energética sostenible del sistema energético de la RDC.

5.2. Arquitectura del Modelo

En la actualidad, el mayor desafío en una planificación energética son las diversas opiniones, en ocasiones contradictorias, de los diferentes actores del sistema energético (gobierno, empresas, sociedad, etc), que llegan a emitir simultáneamente informes contradictorios sobre el desarrollo socioeconómico y el desarrollo energético sostenible. Este desafío se debe abordar mediante una aproximación global capaz de considerar toda la complejidad del problema, influida por las medidas políticas, sociales, económicas, tecnológicas y medioambientales. El análisis se hace llevando el sistema energético en un ámbito espacial (local, nacional, regional, etc.) y temporal (corto, medio y largo plazo).

En la arquitectura de los modelos energéticos de cualquier país, es necesario conocer su estructura energética a través de un diagrama de utilización de la energía o cadena energética. Dentro de la cadena energética se debe hacer una distinción entre los recursos propios del país y los importados. Las diferentes etapas (producción, transformación, transporte, almacenaje, distribución, etc.) de la cadena energética deben ser conocidas para comenzar a abordar el problema. La *figura 5.1* presenta la cadena energética actual de la RDC.

5.2.1. Cadena Energética en la RDC

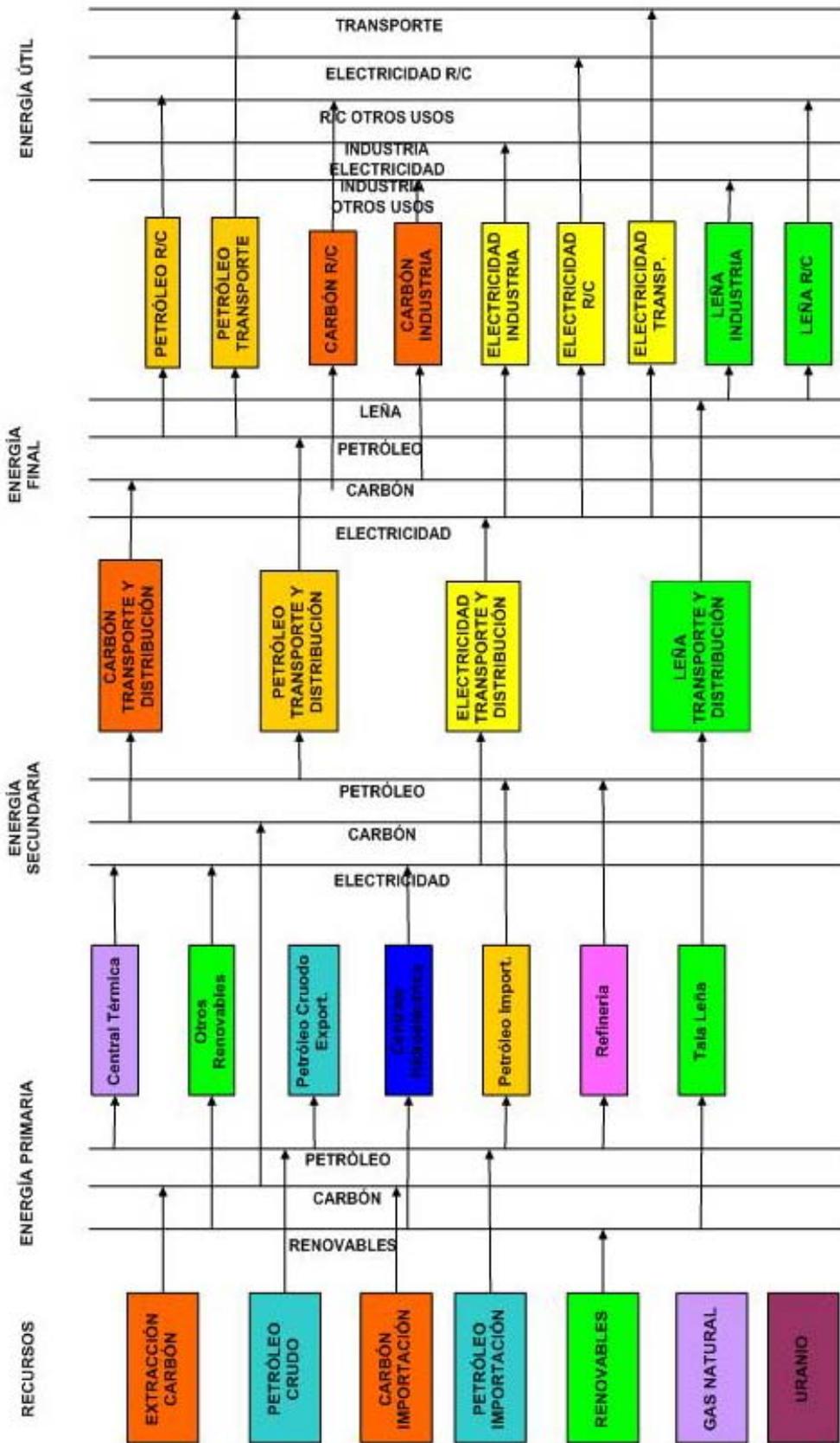


Figura 5.1. Cadena Energética de Referencia para la RDC donde R/C significa Residencial/Comercial

Para facilitar la interpretación y el manejo de los datos, es importante entender esta cadena energética de referencia para la RDC.

Los datos que se deben utilizar en la simulación del sistema energético de la RDC serán obtenidos, en primer lugar, de la energía primaria producida por los recursos propios del país y también de la energía importada. La energía primaria importada por el país (particularmente el petróleo crudo y el carbón) es introducida en esta cadena energética. De la energía primaria hacia la energía final, hay que atravesar varias etapas tecnológicas de la energía: producción, transformación, transporte, almacenamiento y suministro. Todas estas etapas se representan en la *figura 5.1* por bloques conectados por las flechas con las que se indican el sentido de utilización de las diversas formas de energía.

La energía se suministrara a diferentes sectores socioeconómicos que constituyen el espacio social y económico de la República Democrática del Congo.

5.2.2. Energía Propia de la RDC

Todas las ramas de suministro energético listadas en la cadena energética de la RDC en la *figura 5.1* están dentro del país como energía propia. Los recursos de energía primaria que dispone la RDC se han presentados en el capítulo 3 de esta tesis. El país dispone de un potencial energético importante y diversificado, que engloban:

- Recursos no renovables: carbón, uranio, gas natural y petróleo.
- Recursos renovables: biomasa forestal, energía solar, energía eólica, energía hidroeléctrica (la más importante) y la energía geotérmica.

De estos recursos no se ha realizado un inventario ni una explotación suficiente, razón por la cual se han representado algunos de éstos solo en la parte recursos de la cadena energética de referencia para la RDC.

5.2.3. Exportación de Energía

La RDC exporta la energía hacia el extranjero. Estas exportaciones son constituidas principalmente por el petróleo crudo y la electricidad. El crudo congoleño, que se estima muy pesado, no se refina en la única refinería del país (en MUANDA) limitada tecnológicamente, sino que se exporta, en cambio el país importa crudo ligero del extranjero para refinarlo en MUANDA.

En 2005, el país exportó [48]:

- 991 ktep de petróleo crudo.
- 5 ktep de productos petrolíferos refinados.
- 155 ktep de electricidad.

Sin embargo, la energía exportada no es considerada en el modelo del sistema energético de la RDC desarrollado para estudiar la prospectiva energética del país.

5.2.4. Importación de Energía

A pesar de sus numerosos recursos de energía primaria, la RDC importa parte de sus necesidades energéticas. Es el caso del petróleo crudo, de los productos petrolíferos refinados, del carbón y, en ocasiones, una reducida cantidad de electricidad.

En 2005, el país importó [48]:

- 551 ktep del petróleo (refinado o no).
- 178 ktep de carbón.
- 1 ktep de electricidad.

En el modelado del sistema energético de la RDC, la energía importada durante el año 2005 entra en el balance energético de este año considerado como año base del estudio.

Considerando el balance energético constituido por la exportación y la importación, la dependencia energética del exterior en la RDC es nula, lo que constituye una ventaja económica en cuanto al futuro energético del país.

5.3. Modelización y Simulación del Sistema Energético de la RDC con el MAED

5.3.1. Metodología y Esquema del MAED

Dentro de este análisis, el MAED se utiliza para proyectar la demanda en un escenario de referencia a largo plazo (de 2005 a 2035). MAED evalúa la demanda futura de energía en la República Democrática del Congo gracias a las estimaciones basadas en las tendencias pasadas del desarrollo socioeconómico, tecnológico y demográfico.

Sistemáticamente, el modelo estima la demanda energética específica para producir varios bienes y servicios correspondientes a los factores sociales, económicos y tecnológicos que influyen en esta demanda. La demanda energética se desagrega en un número de categorías del uso final, cada uno corresponde a un servicio dado o a la producción de algún producto.

La naturaleza y el nivel de demanda de bienes y servicios dependen de varios factores determinados, incluyendo el crecimiento de la población, el número de habitantes por hogar, el número de aplicaciones eléctricas utilizadas en las viviendas, la movilidad de la gente y las preferencias para los modos de transporte, las prioridades nacionales en el desarrollo de algunas industrias o sectores económicos, la evolución de la eficiencia de algunos equipos, la penetración en el mercado de las nuevas tecnologías o formas de energía, etc. Todo esto constituye los datos de entrada. Los futuros cambios previstos para estos factores, constituyen los escenarios que se introducen como lo demuestra el esquema de la *figura 5.2*.

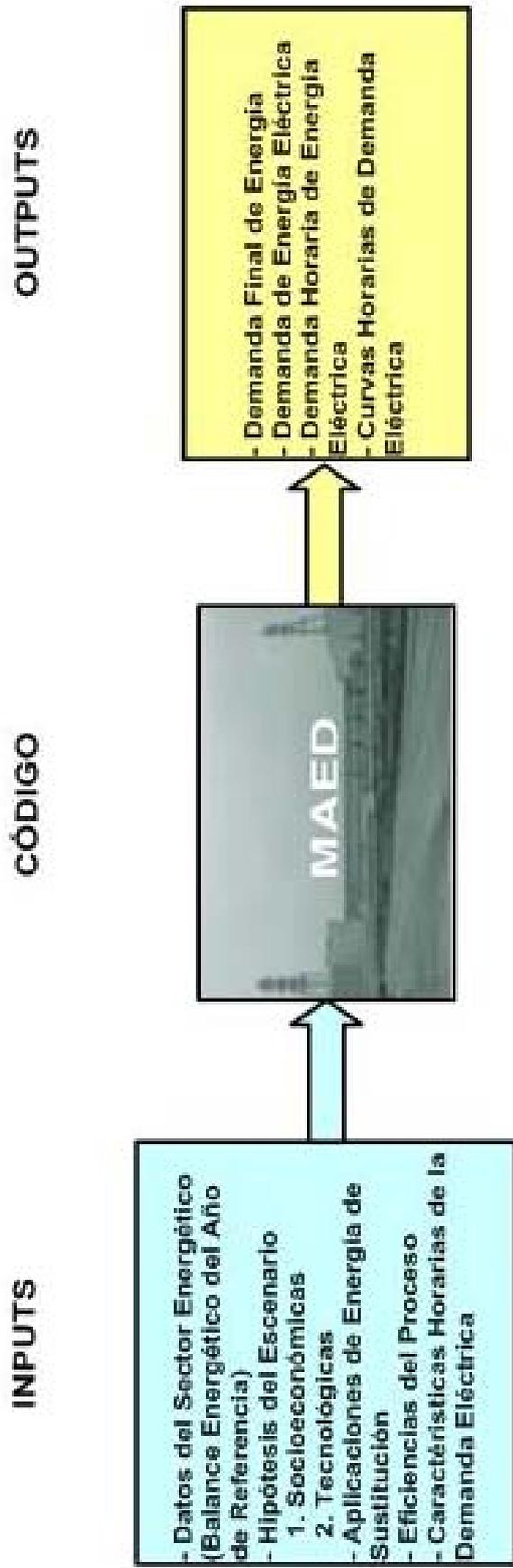


Figura 5.2. Esquema de Aproximación del Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED)

5.3.2. Definición del Modelado

- Horizonte Temporal: Largo Plazo de 2005 a 2035
- Año de Base: 2005
- Sectores y Subsectores de la Economía: los definidos en el epígrafe 5.3.4.1 presentado a continuación.
- Modos de transporte dentro del subsector Transporte de Mercancías: Camiones de corto recorrido, camiones para largas distancias, tren-diesel, tren-electricidad, barco, bombeo diesel en oleoductos, bombeo en oleoductos mediante electricidad.
- Modos de transporte dentro del subsector Transporte de Pasajeros dentro de las ciudades y entre las ciudades: automóviles de gasolina, automóviles diesel, autobuses.
- Tipos de viviendas urbanas: apartamentos, casas, villas.
- Tipos de viviendas rurales: choza, casa de campo.
- Formas de energía utilizadas en el sector de Transporte: combustibles motor (gasolina, diesel, etc.), electricidad.
- Unidades y Factores de conversión utilizados: unidad monetaria: US\$, población: millón, energía: GWh o Mtep (1 Mtep=0,753 GWh), intensidad energética: kWh/US\$, transporte mercancías: 10^9 tkm, generación tonelada kilómetro: tkm/US\$, intensidad energética transporte mercancías: kWh/100tkm, transporte pasajeros: 10^9 p/km (pasajeros/km), intensidad energética transporte pasajeros: kWh/pkm.

5.3.3. Principales Factores que Influyen en la Evolución y la Demanda de Energía

Por mucho que sea el nivel de desarrollo y de extensión de un país existen cinco factores que influyen en la organización y en la evolución de la demanda de energía en un sistema energético [47]. Todos los escenarios e hipótesis de elaboración de las perspectivas energéticas se basan en estos factores, utilizando los datos y estadísticas correspondientes, por lo que deben existir datos históricos de ellos. Estos factores son: el factor demográfico, el factor económico, el factor social y medioambiental, el factor tecnológico y el factor político.

A. Factor Demográfico

El conocimiento de la estructura de la población y de su evolución es esencial para la comprensión de la estructura energética. Las necesidades energéticas de una colectividad pueden relacionarse con la suma, de una parte de las necesidades de los individuos que la componen para sus actividades no productivas y, de otra parte, de las necesidades ligadas a sus actividades profesionales. La distribución espacial de la población (densidad, estructura, etc.) influye igualmente en la naturaleza de la demanda energética, su intensidad y los posibles modos de satisfacción. Una red, por ejemplo de distribución del calor, se realiza solo para una localidad de una densidad de población determinada.

B. Factor Económico

El factor económico se presenta bajo 2 formas. En primer lugar la estructura económica de un territorio y en particular los sectores productivos (primario, secundario y terciario) que implican una

estructura de consumo energético. En segundo término los precios de diferentes formas de energía, que influyen fuertemente en la elección de un modo de producción y de distribución de esta energía. La rentabilidad económica juega también un papel determinante en la configuración del sistema energético.

C. Factor Social y Medioambiental

El nivel de vida, es decir la calidad de alimentación, de alojamiento, de salud, de educación y de diversión, influye en el nivel y en el modo de consumo energético. Hace unos decenios, se asista a la emergencia de una voluntad social de pensar en un desarrollo humano, asociando al desarrollo económico las preocupaciones de preservación del medioambiente y de los recursos naturales. Esta evolución responde, como ya se ha dicho, al concepto del desarrollo sostenible.

D. Factor Tecnológico

Las posibilidades de progresos tecnológicos nunca han sido tan variadas y prometedoras. La toma de conciencia de la problemática energética, con todo lo que implica, ha impulsado una aceleración de investigaciones tanto fundamentales como aplicadas a la cuestión energética y esto, en todos los campos científicos. Estos trabajos se relacionan con la exploración de nuevas fuentes de energía y de su puesta en aplicación, con la mejora de los procesos de transformación y de utilización (aumento del rendimiento y de la eficiencia energética, disminución de los efectos negativos sobre el medioambiente) y con la mejora de las técnicas para alcanzar la rentabilidad económica en lo que concierne las diferentes ramas tecnológicas y económicamente competitivas.

E. Factor Político

Las políticas energéticas nacionales o locales, teniendo en cuenta de sus consideraciones estratégicas, influyen enormemente en la estructura y la evolución del sistema energético. La disponibilidad o no de una fuente de energía en un territorio a través de las relaciones políticas o económicas (relaciones con los países productores, empresas dominantes sobre el territorio), la inversión económica y el dominio tecnológico en una determinada rama, así como la preocupación de seguridad de suministro son los elementos que tienen relación con las políticas energéticas de un país.

5.3.4. Categorías de la Demanda de Energía e Hipótesis del Escenario de Referencia

La simulación del sistema energético de la RDC se hace según un escenario único desarrollado alrededor de la evolución pasada y proyectada de los sectores socioeconómicos del país. Sin embargo, la dificultad más destacable encontrada en la aplicación del modelo MAED al sistema energético de la RDC ha sido la de los datos. Los datos encontrados gracias a varias fuentes de información son pobres y a veces contradictorios. La primera tarea ha sido de conciliar estos datos para acercarlos a la realidad de manera que permitan la aplicación de este modelo.

El balance energético del año base (2005) de la *tabla 5.1* ha sido en gran parte posible gracias a los datos de la Agencia Internacional de Energía.

CONTRIBUCIÓN (Mtep)									
SECTOR	Hidroelectr	Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total	
Industria		0.128	0.14	0	0	3.164	0	3.432	Mtep
		0.04	0.04	0.00	0.00	0.92	0.00	1.00	%
Residencial		0.37	0.071	0.007	0	11.809	0	12.257	Mtep
		0.03	0.01	0.00	0.00	0.96	0.00	1.00	%
Comercial		0	0	0	0	0.0001	0	0.0002	Mtep
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00	1.00	%
Transporte		0	0	0.283	0	0	0	0.283	Mtep
		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	%
Otros		0	0	0.246	0	0.00001	0	0.25	Mtep
		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	%
Electricidad		0.49812	0	0.007	0	0.636	0	0.64	Mtep
			0.00	0.01	0.00	0.99	0.00	1.00	%
Hidroelectricidad	0.64	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	Mtep
Total E.final								16.22	Mtep
Total E.Primaria			0.211	0.543	0.00	15.609	0.00	16.363	Mtep
			0.01	0.03	0.00	0.95	0.00	1.00	%

Tabla 5.1. Balance Energético de la RDC en 2005²¹

²¹ Datos de Elaboración propia a partir de los datos encontrados en la documentación de la IEA

5.3.4.1. Categorías de Demanda y Descripción Tecnológica del Sistema Energético de la RDC

La demanda de energía se calcula por separado para los cuatro sectores de mayor peso: Industria, Transporte, Residencial y Servicios (Terciario). El cálculo de la demanda de energía de cada uno de estos sectores se realiza de la misma forma. De acuerdo con este procedimiento, la demanda, para cada categoría de uso final de energía, está definida por uno o varios parámetros socioeconómicos y tecnológicos, formando parte de los escenarios los diferentes valores. Posteriormente, estos sectores se divididos en varios subsectores (*tabla 5.2*).

Demanda	Unidades
1. Industria 1.1. Sector Agrícola <ul style="list-style-type: none"> • Cultivos • Ganadería • Silvicultura • Pesca 1.2. Sector Construcciones <ul style="list-style-type: none"> • Edificaciones • Infraestructura 1.3. Sector Minería <ul style="list-style-type: none"> • Metales • No Metales • Otros 1.4. Sector de la Manufactura <ul style="list-style-type: none"> • Materiales Básicos • Maquinarias y Equipos • No Duraderos • Otros 	[Mtep]
2. Sector Transporte 2.1. Transporte Mercancías 2.2. Transporte Pasajeros	10 ⁹ toneladas-kilómetros 10 ⁹ Pasajeros-kilómetros
3. Residencial 3.1. Viviendas Urbanas 3.2. Viviendas Rurales	[Mtep]
4. Servicios 4.1. Comercio y Turismo 4.2. Administración Pública 4.3. Finanzas 4.4. Otros	[Mtep]

Tabla 5.2. División de la demanda de energía por sector²²

²² Fuentes: IAEA-TEC DOC-386: *Model for Analysis of the Energy Demand (MAED)*. User's manual for version MAED 1, 1986 Vienna. 175 pp.

- **Sector Industrial**

La representación del sector industrial se hace dividiendo el sector en 3 diferentes ramas:

- Las industrias de producción de los materiales de base (acero, vidrio, materiales de construcción, etc.) se caracterizan por una utilización intensiva de combustibles para producir directamente el calor necesario para los diferentes procesos térmicos: calentamiento y fundición de metales, aglomerado de minerales, calcinación de la cal y del cemento, cocción de la arcilla y del ladrillo, fundición, corte y perfilado del vidrio, etc.
- Las industrias de maquinarias y equipos que, en general, transforman materiales por corte, perfilado, montaje, etc. que utilizan muchos sistemas de accionamientos funcionando gracias a motores eléctricos o de explosión.
- Las industrias de bienes no duraderos (productos químicos, papel, productos alimentarios, etc.) que necesitan grandes cantidades de vapor para obtener el calor y la presión necesarios en los procesos, del uso directo de combustibles para calentar los fluidos y secar los materiales, así como de la electricidad y de los carburantes para los sistemas de accionamientos.

Para cada gran rama industrial, los consumos de energía se descomponen por usos: vapor, calor para procesos (alta temperatura), fuerza motriz, procesos electroquímicos, otros usos. Varias tecnologías aseguran así el suministro de energía útil para cada uso y en una única etapa de transformación directa.

Por tanto, las tecnologías del sector industrial para los usos finales de energía son: la producción de vapor, el calor para los procesos, la fuerza motriz, los procesos electroquímicos y otros usos.

- **Sector de Transporte**

Las demandas en el sector de transporte se expresan en unidades de servicio energético abastecido. La demanda de energía en este sector se calcula directamente en términos de la energía final, como una función de la demanda total para el transporte de pasajeros (pasajeros-kilómetros) y de mercancías (toneladas-kilómetros), la apertura de esta demanda por medios competitivos (auto, ómnibus, avión, camión, tren, etc.), las necesidades específicas de energía y los factores de carga de cada medio de transporte. Para el transporte de pasajeros, se realiza distinción entre el transporte urbano e interurbano. Tecnológicamente, en este sector la satisfacción de la demanda se efectúa a través de una única etapa tecnológica. Las tecnologías de demanda permiten la conversión directa de la energía suministrada por las diversas formas del suministro en la energía útil. El nivel de desagregación del modelo dentro de este sector se ilustra en la *tabla 5.3*.

Formas de Energía	Modos de Transporte		
Combustibles y Carburantes Convencionales Carburantes Alternativos	Carretera	Pasajeros	Coche Bus
		Mercancías	Camiones
Combustibles y Carburantes Convencionales Carburantes Alternativos	Ferroviario	Pasajeros	Trenes
		Mercancías	Trenes
Carburante Genérico	Marítimo	Pasajeros Mercancías	Barcos
	Fluvial	Pasajeros Mercancías	Barcos
	Aéreo	Pasajeros Mercancías	Aviones

Tabla 5.3. División Tecnológica del Sector de Transporte

Los subsectores del sector de transporte definidos en este modelo se indican en la *tabla 5.2*.

- **Sector Residencial**

La demanda de energía en el sector residencial se realiza dividiendo este sector en subsectores que dependen del lugar de las viviendas (viviendas Urbanas o Rurales), del modo de vida y del nivel de penetración de algunas formas de energía. Las categorías de usos de energía consideradas en el sector residencial son: calefacción, calentamiento de agua, cocción, aire acondicionado y equipos domésticos secundarios (neveras, iluminación, lavadoras, etc.). En el sector residencial, tecnológicamente, la satisfacción de la demanda de energía se efectúa a través de una única etapa tecnológica. Las tecnologías de demanda permiten la conversión directa de la energía abastecida por las diferentes formas de suministro en energía útil, lo que permite clasificar los servicios energéticos del sector residencial según las categorías del uso final y de las formas alternativas de energía. Esto puede simplificarse en la *tabla 5.4* presentada a continuación.

Formas de Energía	Categorías de Uso Final de Energía					
	Calefacción	Agua Sanitaria	Cocción	Alumbrado	Electrodomésticos	Aire Acondicionado
Electricidad	X	X	X	X	X	X
Combustibles Fósiles	X	X	X	X	X	X
Combustibles Tradicionales	X	X	X			
Biomasa Moderna	X	X	X			
Energía Solar	X	X	X	X		
Sistemas Centralizados	X	X				

Tabla 5.4. Formas de Energía y Clasificación Tecnológica del Sector Residencial.

En las categorías de uso final de energía, cada categoría puede utilizar cualquier equipo correspondiente a las diferentes tecnologías, pero los objetivos perseguidos son los mismos. Por ejemplo, los servicios energéticos utilizando los equipos electrodomésticos incluyen: la nevera, la lavadora, la televisión, el ordenador, la microonda, etc.

El modelo energético del sector residencial se completa teniendo en cuenta el número de familias y del tipo de viviendas que permiten, en ausencia de otras informaciones, estimar las necesidades en energía del sector.

- **Sector Servicios (Terciario)**

El sector terciario engloba varias actividades socioeconómicas: oficinas, enseñanza, salud, restaurantes, hoteles, etc. Sin embargo, están disponibles muy pocas estadísticas suficientemente detalladas y completas sobre los diferentes usos de energía en las diferentes actividades. La clasificación tecnológica del sector de servicios es la misma que la del sector residencial, ya que se utilizan los mismos equipos para los mismos objetivos en ambos sectores.

5.3.4.2. Hipótesis del Escenario de Referencia del MAED para el Sistema Energético Congoleño.

A. Hipótesis de Evolución Demográfica

La evolución futura de la población de la RDC no podría alejarse de las tendencias observadas en el pasado cercano y que vienen indicadas en la tabla 5.5 que sigue [3].

Año	Población (millones)	Ritmo Crecimiento (%)
1995	46.343	4,00%
1996	47.266	1,99%
1997	47.799	1,12%
1998	48.877	2,25%
1999	50.400	3,11%
2000	52.022	3,21%
2001	53.682	3,19%
2002	55.380	3,16%
2003	57.125	3,15%
2004	58.919	3,14%
2005	60.764	3,13%

Tabla 5.5. Evolución de la Población Congoleña en los últimos 10 años²³

De esta tabla destacamos un crecimiento anual medio igual al 3%. En el escenario de referencia y según el informe del Instituto Congoleño de Estadísticas, el crecimiento de la población debería guardar la misma tendencia del 3% de crecimiento anual antes de bajar a un 2,8% al horizonte 2035. La campaña del gobierno en favor del control de la natalidad puede ser el causante de este descenso.

Por otra parte, el nivel de urbanización seguirá también creciendo por causa del éxodo rural. Lo que supone el crecimiento de la población urbana y la disminución de la población rural. La población urbana estimada en la actualidad es de un 31% podría alcanzar un 37% en el horizonte 2035, mientras la rural, hoy en día estimada en un 69% podría bajar a 63% en el 2035.

B. Hipótesis de Evolución Económica

Después de varios años de crisis económica, la RDC registró entre 2002 y 2005 unos resultados respetables. La situación se deterioró otra vez tras la suspensión del apoyo del FMI en el período anterior y posterior a las elecciones de 2006 y 2007, pero sin tocar el fondo como durante los años 1990 como lo demuestran las tendencias de crecimiento del PIB de la *tabla 5.6* [59].

Año	Crecimiento PIB (%)
2001	-2,1
2002	3,47
2003	5,79
2004	6,64
2005	7,88
2006	5,59
2007	6,26
2008	8,85
2009	11,63

Tabla 5.6. Tendencias de crecimiento del PIB en la RDC²⁴

²³ Fuentes: [3]

²⁴ Fuentes: [59]

Por otra parte, la distribución del PIB durante el año base se presenta en la *tabla 5.7* en el que el sector agrícola constituye el sector dominante de la economía congoleña.

Sector	PIB (%)	10 ⁹ 2000US \$	PIB/cápita 2000US \$
Agricultura	41,1	2,934	48,909
Construcción	7,2	0,514	8,568
Minería	13	0,928	15,470
Industria Manufacturera	4,4	0,314	5,236
Servicios	33,5	2,391	39,865
Energía	0,8	0,057	0,952
Total	100	7,14	119

Tabla 5.7. Distribución PIB del Congo por sector y por cápita en 2005²⁵

Dentro de esta hipótesis, estimamos que la reactivación económica empezada podría seguir a largo plazo y el sector minero debería ser el mayor impulsor del crecimiento, con un aumento de la inversión extranjera, mientras que, probablemente, los socios financieros centren su ayuda en las infraestructuras de carreteras y ferrocarril. Para apoyar esta hipótesis de crecimiento, el país podría contar con los préstamos de cinco mil millones de dólares procedentes de China y adjudicados a los ferrocarriles, carreteras e infraestructuras mineras. Así, la base de nuestra hipótesis de crecimiento utilizado en el manejo del MAED es:

- La reestructuración empezada en 2002 hacia mercados más competitivos continuaría procediéndose suavemente. Así, el crecimiento del PIB podría seguir su ritmo a largo plazo.
- El proceso de estabilización (inflación, cuentas externas, cuentas públicas, etc.) continuará.
- Continuará un ambiente favorable para los negocios.
- Las organizaciones nacionales (financieras y no financieras) apoyarán la extensión de la infraestructura energética.
- La renta per cápita continuará creciendo levemente según el crecimiento del PIB.

C. Hipótesis sobre el Estilo de Vida

- La situación de la urbanización mejorará con respecto a tamaño de viviendas y a número de las personas por vivienda.
- El número de equipos eléctricos en las viviendas aumentará como consecuencia del crecimiento de la renta per cápita.
- Aumentará el número de vehículos de pasajeros gracias a la mejora de condiciones sociales.
- Se incrementará la movilidad de la población dentro del país debido a la construcción de nuevas infraestructuras.

D. Hipótesis Tecnológicas

- Las hipótesis tecnológicas no han sido fáciles estimables ya que el nivel de industrialización del país es todavía muy débil. De modo que los datos, en relación con las intensidades

²⁵ Fuentes: Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la documentación del Banco Central del Congo [20] [21]

energéticas, el nivel de penetración de algunas tecnologías energéticas, las intensidades de transporte, los espacios de viviendas con aire acondicionado, las características horarias de la demanda eléctrica, etc. han sido estimados basándose en algunos casos similares de otros países en vías de desarrollo para permitir el manejo del modelo, de los que se han obtenido las siguientes hipótesis.

- Las eficiencias de los procesos energéticos aumentarán en relación con las históricamente observadas.
- Los combustibles no comerciales seguirán siendo sustituidos por los combustibles comerciales.
- El uso local de la tecnología aumentará substancialmente.

E. Hipótesis del Sector de Transporte

- Se construirán carreteras más modernas para satisfacer el crecimiento de la movilidad interurbana y urbana.
- Aumentará el transporte público, en comparación con la situación actual.
- También se incrementará el transporte de mercancías, en comparación con niveles actuales.

5.3.5. Resultados del MAED

Algunos resultados del análisis prospectivo del sistema energético de la RDC con el MAED, según el único escenario desarrollado (escenario de referencia), se presentan en el anexo 8.2 de este trabajo. Estos resultados presentan algunos límites dentro de los que se puede mencionar: el modelo no integra el cálculo económico, tampoco la evaluación medioambiental. Además, se necesitan muchos más datos que no son fáciles de encontrar en la RDC.

5.4. Simulación del Sistema Energético de la RDC con el Software “RDCONGO” Desarrollado

5.4.1. Breve Presentación del Software

a) Descripción

RDCONGO es un código que hemos desarrollado en el marco de este trabajo para evaluar las opciones de desarrollo del sistema energético de la República Democrática del Congo. RDCONGO es un programa cuya metodología se basa en la utilización de hojas de calculo (Tool-Boxes). Permite calcular la evolución de la demanda de energía primaria y de electricidad, y de las emisiones de CO₂ asociadas. Evalúa también las tecnologías más apropiadas así como el coste económico.

El modelo presenta varias ventajas:

- Es un modelo compuesto con objetivo de exploración e incluye la proyección de la demanda de energía, la evaluación de tecnologías de suministro y el análisis de impactos medioambientales gracias al cálculo de las emisiones de CO₂.
- Combina las aproximaciones “top down” y “bottom-up”.
- Utiliza una herramienta flexible “tool-boxes”, lo que permite un ajuste óptimo a las circunstancias locales.

- Utiliza la aproximación matemática “programación lineal” que es una programación simple y que se puede fácilmente manejar por los planificadores que no tienen conocimientos matemáticos especiales.
- Incluye un horizonte temporal flexible (corto, medio y largo plazo).

b) Objetivos:

- **Objetivo General:** RDCONGO es un modelo de prospectiva energética utilizando las 3 técnicas de este tipo de análisis.
- **Objetivo Específico:** Estimación a largo plazo de la demanda de energía primaria y de electricidad, así como las emisiones de CO2 asociadas. Evaluación tecnológica y económica.

c) Estructura:

- Alto nivel endógeno de tratamiento de todos los sectores socioeconómicos que influyen en la demanda de energía.
- Posibilidad de integrar a los medios tecnológicos capaces de mejorar la producción y el suministro de energía disminuyendo por consiguiente las emisiones de CO2.

d) Aproximación Analítica

RDCONGO es un modelo híbrido teniendo en cuenta los aspectos técnicos en el suministro de energía (aproximación Bottom-up) y los aspectos económicos en la evaluación de la demanda (aproximación Top-down). Las ecuaciones utilizadas se presentan a continuación.

e) Metodología

RDCONGO es un modelo de simulación utilizando hojas de cálculo que permite evaluar escenarios, alrededor del escenario de referencia, en relación con la evolución de la demanda y del suministro de energía y las tecnologías correspondientes así como las emisiones de CO2 asociadas.

f) Aproximación Matemática

RDCONGO es un modelo técnico-econométrico que tiene como base la programación lineal.

g) Horizonte Temporal

En el marco de nuestra tesis, RDCONGO se utiliza para el largo plazo. Pero, puede también adaptarse al medio plazo. Dentro de nuestro estudio, los años de referencia son: 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035. Lo que constituye una planificación a largo plazo.

h) Cobertura Sectorial

Se han tenido en cuenta todos los sectores socioeconómicos que influyen en la demanda de energía y las emisiones de CO2. El modelo incluye también los aspectos medioambientales y económicos con el cálculo de los diferentes costes.

i) Datos Exigidos

Son necesarios todos los datos cuantitativos del año base, las hipótesis sobre el crecimiento de la demanda así como el rendimiento y los factores de emisiones de CO₂ de los sistemas de generación.

5.4.2. Esquema Funcional del Software

El modelo funciona según un sencillo esquema presentado a continuación. Lo más importante es tener todas las variables de entrada que constituyen los datos exigidos. La flexibilidad del modelo permite al usuario modificar los datos según los diferentes escenarios e hipótesis definidas. Los datos pueden venir de otro modelo de previsión, como es el caso del presente trabajo, o de diferentes fuentes de información. Disponiendo de todos los datos, el usuario puede definir sus hipótesis y escenarios de desarrollo del sistema energético para evaluar las diferentes opciones y escoger las más convenientes.

