



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



## TRABAJO FINAL DE GRADO

# ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

10/09/2016

**Trabajo realizado por:**

Manuel Mas Sanmartín

**Trabajo dirigido por:**

Alicia Mateos Ronco



---

## ÍNDICE DE CONTENIDO

---

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>                                    | <b>9</b>  |
| 1.1. RESUMEN .....  | 9         |
| 1.2. OBJETO Y OBJETIVOS.....                                    | 10        |
| 1.3. JUSTIFICACIÓN DE ASIGNATURAS RELACIONADAS.....             | 11        |
| <b>2. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA .....</b>      | <b>13</b> |
| 2.1. ORÍGENES SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA.....                   | 13        |
| 2.1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA .....          | 14        |
| 2.1.1.1. PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA.....                         | 14        |
| 2.1.1.2. PRODUCCIÓN TÉRMICA.....                                | 15        |
| 2.1.1.3. PRODUCCIÓN NUCLEAR.....                                | 16        |
| 2.1.1.4. PRODUCCIÓN CICLOS COMBINADOS .....                     | 18        |
| 2.1.1.5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.....                 | 19        |
| 2.1.2. EL MERCADO DE GENERACIÓN O PRODUCCIÓN ELÉCTRICA .....    | 21        |
| 2.1.3. TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA .....       | 23        |
| 2.1.3.1. LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL TRANSPORTE .....    | 25        |
| 2.1.3.2. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.....                        | 26        |
| 2.1.4. LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA .....     | 26        |
| 2.1.4.1. HISTORIA DE LA EVOLUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN .....      | 27        |
| 2.1.4.2. LOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA.....           | 29        |
| 2.1.4.3. RETRIBUCION DE LA DISTRIBUCIÓN .....                   | 32        |
| 2.1.4.4. ZONAS DE DISTRIBUCIÓN .....                            | 34        |
| 2.1.5. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....           | 35        |
| <b>3. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>            | <b>37</b> |
| 3.1. IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA .....           | 37        |
| 3.1.1. IMPACTO SOCIECONÓMICO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....          | 38        |
| 3.1.2. LA ELECTRICIDAD EN LOS HOGARES .....                     | 39        |
| 3.1.3. LA ELECTRICIDAD EN LOS SECTORES PRODUCTIVOS.....         | 40        |
| 3.2. COMPETENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....            | 43        |
| 3.2.1. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....            | 43        |
| 3.2.2. BARRERAS CONTRA EL PODER DE MERCADO .....                | 44        |
| 3.2.3. BARRERAS DE ENTRADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL..... | 45        |
| 3.3. ANÁLISIS DAFO DEL SECTOR ELÉCTRICO .....                   | 47        |

---

|  |            |
|--|------------|
| 3.3.1. GENERACIÓN .....  | 48         |
| 3.3.2. TRANSPORTE .....  | 51         |
| 3.3.3. DISTRIBUCIÓN .....  | 52         |
| 3.3.4. COMERCIALIZACIÓN.....   | 53         |
| <b>4. LA EMPRESA: ELECTRA ENERGÍA S.A.U. ....</b>                                | <b>55</b>  |
| 4.1. EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOCIETARIA DE LA MATRIZ DE ELECTRA ENERGÍA ..... | 55         |
| 4.2. DESCRIPCIÓN ELECTRA ENERGIA, S.A.U.....                                     | 58         |
| 4.2.1. ORIGEN .....  | 58         |
| 4.2.2. EVOLUCIÓN .....   | 61         |
| 4.2.2.1. COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....                             | 61         |
| 4.2.2.2. CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....          | 62         |
| 4.2.2.3. PRODUCCIÓN O GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....                      | 62         |
| 4.2.3. SITUACIÓN ACTUAL.....   | 64         |
| 4.2.3.1. COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....                             | 64         |
| 4.2.3.2. CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....          | 66         |
| 4.2.3.3. PRODUCCIÓN O GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....                      | 67         |
| <b>5. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO ELECTRA ENERGÍA S.A.U.....</b>               | <b>69</b>  |
| 5.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN PATRIMONIAL .....                                  | 70         |
| 5.2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LIQUIDEZ.....                                   | 72         |
| 5.3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE ENDEUDAMIENTO .....                             | 73         |
| 5.4. ANÁLISIS DE LA POLÍTICA DE INVERSIÓN-FINANCIACIÓN .....                     | 75         |
| 5.5. ANÁLISIS DE LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS .....                         | 81         |
| 5.5.1. ROTACIÓN DE ACTIVOS .....   | 85         |
| 5.5.2. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA .....                  | 86         |
| 5.5.2.1. RENTABILIDAD ECONÓMICA .....  | 86         |
| 5.5.2.2. RENTABILIDAD FINANCIERA .....   | 88         |
| 5.5.3. ANÁLISIS DEL FONDO DE MANIOBRA .....                                      | 90         |
| 5.6. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO .....                             | 93         |
| 5.6.1. ANÁLISIS MEDIANTE RATIOS.....   | 96         |
| 5.6.2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y DE TESORERÍA .....                  | 97         |
| 5.7. ANÁLISIS DEL ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO .....                  | 98         |
| 5.8. DIAGNÓSTICO FINAL .....   | 102        |
| <b>6. BÚSQUEDA DE POSIBILIDADES PARA LA PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO .....</b>    | <b>104</b> |
| 6.1. HISTORIA DE LA CENTRAL TÉRMICA DE RÉGIMEN ORDINARIO EN MORELLA .....        | 104        |

---

|   |            |
|---|------------|
| 6.2.1. CONTENCIOSO IBERDROLA - AUTORIZACIÓN CENTRAL TÉRMICA.....              | 106        |
| 6.2.2. CONTENCIOSO IBERDROLA - TARIFA AMPLIACIÓN DE POTENCIA.....             | 107        |
| 6.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA ACTUAL.....                                     | 110        |
| 6.4. POSIBILIDADES DE LA EMPRESA RESPECTO A PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO ..... | 111        |
| 6.4.1. MANTENER LA PLANTA DE PRODUCCIÓN.....                                  | 111        |
| 6.4.2. VENTA DE LA PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO .....                          | 112        |
| 6.4.3. VENTA POR SEPARADO DE LOS MOTORES Y EDIFICO.....                       | 113        |
| <b>7. ELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN .....</b>                                      | <b>116</b> |
| 7.1. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.....                                 | 117        |
| <b>8. CONCLUSIONES .....</b>  | <b>130</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>   | <b>136</b> |
| <b>ANEXOS .....</b>   | <b>140</b> |

---

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

---

|   |     |
|---|-----|
| <i>Ilustración 1: Noticia de sanción a Iberdrola</i>                              | 23  |
| <i>Ilustración 2: Matriz DAFO</i>   | 48  |
| <i>Ilustración 3: Evolución empresa matriz 1</i>                                  | 55  |
| <i>Ilustración 4: Evolución empresa matriz 2</i>                                  | 56  |
| <i>Ilustración 5: Evolución empresa matriz 3</i>                                  | 57  |
| <i>Ilustración 6: Evolución empresa matriz 4</i>                                  | 58  |
| <i>Ilustración 7: Estado de Origen y Aplicación de Fondos 2015 (Euros)</i>        | 78  |
| <i>Ilustración 8: Estado de Origen y aplicación de Fondos 2014 (Euros)</i>        | 78  |
| <i>Ilustración 9: Transporte de los motores de la planta de régimen ordinario</i> | 106 |
| <i>Ilustración 10: Central térmica de origen ordinario</i>                        | 109 |

---

## ÍNDICE DE TABLAS

---

|   |    |
|---|----|
| <i>Tabla 1: Justificación de las asignaturas relacionadas con el trabajo</i>      | 11 |
| <i>Tabla 2: Centrales nucleares en España en la actualidad</i>                    | 17 |
| <i>Tabla 3: Red de transporte peninsular y no peninsular</i>                      | 24 |
| <i>Tabla 4: Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares</i>        | 24 |
| <i>Tabla 5: Consumo de energía final (KTEP)</i>                                   | 38 |
| <i>Tabla 6: Grado equipamiento de los hogares españoles</i>                       | 40 |
| <i>Tabla 7: Evolución de la estructura del mercado eléctrico español</i>          | 43 |
| <i>Tabla 8: Energía distribuida por Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.A.U.</i> | 64 |
| <i>Tabla 9: Energía comercializada por Electra Energía, S.A.U.</i>                | 65 |
| <i>Tabla 10: Comparativa entre la energía distribuida y la comercializada</i>     | 66 |
| <i>Tabla 11: Estructura del activo (Euros)</i>                                    | 70 |
| <i>Tabla 12: Estructura del patrimonio neto y pasivo (Euros)</i>                  | 70 |
| <i>Tabla 13: Estructura resumen de activo y patrimonio neto del Sector</i>        | 70 |
| <i>Tabla 14: Fondo de Maniobra en Euros</i>                                       | 72 |
| <i>Tabla 15: Ratios de liquidez</i>   | 72 |
| <i>Tabla 16: Ratios de endeudamiento</i>  | 74 |
| <i>Tabla 17: Amortización del año 2015 (Euros)</i>                                | 76 |
| <i>Tabla 18: Amortización 2014 (Euros)</i>  | 76 |
| <i>Tabla 19: Variación de las masas patrimoniales en el año 2015 (Euros)</i>      | 77 |
| <i>Tabla 20: Variación de las masas patrimoniales en el año 2014 (Euros)</i>      | 77 |
| <i>Tabla 21: Resumen de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (Euros)</i>             | 81 |
| <i>Tabla 22: Principales Indicadores Financieros de la PYG (Euros)</i>            | 82 |
| <i>Tabla 23: Expansión de los principales indicadores Financieros de PYG</i>      | 82 |
| <i>Tabla 24: Indicadores financieros de PYG del Sector</i>                        | 84 |
| <i>Tabla 25: Ratios de rotación de activos</i>                                    | 85 |
| <i>Tabla 26: Análisis del ratio de la Rentabilidad Económica de la empresa</i>    | 86 |
| <i>Tabla 27: Análisis del ratio de la Rentabilidad Financiera</i>                 | 88 |

---

|  |     |
|--|-----|
| <i>Tabla 28: Gestión de la política de Cobros y Pagos</i>  | 91  |
| <i>Tabla 29: Análisis del Estado de Flujos de Efectivo (Euros)</i>                                 | 93  |
| <i>Tabla 30: Ratios RPO</i>  | 96  |
| <i>Tabla 31: Ratios FTO</i>  | 96  |
| <i>Tabla 32: Análisis de la situación financiera y tesorería mediante ratios</i>                   | 97  |
| <i>Tabla 33: Análisis del Patrimonio Neto</i>  | 98  |
| <i>Tabla 34: Análisis del Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos (Euros)</i>                      | 99  |
| <i>Tabla 35: Análisis del Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto (Euros)</i>                | 101 |
| <i>Tabla 36: Valor Neto Contable Motores</i>   | 117 |
| <i>Tabla 37: Valor Neto Contable Terrenos</i>  | 119 |
| <i>Tabla 38: Valor Neto Contable Central Térmica descontados los terrenos (Euros)</i>              | 119 |
| <i>Tabla 39: Costes fijos anuales de la Central térmica</i>  | 121 |
| <i>Tabla 40: Comparativa de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias con venta y sin venta</i>            | 123 |
| <i>Tabla 41: Comparativa de los principales Indicadores Financieros de la Cuenta de PyG</i>        | 124 |
| <i>Tabla 42: Comparativa de la expansión de los principales indicadores Financieros de la CPyG</i> | 124 |
| <i>Tabla 43: Comparativa resumen de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias</i>                          | 124 |
| <i>Tabla 44: Comparativa del balance con venta o sin venta (Euros)</i>                             | 127 |
| <i>Tabla 45: Comparativa de la situación patrimonial</i>   | 128 |
| <i>Tabla 46: Comparativa de los ratios de rotación</i>   | 128 |

## ÍNDICE DE MAPAS

---

|  |    |
|--|----|
| <i>Mapa 1: Ubicación de centrales hidroeléctricas en España</i>            | 15 |
| <i>Mapa 2: Ubicación de Centrales térmicas en España</i>                   | 16 |
| <i>Mapa 3: Ubicación Centrales térmicas en España</i>                      | 18 |
| <i>Mapa 4: Ubicación de centrales de ciclos combinados en España</i>       | 19 |
| <i>Mapa 5: Ubicación de centrales de producción de energías renovables</i> | 20 |
| <i>Mapa 6: Sistema eléctrico de Transporte en España</i>                   | 25 |
| <i>Mapa 7: Área de distribución de energía eléctrica según compañía</i>    | 32 |

---

## ÍNDICE DE GÁFICOS

---

|   |    |
|---|----|
| <i>Gráfico 1: Generación eléctrica en España desde 1960 hasta 2014</i> -----      | 14 |
| <i>Gráfico 2: Curvas agregadas de oferta y demanda</i> -----                      | 22 |
| <i>Gráfico 3: Consumo final energía en España</i> -----                           | 37 |
| <i>Gráfico 4: Consumo de energía eléctrica por sectores productivos</i> -----     | 41 |
| <i>Gráfico 5: Consumo de energía eléctrica por subsectores industriales</i> ----- | 41 |
| <i>Gráfico 6: La electricidad en los sectores productivos</i> -----               | 42 |
| <i>Gráfico 7: Energía generada por Electra Energía</i> -----                      | 67 |
| <i>Gráfico 8: Facturación Electra Energía (Euros)</i> -----                       | 67 |
| <i>Gráfico 9: Facturación en el Mercado Eléctrico (en euros)</i> -----            | 68 |

---

## LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

---

|               |   |
|---------------|---|
| <b>BAI</b>    | Beneficio Antes de Impuestos                                    |
| <b>BAII</b>   | Beneficio Antes de Intereses e Impuestos                        |
| <b>CA</b>     | Corriente Alterna   |
| <b>CC</b>     | Corriente continua  |
| <b>CNC</b>    | Comisión Nacional de Competencia                                |
| <b>CNE</b>    | Comisión Nacional de Energía                                    |
| <b>CNMC</b>   | Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia              |
| <b>CTC</b>    | Costes de Transición a la Competencia                           |
| <b>DAFO</b>   | Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades               |
| <b>EBITDA</b> | Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization |
| <b>ECPN</b>   | Estado de Cambios en el Patrimonio Neto                         |
| <b>EDP</b>    | Energías de Portugal  |
| <b>EFE</b>    | Estado de Flujos de Efectivo                                    |
| <b>ERSE</b>   | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos                    |
| <b>EOAF</b>   | Estado de origen y aplicación de fondos                         |
| <b>FECSA</b>  | Fuerzas Eléctricas de Cataluña                                  |
| <b>FTI</b>    | Flujos de Tesorería de Inversión                                |
| <b>FTF</b>    | Flujos de Tesorería de Financiación                             |
| <b>FTO</b>    | Flujos de Tesorería Ordinarios                                  |
| <b>GNL</b>    | Gas Natural Liquado   |
| <b>GW</b>     | Gigavatio   |
| <b>Ha</b>     | Hectárea  |
| <b>HHI</b>    | Índice de Herfindahl e Hirschman                                |
| <b>IDAE</b>   | Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía        |

|               |   |
|---------------|---|
| <b>IPI</b>    | Índice de Producción Industrial                   |
| <b>IPC</b>    | Índice de Precios de Consumo                      |
| <b>KW</b>     | Kilovatio   |
| <b>Km</b>     | Kilómetro   |
| <b>KV</b>     | Kilovoltio  |
| <b>MIBEL</b>  | Mercado Ibérico de la Electricidad                |
| <b>MIET</b>   | Ministerio de Industria, Energía y Turismo        |
| <b>MITYC</b>  | Ministerio de Industria Turismo y Comercio        |
| <b>MVA</b>    | Megavoltamperio                                   |
| <b>MW</b>     | Megavatio   |
| <b>OFICO</b>  | Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica |
| <b>OFILE</b>  | Oficina Liquidadora de Energía                    |
| <b>OMIE</b>   | OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.                            |
| <b>PIB</b>    | Producto Interior Bruto                           |
| <b>PLANER</b> | Planes de Electrificación Rural                   |
| <b>PyG</b>    | Cuenta de Pérdidas y Ganancias                    |
| <b>RAB</b>    | Regulatory Asset Base                             |
| <b>REE</b>    | Red Eléctrica Española                            |
| <b>RPO</b>    | Recursos Procedentes de las Operaciones           |
| <b>SIFE</b>   | Sistema Integrado de Facturación de Energía       |
| <b>TTU</b>    | Tarifas Tope Unificadas                           |
| <b>TUR</b>    | Tarifa de Último Recurso                          |
| <b>UE</b>     | Unión Europea                                     |
| <b>UNESA</b>  | Asociación Española de la Industria Eléctrica     |
| <b>VAB</b>    | Valor Añadido Bruto                               |

---

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. RESUMEN

En este trabajo se va realizar un estudio de la viabilidad de la planta de régimen ordinario de producción de la empresa comercializadora de electricidad ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. para posteriormente estudiar las diferentes alternativas a realizar con la misma.

Esta planta forma parte del sistema productivo de la empresa, siendo uno de los dos centros de producción que posee. Dicho elemento productivo fue construido debido a una decisión estratégica de la empresa. Se produjo un fuerte aumento de la estimación de la demanda y su proveedora de energía para la Comunidad Valenciana, IBERDROLA, quería venderle el kilovatio de energía a un precio de consumidor en lugar de distribuidor como era la empresa, quedándose de esta forma sin margen de beneficio. Por ello, mientras se resolvía el conflicto se decidió construir la central de régimen ordinario, la cual era en su momento la alternativa más conveniente para satisfacer la demanda existente. Sin embargo, esta planta productora siempre ha supuesto un coste para la empresa y por ello en la actualidad la empresa se plantea qué hacer con ella.

De esta forma, el estudio pretende resolver si a día de hoy, mantener esta planta en producción continúa siendo la mejor opción o si es conveniente la búsqueda de nuevas alternativas.

En primer lugar, realizaremos un exhaustivo análisis del sector, para conocer de esta forma la posición que ocupa la comercializadora en el mercado, todo ello seguirá acompañado de un análisis estratégico de la misma, conociendo así, los puntos fuertes y débiles de la empresa.

Posteriormente, se realizará un análisis económico-financiero de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. a lo largo de sus últimos 3 años, de esta forma se pretende estudiar tanto su situación económica-financiera como la repercusión e importancia de la planta de régimen ordinario en la empresa.

Consecutivamente, se estudiarán las posibles alternativas al funcionamiento de dicha planta, valorando cada una de ellas desde el punto de vista técnico y económico y concluyendo cuál es la más conveniente para la empresa.

---

## 1.2. OBJETO Y OBJETIVOS

El objeto de este proyecto final de Grado es la evaluación y posterior búsqueda de una solución o alternativa a la planta de régimen ordinario que posee ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. para poder llevar a cabo su actividad de forma más eficiente.

De acuerdo con el objeto del trabajo, el principal objetivo es analizar la planta de régimen ordinario de la empresa ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. para poder evaluar su repercusión en la empresa y posteriormente escoger la solución que se considere más adecuada.

Por tanto los objetivos de este trabajo son:

- Analizar las características del sector eléctrico en España y profundizar en cada una de las distintas actividades que forman parte del suministro eléctrico en España.
- Determinar la situación estratégica de la empresa en el entorno a través de la realización de un estudio del sector eléctrico español.
- Conocer y determinar las características de la empresa objeto de estudio.
- Dar a conocer la viabilidad de la empresa mediante un análisis económico-financiero.
- Analizar las diferentes posibilidades de la empresa respecto a la planta de régimen ordinario.
- Determinar y escoger la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico para la empresa.

### 1.3. JUSTIFICACIÓN DE ASIGNATURAS RELACIONADAS

En este apartado se ha llevado a cabo la realización de una tabla en la que podemos ver cuáles son las asignaturas que guardan relación con el TFG abordado.

A lo largo del trabajo se han puesto en práctica conceptos relacionados con las asignaturas indicadas en la tabla inferior. En los temas introductorios la temática es básicamente teórica mientras que a medida que se avanza hacia el principal tema de estudio, es decir, la empresa ELECTRA ENERGÍA, S.A.U., hemos procedido a la puesta en práctica tanto de conocimientos teóricos como prácticos relacionados fundamentalmente con la contabilidad. En estos últimos capítulos es donde se encuentra el principal valor añadido del trabajo ya que se han trabajado las CCAA de la empresa, donde se han plasmado conceptos de múltiples materias cursadas.

**Tabla 1:** Justificación de las asignaturas relacionadas con el trabajo

| CAPÍTULO DEL TFG                                      | ASUGNATURAS RELACIONADAS   | JUSTIFICACIÓN  |
|---|--|--|
| <i>Cap.2.Introducción al sector Eléctrico Español</i> | <ul style="list-style-type: none"><li>– <b>Introducción a la Administración de Empresas</b></li><li>– <b>Estrategia y Diseño de la Organización</b></li><li>– <b>Economía Española</b></li></ul>   | <p>El capítulo introductorio al sector eléctrico Español, se ha llevado a cabo siguiendo las pautas y aspectos vistos en dichas materias.</p> <p>A partir de los diversos métodos trabajados se consigue explicar y aclarar la evolución y funcionamiento actual del sector.</p>   |
| <i>Cap.3.Análisis del Sector Eléctrico Español</i>    | <ul style="list-style-type: none"><li>– <b>Introducción a la Administración de Empresas</b></li><li>– <b>Estrategia y Diseño de la Organización</b></li><li>– <b>Economía Española</b></li><li>– <b>Investigación Comercial</b></li><li>– <b>Dirección Comercial</b></li><li>– <b>Planes Estratégicos de Empresas</b></li><li>– <b>Innovación y Competitividad</b></li></ul> | <p>El análisis descriptivo del sector se obtiene de la aplicación de las asignaturas mencionadas. Mediante las técnicas aprendidas en dichas materias, se ha realizado un diagnóstico de la competitividad existente en el sector, así como un análisis de las tendencias existentes y futuras teniendo en cuenta el ámbito externo e interno del mismo.</p> |
| <i>Cap.4.La empresa: ELECTRA ENERGÍA S.A.U.</i>       | <ul style="list-style-type: none"><li>– <b>Dirección de Recursos Humanos</b></li><li>– <b>Derecho de la Empresa</b></li></ul>  | <p>Aplicando los conocimientos aprendidos en las asignaturas relacionadas, se ha realizado una descripción de la empresa objeto de estudio.</p>  |

|   |  |   |
|---|--|---|
|   |  | Estas materias nos han permitido plasmar el origen y funcionamiento de la empresa, así como describir los servicios que presta.   |
| <b>Cap.5.Análisis económico-financiero ELECTRA ENERGÍA S.A.U.</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Introducción a la Contabilidad</b></li> <li>– <b>Análisis y Consolidación Contable</b></li> </ul>                      | <p>En este capítulo se ha precisado para su realización de las materias comentadas. Ambas han sido de gran ayuda y utilidad para analizar todas las partes trabajadas de las cuentas anuales, tanto a nivel interpretativo como práctico.</p> <p>A partir de esta información, se ha podido llegar a una conclusión de la situación económico-financiera que presenta la empresa.</p>   |
| <b>Cap.6.Alternativas para la planta de producción</b>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Introducción a la Finanzas</b></li> <li>– <b>Dirección Financiera</b></li> <li>– <b>Economía Financiera</b></li> </ul> | <p>Analizada la situación de viabilidad de la empresa, las asignaturas esenciales para el desarrollo de este capítulo son las indicadas. Resulta vital analizar las diferentes posibilidades que se podrían realizar en detrimento de la planta de régimen ordinario.</p> <p>De acuerdo con ello, hemos planteado todas las opciones existentes en relación a la planta, exponiendo todos los aspectos negativos y positivos de las mismas.</p> |
| <b>Cap.7.Elección de la alternativa y justificación</b>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Introducción a la Finanzas</b></li> <li>– <b>Dirección Financiera</b></li> <li>– <b>Economía Financiera</b></li> </ul> | <p>Concluido el análisis de las diferentes posibilidades alternativas a la planta de producción, se ha estudiado y justificado minuciosamente la elección final a partir de los conceptos adquiridos. Además se ha planteado cuales serían los escenarios en los que estaría situada la empresa en caso de conseguir materializar la opción elegida.</p>  |

**Fuente:** Elaboración Propia

---

## 2. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

### 2.1. ORÍGENES SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

De acuerdo con (BARTOLOMÉ RODRIGUEZ, 2007) y (MELIA TENA, 1975) en los orígenes del sector eléctrico en España, generalmente todas las empresas de distribución de energía eléctrica nacieron por una concesión hidráulica o por la instalación de una central térmica. Una vez construidas éstas, las empresas ya podían producir la materia prima, es decir, la energía. En este momento, es cuando iniciaban el negocio de la distribución, es decir, la construcción de líneas que iban desde el lugar de producción hasta las ciudades y pueblos para poder abastecerlos. Cuando la población ya estaba electrificada, es cuando podían comercializar la energía.

Los inicios de las compañías eléctricas fueron muy duros, especialmente a la hora de empezar en el negocio, ya que se requería de los siguientes requisitos:

- Se necesitaba un capital muy importante y con un plazo muy largo de tiempo para financiar las instalaciones de producción y las líneas eléctricas.
- Ambas se tenían que aprobar por concesión administrativa, con el peligro de la concurrencia de otras empresas de la competencia.
- No existían monopolios naturales, es decir, que en las poblaciones podían existir dos o más distribuidoras, peligrando la reversión de la inversión realizada.

Para poder hacer frente a la necesidad de capital, ya que la financiación de los bancos en aquel entonces era limitada, en las empresas se unían uno o varios capitalistas de zonas de población que junto con pequeños accionistas constituían las empresas.

Hay que tener en cuenta que para las industrias en aquel entonces, era un hecho diferenciador el poder funcionar con energía eléctrica ya que eran más competitivos al utilizar maquinaria eléctrica y no depender tanto de la mano de obra.

Los pequeños inversores respondían muy bien a estas iniciativas, ya que los industriales que las acometían tenían prestigio y eran conocidos en la zona. A principios de siglo la inversión en bolsa era bastante opaca, muy limitada y complicada para invertir. Por la misma causa las empresas se financiaron también con pequeños inversores, con la emisión de obligaciones hipotecarias.

A principios de siglo, las empresas eléctricas debido a todas las dificultades anteriormente expuestas, se fueron concentrando ya sea bien por propia iniciativa o por absorciones o compras. Esto fue debido a dos causas fundamentales, la falta de financiación para acometer las inversiones y la escasez o continuidad de producción de energía eléctrica para abastecer a los clientes.

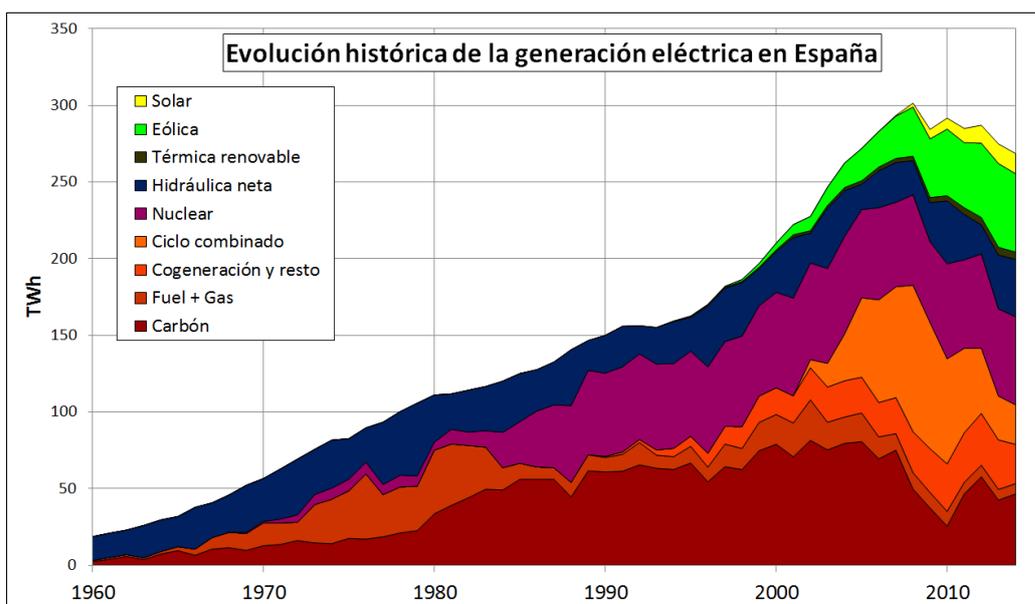
Algunas murieron de éxito dado que tenían más mercado comercializado del que podían abastecer con sus instalaciones de producción, mientras que otras lo hicieron por la calidad de suministro, ya que muchas empresas producían solamente con centrales hidráulicas y dependían de las precipitaciones de lluvia para poder turbinar.

## 2.1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Esta actividad es llevada a cabo por los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

La energía no se puede almacenar, por lo que la producción es equivalente a la demanda de energía. En el siguiente gráfico, podemos observar el volumen de energía producido y demandado desde el año 1960 hasta el año 2014 eléctrica, vemos que hasta aproximadamente el año 2008 la demanda crece anualmente, en ese año con la llegada de la crisis, esta empieza a decrecer y empieza a bajar la producción. En cuanto a las tecnologías, a destacar en el año 2000 la irrupción de las energías renovables en la producción, sobre todo la eólica, y la bajada de la tecnología de Fuel + Gas, que queda relegada a una mínima producción.

**Gráfico 1:** Generación eléctrica en España desde 1960 hasta 2014



Fuente: Red Eléctrica Española (REE) (2015)

### 2.1.1.1. PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA

De acuerdo con las estadísticas de 1900, el 60% de la producción eléctrica era de origen térmico y el 40% era hidráulico, y a partir del año 1929 el 81% era de origen hidráulico y el resto térmico.

Las grandes empresas eléctricas empezaron su andadura produciendo energía eléctrica con grandes centrales hidráulicas, posteriormente, durante los años de la guerra civil y los primeros años de la posguerra se produjo un estancamiento de la capacidad de producción debido a la

destrucción de centrales por los efectos de bombardeos y los provocados por el bando republicano en sus retiradas. Además, la sequía de 1944-1945 impidió atender una demanda creciente, con lo que el exceso de capacidad de producción de la década anterior se convirtió en un importante déficit.

A partir de los años 40 empezaron a construir centrales de bombeo o reversibles, es decir que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua, por ejemplo subiéndola a un embalse.

En el siguiente mapa, podemos ver la ubicación de las principales centrales hidroeléctricas de España, podemos observar que la mayoría de centrales se encuentran en el noroeste de España, y el resto en los Pirineos. Estas ubicaciones están relacionadas con las zonas donde hay mayores precipitaciones, tanto de lluvia como de nieve.

**Mapa 1:** Ubicación de centrales hidroeléctricas en España



**Fuente:** REE (2008)

### 2.1.1.2 PRODUCCIÓN TÉRMICA

Las décadas de los años 50 y 60, estuvieron caracterizadas por un continuo crecimiento del mercado, y fue la causa de una gran demanda de energía, que obligó a las empresas eléctricas a construir centrales térmicas para poder abastecerla, hasta los años 70, que debido a la crisis del petróleo, dejaron de ser rentables.

Aparte de las térmicas que funcionan con derivados del petróleo, están las térmicas que funcionan con carbón, las cuales están muy subvencionadas a día de hoy, ya que el consumo de carbón autóctono está muy relacionado con la reindustrialización de la minería en España.

En el siguiente mapa, podemos observar que la mayoría de térmicas, están ubicadas en las zonas mineras del norte, donde abunda el carbón, y en la franja costera del mar Mediterráneo, donde se pueden abastecer de fuel y carbón importados.

**Mapa 2:** Ubicación de Centrales térmicas en España



**Fuente:** UNESA (2007)

### 2.1.1.3. PRODUCCIÓN NUCLEAR

En la década de los años 70, la crisis del petróleo, tuvo como consecuencia la construcción por parte de las empresas eléctricas de centrales nucleares. En España se encuentran en funcionamiento 6 centrales nucleares, todas ellas en la península, 2 de las cuales disponen de 2 reactores cada una (Almaraz y Ascó), por lo que suman 8 reactores de agua ligera. Como muestra el mapa 3, las centrales en funcionamiento son las de Santa María Garoña, Almaraz I y II, Ascó I y II, Cofrentes, Trillo I y Vandellós II.

Este tipo de producción no es popular entre la población por los riesgos que pueden conllevar, por lo que en el año 1983 el gobierno decretó la moratoria nuclear, es decir, la suspensión temporal del desarrollo de políticas de construcción y puesta en marcha de nucleares.

En el siguiente cuadro, podemos ver cada una de las centrales nucleares, con su emplazamiento, potencia y año de entrada en servicio. También los propietarios de las mismas, destacando a

Endesa e Iberdrola, teniendo también participación Hidrocantábrico y Gas Natural. Es decir cuatro, de las cinco grandes eléctricas de España.

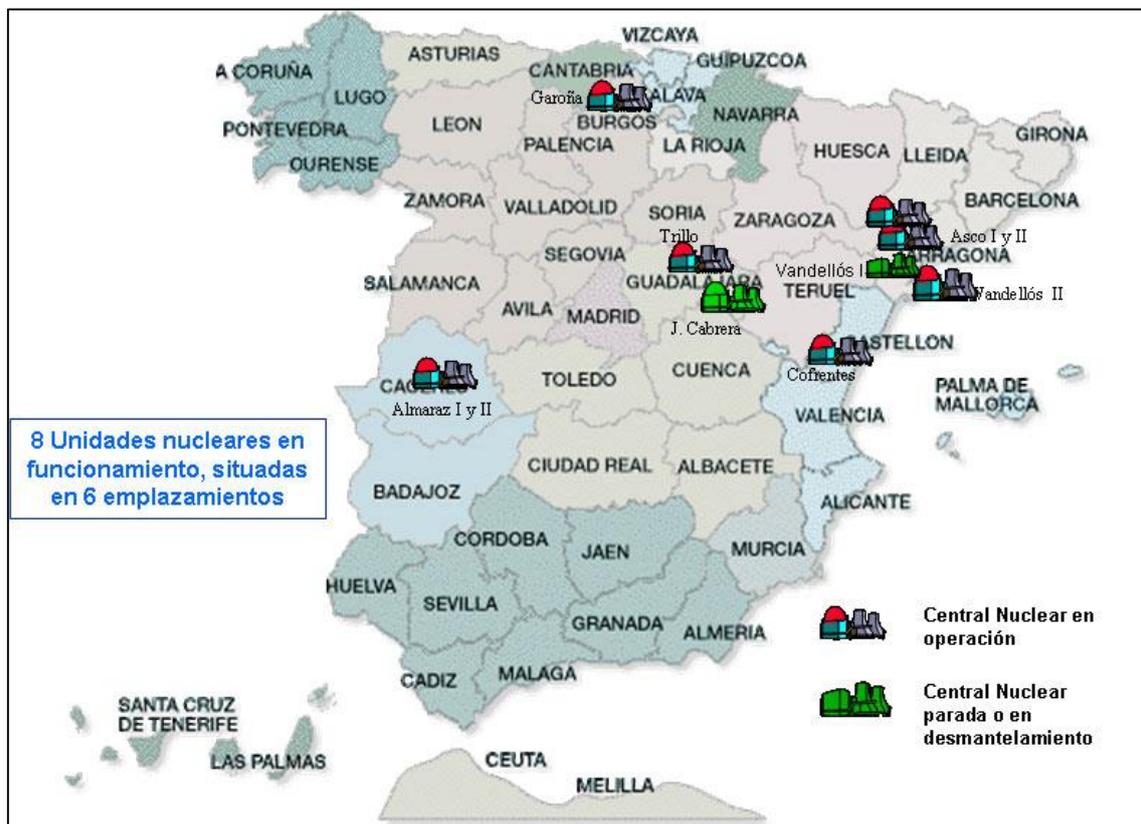
**Tabla 2:** Centrales nucleares en España en la actualidad

| CENTRAL                  | EMPLAZAMIENTO                                     | PROPIETARIOS  | POTENCIA ELÉCTRICA (MW) | TIPO   | AÑO ENTRADA EN SERVICIO |
|--------------------------|---|---|-------------------------|--------|-------------------------|
| <i>Sta. María Garoña</i> | V. Tobalina<br>Burgos                             | Nuclenor: Iberdrola Generación, S.A. (50%) y Endesa Generación, S.A. (50%)                                    | 466.00                  | B.W.R. | 1971                    |
| <i>Almaraz I</i>         | Almaraz<br>Cáceres                                | Iberdrola Generación, S.A. (52,7%), Endesa Generación, S.A. (36,0%) Gas Natural, S.A. (11,3%)                 | 1035.30                 | P.W.R. | 1981                    |
| <i>Ascó I</i>            | Ascó<br>Tarragona                                 | Endesa Generación, S.A. (100%)  | 1032.50                 | P.W.R. | 1983                    |
| <i>Almaraz II</i>        | Almaraz<br>Cáceres                                | Iberdrola Generación, S.A. (52,7%), Endesa Generación, S.A. (36%) Gas Natural, S.A. (11,3%)                   | 1045.00                 | P.W.R. | 1983                    |
| <i>Cofrentes</i>         | Cofrentes<br>Valencia                             | Iberdrola Generación, Nuclear S.A.  | 1092.02                 | B.W.R. | 1984                    |
| <i>Ascó II</i>           | Ascó<br>Tarragona                                 | Endesa Generación, S.A. (85%), Iberdrola Generación, S.A. (15%)   | 1027.21                 | P.W.R. | 1985                    |
| <i>VandellósII</i>       | Vandellós<br>L'Hospitalet del Infant<br>Tarragona | Endesa Generación, S.A. (72%), Iberdrola Generación, S.A. (28%)   | 1087.14                 | P.W.R. | 1987                    |
| <i>Trillo</i>            | Trillo<br>Guadalajara                             | Iberdrola Generación, S.A. (48%), Gas Natural S. A. (34,5%) Hidroeléctrica Cantábrico (15,5%), Nuclenor (2%). | 1066.00                 | P.W.R. | 1988                    |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Podemos observar en el mapa siguiente que las centrales nucleares se encuentran principalmente en el noreste de España, donde hay más demanda industrial.

**Mapa 3:** Ubicación Centrales térmicas en España



**Fuente:** Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2008)

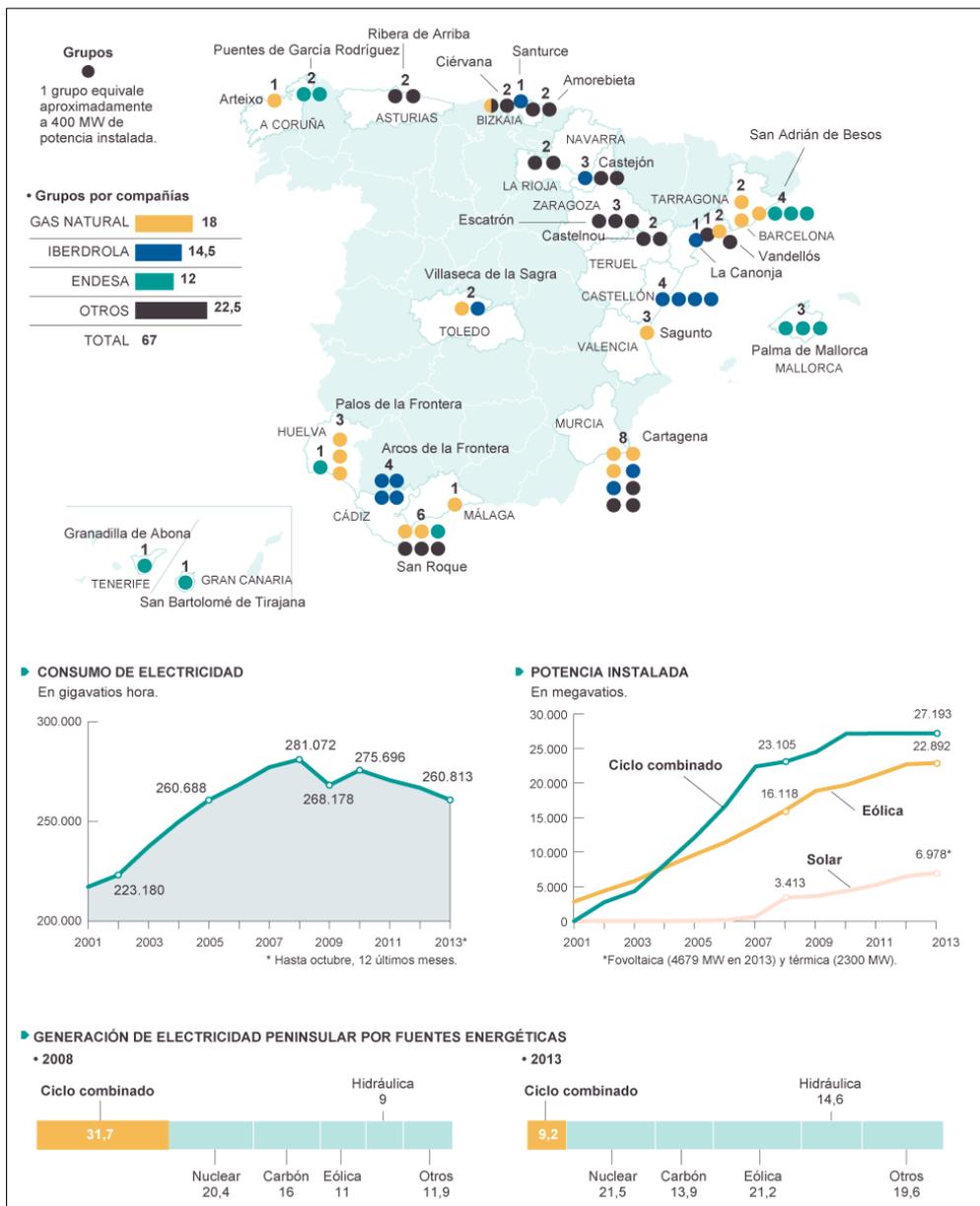
#### 2.1.1.4. PRODUCCIÓN CICLOS COMBINADOS

Los ciclos combinados son centrales de generación de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos consecutivos: el que corresponde a una turbina de gas convencional y el de una turbina de vapor. Del año 2002 hasta el año 2011, se instalaron en España 67 ciclos combinados.