En nuestro caso, la estructura del código RDCONGO es la presentada en *la figura 5.3* presentada a continuación. El esquema muestra dos grupos de variables de entrada:

- **Variables de Entrada 1 o Datos Iniciales:** Son tendencias calculadas gracias a los resultados del modelo MAED desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica, manejado dentro de este trabajo y también de los datos escogidos de dos fuentes diferentes: la Agencia Internacional de Energía y el Banco Central del Congo [2].
- **Variables de entrada 2 o Definición del Escenario:** Son diferentes hipótesis de crecimiento de la producción hidroeléctrica en sustitución a los combustibles fósiles responsables de las emisiones de CO₂ y a los combustibles tradicionales, los factores de cálculo de las emisiones de CO₂ y también varios escenarios tecnológicos de sustitución y económicos.

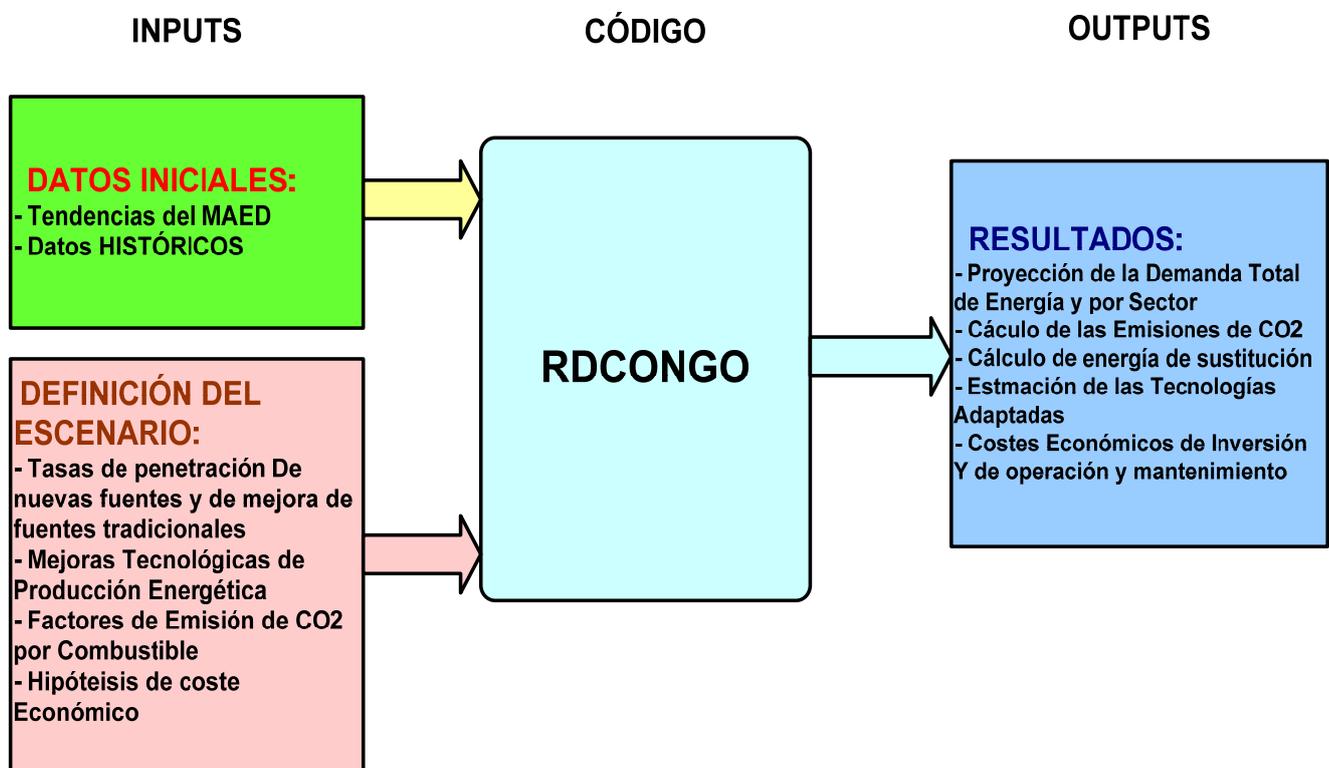


Figura 5.3. Esquema del Modelo de Análisis Energético RDCONGO

Figura 5.3. Esquema del Modelo de Análisis Energético RDCONGO

5.4.3. Metodología para el Análisis de Escenarios Energéticos y Determinación de su Sostenibilidad con el Software RDCONGO.

La metodología seguida en el presente estudio incluye las etapas siguientes:

1. Definición de los indicadores de sostenibilidad energética.
2. Descripción matemática del software desarrollado para el análisis de viabilidad tecnológica, medioambiental y económica de un escenario energético mediante la simulación de la evolución de los indicadores seleccionados.
3. Aplicación a escenarios posibles en la República Democrática del Congo.
4. Cálculo de costes económicos de diferentes escenarios desarrollados.

5.4.3.1. Definición de Indicadores de Sostenibilidad Energética

a. Dependencia exterior en el consumo de energía primaria

Permite determinar la vulnerabilidad del sistema a cortes de producción de energía por los países suministradores o elevaciones de costes de las fuentes energéticas. El valor negativo significa el factor de energía primaria exportada por el país.

b. Consumo de energía primaria per cápita

Indicador de la eficiencia en el uso de la energía por parte de la población.

c. Consumo de energía primaria normalizado al PIB (Intensidad Energética)

El crecimiento del nivel de vida implica un mayor consumo energético, la evolución de este indicador permitirá deducir la eficacia de las medidas de ahorro y eficiencia energética en reducir dicho consumo.

d. Fracción de Electricidad en la energía final consumida.

Indicador de la importancia de la electrificación en el consumo energético.

e. Consumo de electricidad per cápita

Indicador de la penetración de la electricidad en el sector residencial fundamentalmente.

f. Emisiones totales de CO₂

Medida del cumplimiento de compromisos internacionales de reducción de las emisiones. Incluye una serie de indicadores particularizados a

- i. *CO₂/energía consumida*: como indicador de la eficiencia ambiental de los procesos energéticos
- ii. *CO₂/ PIB*: medida del impacto del ahorro y aumento de la eficiencia energética sobre el impacto ambiental
- iii. *CO₂/cápita*: indicador complementario al anterior.

5.4.3.2. Descripción Matemática del Software Desarrollado

El software desarrollado permite estudiar la evolución del consumo energético y las emisiones de CO₂ para un determinado escenario energético, evaluando así su viabilidad tecnológica, medioambiental y

económica. La descripción matemática del modelo en su parte de evaluación económica, se presentará en el apartado de cálculo económica en este trabajo.

Las variables a utilizar son de dos tipos, las variables de cálculo de la evolución del consumo energético y de las emisiones de CO₂, que son las indicadas a continuación:

- $P(t)$: Población
- $PIB(t)$: Producto interior bruto
- $TEP(t)$: Energía primaria utilizada total
- $EP(i,t)$: Energía primaria utilizada de cada clase:
 - $i=1$ (carbón); $i=2$ (petróleo); $i=3$ (gas natural); $i=4$ (renovables); $i=5$ (hidroeléctrica); $i=6$ (electricidad*)
- $DA(i,j,t)$: Demanda de energía i en cada sector
 - $j=1$ (industrial); $j=2$ (residencial); $j=3$ (comercial y servicios); $j=4$ (transporte); $j=5$ (otros); $j=6$ (generación electricidad)
- $TDA(j,t)$: Demanda total de cada sector
- $TEF(t)$: Energía final consumida
- $DR(i,j,t)$: Porcentaje de la energía i en la demanda del sector j
- $TEM(t)$: Total emisiones de CO₂
- $EM(i,j,t)$: Emisiones de CO₂ debido a la utilización de la energía i en el sector j .
- $SEM(j,t)$: Emisiones de CO₂ del sector j
- $CEM(i,j)$: Coeficientes de emisión por la utilización de energía i en sector j
- $R(j,t)$: Ritmos de variación anual de la demanda del sector j , incluida población ($j=7$) y PIB ($j=8$)

(* en energía primaria $i=6$ representa electricidad como el saldo eléctrico mientras que en demanda se considera como tal la electricidad consumida por el sector)

Estas variables están relacionadas con las siguientes ecuaciones:

$$TDA(j,t) = \sum_i DA(i,j,t) \quad [5.1]$$

$$DR(i,j,t) = \frac{DA(i,j,t)}{TDA(j,t)} \quad [5.2]$$

$$EP(i,t) = \sum_j DA(i,j,t) \quad [5.3]$$

$$TEP(t) = \sum_i EP(i,t) \quad [5.4]$$

$$TEF = \sum_{j=1}^5 TDA(j,t) \quad [5.5]$$

$$EM(i,j,t) = DA(i,j,t) * CEM(1,j) \quad [5.6]$$

$$SEM(j,t) = \sum_i EM(i,j,t) \quad [5.7]$$

$$TEM(t) = \sum_j SEM(j,t) \quad [5.8]$$

El código permite definir como variables de entrada aquellas que el escenario energético a analizar predetermine y en su primera etapa se puede constatar si la solución obtenida es viable para dicho conjunto de variables. En caso contrario se pueden ingresar otras variables que den soluciones factibles.

Las variables independientes se pueden definir mediante la evolución temporal de leyes matemáticas prefijadas o, en la forma mas habitual para este tipo de análisis, mediante ritmos anuales de variación, para los que se reserva el vector R (j,t).

En la presente aplicación se han supuesto como variables de entrada los ritmos de crecimiento de la demanda y su distribución entre las distintas fuentes de energía primaria y electricidad, partiendo de los datos disponibles para el año 2005. En este esquema, la solución es única y puede realizarse mediante una hoja de cálculo para facilitar el análisis cuantitativo y gráfico de la misma.

5.4.3.3. Aplicación del Modelo RDCONGO al Análisis de Escenarios Energéticos de la RDC

Los ritmos de crecimiento provenientes del escenario de referencia desarrollado en el MAED, en %, de la demanda de los distintos sectores y de población y PIB para el periodo analizado: 2005-2035, con una resolución temporal de 5 años, son los indicados en la tabla 5.8 y gráfica 5.4:

Año	Industria	residencial	comercial	transporte	Población	PIB(PPA) 10 ⁹ 2000US\$
2010	7,0	3,0	5,6	3,8	69,556	61,235
2015	7,3	2,9	8,4	4,5	80,244	94,218
2020	9,0	2,2	9,7	5,4	92,35	151,739
2025	10,1	2,9	10,7	6,6	106,281	255,690
2030	10,8	4,0	11,3	7,9	122,018	440,644
2035	11,2	2,9	11,8	9,0	140,084	776,565

Tabla 5.8. Tendencias del crecimiento de la demanda de energía calculada con el modelo MAED

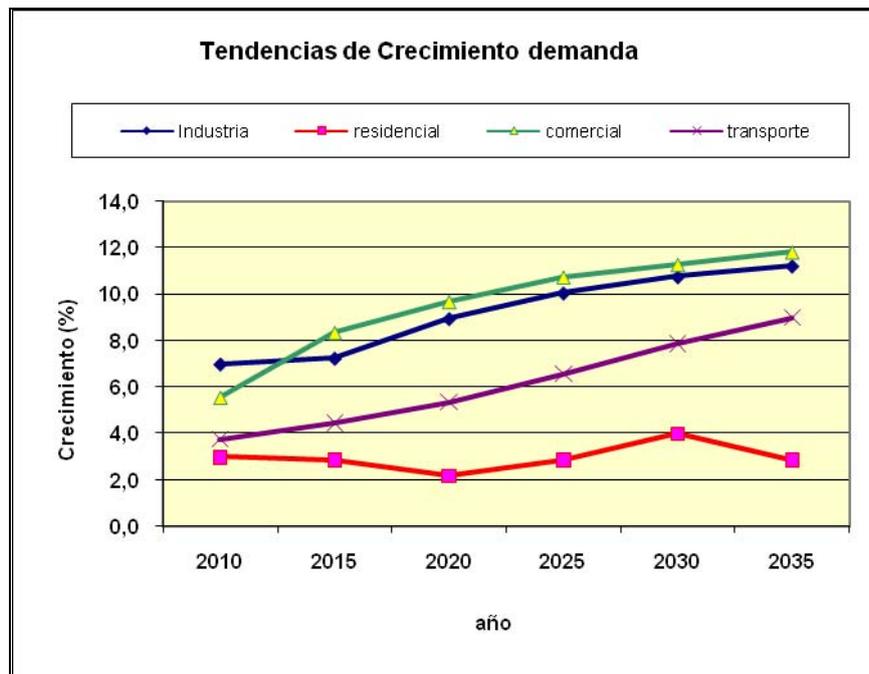


Figura 5.4. Tendencias del crecimiento de la demanda de energía calculada con el modelo MAED

Los datos iniciales de demanda de los distintos sectores en 2005, deducidos de la información existente en la IEA, se indican en la *tabla 5.1* presentada anteriormente, donde la demanda se indica en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe) y en porcentaje respecto al total consumido por el sector.

El diagrama de consumo del mismo año se presenta a continuación en la *figura 5.5*.

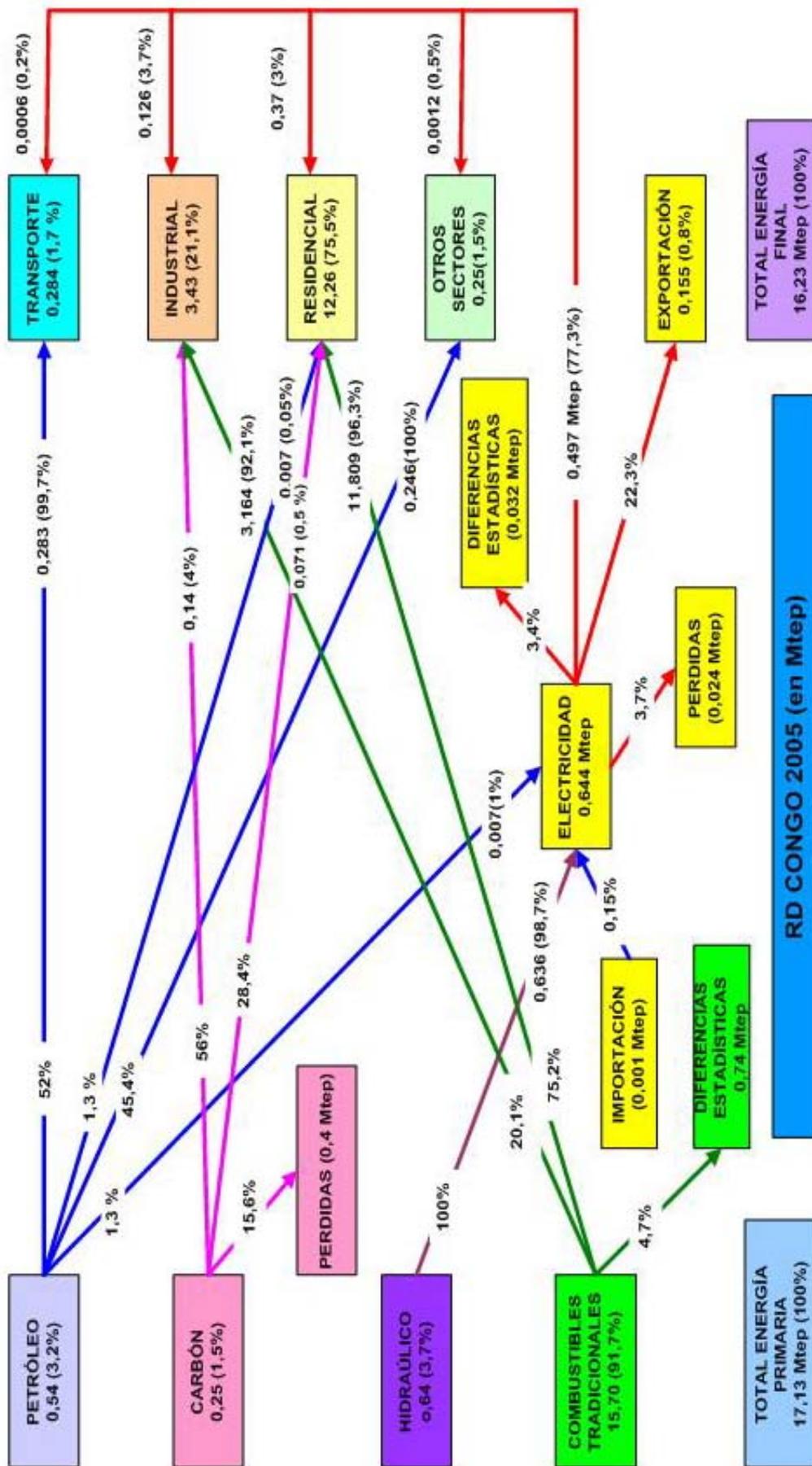


Figura 5.5. Diagrama de Consumo RD Congo 2005

Por otra parte, existe varios contaminantes ambientales debidos a las actividades energéticas: producción, transformación, transporte, almacenaje y distribución. Los principales contaminantes son: las micropartículas, el SO₂, el NO_x, el CO, el CO₂, etc.

La cuantificación de estos contaminantes y su integración en el análisis energético son de gran importancia ya que permiten evaluar las diferentes opciones de suministro de energía y sus tecnologías asociadas.

En este trabajo, solo las emisiones de CO₂ han sido integradas dentro del modelo confeccionado para el sistema energético de la RDC. Como todos los vectores energéticos, las emisiones de CO₂ se diferencian por sector socioeconómico y por fuente de energía contaminante.

La matriz de emisiones de CO₂ en cada sector viene dada por los factores de la *tabla 5.9*.

SECTOR	FACTORES EMISIÓN CO ₂ (MtonCO ₂ /Mtoe)					
	Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Renovables	Hidráulica
Industrial	0	4,5	3,1	2,1	0	0
Residencial	0	4,5	3,1	2,1	0	0
Comercial y servicios	0	4,5	3,1	2,1	0	0
Transporte	0	0	2	1	0	0
Otros	0	4,5	3,1	2,1	0	0
Electricidad	0	6,2	3,1	2,1	0	0

Tabla 5.9. Factores de Emisión de CO₂

Que, para los datos de demanda del año base, estas emisiones se presentan en la *tabla 5.10*.

SECTOR	Emisiones CO ₂ (Mton)						Total
	Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctric	
Industria	0,000	0,630	0,000	0,000	0,000	0,000	0,630
Residencial	0,000	0,320	0,022	0,000	0,000	0,000	0,341
Comercial y servicios	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transporte	0,000	0,000	0,566	0,000	0,000	0,000	0,566
Otros	0,000	0,000	0,763	0,000	0,000	0,000	0,763
Electricidad		0,000	0,022	0,000	0,000	0,000	0,022
Total	0,000	0,950	1,372	0,000	0,000	0,000	2,322

Tabla 5.10. Emisiones CO₂ en Congo 2005

La comparación de los indicadores energéticos con los de la Comunidad Valenciana, España y la media de los 27 países de la Unión Europea en 2005 figuran en la *tabla 5.11*.

Indicadores	Unidades	CV 2005	España 2005	UE27 2005	RDC 2005
<i>Población</i>	Millones	4,69	43,40	491,75	60
PIB (2000US\$)	Millones	65.672	680.840	9.212.430	7.140
<i>PIB (PPA)</i>	Millones US\$2000	65.672	680.840	9.212.430	43.660
<i>Consumo Electricidad</i>	TWh	25,91	266,77	3101,58	5,79
<i>Emisiones CO2</i>	Mt	25,25	341,75	3975,85	2,32
<i>EP generada</i>	Mtep	2.108	30.284	897.900	16,36
<i>EF Consumida</i>	Mtep	12.230	145.196	1.815.234	16,22
<i>Dependencia exterior</i>	%	82,76	79,14	50,54	-0,90
<i>PIB(PPA)/cápita</i>	2000US\$/hab	14003	15.688	18.734	728
<i>TEP/cápita</i>	tep/hab	2,61	3,35	3,69	0,27
<i>TEF/PIB</i>	tep/2000US\$	0,19	0,21	0,20	0,0004
<i>Electricidad/cápita</i>	kWh/hab	5.525	6.147	6.307	96
<i>CO2/TEP</i>	tCO2/tep	2,06	2,35	2,19	0,14
<i>CO2/PIB</i>	kgCO2/2000US\$	0,38	0,50	0,43	0,05
<i>CO2/cápita</i>	t/hab	5,38	7,87	8,09	0,04

Tabla 5.11. Comparación Indicadores Energéticos 2005 de la RDC, Comunidad Valenciana, España y Europa de 27

5.4.3.3.1. Escenario BAU

Supuesto que la contribución de cada una de las fuentes a la demanda energética de cada sector, se mantiene invariable con el tiempo, el código proporciona una solución única que permite deducir los datos de evolución de la demanda de energía y producción de CO2 recopilados en el anexo 8.3 y representados en las figuras 5.6 a 5.10 de las que se deduce:

- ✓ El consumo aumentará de un factor superior a 5 para el año 2035 y está dominado por el sector industrial (63%) y residencial (35%). Lo que significa el crecimiento de la industrialización del país, dominada como definido en las hipótesis económicas por la industria minera.
- ✓ La fuente de energía prioritariamente utilizada es la biomasa en forma primaria (leña) con un aporte superior al 90%. Otras fuentes como el petróleo, energía hidráulica y carbón contribuyen por debajo del 5% y no se utiliza el gas natural.
- ✓ Las emisiones de CO2 crecerían de forma similar a la demanda de energía, multiplicándose por 6,4 al final del periodo considerado. Dichas emisiones proceden en cantidades casi iguales del uso de petróleo y carbón y se centran, por orden decreciente, en el sector transporte, industrial y residencial.
- ✓ La contribución de la electricidad al consumo de energía es inferior al 4%.

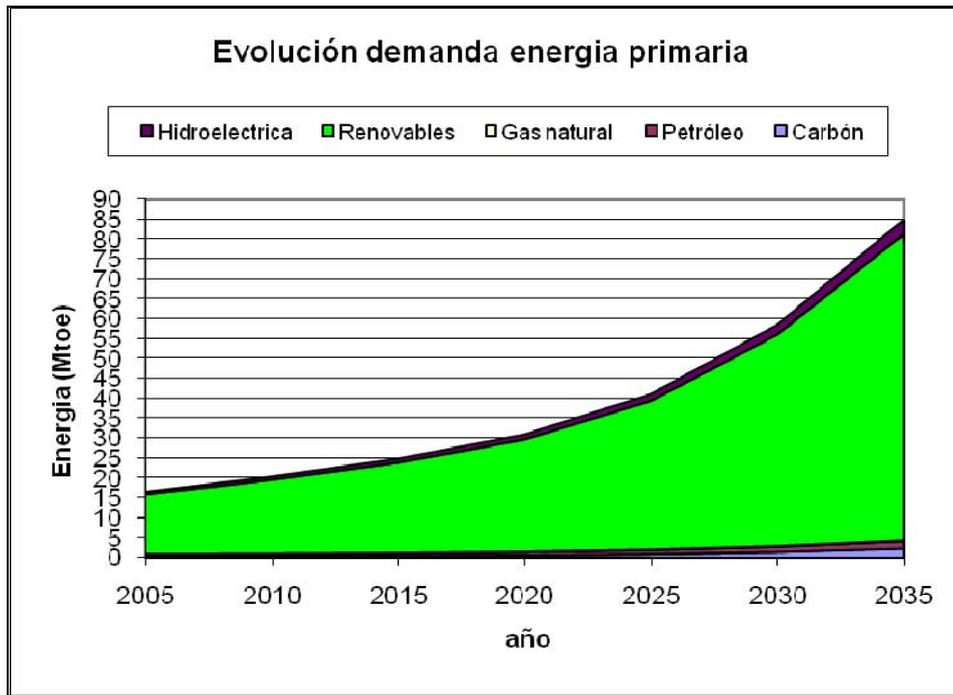


Figura 5.6. Demanda de Energía Primaria al horizonte 2035. Escenario BAU

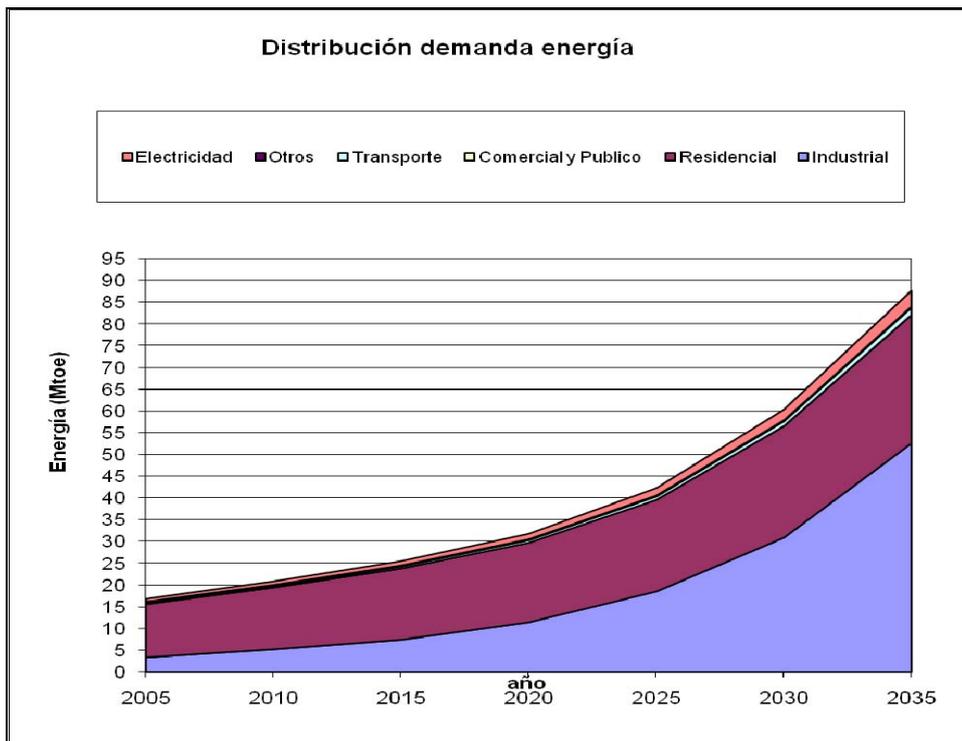


Figura 5.7. Distribución demanda energía primaria por sector

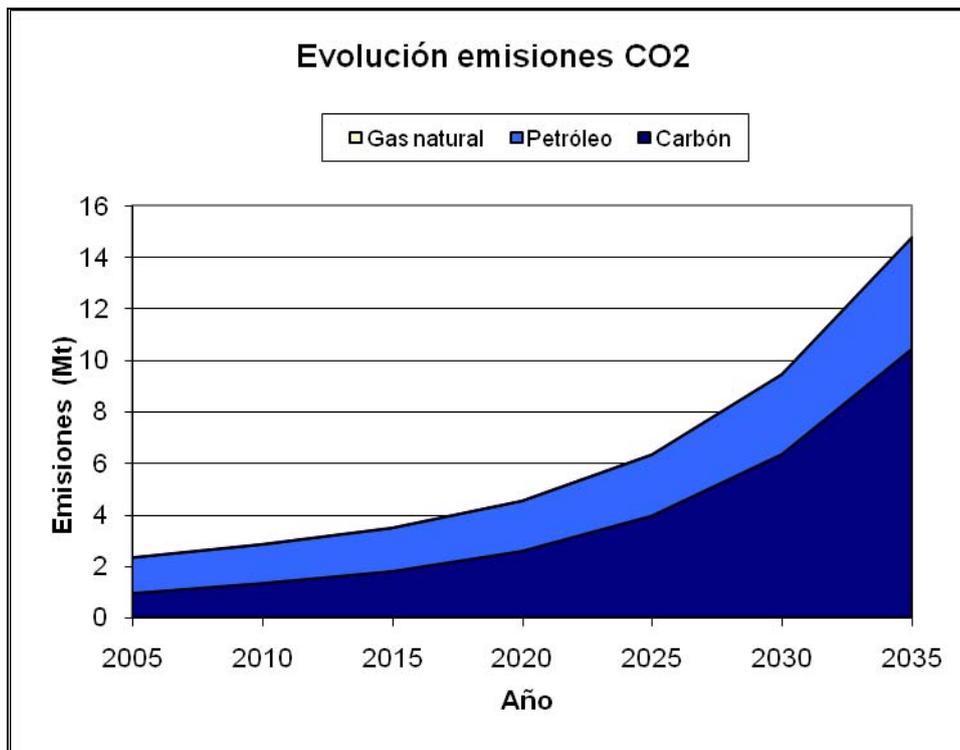


Figura 5.8. Evolución emisiones de CO2 por fuente de energía primaria

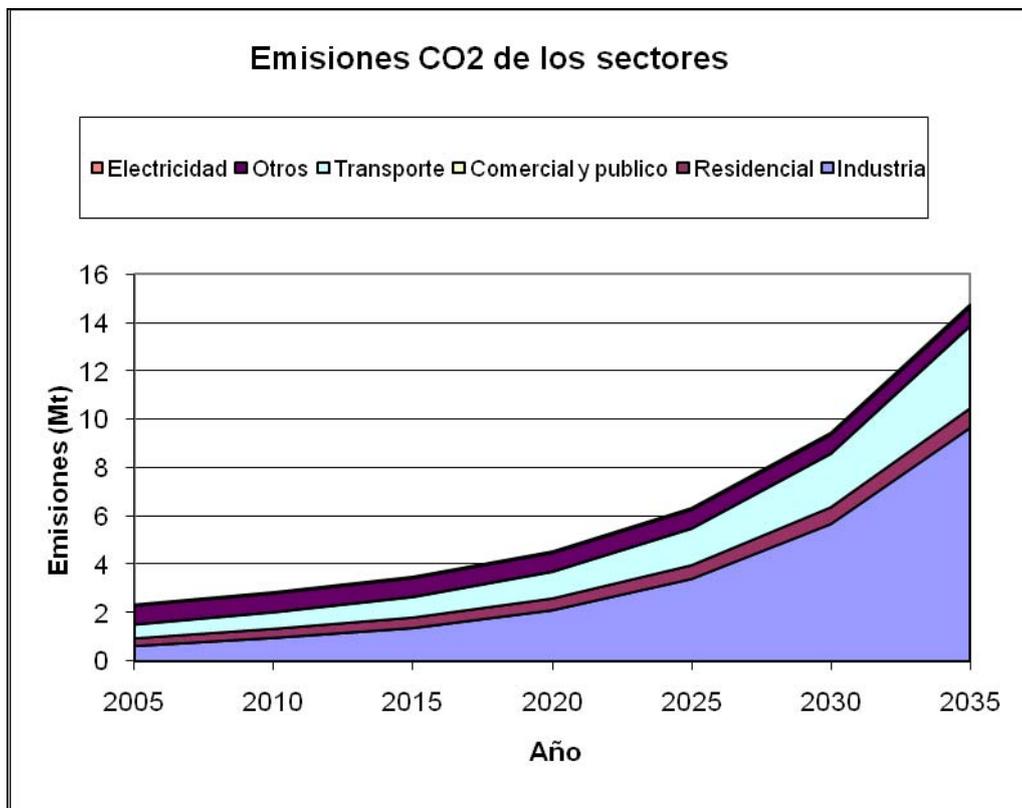


Figura 5.9. Evolución emisiones CO2 por sector

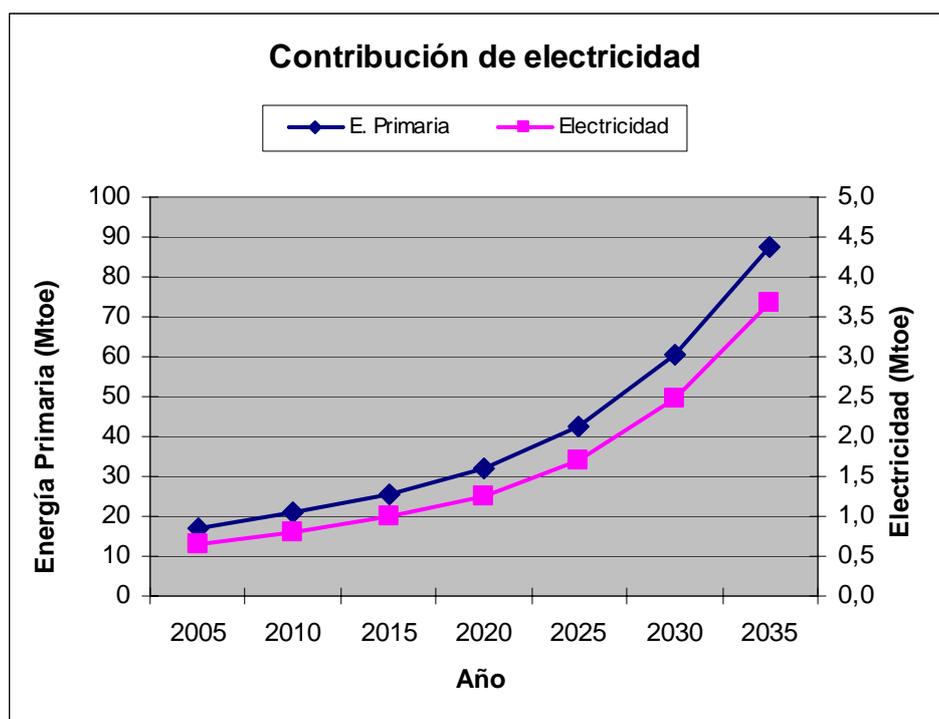


Figura 5.10. Contribución de energía primaria en la producción eléctrica

El análisis de los indicadores energéticos indica que mantener el esquema energético actual no permite alcanzar los niveles de los países desarrollados, especialmente en electrificación donde es un factor 100 veces inferior al de los países desarrollados (Tabla 5.12).

Indicadores	Unidades	CV 2005	España 2005	UE27 2005	RDC 2005	RDC BAU 2035
Población	Millones	4,69	43,40	491,75	60	140,08
PIB (2000US\$)	Millones	65.672	680.840	9.212.430	7.140	126.997
PIB (PPA)	Millones US\$2000	65.672	680.840	9.212.430	43.660	776.565
Consumo Electricidad	TWh	25,91	266,77	3101,58	5,79	33,00
Emisiones CO2	Mt	25,25	341,75	3975,85	2,32	14,76
EP generada	Mtep	2.108	30.284	897.900	16,36	85
EF Consumida	Mtep	12.230	145.196	1.815.234	16,22	84,0
Dependencia exterior	%	82,76	79,14	50,54	-0,90	-0,98
PIB/cápita	2000US\$/hab	14.003	15.688	18.734	728	5.544
TEP/cápita	tep/hab	2,61	3,35	3,69	0,27	0,60
TEF/PIB	tep/2000US\$	0,19	0,21	0,20	0,0004	0,0001
Electricidad/cápita	kWh/hab	5.525	6.147	6.307	96	236
CO2/TEP	tCO2/tep	2,06	2,35	2,19	0,14	0,18
CO2/PIB	kgCO2/2000US\$	0,38	0,50	0,43	0,05	0,02
CO2/cápita	t/hab	5,38	7,87	8,09	0,04	0,11

Tabla 5.12. Comparación Indicadores Energéticos de la RDC (Escenario BAU), Comunidad Valenciana, España y Europa de 27

5.4.3.3.2. ESCENARIO HIDROELÉCTRICO

Dado el potencial hidroeléctrico del Congo, y a pesar de que en 2005 la hidráulica solo fue un 4% del total de renovables utilizadas, es posible basar la electrificación de los sectores mayoritarios de consumo de Energía: residencial e industrial, en la utilización de esta fuente. A este fin, lo primero ha sido separar en la herramienta de simulación, energía hidráulica del resto de las renovables. Se ha evaluado la cantidad de energía eléctrica de origen hidráulico precisa para la penetración en cada uno de estos sectores, usando como variable independiente el porcentaje medio anual de electrificación.

- ✓ Para un valor medio quinquenal del 10% de electrificación, se requerirían al horizonte 2035 potencias hidroeléctricas del orden de 90,3 GW, que corresponde a un 64% de participación en el consumo del sector industrial y 53% en el residencial.
- ✓ En esta situación se alcanzaría en 2035 un consumo de electricidad per cápita de 3869 kWh/cápita que es del orden del correspondiente a países desarrollados, aproximadamente un factor 1,43 inferior al actual de la Comunidad Valenciana (Tabla 5.13).
- ✓ La exportación hacia el extranjero aumentaría en un 17% de la energía primaria producida. Lo que significaría una aportación económica importante del sector energético.
- ✓ El nivel de potencia hidráulica final a considerar dependerá de la viabilidad económica, dado que el potencial estimado para este escenario en la RDC no supera los 100 GW disponibles en el país, aunque se cubran los valores más altos obtenidos para el escenario más agresivo.

Indicadores	Unidades	CV 2005	España 2005	UE27 2005	RDC 2005	RDC BAU 2035	RDC Hidro 2035
<i>Población</i>	Millones	4,69	43,40	491,75	60	140,08	140,08
<i>PIB (PPA)</i>	Millones US\$2000	65.672	680.840	9.212.430	43.660	776.565	776.565
<i>Consumo Electricidad</i>	TWh	25,91	266,77	3101,58	5,79	33,00	542,00
<i>Emisiones CO2</i>	Mt	25,25	341,75	3975,85	2,32	14,76	15,93
<i>EP generada</i>	Mtep	2.108	30.284	897.900	16,36	85	93,53
<i>EF Consumida</i>	Mtep	12.230	145.196	1.815.234	16,22	84,0	79,93
<i>Dependencia exterior</i>	%	82,76	79,14	50,54	-0,90	-0,98	-17,01
<i>PIB/cápita</i>	2000US\$/hab	14003	15.688	18.734	728	5544	5544
<i>TEP/cápita</i>	tep/hab	2,61	3,35	3,69	0,27	0,60	0,57
<i>TEF/PIB</i>	tep/2000US\$	0,19	0,21	0,20	0,0003	0,0001	0,0001
<i>Electricidad/cápita</i>	kWh/hab	5.525	6.147	6.307	96	236	3869
<i>CO2/TEP</i>	tCO2/tep	2,06	2,35	2,19	0,14	0,18	0,20
<i>CO2/PIB</i>	kgCO2/2000US\$	0,38	0,50	0,43	0,05	0,02	0,02
<i>CO2/cápita</i>	t/hab	5,38	7,87	8,09	0,04	0,11	0,11

Tabla 5.13. Comparación Indicadores Energéticos entre la RDC (Escenario Hidro), la Comunidad Valenciana, España y Europa de 27

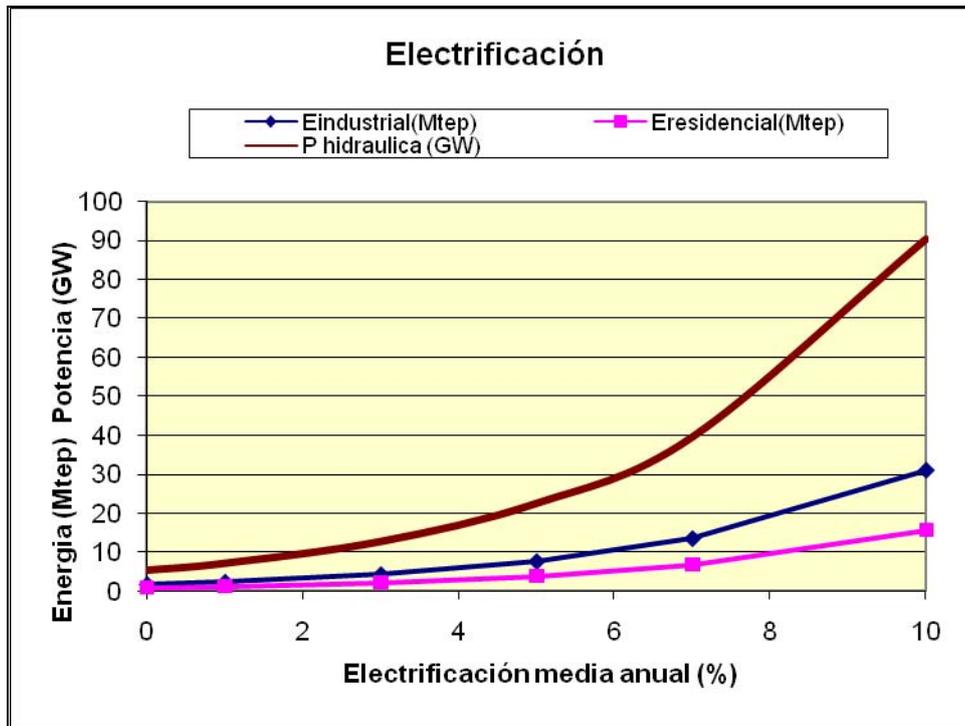


Figura 5.11. Potencia instalada y electrificación

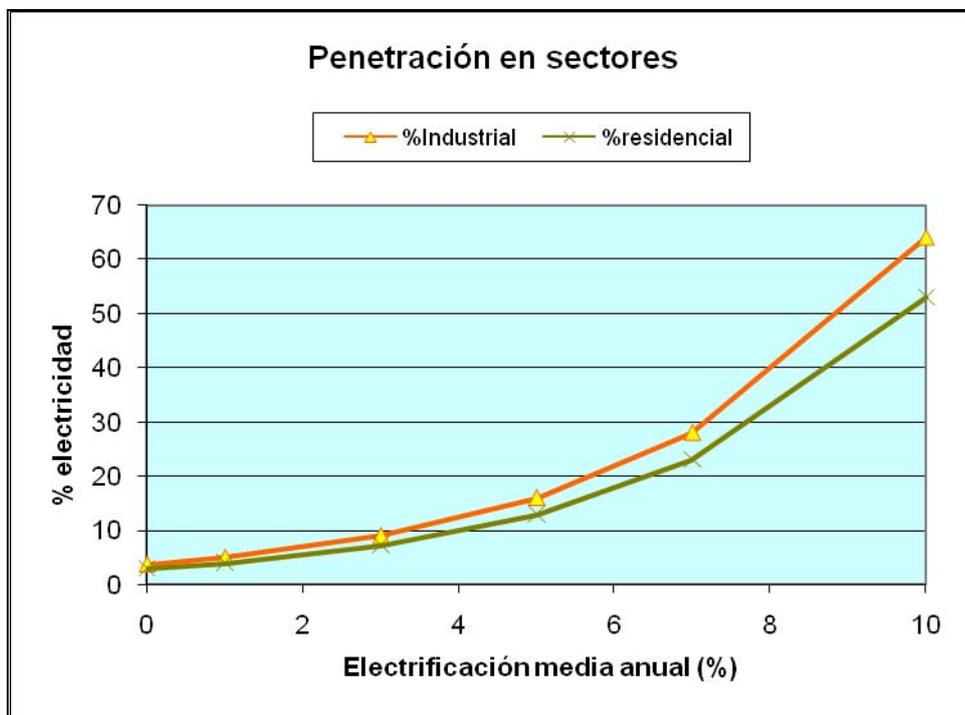


Figura 5.12. Penetración de electricidad en sectores residencial e industrial

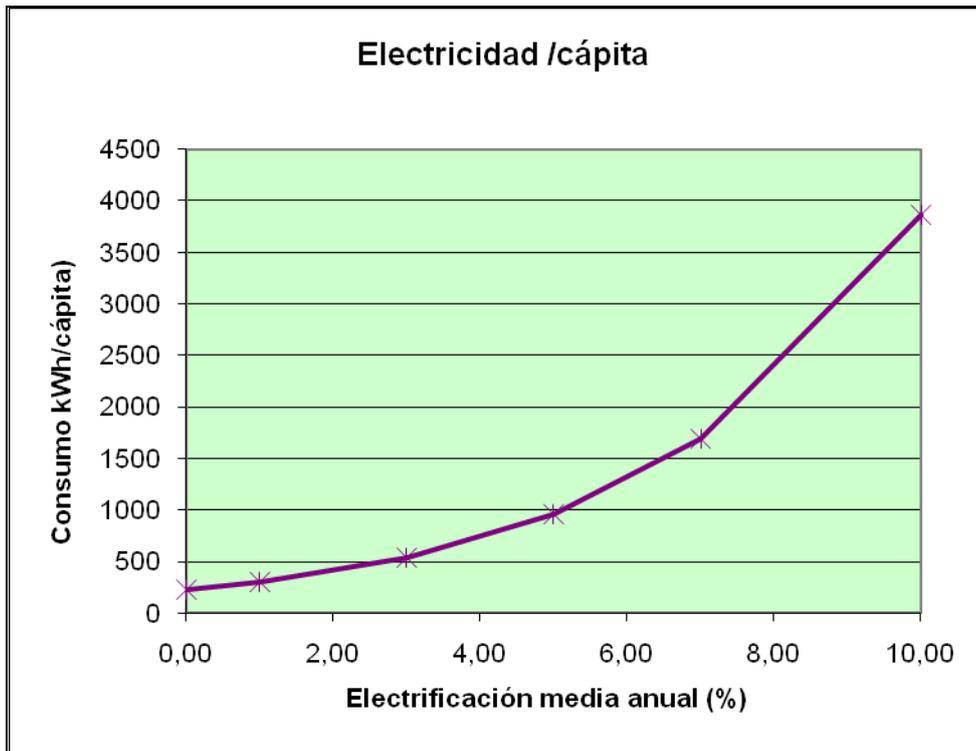


Figura 5.13. Evolución de electricidad per cápita

5.4.3.3.3. ESCENARIO HIDRÁULICO +DER (Recursos Energéticos Distribuidos)

Incluso en el escenario hidráulico más agresivo, queda una importante cantidad de combustibles tradicionales a sustituir por otras fuentes renovables. En el esquema tradicional esta contribución utilizaría leña. Se puede complementar el escenario hidráulico con sistemas renovables distribuidos (DER), tanto en el sector residencial como el industrial, basados en la utilización de energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, en energía de biomasa y en energía eólica.

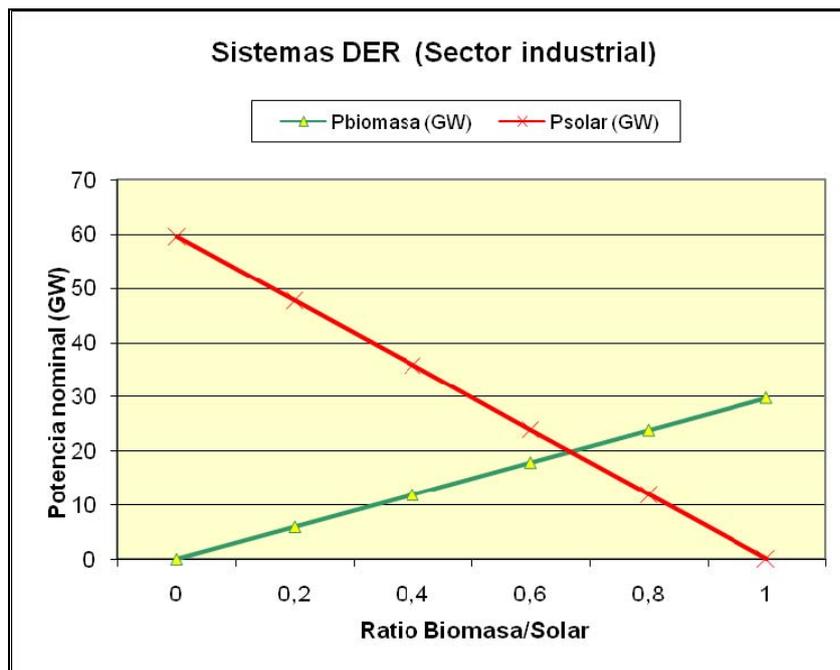


Figura 5.14. Penetración de recursos distribuidos en el sector industrial

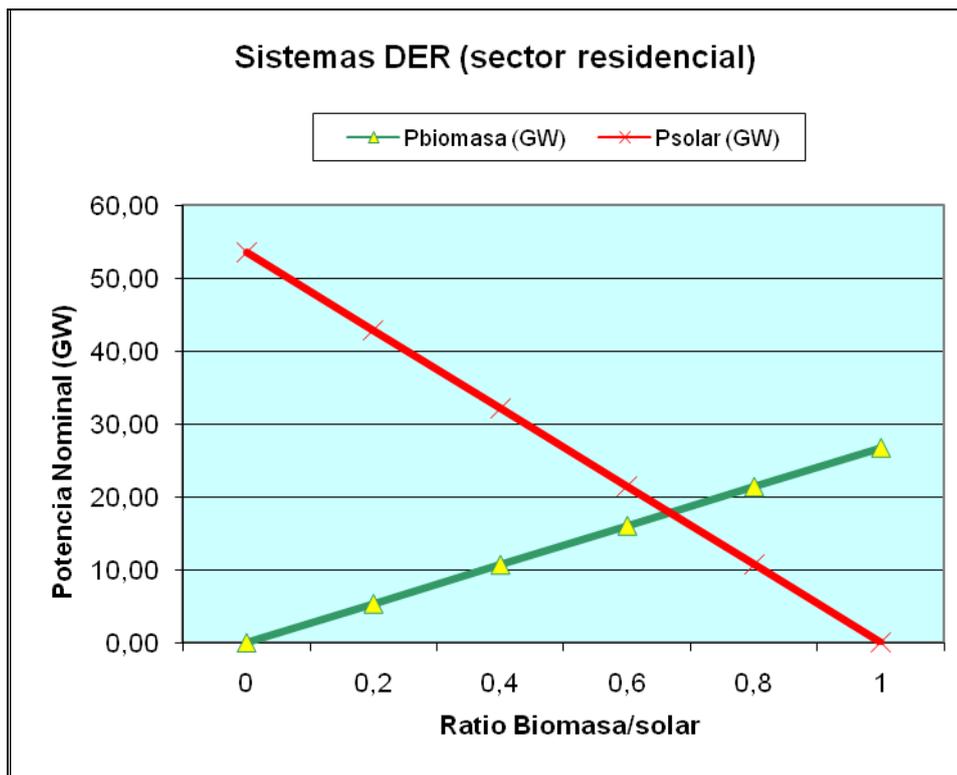


Figura 5.15. Penetración de recursos distribuidos en el sector residencial

De lo que se deduce que:

- Con una sustitución del 100% de la leña por la biomasa en el sector industrial, la potencia requerida en el 2035 sería de 29,83 GW.
- Una sustitución del 20% de la leña por energía solar en el sector residencial, necesitaría una potencia instalada de 10,71 GW de esta fuente en 2035.
- Con una sustitución del 80% de la leña en el sector residencial requeriría 21,43 GW de potencia instalada de centrales de biomasa al horizonte 2035.

En total, el escenario DER necesitaría en el 2035, con la hipótesis de sustitución total:

- 51,26 GW de biomasa en ambos sectores.
- 10,71 GW de solar en el sector residencial.

Nota: Podría considerarse una tercera componente: energía eólica, disminuyendo los requerimientos de potencia solar o biomasa a instalar. Los estudios económicos y la disponibilidad de vientos, (ligando la opción a estudios particularizados a zonas específicas), determinarán la conveniencia de esta tercera componente.

5.4.3.3.4. ESCENARIO EMISIÓN CONSTANTE

Los escenarios anteriores (Hidro e hidro+DER) no introducen modificaciones en los valores de emisiones al sustituir el uso de la leña por electricidad, de hecho las aumenta al demandar más petróleo para generar una fracción de electricidad requerida. La evolución de las emisiones de CO2 es la siguiente:

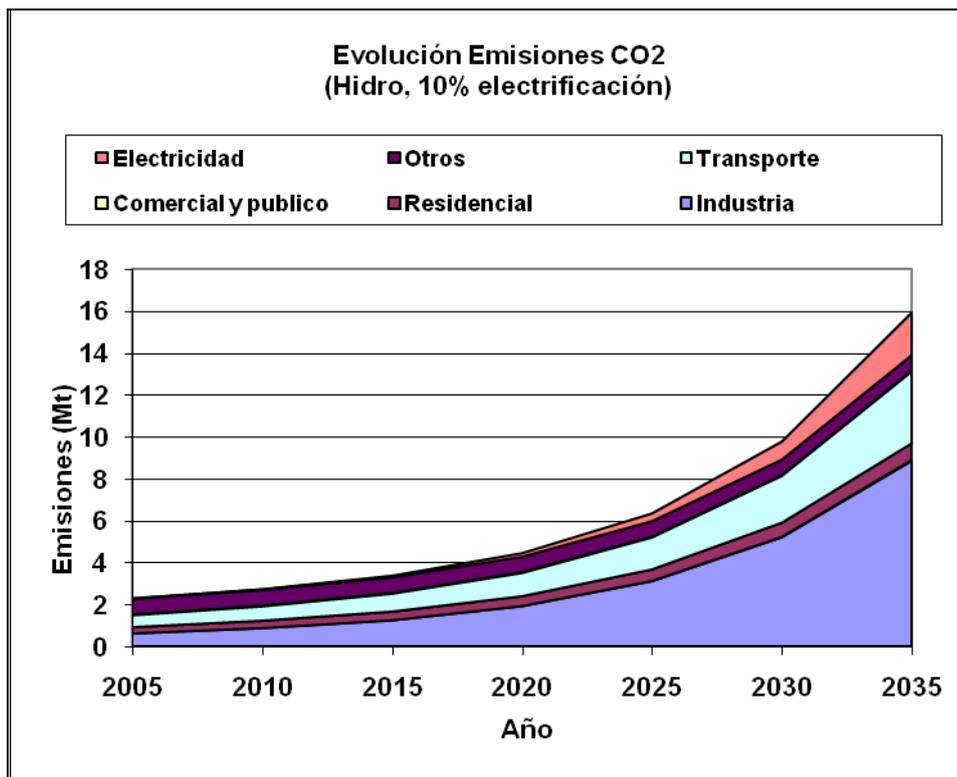


Figura 5.16. Evolución emisiones CO2 (Escenario Hidro 10% de electrificación)

Para reducir emisiones sería necesario de alguna de las siguientes acciones:

- Como las emisiones en el sector industrial proceden de la utilización del carbón, se debería sustituir por el gas natural que es menos contaminante.
- El segundo contribuyente es el sector del transporte, una de las acciones a considerar es electrificar la red ferroviaria
- El tercero es el uso del petróleo en la generación de electricidad, por lo que se podría sustituir por gas natural
- El cuarto es el uso de carbón en el sector residencial, se puede optar por sustituir carbón por biomasa

Se han simulado secuencialmente unos escenarios cumpliendo las aproximaciones anteriores y obteniendo los resultados que se presentan en las gráficas adjuntas.

1. Subescenario a; sustituir carbón por gas natural en el sector industrial.

Se obtiene una dependencia lineal con la fracción sustituida para la disminución de las emisiones e igualmente para la potencia de las plantas de GN a instalar. Si se estima los mismos rendimientos, una sustitución del 100% del carbón en este sector exigiría 3,83 GWe de potencia de las instalaciones a GN. De la misma manera, las emisiones de CO2 bajarían también como lo demuestra la *figura 5.17*.

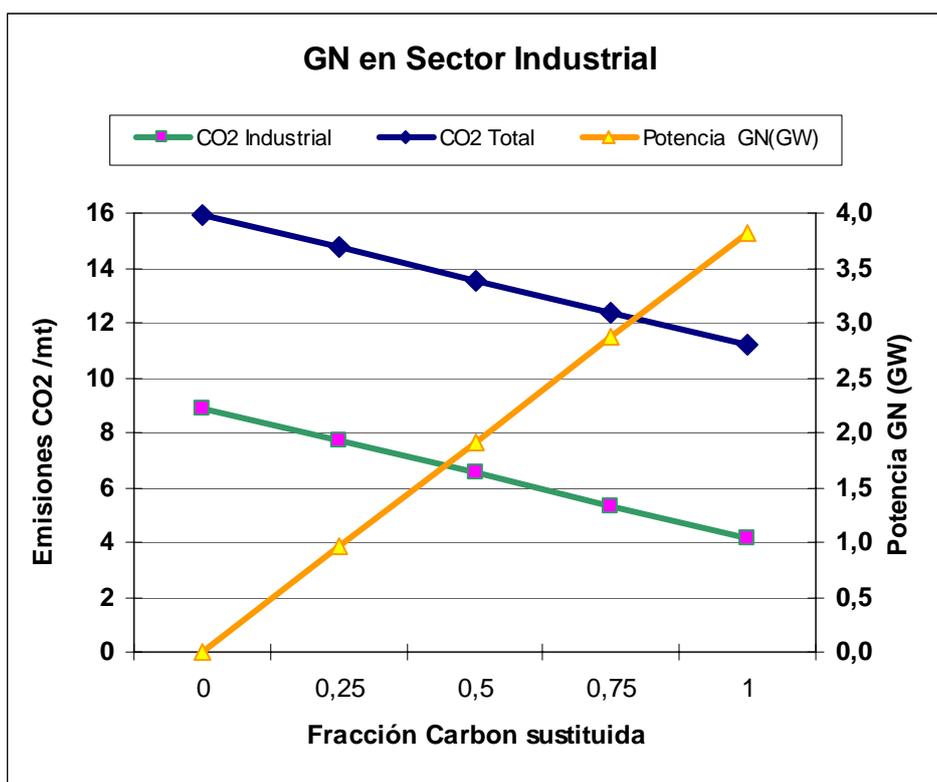


Figura 5.17. Sustitución del carbón por el GN en el sector industrial

2. Subescenario b; disminuir consumo de petróleo mediante electrificación de la red ferroviaria.

Supuesto que una gran parte del consumo de petróleo en el sector del transporte se debe a la inexistencia de una red ferroviaria electrificada, se ha estudiado la disminución de emisiones de CO₂ en función de la fracción de petróleo que pudiese eliminarse en dicho sector de transporte.

Estimando que los ferrocarriles consumen la mitad del petróleo en el sector de transporte, para una fracción de sustitución del 50% se reducirían más de la mitad las emisiones de CO₂, con un requerimiento del orden de 1,67 GWe (*Figura 5.18*). En este subescenario, la electricidad para sustituir al petróleo en el sector de transporte provendría, una vez más, de la hidroelectricidad. Lo que llevaría al horizonte 2035 la potencia total de esta fuente igual a 91,97 GW.

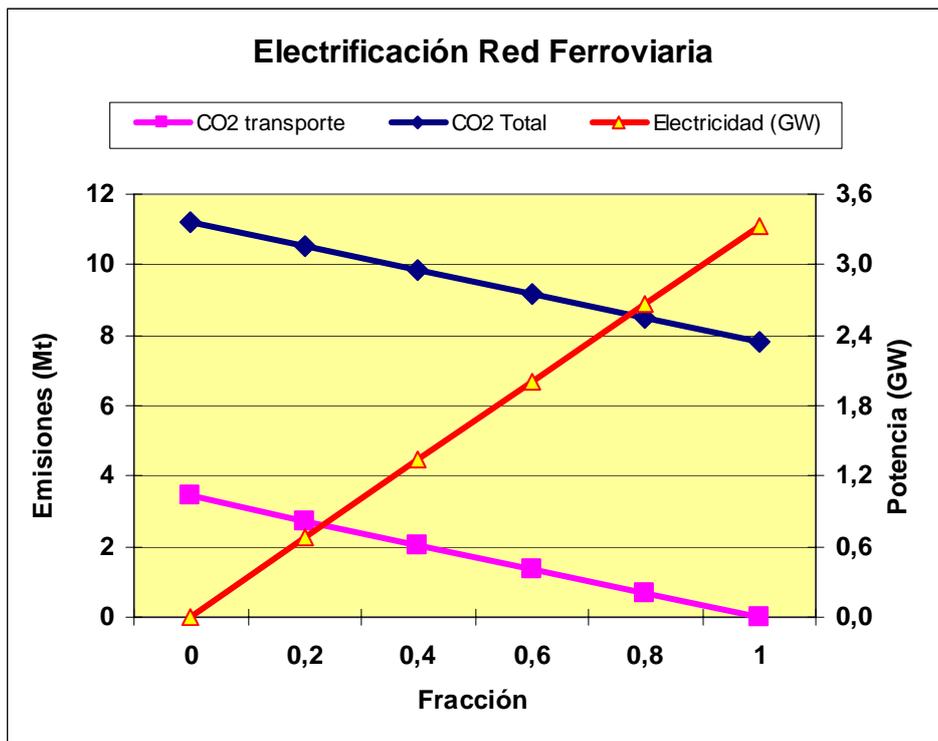


Figura 5.18. Electrificación red Ferroviaria

3. Subescenario c; sustituir Petróleo por Gas Natural en la generación de electricidad.

Una sustitución total del petróleo en la producción eléctrica reduciría las emisiones en un 7% y requeriría 1,29 GWe en plantas de GN (Figura 5.19).

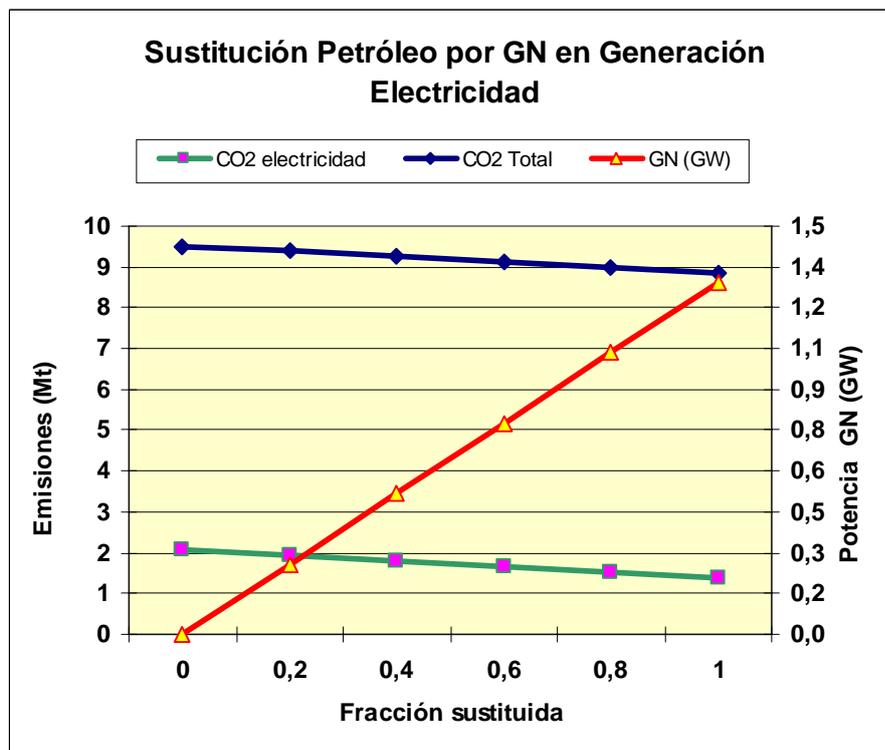


Figura 5.19. Sustitución del petróleo por el gas en generación de electricidad

4. Subescenario d; sustituir Carbón por Biomasa en el sector residencial

Permitiría reducir las emisiones en el sector mediante la incorporación en el 2035 de unos 0,33 GWe de Biomasa (Figura 5.20).

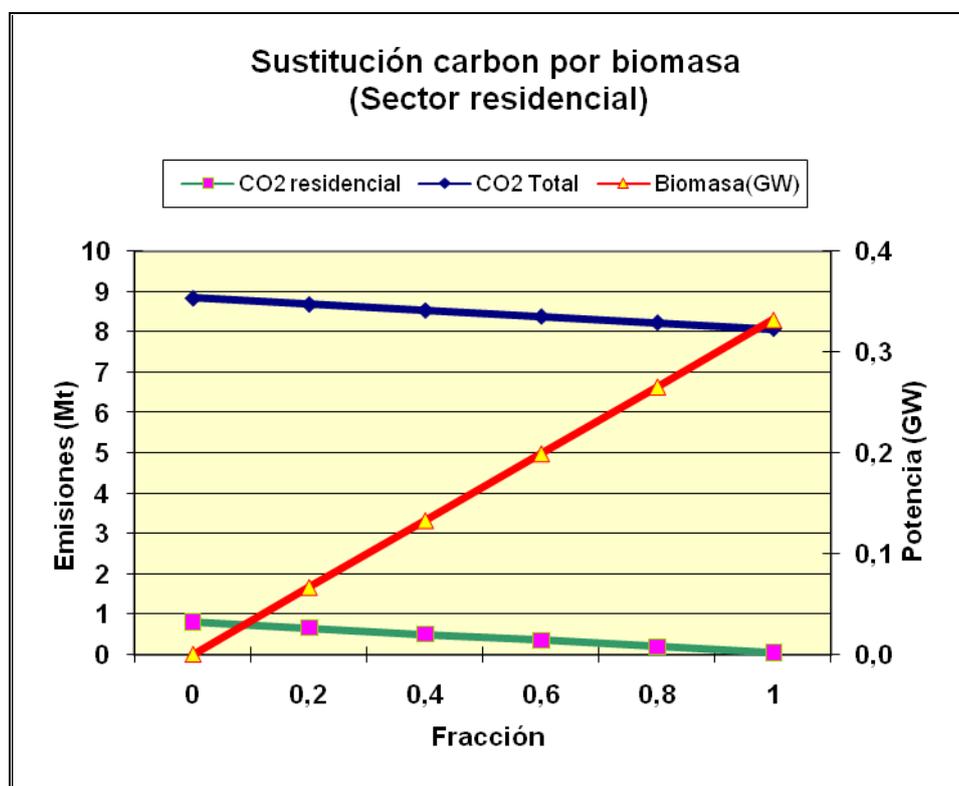


Figura 5.20. Sustitución carbón por biomasa en el sector residencial

En conclusión, uniendo las distintas aproximaciones en un único escenario se obtendrían unas emisiones muy bajas comparando con otros países, pese al desarrollo energético que acercaría la RDC a una economía desarrollada (Tabla 5.14 y figura 5.21).

Escenario	CO2 2005	CO2 2035
BAU	2,32	14,76
Hidro	2,32	15,93
Hidro+DER	2,32	15,93
GN por C Industria	2,32	11,19
Electrificar FFCC	2,32	9,51
GN por Petroleo en Elect	2,32	8,85
Biomasa por Carbon en Residencial	2,32	8,07

Tabla 5.14. Resumen Emisiones CO₂ todos los escenarios. Valores totales.

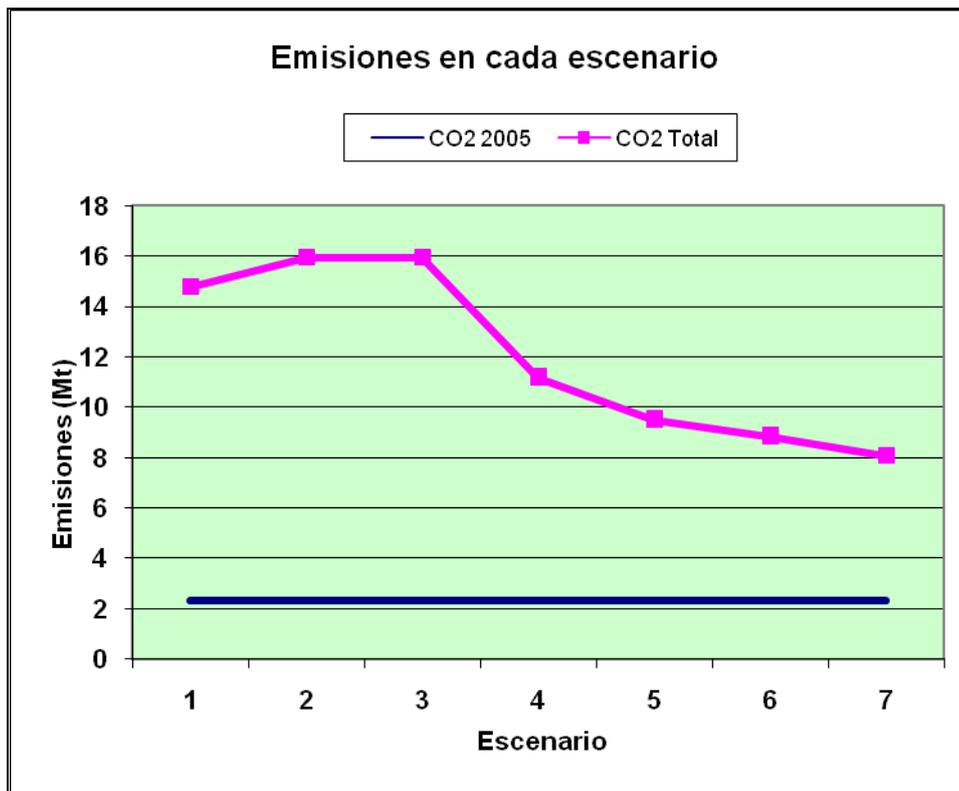


Figura 5.21. Evolución de las emisiones de CO2 en cada escenario desarrollado

Donde: 1. BAU, 2. Hidro, 3. + DER, 4. + GN sustituye a Carbón en Sector Industrial, 5. + Electrificar FFCC, 6. + GN sustituye a Petróleo en Generación Eléctrica y 7. + Biomasa por Carbón en Residencial

La potencia total de Electricidad a instalar por fuente sería, en 2035, para todos los escenarios alternativos desarrollados alrededor del escenario BAU:

- Hidroelectricidad: 91,97 GW.
- Biomasa: 51,59 GW (en caso sustitución total de la leña).
- Solar: 10,71 GW.
- Gas Natural: 5,12 GW.