Este tipo de producción en los últimos cinco años ha caído un 72% su producción, debido a varios factores, la incursión de las energías renovables, evolución negativa de la demanda debido a la crisis y la limitada capacidad de intercambio por las conexiones internacionales.

En el siguiente mapa podemos observar la distribución territorial de los ciclos combinados en España.

**Mapa 4: Ubicación de centrales de ciclos combinados en España**



Fuente: Diario El País (2013)

### 2.1.1.5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

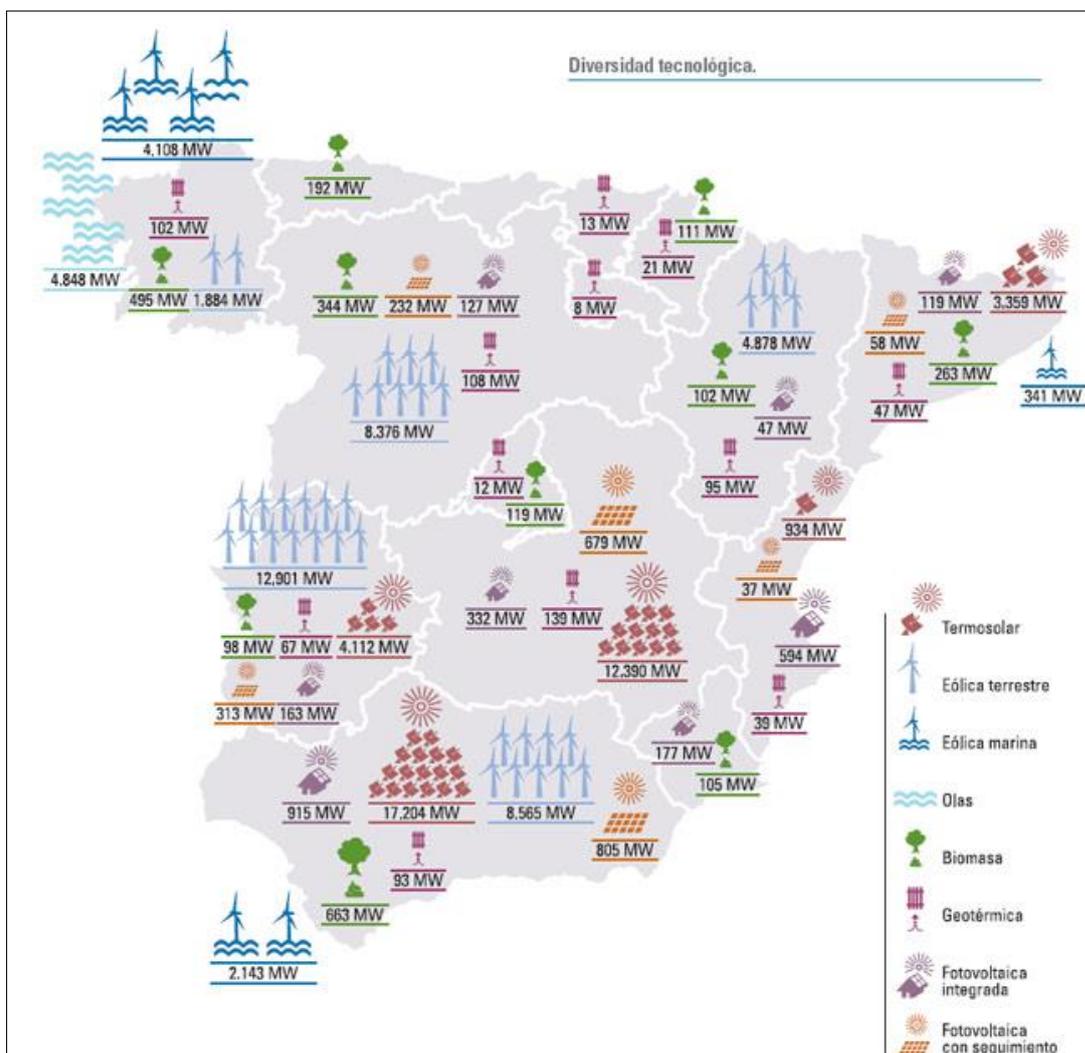
En el año 1999 se aprobó el Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010), el objetivo era desarrollar las energías renovables, estableciendo unas primas que se establecían con el objetivo de impulsar la aparición de instalaciones de fuentes limpias para ir reduciendo la dependencia de otras energías como la nuclear, promocionando sobre todo las plantas fotovoltaicas y las plantas eólicas. Para el año 2010 el objetivo era la cobertura del 29,4% de la demanda de energía eléctrica mediante fuentes renovables, objetivo alcanzado con creces pues

ese año se alcanzó el 35%. En el año 2009, la eólica suponía un 51% de todas las energías renovables.

La producción de plantas fotovoltaicas no ha estado falta de polémica, ya que aunque no es muy significativa su producción a nivel nacional, como ya hemos dicho anteriormente, para promocionar este tipo de producción se establecieron primas muy altas, y a partir del año 2011 y en varios años sucesivos, se recortaron dichas primas llegando al 40% de bajada, cambiando el margen retributivo estable que el Estado se había comprometido a mantener, esto ha supuesto infinidad de recursos contra el mismo. Posteriormente también se bajaron las primas, aunque en menor medida pero no menos importantes, de la energía eólica.

En el siguiente mapa, podemos observar la distribución territorial de las energías renovables en España, discriminando las centrales de acuerdo con la tecnología empleada para la producción de energía eléctrica: eólica, termosolar, biomasa, fotovoltaica, etc.

**Mapa 5:** Ubicación de centrales de producción de energías renovables



Fuente: GREENPEACE (2015)

---

## 2.1.2. EL MERCADO DE GENERACIÓN O PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo con (AGOSTI, PADILLA, & REQUEJO, 2007) hasta el año 1998, las empresas eléctricas en España estaban caracterizadas por una estructura vertical integrada, que operaban en toda la cadena de valor del mercado, es decir que la misma empresa realizaba las actividades de transporte, distribución, producción y comercialización de energía eléctrica, siendo su zona un monopolio natural para todas estas actividades.

Con la publicación del Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre de 1987, el estado creó un sistema llamado “Marco Legal Estable”, cuyo principal cometido fue desarrollar un sistema de tarifas sostenible en el tiempo, que permitiese la realización de las inversiones planificadas, permitiendo la explotación unificada de los medios de producción y transporte y garantizando la estabilidad financiera de sector y de cada uno de los agentes que lo componían. En cuanto al mercado de generación, las instalaciones eran retribuidas en función de sus costes estándares reconocidos, es decir costes de inversión, mantenimiento y operación, combustible y costes de capital circulante.

A partir de la Ley de sector Eléctrico 54/97 de noviembre del año 1997, el estado obligó a las empresas eléctricas a la separación jurídica de las actividades de transporte, distribución, producción y comercialización de energía eléctrica con el fin de abrir estos mercados a la competencia. Por lo que, aunque como grupo aún están verticalmente integradas, las diversas actividades son desarrolladas por empresas diferentes.

Actualmente el mercado de generación o producción, es el mercado mayorista en el que los agentes productores venden la electricidad a los comercializadores. Dentro de este mercado se incluye tanto la energía que se vende a través de contratos bilaterales físicos como la energía que se vende al mercado organizado o “pool”, donde se realizan la práctica total de las transacciones.

El mercado organizado o “pool”, se estructura sobre la base de una serie de mercados sucesivos en los que se va ajustando la oferta y la demanda de electricidad. El más importante de todos estos mercados es el “mercado diario”, en el que se negocia la energía para cada una de las horas del día siguiente. Con posterioridad a la casación en el mercado diario, realizada sobre la base de las previsiones de demanda horaria del día anterior, las empresas oferentes y demandantes de energía pueden ajustar sus posiciones en los “mercados intradiarios” y los procesos de resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos. El mercado diario es de entre todos ellos el mercado más importante, puesto que en él se negocia aproximadamente el 85% de la energía y es el mercado con mayor influencia en la formación del precio de producción.

En el mercado diario para cada hora del día se genera una curva de oferta y otra de demanda, la curva de oferta se obtiene mediante la agregación de las cantidades de energía ofertada por los productores ordenadas de manera ascendente en función de su precio y la curva de la demanda se obtiene ordenando de manera descendente las cantidades ofertadas por los compradores. Donde se cruzan ambas curvas, se establece el precio del mercado, el cual servirá

tanto como precio para los demandantes, como precio para todas las unidades de producción que han ofertado.

En el siguiente gráfico del Operador del Mercado (Omie), podemos observar un ejemplo de la formación del precio de la energía.

**Gráfico 2:** Curvas agregadas de oferta y demanda



**Fuente:** OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.

En el mercado de generación de España, desde que se abrió a la competencia, han entrado nuevos agentes grandes como son Gas Natural o Acciona, que no poseen distribución, y muchos pequeños nacidos especialmente a raíz de la producción fotovoltaica, aunque están muy atomizados.

Sin embargo, el mercado está dominado por las dos empresas más importantes de España, Iberdrola y Endesa, las cuales controlan más del 60% de la capacidad peninsular total; esto supone que al ser un mercado tan concentrado, sea susceptible de manipular por estas dos empresas. De hecho se les han abierto varias veces expedientes y se le ha impuesto multas por manipulación del Mercado Eléctrico aunque posteriormente aun habiendo indicios de manipulación se les ha exonerado por falta de pruebas.

Algunos ejemplos de estas sanciones dictadas por el Tribunal de Defensa de la competencia son:

- La impuesta a Iberdrola en el año 2007 de 38,7 millones de euros por abuso de posición dominante.
- En el año 2008 a Iberdrola de 15,4 millones por el mismo motivo.
- En el año 2014 a Iberdrola y Endesa de 18,4 millones a consecuencia de un paro en la central de Garoña, por la reducción sin autorización de la capacidad de producción.
- En el año 2015 a Iberdrola 25 millones por manipulación del Mercado.

En la siguiente ilustración, podemos ver la noticia de una de las sanciones impuestas a Iberdrola, publicada en el periódico El Mundo.

Ilustración 1: Noticia de sanción a Iberdrola



Fuente: Periódico El Mundo, fecha 1 de diciembre de 2015

### 2.1.3. TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

De acuerdo con (REE, 2010), El transporte de energía es una actividad del suministro de electricidad que consiste en transportar la energía desde la generación, hasta los lugares donde se encuentran las grandes industrias conectadas a la red de transporte y por otra parte, hasta los puntos de conexión con las distribuidoras de energía, en las subestaciones, y desde éstas, se transmite a los consumidores restantes.

En primer lugar, comentar que el sistema de red de transporte está constituido por líneas, transformadores y otros elementos con una tensión igual o superior a 220 kV. También forman parte de la red de transporte las interconexiones con otros países, así como aquellas con una tensión inferior a la mencionada anteriormente pero que sin embargo, lleven a cabo funciones de transporte, este caso suele darse en las conexiones insulares y extra peninsulares.

Algunos datos a destacar de la red de transporte en España, es que está formada por unos aproximadamente 42.000 km de líneas de transporte, más de 80.000 MVA de capacidad para llevar a cabo la transformación y también posee alrededor de 5.000 subestaciones. Todos estos elementos, permiten que la actividad se puede desarrollar de forma segura y equilibrada en todos los aspectos de la misma.

En las siguientes dos tablas, podemos observar cómo ha evolucionado la Red de Transporte en estos últimos cinco años, tanto en extensión como en número de posiciones.

**Tabla 3:** Red de transporte peninsular y no peninsular

| KM DE CIRCUITO | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 400kV          | 19.671 | 20.109 | 20.639 | 21.094 | 21.179 |
| 220kV          | 18.410 | 18.779 | 19.053 | 19.192 | 19.387 |
| 150-132-110kV  | 272    | 272    | 272    | 272    | 398    |
| < 110 kV       | 2.011  | 2.014  | 2.014  | 2.014  | 2.022  |
| Total          | 40.364 | 41.174 | 41.978 | 42.572 | 42.986 |

**Fuente:** REE y elaboración propia

**Tabla 4:** Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares

| NÚMERO DE POSICIONES | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 400Kv                | 1.253 | 1.319 | 1.374 | 1.394 | 1.441 |
| 220kV                | 2.813 | 2.936 | 3.026 | 3.077 | 3.124 |
| 150-132-110kV        | 52    | 52    | 52    | 52    | 84    |
| < 110 kV             | 743   | 743   | 745   | 769   | 779   |
| Total                | 4.861 | 5.050 | 5.197 | 5.292 | 5.428 |

**Fuente:** REE y elaboración propia

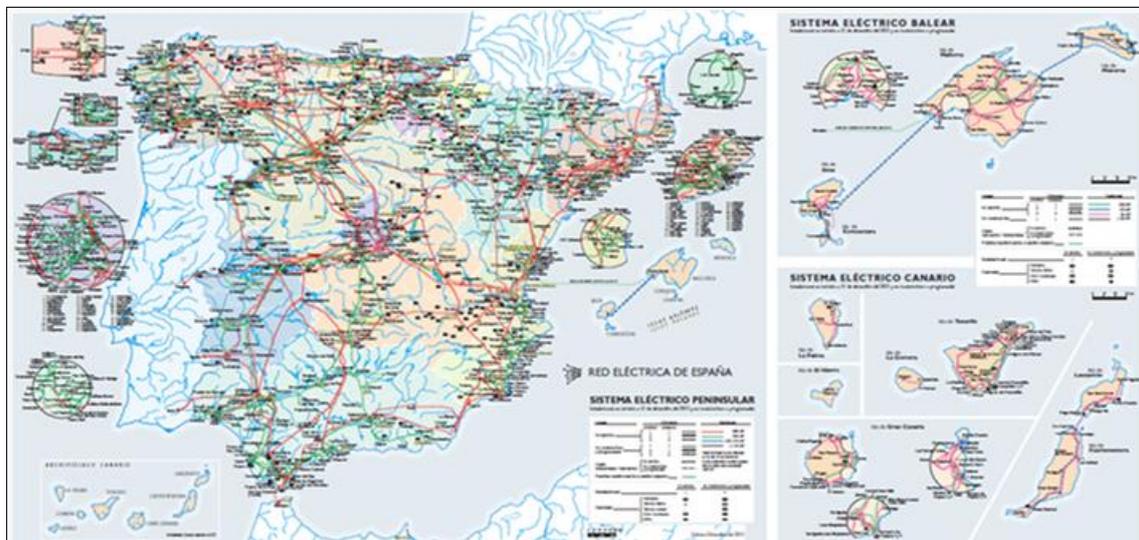
Con la publicación de la ley 17/2007, de julio de 2007, Red eléctrica pasó a convertirse gestor único de la red de transporte en España, en régimen de exclusividad. En el año 2010, todos los activos del territorio español, incluyendo islas Baleares y Canarias, pasaron a las manos de REE. Al mismo tiempo, se estableció como el Operador del Sistema a Red Eléctrica.

Al ser el transporte una actividad regulada, los proyectos que se lleven a cabo en red de transporte han de ser aprobados de forma plurianual, al igual que en el caso de los distribuidores, estos proyectos quedan plasmados en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas”

Con la fuerte crisis económica que hemos sufrido ha provocado tanto una caída de la economía, como del consumo eléctrico-, y esta situación ha generado una rectificación de la última planificación de inversiones, ya que hay menos necesidad de lo que se creía de acuerdo con lo planificado anteriormente, esta última planificación, permite únicamente la construcción de aquellas redes necesarias para garantizar la seguridad de la actividad.

En el siguiente mapa, podemos ver que toda la red de transporte está toda interconectada, posibilitando que la energía producida en cualquier lugar, pueda transportarse a cualquier punto de España.

**Mapa 6:** Sistema eléctrico de Transporte en España



**Fuente:** REE (2014)

### *2.1.3.1. LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL TRANSPORTE*

La Retribución del transporte de electricidad, se establece anualmente, por parte de la administración, teniendo en cuenta los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes. Este sistema de retribución busca cubrir todos los costes de prestación del servicio (incluyendo una retribución para el capital invertido) y, a su vez, incentivar una gestión eficiente, para el correcto funcionamiento de la actividad.

En definitiva, una parte de su remuneración estará relacionada con el valor unitario actualizado de las inversiones, otra que cubre los costes de operación y mantenimiento y por último, incentivos según la disponibilidad y la eficiencia de las instalaciones.

Por otra parte se tendrán en cuenta una serie principios para su cálculo, tales como que los activos no amortizados marcarán la retribución por inversión y se utilizará la renta fija como las obligaciones del estado a diez años para reducir los riesgos en cuanto a retribución financiera. Además los cobros originados en el año “x” se cobrarán en el año “x+2” y existirá una parte variable entendida como incentivos que variará en función de la calidad y eficiencia operativa.

---

### 2.1.3.2. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

La imposibilidad de almacenar la energía, supone una dificultad añadida para Red Eléctrica, ya que ha de intentar conocer con la mayor precisión posible cuál es la demanda y la oferta de la electricidad en cada instante con el fin de mantener una tensión y frecuencia acorde a lo necesario y poder abastecer de forma eficiente a todo el sistema eléctrico, ordenando a centrales que están paradas a que produzcan, y a la inversa, según si sube o baja la demanda de energía. Para poder llevar a cabo todo lo mencionado con anterioridad es preciso que se conozca el programa diario de transacciones así como los posibles problemas que puedan existir en cualquiera de los agentes del proceso de suministro eléctrico, como por ejemplo los productores de energía.

Los procedimientos existentes para que el operador del sistema, es decir, REE lleve a cabo su actividad son elaborados por la propia empresa y presentados ante el ministerio con el fin de que éste le dé el visto bueno a sus propuestas. Todas estas propuestas están ligadas a determinados criterios y normas para entre otras muchas finalidades, resolver cuestiones relacionadas con la congestión de redes, la conservación de las centrales generadoras de energía y cobertura del suministro.

En cuanto a las responsabilidades que tiene REE, encontramos por una parte la liquidación de los mercados de operación y la propuesta a la Administración del Estado de la planificación de la red de transporte, la cual comprenderá ciclos de seis años. En referencia la última responsabilidad mencionada, ésta ha de pasar por una serie de trámites, en primer lugar se necesita de un informe de la CNMC y trámite de audiencia, para posteriormente ser expuesta al Congreso de los diputados y por último aprobada por el Gobierno en funciones.

### 2.1.4. LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

La actividad de distribución es llevada a cabo por los distribuidores que son aquellas sociedades mercantiles, que tengan como función distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución. Asimismo, los distribuidores son los gestores de las redes de distribución que operen.

Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 KV, asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes

---

de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

Los distribuidores como titulares de las redes de distribución serán responsables de la construcción, la operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo con los criterios establecidos por la Administración General del Estado.

#### *2.1.4.1 HISTORIA DE LA EVOLUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN*

La central que Edison estableció en 1882, en Nueva York, fue la primera instalación para la producción eléctrica comercial del mundo y aunque era una planta enorme para su época, podía producir y distribuir electricidad en Corriente Continua (CC) hasta, aproximadamente, 330 ha de Manhattan.

En 1886, George Westinghouse, un rico empresario pero un recién llegado en el negocio eléctrico, fundó Westinghouse Electric para competir con General Electric de Edison. El sistema de la primera se basó en los descubrimientos y las patentes de Nikola Tesla, quien creyó apasionadamente en la superioridad de la corriente alterna (CA). Su argumento se basaba en que las pérdidas en la transmisión de electricidad dependían de la intensidad de la corriente que circulaba por la línea. Para la misma transmisión de potencia y siendo está producto de la intensidad por el voltaje a mayor voltaje, menor intensidad de corriente es necesaria para transmitir la misma potencia y por lo tanto, menores pérdidas. Y a diferencia de la CC, el voltaje de la CA se puede elevar con un transformador para ser transportado largas distancias con pocas pérdidas en forma de calor.

El desarrollo de la Corriente Alterna y los sistemas universales de transformación de tensión, facilitaron el abaratamiento del transporte a larga distancia, lo que provocó la expansión de la distribución de energía eléctrica en España y en todo el mundo.

Entre 1907 y 1913, las principales ciudades españolas comenzaron a ser abastecidas por centrales hidroeléctricas que suministraban el fluido a través de largas líneas de transporte. Las regiones españolas que producían y consumían más energía eléctrica estaban concentradas en las zonas productoras hidroeléctricas.

En el año 1924, con la publicación del Real Decreto de 12 de abril, sobre suministros de electricidad, agua y gas, el suministro comercial de energía eléctrica se declaró servicio público, esta reglamentación obligo al suministro por parte de las compañías eléctricas y normalizó las condiciones de regulación del servicio y al pago de los correspondientes derechos de ocupación de la vía y por tendidos de línea a los ayuntamientos.

---

De acuerdo con (DIAZ MORLAN & SAN ROMÁN , 2012), en España, desde los orígenes de la electricidad hasta la guerra civil, hubo un exceso de oferta de energía, pero después de la guerra civil y hasta el año 1957, se produjo una penuria energética, es decir que la demanda superó a la oferta, incluso entre 1945 y 1949 la oferta fue superior a la demanda en un 20%, esta situación provocaba que durante esta época los apagones fueran frecuentes, esta penuria energética fue debida a varios factores:

- Como ya se ha comentado anteriormente durante los años de la guerra civil se produjo la destrucción de centrales y redes de distribución por los efectos de bombardeos y los provocados por el bando republicano en sus retiradas cada vez que perdía terreno en la guerra.
- En el periodo 1944-1955 se encadenaron varios episodios de intensa sequía, llamados la “pertinaz sequía”. Al año seco de 1944 se sumó que durante 1945 la precipitación anual media de España alcanzó ese año el segundo valor más bajo de toda la serie entre 1940 y 2003. El caudal de los ríos fue, el más bajo de los últimos 50 años. La situación se agravó en el otoño de 1945 y primera mitad de 1946. La sequía acentuó la grave situación socio-económica que sufría la España de posguerra. Se redujo el rendimiento agrícola en más de un 30 % y produjo la cosecha de trigo más pobre de todo el siglo, sólo el 53 % de la media de la preguerra. En algunas localidades, la población sufrió casos de inanición y muerte ante la falta de alimentos. Fue necesario importar grandes cantidades de cereales y hacer uso de los de baja calidad para la producción de pan que se racionaba (100 a 150 gramos de pan por día per cápita). El suministro de agua a Madrid se interrumpía todos los días de 16h a 9h de la mañana siguiente y la industria se paralizaba cada vez más, con graves problemas de abastecimiento eléctrico e interrupción del tráfico ferroviario. De esta situación nació la política hidráulica de Franco, de crear pantanos, cuya capacidad total embalsable, supone el 65 % de la capacidad existente en la actualidad.
- No había una red única, las líneas de transporte y distribución de España no estaban interconectadas, con la consecuencia de que la producción de energía no podía llegar a muchos destinos.
- La escasez del petróleo, debido a la época de la autarquía, es decir al aislamiento impuesto a España por las principales potencias por razones políticas.
- La escasez de bienes de equipo, por la misma razón anterior.
- La política de austeridad que conllevó la congelación de las tarifas eléctricas, las vigentes en esa época eran las aprobadas en el año 1933 y no se modificaron hasta el año 1951. Esta situación produjo la falta de inversión por parte de las compañías eléctricas al no tener márgenes de beneficio.

A partir de los años 50, En 1951 el gobierno aprobó un nuevo sistema de tarifas, las Tarifas Tople Unificadas, que entró en vigor en 1953 y establecía la unificación de precios de la electricidad para todo el territorio español. Esto exigió la implantación de compensaciones a los mayores costes de generación térmica y las altas cargas financieras de las nuevas construcciones, creándose a este fin la Oficina Liquidadora de Energía (OFILE).

---

En estos años y hasta mediada la década de 1970, se construyeron las grandes centrales hidroeléctricas y térmicas con potencias próximas a los 1000 MW y se ponen en servicio las primeras centrales nucleares. El desarrollo de la red de transporte completa la interconexión de los sistemas de las diferentes empresas y se construyen las primeras líneas de transporte a 380 kV. En 1973 la potencia instalada superaba los 23.000 MW y la red de transporte en tensiones superiores a 110 kV, tenía ya una longitud de más de 40.000 Km.

#### *2.1.4.2. LOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA*

A diferencia de otros países europeos donde el sector público tuvo un destacado papel en el desarrollo de la distribución de energía eléctrica, como el caso de Francia, en España fue el sector privado el principal desarrollador de esta actividad, exceptuando unos pocos Ayuntamientos.

Los comienzos de las empresas de distribución de energía eléctrica a principio de siglo, no fue nada fácil, ya que no había una regulación de acotación de mercado, una vez realizadas las fuertes inversiones en maquinaria, obra civil y redes de transporte tenían que luchar, comprar o fusionarse con las distribuidoras que ya disponían de redes de distribución para hacerse con una cuota de mercado.

Antes de las tarifas tope unificadas de 1951, cada compañía disponía de precios propios autorizados por la administración, no uniformes con el resto de empresas, y discriminando las tarifas según usos y usuarios.

La actividad de distribución eléctrica en España se ha caracterizado siempre, por la existencia de unas pocas grandes empresas que han desarrollado esta actividad en convivencia con muchas pequeñas empresas, caracterización que aún sigue vigente en nuestros días.

Las primeras grandes empresas que realizaron esta actividad a gran escala, fueron extranjeras cabe destacar a AEG, Siemens y a Riegos y Fuerzas del Ebro, llamada la Canadiense, ya que su matriz era una empresa de esa nacionalidad. La compañía fue adquirida en plena posguerra española, en febrero de 1948, por el financiero mallorquín Juan March quien debido a sus contactos políticos hizo un gran negocio, comprándola por aproximadamente medio millón de libras esterlinas, precio aparentemente muy inferior al valor teórico de la compañía que se calculaba en diez millones de libras. En 1951 fue integrada en FECSA (Fuerzas Eléctricas de Cataluña).

Los grandes grupos españoles, aparecieron más tarde de mano de las entidades bancarias, como el Banco Vizcaya con el nacimiento de Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española, Electra del Viesgo. El Banco Urquijo con Unión Eléctrica Madrileña e Hidroeléctrica del Cantábrico. El Banco Central con participaciones también de Hidroeléctrica Española. Los bancos en conjunto, participaban en el año 1913 en 55 sociedades eléctricas con una representación de un 87% de sus recursos básicos.

---

Es relevante la creación de UNESA en 1944 por las diecisiete principales compañías que representaban el 80% de la producción total del sector, para establecer una coordinación de la explotación del conjunto del sistema eléctrico, que supuso el inicio de la explotación unificada de modo que las instalaciones de cada empresa se pusieran al servicio del abastecimiento de la demanda del país, como si una única empresa gestionara la totalidad de los medios de producción y transporte de energía eléctrica existentes.

De esas diecisiete grandes empresas, actualmente, después de fusiones, absorciones y compras, se han convertido en cinco grandes empresas y de las miles de pequeñas compañías que existían antes de la guerra civil quedan un poco más de trescientas.

En España hay más de 330 empresas de distribución de energía eléctrica, pero hay que destacar que hay cinco grandes empresas que poseen más del 90% de la distribución en España, y el resto son pequeñas empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, las cinco principales son:

- **ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.**

Es propiedad de Endesa, S.A., que es una empresa española que opera en el sector eléctrico y gasístico. Actualmente es propiedad en un 70% de la italiana ENEL, estando el resto en manos de inversores y accionistas privados.

Fue fundada por el extinto Instituto Nacional de Industria el 18 de noviembre de 1944 bajo el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. con el objetivo de controlar mediante una empresa pública un sector considerado estratégico. Desde 2009, y tras una prolongada OPA, en la que se descartó la compra por Gas Natural Fenosa, es una subsidiaria al 70% de la empresa energética italiana Enel, a través de Enel Energy Europe.<sup>3</sup>

- **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.**

Es propiedad de Iberdrola, S.A., que es una empresa española que tiene la sede en la localidad vizcaína de Bilbao en el País Vasco, España. Es un grupo empresarial dedicado a la producción, distribución y comercialización energética, en especial de electricidad. Nació de la fusión en 1992 de dos empresas eléctricas españolas, Hidroeléctrica Española e Iberduero (MARTÍN Y GARCÍA, 2005), provenientes ambas de los inicios de la electrificación en España.

- **UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.**

Forma parte del grupo Gas Natural Fenosa, que es fruto de la fusión de Gas Natural y de Unión Fenosa, dos compañías energéticas españolas que procedían, a su vez, de sendas fusiones y que, a finales del siglo XX, se habían convertido en un referente dentro del mapa energético del país. Gas Natural Fenosa, tercera del mercado español ha integrado los negocios de gas y electricidad en una compañía.

Es líder en comercialización y distribución de gas natural en España y el tercer operador de GNL en el mundo.

---

- **HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.**

Pertenece a grupo EDP - Energías de Portugal (conocida anteriormente como "Electricidades de Portugal"), es una de los principales grupos eléctricos de Europa, y el mayor de Portugal, es un líder mundial de la energía y uno de los principales operadores en la Península Ibérica. El Grupo está presente en España en la producción, generación, distribución y comercialización de electricidad, gas y servicios.

EDP tiene, desde el año 2002 fecha en la que adquirió una participación mayoritaria de Hidrocantábrico, una importante cartera de negocio en España. Actualmente es el cuarto productor y distribuidor de electricidad y el segundo operador de gas natural.

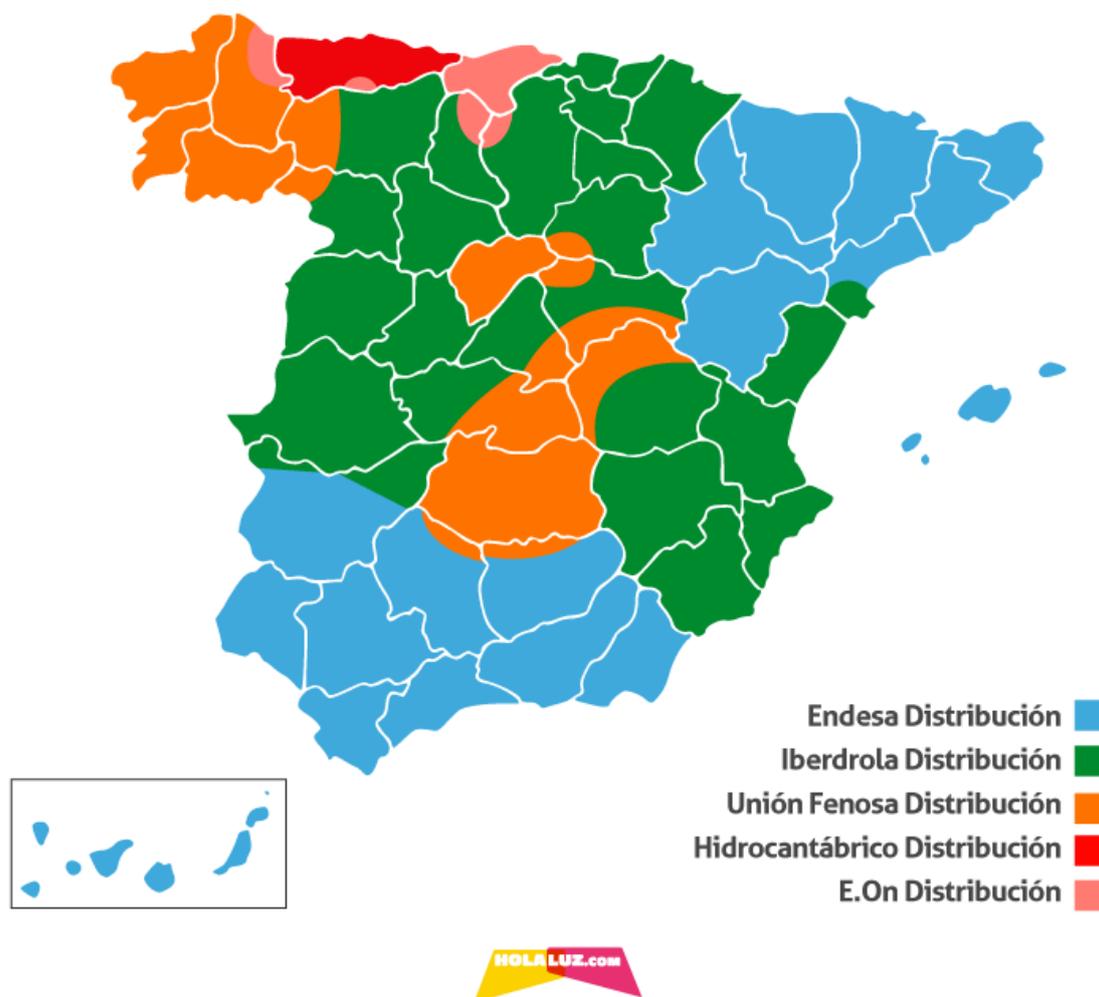
- **VIESGO DISTRIBUCIÓN, S.L.**

Forma parte del grupo de Electra del Viesgo. El 26 de junio de 2008, E.ON adquirió la compañía Enel-Viesgo, y las centrales térmicas de Los Barrios y Tarragona, creando E.ON España como unidad de mercado e incrementando su presencia en el mercado español, en el que cuenta con 650.000 clientes.

En 2015 E.ON España fue adquirida por los fondos Macquarie European Infrastructure Fund y Wren House Infrastructure, y volvió a recuperar la denominación de Viesgo. En junio, Viesgo compró a Gas Natural Fenosa su 45% de la distribuidora Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A. por 97,2 millones.

En el siguiente mapa, vemos la distribución territorial aproximada, de las cinco grandes distribuidoras de España.

**Mapa 7:** Área de distribución de energía eléctrica según compañía



**Fuente:** Comercializadora de Energía Holaluz (2015)

#### 2.1.4.3. RETRIBUCION DE LA DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con (CASAS MARÍN, 2016) y (GÓMEZ SAN ROMAN , 2007) en cuanto a la retribución de las empresas distribuidoras, hasta el año 1998 que las empresas eléctricas desarrollaban de manera verticalmente integradas las actividades de transporte, distribución, producción y comercialización, su retribución venía dada por el margen obtenido en la compraventa de energía, es decir la retribución venía dada exclusivamente por la actividad de comercialización y por la diferenciación del precio de su autoproducción si se tenía. Entre las empresas se vendía el precio a una tarifa que establecía el estado, y estas lo vendían a los abonados con diferentes

---

precios de acuerdo con las potencias y tensiones contratadas a unas tarifas también establecidas por el estado.

En los primeros tiempos, la administración, ya que la distribución era una concesión administrativa, imponía unos precios máximos, por lo que cada empresa, mientras no rebasara estos, podía poner los precios que quisiera a los abonados.

En el año 1952, la administración implantó las Tarifas Tope Unificadas (TTU), comunes para todo el territorio, estas tarifas además tenían un recargo destinado a fomentar las inversiones de las grandes empresas en generación, y para definir las reglas y procedimientos de estas inversiones, dentro de la patronal UNESA, nació el organismo Oficina Liquidadora de la Electricidad (OFILE), dicho organismo estaba supervisado por el Ministerio de Industria. Debido a las inversiones de las grandes empresas, los recargos en la tarifa fueron en aumento, aun así eran siempre insuficientes para sufragar las inversiones, dándose el caso por ejemplo, que en el año 1972, OFILE tenía una deuda acumulada con el Estado de 20.000 millones de pesetas.

Para controlar los sobrecostes y distribuir las primas que equilibran el sistema eléctrico, en el año 1973, se creó el organismo público independiente de UNESA, la Oficina de Compensación de la Energía Eléctrica (OFICO), que se encargó de compensar los sobrecostes y distribuir las primas que equilibran el sistema eléctrico. OFICO existió hasta el año 1994, en que todas sus actividades fueron traspasadas a la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica.

A partir de ese año 1973, en que se habían agotado los recursos hidráulicos atractivos, y las grandes empresas habían invertido en centrales térmicas, incrementando la capacidad de generación de manera muy significativa, la administración implantó el Sistema Integrado de Facturación de Energía (SIFE), en el que se creaban unas tarifas en que se reflejaba en incremento de precio anual durante 5 años, sin que se pudiera hacer ningún cambio, a diferencia de las TTU que variaban los recargos según las necesidades.

Con la crisis del petróleo de los años 1973 y la del año 1979, los costes de producción que básicamente era térmica, se encarecen significativamente, por lo que en este periodo, las tarifas sufren correcciones al alza de manera anual. Como consecuencia del esfuerzo inversor y el crecimiento en el precio del combustible la deuda del sector siguió creciendo hasta situarse por encima del triple de sus ingresos, y los gastos financieros llegaron a representar el 47% de los ingresos.

En el año 1987, con la aprobación del denominado Marco Legal Estable, se regula las condiciones económicas de las grandes empresas de electricidad, este modelo identificaba los denominados Costes Estándares, que representaban los valores razonables para cada tipo de instalación: centrales, líneas, subestaciones, etc. Y a partir de estos valores y un procedimiento económico contable, se determinaban los ingresos de cada empresa. Los ingresos por tarifas de estas empresas, no suponían nada más que un ingreso a cuenta de la retribución calculada por el estado.

Desde el año 1952 hasta el año 1999, las pequeñas empresas de distribución no tuvieron ninguna ayuda, a excepción de algunas subvenciones para la distribución de energía, los llamados PLANER, Planes de Electrificación Rural, pero ninguno para la producción de energía,

---

siendo su margen, la diferencia entre las tarifas que marcaba la administración, tanto para la compra de energía a las grandes empresas, como para la venta para los abonados.

Desde el año 1999 hasta el 2015, se retribuyó teniendo en cuenta las instalaciones de cada empresa, pero con un método no definitivo, hasta la aprobación de unos valores unitarios de todos los elementos de las instalaciones, y no aplicándose a aquellas empresas que perdían retribución respecto al margen histórico de 1998, aplicándoles este margen pero sin aumentos.

A partir de 2016, se aplica un modelo que se basa en la fijación de la retribución a partir de una base regulatoria de activos (RAB), incrementada anualmente por las inversiones aprobadas por el regulador de manera ex-ante. Adicionalmente a la retribución asociada a las unidades físicas (amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento), el nuevo modelo establece el reconocimiento de los costes asociados, entre las que se encuentran la lectura, la contratación y facturación, la atención telefónica, la planificación y las tareas de estructura, así como el reconocimiento de la tasa de ocupación de vía pública.

Este modelo establece tres incentivos a la actividad que desarrolla el distribuidor: incentivos para la reducción de pérdidas, la mejora de la calidad de servicio y la detección de fraude.

Con este nuevo modelo retributivo se mejora la seguridad jurídica de la distribución, pues hasta ahora no existía garantía de reconocimiento de las inversiones realizadas. Ahora, los planes de inversión son validados de manera preliminar, con efectos retributivos, estando todas las Administraciones, tanto Central como Autonómicas, y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia –CNMC– alineados en la definición y aprobación de estos planes de inversión. Se trata de un modelo único común para todos los distribuidores, incluidos aquellos con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes (empresas anteriormente acogidas a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997).

#### *2.1.4.4. ZONAS DE DISTRIBUCIÓN*

En cuanto a la zona de distribución, en los comienzos como ya hemos comentado, en cada zona de distribución convivían varias distribuidoras, pero hoy en día y después de las concentraciones empresariales, en general cada distribuidora tiene una zona delimitada, que es un monopolio natural, aunque hay algunas poblaciones con carácter excepcional, que tienen más de un distribuidor.

De acuerdo con (CNMC) Con la entrada en vigor de la Ley 54/97 de noviembre de 1997, hubo una excepción en la cuestión de los monopolios naturales, (durante unos años ya que posteriormente fue derogada), ya que dicha Ley permitía a las distribuidoras distribuir energía fuera de su ámbito territorial con una serie de requisitos, esto fue aprovechado por varias distribuidoras para aumentar su distribución y establecerse en zonas con un gran potencial de suministro, el ejemplo más destacable fue Hidrocantábrico que consiguió distribuir en la Comunidad Valenciana, en el feudo de la empresa Iberdrola.

---

Hoy en día, en las zonas limítrofes de dos distribuidoras, está regulado de forma que si un nuevo abonado pide suministro, se lo dará la distribuidora que necesite menor inversión para ello (generalmente el que esté más cerca), ahorrando así dinero al sistema y evitando duplicidad de redes.

### 2.1.5. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Las comercializadoras son las empresas que venden la energía eléctrica a los consumidores. A su vez, estas compañías compran la energía a las generadoras en el llamado “pool eléctrico”, una subasta de energía que al casar la oferta con la demanda, determina el precio de la energía eléctrica en la Península Ibérica.

Para ello utilizan las redes de transporte y distribución, y por este servicio pagan unos peajes a las distribuidoras de energía eléctrica.

El precio de las comercializadoras ofrecen a los consumidores se forma con la suma del precio de la energía, con el coste de los peajes de las distribuidoras, con el coste de estructura de las comercializadoras y por último con el margen de beneficio que se quiere obtener.

Las Comercializadoras nacieron como consecuencia de la liberalización del sector eléctrico, en una primera fase, con la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico se separaron las actividades reguladas (transporte y distribución) y las no reguladas (producción y comercialización). Las empresas eléctricas se vieron obligadas a separar contable y jurídicamente esas actividades.

Posteriormente, la Ley 17/2007 de 4 de julio del Sector eléctrico, estableció que la actividad de suministro a tarifa pasará a ser ejercido en su totalidad por las comercializadoras en libre competencia, en lugar de las distribuidoras que eran las encargadas hasta ese momento.

Finalmente, el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, reguló la puesta en marcha del suministro de último recurso e introdujo dos cambios importantes a partir del 1 de julio de 2009:

1. Las empresas distribuidoras ya no podían comercializar directamente al cliente la electricidad. Esta actividad la realizarían las empresas comercializadoras.
2. Las tarifas reguladas desaparecieron, a excepción de la Tarifa de Último Recurso (TUR) para suministros de baja tensión y potencia contratada inferior a 10 kW.