El diagrama de consumo en el año 2035, incluyendo todos los escenarios desarrollados para la sostenibilidad del sistema energético de la RDC, es el siguiente:

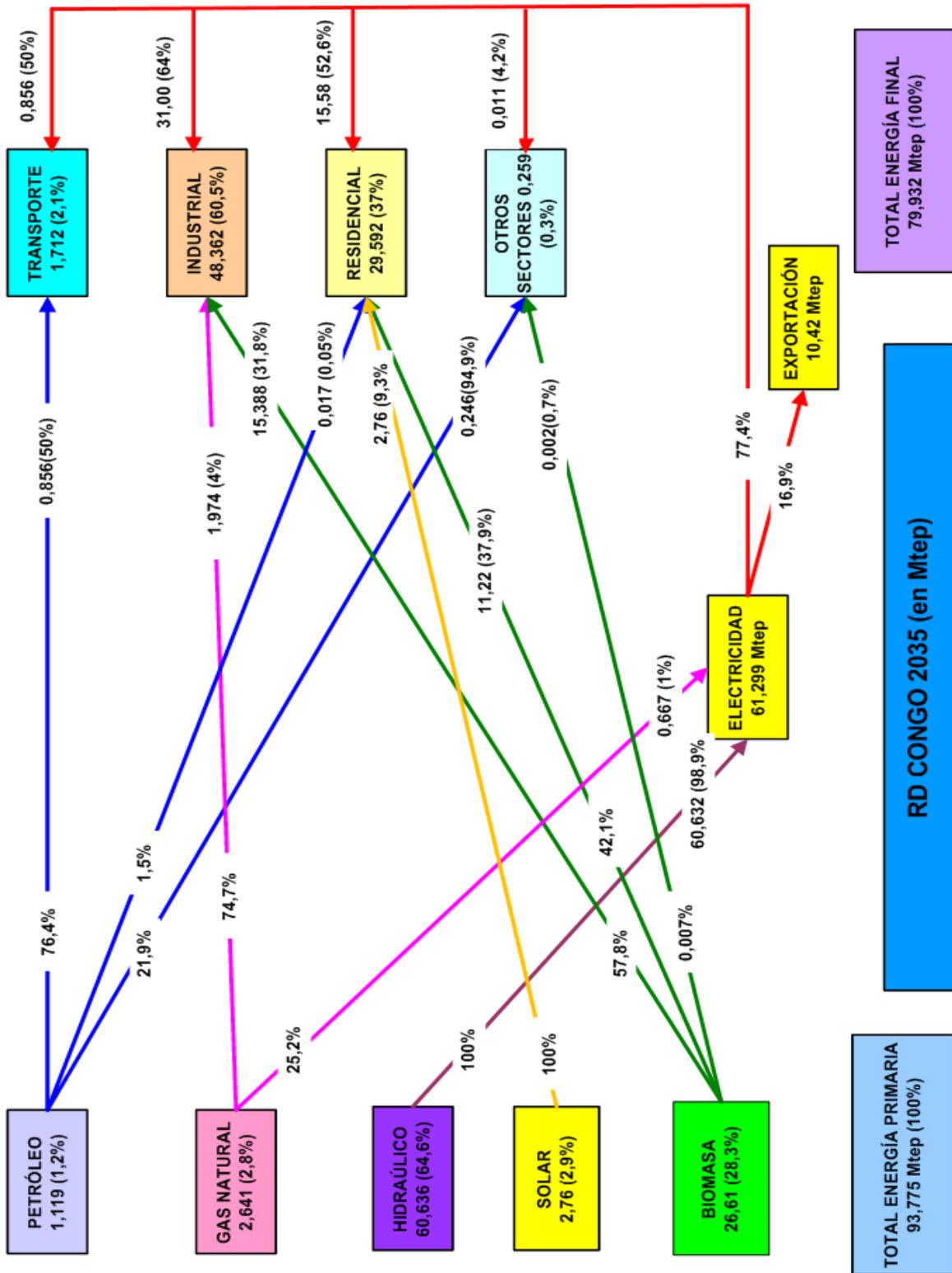


Figura 5.22. Diagrama de Consumo RD Congo 2035

5.5. Estudio Económico de los Escenarios Desarrollados

5.5.1. Principio de Base

En esta parte del trabajo se ha desarrollado el estudio del coste que supone la introducción de nuevas fuentes energéticas en la RDC, en sustitución de, en algunos casos, combustibles tradicionales y en otros de combustibles altamente contaminantes.

Para realizar esta evaluación se han considerado dos costes diferenciados, por un lado, las centrales para la obtención de energía eléctrica y, de otra parte, las instalaciones necesarias para transportar y distribuir la energía eléctrica producida.

Las centrales eléctricas consideradas son, en primer lugar y debido al gran potencial hidroeléctrico del país, las hidroeléctricas. En segundo término las centrales de gas de ciclo combinado, debido a los yacimientos de gas en la RDC y considerando también la poca emisión de contaminantes que producen estas centrales. Se han introducido también centrales de biomasa por el potencial de este tipo de combustibles, así como centrales solares fotovoltaicas, a fin de optar por una generación distribuida.

En cuanto a las instalaciones eléctricas para realizar el transporte y la distribución de la energía eléctrica se han tenido en cuenta las siguientes instalaciones:

- Líneas eléctricas de transporte en alta tensión.
- Estaciones transformadoras, para la distribución de alta tensión.
- Líneas eléctricas de subtransporte utilizadas para el enlace entre las estaciones transformadoras y las subestaciones.
- Subestaciones transformadoras, para obtener la tensión necesaria (normalmente 30 ó 20 kV) y distribuirla en centros urbanos e industriales.
- Líneas de distribución en centros de consumo, núcleos urbanos e industriales.
- Centros de transformación

Dependiendo de la potencia de la central, se conectará en un punto u otro de la red de transporte y distribución, de esta forma se ha considerado que las centrales de gran potencia, que serán algunas hidráulicas y de gas, se conectarán, mediante líneas de tensiones muy elevadas, a las estaciones transformadoras. Las de potencias medias se conectarán a las subestaciones transformadoras y, en último lugar, centrales de poca potencia que podrán ser conectadas a centros de transformación o a subestaciones.

Respecto de la potencia de las centrales se ha considerado que, del conjunto de centrales hidráulicas propuestas, un 70% de la potencia generada con ellas se realiza con centrales de gran potencia conectadas a estaciones transformadoras mediante líneas eléctricas de transporte, un 20 % se consigue mediante centrales de media potencia, conectadas a subestaciones y un 10% se obtiene mediante mini centrales. Respecto de las centrales de gas de ciclo combinado, se ha considerado la misma distribución que las hidráulicas, por ser de potencias semejantes. El 80% de las centrales de biomasa por ser de medianas potencias se conectarán a la red de distribución de alta tensión y a subestaciones transformadoras; el resto de estas centrales y las solares se conectarán a la red de distribución de 30 ó 20 kV, al ser todas ellas de potencia muy reducida. En la siguiente tabla se resume esta distribución en tanto por uno.

Tipo de central	Hidráulica	Eólica	Biomasa	Solar	Gas
potencia superior a 500 MW	0,7				0,7
potencia entre 100 y 500 MW	0,2				0,2
potencia entre 10 y 100 MW	0,1	1	0,8		0,1
potencia inferior a 10 MW			0,2	1	

Tabla 5.15. Distribución por Porcentaje de las Centrales a Construir Según los Escenarios Desarrollados.

a) Cálculo del Coste de las centrales eléctricas

En el coste de una central eléctrica se debe considerar tres apartados: el coste de inversión, el de operación y mantenimiento y, en aquellos casos que lo requiera, el del combustible. Los costes que se han incluido en el estudio se han obtenido a partir de la publicación común de la Agencia de la Energía Nuclear, de la Agencia Internacional de Energía y de la Organización para la Economía, la Cooperación y el Desarrollo [56]. En esta publicación se incluyen los costes de diversas centrales eléctricas, con diferentes tipos de combustibles y potencias que se han puesto en funcionamiento en los últimos años en países desarrollados.

Para realizar el estudio también se ha tenido en cuenta la amortización anual sobre la inversión realizada, y se ha considerado un índice de amortización del 10% en el caso de la RDC. Respecto al número de horas de utilización anual, para las centrales hidráulicas de la RDC se puede considerar un valor muy superior al caso de países desarrollados, por mantener un caudal muy constante que, de forma minoritaria se utiliza para otros fines como regadíos o consumo humano. En el caso de la energía solar también se ha considerado una utilización superior a la de países europeos y se ha ajustado a la utilización de centrales solares del sur de EEUU. Para el resto de índices se han considerado valores medios de los mostrados en la referencia [56].

Tipo de central	Coste total de inversión (US\$/MW)	Inversión (US\$/MWh)	Operación y mantenimiento (US\$/MWh)	Combustible (US\$/MWh)	Total (inv+ O&M+Comb) (US\$/MWh)
Hidráulica	1.2 10 ⁶	20,00	15		35,00
Gas	0.6 10 ⁶	10,00	4	35	49,00
Eólica	1.3 10 ⁶	93,33	10		103,33
Biomasa	2 10 ⁶	33,33	5	40	78,33
Solar	4 10 ⁶	133,33	40		173,33

Tabla 5.16. Coste Medio de Instalación y de Producción de Centrales Eléctricas Según Fuente Primaria.

b) Cálculo del coste de transporte y distribución de la energía eléctrica.

Los cálculos de este apartado no pueden ser muy exactos, dado que se está realizando un estudio de planificación y, con excepción del emplazamiento de Inga, no se conoce la distribución de las centrales que se deberían disponer, por tanto, la longitud de las líneas eléctricas y la orografía del terreno por donde tienen que discurrir. De esta forma se han realizado las siguientes hipótesis, en base al actual sistema de transporte y distribución de energía en la RDC:

1. Las centrales de gran potencia que se conectarán a todo el sistema de transporte y distribución, contando con 300 km. de líneas de transporte, 100 km. de líneas de subtransporte y 15 km. de distribución en media tensión. La energía producida por ellas pasará por las estaciones, subestaciones y centros de transformación hasta llegar a los puntos de consumo.
2. Las centrales de potencia comprendida entre 100 y 500 MW se conectarán también a todo el sistema de transporte y distribución indicado para el caso anterior, siendo inferior la longitud de las líneas de transporte.
3. Las centrales de potencia comprendida entre 10 y 100 MW se conectarán a la red de subtransporte de alta tensión
4. El resto de centrales de reducida potencia se unirán a la red de distribución de media tensión.

En la tabla siguiente se recoge el resumen de estas hipótesis:

Tipo de central	Transporte en AT (400/220kV)	Estación transformadora	Subtransporte alta tensión (66/132 kV)	Subestación transformadora	Distribución (20/33kV)	Centros de transformación
potencia superior a 500 MW	300 km	X	100 km	X	15 km	X
potencia entre 100 y 500 MW	100 km	X	100 km	X	15 km	X
potencia entre 10 y 100 MW			100 km	X	15 km	X
potencia inferior a 10 MW					15 km	X

Tabla 5.17. Resumen de las Hipótesis de Cálculo del Coste de Transporte y de Distribución de la Energía Eléctrica

Los costes que se han considerado por GW de energía transportada son:

- Líneas de transporte en alta tensión (400-230 kV): 1000 k\$/GW
- Líneas de subtransporte en alta tensión (66-132 kV): 1000 k\$/GW

- Líneas de media tensión (20 – 30 kV): 6000 k\$/GW
- Estaciones transformadoras: 50000 k\$/GW
- Subestaciones transformadoras: 45000 k\$/GW
- Centros de transformación: 40000 k\$/GW

También hay que considerar que cada central utilizará parte de la instalación, es decir, por lo que hay que tener en cuenta los factores de utilización de cada instalación para cada tipo de energía. En la siguiente tabla se muestra el porcentaje de utilización de cada instalación o línea eléctrica, por la energía generada en cada central.

	Transporte	ET	Subtransporte	SET	líneas MT	CT
Hidráulica	1	1	0,8	0,8	0,8	0,8
Eólica	0	0	1	0,3	0,3	0,3
Biomasa	0	0	1	0,7	0,7	0,7
Solar	0	0	0	0	0,3	0,3
Gas	1	1	0,8	0,8	0,8	0,7

Tabla 5.18. Coeficientes de utilización de las instalaciones

Teniendo en cuenta los costes indicados y los coeficientes de utilización resulta que el coste de la instalación que repercute sobre cada central es el indicado en la tabla siguiente, en k\$:

Tipo de central	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas
Central potencia superior a 500 MW	570.000			566.000
Central potencia entre 100 y 500 MW	370.000			366.000
central potencia entre 10 y 100 MW	270.000	222.500		266.000
central potencia inferior a 10 MW		122.500	39.000	

Tabla 5.19. Coste de Centrales Eléctricas Según la Potencia Instalada.

De forma análoga al estudio económico que se realizó para las centrales, aquí también se obtendrá la repercusión económica sobre la energía producida. Se considerará, exclusivamente el coste de inversión y el de operación y mantenimientos bajo las mismas hipótesis que se consideraron en el caso de las centrales.

Tipo de central	Inversión (US\$/MWh)	Operación y mantenimiento (US\$/MWh)	Total (inv+ O&M) (US\$/MWh)
Hidráulica	8,33	5	13,33
Gas	8,27	5	13,27
Biomasa	3,38	5	8,38
Solar	1,30	5	6,30

Tabla 5.20. Coste de Inversión, de Operación y Mantenimiento por Energía Producida y Tipo de Central.

5.5.2. Descripción Matemática de los Aspectos Económicos de Producción Eléctrica

Los costes de generación de electricidad son de dos tipos:

- El capital o los costes fijos que derivan de la capacidad productora instalada.
- Los costes de explotación o los costes variables, que derivan del coste de combustible y de los costes de operación y mantenimiento.

Los costes fijos son constantes mientras la central está instalada y en funcionamiento. Estos costes incluyen los gastos financieros del proyecto, los equipos, la mano de obra, los ensayos, los valores añadidos, la amortización, los seguros, los impuestos locales, etc.

Los costes variables dependen del número de horas de utilización anual y son función de la energía producida, sometándose a variaciones del precio de combustible, de descuentos y de la mano de obra.

En una primera aproximación, podemos admitir las hipótesis siguientes:

- Los costes fijos son función de la potencia instalada.
- Estos costes son constantes, es decir, cada año se estima una cantidad sobre el coste de producción de la central, llamado “coste fijo anual”.
- El precio del combustible, la mano de obra, etc., serán supuestos constantes. En realidad este precio es el valor actualizado cada año de los precios previstos según la tasa de inflación considerada.
- Los costes variables serán supuestos proporcionales a la energía eléctrica producida.

Considerando estas hipótesis, se puede expresar los costes fijos como:

$$C_f = P_{inst} \times p \times \sigma \quad (\$/\text{año}) \quad (5.9)$$

Donde:

- P_{inst} es la potencia instalada en kW.
- p es el precio del kW instalado a la fecha de puesta en servicio de la central.
- σ es la tasa de amortización, que representa lo que se debería pagar anualmente por cada dólar invertido y se expresa en \$/año/dólar.

Los costes variables que son función de la energía producida son:

$$C_v = W \times c \quad (\$/año) \quad (5.10)$$

Donde:

- W es la energía producida por año en MWh/año
- c es el precio de la energía eléctrica producida por la central en \$/MWh.

Como la energía producida es función de horas de funcionamiento por año, tenemos:

$$C_v = P_{inst} \times h \times c \quad (\$/año) \quad (5.11)$$

El coste anual total es la suma de los costes fijos y de los costes variables:

$$C_T = C_f + C_v = P_{inst} \times p \times \sigma + P_{inst} \times h \times c \quad (\$/año) \quad (5.12)$$

Este coste representa los gastos anuales totales necesarios para mantener en servicio la central que produce una energía W en MWh.

El coste anual por kW instalado en estas condiciones es:

$$C_p = \frac{C_T}{P_{inst}} = p \times \sigma + h \times c \quad (\$/año/kW) \quad (5.13)$$

Para comparar económicamente dos instalaciones, es más correcto referirse al coste del producto final, es decir, el coste total del kWh producido que se llama coste específico. El coste específico se expresa como:

$$C_s = \frac{C_T}{W} \quad (\$/kWh) \quad (5.14)$$

Por otra parte, los costes de diferentes instalaciones de transporte y de distribución eléctrica tienen en cuenta los valores de costes indicados anteriormente en este trabajo para un cálculo muy sencillo. Las longitudes y potencias constituyen datos de referencia en este cálculo.

5.5.3. Introducción de Fuentes Energéticas a lo Largo del Periodo de Estudio y Costes Económicos

En el apartado de desarrollo de escenarios energéticos alternativos, se han establecido las fuentes energéticas a introducir durante el periodo de estudio para llegar a valorar las potencias que deberán ser utilizadas al final del periodo de estudio, esto es 2035. En este apartado se analizará la forma más adecuada, desde el punto de vista económico, de introducir estas fuentes a lo largo del periodo de estudio (2010-2035).

En la figura 5.23 se observa que si se mantiene los coeficientes de penetración de DER definidos en el estudio (*Tabla 5.21*) y la sustitución de las diversas fuentes energéticas durante todo el periodo de estudio se llega a una situación nada deseable, ya que en los primeros años hay una introducción muy importante de energía solar y de biomasa que determinaría un coste muy elevado, llegando en los últimos años del estudio a obtenerse disminuciones de estas fuentes energéticas, esto es, no serían necesarias las instalaciones que años antes se han puesto en funcionamiento, como se observa en el periodo comprendido entre 2030 y 2035 en el que hay una disminución importante de las potencias instaladas de energía solar y de biomasa.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
RENOV INDUSTRIA A SOLAR	0	0	0	0	0	0
RENOV INDUSTRIA A BIOMASA	1	1	1	1	1	1
RENOV RESIDENCIAL A SOLAR	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
RENOV RESIDENCIAL A BIOMASA	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Tabla 5.21. Coeficientes de Penetración de DER definidos.

Los resultados serían los presentados en las figuras siguientes:

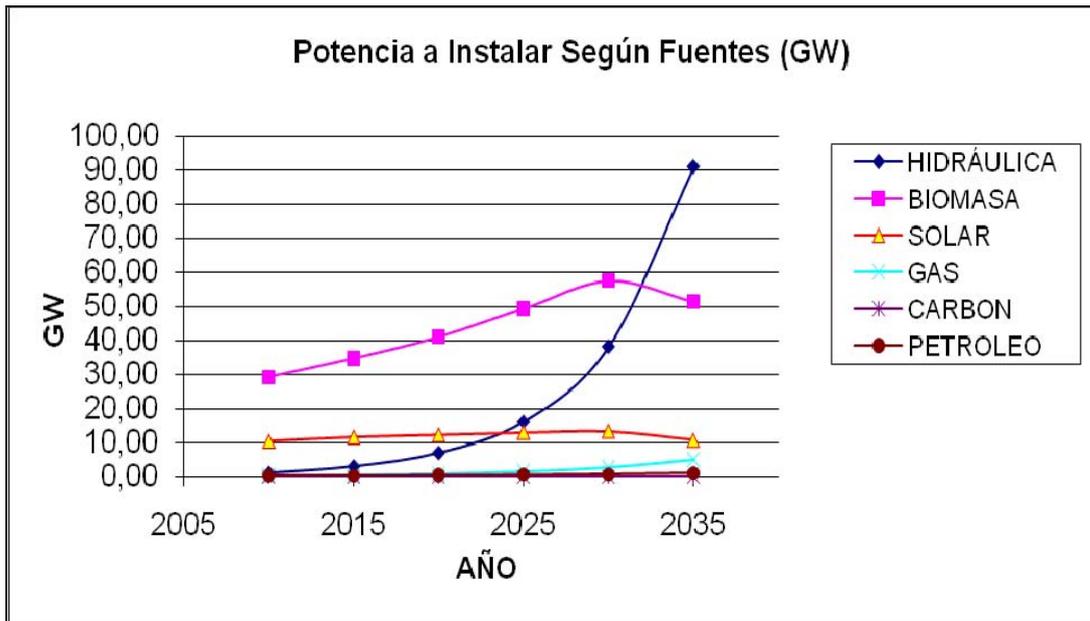


Figura 5.23. Potencia a introducir según fuentes primarias

En estas condiciones la contribución por fuente sería la de la figura 5.24 donde los combustibles tradicionales indicados en la figura como “Renovables” desaparecerían ya durante el primero periodo del estudio (2010), dando una situación económicamente irrealizable.

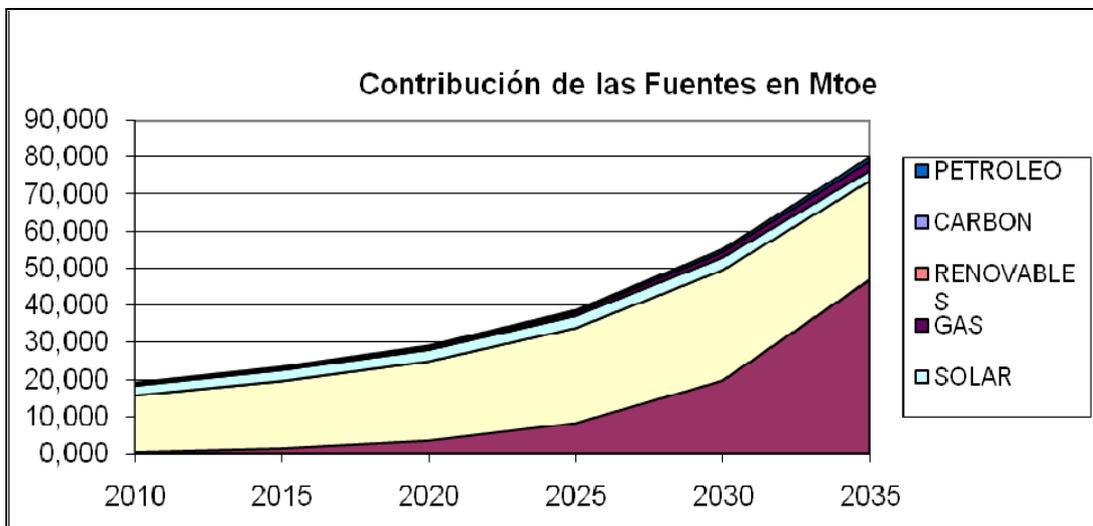


Figura 5.24. Contribución de fuentes de energía primaria en Mtep

Así pues, el método desarrollado en el apartado anterior ha sido ampliado para su aplicación a los diferentes años de estudio y, con ello, llegar a determinar la energía a introducir, durante cada periodo de cinco años, con el fin de sustituir totalmente o parcialmente las energías de leña o de carbón mediante energía hidráulica, centrales de biomasa y centrales solares.

Puesto que la contribución de las centrales de gas, en sustitución de carbón y petróleo, y la fracción de energía eléctrica a disponer de red de transporte a fin de sustituir combustibles fósiles en los FFCC es

sensiblemente inferior a las anteriores, los coeficientes de sustitución de estas fuentes se mantienen constantes a lo largo de todo el periodo.

Se han realizado dos hipótesis, llegar a una sustitución total al final del periodo de estudio o llegar a una sustitución parcial de la leña y carbón utilizadas en consumo doméstico. Las 2 hipótesis buscan una solución económicamente realizable para la RDC.

5.5.2.1. Hipótesis 1: Sustitución Total al Horizonte 2035

En este estudio se modificarán los coeficientes de penetración de energía solar y biomasa a lo largo del periodo, partiendo de valores reducidos se irán aumentando durante el periodo de estudio para llegar, al final de él, a la sustitución total.

Se han utilizado los coeficientes de la *tabla 5.22*:

Año	2010	2015	2020	2025	2030	2035
RENOV INDUSTRIA A SOLAR	0	0	0	0	0	0
RENOV INDUSTRIA A BIOMASA	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1
RENOV RESIDENCIAL A SOLAR	0,05	0,07	0,09	0,11	0,13	0,2
RENOV RESIDENCIAL A BIOMASA	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8

Tabla 5.22. Coeficientes de Penetración de Fuentes Renovables

Se observa que durante los primeros años los coeficientes son de valor más reducido, a fin de realizar una introducción menos agresiva y que los costes no se eleven de forma excesiva durante primeros años.

La contribución en millones de toneladas equivalentes de cada fuente se indica en la tabla 5.23 y en la figura 5.25:

Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas	Leña	Carbon	Petroleo
2010	0,652	3,14	0,27	0,213	14,435	0,000	0,425
2015	1,654	5,71	1,06	0,310	14,242	0,000	0,468
2020	3,704	8,93	1,44	0,489	14,078	0,000	0,533
2025	8,381	13,25	1,85	0,820	13,825	0,000	0,639
2030	19,779	18,33	2,24	1,446	12,638	0,000	0,817
2035	46,962	26,58	2,80	2,641	0,000	0,000	1,119

Tabla 5.23. Contribución por Fuente (Mtoe)

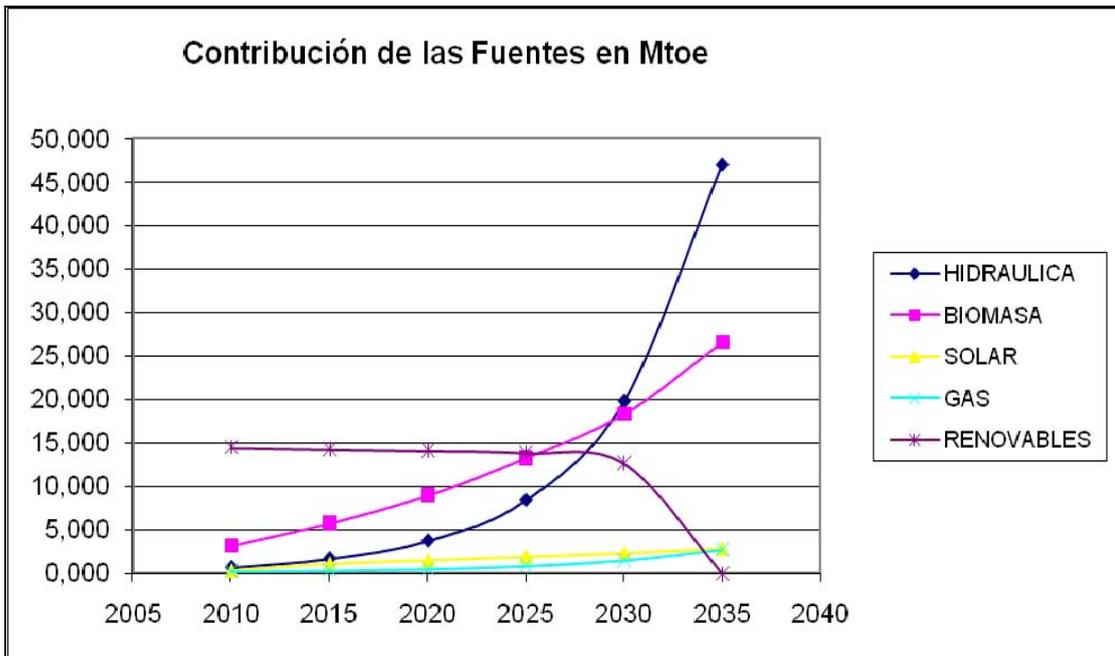


Figura 5.25. Contribución de fuentes primarias en Mtep

Y la acumulada:

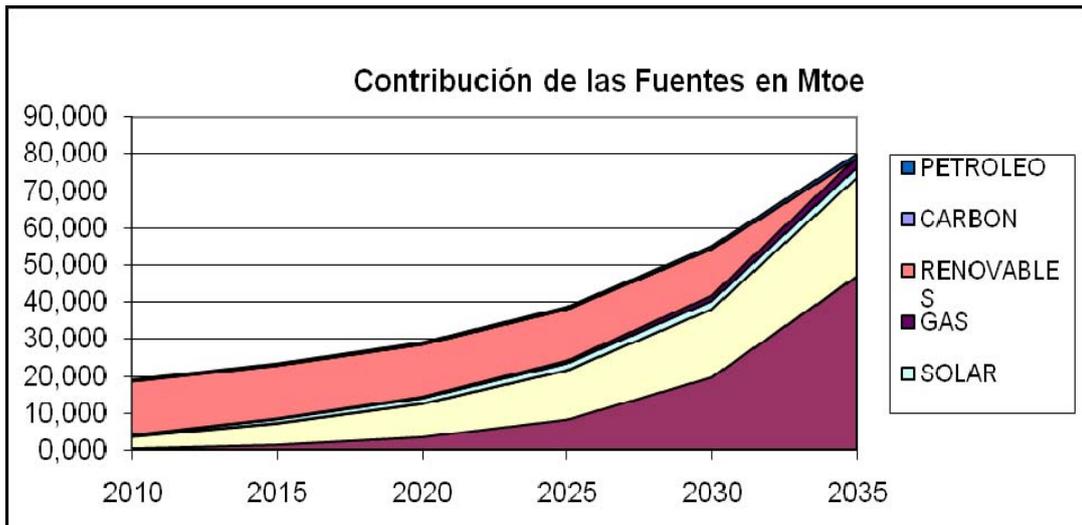


Figura 5.26. Contribución de fuentes primarias en Mtep

Lo que determina que las potencias en GW de las diferentes centrales a poner en servicio durante el periodo de estudio son las indicadas en la *tabla 5.23*. Las equivalencias energéticas entre Mtep y GW utilizadas corresponden a las definidas desde 2002 por el observatorio de la energía de Francia [58] y indicados en el *anexo 8.1*.

Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas
2010	1,26	6,08	1,05	0,41
2015	3,20	11,07	4,10	0,60
2020	7,17	17,31	5,57	0,95
2025	16,23	25,68	7,16	1,59
2030	38,31	35,53	8,69	2,80
2035	90,95	51,52	10,85	5,12

Tabla 5.23. Potencia de las Centrales Eléctricas del Estudio a Instalar

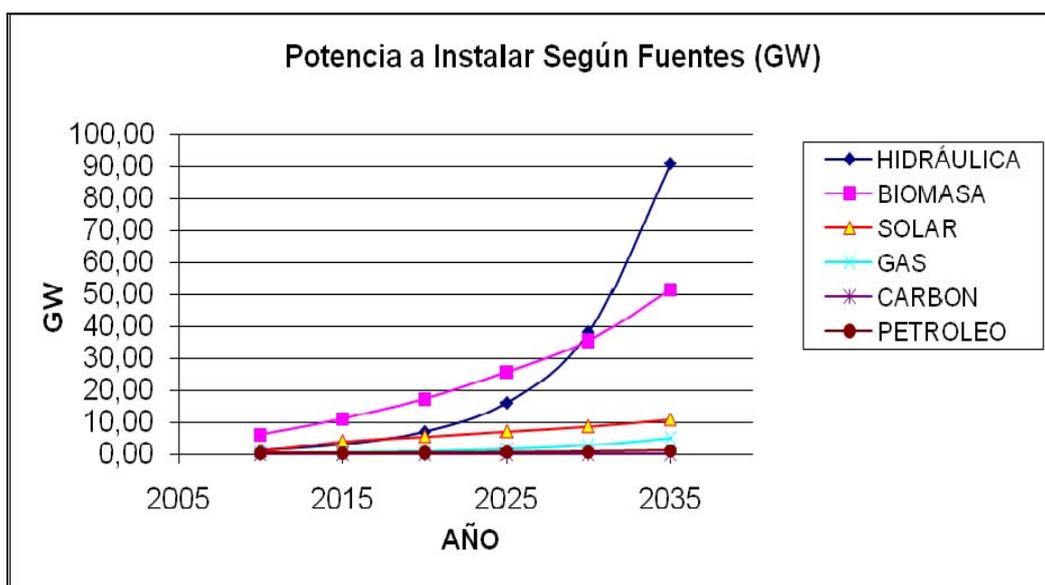


Figura 5.27. Potencia a instalar por fuente de energía primaria al horizonte 2035

Y la acumulada:

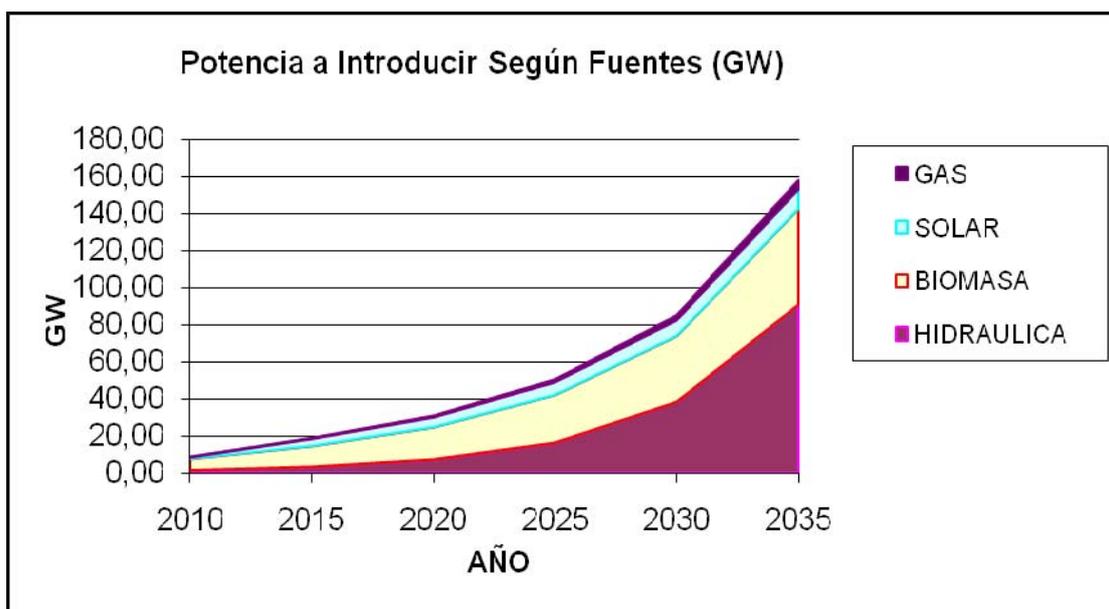


Figura 5.28. Potencia por fuente al horizonte 2035

Las emisiones de CO₂ totales en la nueva situación y las correspondientes a emisiones por potencia disponible se indican en las figuras 5.29 y 5.30:

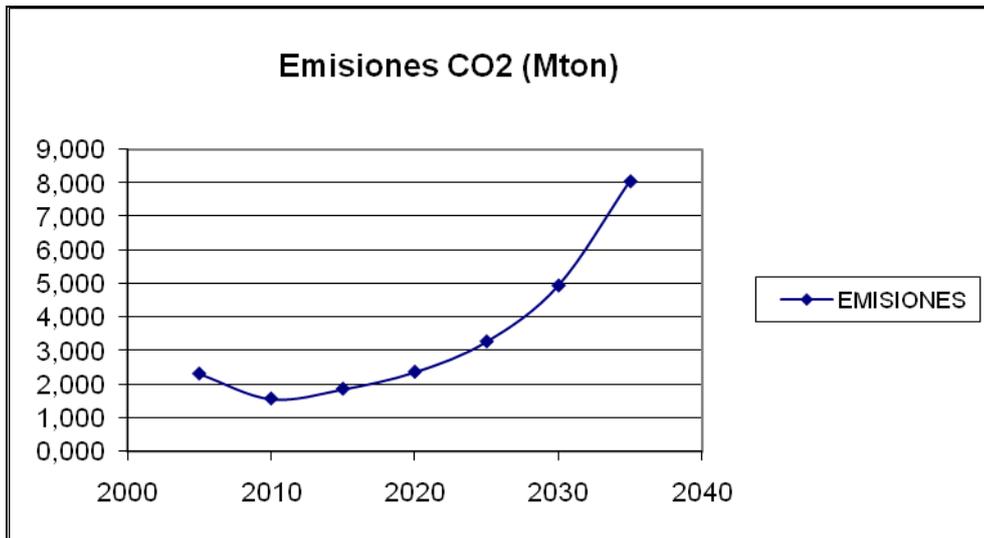


Figura 5.29. Evolución de las emisiones de CO2 hasta 2035

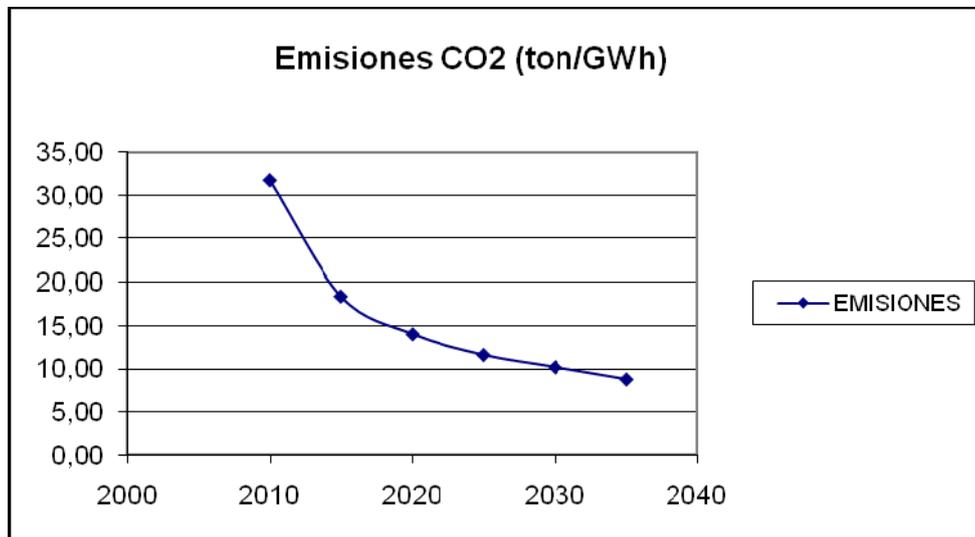


Figura 5.30. Evolución de emisiones de CO2 por potencia disponible

Se observa en la *figura 5.29* que, aunque hay una disminución inicial, posteriormente se produce un aumento, especialmente producido por el uso de transporte, no obstante en la segunda gráfica se aprecia una disminución progresiva al analizar las emisiones de forma relativa, en función de la potencia producida.