Hoy en día, el comercializador de último recurso, se denomina Comercializador de Referencia y el consumidor suministrado por él puede elegir entre dos precios:

- El precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica, vinculado a la evolución del precio del mercado de contado.
- La oferta alternativa para el suministro de electricidad a precio fijo durante un año.

---

Adicionalmente, el precio que pagará por la electricidad consumida, un consumidor acogido al Bono Social, llamada tarifa de último recurso, será el que resulte de aplicar un 25% de descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor.

Las Comercializadoras de Referencia son:

- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Viesgo Comercializadora de referencia, S.L.
- CHC Comercializador de Referencia S.L.U.
- Teramelcor, S.L. (Solo Melilla)
- Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A. (Solo Ceuta)

Así como el área de distribución de una distribuidora de electricidad es un monopolio natural, las comercializadoras pueden comercializar en todo el territorio español. En España existen alrededor de 337 comercializadoras de electricidad.

---

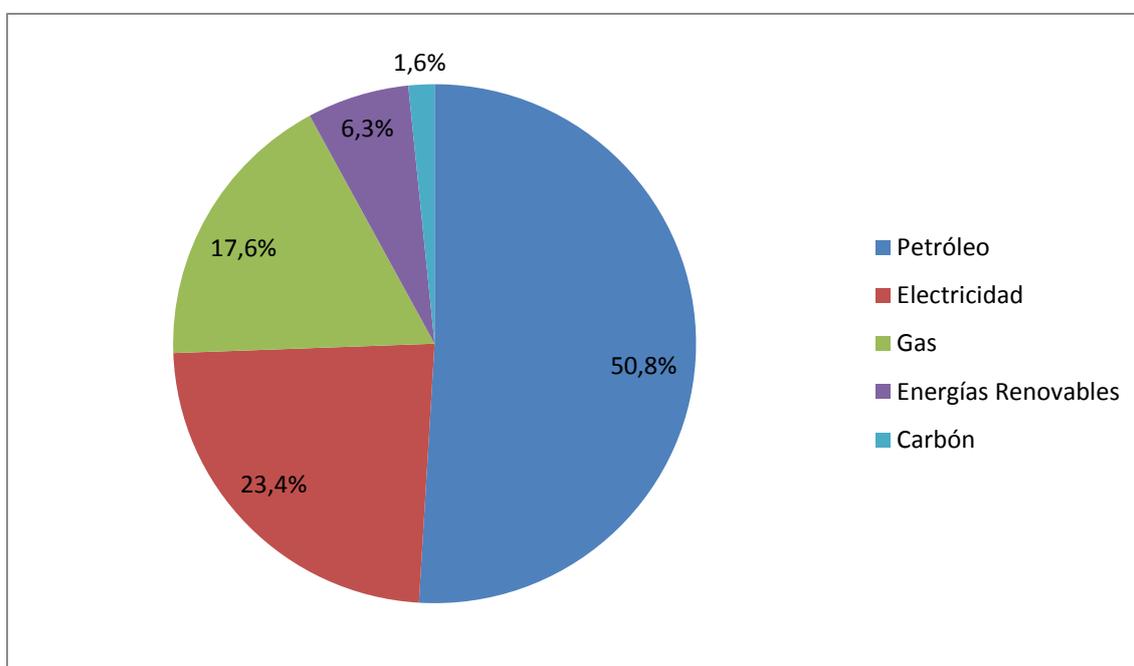
### 3. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

#### 3.1. IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

EL sector eléctrico tiene una repercusión muy importante en el conjunto de España. Su desarrollo no afecta únicamente al desarrollo económico sino que además tiene una gran influencia tanto en la sociedad como en el resto de sectores industriales.

La electricidad es la segunda fuente de energía final que más se consume en España. Como podemos observar en el gráfico 3, la electricidad únicamente es superada por el petróleo, el cual supone el 50,8% de la energía consumida, mientras que ésta supone el 23,4% del total

**Gráfico 3:** Consumo final energía en España



**Fuente:** Elaboración propia a partir del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2014)

Hemos de añadir, que de acuerdo con los últimos datos disponibles en el Libro de la Energía en España publicado por el Ministerio de industria, energía y Turismo en 2014 (MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO, 2014), el consumo final de energía en España en dicho año fue de 83525 kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep). Si atendemos a la tabla 5, la cual nos muestra el consumo final de energía en los años 2013 y 2014, así como su variación, podemos apreciar que este consumo bajó en 2014 un 2,7% respecto al año anterior, esto se debe en gran medida a la crisis que hemos y estamos sufriendo en la actualidad.

Si llevamos a cabo un análisis de la demanda energética por sectores, por lo que respecta a la industria, su demanda ha disminuido debido la bajada de actividad que se está produciendo en

dicho sector. En cuanto al sector terciario, podemos decir que su bajada se ha debido fundamentalmente por la menor demanda de energía en el sector servicios, como consecuencia de la crisis económica comentada anteriormente. El sector transporte experimentó un giro en su tendencia, ya que desde el año 2008 venía experimentando una bajada, y sin embargo en 2014 su demanda volvió a incrementarse. Resumiendo, en 2014 la bajada de la actividad económica sufrida por el país se vio reflejada en una disminución paralela de la demanda de energía, disminuyéndose esta un 1,9% respecto a 2013.

**Tabla 5:** Consumo de energía final (KTEP)

|                               | 2013          | 2014          | TASA VARIACIÓN |
|-------------------------------|---------------|---------------|----------------|
| CARBÓN                        | 1.523         | 1.315         | -13,7          |
| GASES DERIVADOS DEL CARBÓN    | 230           | 232           | 0,9            |
| P. PETROLÍFEROS               | 39.054        | 38.572        | -1,2           |
| GAS                           | 14.784        | 14.156        | -4,2           |
| ELECTRICIDAD                  | 19.953        | 19.576        | -1,9           |
| ENERGÍAS RENOVABLES           | 5.293         | 5.294         | 0,0            |
| <b>TOTAL USOS ENERGÉTICOS</b> | <b>80.836</b> | <b>79.145</b> | <b>-2.1</b>    |
| USOS NO ENERGÉTICOS:          |               |               |                |
| CARBÓN                        | 0             | 42            |                |
| PROD. PETROLÍFEROS            | 4.549         | 3.841         | -15,6          |
| GAS NATURAL                   | 470           | 539           | 14,7           |
| <b>TOTAL USOS FINALES</b>     | <b>85.855</b> | <b>83.525</b> | <b>-2,7</b>    |

**Fuente:** Elaboración propia a partir del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2014)

La aportación del sector eléctrico en España se considera fundamental, debido principalmente al gran impacto que tiene sobre el PIB, la inversión, empleo y su importancia en el funcionamiento de otros sectores, así como en la sociedad. Además, no hemos de olvidar tampoco el papel tan importante que juega en el desarrollo de la economía.

### 3.1.1. IMPACTO SOCIECONÓMICO DEL SECTOR ELÉCTRICO

La producción y distribución de energía eléctrica constituye hoy en día uno de los principales sectores con más relevancia e importancia en el desarrollo de nuestra economía, especialmente si atendemos a su aportación al Producto Interior Bruto.

De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Estadística, la inversión que se llevó a cabo en el año 2011 en el sector eléctrico fue la más importante en comparación con el resto de

---

sectores de la industria. Si nos centramos en datos concretos, la inversión en ese año fue de 4.431 M€, es decir, aproximadamente un 21% del total del capital invertido en el total de las industrias.

Las empresas de generación, distribución y comercialización que se encuentran dentro de la Asociación Española de la Industria Eléctrica, recibieron gran parte de la inversión comentada con anterioridad, de hecho, sus inversiones en el año 2011 en activos materiales fueron de 3.251 M€, resultando de especial importancia la actividad de distribución. La aportación al Producto Interior Bruto por parte de las actividades citadas anteriormente fue de un 1,9% en dicho año.

En relación a la aportación de estas actividades al PIB, hemos de destacar que del 1,9% las actividades de distribución y generación suponen aproximadamente el 85% de esta aportación, lo cual resalta claramente la importancia de estas dos actividades. Además hacemos una comparativa de estos datos con los de otros sectores, podemos apreciar que esta aportación al PIB es ligeramente inferior a la aportada por ejemplo por la agricultura, ganadería o pesca entre otros.

Por otra parte, hemos de comentar que en contraste con lo comentado con anterioridad, se trata de un sector que no es gran creador de empleo como así muestran los datos, aunque sin embargo, se caracteriza por contratar empleados cualificados y con contratos de calidad, es decir, no temporales.

### **3.1.2. LA ELECTRICIDAD EN LOS HOGARES**

De acuerdo con lo comentado anteriormente, la electricidad no es únicamente esencial en el desarrollo de la economía, sino que ésta tiene muchas más aplicaciones que son de suma relevancia. Esta importancia se puede ver reflejada en que la electricidad se considera hoy en día una fuente de energía indispensable para el funcionamiento de nuestras residencias, las cuales están abastecidas en su inmensa mayoría de elementos que necesitan de dicha fuente para su funcionamiento.

La importancia de la energía eléctrica en los hogares se puede ver claramente reflejada en el porcentaje que representa la electricidad consumida en los hogares respecto del total de la electricidad generada (25%). A partir de este dato, podemos observar como los hogares son cada vez más dependientes de la energía eléctrica, esto es debido a que las casas en las que residimos están cada vez más robotizadas. Además si nos fijamos en la tabla 6, podemos observar como la mayor parte de los bienes electrónicos expuestos se encuentran presentes en una elevada cantidad de hogares.

**Tabla 6:** Grado equipamiento de los hogares españoles

| EQUIPOS                | % DE HOGARES QUE DISPONE DE CADA EQUIPAMIENTO |
|------------------------|---|
| Frigoríficos           | 99,6%   |
| Congeladores           | 23,2%   |
| Lavadoras              | 92,9%   |
| Lavadoras-secadoras    | 7,10%   |
| Lavavajillas           | 53,10%  |
| Televisión             | 99,90%  |
| Secadora               | 28,30%  |
| Horno                  | 77,10%  |
| Microondas             | 90%   |
| Ordenadores fijos      | 52,3%   |
| Ordenadores portátiles | 40,7%   |

**Fuente:** Elaboración propia e IDEA (2010)

A lo largo del tiempo, el peso y el uso del consumo eléctrico han ido variando constantemente. Por un lado, la crisis económica ha hecho que los consumidores sean cada vez más conscientes de la importancia de la eficiencia de estos bienes, ya que de esta forma se consigue reducir considerablemente el gasto en luz, un hecho que hoy en día resulta vital para que muchas familias puedan llegar a final de mes con menos apuros. Todo ello, ha dado lugar a que se haya mejorado la calidad de los mismos en los hogares con el fin de reducir el consumo.

En relación a lo comentado anteriormente, a pesar de la crisis económica, el aumento de este tipo de equipamiento electrónico en los hogares se ha incrementado debido a una mayor concienciación de las personas en el ahorro energético, ya que los nuevos bienes son cada vez más eficientes energéticamente, por lo que la sociedad trata de adquirir siempre aquello que le vaya a suponer un menor gasto.

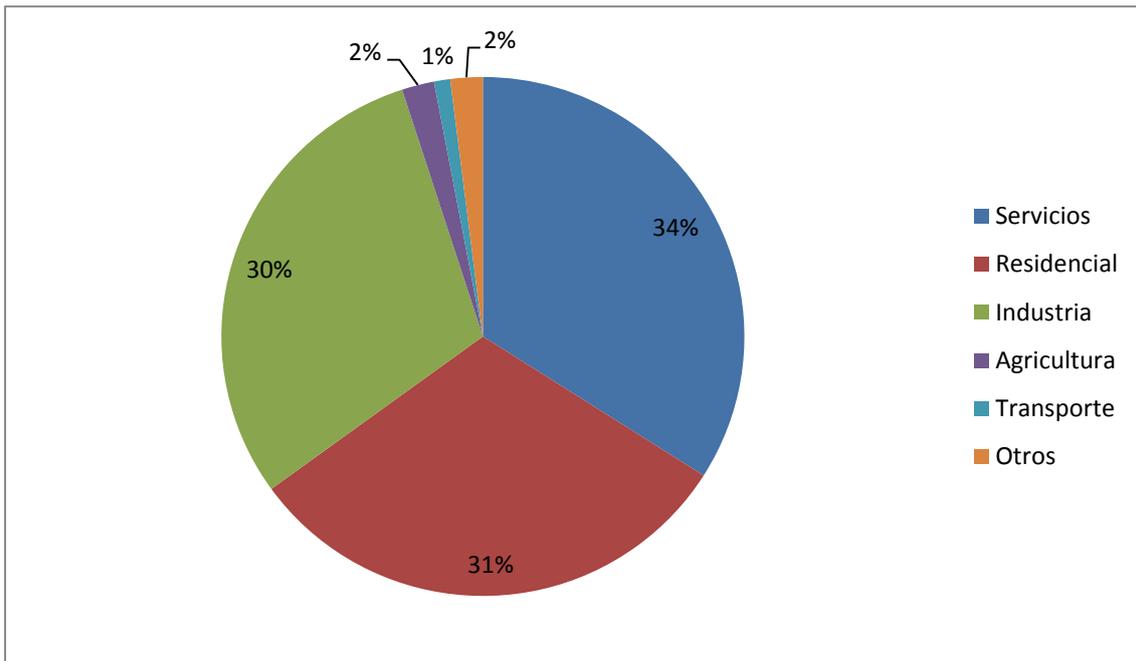
Además destacar también que el precio de estos bienes se ha visto reducido con el paso del tiempo debido a una mayor variedad de los mismos, hecho que hace que aumente la competitividad en el mercado provocando una reducción de los precios.

### 3.1.3. LA ELECTRICIDAD EN LOS SECTORES PRODUCTIVOS

Como ya vimos en el apartado anterior, el 25% de la energía total producida en el sector es consumida por los hogares, del % restante hemos de destacar que la gran mayoría va destinada a los sectores productivos (69%). En estos sectores dicha energía se necesita para la posterior elaboración de determinados productos.

Si atendemos al gráfico 4 situado en la parte inferior, podemos observar como el sector en el que se consume una mayor energía eléctrica es el de servicios, seguido de cerca por el residencial y el de industria.

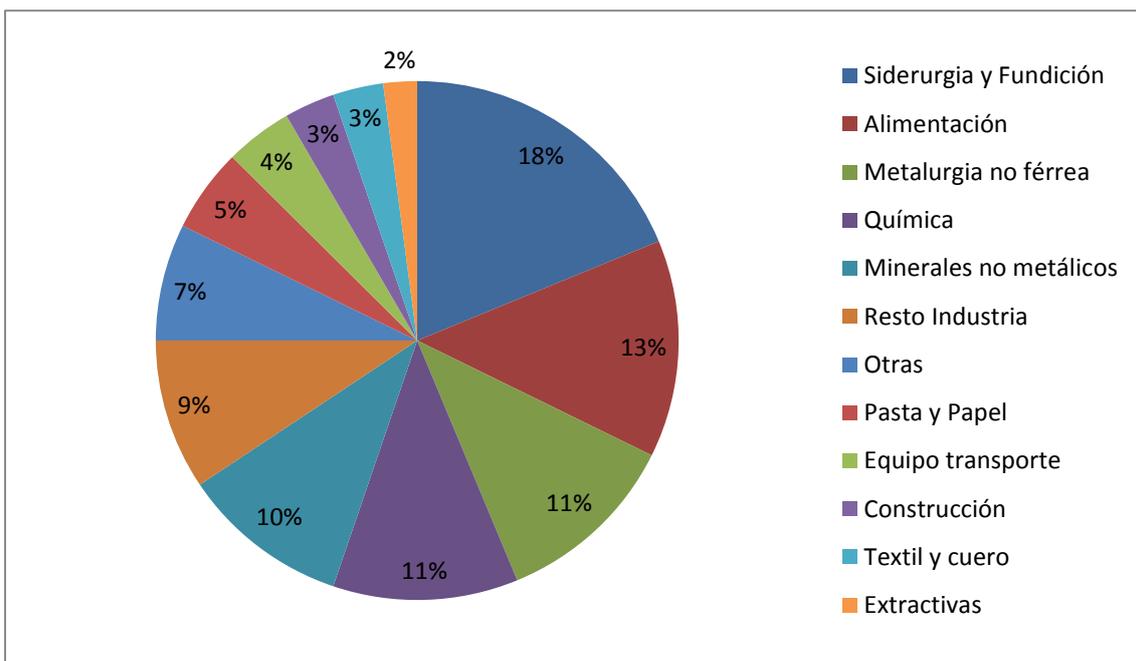
**Gráfico 4:** Consumo de energía eléctrica por sectores productivos



**Fuente:** Elaboración propia a partir de IDAE

En el siguiente gráfico podemos observar además como se distribuye el consumo de energía eléctrica entre los subsectores industriales.

**Gráfico 5:** Consumo de energía eléctrica por subsectores industriales

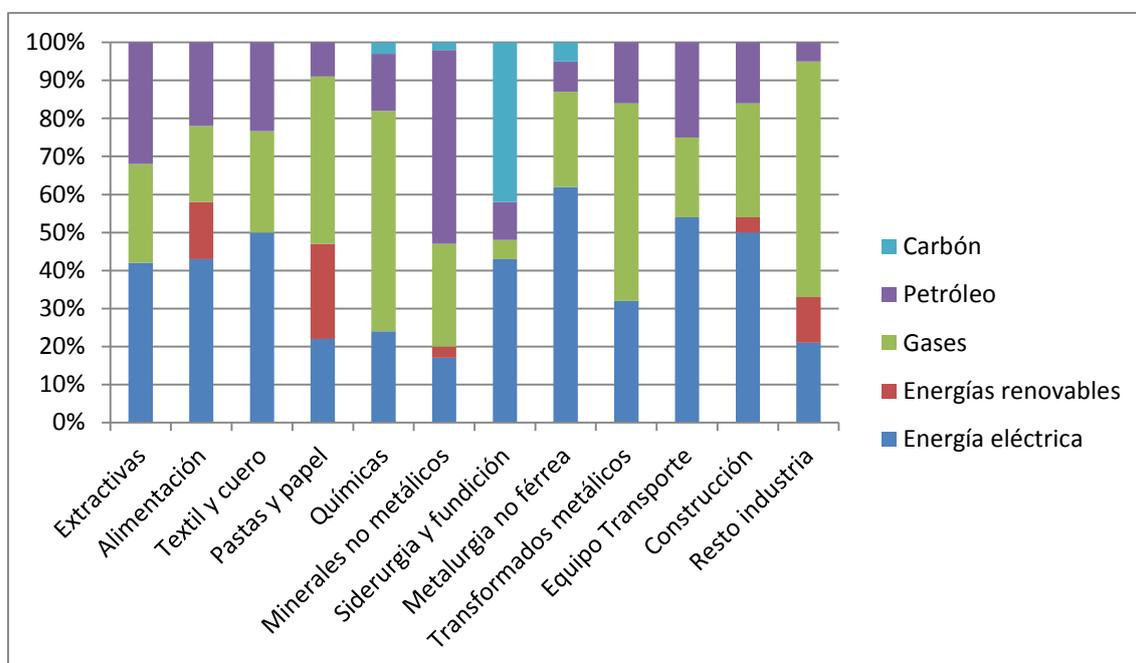


**Fuente:** Elaboración propia e IDAE

Otro punto a destacar, es que la electricidad es el recurso energético que más se utiliza si lo comparamos con el resto de fuentes de energía como son el carbón, gas, etc. En gran parte de los sectores, el consumo de energía eléctrica supone casi el 50% de su consumo energético. Todo lo comentado anteriormente lo podemos ver reflejado en el gráfico que disponemos en la parte inferior, donde queda perfectamente reflejado cómo la electricidad se constituye un elemento clave para el resto de sectores productivos.

En el gráfico 6 situado en la parte inferior, podemos apreciar cuales son las fuentes de energía más utilizadas por los diferentes sectores de la industria. Si nos fijamos en sectores como por ejemplo el textil y cuero, metalurgia no férrea, equipos de transporte o la construcción, podemos observar que la electricidad es su principal fuente de energía, representando más de la mitad de la energía utilizada.

**Gráfico 6:** La electricidad en los sectores productivos



**Fuente:** Elaboración propia e IDAE

## 3.2. COMPETENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

### 3.2.1. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

A partir de la liberalización promovida por la Comunidad Económica Europea en el año 1997 con la promulgación de la Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico, se consiguieron grandes avances en el sector, sin embargo en este tipo de sectores liberalizados siempre existe el peligro de que las grandes empresas ejerzan poder de mercado y, en este caso, ocurre lo mismo con las empresas productoras de energía eléctrica.

La estructura de un mercado es una de las formas a partir de la cual se puede ver claramente si las empresas del sector ejercen poder de mercado. Hemos de aclarar que la estructura de mercado está compuesta por el número de empresas operativas y el tamaño de las mismas.

Como podemos observar, en la tabla 7 situada en la parte inferior se muestra la evolución de la estructura del mercado eléctrico español.

**Tabla 7:** Evolución de la estructura del mercado eléctrico español

|  | 1997  | 2012   |
|--|---|--------|
| Mercado relevante                            | España  | MIBEL  |
| Cuota del mayor agente (energía)             | 47%   | 21%    |
| Cuota de los 2 mayores agentes (energía)     | 76%   | 41%    |
| HHI  | 3128  | 1068   |
| Número de agentes en el marginal             | 4   | 16     |
| Capacidad en el marginal (GW)                | 19  | 45     |
| Agentes tomadores de precio y capacidad      | Pocos   | Muchos |
| Transparencia/<br>Disponibilidad información | Poca  | Total  |
| Elegibilidad                                 | 0%  | 100%   |
| Supervisores de mercado                      | España: CNMC y MITyC<br>Portugal: ERSE, ADC, ACER |        |

**Fuente:** REE, MITyC y elaboración propia

Atendiendo a la tabla, los índices de concentración de mercado son de gran ayuda a la hora de determinar la capacidad de que se este hecho se produzca. Entre ellos destaca el Herfindahl-

---

Hirschman (HHI), mediante el cual la Comisión Europea afirma que es muy poco probable que existan problemas de competencia en situaciones en las que el índice Herfindahl sea menor que 2.000 y la cuota de mercado de la empresa más grande sea inferior a 25%. En España, el índice de concentración HHI se redujo desde 3.218 en 1997 (inicios del proceso de liberalización) hasta 1.068 en 2012.

Por otra parte, España es uno de los países donde las cuotas de mercado de las principales empresas productoras de energía más se han visto afectadas por la entrada de nuevas empresas. El punto a destacar en esta situación es que esta tendencia tiene buenas perspectivas de futuro, ya que en el “Benchmarking Report” de la Comisión Europea publicado en marzo de 2010, se resalta la escasa concentración de mercado que presenta España en comparación con los demás países. Como se observa en la tabla 7, la entrada de agentes con capacidad marginal de 45GW demuestra la gran competitividad que existe hoy en día en el mercado.

Por otro lado, el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es el resultado de una iniciativa conjunta de los Gobiernos de Portugal y España, representando un importante paso en la construcción del mercado interno de electricidad. Con la creación del MIBEL será posible, para cualquier consumidor dentro de la península ibérica, adquirir energía eléctrica a cualquier productor o comercializador que actúe en Portugal o España. En la tabla 7, podemos percatarnos de la gran cantidad de supervisores existentes en el mercado eléctrico, lo cual quiere decir que a través de la creación de este mercado se ha aumentado la capacidad de control del mismo.

Otro factor clave para favorecer la entrada de competidores, y garantizar así un mercado más competitivo ha sido el factor de la transparencia del mercado español. Este hecho no ha tardado en ser reconocido en la Comisión Europea, calificando la transparencia del mercado eléctrico Español como una de las más destacadas de la Unión Europea. Esta transparencia resulta de gran ayuda para favorecer la entrada de nuevas empresas, ya que éstas dispondrán de la misma información con la que cuentan las empresas ya instauradas en el sector. Además hemos de destacar también que cuanto mayor sea la transparencia de un mercado mayor es la probabilidad de que no se pueda ejercer poder de mercado ya que tanto las empresas como los entes reguladores dispondrán de una información mucho más detallada.

### **3.2.2. BARRERAS CONTRA EL PODER DE MERCADO**

De acuerdo con el apartado anterior, en el cual se estudiaba la evolución de la estructura del mercado eléctrico español y se veía como todos los indicadores parecían reflejar una buena estructura de mercado, en este apartado se van a tratar una serie de condicionantes y hechos que se dan en el mercado eléctrico Español, y los cuales ayudan en gran medida a que el hecho del poder de mercado sea muchos más complejo poder ejercerlo, favoreciendo de esta forma una estructura de mercado adecuada.

En primer lugar, como ya vimos en el apartado anterior, nos encontramos en un sector en el que han entrado una gran cantidad de competidores, reduciendo incluso la cuota de mercado de las principales empresas del sector. Este factor, condiciona a las grandes empresas que quieran ejercer poder de mercado debido a que la continua entrada de nuevas empresas hace del mercado eléctrico un sector mucho más competitivo.

---

En segundo lugar, otro factor condicionante sería la escasa existencia de barreras de entrada al sector. Posteriormente este apartado será objeto de estudio, por lo que resumiendo, podemos concluir que en España las principales barreras que existen son las fijadas por los entes regulatorios.

Por otro lado, otro condicionante serían las actuaciones llevadas a cabo por las autoridades reguladoras del mercado. Un primer condicionante a tener en cuenta serían las sanciones impuestas con el fin de velar por un funcionamiento competitivo del mercado. Estas sanciones no afectan a las empresas únicamente en el aspecto económico, sino que las empresas se verían afectadas también por su mala imagen corporativa, de hecho ya explicamos algunos casos dónde Iberdrola o Endesa llevaron a cabo comportamientos anticompetitivos y el nombre la empresa quedó retratado en las noticias de todos los medios de comunicación. Otro factor, podría ser la posible reducción de barreras de entrada, ya que como hemos comentado en el párrafo anterior, la mayor parte de las existentes son de carácter regulatorio.

Por último, el sector eléctrico se caracteriza por ser un mercado en el cual la información es imperfecta, es decir, depende de una serie de variables que son desconocidas para todas las empresas. Este hecho puede constituir para las empresas un factor clave para no poder ejercer poder mercado dado que se necesita conocer esta información, de la cual no se dispone.

### **3.2.3. BARRERAS DE ENTRADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL**

En este apartado se van a tratar algunas de las barreras de entrada más significativas detectadas por el Tribunal de Defensa de la Competencia, las cuales aparecen en un informe que emitió sobre el expediente de concentración económica a Endesa e Iberdrola (Tribunal de Defensa de la Competencia, 2001).

En cuanto a las barreras detectadas por este organismo distinguimos las siguientes:

- La primera barrera de entrada que destaca en el informe es el riesgo regulatorio existente. Este riesgo regulatorio se produce debido a tres causas principales, en primer lugar, carencias existentes en las normas que se emiten por parte de los entes reguladores, por otra parte, la impredecibilidad de cuando se van a llevar a cabo todos los cambios legislativos y por último, las pocas explicaciones dadas para el funcionamiento de las normas
- El segundo punto tratado es el del aislamiento exterior. En este apartado se resalta el problema que existe hoy en día a la poca capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas, destacando que este hecho supone un retraso en los intercambios de energía internacionales ya que cuando se producen las mayores demandas de energía eléctrica a nivel internacional nuestra demanda de electricidad no supera el 6%. En cuanto a esta problemática Red Eléctrica Española responde argumentando que existen muchas dificultades a la hora de aumentar las interconexiones físicas y que la única solución por el momento es la de aumentar la potencia instalada

- 
- El tercer aspecto a mencionar son los activos estratégicos. En este punto se discute de que las nuevas empresas generadoras de electricidad que entren en el sector tendrán dificultades para competir con las ya existentes debido a dos puntos diferenciados. En primer lugar se trata el hecho de emplazamientos en los que se encuentran situados las centrales, argumentando que la mayor parte de las empresas que cuentan con emplazamiento de alta calidad (buen acceso a redes de transporte de alta tensión, fuentes de suministro y las inversiones basadas en aspectos medioambientales), solicitan crear nuevas plantas de producción en el mismo lugar en el que se encuentran alegando que se debe por motivos económicos, siendo esto falso según este organismo. El segundo aspecto que se menciona es el del acceso a redes de gasoductos por parte de las nuevas empresas, esto se debe a que se considera que esta red es poco amplia y las empresas que mejor acceso tienen a ellas son las empresas ya instaladas.
  - El cuarto punto va dirigido a la concentración. En el mercado de generación existen empresas con una fuerte posición en el mercado, lo cual hace que las nuevas empresas que intenten entrar en él se vean condicionadas por los precios fijados por estas empresas, ya que en el mercado pool existe la posibilidad de que la producción no se vea colocada como consecuencia de que las grandes empresas hayan bajado los precios con el fin de dificultar la obtención de margen de estas nuevas empresas y por lo tanto, pongan en peligro su supervivencia en el mercado.
  - El quinto apartado va enfocado a la Integración Vertical. Las empresas entrantes que quieran competir en alguna de las fases presentan elevadas dificultades para poder competir con aquellas que se encuentran integradas de forma vertical, ya que si una empresa realiza todas las fases, puede percibir el margen total a través de una sola actividad o repartirla entre todas, esto hace que dediquen sus márgenes en aquellas actividades en las que entran nuevos competidores para poder eliminarlos.
  - Por último se tratan los Costes de Transición a la Competencia (CTC). Hasta 1997 a las empresas del sector se les reconocía una parte de los costes de la producción eléctrica, pero en dicho año la liberalización del sector impuesta por la UE puso en peligro que las inversiones realizadas por las empresas bajo el régimen anterior no fueran amortizadas ya que se preveía que el precio de la luz disminuyese. Este hecho hizo que el estado crease los CTC, los cuales establecían un sistema de compensación con un precio mínimo de la luz. A partir de este precio mínimo, el estado compensaba a las compañías si el precio era inferior o bien las eléctricas tenían que devolverlo en caso contrario. En 2006 se eliminaron estos costes. Sin embargo, en ese momento el saldo de dichos costes era negativo, o lo que es lo mismo, a devolver por parte de las empresas, el estado no llegó a reclamar dicha diferencia.

En este apartado, hay que mencionar también una serie de hechos que se han ido produciendo en el mercado eléctrico español a lo largo de los últimos años, provocando de esta forma una mayor competitividad del mercado y consiguiendo reducir así, la influencia de las barreras de entrada que acabamos de mencionar.

Entre estos hechos destaca en primer lugar la liberalización del sector promovida por la Comunidad Económica Europea, la cual ha permitido establecer una integración vertical con el fin de fomentar la competencia, especialmente en la comercialización. La integración vertical ha resultado más beneficiosa para el sector ya que antes solo podían ser comercializadoras de electricidad los distribuidores de electricidad históricos y ahora han entrado en el mercado nuevos agentes de comercialización.

---

Por otra parte, como ya comentamos en las barreras de entrada, se suprimieron en 2006 los Costes de Transición a la Competencia, los cuales según el gobierno estaban causando distorsiones en el mercado.

Otro punto a destacar es la creación de la Oficina de Cambios en el Suministrador, la cual vigila y establece los procesos para que las distribuidoras de energía eléctrica suministren la información de todos los datos de los abonados a todas las comercializadoras de electricidad. De esta manera se logra que haya una competencia real entre todos los competidores y que la distribuidora no suministre los datos únicamente a la comercializadora de su grupo. Además facilita los procesos y los tiempos para que se traspasen abonados de una comercializadora a otra.

El hecho de ampliar las interconexiones físicas, permite que existan más posibilidades de traer energía desde Europa conllevando una mayor competencia en mercado eléctrico.

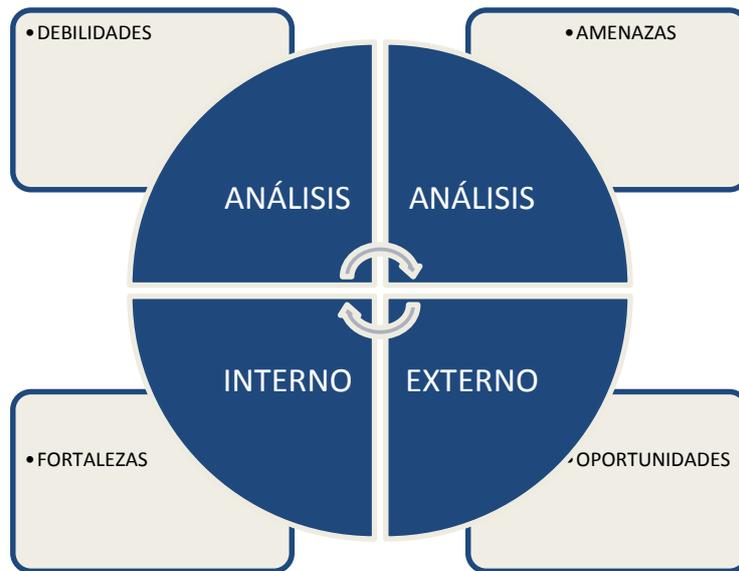
### **3.3. ANÁLISIS DAFO DEL SECTOR ELÉCTRICO**

La matriz de análisis DAFO O FODA, es una herramienta estratégica de análisis de la situación de la empresa o sector. El principal objetivo de aplicar la matriz DAFO es ofrecer un claro diagnóstico de la situación y poder tomar las decisiones estratégicas oportunas y mejorar en el futuro.

Su nombre deriva del acrónimo formado por las iniciales de los términos: Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades. Esta matriz de análisis permite identificar tanto las oportunidades como las amenazas que se presentan en nuestro sector, es decir, factores no controlables, y las fortalezas y debilidades que por el contrario sí que lo son.

En este apartado se va a llevar a cabo un análisis interno y externo las principales actividades de suministro eléctrico en España mediante la metodología de estudio conocida como DAFO (REGAL RODRÍGUEZ, 2012).

**Ilustración 2: Matriz DAFO**



**Fuente:** Elaboración propia

### 3.3.1. GENERACIÓN

#### **FORTALEZAS**

- Fácil seguimiento de la demanda debido a la existencia de diferentes tecnologías de generación.
- La liberalización del sector y por lo tanto de esta actividad, ha supuesto una mejora de la competencia a la vez que unos precios más reducidos
- Mayor presencia de las energías renovables. Este hecho tiene varios puntos positivos ya que nos permite acercarnos al objetivo 20/20/20, y contribuir al mantenimiento del medio ambiente. El objetivo 20/20/20 consiste en conseguir una reducción del 20% de las emisiones de efecto invernadero, 20% de producción con energías renovables y 20% de mejora energética.

#### **FORTALEZAS DEL MERCADO MAYORISTA**

- Existencia de incentivos para mantener las centrales existentes.
- Incremento de la competencia debido a que el operador del mercado y el operador del sistema no tengan en sus acciones influencia alguna de agentes.
- Minimización del riesgo de subsidios cruzados en las actividades de comercialización y generación debido a la separación de estas actividades.

- 
- Descenso del Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), el cual nos indica que la estructura de mercado que posee España es cada vez más positiva, de hecho como se analizó en su correspondiente apartado, este índice se encuentra muy por debajo del límite establecido para considerar que la estructura del mercado no es la correcta.
  - Regulación de la competencia en el MIBEL llevada a cabo por cinco agencias (CNE, MIET, CNC, ERSE y ADC). Este hecho garantiza un mejor funcionamiento del mercado eléctrico, ya que todas aquellas conductas que pongan en peligro la competitividad del sector pueden ser detectadas más fácilmente debido al elevado número de supervisores del sistema.

## **DEBILIDADES**

- España es considerado como un país altamente dependiente en cuanto a las importaciones de combustibles se refiere.
- Las energías renovables están ligadas a factores no controlables tales como el viento en las centrales eólicas o las precipitaciones para el funcionamiento de las centrales hidráulicas. Este hecho hace que todavía existe un cierto temor a decantarse por este tipo de energías, ya que los resultados pueden variar enormemente en función de estos factores no controlables.
- Los incentivos concedidos para llevar a cabo la producción de energía eléctrica mediante energías renovables han provocado una construcción muy elevada de este tipo de instalaciones, sin conseguir apenas ningún tipo de investigación acerca de las mismas.
- La generación de energía renovable es muy costosa debido a la dificultad para llevar a cabo su proceso de transformación en energía eléctrica.
- Las centrales térmicas han dejado de ser rentables debido al mayor uso de los ciclos combinados y un descenso de la demanda
- Este descenso de la demanda energética ha hecho que se hayan visto reducidas las inversiones en la construcción de plantas de producción eléctrica. Todo esto, ha hecho que todo este mercado de construcción tecnológica se haya focalizado en otros mercados internacionales.

## **DEBILIDADES DEL MERCADO MAYORISTA**

- Como explicamos en el apartado de las barreras de entrada, el hecho de que los denominados activos estratégicos se encuentren en manos de las empresas ya instaladas en el sector dificulta en gran medida que los nuevos competidores encuentren emplazamientos económicos y de buena calidad.
- La concentración en el mercado dificulta también a las empresas entrantes la colocación de su energía en el mercado. Esto se debe a que las grandes

---

empresas colocan su energía a precios muy bajos para terminar con los competidores.

## **OPORTUNIDADES**

- El Aumento de la vida útil de las centrales nucleares permitirá una menor dependencia externa.
- Oportunidad de ampliar y fomentar nuestro mercado mediante la ampliación de las interconexiones con los países vecinos, en especial con Francia. Este eje aumentará la capacidad de intercambio entre España y Francia. Además La creación de nuevas interconexiones con nuevos países puede aumentar la competitividad del sector.

## **OPORTUNIDADES DEL MERCADO MAYORISTA**

- La mejora de las interconexiones con los países vecinos como Francia o Portugal puede significar por una parte, un aumento de la competencia debido a la incorporación de más agentes y por otro lado, una mejora de los intercambios de energía.
- Mayor facilidad de acceso a los nuevos entrantes gracias al desarrollo de los mercados a plazo, donde tenemos contratos bilaterales, subastas virtuales y CESUR.
- La alternativa de crear mercados separados en función de las tecnologías que producen la energía eléctrica permitiría que determinadas formas de producción de energía como por ejemplo las centrales térmicas continuaran siendo rentables en los mercados pool.

## **AMENAZAS**

La existencia de las nuevas tecnologías permite que cada vez la producción de energía suponga soportar unos menores costes, y por consiguiente disponer de unos márgenes que son considerados excesivos (Windfall Profits). El problema surge en las tasas puestas a estas formas de producción.

- Posible introducción de tasas por localización, las cuales variarán según el lugar en el cual haya sido generada la energía.
- Como comentamos en el apartado de barreras de entrada, el riesgo regulatorio avisado por el Tribunal de Defensa de la Competencia, es hoy en día una barrera a este mercado. Esto se debe a principalmente a la falta de explicaciones en la metodología utilizada por los entes reguladores en sus nuevas normas y a la impredecibilidad que existe de que se creen nuevas normas.
- Creciente probabilidad de que la producción de energía eléctrica convencional asuma los costes medioambientales.

---

### 3.3.2. TRANSPORTE

#### FORTALEZAS

- La retribución persigue recompensar la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones como consecuencia de una buena gestión.
- Aprovechamiento de las economías de escala debido al monopolio de Red Eléctrica.
- El hecho de que el operador del sistema sea también el transportista permite a la compañía garantizar un mejor funcionamiento del sistema.

#### DEBILIDADES

- El hecho de que Red Eléctrica Española sea transportista único y que sea una actividad regulada junto con la distribución, hace que todas aquellas inversiones que se lleven a cabo no resulten rentables dado que van dirigidas únicamente a REE.
- La prácticamente nula interconexión española con el resto de países.
- Las tareas administrativas demoran la instalación de las redes y la puesta en marcha de las mismas.
- Pérdidas procedentes de las largas distancias existentes entre las centrales generadoras y los destinos donde va a ser consumida. Este hecho provoca además que las empresas generadoras tengan que instalar en sus redes reguladores de tensión para que la energía llegue con una tensión adecuada.

#### AMENAZAS

- En el caso de que se redujesen distancias entre los centros de consumos y los generadores de energía, existirían redes infrautilizadas y por lo tanto se estaría incurriendo en costes innecesarios
- A pesar de la liberalización del sector y por lo tanto que las actividades de energía eléctrica se encuentren divididas, las empresas verticalmente integradas todavía tienen intereses cruzados.

---

## **OPORTUNIDADES**

- La posible aparición futura de superconductores que permitan un transporte de la energía sin pérdidas.
- En la planificación de REE 2012-2020, se prevé la realización de:
  - 5 nuevas líneas
  - 3 mallados
  - Nuevas interconexiones con Francia
  - Nuevas interconexiones subterráneas, favorables para el medio ambiente y aumentar la seguridad del suministro.
  - Refuerzo y mejora de los sistemas insulares
- El hecho de que puedan aparecer nuevas tecnologías que permitan disponer de una red eléctrica más flexible.

### **3.3.3. DISTRIBUCIÓN**

#### **FORTALEZAS**

- Mediante la integración vertical, las empresas se pueden ver beneficiadas debido a un mayor conocimiento del mercado.
- Perfecto conocimiento de los consumidores de energía ya que las distribuidoras controlan todo sus consumos.
- Existencia de incentivos en función de la calidad.

#### **DEBILIDADES**

- Nula competencia debido a que son monopolios naturales.
- Las diferencias de coste entre unas empresas distribuidoras y otras hace que no se pueda responder a todos los clientes de forma homogénea.
- Aumento de costes provocado por pérdidas de energía en las redes correspondientes, al igual que ocurría en la generación de energía.
- La retribución de la distribución se fija anualmente en función de la evolución de determinados factores no controlables como son el IPC y el IPI.