Se ha realizado el estudio económico de la introducción de estas energías en el sistema energético congoleño. En las siguientes tablas y gráficas se indican los costes totales de puesta en funcionamiento y el coste por año que supone la introducción de las centrales y las instalaciones eléctricas, incluyendo amortización, operación y mantenimiento y el coste del combustible, en su caso.

coste total de instalación mas central (M\$)					
Año	Hidráulica	Eólica	Biomasa	Solar	Gas
2010	2.146,40	0,00	13.384,05	4.230,85	451,10
2015	5.447,10	0,00	24.386,24	16.550,05	657,04
2020	12.195,00	0,00	38.121,72	22.493,41	1.037,52
2025	27.592,68	0,00	56.553,02	28.920,51	1.740,65
2030	65.120,36	0,00	78.253,48	35.109,53	3.069,44
2035	154.614,80	0,00	113.472,53	43.808,44	5.606,45

Tabla 5.24. Coste Total Instalación-Central (M\$)

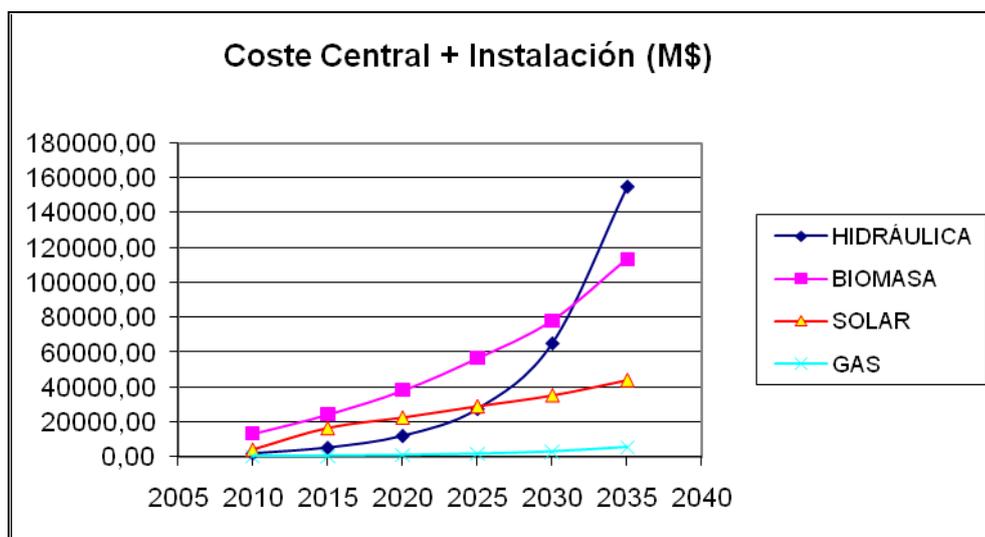


Figura 5.31. Coste por tipo de central más instalación

Coste total explotación (M\$)				
Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas
2010	366,13	3.149,46	563,45	153,78
2015	929,15	5.738,43	2.204,08	223,98
2020	2.080,18	8.970,59	2.995,59	353,68
2025	4.706,66	13.307,74	3.851,53	593,38
2030	11.108,00	18.414,17	4.675,77	1.046,35
2035	26.373,65	26.701,72	5.834,26	1.911,21

Tabla 5.25. Coste Total Explotación (M\$)



Figura 5.32. Coste por tipo de central más instalación

5.5.2.2. Hipótesis 2: Sustitución Parcial al Horizonte 2035

Esta segunda hipótesis estudia la posibilidad de no sustituir totalmente la leña de uso doméstico, a fin de no introducir costes excesivamente elevados durante el periodo de estudio. Los escenarios Hidro y GN no cambiarían en esta hipótesis.

Indicamos que el método desarrollado es flexible, de modo que según la situación del país, se podrán realizar estudios a lo largo de cada año, para estimar el grado de cumplimiento de las previsiones y de esta forma modificar las previsiones, introduciendo mayores cantidades de energía o manteniéndolas. Esta segunda hipótesis constituye la prueba de esta flexibilidad.

Se han utilizado los siguientes coeficientes:

Año	2010	2015	2020	2025	2030	2035
RENOV INDUSTRIA A SOLAR	0	0	0	0	0	0
RENOV INDUSTRIA A BIOMASA	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,5
RENOV RESIDENCIAL A SOLAR	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,15
RENOV RESIDENCIAL A BIOMASA	0,1	0,13	0,16	0,19	0,22	0,35

Tabla 5.26. Coeficientes de Penetración de DER. Hipótesis 2

Al igual que en el caso anterior, durante los primeros años los coeficientes son de valor más reducido, a fin de realizar una introducción menos agresiva y que los costes no se eleven de forma excesiva durante primeros años.

La contribución en millones de toneladas equivalentes petróleo de cada fuente se indica en la siguiente tabla y figuras:

Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas	Renovables	Carbón	Petróleo
2010	0,652	1,78	0,68	0,213	15,381	0,000	0,425
2015	1,654	2,85	0,91	0,310	17,255	0,000	0,468
2020	3,704	4,25	1,12	0,489	19,077	0,000	0,533
2025	8,381	6,22	1,34	0,820	21,354	0,000	0,639
2030	19,779	8,58	1,38	1,446	23,247	0,000	0,817
2035	46,962	12,59	2,10	2,641	14,689	0,000	1,119

Tabla 5.27. Contribución por Fuente (Mtoe)

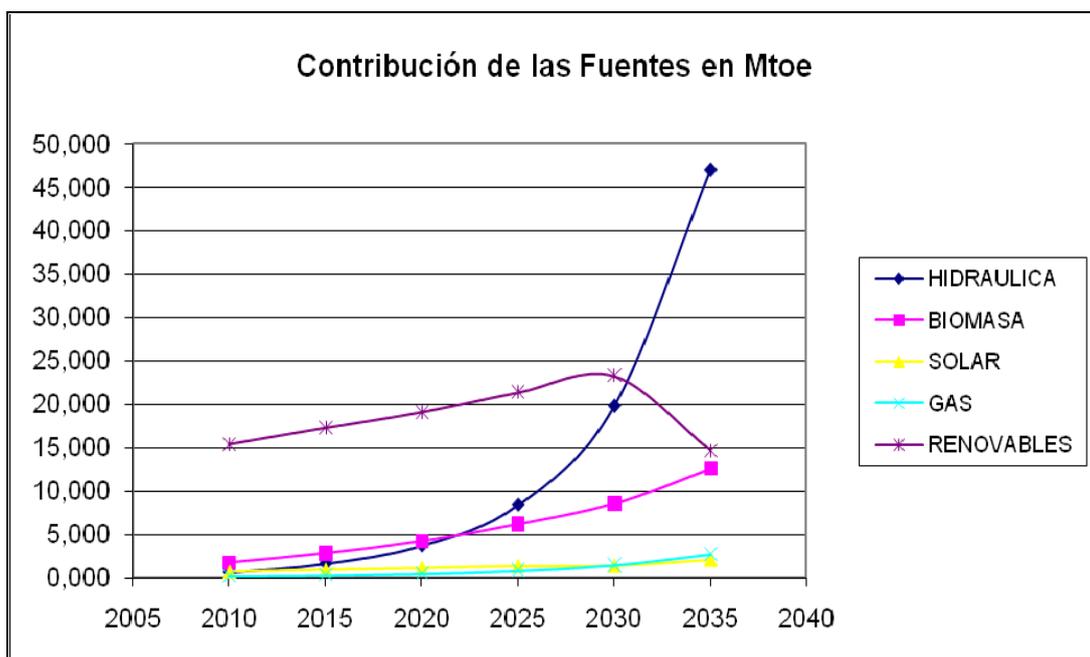


Figura 5.33. Contribución de las fuentes primarias en la hipótesis de sustitución parcial

Y acumulada:

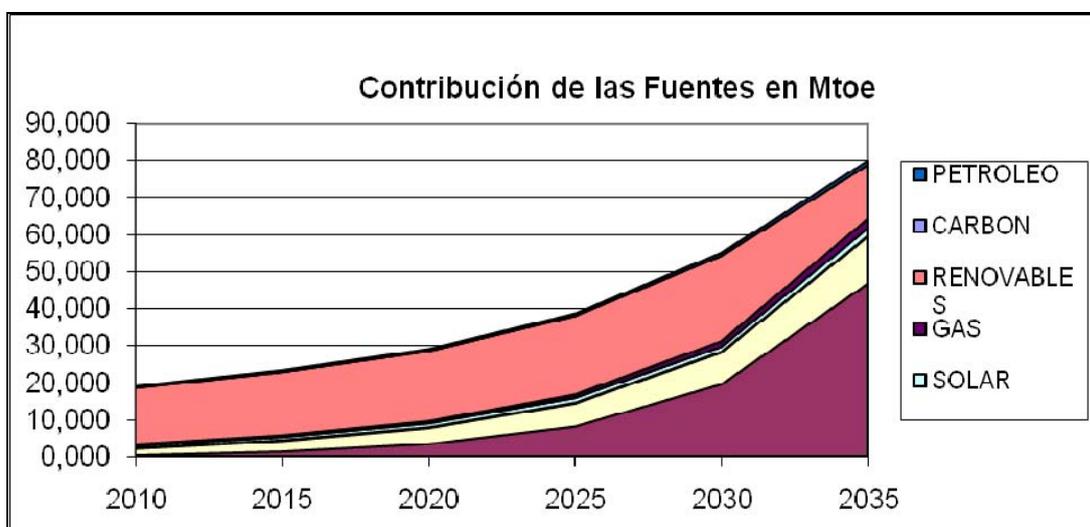


Figura 5.34. Contribución de fuentes primarias al horizonte 2035

Lo que determina que las potencias de las diferentes centrales a poner en servicio durante el periodo de estudio son las siguientes:

Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas
2010	1,26	3,46	2,62	0,41
2015	3,20	5,52	3,51	0,60
2020	7,17	8,24	4,33	0,95
2025	16,23	12,06	5,21	1,59
2030	38,31	16,64	5,35	2,80
2035	90,95	24,40	8,13	5,12

Tabla 5.28. Potencia a Instalar (GW)

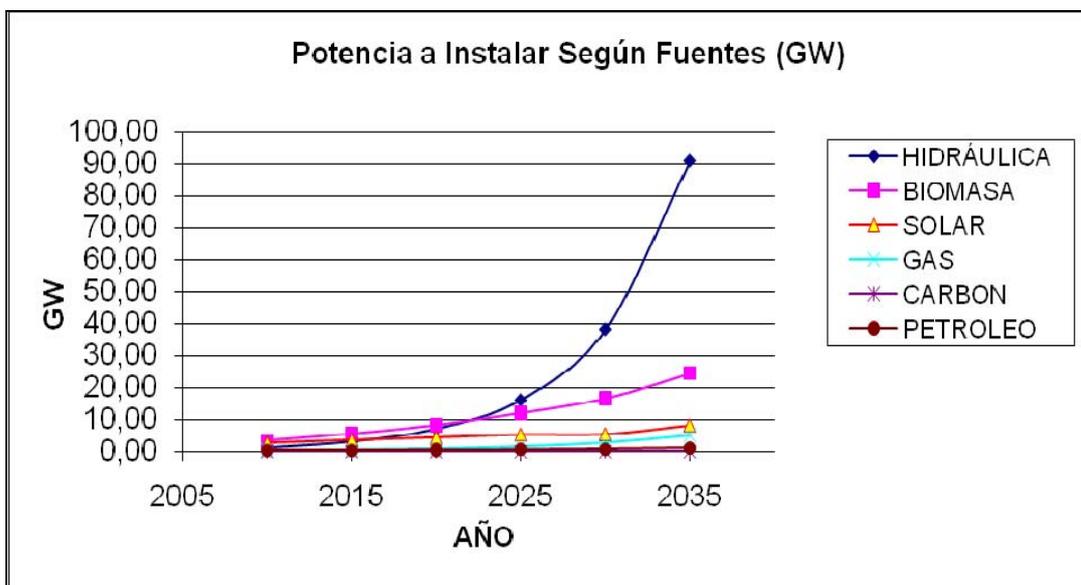


Figura 5.35. Potencia a instalar al sustituir parcialmente la leña

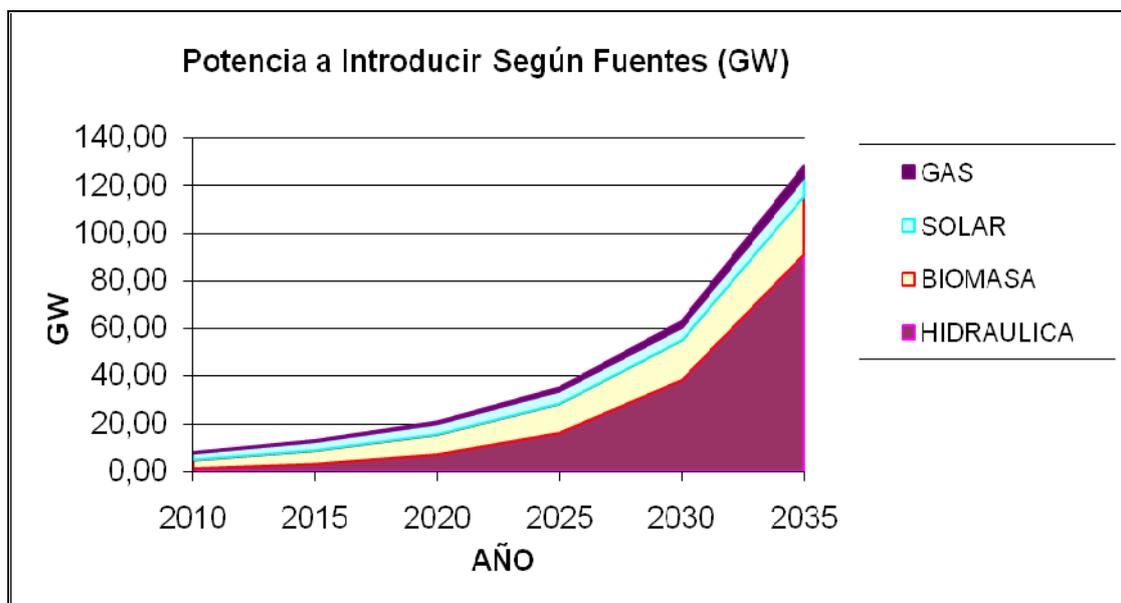


Figura 5.36. Potencia instalar según el escenario 2

Las emisiones de CO2 totales en la nueva situación y las correspondientes a emisiones por potencia disponible se indican a continuación:

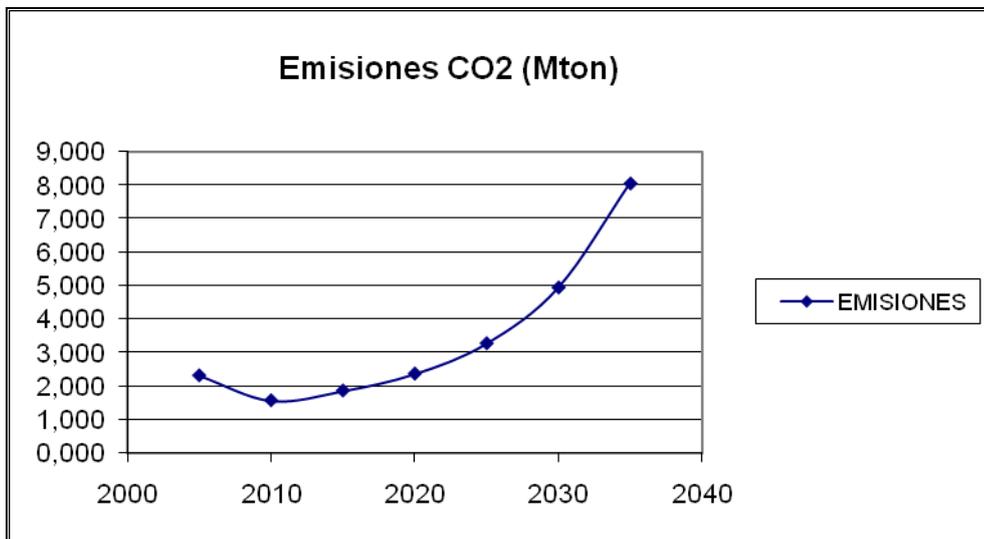


Figura 5.37. Evolución de las emisiones de CO2 en el escenario 2

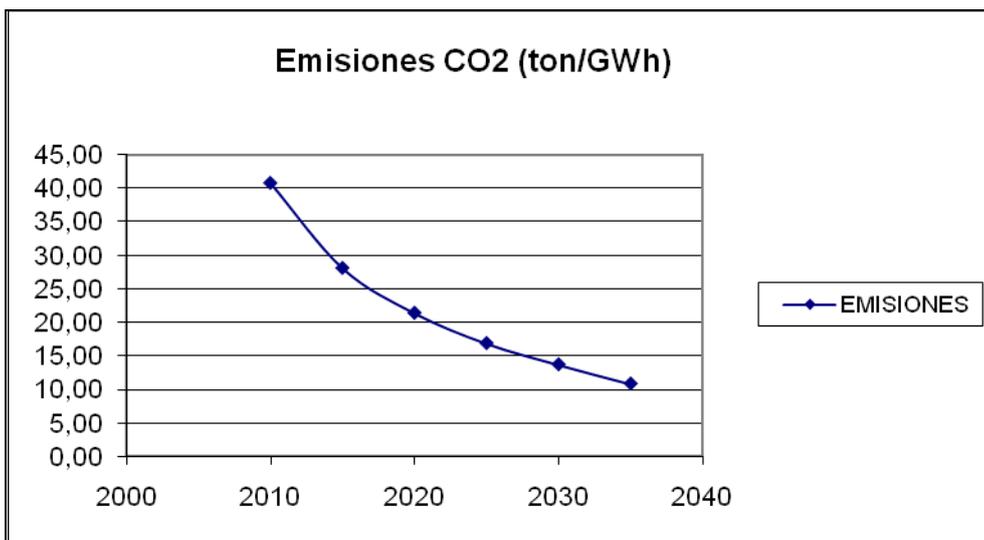


Figura 5.38. Emisiones de CO2 por energía generada

Y las emisiones de CO2 per cápita se presentan según la *figura 5.39*.

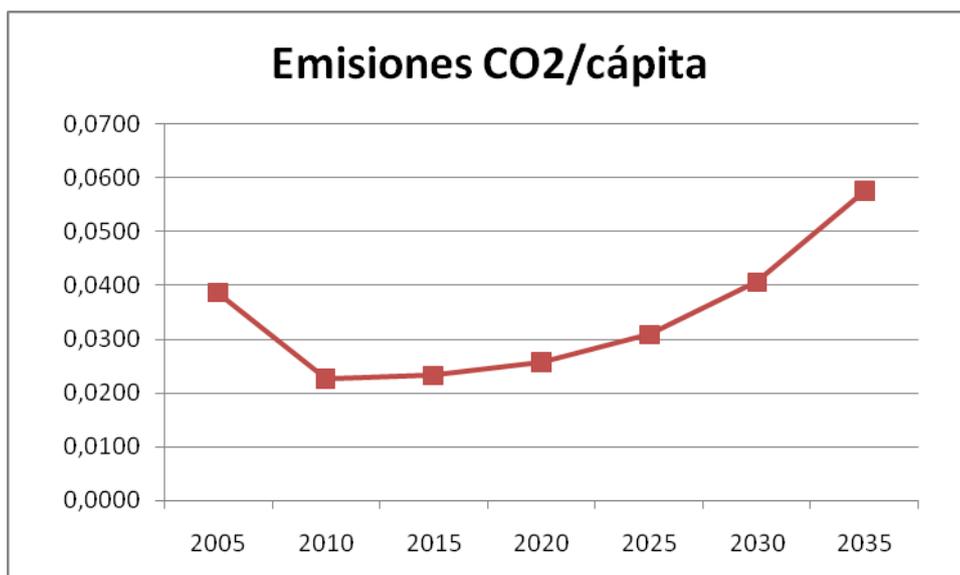


Figura 5.39. Evolución de las emisiones de CO2 per cápita

El estudio económico se analiza a continuación:

coste total de instalación mas central (M\$)				
Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas
2010	2.146,40	7.616,26	10.577,12	451,10
2015	5.447,10	12.165,65	14.185,76	657,04
2020	12.195,00	18.145,83	17.494,88	1.037,52
2025	27.592,68	26.564,28	21.033,09	1.740,65
2030	65.120,36	36.642,96	21.605,86	3.069,44
2035	154.614,80	53.750,13	32.856,33	5.606,45

Tabla 5.29. Coste Instalación + Central (M\$) 2ª Hipótesis

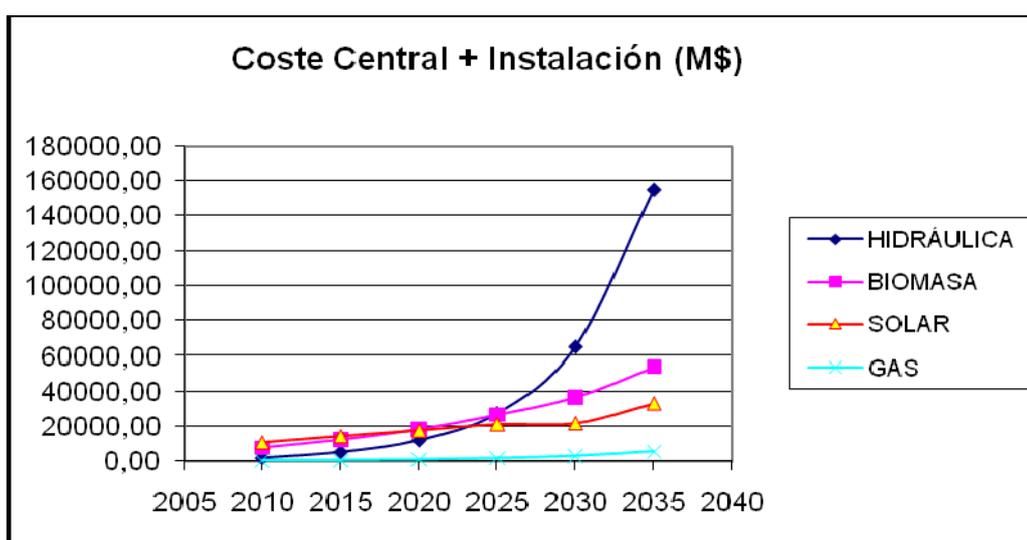


Figura 5.40. Coste central más instalación 2ª hipótesis

Coste total explotación (M\$)				
Año	Hidráulica	Biomasa	Solar	Gas
2010	366,13	1.792,21	1.408,62	153,78
2015	929,15	2.862,75	1.889,21	223,98
2020	2.080,18	4.269,98	2.329,91	353,68
2025	4.706,66	6.250,96	2.801,11	593,38
2030	11.108,00	8.622,62	2.877,39	1.046,35
2035	26.373,65	12.648,18	4.375,69	1.911,21

Tabla 5.28. Coste Explotación (M\$) 2ª Hipótesis

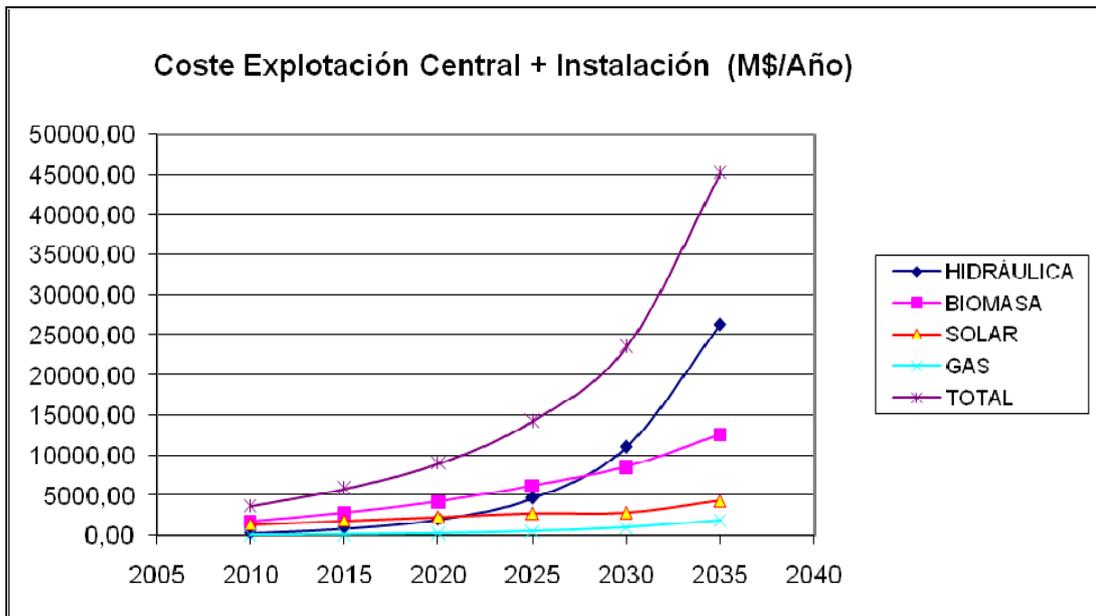


Figura 5.41. Coste Explotación central e instalación 2ª hipótesis

Nota: Los indicadores energéticos de la RDC en 2035, correspondientes a todos los escenarios desarrollados serían los indicados en la tabla 5.29.

Indicadores	Unidades	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Población	Millones	60,00	69,56	80,24	92,35	106,28	122,02	140,08
PIB (PPA)	Millones US\$2000	43.660	61.235	942.18	151.739	255.690	440.644	776.565
Tasa de Crecimiento	%	*	7	9	10	11,00	11,5	12
Consumo Electricidad	TWh	5,79	11,37	22,54	45,63	98,82	229,34	551,92
Emisiones CO2	Mt	2,32	2,77	3,41	4,48	6,37	9,79	8,07
EP generada	Mtep	16,4	20	24	31	42	61,2	94
EF Consumida	Mtep	16,2	19,6	23,9	30	39	55,5	79,9
Dependencia exterior	%	-0,90	-1,45	-2,36	-3,87	-6,33	-10,37	-17,32
PIB/cápita	2000US\$/hab	728	880	1174	1643	2406	3611	5544
TEP/cápita	tep/hab	0,27	0,28	0,30	0,32	0,37	0,45	0,57
TEF/PIB	tep/2000US\$	2,27	1,96	1,55	1,19	0,94	0,77	0,63
Electricidad/cápita	kWh/hab	96	163	281	494	930	1879	3940
CO2/TEP	tCO2/tep	0,14	0,14	0,14	0,15	0,16	0,18	0,10
CO2/PIB	kgCO2/2000US\$	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01
CO2/cápita	t/hab	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,08	0,06

Tabla 5.29. Indicadores Energéticos en 2035

5.7. Conclusión

La simulación del sistema energético de la RDC y su análisis prospectivo al horizonte 2035 han sido los dos principales objetivos de esta parte de nuestro trabajo. Para alcanzar los dos objetivos se ha trabajado con los dos modelos de planificación energética. El primero, el MAED desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica nos ha permitido, gracias a las tendencias estadísticas pasadas, calcular las tendencias de demanda energética durante los años futuros considerados en el estudio. El segundo, el RDCONGO, es el modelo desarrollado en el marco de este trabajo. Este modelo más flexible, necesita solo los datos energéticos al contrario del MAED que necesita además de datos energéticos, los datos económicos más detallados que han sido difíciles encontrar en la RDC. El modelo RDCONGO se ha utilizado para evaluar el escenario de referencia y otros escenarios basados en las opciones alternativas de desarrollo del sistema energético de la RDC. Además, ha permitido, no solo estimar varios escenarios alternativos, sino también evaluar sus impactos medioambientales, así como su viabilidad económica.

Con la utilización de estos modelos se puede deducir las siguientes conclusiones:

- El escenario BAU ha demostrado que las tendencias del sistema energética de la RDC al horizonte 2035 no son ni aceptables, ni sostenibles.
- El modelo energético actual no puede llevar el país hacia un desarrollo teniendo en cuenta las preocupaciones sociales, económicas y medioambientales de las generaciones futuras.
- Los escenarios alternativos desarrollados alrededor del escenario de referencia BAU tenían como objetivo pensar en otras opciones de desarrollo del sistema energético, en las que las preocupaciones sociales, económicas y medioambientales se tengan en cuenta para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible. Los resultados obtenidos en este sentido demuestran la aportación de estos escenarios alternativos en la mejora de los objetivos de desarrollo sostenible. Las emisiones de CO₂ en el horizonte del 2035 se han controlado y limitado, respecto de los valores dados en las proximidades del año de base 2005. Los indicadores energéticos calculados con los escenarios alternativos desarrollados

demuestran que el esquema energético propuesto conduciría el país a los objetivos del desarrollo sostenible.

- Se han sido desarrollado dos escenarios económicos basados en la sustitución total o parcial de combustibles tradicionales por fuentes de energía más limpias, habiendo sido presentados y comentados los resultados obtenidos.
- Los impactos medioambientales han sido evaluados a través del cálculo de las emisiones de CO₂, el principal gas de efecto invernadero.
- El modelo RDCONGO desarrollado es muy flexible, de manera que permite desarrollar varios escenarios energéticos y escenarios económicos correspondientes capaces de orientar las opciones de política energética sostenible.
- Los resultados definitivos obtenidos gracias a los escenarios alternativos pueden constituir una base sólida en cuanto a la decisión a tomar por los responsables de políticas energéticas en Congo.

CAPÍTULO 6.

6. Orientación de las Opciones de Política Energética Sostenible en la República Democrática del Congo

6.1. Introducción

Como lo demuestran los resultados del análisis prospectivo del sistema energético, con 0,27 tep/Cápita (2005) y 0,60 tep/Cápita (2035, escenario BAU), el consumo anual de energía en la RDC es muy reducido. El promedio africano y mundial el mismo año es, respectivamente, de 0,66 tep y de 1,7 tep/Cápita. La parte preponderante de este consumo proviene de la biomasa (esencialmente la leña), extremadamente poco competitiva y consumida por los sectores residencial y doméstico para cubrir las necesidades de cocción de alimentos y de producción de calor, con un 92 % del consumo total de energía. Estos combustibles ocasionan un importante despilfarro de los, limitados en algunas localidades del país, recursos locales de madera, y además generan importantes cantidades de emisiones contaminantes que afectan seriamente la salud de los utilizadores. El consumo de electricidad sigue siendo también muy reducida, 96 kWh/Cápita (107×10^{-4} tep) (2005) representando el 3% del consumo total de energía. Un sistema energético que incorpora tal desigualdad no es ni sostenible ni aceptable.

Un sistema energético se considera sostenible si es compatible con los objetivos de desarrollo económico y social equitativo en el espacio y en el tiempo y de equilibrio ecológico a largo plazo. Sin acceso a los servicios energéticos modernos, los objetivos del Milenio para el Desarrollo definidos por la ONU no pueden alcanzarse, como se admitió claramente en la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible de Johannesburgo en el 2002.

Los resultados globales del escenario BAU presentados en este trabajo han demostrado que las 3 dimensiones definidas por la Agencia Internacional de Energía [54] como las 3 E (Energy, Economy and Environment) del desarrollo sostenible no están ni alcanzadas ni examinadas en la RDC. Por eso, ha sido necesario el estudio de otros escenarios en este trabajo y obtener resultados que han sido presentados en el capítulo anterior.

El objeto de este capítulo es orientar las opciones de una política energética sostenible, capaz de tener en cuenta las tres dimensiones definidas por la Agencia Internacional de Energía. La puesta en práctica de tales estrategias y políticas supone conocer las perspectivas futuras de la energía. Lo que hemos hecho en el capítulo anterior.

Los resultados obtenidos gracias a diversos escenarios desarrollados en esta tesis constituyen nuestra guía en lo que concierne las alternativas de política energética en la RDC. Las demás opciones se definen en función del conocimiento ampliado gracias a este trabajo sobre el sistema energético de la RDC y sobre lo que se pasa en otras partes del mundo.

6.2. Definición de las Opciones de Política Energética Sostenible para la RDC

6.2.1. Reforma del Mercado Energético

Como ya se ha presentado en este trabajo (capítulo 3), el sistema energético de la RDC se caracteriza por varios actores: Seis Ministerios que intervienen directamente en el sector energético, varias empresas que intervienen en los principales subsectores energéticos (el subsector de electricidad, el subsector del agua y el subsector de los hidrocarburos) y un órgano regulador y normativo (la Comisión Nacional de Energía, CNE) que depende del Ministerio de Energía e interviene también en el sector.

En su estructura funcional actual, estos actores nunca han llegado a desarrollar y aplicar una política coherente de desarrollo sostenible del sistema energético del país, sino más bien, en política energética existe un “dejar hacer”. Los resultados del escenario BAU, desarrollado en esta tesis nos lo demuestran. La situación del monopolio concedido a algunos sectores vitales del sistema energético, como, por ejemplo, en el sector de electricidad, en el que en 1972 se crea la Sociedad Nacional de Electricidad (SNEL), y en 1979 se le entregan las centrales eléctricas de la empresa de tratamiento de agua potable REGIDESO, con lo que se consigue un monopolio de energía eléctrica.

Para paliar esta situación y promover políticas energéticas sostenibles en Congo, es necesario definir e implementar políticas apropiadas de energía a través de la regulación energética que propicie inversiones. Para llegar a eso y acabar con las situaciones insostenibles del sistema energético de la RDC heredadas del pasado, es necesaria la reforma del sector incitando la apertura del mercado a otros operadores.