---

## AMENAZAS

- La reducción en la inversión podrá descender como consecuencia de una mejor gestión de los clientes.
- El posible desarrollo de las conocidas "redes inteligentes". La red inteligente se define así porque son redes eléctricas donde la electricidad no solo va hacia un sentido, sino que es bidireccional. De esta forma, las viviendas y distintos negocios pueden en un momento dado convertirse también en pequeños productores de electricidad y no solo consumidores.
- Posible barrera de entrada y sustitución de empresas de tomas eléctricas como consecuencia de los nuevos contadores inteligentes. Estos nuevos contadores son capaces de recoger exactamente los datos del consumo por horas y enviarlos automáticamente, sin necesidad de que vaya ningún técnico a domicilio a tomar la lectura o de que la tengas que aportar tú. De esta forma la factura será totalmente precisa y por supuesto con lecturas reales.

## OPORTUNIDADES

- El hecho de que se hayan instaurado beneficios en función de la calidad del suministro puede ser beneficioso para las distribuidoras.
- Mayor eficiencia en costes.
- Mejorar el suministro de energía mediante la optimización de los flujos de electricidad.
- La introducción de las "redes inteligentes" puede permitir llevar a cabo una mejora del suministro, debido a una reducción de los costes y una red más eficiente.
- Incremento del grado de fiabilidad de las redes suministradoras de energía.

### 3.3.4. COMERCIALIZACIÓN

#### FORTALEZAS

- La estructura de la que disponen las distribuidoras puede suponer una ventaja para ellas a la hora de realizar diversos servicios.
- El hecho de que las empresas comercializadoras tengan impuestas las tarifas por igual.
- Se considera una actividad del suministro de energía con una alta competencia como consecuencia del número de empresas operativas.

---

## **DEBILIDADES**

- Como se ha comentado a lo largo de los diferentes puntos, la escasísima interconexión española con otros países hace que sea muy difícil la entrada de competidores extranjeros.
- Pocas posibilidades de aprovechar economías de escala.
- La regulación por parte de la administración del pago de las tarifas para el acceso a las redes puede suponer un problema, ya que como dijimos anteriormente siempre existe un riesgo regulatorio en el mercado eléctrico.
- A pesar de la separación de cada una de las actividades, la distribución y la comercialización no se encuentran correctamente separadas.

## **AMENAZAS**

- Al igual que ocurre en la generación de energía, las posiciones dominantes de las principales empresas pueden suponer un problema.
- Elevados costes en los cambios de comercializador.
- El elevado plazo de compromiso de los consumidores con las empresas comercializadoras dificulta el cambio de un comercializador a otro.

## **OPORTUNIDADES**

- La reducción del periodo de tiempo de los contratos garantizaría una mayor competencia.
- La apertura a nuevas interconexiones diversos países puede servir para acceder a nuevos mercados y con ello provocar la entrada de nuevos competidores para fomentar la competitividad de la actividad.
- La puesta en práctica de diferentes herramientas que permitan controlar a las grandes empresas comercializadoras.

---

## 4. LA EMPRESA: ELECTRA ENERGÍA S.A.U.

### 4.1. EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOCIETARIA DE LA MATRIZ DE ELECTRA ENERGÍA

En este punto, se va a analizar la evolución de la estructura societaria de Electra del Maestrazgo, S.A., constituida en el año 1922, que es la matriz de Electra Energía, S.A., y así podremos ver cómo ha evolucionado la separación de actividades en el tiempo, debido a la legislación de liberalización del Sector Energético promovido por la Comunidad Económica Europea, ya que este proceso es el que ha dado origen a Electra Energía, y ha marcado el régimen económico de la Central Térmica que se va a analizar.

Electra del Maestrazgo, S.A., desde su constitución hasta el año 1995, desarrolló de manera verticalmente integrada, las actividades de distribución, producción y comercialización. Con el trascurso del tiempo, fue adaptándose a las disposiciones del sector, que propugnaban por una liberalización del sector eléctrico, promoviendo la separación de la distribución de energía eléctrica, del resto de actividades, es decir producción y comercialización. Las ilustraciones 3, 4 y 5 reflejan la evolución de dicho proceso:

**Ilustración 3:** Evolución empresa matriz 1



**Fuente:** Elaboración Propia con datos suministrados por la Empresa

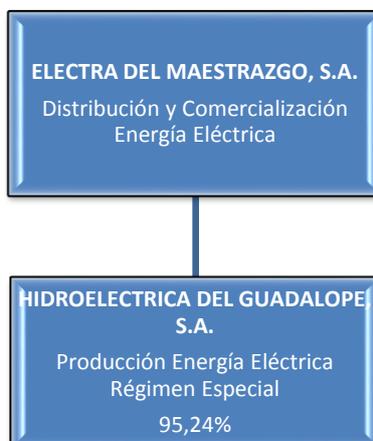
Con fecha de 15 de junio de 1995, Electra del Maestrazgo, S.A., compra el 95,24% de las acciones de Hidroeléctrica del Guadalope, S.A., empresa dedicada a la actividad de producción de energía eléctrica, con una central hidroeléctrica pie de presa en explotación, en el pantano de Santolea.

En la misma fecha, cede la concesión de dos centrales hidráulicas de su propiedad, a Hidroeléctrica del Guadalope, S.A., por lo que toda la producción hidráulica, de régimen especial, es traspasada desde Electra del Maestrazgo, S.A.

Este traspaso de concesiones, se hizo con el fin de facilitar y dar cumplimiento a lo establecido en el Real Decreto 2366/1994, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, en régimen en el cual desarrollaba los criterios para para las relaciones de carácter técnico-administrativas entre los productores hidráulicos y los distribuidores de electricidad.

---

**Ilustración 4:** Evolución empresa matriz 2

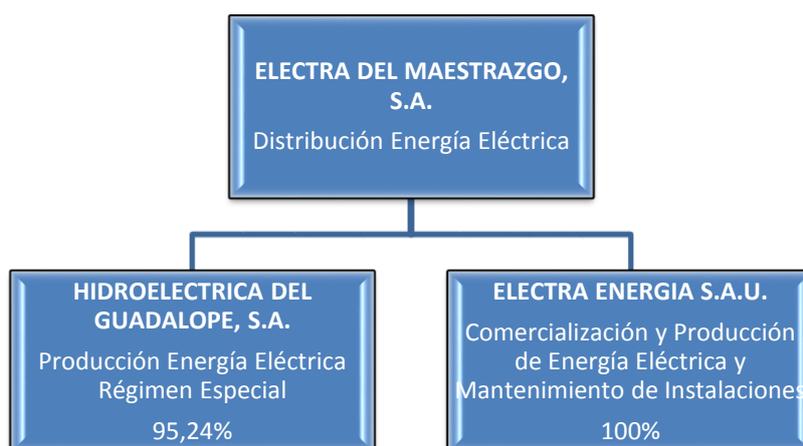


**Fuente:** Elaboración Propia con datos suministrados por la Empresa

Con fecha 27 de noviembre de 1997, se publica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en el cual se establece la exigencia de la separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas, y en fecha 25 de febrero del año 2000, se publica el Real Decreto 277/2000, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

Para dar cumplimiento a lo dispuesto en dicha Ley desarrollada por dicho Real Decreto, Electra del Maestrazgo, S.A., inicia un proyecto de separación de actividades, de forma que la propia empresa realizaría la actividad regulada de distribución de energía eléctrica, y para las actividades no reguladas de generación y comercialización, se constituyó el 8 de noviembre del 2000, una nueva empresa llamada Electra Energía, S.A., a la cual se aportó la rama de producción de energía eléctrica en régimen ordinario, compuesta por una planta de producción de energía térmica de fuel-oíl, así como la actividad de venta de energía eléctrica a los consumidores cualificados o a otros sujetos del sistema.

**Ilustración 5:** Evolución empresa matriz 3



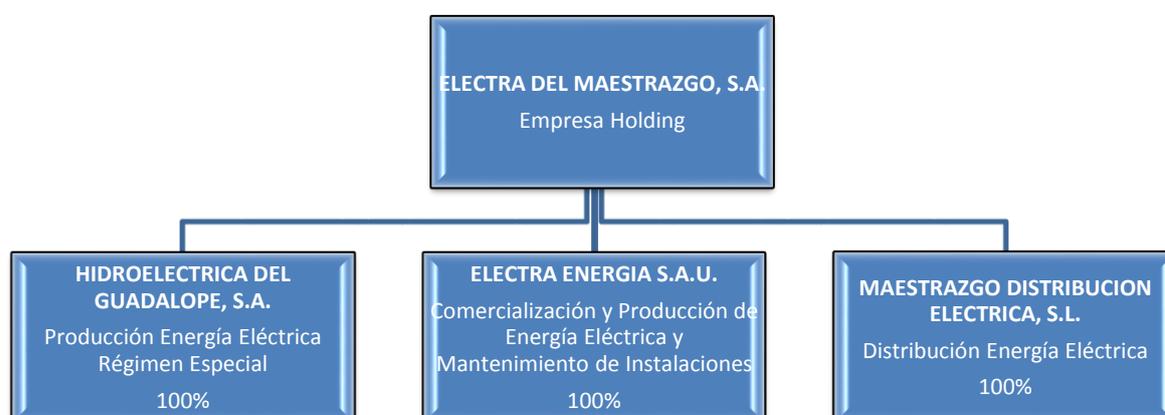
**Fuente:** Elaboración Propia con datos suministrados por la Empresa

Con la publicación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de 26 de diciembre, se determinó que las empresas que desarrollaran algunas de las actividades de transporte o distribución de energía eléctrica, debían tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin que pudieran realizar actividades de producción, de comercialización, ni tomar participaciones en empresas que realizaran estas actividades. También establecía que las sociedades que realizaran actividades reguladas no podrían prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realizaran actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico.

Para cumplir dicha Ley 24/2013, Electra del Maestrazgo, S.A., con fecha 5 de diciembre de 2014, realizó una escisión en la modalidad de segregación, en la cual segregó la rama de actividad de la distribución de la energía eléctrica, integrada por todo el conjunto de elementos del activo y pasivo, vinculados y necesarios para el desarrollo de dicha actividad, conformando todos ellos una unidad económica independiente, y traspasándolos en bloque a una empresa de nueva creación, con la denominación de Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.L.

Después de todos estos cambios regulatorios a lo largo del tiempo, la estructura societaria hoy en día, es la siguiente:

**Ilustración 6:** Evolución empresa matriz 4



**Fuente:** Elaboración Propia con datos suministrados por la Empresa

## 4.2. DESCRIPCIÓN ELECTRA ENERGIA, S.A.U.

### 4.2.1. ORIGEN

Con fecha 27 de noviembre de 1997, se publica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en el cual se establece la exigencia de la separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas, y en fecha 25 de febrero del año 2000, se publica el Real Decreto 277/2000, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

Electra del Maestrazgo, S.A., hasta entonces estaba realizando la **actividad regulada** de distribución de energía eléctrica, en las provincias de Castellón y Teruel, comarcas del Maestrazgo y Els Ports, en el ámbito territorial de las comunidades autónomas de la Comunidad Valenciana y Aragón y las **actividades no reguladas**, de generación de energía eléctrica, en la central térmica de fuel-oíl, instalada en el término municipal de Morella (Castellón), y la de comercialización de energía eléctrica, dando suministro a todos los abonados conectados a su red de distribución.

En el año 1999, las características de las actividades que estaba realizando Electra del Maestrazgo, eran las siguientes:

- Como ya hemos dicho, su ámbito territorial distribución de energía, era en la provincia de Castellón y Teruel, y disponía para ello de líneas aéreas de media tensión, a 30 y 20

---

KW, principalmente, cuya red tenía una longitud de más de 500 kilómetros y el total de la potencia instalada era de 27.250 KWA, repartida entre centros de distribución, centros de transformación intemperie, centros de transformación en obra civil y centros de transformación en casetas prefabricadas, suministrando energía eléctrica mediante redes de baja tensión, con un total de 359 kilómetros.

- En cuanto a generación de energía, puso en red 10.629.370 KWH, generados en la Central Térmica de fuel-oíl, ubicada en Morella, cuya energía producida fue asumida por el mercado propio de Electra del Maestrazgo, por lo que no hubo transferencias a Red Eléctrica Española, la restante energía la adquirió Electra a Endesa, Iberdrola, Hidroeléctrica del Guadalope y Marcasa.
- En comercialización de energía, suministraba energía eléctrica a 55 términos municipales, 29 de la provincia de Castellón y 26 de la provincia de Teruel, siendo 16.626 el total de abonados y 5.045.968 KWH la energía suministrada a los mismos.

Para dar cumplimiento a la Ley 54/1997, Electra del Maestrazgo proyectó la separación de actividades, de forma que la propia Electra, realizaría la actividad regulada de distribución de energía eléctrica, como objeto social exclusivo, y para las actividades no reguladas de generación y comercialización se constituiría una nueva sociedad a la que se aportaría la rama de actividad de la producción eléctrica en la térmica de fuel-oíl sita en Morella, así como de la actividad de venta de energía eléctrica a los consumidores.

Por ello, el día 8 de noviembre del año 2000, Electra del Maestrazgo, constituyó ante el notario de Castellón Antonio Arias Giner, una nueva sociedad cuya denominación fue **Electra Energía, S.A.**, cuyo objeto social era el de la producción y comercialización de energía eléctrica, y el de la construcción de instalaciones eléctricas de alta y baja tensión, y el de mantenimiento y verificación de ese tipo de instalaciones y del alquiler de equipos de medida, y cuyo capital social fue de dos millones cincuenta y dos mil euros (2.052.000 euros), representada por dos mil cincuenta y dos acciones de mil euros de valor nominal, todas ellas propiedad de Electra del Maestrazgo, S.A.

La aportación de la rama de actividad de la producción, que es la que formaría el capital social de Electra Energía, estaba formada por los elementos integrantes (activos y pasivos) de la rama de actividad de producción. Su importe se expresa en pesetas.

Central térmica de producción de energía eléctrica, sita en la ciudad de Morella, con el siguiente detalle:

| <b>ACTIVO</b>  |               | <b>VALOR DE LA<br/>APORTACION</b> |
|--|---------------|-----------------------------------|
| - Terreno sobre el que se ubica la central                                     |               | 7.120.615                         |
| - Obra civil y primer motor 1ª fase  |               | 172.788.887                       |
| Valor de adquisición   | 280.501.430   |                                   |
| Amortización acumulada   | (107.712.552) |                                   |
| - Obra civil y primer motor 2ª fase  |               | 95.656.885                        |
| Valor de adquisición   | 156.043.758   |                                   |
| Amortización acumulada   | (60.386.873)  |                                   |
| - Sistema automático contra incendios  |               | 1.084.155                         |
| Valor de adquisición   | 1.144.227     |                                   |
| Amortización acumulada   | (60.072)      |                                   |
| - Segundo Motor  |               | 409.171.813                       |
| Valor de adquisición   | 414.001.834   |                                   |
| Amortización acumulada   | (4.830.021)   |                                   |
| - Saldo en los bancos  |               | 5.036.049                         |
| Suma el ACTIVO   |               | <u>690.858.404</u>                |
| <b>PASIVO</b>  |               |                                   |
| - Saldo de los préstamos bancarios para financiar la adquisición de la Central |               | 327.085.469                       |
| - Importe pendiente de imputar de una subvención                               |               | 22.348.863                        |
| Suma el PASIVO   |               | <u>349.434.332</u>                |
| <b>IMPORTE NETO DE LA APORTACION</b>   |               | <b>341.424.072</b>                |

Por lo que el capital de Electra Energía, S.A., fue el valor de la aportación de la rama de actividad de producción, que supuso un importe de 341.424.072 pesetas, equivalentes a 2.052.000 euros.

---

## 4.2.2. EVOLUCIÓN

En este apartado, vamos a ver cómo ha evolucionado en el desarrollo de sus actividades la empresa Electra Energía, S.A., desde su constitución hasta 2015.

### 4.2.2.1. COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como ya hemos visto, en el apartado anterior, las actividades no reguladas, fueron aportadas a Electra Energía, S.A., con el fin de adecuarse a la legislación, en el año 2000. También hemos visto que toda la legislación iba dirigida a la liberalización de sector energético, promovido por la Unión Europea, con el fin de que fuera un mercado libre, sobre todo en la comercialización, y consecuentemente aparecerían más sujetos en dicho mercado y que lo harían más competitivo, como así ha sido.

Pero hasta el año 2009, no desaparecieron las tarifas y se abrió el mercado a la competencia, debido a una razón fundamental, que explicamos a continuación.

En el año 2000, como ya hemos dicho antes las empresas distribuidoras, tenían como margen, la diferencia entre la compra y venta de energía, por lo tanto no se les podía dejar sin clientes, porque no hubieran tenido ingresos, por lo tanto, la administración antes de liberalizar la comercialización tenía que crear un sistema de retribución de las mismas; las cinco grandes ya hacía tiempo que tenían una retribución asignada por la administración, pero no así las distribuidoras de menos de 100.000 clientes conectados en sus redes, que eran más de 300 empresas, es decir, todas menos las cinco grandes empresas.

La administración, publicó en diciembre del año 2008, la *Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009*, y en dicha orden establecía una retribución para cada empresa distribuidora. A las cinco grandes se les reconoció su retribución histórica, y a las distribuidoras de menos de 100.000, se les aplicó o bien el resultado del margen compra-venta de energía que habían tenido hasta entonces, retribución histórica, pero mejorado, o con un cálculo realizado a partir de sus instalaciones, escogiendo el valor superior de los dos. Esta retribución ha evolucionado, y en el año 2016, hay un modelo único común para todos los distribuidores, se calcula teniendo en cuenta una base regulatoria de activos (RAB), incrementada anualmente por las inversiones aprobadas por el regulador, y también con el reconocimiento de los costes asociados.

En dicha orden, también se establecía, la desaparición de las antiguas tarifas y la obligación de que la comercialización a partir de 2009, solo podía ejercerse por los comercializadores. También aparecía una tarifa refugio para los abonados llamada Tarifa de Último Recurso (TUR). Las tarifas TUR solo podían comercializarse por las Comercializadoras de Último Recurso, estas comercializadoras estableció el gobierno que fueran las cinco grandes. Al principio todos los clientes de las grandes iban a estar incluidas en ella si no se decía lo contrario Por lo que o estabas en la TUR, que era un sistema parecido al de antes, o te salías de las tarifas y estabas en

---

el mercado liberalizado. La TUR estuvo vigente desde el 1 de julio de 2009 hasta el 31 de mayo de 2014, cuando fue sustituida por el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes, en la que se encuentra Electra del Maestrazgo, S.A., se dispuso que los clientes de sus distribuidoras, pasaran en bloque a sus comercializadoras, en nuestro caso a Electra Energía, S.A.,. Estos clientes pasarían directamente al mercado liberalizado, ya que dichas comercializadoras, no podían vender a la TUR, sino a un precio libre. Como era más beneficioso para el abonado, todas las empresas aplicaban el precio equivalente a la TUR, a sus clientes. La comercialización empezó, el 1 de julio de 2009, por lo que medio año se facturó por parte de las distribuidoras, por el antiguo método de las tarifas, y el otro medio por parte de las comercializadoras, a precio libre.

Hoy en día, coexisten en el mercado la tarifa libre junto con el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), este precio de la electricidad, se calcula para cada día y hora en función del mercado diario de energía.

#### *4.2.2.2. CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS*

El negocio de la actividad de construcción y mantenimiento que realiza Electra Energía, S.A., está enfocado en los siguientes trabajos:

- Construcción de líneas de alta y baja tensión, subestaciones, centros de regulación, centros de transformación, etc.
- Mantenimiento de líneas de alta y baja tensión, subestaciones, centros de regulación, centros de transformación, etc.
- Mantenimiento de centrales de generación tanto hidráulicas, térmicas, fotovoltaicas.

Los clientes de esta actividad, son las empresas del grupo de Electra del Maestrazgo, S.A., así como particulares y a otras empresas.

Electra Energía, S.A., viene realizándolos desde su constitución en el año 2000.

#### *4.2.2.3. PRODUCCIÓN O GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

De acuerdo con la publicación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organizaba y regulaba el mercado de producción de energía eléctrica, en referencia a los contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física, establecía que los productores, como sujetos del mercado de producción podían formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio regulaba la participación de los distribuidores en dichos contratos bilaterales.

---

Y también establecía que las unidades de producción que estuvieran afectas al cumplimiento de estos contratos quedarían exceptuadas de la obligación de presentar ofertas en el mercado diario de producción por la parte de su energía generada vinculada al cumplimiento del contrato.

Por lo que Electra Energía, formalizó un contrato bilateral de energía eléctrica, con Electra del Maestrazgo, por el cual suministraba a esta empresa la energía obtenida de la unidad de producción antes relacionada, y consecuentemente no tuvo la obligación de vender esta energía al mercado diario de producción. Esta energía era vendida posteriormente por Electra del Maestrazgo, S.A., a sus abonados.

En el año 2009, los clientes de Electra del Maestrazgo, S.A., como ya hemos visto anteriormente, son traspasados en bloque a Electra Energía, por lo que al no tener Electra del Maestrazgo ningún cliente, era imposible seguir con el contrato bilateral de venta de energía. En esta situación, y de acuerdo con la Ley 54/1997, Electra Energía debía realizar la venta de su energía a través del Operador de Mercado (OMEL) cuando no estuvieran acogidos a sistemas de contratación bilateral, por lo que en el año 2010 comenzó a vender su energía a través de un agente al mercado eléctrico.