Así, para cumplir con los requisitos de la apertura del mercado, se impone un apropiado marco legislativo y regulador con respecto a la separación de actividades energéticas, la fijación de la tarifa o la promoción de la participación del sector privado. Esto tendría como consecuencia mejorar el ambiente nacional de inversión para los inversores nacionales y extranjeros, reforzar el papel y la emergencia de otros organismos independientes de regulación, y eliminar a los obstáculos en la realización de proyectos de integración regional.

Por consiguiente, el legislador debe prever la posibilidad de integración de otros órganos de regulación independientes del sector dentro del cual el monopolio es hasta hoy en día llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía (CNE). El papel de estos órganos de regulación debe definirse y clarificarse gracias a las leyes elaboradas por el legislador.

6.2.2. Diversificación de las Fuentes de Suministro Energético

En la declaración del 2005 del Consejo Mundial de la Energía sobre “La puesta en práctica del desarrollo sostenible: desafíos y oportunidades para el sector de la energía” [55] en el marco de la diversidad energética expone lo siguiente: “Todas las opciones de suministro energético deben mantenerse abiertas, incluyendo los sistemas avanzados usando combustibles fósiles, el nuclear, la energía hidráulica (pequeñas y grandes instalaciones) y las demás fuentes de energía renovables”. Cada opción es sujeta a las incertidumbres significativas; no podemos permitirnos rechazar una sola de estas posibilidades. Por otra parte, varias fuentes son a menudo complementarias. La mejor “mezcla”, para responder a las necesidades mundiales cada vez crecientes, dependerá, en parte, de los progresos tecnológicos, pero será también fuertemente dependiente de las especificidades locales. La

combinación óptima para un país o una región podrá ser diferente de la de otra región, debido a diferentes dotaciones o a opiniones públicas que podían excluir algunas opciones.

Es por eso que la política energética sostenible que debe adoptar la RDC, debe tener en cuenta la complementariedad de los recursos energéticos, garantizando así la compostura de los equilibrios ecológicos promoviendo también el bienestar de la población. El país tiene un enorme potencial energético para eso. Los resultados del escenario BAU desarrollado en esta tesis han demostrado que el futuro energético de la RDC no es sostenible. Para responder a esta preocupación del desarrollo sostenible, hemos desarrollado otros escenarios alrededor del escenario BAU basados en la diversificación energética privilegiando las fuentes energéticas localmente disponibles. Así, una política energética para el desarrollo sostenible en la RDC en el horizonte del 2035 debería tener en cuenta de estos escenarios desarrollados:

A) Penetración Intensiva de Hidroelectricidad.

En primer lugar, se escoge como primera opción de política de desarrollo energética sostenible la hidroelectricidad, de la que el país dispone de un potencial enorme. Su introducción masiva en la producción de energía primaria está prevista dentro de este primero escenario alternativo. Así, al horizonte 2035, un 98,9% de hidroelectricidad debe introducirse progresivamente con objetivo de disminuir sensiblemente el consumo de los combustibles tradicionales utilizados en los sectores industrial y residencial. Dentro de este escenario, la penetración de la hidroelectricidad con un factor de introducción quinquenal del 10% en la producción de electricidad, determinaría que el consumo en el sector industrial alcanzaría un 64% en el año 2035, frente al 4% del escenario BAU. En cuanto al sector residencial, el mismo factor de penetración al horizonte 2035, vería su consumo aumentar y alcanzar también el 53% contra el 3% del escenario BAU. La cantidad total de electricidad consumida, estimada en BAU en unos 2,84 Mtep al horizonte 2035 podría alcanzar en el escenario HIDRO un valor de 46,6 Mtep. Lo que representaría cerca del 58% del consumo total de energía primaria contra el 4% del escenario BAU al mismo horizonte.

B) Los Recursos Energéticos Distribuidos

El segundo escenario alternativo desarrollado para mejorar las tendencias del escenario BAU y encaminarse a la sostenibilidad del sector energético en la RDC es la introducción intensiva de los recursos energéticos distribuidos. El objetivo perseguido es, no solo diversificar las fuentes energéticas en la RDC, sino también, y sobre todo, disminuir sensiblemente y hasta anular el consumo de los combustibles tradicionales (la leña y sus derivadas).

Los recursos energéticos distribuidos destacados en este segundo escenario alternativo son la energía de la biomasa, la energía solar y la energía eólica (opcional y dependiendo de estudios suplementarios sobre la disponibilidad de vientos). Se trata de los recursos renovables de los que el país dispone de un importante potencial. El escenario deduce una penetración progresiva de estos recursos en los sectores industrial y residencial de la manera siguiente:

- Sector Industrial: el 100% de energía de sustitución es la de la biomasa.
- Sector Residencial: un 80% de biomasa y un 20% de solar (fotovoltaico y térmico).

Una sustitución parcial, preconizada en este trabajo, de la leña (bajo su forma actual de consumo) necesitaría en el año 2035 una capacidad de producción eléctrica correspondiendo a: 8,13 GW para el solar y 24,40 GW para la biomasa. Tal opción de la política energética en la RDC que tiene como base las tecnologías de energía renovables tiene una triple justificación:

- **Justificación medioambiental:** Disminuyendo la emisión del CO2 y limitando los posibles efectos de invernadero a nivel mundial, reducción de la contaminación local, etc.
- **Justificación económica:** Costes sobre el periodo de vida, gastos energéticos más baratos de las comunidades locales (reducción de la pobreza), agotamiento de los recursos fósiles, etc.
- **Justificación social:** Desarrollo sostenible y creación de empleos, seguridad por la diversificación de los recursos de energía, independencia energética, etc.

Además, dependiendo de cada provincia de la RDC y cada recurso disponible, la contribución de los recursos de energía distribuidos escogidos dentro de este trabajo en la lucha contra la pobreza, la deforestación y el cambio climático puede encontrarse en la *tabla 6.1*.

Fuentes energéticas	Tecnología	Aplicación	Capacidades
Solar Fotovoltaica (SFV)	SFV	Bombeo del agua Luz Irrigación Motorización	- Refuerzo a la repoblación forestal - Incremento en la biomasa energética y forrajera
Solar Térmica	Caldeo del agua Cocinas Secadores	Caldeo Cocción Secado	- Sustitución de la leña y sus derivadas - Reducción de la presión sobre las vegetaciones
Eólica	Eólicos de bombeo Aerogeneradores	Bombeo del agua Luz Motorización	- Refuerzo a la repoblación forestal - Asegura la protección de los suelos
Biomasa	Hornos y Carboneras Fogones mejorados Gasificadores Biodigestadores Briquetas Cogeneración	Caldeo Cocción Luz Bombeo Motorización	- Reducción de la presión sobre las vegetaciones - Refuerzo a la repoblación forestal - Muy buena utilización de los recursos - Fertilización de los suelos

Tabla 6.1. Recursos de energía distribuidos, sus aplicaciones y sus capacidades en la lucha contra la pobreza, la deforestación y el cambio climático²⁶

Nota: La aplicación efectiva de esta opción debe reforzarse en cuanto a la biomasa por la repoblación forestal proporcional a la deforestación para mantener el equilibrio ecológico.

²⁶ Tabla de elaboración propia a partir del escenario Recursos Energéticos Distribuidos desarrollado dentro del modelo RDCONGO.

C) Cumplimiento Kyoto

Siempre con la preocupación de asegurar una diversificación de las fuentes de suministro energético y teniendo en cuenta del protocolo de Kyoto (la RDC lo ratificó en 2005) [57], hemos desarrollado un tercer escenario alternativo alrededor del escenario BAU. Se trata del escenario “**Emisión Constante**”. Este escenario pretende disminuir las emisiones de CO₂ gracias a la diversificación de fuentes menos contaminantes en los sectores industrial, residencial y de transporte.

- En el primero subescenario, el carbón utilizado en el sector industrial debería sustituirse por el gas natural.
- En el segundo subescenario, disminuir el uso del petróleo en el sector de transporte, electrificando la red ferroviaria. La electricidad a utilizar se obtendría del enorme potencial hidráulico.
- En el tercero subescenario, sustituir el petróleo por el gas natural del que definiremos su origen mas adelante.
- En el cuarto subescenario, sustituir el carbón en el sector residencial por la biomasa de la que el país tiene también un enorme potencial.

La cuestión sobre este escenario, es determinar el origen del gas natural a utilizar. Para responder a esta cuestión, se considera que es necesaria la explotación del gas metano del lago KIVU del que existe un proyecto común de explotación uniendo la RDC y Ruanda desde 1975 [26]. Este hecho también refuerza la independencia energética del país.

Además de este motivo que conduce a la sostenibilidad del sistema energético de la RDC, una segunda razón para fomentar la explotación del gas metano del lago KIVU es la posibilidad de una catástrofe natural similar a la ocurrida en el lago NYOS en Camerún en 1986. En efecto, la estructura del lago KIVU favorece fuertemente la acumulación del CH₄ en una profundidad comprendida entre 300 y 400 metros. Por otra parte, el lecho del lago se encuentra en el valle del “Rift” que tiene una fuerte actividad volcánica. Una erupción o un flujo de lavas dentro del lago podrían generar suficiente energía para producir la combustión del gas. Con una población estimada en unos 3 millones de habitantes en la zona, las consecuencias serían catastróficas.

D) Otras Posibilidades de Diversificación Energética

La lista de escenarios desarrollados en el marco de este trabajo no es exhaustiva, pues pueden examinarse otras opciones de diversificación de fuentes de energía. Es el caso de biocarburantes o biocombustibles destinados a producir electricidad como a los que se utilizarán en los medios de transporte. La biomasa local podría usarse en la producción de estos biocombustibles y disminuir sobre todo el uso del petróleo en el transporte, como es el caso de varios países del mundo. Para llevar a cabo esta posibilidad se deberían poner en funcionamiento varios laboratorios y centros de investigación en el país.

6.2.3. Problemática de los Centros de Consumo Rurales

Hasta la fecha, los pocos proyectos de desarrollo energético que han sido ejecutados en el país han sido afectados a los grandes centros urbanos, en detrimento de los centros rurales. Como ejemplo se puede citar la línea de alta tensión en corriente continua de 1700 kilómetros que cruza una gran parte del país. Esta línea cruza varios núcleos de población, tanto urbanos como rurales, a los que les sigue faltando la electricidad. Varios centros rurales del país no llegan todavía a acceder a los servicios modernos de energía. Esta situación les obliga a recurrir siempre a los combustibles tradicionales menos

competitivos y que pueden tener efectos sobre la salud de sus usuarios. Además, estos combustibles tradicionales les arruinan económicamente y les obligan a vivir en una pobreza continua. Hay que indicar que, entre otros motivos, las disparidades energéticas existentes entre las zonas urbanas y rurales en la RDC han sido, durante los últimos años, la base del éxodo rural.

Para poner fin a esta situación y dar la posibilidad a todos los ciudadanos congoleños, que viven tanto en los centros urbanos como rurales, a acceder a los servicios energéticos modernos, es necesaria una opción de política energética sostenible. Esta opción debe explotar los resultados de los escenarios desarrollados dentro de este trabajo en el marco de la diversidad de fuentes de suministro energético. Si los centros urbanos pueden seguir accediendo a los servicios energéticos mediante las estructuras actuales que hay que mejorar, habrá que hacer lo mismo para los centros rurales. Para permitir que estos medios rurales puedan acceder a las formas de energía modernas, es necesario poner en marcha la opción del desarrollo de los recursos de energía distribuidos desarrollada en este trabajo. Lo que permitiría el desarrollo de las tecnologías de energía renovables que constituyen la base de este escenario y así obtener una mejora sensible de las condiciones de vida de la población rural y de frenar su éxodo hacia las ciudades.

6.2.4. Protección del Medioambiente, Alternativas Tecnológicas y Mejora de Eficiencia Energética

Todos los escenarios alternativos desarrollados en el trabajo, tienen entre otros, como objetivo el de asegurar la protección del medioambiente en la RDC gracias al control de las emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero. Sin embargo, se deben tomar algunas medidas para acompañar tal desarrollo energético y proteger el medioambiente, como es el caso de la biomasa forestal, escogida como opción de mejora energética en la producción eléctrica. Deberán de aplicarse acciones que conduzcan a realizar repoblaciones forestales con vista a reforzar su disponibilidad y evitar a la desertificación. Respecto a la construcción de centrales hidroeléctricas, se deben tomar las medidas para disminuir el impacto sobre el medioambiente, sobre todo ligado a la etapa inicial de los trabajos de construcción de las plantas. En este sentido indicar también que el emplazamiento de mayor producción hidroeléctrica situado en Inga, cerca de la desembocadura del río Congo, dispone de un desnivel muy pronunciado (102 m) en 15 kilómetros, con un caudal medio de unos 42.000 m³/s, por lo que inundando una superficie reducida se podría obtener una potencia eléctrica extraordinaria (44 GW).

En lo que concierne las alternativas tecnológicas, las tecnologías avanzadas de utilización de los recursos fósiles constituyen una opción muy importante. En efecto, las tecnologías avanzadas permiten reducir sensiblemente los impactos medioambientales. Los ciclos combinados, que mejoran los rendimientos de producción, son hoy en día de uso corriente y escogidos por países que pueden abastecerse de gas natural. Otras tecnologías mejoradas de uso de combustibles fósiles son los desarrollados en el capítulo 2 de esta tesis. En lo que concierne la RDC, puesto que estas tecnologías deberán de ser importadas de los países industrializados, las ventajas y los beneficios de ellas repercutirán en nuestro país.

La eficiencia energética es la base de las opciones energéticas sostenibles. Su mejora pasa por la reducción de pérdidas de energía en todos los niveles de los procesos de explotación, de producción, de transformación, de transporte, de distribución y de uso final en todos los sectores socio económicos. Para mejorar la eficiencia energética en la RDC, se debe crear y utilizar órganos normativos y verificar su aplicabilidad en diversos campos.

6.2.5. Fiabilidad de Suministro de Energía

La fiabilidad de suministro eléctrico es una prioridad importante en cualquier opción energética sostenible. En los países industrializados, los consumidores van hasta exigir una fiabilidad del 100%. Toda interrupción de suministro de servicios energéticos constituye una pérdida económica enorme. Se deberán de tomar medidas en la RDC para mejorar la fiabilidad de suministro energético, tanto del transporte como de la distribución.

En la RDC, la aplicación de esta necesidad puede ser satisfecha por la diversidad de fuentes de energía, tal como se ha desarrollado en los diferentes escenarios presentados en el estudio. Pero, esta condición necesaria no es suficiente. En efecto, la mejor fiabilidad de los sistemas de suministro debe reforzarse por una política de mantenimiento de equipos y la existencia de una reserva de potencia que puede enfrentarse a cualquier situación de emergencia. Esta política exige, igualmente para la RDC, un plan de mantenimiento y renovación de equipos que dé indicaciones en el tiempo apropiado de la necesidad de invertir para renovar y reforzar equipos, a fin de obtener las capacidades de suministro y de distribución en pleno funcionamiento.

6.2.6. Cuestiones Financieras y Fijación de Tarifa

Como cualquier otro sector de desarrollo en la RDC, el sector de energía sufre de la modicidad de financiación y del número limitado de opciones financieras. En la mayoría de los proyectos energéticos ejecutados durante los últimos años, la financiación ha sido la obra de socios capitalistas extranjeros, particularmente las instituciones financieras internacionales: el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial. En los complicados años 90 del país esta asistencia financiera ha sido fuertemente disminuida o anulada. La incertidumbre del futuro constituye el leitmotiv de esta situación de desconfianza de las instituciones mencionadas. Otro hecho a señalar, es la malversación financiera de fondos recibidos de diferentes instituciones que caracterizaba el régimen del difunto presidente Mobutu Seseke. En consecuencia, los niveles de financiación energética se han quedado muy bajos incluso nulos desde hace varios años. Lo que ha contribuido a un inexistente desarrollo del sistema energético del país.

A esta situación, se añade la malversación financiera de las empresas del sector energético que todavía es desgraciadamente muy corriente en el país. En efecto, el beneficio sacado de los servicios energéticos existentes en la RDC, nunca ha sido utilizado para ampliar las instalaciones o realizar un mantenimiento efectivo. Este análisis demuestra que el sistema energético congoleño no dispone de suficientes financiaciones y puede hundirse más, al menos que haya un cambio radical en los métodos de trabajo.

Para resolver estos problemas se debe llevar a cabo una buena política energética muy estudiada y elaborada. Las instituciones financieras nacionales, regionales e internacionales y las organizaciones multilaterales deben ser correspondidas económicamente y deben ser garantizadas las inversiones mediante una adecuada legislación del sector. La evaluación de los costes financieros de diferentes escenarios desarrollados en este trabajo ha demostrado que estas financiaciones no pueden venir de un solo organismo. La liberalización y la privatización abrirían el sector a la competitividad y darían también más libertad a las empresas energéticas para mejorar sus servicios a través de una gestión sana.

Por otra parte, los sistemas energéticos que no cubren sus costes a medio o a largo plazo no son sostenibles, los largos periodos de bajos precios pueden comprometer la disponibilidad energética en el futuro [55]. Para apoyar a la nueva política de financiación de servicios energéticos en la RDC, es

esencial que los precios de la energía reflejen los costes, integrando rentabilidades apropiadas para las inversiones.

Los marcos reglamentarios deberían tener en cuenta estos elementos y ofrecer estabilidad y transparencia con el fin de atraer a las inversiones necesarias cuando se necesiten. La transparencia de costes, particularmente, puede ser favorecida por la segmentación de la cadena energética donde pueden intervenir varios operadores.

6.2.7. Gestión de Datos Energéticos

La problemática de una base de datos energéticos fiables en la RDC constituye la primera preocupación para el manejo de varios modelos energéticos actualmente en el mercado mundial. Algunos datos energéticos utilizados en los modelos utilizados en el marco de esta tesis, han sido la obra de organismos internacionales: el Consejo Mundial de Energía y la Agencia Internacional de la Energía. Los datos económicos, a veces contradictorios, se han obtenido de las estadísticas del Banco Mundial y del Banco Central del Congo.

Frente a esta problemática, una nueva política debe ser puesta en marcha en el dominio de la obtención y del tratamiento de datos energéticos. Los organismos apropiados deben ser creados y fomentados para la recopilación y la gestión de datos energéticos fundamentales, lo que ayudaría a los que deciden formular políticas energéticas racionales basadas en las buenas prácticas y en las opciones tecnológicas más avanzadas. Una base de datos rica permite la utilización y el manejo de los modelos energéticos más sofisticados existentes hoy en día en el mercado internacional.

6.2.8. Desarrollo de Capacidades Humanas

Para empezar, hay que notar que toda política energética sostenible debe comprometerse fuertemente al desarrollo de las capacidades humanas en planificación energética y en la toma de decisiones para la investigación y desarrollo. De manera general, el sector energético en la RDC sufre de la inexistencia de instrumentos de planificación de toma de decisiones, debido a la falta de capacidades humanas y técnicas inadaptadas y de capacidades científicas insuficientes para abastecer a los responsables de datos técnicos y opciones sólidas. La investigación y desarrollo (I+D) debe recibir apoyo de manera intensa y coherente. Es la condición previa necesaria para la innovación. La creación de centros de formación especializados en energética y la promoción de agencias nacionales dedicadas a la elaboración de estrategias energéticas constituyen una necesidad fundamental para la RDC. A través de la investigación se pueden obtener tecnologías energéticas más limpias y más eficaces que pueden utilizarse en el país. El sector privado debería también realizar un esfuerzo en investigación y desarrollo.

6.2.9. Comprensión y Confianza del Público

La nueva política energética que preconizamos para la RDC debería empezar por lograr y mantener la confianza pública. A su vez esto depende de la transparencia del sector energético y de una mejor información pública, comenzando en particular con los jóvenes. Los precios que reflejan los costes no siempre gozarán de la simpatía de los consumidores. Será necesario que haya una gran comprensión por parte del público acerca de los asuntos involucradas para obtener aceptación y evitar presiones políticas que corren el riesgo de desviar a los gobiernos de las políticas esenciales.

Para lograr la comprensión y la confianza pública en la nueva política energética preconizada para la RDC, las asociaciones de la sociedad civil y los representantes de opiniones públicas deben ser

integrados en la toma de decisiones y sus preocupaciones, que son del público que representan, tenidas en cuenta. El gobierno congolés debe trabajar en este campo.

6.2.10. Cooperación Internacional e Integración Regional

La cooperación internacional debe examinarse y fomentada sobre todo en el campo de la investigación y desarrollo para el control de nuevas tecnologías energéticas. En el dominio de planificación energética, existe ya un esfuerzo entre el gobierno congolés y la Agencia Internacional de Energía Atómica que organiza ya hace tiempo algunos seminarios de formación sobre la utilización de sus herramientas de planificación, formación dirigida a varios países de la región. La RDC debe ampliar esta cooperación en su nueva política energética y utilizar los resultados obtenidos para el desarrollo sostenible del sistema energético.

También hay que promover y ampliar una interconexión de redes eléctricas de la región a fin de favorecer la integración regional de los sistemas de suministro de energía. Con esto se obtiene un mayor apoyo a la confianza y requiere una colaboración regional más fuerte. La RDC forma parte de varios órganos regionales como el SAPP (Southern African Power Pool) y el PEAC (Pool Énergétique de l'Afrique Centrale), lo que constituye ya un comienzo de integración regional de los sistemas de energía que hay que fomentar. Esta integración de los sistemas de suministro energético puede estimular el acceso y la seguridad del suministro energético. La satisfacción de la demanda energética mediante la fuente de suministro disponible más cercana provee un mejor acceso, al precio más bajo posible. También se mejora la diversidad de las fuentes de energía vinculando, por ejemplo, la producción de carbón con la capacidad hidroeléctrica o el potencial solar con la oferta de gas.

Para lograr los beneficios totales de la integración del sistema energético, también es necesario aumentar la colaboración regional para promover la armonización del marco regulatorio para la energía y crear la infraestructura necesaria. La regulación del mercado energético regional también puede ser menos propensa a la intervención del gobierno nacional, proveyendo así una base más estable para la inversión. Sin embargo, es necesario prestar atención para evitar la complejidad que crearía la superposición de varios niveles de regulación.

6.3. Conclusión

En primer lugar hay que pensar que la RDC jamás tuvo en el pasado una política energética coherente. Acabamos de describir la necesidad de una nueva política energética a través de las opciones alternativas que hemos desarrollado en este trabajo. Primero, estas opciones son motivadas por los resultados conseguidos a través el análisis y la simulación del sistema energético de la RDC y por los conocimientos que hemos adquirido en el campo a lo largo de nuestra investigación.

El mundo, a través de la investigación, ha conseguido grandes avances en producir energía de diversas formas y en su utilización, se han desarrollado nuevos métodos de producir, transportar, distribuir y utilizar la energía de una forma, más o menos eficiente, aunque existen fórmulas más que sobradas para que todo el proceso sea eficiente. En el Congo se están utilizando las fuentes de energía más antiguas con algunas excepciones. Así pues, es un país en el que se puede realizar la más amplia innovación en la utilización de fuentes energéticas, porque casi todo está por hacer.

CAPÍTULO 7

7. Conclusiones Generales y Nuevos Trabajos de Investigación

7.1. Conclusiones

Las puestas energéticas actuales en el mundo y particularmente en los países en vías de desarrollo, donde se espera un desarrollo económico espectacular, justifican el interés de los estudios sobre la planificación energética. El objetivo consiste en conocer de dónde se obtendrá la energía necesaria para enfrentarse al problema complejo de desarrollo económico y social, siendo respetuosos con el medioambiente para el bien de las generaciones futuras.

Las economías mundiales necesitan los servicios energéticos de calidad para garantizar los desarrollos actuales y futuros, ya que la energía sigue siendo el motor de desarrollo. Pero la complejidad del tema, reforzada por los efectos negativos sobre el medio ambiente de las actividades humanas ligadas por la explotación, la transformación y el consumo de energía, ha necesitado que varias voces se levanten a través de cumbres mundiales para que el desarrollo actual de naciones no ponga en peligro el de las generaciones futuras. Por este motivo, la noción del desarrollo sostenible, integrando los aspectos económicos, sociales y medioambientales, constituye la preocupación de todos en el tema de planificación energética. Para alcanzar este objetivo han sido desarrollados e ingresados en el mercado mundial varios modelos energéticos de planificación. Estos modelos constituyen herramientas de apoyo a la decisión sobre el futuro energético y permiten a los planificadores estimar varias vías de solución con vista a orientar las opciones de política de desarrollo energético sostenible. Su aplicación al sistema energético de la RDC ha constituido el primero objetivo de nuestra investigación articulada alrededor del tema “Planificación Energética Aplicada a Países en Vías de Desarrollo. Caso de la República Democrática del Congo”.

El conocimiento del rol de la energía, su interacción con la economía de las naciones, el dominio y la descripción del sistema energético de la RDC, así como la teoría sobre el estado actual de la planificación energética han sido los puntos teóricos tratados dentro de esta tesis doctoral. La aplicación de la planificación al sistema energético de la RDC a través de una modelización y una simulación adaptada a sus realidades, así como la orientación de las opciones de desarrollo energético sostenible del país han constituido la parte práctica del trabajo hecho.

El método analítico utilizado ha permitido simular el sistema energético del Congo a través 2 modelos: un modelo desarrollado dentro del MAED (Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía) de la Agencia Internacional de Energía Atómica y el modelo desarrollado, denominado RDCONGO, que ha sido confeccionado para la realización del trabajo presentado. El modelo MAED, que exige la utilización de datos a la vez económicos y energéticos, ha permitido calcular las tendencias de la demanda energética en todos los sectores socioeconómicos del país, concretamente, con este modelo se han obtenido datos de crecimiento de la población, del PIB, del consumo energético de los diferentes sectores socioeconómicos. Estos datos son utilizados en el software RDCONGO, que está constituido por los siguientes modelos:

- Un modelo de referencia (BAU) que ha permitido evaluar la demanda energética futura del país al horizonte 2035 por sector socioeconómico, así como, calcular las emisiones de CO₂.
- Un modelo alternativo que permite desarrollar otros escenarios del desarrollo del sistema energético de la RDC.

- Un modelo económico a través del cual hemos calculado los costes de inversión para la construcción y la explotación de las plantas eléctricas de los escenarios alternativos desarrollados.

El escenario BAU ha demostrado que las tendencias del sistema energético de la RDC al horizonte 2035 no son ni aceptables, ni sostenibles. Con el modelo energético actual se puede llevar al país hacia un desarrollo inaceptable, teniendo en cuenta las preocupaciones sociales, económicas y medioambientales de las generaciones actuales y futuras. Los escenarios alternativos desarrollados alrededor del escenario de referencia BAU tienen como objetivo pensar en otras opciones de desarrollo del sistema energético en las que se tengan en cuenta aspectos sociales, económicos y medioambientales para alcanzar los objetivos del desarrollo sostenible. Los resultados obtenidos en este sentido demuestran la aportación de estos escenarios alternativos en la mejora de los objetivos del desarrollo sostenible. Las emisiones de CO₂ en el horizonte 2035 han sido controladas y limitadas a valores cerca de las del año base (2005). Los indicadores energéticos calculados gracias a los escenarios alternativos desarrollados demuestran que el esquema energético propuesto conduciría el país a los objetivos del desarrollo sostenible. Se han desarrollado dos escenarios económicos basados en la sustitución total y/o parcial de combustibles tradicionales por fuentes de energía más limpias, resultados que han sido presentados y comentados. Se ha demostrado que la sustitución parcial es la económicamente más aceptable, ya que son compatibles con el crecimiento económico esperado en el país. Se han evaluado los impactos medioambientales proporcionales al desarrollo energético a través del cálculo de las emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero.

El modelo RDCONGO desarrollado es muy flexible ya que permite desarrollar varios escenarios energéticos y las evaluaciones económicas correspondientes capaces de orientar las opciones de política energética sostenible. En cuanto a las opciones de política energética para el desarrollo sostenible, las acciones a llevar a cabo se centrarían en:

- La reforma del mercado energético del país a través leyes capaces de atraer a inversionistas y nuevos operadores en el sistema energético.
- La diversificación energética gracias a la explotación del variado potencial de fuentes de energía primarias que dispone el país. Lo que limitaría la dependencia del exterior y aseguraría la independencia energética. Otro beneficio de esta diversificación sería la disminución de la deforestación, la lucha contra la pobreza de la población y contra el cambio climático.
- El desarrollo energético intensivo en el país para disminuir la disparidad entre los medios rurales y urbanos y frenar el éxodo rural.
- La nueva política de financiación y del precio de energía para permitir a las empresas obtener beneficios y a la población pagar los servicios energéticos sin gravarla excesivamente.
- La creación de un órgano de elaboración, de gestión y de tratamiento de una base de datos fiables y listos para su manejo y utilización.
- El compromiso al desarrollo de la capacidad humana, gracias a la formación permanente en todos los campos relacionados con el desarrollo energético. Una política de investigación y desarrollo energético sería una opción adecuada para apoyar a este compromiso.
- La comprensión y la confianza del público deben asegurarse gracias a la gestión transparente del sistema energético. La sociedad civil y las asociaciones representando los intereses de la población deberían ser consultadas y sus opiniones tomadas en cuenta.
- La cooperación internacional y la integración regional constituyen una opción importante a tener en cuenta. Por ello los órganos como el SAPP o el PEAC pueden ser consultados para la toma de decisiones. En esta perspectiva una interconexión de la red eléctrica de la RDC con las redes de la región podría ampliarse.

7.2. Nuevos Trabajos de Investigación.

En RDC se han realizado muy pocos trabajos sobre planificaciones energéticas. Quizá este sea el primero que se ha realizado de forma seria y rigurosa. Por este motivo, se han encontrado numerosas dificultades en su realización. Se expondrán a continuación líneas de investigación que se pueden continuar a fin de poder encontrar soluciones que todavía se acerquen más a la realidad futura del país.

El primer aspecto con el que hay que trabajar concierne la base de datos. Resulta imprescindible y urgente la elaboración de una base de datos energéticos fiables y disponibles en todo momento que se necesiten sea para su tratamiento o estudio. Estos datos pueden ser elaborados por las compañías energéticas con base en RDC y por los ministerios correspondientes.

En lo que concierne el software RCONGO desarrollado, se pueden introducir mejoras añadiendo otros módulos, como un módulo de optimización que permitiría frente a varios escenarios de escoger el económicamente más viable y otro para la evaluación en el tiempo la ejecución del plan energético elaborado. Por otra parte, la flexibilidad del software RDCONGO permitiría a cualquier otro usuario desarrollar otros escenarios económicamente y energéticamente viables, teniendo en cuenta la situación particular del país al que se aplique.

Se deberían hacer estudios que determinarían la situación óptima de las nuevas centrales eléctricas a disponer, a fin de minimizar los costes, especialmente de transporte de combustibles y de energía eléctrica. Se debe tener en cuenta el lugar en que están situados los recursos energéticos y los puntos de consumo, que especialmente son las grandes ciudades con Kinshasa, Lubumbashi, Kisangani, Kananga, Mbuji Mayi, Goma, etc., así como las zonas mineras situadas en, prácticamente, todo el país, pero especialmente en Katanga, situada al suroeste de RDC.

Se deberían hacer estudios más profundos sobre fuentes de energía disponibles como biomasa, a través del conocimiento de los recursos forestales sobrantes, determinando los poderes caloríficos de ellos. También se deberían hacer estudios de velocidades de viento a alturas considerables para, en su caso, introducir la energía eólica como fuente energética. Tampoco hay estudios fiables de radiación solar y valores medios de horas de insolación.

Otros estudios, iniciados hace bastantes años y que deberían de ser revisados, son los de transporte de energía eléctrica a otros países, incluso hay estudios, mas o menos fiables, de líneas que atraviesan África llegando a Europa. Dado el gran potencial energético que dispone RDC, incluso con las previsiones de crecimiento mas elevadas se tendría superávit de energía que puede ser exportada.

Estudiar el desarrollo de instalaciones de transporte de energía que puedan llegar a todo tipo de poblaciones, especialmente las poblaciones rurales. Se debe realizar un estudio de necesidades puntuales de energía y estudiar los métodos posibles para suministrar a todas las poblaciones, bien sea mediante grandes centrales con líneas eléctricas de gran recorrido o realizar una producción mas distribuida de la energía, con los problemas que esta ultima posibilidad de producción de energía puede tener en países en vías de desarrollo.

Fiabilidad del sistema de transporte y distribución de energía. Existen numerosos problemas con utilización de la energía eléctrica, en cuanto a faltas de suministro provocado por excesos de carga y por instalaciones en estado muy precario. Se debería realizar un estudio de cargas para determinar posibles ampliaciones, o modificaciones en el recorrido de las líneas eléctricas y garantizar el suministro. También es necesario poner en marcha un plan de mantenimiento preventivo o predictivo para garantizar el suministro. En la actualidad solo funciona el plan correctivo y de forma muy precaria. Todos estos problemas determinan el uso de numerosos grupos electrógenos, con los problemas de contaminación y utilización de combustibles fósiles.

Estudios de financiación. En el trabajo realizado se ha desarrollado un estudio económico general. Quedaría por continuar el estudio determinando, con las investigaciones indicadas anteriormente, la ubicación real de las centrales, las potencias y, finalmente, los costes reales. También es necesario realizar un estudio de financiación de las instalaciones a poner en funcionamiento, así como de la forma de realizar la facturación energética, según los diversos modelos que existen en países desarrollados

CAPÍTULO 8

8. Anexos

8.1. Unidades más Corrientes de Energía y sus Equivalencias

Unidad principal de energía: Julio ($1\text{J}=10^7 \text{ Ergio} = 2,778 \cdot 10^{-7} \text{ kWh} = 0,1020 \text{kgfm} = 2,389 \cdot 10^{-4} \text{kcal} = 0,3774 \cdot 10^{-6} \text{cv-h} = 9,480 \cdot 10^{-4} \text{ Btu}$)

$$1\text{kWh} = 3,6\text{MJ} (1\text{Wh} = 3600\text{J}) = 860\text{kcal} = 3413\text{Btu}$$

$$1\text{tep} = 10^7 \text{kcal} = 11630\text{kWh}$$

$$1\text{MWh}(\text{hidroelectricidad}) = 0,086\text{tep}$$

$$1\text{MWh}(\text{Electricidad nuclear, } \eta=33\%) = 0,2606\text{tep}$$

$$1\text{MWh}(\text{electricidad, consumo final y saldo de comercio exterior}) = 0,086\text{tep}$$

$$1\text{kcal} = 4,1868\text{kJ} (1\text{cal} = 4,1868\text{J})$$

$$1\text{barril} (159 \text{ litros o } 136 \text{ kg}) = 1700\text{kWh}$$

$$1\text{CV} = 0,735499\text{kW}$$

$$1\text{Btu} (\text{British thermal unity}) = 252\text{cal} = 1050 \text{ J}$$

$$1\text{quad Btu} (10^{15} \text{ Btu}) = 290 \cdot 10^9 \text{kWh}$$

$$1\text{tec}(\text{tonelada equivalente carbón}) = 0,7\text{tep}$$

$$1 \text{ Ergio} = 10^{-7} \text{Julio} (1\text{J} = 10^7 \text{ Ergio})$$

La *tabla 8.1* siguiente precisa los nuevos coeficientes de equivalencia entre unidad propia y tep. Solo se han modificado los coeficientes relativos a la electricidad.

Tabla 8.1. Nuevos coeficientes de equivalencia entre unidad propia y tep.

Énergie	Unité physique	en gigajoules (GJ) (PCI)	en tep (PCI)
Charbon			
Houille	1 t	26	26/42 = 0,619
Coke de houille	1 t	28	28/42 = 0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	32/42 = 0,762
Lignite et produits de récupération	1 t	17	17/42 = 0,405
Pétrole brut et produits pétroliers			
Pétrole brut, gazole/fioul domestique, produits à usages non énergétiques	1 t	42	1
GPL	1 t	46	46/42 = 1,095
Essence moteur et carburéacteur	1 t	44	44/42 = 1,048
Fioul lourd	1 t	40	40/42 = 0,952
Coke de pétrole	1 t	32	32/42 = 0,762
Électricité			
Production d'origine nucléaire	1 MWh	3,6	0,086/0,33 = 0,260606...
Production d'origine géothermique	1 MWh	3,6	0,086/0,10 = 0,86
Autres types de production, échanges avec l'étranger, consommation	1 MWh	3,6	3,6/42 = 0,086
Bois	1 stère	6,17	6,17/42 = 0,147
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	3,24/42 = 0,077

Nota: La tabla 8.2 presenta globalmente las conversiones de las unidades utilizadas en los balances energéticos y sus equivalencias.

	MJ	btu	toe	boe	kWh	kwyr	kcal	TJ	Gcal	Mtoe	Mbtu	GWh	GWyr	PJ
MJ	1	947,8673	2,39E-05	0,000175	0,277778	3,17E-05	238,8459	0,000001	0,000239	2,39E-11	0,000948	2,78E-07	3,17E-11	1E-09
btu	<u>0,001055</u>	1	2,52E-08	1,85E-07	0,000293	3,35E-08	0,251982	1,08E-09	2,52E-07	2,52E-14	0,000001	2,93E-10	3,35E-14	1,06E-12
toe	<u>41868</u>	39685308	1	<u>7,33</u>	11630	1,327626	10000000	0,041868	10	0,000001	39,68531	0,01163	1,33E-06	4,19E-05
boe	5711,869	5414094	0,136426	1	1586,63	0,181122	1364256	0,005712	1,364256	1,36E-07	5,414094	0,001587	1,81E-07	5,71E-06
kWh	3,6	3412,322	8,6E-05	0,00063	1	0,000114	859,8452	3,6E-06	0,00086	8,6E-11	0,003412	0,000001	1,14E-10	3,6E-09
kwyr	31536	29891943	0,753224	5,521135	8760	1	7532244	0,031536	7,532244	7,53E-07	29,89194	0,00876	0,000001	3,15E-05
kcal	0,004187	3,968531	1E-07	7,33E-07	0,001163	1,33E-07	1	4,19E-09	0,000001	1E-13	3,97E-06	1,16E-09	1,33E-13	4,19E-12
TJ	1000000	9,48E+08	23,88459	175,074	277777,8	31,70979	2,39E+08	1	238,8459	2,39E-05	947,8673	0,277778	3,17E-05	0,001
Gcal	4186,8	3968531	0,1	0,733	1163	0,132763	1000000	0,004187	1	1E-07	3,968531	0,001163	1,33E-07	4,19E-06
Mtoe	4,19E+10	3,97E+13	1000000	7330000	1,16E+10	1327626	1E+13	41868	10000000	1	39685308	11630	1,327626	41,868
Mbtu	1055	1000000	0,025198	0,184703	293,0556	0,033454	251982,4	0,001055	0,251982	2,52E-08	1	0,000293	3,35E-08	1,06E-06
GWh	<u>3600000</u>	3,41E+09	85,98452	630,2666	1000000	114,1553	8,6E+08	3,6	859,8452	8,6E-05	3412,322	1	0,000114	0,0036
GWyr	3,15E+10	2,99E+13	753224,4	5521135	8,76E+09	1000000	7,53E+12	31536	7532244	0,753224	29891943	<u>8760</u>	1	31,536
PJ	1E+09	9,48E+11	23884,59	175074	2,78E+08	31709,79	2,39E+11	1000	238845,9	0,023885	947867,3	277,7778	0,03171	1

Tabla 8.2. Conversiones de las Unidades Energéticas

8.2. Resultados del MAED

Se presentan a continuación todos los resultados extraídos directamente de las hojas de cálculo del modelo MAED en su versión francesa:

Tableau 1 DÉMOGRAPHIE

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Population*	[million]	60,000	69,556	80,244	92,350	106,281	122,018	140,084
Taux de croissance*	[%]	na	3,000	2,900	2,850	2,850	2,800	2,800
Population urbaine	[%]	31,000	32,000	33,000	34,000	35,000	36,000	37,000
Pers./ménage		9,000	9,000	9,000	8,000	8,000	7,000	7,000
Ménages urbains	[million]	2,067	2,473	2,942	3,925	4,650	6,275	7,404
Population rurale	[%]	69,000	68,000	67,000	66,000	65,000	64,000	63,000
Pers./ménage		8,000	8,000	8,000	9,000	9,000	9,000	9,000
Ménages ruraux	[million]	5,175	5,912	6,720	6,772	7,676	8,677	9,806
Pop. active potentielle	[%]	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Population occupée	[%]	30,000	30,500	31,000	31,500	32,000	32,000	32,500
Population active	[million]	10,800	12,729	14,925	17,454	20,406	23,427	27,316
Pop. des grandes villes	[%]	21,000	21,500	22,000	22,500	23,000	23,500	24,000
Pop. des grandes villes	[million]	12,600	14,955	17,654	20,779	24,445	28,674	33,620

Formation du PIB

Tableau 2-1 PIB total et sa structure par secteurs principaux

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
PIB*	[10 ⁹ US\$]	7,140	10,014	15,408	24,815	41,815	72,061	126,997
Taux croissance PIB*	[%]	na	7,000	9,000	10,000	11,000	11,500	12,000
PIB/cap	US\$	119,0	144,0	192,0	268,7	393,4	590,6	906,6
Agriculture	[%]	41,100	40,500	40,000	39,500	39,000	38,500	38,000
Constructions	[%]	7,2	7,500	8,000	8,500	9,000	9,500	10,000
Mines	[%]	13,000	15,000	14,000	13,500	13,000	12,500	12,000
Industries manufacturières	[%]	4,400	5,000	6,000	6,500	7,000	8,000	8,500
Services	[%]	33,500	31,000	30,000	29,500	29,000	28,500	28,000
Énergie	[%]	0,800	1,000	2,000	2,500	3,000	3,000	3,500

Tableau 2-2 Distribution du PIB par sous-secteurs de Agriculture

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Agriculture, Syviculture, Elevage, Pêche et Chasse	[%]	55,000	54,000	53,000	52,000	51,000	50,000	49,000
Bétail	[%]	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000	26,000
Sylviculture	[%]	15,000	14,000	13,000	12,000	11,000	10,000	9,000
Pêche	[%]	10,000	11,000	12,000	13,000	14,000	15,000	16,000

Tableau 2-3 Distribution du PIB par sous-secteurs de Constructions

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bâtiments	[%]	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000	26,000
Infrastructure	[%]	80,000	79,000	78,000	77,000	76,000	75,000	74,000

Tableau 2-4 Distribution du PIB par sous-secteurs de Mines

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Minerai	[%]	88,000	87,000	86,500	86,000	85,500	85,000	84,500
Charbon	[%]	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000
Autres	[%]	11,000	11,000	10,500	10,000	9,500	9,000	8,500

Tableau 2-5 Distribution du PIB par sous-secteurs de Industries manufacturières

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Matériaux de base	[%]	25,000	25,500	26,000	26,500	27,000	27,500	28,000
Machines&equip.	[%]	10,000	10,500	11,000	11,500	12,000	12,500	13,000
Biens de consom.	[%]	50,000	49,000	48,000	47,000	46,000	45,000	44,000
Petites industries	[%]	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000

Tableau 2-6 Distribution du PIB par sous-secteurs de Services

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comm.& tourism	[%]	30,000	31,000	32,000	33,000	34,000	35,000	36,000
Admin. publique	[%]	10,000	10,500	11,000	11,500	12,000	12,500	13,000
Finances&affaires	[%]	30,000	31,000	32,000	33,000	34,000	35,000	36,000
Autres	[%]	30,000	27,500	25,000	22,500	20,000	17,500	15,000

Tableau 2-7 Formation du PIB par secteur/sous-secteur (valeurs absolues)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Agriculture	[10 ⁹ US\$]	2,935	4,056	6,163	9,802	16,308	27,744	48,259
Agriculture, Syviculture, Elevage, Pêche et Chasse	[10 ⁹ US\$]	1,614	2,190	3,267	5,097	8,317	13,872	23,647
Bétail	[10 ⁹ US\$]	0,587	0,852	1,356	2,254	3,914	6,936	12,547
Sylviculture	[10 ⁹ US\$]	0,440	0,568	0,801	1,176	1,794	2,774	4,343
Pêche	[10 ⁹ US\$]	0,293	0,446	0,740	1,274	2,283	4,162	7,721
Constructions	[10 ⁹ US\$]	0,514	0,751	1,233	2,109	3,763	6,846	12,700
Bâtiments	[10 ⁹ US\$]	0,103	0,158	0,271	0,485	0,903	1,711	3,302
Infrastructure	[10 ⁹ US\$]	0,411	0,593	0,961	1,624	2,860	5,134	9,398
Mines	[10 ⁹ US\$]	0,928	1,502	2,157	3,350	5,436	9,008	15,240
Minerai	[10 ⁹ US\$]	0,817	1,307	1,866	2,881	4,648	7,657	12,877
Charbon	[10 ⁹ US\$]	0,009	0,030	0,065	0,134	0,272	0,540	1,067
Autres	[10 ⁹ US\$]	0,102	0,165	0,226	0,335	0,516	0,811	1,295
Industries manufacturières	[10 ⁹ US\$]	0,314	0,501	0,924	1,613	2,927	5,765	10,795
Matériaux de base	[10 ⁹ US\$]	0,079	0,128	0,240	0,427	0,790	1,585	3,023
Machines&equip.	[10 ⁹ US\$]	0,031	0,053	0,102	0,185	0,351	0,721	1,403
Biens de consom.	[10 ⁹ US\$]	0,157	0,245	0,444	0,758	1,346	2,594	4,750
Petites industries	[10 ⁹ US\$]	0,047	0,075	0,139	0,242	0,439	0,865	1,619
Services	[10 ⁹ US\$]	2,392	3,104	4,622	7,320	12,126	20,537	35,559
Comm.& tourism	[10 ⁹ US\$]	0,718	0,962	1,479	2,416	4,123	7,188	12,801
Admin. publique	[10 ⁹ US\$]	0,239	0,326	0,508	0,842	1,455	2,567	4,623
Finances&affaires	[10 ⁹ US\$]	0,718	0,962	1,479	2,416	4,123	7,188	12,801
Autres	[10 ⁹ US\$]	0,718	0,854	1,156	1,647	2,425	3,594	5,334
Énergie	[10 ⁹ US\$]	0,057	0,100	0,308	0,620	1,254	2,162	4,445
PIB total	[10 ⁹ US\$]	7,140	10,014	15,408	24,815	41,815	72,061	126,997

Tableau 2-8 Formation du PIB par secteur (par capita)

item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
PIB/cap	US\$	119,000	143,973	192,015	268,706	393,433	590,581	906,576
Agriculture	US\$	48,909	58,309	76,806	106,139	153,439	227,374	344,499
Constructions	US\$	8,568	10,798	15,361	22,840	35,409	56,105	90,658
Mines	US\$	15,470	21,596	26,882	36,275	51,146	73,823	108,789
Industries manufacturières	US\$	5,236	7,199	11,521	17,466	27,540	47,246	77,059
Services	US\$	39,865	44,631	57,605	79,268	114,096	168,316	253,841
Énergie	US\$	0,952	1,440	3,840	6,718	11,803	17,717	31,730

Tableau 2-9 Formation du PIB par secteur/sous-secteur (taux de croissance)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Agriculture	[%]		6,686	8,730	9,724	10,718	11,213	11,708
Agriculture, Syviculture, Elevage, Pêche et Chasse	[%]		6,295	8,324	9,306	10,288	10,773	11,257
Bétail	[%]		7,732	9,746	10,703	11,664	12,124	12,587
Sylviculture	[%]		5,224	7,130	7,981	8,807	9,113	9,378
Pêche	[%]		8,739	10,638	11,494	12,371	12,758	13,159
Constructions	[%]		7,877	10,416	11,342	12,276	12,712	13,155
Bâtiments	[%]		8,935	11,448	12,336	13,236	13,636	14,046
Infrastructure	[%]		7,606	10,135	11,055	11,983	12,414	12,852
Mines	[%]		10,107	7,506	9,203	10,165	10,629	11,089
Minerai	[%]		9,855	7,382	9,076	10,037	10,499	10,958
Charbon	[%]		26,479	16,588	15,670	15,193	14,737	14,568
Autres	[%]		10,107	6,511	8,142	9,041	9,439	9,827
Industries manufacturières	[%]		9,771	13,048	11,775	12,657	14,518	13,366
Matériaux de base	[%]		10,207	13,488	12,202	13,079	14,939	13,776
Machines&equip.	[%]		10,847	14,105	12,773	13,620	15,457	14,259
Biens de consom.	[%]		9,328	12,583	11,305	12,174	14,016	12,858
Petites industries	[%]		9,771	13,048	11,775	12,657	14,518	13,366
Services	[%]		5,353	8,288	9,631	10,621	11,113	11,604
Comm.& tourism	[%]		6,046	8,977	10,308	11,284	11,759	12,235
Admin. publique	[%]		6,386	9,300	10,610	11,567	12,024	12,483
Finances&affaires	[%]		6,046	8,977	10,308	11,284	11,759	12,235
Autres	[%]		3,536	6,243	7,345	8,046	8,185	8,216
Énergie	[%]		11,883	25,208	15,020	15,122	11,500	15,507
PIB total	[%]		7,000	9,000	10,000	11,000	11,500	12,000
PIB/cap	[%]		3,883	5,928	6,952	7,924	8,463	8,949

Demande d'énergie finale de l'Industrie

Demande d'énergie finale des Industries manufacturières

Tableau 9-1 Demande totale d'énergie finale des Industries manufacturières (valeurs absolues)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,039	0,062	0,115	0,200	0,364	0,716	1,340
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,001	0,002	0,004	0,007	0,012	0,024	0,046
Carburants	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Coke	GWa	0,598	0,633	0,713	0,846	1,104	1,668	2,689
Mat. prem. ind. pétroch.	GWa	0,076	0,115	0,205	0,354	0,643	1,276	2,421
Total MAN	GWa	0,715	0,813	1,037	1,407	2,123	3,686	6,499

Tableau 9-2 Demande totale d'énergie finale des Industries manufacturières (parts)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	[%]	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,020	0,021
Biomasse moderne	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	[%]	5,463	7,656	11,076	14,236	17,122	19,421	20,623
Systèmes centralisés	[%]	0,007	0,009	0,013	0,017	0,020	0,023	0,024
Solaire	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	[%]	0,178	0,251	0,366	0,474	0,575	0,657	0,703
Carburants	[%]	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002
Coke	[%]	83,736	77,929	68,790	60,123	51,989	45,259	41,374
Mat. prem. ind. pétroch.	[%]	10,611	14,147	19,743	25,134	30,275	34,619	37,253

Tableau 9-3 Demande totale d'énergie finale par valeur ajoutée en Industries manufacturières

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	[kWh/US\$]	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Biomasse moderne	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	[kWh/US\$]	1,089	1,089	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088
Systèmes centralisés	[kWh/US\$]	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Solaire	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	[kWh/US\$]	0,035	0,036	0,036	0,036	0,037	0,037	0,037
Carburants	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Coke	[kWh/US\$]	16,688	11,081	6,760	4,596	3,304	2,535	2,182
Mat. prem. ind. pétroch.	[kWh/US\$]	2,115	2,012	1,940	1,921	1,924	1,939	1,965
Total MAN	[kWh/US\$]	19,930	14,220	9,827	7,644	6,354	5,601	5,274

Demande d'énergie finale de l'Industrie

Tableau 9-4 Demande totale d'énergie finale de l'Industrie (valeurs absolues)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	3,611	5,818	8,374	13,023	21,163	35,126	59,532
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,155	0,249	0,383	0,618	1,041	1,838	3,239
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,002	0,003	0,006	0,010	0,018	0,034	0,063
Carburants	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Coke	GWa	0,598	0,633	0,713	0,846	1,104	1,668	2,689
Mat. prem. ind. pétroch.	GWa	0,076	0,115	0,205	0,354	0,643	1,276	2,421
Total IND	GWa	4,442	6,819	9,682	14,851	23,969	39,944	67,946

Tableau 9-5 Demande totale d'énergie finale de l'Industrie (parts)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	[%]	81,295	85,320	86,493	87,691	88,294	87,938	87,616
Biomasse moderne	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	[%]	3,482	3,655	3,961	4,159	4,341	4,601	4,766
Systèmes centralisés	[%]	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002
Solaire	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	[%]	0,040	0,049	0,060	0,067	0,074	0,085	0,093
Carburants	[%]	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Coke	[%]	13,474	9,288	7,369	5,698	4,605	4,177	3,957
Mat. prem. ind. pétroch.	[%]	1,707	1,686	2,115	2,382	2,682	3,195	3,563

Tableau 9-6 Demande totale d'énergie finale par valeur ajoutée en Industrie

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	[kWh/US\$]	6,743	7,485	7,001	6,761	6,520	6,234	5,995
Biomasse moderne	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	[kWh/US\$]	0,289	0,321	0,321	0,321	0,321	0,326	0,326
Systèmes centralisés	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	[kWh/US\$]	0,003	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006
Carburants	[kWh/US\$]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Coke	[kWh/US\$]	1,118	0,815	0,596	0,439	0,340	0,296	0,271
Mat. prem. ind. pétroch.	[kWh/US\$]	0,142	0,148	0,171	0,184	0,198	0,226	0,244
Total IND	[kWh/US\$]	8,295	8,772	8,095	7,710	7,384	7,089	6,842

Demande d'énergie finale du secteur Transport

Tableau 13-1 Demande d'énergie finale du secteur Transport (par type d'énergie)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,004	0,004	0,005	0,007	0,009	0,012	0,018
Charbon	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gas-oil	GWa	0,274	0,343	0,458	0,654	1,003	1,637	2,761
Essence	GWa	0,367	0,425	0,490	0,565	0,650	0,746	0,857
Carbureacteur	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GPL	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GNC	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Alcool	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Carb. pour Int'l & milit.	GWa	0,034	0,044	0,063	0,095	0,153	0,257	0,445
Total	GWa	0,678	0,817	1,016	1,320	1,815	2,653	4,081

Tableau 13-2 Parts des formes d'énergie dans la demande d'énergie du secteur Transport

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	[%]	0,533	0,535	0,528	0,514	0,492	0,466	0,438
Charbon	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gas-oil	[%]	40,354	42,002	45,029	49,518	55,263	61,719	67,657
Essence	[%]	54,034	52,040	48,266	42,772	35,804	28,135	21,002
Carbureacteur	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GPL	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GNC	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Alcool	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Carb. pour Int'l & milit.	[%]	5,079	5,424	6,177	7,196	8,440	9,681	10,903

Tableau 13-3 Demande d'énergie finale du secteur Transport (par group d'énergies)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,004	0,004	0,005	0,007	0,009	0,012	0,018
Charbon	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Carburants	GWa	0,675	0,812	1,011	1,313	1,806	2,640	4,063
Total	GWa	0,678	0,817	1,016	1,320	1,815	2,653	4,081

Tableau 13-4 Parts des groupes d'énergies dans la demande d'énergie du secteur Transport

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	[%]	0,533	0,535	0,528	0,514	0,492	0,466	0,438
Charbon	[%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Carburants	[%]	99,467	99,465	99,472	99,486	99,508	99,534	99,562

Tableau 13-5 Demande d'énergie finale du secteur Transport (par sous-secteur)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Marchandises	GWa	0,246	0,310	0,420	0,610	0,954	1,582	2,701
Passagers_urbain	GWa	0,015	0,018	0,021	0,025	0,029	0,035	0,041
Passagers_interurbain	GWa	0,383	0,444	0,512	0,590	0,679	0,779	0,895
Int'l & militaire	GWa	0,034	0,044	0,063	0,095	0,153	0,257	0,445
Total	GWa	0,678	0,817	1,016	1,320	1,815	2,653	4,081

Tableau 13-6 Parts des sous-secteurs dans la demande d'énergie finale du secteur Transport

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Marchandises	[%]	36,200	37,985	41,300	46,230	52,546	59,643	66,183
Passagers_urbain	[%]	2,240	2,208	2,095	1,898	1,624	1,304	0,994
Passagers_interurbain	[%]	56,481	54,384	50,427	44,676	37,389	29,373	21,921
Int'l & militaire	[%]	5,079	5,424	6,177	7,196	8,440	9,681	10,903

Demande d'énergie finale du secteur Ménages

Urbain

Tableau 16-1 Ménages urbains, Chauffage

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,000						

Tableau 16-2 Ménages urbains, Eau chaude sanitaire

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,053	0,064	0,076	0,090	0,106	0,126	0,148
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,054	0,064	0,077	0,091	0,107	0,127	0,150

Tableau 16-3 Ménages urbains, Cuisson

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	4,706	5,631	6,700	8,937	10,588	14,289	16,860
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,095	0,114	0,136	0,181	0,215	0,290	0,342
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,001	0,002	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005
Total	GWa	4,803	5,747	6,837	9,121	10,805	14,583	17,207

Tableau 16-4 Ménages urbains, Climatisation

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,022	0,026	0,031	0,042	0,049	0,066	0,078
Non-électrique	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,022	0,026	0,031	0,042	0,049	0,066	0,078

Tableau 16-5 Ménages urbains, Equipements ménagers & Eclairage

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,007	0,008	0,010	0,013	0,016	0,021	0,025
Comb. fossiles	GWa	0,022	0,027	0,032	0,042	0,050	0,067	0,079
Total	GWa	0,029	0,035	0,042	0,056	0,066	0,089	0,105

Tableau 16-6 Demande totale d'énergie finale des Ménages urbains

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	4,759	5,695	6,775	9,027	10,694	14,414	17,008
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,125	0,149	0,178	0,237	0,281	0,379	0,447
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,023	0,028	0,033	0,045	0,053	0,071	0,084
Total	GWa	4,907	5,873	6,987	9,309	11,028	14,865	17,540

Rural

Tableau 16-7 Ménages ruraux, Chauffage

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,000						

Tableau 16-8 Ménages ruraux, Eau chaude sanitaire

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,093	0,107	0,121	0,138	0,156	0,176	0,199
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,094	0,107	0,122	0,138	0,156	0,177	0,200

Tableau 16-9 Ménages ruraux, Cuisson

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	10,906	12,460	14,163	14,272	16,177	18,286	20,665
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,017	0,019	0,021	0,022	0,025	0,028	0,031
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005
Total	GWa	10,925	12,482	14,188	14,298	16,205	18,318	20,702

Tableau 16-10 Ménages ruraux, Climatisation

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Non-électrique	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,000						

Tableau 16-11 Ménages ruraux, Equipements ménagers & Eclairage

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,002	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004
Comb. fossiles	GWa	0,058	0,067	0,076	0,077	0,087	0,098	0,111
Total	GWa	0,061	0,070	0,079	0,080	0,090	0,102	0,115

Tableau 16-12 Demande totale d'énergie finale des Ménages ruraux

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	11,000	12,567	14,284	14,410	16,333	18,462	20,865
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,019	0,022	0,025	0,025	0,028	0,032	0,036
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,061	0,070	0,080	0,080	0,091	0,103	0,116
Total	GWa	11,080	12,658	14,389	14,515	16,452	18,597	21,017

Total Ménages

Tableau 16-13 Total Ménages, Chauffage

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,000						

Tableau 16-14 Total Ménages, Eau chaude sanitaire

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,147	0,170	0,197	0,227	0,262	0,302	0,348
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,147	0,171	0,198	0,229	0,264	0,304	0,349

Tableau 16-15 Total Ménages, Cuisson

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	15,612	18,091	20,863	23,209	26,764	32,575	37,525
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,112	0,133	0,157	0,203	0,239	0,318	0,373
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,004	0,005	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010
Total	GWa	15,728	18,229	21,026	23,418	27,011	32,901	37,909

Tableau 16-16 Total Ménages, Climatisation

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,022	0,026	0,031	0,042	0,049	0,066	0,078
Non-électrique	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	GWa	0,022	0,026	0,031	0,042	0,049	0,066	0,078

Tableau 16-17 Total Ménages, Equipements ménagers & Eclairage

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,009	0,011	0,013	0,017	0,019	0,025	0,030
Comb. fossiles	GWa	0,081	0,093	0,108	0,119	0,137	0,165	0,190
Total	GWa	0,090	0,105	0,121	0,135	0,156	0,191	0,220

Tableau 16-18 Demande totale d'énergie finale du secteur Ménages

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	15,759	18,262	21,060	23,437	27,027	32,877	37,873
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,144	0,171	0,203	0,262	0,309	0,411	0,483
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,085	0,098	0,113	0,125	0,144	0,174	0,200
Total	GWa	15,987	18,531	21,375	23,824	27,480	33,462	38,557

Demande d'énergie finale du secteur Services

Tableau 19-1 Demande d'énergie finale pour Usages thermiques

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,238	0,312	0,469	0,750	1,254	2,145	3,751
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,002	0,003	0,005	0,007	0,013	0,021	0,038
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,003	0,003	0,005	0,008	0,014	0,023	0,041
Total	GWa	0,243	0,318	0,478	0,765	1,280	2,190	3,829

Tableau 19-2 Demande d'énergie finale pour Climatisation

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,030	0,035	0,041	0,048	0,056	0,064	0,075
Comb. fossiles	GWa	0,002	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,004
Total	GWa	0,031	0,037	0,043	0,050	0,059	0,067	0,079

Tableau 19-3 Demande d'énergie finale pour Usages spécifiques de l'électricité

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Electricité	GWa	0,129	0,172	0,263	0,429	0,729	1,268	2,252

Tableau 19-4 Demande totale d'énergie finale du secteur Services (par forme d'énergie)

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	0,238	0,312	0,469	0,750	1,254	2,145	3,751
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,160	0,210	0,309	0,484	0,798	1,353	2,364
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,004	0,005	0,007	0,011	0,017	0,027	0,045
Carburants	GWa	0,051	0,067	0,101	0,162	0,273	0,469	0,824
Total	GWa	0,453	0,593	0,885	1,406	2,341	3,994	6,984

Demande totale d'énergie finale

Tableau 20-1 Demande d'énergie finale par forme d'énergie

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	GWa	19,607	24,391	29,902	37,209	49,444	70,148	101,156
Biomasse moderne	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	GWa	0,463	0,635	0,900	1,370	2,156	3,614	6,104
Systèmes centralisés	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002
Solaire	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	GWa	0,091	0,107	0,126	0,145	0,178	0,235	0,308
Carburants	GWa	0,725	0,879	1,112	1,475	2,079	3,110	4,888
Coke & charbon	GWa	0,598	0,633	0,713	0,846	1,104	1,668	2,689
Mat. prem. ind. pétroch.	GWa	0,076	0,115	0,205	0,354	0,643	1,276	2,421
Total	GWa	21,560	26,760	32,959	41,401	55,605	80,052	117,567

Tableau 20-2 Demande d'énergie finale par capita et par PIB

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
EF par capita	[MWh/cap]	3,148	3,370	3,598	3,927	4,583	5,747	7,352
EF par PIB	[kWh/US\$]	26,452	23,409	18,738	14,615	11,649	9,731	8,110

Tableau 20-3 Demande d'énergie finale par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	4,442	6,819	9,682	14,851	23,969	39,944	67,946
Ind. manufacturières	GWa	0,715	0,813	1,037	1,407	2,123	3,686	6,499
ACM	GWa	3,727	6,006	8,645	13,443	21,846	36,258	61,447
Transport	GWa	0,678	0,817	1,016	1,320	1,815	2,653	4,081
Marchandises	GWa	0,246	0,310	0,420	0,610	0,954	1,582	2,701
Passagers	GWa	0,433	0,506	0,596	0,710	0,861	1,071	1,380
Ménages	GWa	15,987	18,531	21,375	23,824	27,480	33,462	38,557
Services	GWa	0,453	0,593	0,885	1,406	2,341	3,994	6,984
Total	GWa	21,560	26,760	32,959	41,401	55,605	80,052	117,567

Tableau 20-4 Combustibles traditionnels par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	3,611	5,818	8,374	13,023	21,163	35,126	59,532
Ind. manufacturières	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
ACM	GWa	3,611	5,818	8,374	13,023	21,163	35,125	59,530
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000						
Passagers	GWa	0,000						
Ménages	GWa	15,759	18,262	21,060	23,437	27,027	32,877	37,873
Services	GWa	0,238	0,312	0,469	0,750	1,254	2,145	3,751
Total	GWa	19,607	24,391	29,902	37,209	49,444	70,148	101,156

Tableau 20-5 Biomasse moderne par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,000						
Ind. manufacturières	GWa	0,000						
ACM	GWa	0,000						
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000						
Passagers	GWa	0,000						
Ménages	GWa	0,000						
Services	GWa	0,000						
Total	GWa	0,000						

Tableau 20-6 Electricité par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,155	0,249	0,383	0,618	1,041	1,838	3,239
Ind. manufacturières	GWa	0,039	0,062	0,115	0,200	0,364	0,716	1,340
ACM	GWa	0,116	0,187	0,269	0,417	0,677	1,122	1,898
Transport	GWa	0,004	0,004	0,005	0,007	0,009	0,012	0,018
Marchandises	GWa	0,001	0,001	0,002	0,002	0,004	0,006	0,011
Passagers	GWa	0,003	0,003	0,004	0,004	0,005	0,006	0,007
Ménages	GWa	0,144	0,171	0,203	0,262	0,309	0,411	0,483
Services	GWa	0,160	0,210	0,309	0,484	0,798	1,353	2,364
Total	GWa	0,463	0,635	0,900	1,370	2,156	3,614	6,104

Tableau 20-7 Chaleur des systèmes centralisés par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002
Ind. manufacturières	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002
ACM	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	GWa	0,000						
Services	GWa	0,000						
Total	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002

Tableau 20-8 Energie solaire par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,000						
Ind. manufacturières	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ACM	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	GWa	0,000						
Services	GWa	0,000						
Total	GWa	0,000						

Tableau 20-9 Combustibles fossiles (substituables) par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,002	0,003	0,006	0,010	0,018	0,034	0,063
Ind. manufacturières	GWa	0,001	0,002	0,004	0,007	0,012	0,024	0,046
ACM	GWa	0,000	0,001	0,002	0,003	0,006	0,010	0,018
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	GWa	0,085	0,098	0,113	0,125	0,144	0,174	0,200
Services	GWa	0,004	0,005	0,007	0,011	0,017	0,027	0,045
Total	GWa	0,091	0,107	0,126	0,145	0,178	0,235	0,308

Tableau 20-10 Carburants par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Ind. manufacturières	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ACM	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Transport	GWa	0,675	0,812	1,011	1,313	1,806	2,640	4,063
Marchandises	GWa	0,245	0,309	0,418	0,608	0,950	1,576	2,690
Passagers	GWa	0,430	0,503	0,593	0,705	0,856	1,065	1,373
Ménages	GWa	0,000						
Services	GWa	0,051	0,067	0,101	0,162	0,273	0,469	0,824
Total	GWa	0,725	0,879	1,112	1,475	2,079	3,110	4,888

Tableau 20-11 Coke et charbon par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,598	0,633	0,713	0,846	1,104	1,668	2,689
Ind. manufacturières	GWa	0,598	0,633	0,713	0,846	1,104	1,668	2,689
ACM	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	GWa	0,000						
Services	GWa	0,000						
Total	GWa	0,598	0,633	0,713	0,846	1,104	1,668	2,689

Tableau 20-12 Matières premières pour l'industrie pétrochimique par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	GWa	0,076	0,115	0,205	0,354	0,643	1,276	2,421
Ind. manufacturières	GWa	0,076	0,115	0,205	0,354	0,643	1,276	2,421
ACM	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	GWa	0,000						
Marchandises	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	GWa	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	GWa	0,000						
Services	GWa	0,000						
Total	GWa	0,076	0,115	0,205	0,354	0,643	1,276	2,421

Demande totale d'énergie finale (en l'unité de l'utilisateur)

Tableau 21-1 Demande d'énergie finale par forme d'énergie

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Comb. traditionnels	[Mtep]	14,769	18,372	22,523	28,027	37,243	52,837	76,193
Biomasse moderne	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Electricité	[Mtep]	0,349	0,478	0,678	1,032	1,624	2,722	4,597
Systèmes centralisés	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Solaire	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Comb. fossiles	[Mtep]	0,068	0,080	0,095	0,109	0,134	0,177	0,232
Carburants	[Mtep]	0,546	0,662	0,837	1,111	1,566	2,342	3,682
Coke & charbon	[Mtep]	0,451	0,477	0,537	0,637	0,831	1,257	2,025
Mat. prem. ind. pétroch.	[Mtep]	0,057	0,087	0,154	0,266	0,484	0,961	1,824
Total	[Mtep]	16,240	20,156	24,825	31,184	41,883	60,297	88,554

Tableau 21-2 Demande d'énergie finale par capita et par PIB

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
EF par capita	[MWh/cap]	3,148	3,370	3,598	3,927	4,583	5,747	7,352
EF par PIB	[kWh/US\$]	26,452	23,409	18,738	14,615	11,649	9,731	8,110

Tableau 21-3 Demande d'énergie finale par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	3,346	5,136	7,292	11,186	18,054	30,087	51,179
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,538	0,612	0,781	1,060	1,599	2,777	4,895
ACM	[Mtep]	2,807	4,524	6,511	10,126	16,455	27,310	46,284
Transport	[Mtep]	0,511	0,615	0,765	0,994	1,367	1,998	3,074
Marchandises	[Mtep]	0,185	0,234	0,316	0,460	0,718	1,192	2,034
Passagers	[Mtep]	0,326	0,382	0,449	0,535	0,649	0,806	1,039
Ménages	[Mtep]	12,042	13,958	16,101	17,945	20,698	25,204	29,042
Services	[Mtep]	0,341	0,447	0,667	1,059	1,763	3,008	5,260
Total	[Mtep]	16,240	20,156	24,825	31,184	41,883	60,297	88,554

Tableau 21-4 Combustibles traditionnels par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	2,720	4,382	6,307	9,809	15,941	26,458	44,841
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
ACM	[Mtep]	2,720	4,382	6,307	9,809	15,940	26,457	44,840
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	11,870	13,755	15,863	17,653	20,357	24,764	28,527
Services	[Mtep]	0,179	0,235	0,353	0,565	0,945	1,616	2,825
Total	[Mtep]	14,769	18,372	22,523	28,027	37,243	52,837	76,193

Tableau 21-5 Biomasse moderne par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,000						
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ACM	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	0,000						
Services	[Mtep]	0,000						
Total	[Mtep]	0,000						

Tableau 21-6 Electricité par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,116	0,188	0,289	0,465	0,784	1,384	2,439
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,029	0,047	0,087	0,151	0,274	0,539	1,010
ACM	[Mtep]	0,087	0,141	0,202	0,314	0,510	0,845	1,430
Transport	[Mtep]	0,003	0,003	0,004	0,005	0,007	0,009	0,013
Marchandises	[Mtep]	0,001	0,001	0,001	0,002	0,003	0,005	0,008
Passagers	[Mtep]	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,004	0,005
Ménages	[Mtep]	0,108	0,129	0,153	0,197	0,233	0,310	0,364
Services	[Mtep]	0,121	0,158	0,233	0,364	0,601	1,019	1,780
Total	[Mtep]	0,349	0,478	0,678	1,032	1,624	2,722	4,597

Tableau 21-7 Chaleur des systèmes centralisés par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
ACM	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	0,000						
Services	[Mtep]	0,000						
Total	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001

Tableau 21-8 Energie solaire par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,000						
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ACM	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	0,000						
Services	[Mtep]	0,000						
Total	[Mtep]	0,000						

Tableau 21-9 Combustibles fossiles (substituables) par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,001	0,002	0,004	0,007	0,013	0,026	0,048
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,001	0,002	0,003	0,005	0,009	0,018	0,034
ACM	[Mtep]	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004	0,007	0,013
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	0,064	0,074	0,085	0,094	0,108	0,131	0,151
Services	[Mtep]	0,003	0,004	0,005	0,008	0,013	0,020	0,034
Total	[Mtep]	0,068	0,080	0,095	0,109	0,134	0,177	0,232

Tableau 21-10 Carburants par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ACM	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Transport	[Mtep]	0,508	0,612	0,761	0,989	1,360	1,989	3,060
Marchandises	[Mtep]	0,184	0,233	0,315	0,458	0,716	1,187	2,026
Passagers	[Mtep]	0,324	0,379	0,447	0,531	0,645	0,802	1,034
Ménages	[Mtep]	0,000						
Services	[Mtep]	0,038	0,050	0,076	0,122	0,205	0,353	0,621
Total	[Mtep]	0,546	0,662	0,837	1,111	1,566	2,342	3,682

Tableau 21-11 Coke et charbon par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,451	0,477	0,537	0,637	0,831	1,257	2,025
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,451	0,477	0,537	0,637	0,831	1,257	2,025
ACM	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	0,000						
Services	[Mtep]	0,000						
Total	[Mtep]	0,451	0,477	0,537	0,637	0,831	1,257	2,025

Tableau 21-12 Matières premières pour l'industrie pétrochimique par secteur

Item	Unité	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Industrie	[Mtep]	0,057	0,087	0,154	0,266	0,484	0,961	1,824
Ind. manufacturières	[Mtep]	0,057	0,087	0,154	0,266	0,484	0,961	1,824
ACM	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Transport	[Mtep]	0,000						
Marchandises	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Passagers	[Mtep]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ménages	[Mtep]	0,000						
Services	[Mtep]	0,000						
Total	[Mtep]	0,057	0,087	0,154	0,266	0,484	0,961	1,824

8.3. Resultados detallados del Modelo RDCONGO

8.3.1. Resultados del Escenario BAU

AÑO		2010						
		Industria	residencial	comercial	transporte	otros		
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		9	3	5,55	3,76	0		
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,539	1,159	1,310	1,203	1,000		
<i>CONTRIBUCIÓN (Mtoe)</i>								
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctrica	Total
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	0,194	0,215	0,000	0,000	4,868	0,000	5,277
	<i>%</i>	0,037	0,041	0,000	0,000	0,922	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	0,429	0,082	0,008	0,000	13,690	0,000	14,209
	<i>%</i>	0,030	0,006	0,001	0,000	0,963	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,340	0,000	0,000	0,000	0,341
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	0,625	0,000	0,009	0,000	0,000	0,798	0,807
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							20,075
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,298	0,603	0,000	18,558	0,798	20,258
	<i>%</i>		0,015	0,030	0,000	0,916	0,039	1,000
<i>Emisiones CO2 (Mton)</i>								
SECTOR		Carbón	Petróleo	Gas natural	Total			
<i>Industria</i>		0,969	0,000	0,000	0,969			
<i>Residencial</i>		0,370	0,025	0,000	0,396			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	0,681	0,000	0,681			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,027	0,000	0,027			
<i>Total</i>		1,340	1,496	0,000	2,835			

AÑO		2015						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>		
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		7,25	2,88	8,35	4,45	0		
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,419	1,153	1,493	1,243	1,000		
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	0,275	0,306	0,000	0,000	6,908	0,000	7,489
	%	0,037	0,041	0,000	0,000	0,922	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	0,494	0,095	0,009	0,000	15,778	0,000	16,377
	%	0,030	0,006	0,001	0,000	0,963	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,423	0,000	0,000	0,000	0,424
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	0,772	0,000	0,011	0,000	0,000	0,986	0,997
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							24,537
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,401	0,689	0,000	22,686	0,986	24,763
	%		0,016	0,028	0,000	0,916	0,040	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		1,375	0,000	0,000	1,375			
<i>Residencial</i>		0,427	0,029	0,000	0,456			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	0,846	0,000	0,846			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,034	0,000	0,034			
<i>Total</i>		1,802	1,672	0,000	3,474			

AÑO		2020						
		Industria	residencial	comercial	transporte	otros		
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		8,95	2,2	9,68	5,35	0		
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,535	1,115	1,587	1,298	1,000		
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctrica	Total
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	0,422	0,469	0,000	0,000	10,605	0,000	11,496
	%	0,037	0,041	0,000	0,000	0,922	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	0,551	0,106	0,010	0,000	17,592	0,000	18,259
	%	0,030	0,006	0,001	0,000	0,963	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,549	0,000	0,000	0,000	0,550
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	0,977	0,000	0,014	0,000	0,000	1,248	1,262
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							30,554
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,575	0,819	0,000	28,197	1,248	30,839
	%		0,019	0,027	0,000	0,914	0,040	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
SECTOR		Carbón	Petróleo	Gas natural	Total			
<i>Industria</i>		2,112	0,000	0,000	2,112			
<i>Residencial</i>		0,476	0,032	0,000	0,508			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,098	0,000	1,098			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,043	0,000	0,043			
<i>Total</i>		2,587	1,936	0,000	4,523			

AÑO		2025						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>		
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		10,05	2,88	10,74	6,57	0		
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,614	1,153	1,665	1,375	1,000		
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	0,682	0,757	0,000	0,000	17,118	0,000	18,557
	%	0,037	0,041	0,000	0,000	0,922	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	0,635	0,122	0,012	0,000	20,275	0,000	21,044
	%	0,030	0,006	0,001	0,000	0,963	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,003	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,004
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,755	0,000	0,000	0,000	0,756
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	1,322	0,000	0,019	0,000	0,000	1,689	1,708
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							40,608
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,879	1,031	0,000	37,393	1,689	40,993
	%		0,021	0,025	0,000	0,912	0,041	1,000
Emissiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		3,408	0,000	0,000	3,408			
<i>Residencial</i>		0,549	0,037	0,000	0,586			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,510	0,000	1,510			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,058	0,000	0,058			
<i>Total</i>		3,957	2,367	0,000	6,324			

AÑO		2030						
		Industria	residencial	comercial	transporte	otros		
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		10,75	4	11,28	7,87	0		
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,666	1,217	1,706	1,461	1,000		
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctrica	Total
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	1,136	1,262	0,000	0,000	28,521	0,000	30,918
	%	0,037	0,041	0,000	0,000	0,922	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	0,773	0,148	0,015	0,000	24,668	0,000	25,604
	%	0,030	0,006	0,001	0,000	0,963	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,005	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,006
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	1,102	0,000	0,000	0,000	1,105
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	1,917	0,000	0,027	0,000	0,000	2,449	2,476
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							57,880
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		1,410	1,390	0,000	53,189	2,449	58,439
	%		0,024	0,024	0,000	0,910	0,042	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
SECTOR		Carbón	Petróleo	Gas natural	Total			
<i>Industria</i>		5,679	0,000	0,000	5,679			
<i>Residencial</i>		0,667	0,045	0,000	0,713			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	2,205	0,000	2,205			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,084	0,000	0,084			
<i>Total</i>		6,346	3,096	0,000	9,443			

AÑO		2035						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>		
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		11,21	2,87	11,82	9	0		
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,701	1,152	1,748	1,539	1,000		
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	1,932	2,147	0,000	0,000	48,515	0,000	52,594
	%	0,037	0,041	0,000	0,000	0,922	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	0,890	0,171	0,017	0,000	28,417	0,000	29,495
	%	0,030	0,006	0,001	0,000	0,963	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,011
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,003	0,000	1,696	0,000	0,000	0,000	1,699
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,248
	%	0,010	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	2,837	0,000	0,040	0,000	0,000	3,625	3,665
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							84,048
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		2,318	1,999	0,000	76,934	3,625	84,875
	%		0,027	0,024	0,000	0,906	0,043	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		9,660	0,000	0,000	9,660			
<i>Residencial</i>		0,769	0,052	0,000	0,821			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	3,392	0,000	3,392			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,124	0,000	0,124			
<i>Total</i>		10,429	4,331	0,000	14,760			

8.3.2. Resultados del escenario HIDRO

AÑO		2010						
		Industria	residencial	comercial	transporte	otros	electrificación	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		7,0	3,0	5,6	3,8	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,403	1,159	1,313	1,205	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctrica	Total
Industria	Mtoe	0,285	0,196	0,000	0,000	4,330	0,000	4,811
	%	0,059	0,041	0,000	0,000	0,900	0,000	1,000
Residencial	Mtoe	0,691	0,082	0,008	0,000	13,428	0,000	14,209
	%	0,049	0,006	0,001	0,000	0,945	0,000	1,000
Comercial y público	Mtoe	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
Transporte	Mtoe	0,001	0,000	0,341	0,000	0,000	0,000	0,342
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
Otros	Mtoe	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
Electricidad	Mtoe	0,978	0,000	0,014	0,000	0,000	1,249	1,263
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	Mtoe							19,609
<i>Tot. E. Prim</i>	Mtoe		0,279	0,609	0,000	17,758	1,249	19,894
	%		0,014	0,031	0,000	0,893	0,063	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
SECTOR		Carbón	Petróleo	Gas natural	Total			
Industria		0,884	0,000	0,000	0,884			
Residencial		0,370	0,025	0,000	0,396			
Comercial y público		0,000	0,000	0,000	0,000			
Transporte		0,000	0,682	0,000	0,682			
Otros		0,000	0,763	0,000	0,763			
Electricidad		0,000	0,043	0,000	0,043			
Total		1,254	1,512	0,000	2,766			

AÑO		2015						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		7,3	2,9	8,4	4,5	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,422	1,154	1,497	1,246	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	0,652	0,279	0,000	0,000	5,911	0,000	6,842
	<i>%</i>	0,095	0,041	0,000	0,000	0,864	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	1,283	0,095	0,009	0,000	15,005	0,000	16,393
	<i>%</i>	0,078	0,006	0,001	0,000	0,915	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,425	0,000	0,000	0,000	0,426
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	1,938	0,000	0,027	0,000	0,000	2,476	2,503
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							23,909
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,374	0,708	0,000	20,916	2,476	24,474
	<i>%</i>		0,015	0,029	0,000	0,855	0,101	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		1,257	0,000	0,000	1,257			
<i>Residencial</i>		0,427	0,029	0,000	0,456			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	0,850	0,000	0,850			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,084	0,000	0,084			
<i>Total</i>		1,684	1,726	0,000	3,410			

AÑO		2020						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		9,0	2,2	9,7	5,4	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,539	1,115	1,589	1,301	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	1,616	0,430	0,000	0,000	8,483	0,000	10,528
	<i>%</i>	0,153	0,041	0,000	0,000	0,806	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	2,305	0,106	0,010	0,000	15,856	0,000	18,277
	<i>%</i>	0,126	0,006	0,001	0,000	0,868	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,553	0,000	0,000	0,000	0,554
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	3,924	0,000	0,055	0,000	0,000	5,013	5,068
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							29,608
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,536	0,864	0,000	24,339	5,013	30,752
	<i>%</i>		0,017	0,028	0,000	0,791	0,163	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		1,934	0,000	0,000	1,934			
<i>Residencial</i>		0,476	0,032	0,000	0,509			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,106	0,000	1,106			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,171	0,000	0,171			
<i>Total</i>		2,410	2,072	0,000	4,482			

AÑO		2025						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		10,1	2,9	10,7	6,6	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,618	1,154	1,662	1,377	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	4,209	0,695	0,000	0,000	12,128	0,000	17,033
	<i>%</i>	0,247	0,041	0,000	0,000	0,712	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	4,282	0,122	0,012	0,000	16,669	0,000	21,085
	<i>%</i>	0,203	0,006	0,001	0,000	0,791	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,003	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,004
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,761	0,000	0,000	0,000	0,763
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	8,497	0,000	0,119	0,000	0,000	10,856	10,975
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							39,131
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,817	1,138	0,000	28,798	10,856	41,609
	<i>%</i>		0,020	0,027	0,000	0,692	0,261	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		3,128	0,000	0,000	3,128			
<i>Residencial</i>		0,550	0,037	0,000	0,587			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,522	0,000	1,522			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,370	0,000	0,370			
<i>Total</i>		3,678	2,692	0,000	6,370			

AÑO		2030						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		10,8	4,0	11,3	7,9	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,670	1,217	1,708	1,463	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	11,321	1,161	0,000	0,000	15,962	0,000	28,443
	<i>%</i>	0,398	0,041	0,000	0,000	0,561	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	8,390	0,149	0,015	0,000	17,100	0,000	25,653
	<i>%</i>	0,327	0,006	0,001	0,000	0,667	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,005	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,006
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	1,113	0,000	0,000	0,000	1,115
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,001	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,247
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	19,719	0,000	0,277	0,000	0,000	25,194	25,471
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							55,465
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		1,310	1,651	0,000	33,062	25,194	61,217
	<i>%</i>		0,021	0,027	0,000	0,540	0,412	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		5,224	0,000	0,000	5,224			
<i>Residencial</i>		0,669	0,045	0,000	0,714			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	2,226	0,000	2,226			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,860	0,000	0,860			
<i>Total</i>		5,893	3,893	0,000	9,786			

AÑO		2035						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		11,2	2,9	11,8	9,0	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,670	1,217	1,708	1,463	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	31,000	1,974	0,000	0,000	15,388	0,000	48,362
	<i>%</i>	0,641	0,041	0,000	0,000	0,318	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	15,589	0,171	0,017	0,000	13,818	0,000	29,595
	<i>%</i>	0,527	0,006	0,001	0,000	0,467	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,011
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,003	0,000	1,712	0,000	0,000	0,000	1,716
	<i>%</i>	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,248
	<i>%</i>	0,010	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	46,604	0,000	0,655	0,000	0,000	59,542	60,198
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							79,932
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		2,145	2,631	0,000	29,207	59,542	93,526
	<i>%</i>		0,023	0,028	0,000	0,312	0,637	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		8,883	0,000	0,000	8,883			
<i>Residencial</i>		0,771	0,052	0,000	0,824			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	3,425	0,000	3,425			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	2,032	0,000	2,032			
<i>Total</i>		9,654	6,271	0,000	15,925			

8.3.3. Resultados del Escenario DER

Energía	Horas/año	Equivalencias energéticas Mtep/GWh
Biomasa	6000	11630
Solar	3000	11630

Industrial				
Se supone cogeneración y, por tanto, doble eficiencia mediante un factor mitad en equivalencia 5,81*1e3				
Biomasa/Solar	Energía Solar (Mtoe)	Energía Biomasa	Pbiomasa (GW)	Psolar (GW)
0	15,39	0,00	0,00	59,65
0,2	12,31	3,08	5,97	47,72
0,4	9,23	6,16	11,93	35,79
0,6	6,16	9,23	17,90	23,86
0,8	3,08	12,31	23,86	11,93
1	0,00	15,39	29,83	0,00
Residencial				
Biomasa/Solar	Energía Solar (Mtoe)	Energía Biomasa	Pbiomasa (GW)	Psolar (GW)
0	13,82	0,00	0,00	53,57
0,2	11,05	2,76	5,36	42,85
0,4	8,29	5,53	10,71	32,14
0,6	5,53	8,29	16,07	21,43
0,8	2,76	11,05	21,43	10,71
1	0,00	13,82	26,78	0,00

8.3.4. Resultados del Escenario Sustitución Carbón por Gas Natural en Sector Industrial

Fracción		1,000						
AÑO		2035						
		Industria	residencial	comercial	transporte	otros	electrificación	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		11,2	2,9	11,8	9	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,700	1,154	1,747	1,539	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctrica	Total
Industria	Mtoe	31,000	0,000	0,000	1,974	15,388	0,000	48,362
	%	0,641	0,000	0,000	0,041	0,318	0,000	1,000
Residencial	Mtoe	15,589	0,171	0,017	0,000	13,818	0,000	29,595
	%	0,527	0,006	0,001	0,000	0,467	0,000	1,000
Comercial y público	Mtoe	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,011
	%	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
Transporte	Mtoe	0,003	0,000	1,712	0,000	0,000	0,000	1,716
	%	0,002	0,000	0,998	0,000	0,000	0,000	1,000
Otros	Mtoe	0,002	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,248
	%	0,010	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	1,000
Electricidad	Mtoe	46,604	0,000	0,655	0,000	0,000	59,542	60,198
	%		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
Tot E. Final	Mtoe							79,932
Tot. E. Prim	Mtoe		0,171	2,631	1,974	29,207	59,542	93,526
	%		0,002	0,028	0,021	0,312	0,637	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
SECTOR		Carbón	Petróleo	Gas natural	Total			
Industria		0,000	0,000	4,145	4,145			
Residencial		0,771	0,052	0,000	0,824			
Comercial y público		0,000	0,000	0,000	0,000			
Transporte		0,000	3,425	0,000	3,425			
Otros		0,000	0,763	0,000	0,763			
Electricidad		0,000	2,032	0,000	2,032			
Total		0,771	6,271	4,145	11,188			

8.3.5. Escenario Sustitución Petróleo por Electricidad

Fracción	0,500							
AÑO	2035							
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		11,2	2,9	11,8	9	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,700	1,154	1,747	1,539	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Hidroeléctrica	Total
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	31,000	0,000	0,000	1,974	15,388	0,000	48,362
	<i>%</i>	0,641	0,000	0,000	0,041	0,318	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	15,589	0,171	0,017	0,000	13,818	0,000	29,595
	<i>%</i>	0,527	0,006	0,001	0,000	0,467	0,000	1,000
<i>Comercial y público</i>	<i>Mtoe</i>	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,011
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,860	0,000	0,856	0,000	0,000	0,000	1,716
	<i>%</i>	0,501	0,000	0,499	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,248
	<i>%</i>	0,010	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	47,460	0,000	0,667	0,000	0,000	60,637	61,304
	<i>%</i>		0,000	0,011	0,000	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							79,932
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,171	1,786	1,974	29,207	60,637	93,776
	<i>%</i>		0,002	0,019	0,021	0,311	0,647	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
SECTOR		Carbón	Petróleo	Gas natural	Total			
<i>Industria</i>		0,000	0,000	4,145	4,145			
<i>Residencial</i>		0,771	0,052	0,000	0,824			
<i>Comercial y público</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,712	0,000	1,712			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	2,069	0,000	2,069			
<i>Total</i>		0,771	4,596	4,145	9,513			

8.3.6. Sustitución del Petróleo por Gas Natural en la Producción Eléctrica

<i>Fracción</i>	1,000							
<i>AÑO</i>	2035							
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		11,2	2,9	11,8	9	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,700	1,154	1,747	1,539	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
<i>SECTOR</i>		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	31,000	0,000	0,000	1,974	15,388	0,000	48,362
	<i>%</i>	0,641	0,000	0,000	0,041	0,318	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	15,589	0,171	0,017	0,000	13,818	0,000	29,595
	<i>%</i>	0,527	0,006	0,001	0,000	0,467	0,000	1,000
<i>Comercial y público</i>	<i>Mtoe</i>	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,011
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,860	0,000	0,856	0,000	0,000	0,000	1,716
	<i>%</i>	0,501	0,000	0,499	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,248
	<i>%</i>	0,010	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	47,460	0,000	0,000	0,667	0,000	60,637	61,304
	<i>%</i>		0,000	0,000	0,011	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							79,932
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,171	1,119	2,641	29,207	60,637	93,776
	<i>%</i>		0,002	0,012	0,028	0,311	0,647	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
<i>SECTOR</i>		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		0,000	0,000	4,145	4,145			
<i>Residencial</i>		0,771	0,052	0,000	0,824			
<i>Comercial y público</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,712	0,000	1,712			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,000	1,402	1,402			
<i>Total</i>		0,771	2,527	5,547	8,846			

8.3.7. Sustitución del carbón por la biomasa en el sector residencial

Fracción		1,000						
AÑO		2035						
		<i>Industria</i>	<i>residencial</i>	<i>comercial</i>	<i>transporte</i>	<i>otros</i>	<i>electrificación</i>	
<i>Ritmo anual crecimiento demanda</i>		11,2	2,9	11,8	9	0	10	
<i>Total crecimiento para el periodo</i>		1,700	1,154	1,747	1,539	1,000	1,611	
CONTRIBUCIÓN (Mtoe)								
SECTOR		<i>Electricidad</i>	<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Renovables</i>	<i>Hidroeléctrica</i>	<i>Total</i>
<i>Industria</i>	<i>Mtoe</i>	31,000	0,000	0,000	1,974	15,388	0,000	48,362
	<i>%</i>	0,641	0,000	0,000	0,041	0,318	0,000	1,000
<i>Residencial</i>	<i>Mtoe</i>	15,589	0,000	0,017	0,000	13,989	0,000	29,595
	<i>%</i>	0,527	0,000	0,001	0,000	0,473	0,000	1,000
<i>Comercial y publico</i>	<i>Mtoe</i>	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,011
	<i>%</i>	0,857	0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	1,000
<i>Transporte</i>	<i>Mtoe</i>	0,856	0,000	0,856	0,000	0,000	0,000	1,712
	<i>%</i>	0,500	0,000	0,500	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Otros</i>	<i>Mtoe</i>	0,002	0,000	0,246	0,000	0,000	0,000	0,248
	<i>%</i>	0,010	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	1,000
<i>Electricidad</i>	<i>Mtoe</i>	47,457	0,000	0,000	0,667	0,000	60,632	61,299
	<i>%</i>		0,000	0,000	0,011	0,000	0,989	1,000
<i>Tot E. Final</i>	<i>Mtoe</i>							79,929
<i>Tot. E. Prim</i>	<i>Mtoe</i>		0,000	1,119	2,641	29,379	60,632	93,771
	<i>%</i>		0,000	0,012	0,028	0,313	0,647	1,000
Emisiones CO2 (Mton)								
SECTOR		<i>Carbón</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>Total</i>			
<i>Industria</i>		0,000	0,000	4,145	4,145			
<i>Residencial</i>		0,000	0,052	0,000	0,052			
<i>Comercial y publico</i>		0,000	0,000	0,000	0,000			
<i>Transporte</i>		0,000	1,712	0,000	1,712			
<i>Otros</i>		0,000	0,763	0,000	0,763			
<i>Electricidad</i>		0,000	0,000	1,401	1,401			
<i>Total</i>		0,000	2,527	5,547	8,074			

8.4. Factores de Cálculo de Costes de Inversión

8.4.1. Cálculo del Coste de Inversión Anual de Diferentes Tipos de Centrales

Tipo de central	Coste de inversión (\$/MW)	Índice de amortización	Capital amortizado (\$)	Horas anuales de funcionamiento	Producción anual (MWh)	Coste de inversión anual (\$/MWh)
Hidráulica	1200000	0,1	120000	6000	6000	20,00
Gas	600000	0,1	60000	6000	6000	10,00
Eólica	1400000	0,1	140000	1500	1500	93,33
Biomasa	2000000	0,1	200000	6000	6000	33,33
Solar	4000000	0,1	400000	3000	3000	133,33

8.4.2. Cálculo del Coste de Inversión Anual de las Instalaciones Eléctricas para los Diferentes Tipos de Centrales

Tipo de central	Coste de inversión (\$/MW)	Índice de amortización	Capital amortizado (\$)	Horas anuales de funcionamiento	Producción anual (MWh)	Coste de inversión anual (\$/MWh)
Hidráulica	500000	0,1	50000	6000	6000	8,33
Gas	496000	0,1	49600	6000	6000	8,27
Eólica	152500	0,1	15250	1500	1500	10,17
Biomasa	202500	0,1	20250	6000	6000	3,38
Solar	39000	0,1	3900	3000	3000	1,30

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Zaïre : *Problèmes et choix énergétiques*. Rapport de Mission. Document Banque Mondiale et PNUD, janvier 1986 Kinshasa.
- [2]. Banque Centrale du Congo : Rapport d'Étape 2007. Kinshasa 2007
- [3]. INS/DSDS-Institut Congolais des Statistiques. Document interne de travail. Kinshasa 2000.
- [4]. Agence des Etats-Unis pour Développement International (USAID) et du Gouvernement des Etats-Unis d'Amérique : *Pool Electrique de l'Afrique Centrale (PEAC). Première Etude du Schéma Directeur pour l'Afrique Centrale*. Mai 2005.
- [5]. www.worldenergy.org/documents/africaint03_fr.pdf *Potentiel de développement intégré de l'énergie au plan régional en Afrique* : Document de Travail. PROGRAMME DE TRAVAIL DU WEC 2002-2004 pp 123
- [6] <http://www.unep.org/GEO/geo3/spanish/086.htm> Tendencias del consumo energético a nivel mundial.
- [7] Ndaye Nkanka Bernard: *Planificación energética aplicada a países en vías de desarrollo: Caso de la República Democrática del Congo*. Trabajo de investigación presentado para la obtención del Diploma de Estudios Avanzados (DEA). Departamento de Ingeniería Eléctrica. Programa de doctorado de Tecnología Energético. Universidad Politécnica de Valencia, UPV Octubre de 2005. 117 pp.
- [8]. SNEL, Société National d'Electricité. Division Presse et relations publiques: *30 ans, 1970-2000* Document 51 pp.
- [9] Ghulam Rasul ATHAR, Applied Systems Analysis Division, Pakistan Atomic Energy Commission, **Implication of Sustainable Energy Development Plan for other Sectors of the Economy**, Regional Training Workshop on "Translating Energy Data and Analysis into Strategies for Sustainable Energy Development (under IAEA project RAF/0/016), Arusha, Tanzania, 30 July to 3 August 2007.
- [10] IEA (International Energy Agency), Energy Balances of non-OCDE Countries, 2006 Edition, pg xi.
- [11] Maxime Kleinpeter: **Energy Planning and Policy**. Publisher Wiley and Sons, 1996
- [12] www.gymnyon.vd.ch/enseignement/cours/energie/default.htm - 5k - *Petit panorama énergétique en Suisse et dans le monde*: Energie et Société.
- [13] WEC (Consejo Mundial de Energía) : **Energy End-Use Technologies for the 21st Century**, July 2004. www.wec.org

- [14] Leonardo Barreto. *Technological Learning In Energy Optimisation Models And Deployment Of Emerging Technologies*. A dissertation submitted to the SWISS FEDERAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY ZURICH For the degree of DOCTOR OF TECHNICAL SCIENCES. Zurich, 2001
- [15]. www.usuarios.lycos.es/arquinstal03/publicaciones Artículo Técnico: La Energía solar fotovoltaico.
- [16] www.adts.info/hidrogen/infhidrogen.pdf Todo lo que es preciso conocer de las Células de combustible
- [17] Bernard MULTON (*Ecole Normale Supérieure de Cachan*) : *Quelles énergies pour demain ? Toulouse Phebus 2002 - Cité de l'Espace, 18 mai 2002*
- [18] http://www.ambientum.com/revista/2003_01/NUCLEAR_imprimir.htm Revista Ambientum. Edición febrero 2003 – Energía: **La energía nuclear en el mundo**
- [19].
http://www.iaea.org/Publications/Magazines/Bulletin/Bull471/Spanish/article14_sp.pdf
Helen Caldicott y Nicholas D. Kristof: **La energía nuclear es ¿una calamidad? O ¿favorable al medio ambiente?** Septiembre 2005.
- [20] Banque Centrale du Congo: Rapport Annuel 2003-2004. Kinshasa 2004
- [21] Banque Centrale du Congo : Rapport d'Étape 2006. Kinshasa 2006
- [22] CIFOPE (Centre International de Formation en Politique Énergétique) – ENDA : *Leçons pour une planification énergétique en Afrique*. Ouvrage publié avec le concours de la Commission des Communautés Européennes. Express-Tirages, 2004 Paris. 205 pp.
- [23] Félix Malu; *Le système énergétique de la République Démocratique du Congo*, Office National de la recherche et du développement, 1970 Kinshasa 24pp.
- [24] SNEL, Société National d'Electricité. Division Presse et relations publiques: *30 ans, 1970-2000* Document 51 pp.
- [25] Jacques Girod: *L'énergie en Afrique. La situation énergétique de 34 pays de l'Afrique subsaharienne et du Nord*. Editions Karthala, Paris 1994 pp 415-428
- [26] Initiative pour l'Afrique Centrale, Fiche Thématique sur l'Exploitation du Gaz Méthane du Lac Kivu. www.inica.org
- [27] www.iepf.org/docs/hydroquebec/pays: Energie dans le monde: *République Démocratique du Congo, dernière modification du 01-03.2004*
- [28] www.paconsulting.com *Première Etude du Schéma Directeur pour l'Afrique Centrale*. PA Government Services Inc.1750 Pennsylvania Avenue, Suite 1000 NW Washington, Mai 2005

[29] Pablo Álvarez Watkins (Universidad Nacional Autónoma de México) & Juan José Sánchez Inarejos (Universidad Politécnica de Madrid). *Planificación Energética y Desarrollo Sostenible*

[30] Edi ASSOUMOU, *Modélisation MARKAL pour la Planification Énergétique Long Terme dans le Contexte Français*, Thèse de Doctorat. Mines de Paris. Collège Doctoral 22 Juin 2006

[31] Van Beek, Nicole: *Classification of Energy Models, 1999 May*. Tilburg University & Eindhoven University of Technology. www.ideas.respec.org/n/nep-all/1999-07-28.html

[32] Dominique FINON: *Prospective énergétique et modélisation. Identification de pistes de progression méthodologique. Note au Conseil de l'Institut Français de l'Énergie*. Juin 2003. 38pp

[33] www.worldbank.org/hm/fpd/em/power/EA/methods *Energy Planning Methods*

[34] S. Jebaraj, S. Iniyar: *A review of energy models*. Renewable & Sustainable Energy Review N° XX (2004) PP 1-31

[35] www.euronet.be Institut pour un Développement Durable. *Modélisation et aide à la décision pour un développement durable : état de l'art et perspectives*. Rapport final Novembre 2003. pp161.

[36] Argonne National Laboratory: *ENPEP for Windows, version 2.1. User's Guide for the BALANCE Model*. Decision and Information Sciences Division. June 2001.

[37] IAEA-*MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts)*. User Manual. International Atomic Energy Agency, August 2004.

[38] IAEA-TEC DOC-386: *Model for Analysis of the Energy Demand (MAED)*. User's manual for version MAED 1, 1986 Vienna. 175 pp.

[39] IAEA Computer manual series N° 16: *Wien Automatic System Planning Package*. Version WASP-IV, User's manual 2001 Vienna. 273 pp.

[40] CIFOPE (Centre International de Formation en Politique Énergétique): *Planification énergétique, formation et coopération*. Séminaire Franco-Vietnamien. Hanoi 26-30 mars 1990, CIFOPE Paris. 530pp.

[41] Joseph V. Spadaro: *IAEA-AIRPACTS MANUAL (Version 1.0 A tool for assessing the environmental impacts and damage costs to human health, agricultural crops and man-made structures from exposure to routine atmospheric emissions)*. Pp 61.

[42] Ing. Gerardo Bazán Navarrete & Lic. Esperanza Nava Palma. Programa Universitario de Energía. *PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA EL PERIODO 2014-2030 DEL SECTOR ENERGÍA DE MÉXICO*. Julio 2005.

- [43] www.oecd.org/dev/pea République Démocratique du Congo. Perspectives économiques en Afrique 2004/2005
- [44] <http://www.uneptie.org/energy/env/index.htm> United Nations Environment Programme. Division of Technology, Industry and Economics (DTIE). Energy and OzonAction Branch – Energy Unit. Energy and Environment.
- [45] http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/MBP/File/eficiencia_energetica_1.ppt#277, 16, Efectos sobre el Medio ambiente
- [46] <http://harribey.u-bordeaux4.fr/cours/fonction-production.pdf> *La fonction de production dans l'analyse néo-classique. Jean-Marie Harribey pp10.*
- [47] Khaled IBRAHIM, Marie-Hélène De SÈDE : *Modèle d'analyse locorégional des systèmes énergétiques*. Laboratoire ThéMA UMR-6049 du CNRS. Université de Franche-Comté. Janvier 2005. pp17
- [48] http://www.iea.org/Textbase/country/n_country.asp?COUNTRY_CODE=CD
Beyond the OECD - Congo, Democratic Republic of
- [49] Foro de la Industria Nuclear Española: *ENERGÍA 2003*.
- [50] République démocratique du Congo. Perspectives économiques en Afrique 2005-2006. pp 236. www.oecd.org/dev/publications/perspectivesafricaines
- [51] Société Nationale d'Électricité, Département de Recherche et Développement : *Plan Directeur à l'Horizon 2015*. Édition Provisoire 2001.
- [52] www.beltrade-congo.be Le Bulletin d'actualité économique de la République Démocratique du Congo. N° Spécial Avril-Mai 2007
- [53] www.inica.org Initiative for Central Africa (INICA) : Fiche Thématique du Projet d'Exploitation du Gaz Méthane du Lac KIVU.
- [54] www.iea.org AIE/PRESSE (03)19 Berne, 9 septembre 2003 : *L'AIE Approuve la Politique Énergétique Suisse, mais recommande une plus grande attention à l'efficacité économique.*
- [55] www.wec-france.org Déclaration 2005 du Conseil Mondial de l'Énergie : *Mettre en œuvre le développement durable : Défis et opportunités pour le secteur de l'énergie.*
- [56] Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Development: *Projected Costs of Generating Electricity*. 2005 Update 233 pp.

[57] Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) : ***Rapport mondial sur le développement humain 2007/2008. La lutte contre le changement climatique : un impératif de solidarité humaine dans un monde divisé.*** Edité par le PNUD, New York 2007.

[58] www.industrie.gouv.fr/energie/statist/se_cons73.htm : Les Unités et Conversions utilisées par l'Observatoire de l'Énergie (DGMP-Observatoire de l'Énergie, septembre 2003).

[59] <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2003/cr03175.pdf> Democratic Republic of the Congo: Selected Issues and Statistical Appendix. 92 pp.