El mercado eléctrico funciona de la siguiente manera, las compañías productoras de energía eléctrica han de realizar diariamente ofertas económicas para vender su electricidad mediante el mercado mayorista, organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL). Las ofertas se cruzan con las demandas realizadas a su vez por los comercializadores, las distribuidoras y algunos grandes consumidores.

---

## 4.2.3. SITUACIÓN ACTUAL

### 4.2.3.1. COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía puesta en red en la zona de Distribución de Electra del Maestrazgo, S.A., ahora Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.A.U., ha sufrido en los últimos años la siguiente evolución decreciente:

**Tabla 8:** Energía distribuida por Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.A.U.

| AÑOS     | ENERGÍA DISTRIBUIDA | PORCENTAJE |
|----------|---------------------|------------|
| Año 2001 | 65,50 GWh           |            |
| Año 2002 | 67,90 GWh           | +3,7%      |
| Año 2003 | 72,90 GWh           | +7,4%      |
| Año 2004 | 79,19 GWh           | +8,6%      |
| Año 2005 | 83,00 GWh           | +4,8%      |
| Año 2006 | 84,50 GWh           | +1,8%      |
| Año 2007 | 87,96 GWh           | +4,0%      |
| Año 2008 | 89,14 GWh           | +1,3%      |
| Año 2009 | 85,75 GWh           | -3,8%      |
| Año 2010 | 87,40 GWh           | +1,9%      |
| Año 2011 | 84,10 GWh           | -3,8%      |
| Año 2012 | 79,92 GWh           | -5,0%      |
| Año 2013 | 76,71 GWh           | -4,0%      |
| Año 2014 | 74,01 GWh           | -3,5%      |
| Año 2015 | 73,22 GWh           | -1,1%      |

**Fuente:** Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.A.U. y elaboración propia

Este descenso de energía, es debido a varios factores que a continuación enumeramos:

- Crisis económica
- Climatología
- Despoblamiento

La crisis económica afecta en dos aspectos a la zona de Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.A., el primero de ellos se debe a que es una zona rural muy turística, ya que las dos poblaciones con más atractivo turístico, de la Comunidad Valenciana, posiblemente sean Peñíscola y Morella, y uno de los aspectos castigados por la crisis son los de los desplazamientos de turismo. El otro aspecto, que está afectado por la crisis, es el consumo, ya sea por ahorro de energía tanto en empresas como en particulares, como por el cierre de negocios.

El tiempo también está cambiando mucho por décadas, ahora es más suave en todas las estaciones, antiguamente era mucho más frío y era frecuente que hubiera nevadas varias veces

---

al año, ahora es más cálido y una o dos nevadas al año, en cambio en verano que era muy caluroso, se han suavizado mucho las temperaturas. Esta situación hace que se consuma menos calefacción en invierno y en verano no se utilice el aire acondicionado.

Y el tercer factor, es el despoblamiento, la zona del Maestrazgo es totalmente rural, con falta de servicios esenciales, hospitales, institutos, etc., por lo que la gente se va a las ciudades a vivir, a excepción de Morella, ya que es una población muy turística. Otro de las situaciones que llevan al despoblamiento, es el envejecimiento de la población, ya que no queda casi gente joven.

Vista la energía distribuida por Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.A.U., que es la zona donde desarrolla la actividad de comercialización, Electra Energía, S.A, vamos a compararla con la energía comercializada por esta empresa.

Los volúmenes de energía comercializada por Electra Energía, S.A.U. desde el inicio de la actividad en la etapa reciente desde julio de 2009 han sido:

**Tabla 9:** Energía comercializada por Electra Energía, S.A.U.

| <b>AÑOS</b>                   | <b>ENERGIA COMERCIALIZADA</b> |
|-------------------------------|-------------------------------|
| <b>Año 2009 (2º semestre)</b> | 33,70 GWh                     |
| <b>Año 2010</b>               | 64,16 GWh                     |
| <b>Año 2011</b>               | 62,35 GWh                     |
| <b>Año 2012</b>               | 59,58 GWh                     |
| <b>Año 2013</b>               | 56,51 GWh                     |
| <b>Año 2014</b>               | 53,08 GWh                     |
| <b>Año 2015</b>               | 54,90 GWh                     |

**Fuente:** Electra Energía, S.A.U. y elaboración propia

Cabe destacar que en el año 2009, como ya hemos dicho, Electra Energía, S.A solo comercializó a partir del 1 de julio, por lo que la energía es aproximadamente la mitad.

En primer lugar, vemos que la energía, es decreciente hasta el año 2015, que sube un poco, por lo que de acuerdo con la evolución parece que se está saliendo de la crisis.

En segundo lugar con la comparativa de las energías, que es menor la energía distribuida a la comercializada, hay que tener en cuenta que durante estos años, se han perdido clientes en la empresa, poco importante en número, pero si en consumo, sobre todo con los multipuntos, es decir empresas que tiene presencia en toda España, como son los bancos, supermercados, telefonía, etc. y las empresas más grandes, debido a que tienen mucho poder de negociación y son muy atractivas para el resto de comercializadoras.

**Tabla 10:** Comparativa entre la energía distribuida y la comercializada

| AÑOS     | ENERGIA DISTRIBUIDA | -10% PERDIDAS | ENERGIA<br>COMERCIALIZADA | DIFERENCIA % |
|----------|---------------------|---------------|---------------------------|--------------|
| Año 2010 | 87,40 GWh           | 78,66 GWh     | 64,16 GWh                 | 18,43        |
| Año 2011 | 84,10 GWh           | 75,69 GWh     | 62,35 GWh                 | 17,62        |
| Año 2012 | 79,92 GWh           | 71,92 GWh     | 59,58 GWh                 | 17,16        |
| Año 2013 | 76,71 GWh           | 69,03 GWh     | 56,51 GWh                 | 18,14        |
| Año 2014 | 74,01 GWh           | 66,60 GWh     | 53,08 GWh                 | 20,30        |
| Año 2015 | 73,22 GWh           | 65,89 GWh     | 54,90 GWh                 | 16,68        |

**Fuente:** Elaboración Propia con datos de las Empresas

Pero si tenemos en cuenta en la energía distribuida, las pérdidas de distribución, que están alrededor del 10%, y la comparamos con la energía comercializada, observamos que Electra Energía, solo ha perdido el 16,68 % de su comercialización, por lo que ha mantenido durante estos años el 83% de su mercado potencial.

#### *4.2.3.2. CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS*

En cuanto al negocio de construcción y mantenimiento de instalaciones eléctricas, es un negocio muy estable ya que los principales clientes de esta actividad, son las empresas del grupo, por las que se adapta a sus necesidades de personal y a un precio mucho más competitivo que cualquier empresa ajena a este grupo.

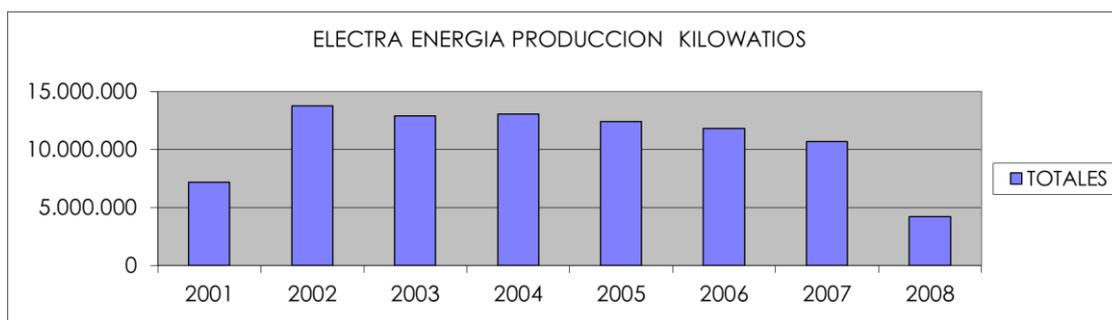
Por lo que también tiene el beneficio de tener unos ingresos estables, que se abonan en tiempo y en forma.

La facturación de esta actividad en el año 2015, le supuso a Electra energía unos ingresos limpios de cerca de 64.000 euros.

#### 4.2.3.3. PRODUCCIÓN O GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Vemos a continuación la energía eléctrica generada por la central de Electra Energía y su facturación desde el año 2001 hasta el año 2008, en este periodo estaba vigente el contrato con la distribuidora Electra del Maestrazgo.

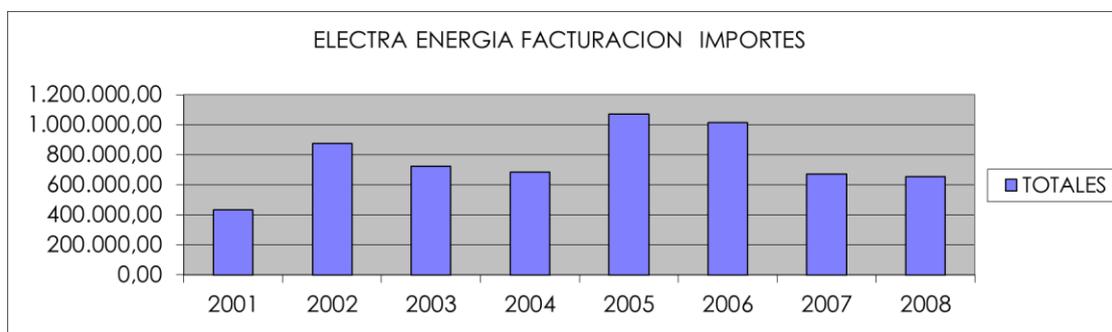
**Gráfico 7:** Energía generada por Electra Energía



**Fuente:** Elaboración Propia con datos de Electra Energía, S.A.U.

Como podemos observar, en el año 2002, es cuando más energía se produjo, y a partir de ese año fue cayendo suavemente hasta el año 2008, el régimen de producción lo marcaba la distribuidora de acuerdo con sus necesidades o intereses, por lo que se entiende que con el tiempo fue comprando menos energía a Electra Energía, porque tenía la posibilidad de encontrarla más económica por otros medios, ya sea a través de tarifa o con bilaterales con otras productoras.

**Gráfico 8:** Facturación Electra Energía (Euros)



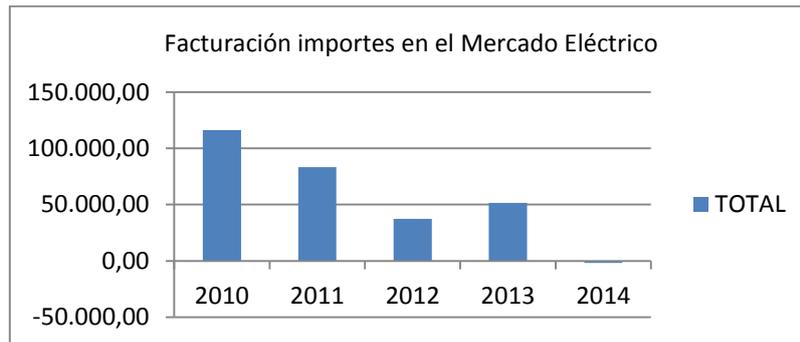
**Fuente:** Elaboración Propia con datos de Electra Energía, S.A.U.

Vemos también que la facturación de dicha energía no es correlativa con la energía producida, la explicación es que lo que se pactaba en el contrato bilateral era un precio referenciado a las

tarifas, por lo que depende de las horas en que funcionara la central, la energía tenía un precio u otro.

Ahora vamos a analizar otro periodo, el que va desde el año 2010 a 2014, durante estos años Electra Energía, S.A.U., ya no vende la energía a través de un contrato bilateral, si no que la vende al Mercado Eléctrico.

**Gráfico 9:** Facturación en el Mercado Eléctrico (Euros)



**Fuente:** Elaboración Propia con datos de Electra Energía, S.A.U

Aquí ya vemos claramente que en el Mercado la energía de la central cada año es menos competitiva, y en el año 2014, incluso tiene pérdidas, esto se debe a que en ese año no produjo energía y tuvo que soportar los gastos inherentes del Mercado Eléctrico.

La causa de que la energía de la Central, sea cada vez competitiva, es por el tipo de combustible utilizado, fuel-oíl, que aunque haya bajado el precio del petróleo enormemente, no puede competir con las energías renovables. Recordemos, que en el Análisis del Mercado Eléctrico, que hemos analizado anteriormente, las energías renovables hacen su interrupción en el año 2011.

Por todo lo expuesto, hay que tomar una decisión con la Central Térmica de Electra Energía, ya que no es competitiva en el Mercado Eléctrico, por lo que más adelante se analizarán las distintas opciones.

---

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO ELECTRA ENERGÍA S.A.U.

En este apartado se pretende llevar a cabo un análisis económico-financiero de la empresa ELECTRA ENERGÍA, S.A.U., a partir de los datos de las Cuentas Anuales de dicha empresa (Balance, Cuenta de Pérdidas y Ganancias, Estado de Flujos de Efectivo, Estado de Cambios en el patrimonio Neto y la Memoria). El horizonte temporal escogido para llevar a cabo este análisis es el de los años 2013, 2014 y 2015, el cual nos permite observar y analizar la evolución de la empresa a través de un análisis dinámico.

Este análisis económico-financiero nos permitirá conocer la situación actual de la empresa después de haber detenido su actividad de producción de energía eléctrica a través de la central de régimen ordinario en el año 2014. Este punto nos ayudará a conocer cuáles son las necesidades reales de la empresa en cuanto a la búsqueda de posibilidades respecto a la central se refiere, lo cual nos será de gran ayuda en los siguientes capítulos a la hora de escoger una determinada opción.

La elección de este horizonte temporal se debe a que en 2013, como ya vimos en el apartado de la empresa, la central térmica objeto de estudio fue el último año en el cual estuvo en funcionamiento y todavía era rentable para la empresa a pesar de su escasa facturación en el mercado eléctrico, sin embargo a partir del año 2014 la central se encuentra parada por lo que podemos ver cómo ha afectado este hecho a su situación económico-financiera en los años 2014 y 2015.

El contenido del apartado quedará estructurado en 8 puntos. En primer lugar el análisis del balance comprenderá los tres primeros puntos, donde encontraremos un análisis de la situación patrimonial de la empresa, análisis de la situación de liquidez y análisis de la situación de endeudamiento, este análisis del balance quedará completado con el análisis de la Política de Inversión-Financiación a través del Estado de Origen y Aplicación de Fondos (EOAF), comprendiendo el cuarto punto. El quinto punto lo comprenderá el estudio de la cuenta de Pérdidas y Ganancias, seguido por el sexto punto en el que se estudia el Estado de Flujos de Efectivo. Por otro lado, el Estado de Cambios en el Patrimonio Neto se analizará en el séptimo punto y ya por último tenemos el diagnóstico final que comprenderá el octavo punto.

## 5.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN PATRIMONIAL

En primer lugar llevaremos a cabo un análisis vertical de la estructura económico-financiera de la empresa. Para llevar a cabo lo mencionado anteriormente hemos elaborado unas tablas en las que se recogen masas patrimoniales de carácter representativo.

**Tabla 11:** Estructura del activo (Euros)

| ACTIVO                     |                  |         |                  |         |                  |          |
|----------------------------|------------------|---------|------------------|---------|------------------|----------|
|                            | 2015             |         | 2014             |         | 2013             |          |
|                            | Unidad monetaria | %       | Unidad monetaria | %       | Unidad monetaria | %        |
| <b>Activo no corriente</b> | 2.653.423,32     | 44,70%  | 3.632.939,39     | 60,34%  | 3.120.726,10     | 59,114%  |
| <b>Existencias</b>         | 41.453,49        | 0,698%  | 34.647,91        | 0,58%   | 34.420,35        | 0,652%   |
| <b>Realizable</b>          | 1.770.084,92     | 29,82%  | 1.787.407,58     | 29,69%  | 1.790.983,33     | 33,926%  |
| <b>Efectivo</b>            | 1.471.377,98     | 24,79%  | 566.189,37       | 9,40%   | 333.021,26       | 6,308%   |
| <b>TOTAL</b>               | 5.936.339,71     | 100,00% | 6.021.184,25     | 100,00% | 5.279.151,04     | 100,000% |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 12:** Estructura del patrimonio neto y pasivo (Euros)

| PATRIMONIO NETO Y PASIVO   |                  |         |                  |         |                  |          |
|----------------------------|------------------|---------|------------------|---------|------------------|----------|
|                            | 2015             |         | 2014             |         | 2013             |          |
|                            | Unidad monetaria | %       | Unidad monetaria | %       | Unidad monetaria | %        |
| <b>Patrimonio neto</b>     | 3.244.813,66     | 54,66%  | 3.111.696,44     | 51,68%  | 2.960.062,05     | 56,071%  |
| <b>Pasivo no corriente</b> | 725.169,12       | 12,22%  | 598.487,88       | 9,94%   | 503.706,00       | 9,541%   |
| <b>Pasivo corriente</b>    | 1.966.356,93     | 33,12%  | 2.310.999,93     | 38,38%  | 1.815.382,99     | 34,388%  |
| <b>TOTAL</b>               | 5.936.339,71     | 100,00% | 6.021.184,25     | 100,00% | 5.279.151,04     | 100,000% |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Los datos sectoriales obtenidos a lo largo del trabajo han sido extraídos de una empresa subcontratada por la empresa, conocida como INFORMA, la cual se encarga de realizarle un informe anual de su situación económico-financiera así como de los datos del sector (INFORMA, 2015).

**Tabla 13:** Estructura resumen de activo y patrimonio neto del Sector

| SECTOR                   |              |
|--------------------------|--------------|
| <b>ACTIVO</b>            |              |
| Activo no corriente      | 44,86%       |
| Activo corriente         | 55,14%       |
| <b>PASIVO</b>            |              |
| Patrimonio neto          | 39,07%       |
| Pasivo no corriente      | 22,75%       |
| Pasivo corriente         | 38,18%       |
| <b>FONDO DE MANIOBRA</b> | 1.353.730,01 |

**Fuente:** Datos extraídos del informe INFORMA (INFORMA, 2015)

---

En las tablas anteriores los principales rasgos a destacar en el activo son que las partidas de balance presentan una gran estabilidad en los años 2013 y 2014, con apenas diferencias entre unas y otras, sin embargo en el año 2015 se aprecia un claro aumento del efectivo proveniente la partida de tesorería. Por otra parte, encontramos también una notable disminución del activo no corriente en 2015, provocado principalmente por un descenso de la inversión en empresas del grupo y asociadas a largo plazo, así como por un continuo decrecimiento de la partida de instalaciones técnicas y otro inmovilizado material. Si nos vamos a la memoria, en la partida de inversión en empresas del grupo y asociadas a largo plazo podemos observar que el aumento de esta partida en el año 2014 y su posterior disminución en el año 2015, está justificada en un crédito a largo plazo con entidades del grupo formalizado en 2014 por 811.995,12 y cuyo saldo se redujo en cuantía en este último ejercicio hasta quedarse en 145.000.

En relación con el peso del activo no corriente, podemos observar como éste supone un porcentaje destacado del total del activo aunque ha sufrido una bajada respecto al año anterior, lo cual no es de extrañar si tenemos en cuenta que las empresas del sector eléctrico necesitan de grandes instalaciones para desarrollar su actividad. Otro aspecto a destacar es el elevado efectivo con el que cuenta la empresa, así como el realizable, en el cual destaca la partida de clientes por ventas y prestación de servicios a corto a plazo, dicha partida supone el 84% del realizable.

En cuanto al pasivo y al patrimonio neto, comentar que la deuda a corto plazo representa un porcentaje elevado del total aunque no tiene realmente mucha importancia debido a que la gran mayoría es deuda sin coste ya que precede de los proveedores. En la disminución del peso del patrimonio neto, cabe destacar que pese a incrementarse éste cada año, su peso es menor debido al aumento proporcional que experimenta el pasivo no corriente en 2014 y el pasivo corriente en 2015.

Por lo que respecta a la comparación sectorial, la estructura patrimonial de la empresa objeto de estudio es muy semejante a la de las empresas del sector. En la estructura económica destaca la mayor presencia del activo no corriente, aunque ligeramente superior que el activo corriente.

En cuanto a la estructura financiera, la empresa parece desmarcarse del patrón del sector, ya que está más capitalizada que las empresas del sector. La financiación ajena por su parte es inferior a la del sector, por lo que sus ratios de pasivo corriente y pasivo no corriente son inferiores a la muestra sectorial.

Por otro lado, el fondo de maniobra positivo parece ser un signo característico de las empresas del sector eléctrico, con un valor muy similar al calculado de la empresa.

Un elemento útil a añadir a este análisis vertical, es el fondo de maniobra, el cual se puede obtener mediante la diferencia del activo corriente y pasivo corriente o bien la diferencia entre el patrimonio neto más pasivo no corriente y el activo no corriente. Esta herramienta nos permite ver si la financiación a largo plazo es capaz de financiar las inversiones a largo plazo y si la empresa dispondría de activos líquidos suficientes para hacer frente a los pagos de sus pasivos corrientes. En función del signo del fondo de maniobra podemos saber si la empresa se

encuentra en una situación de quiebra técnica o suspensión de pagos técnica cuando el fondo de maniobra es negativo, o bien, en equilibrio económico-financiero o posible ociosidad, si éste es positivo.

**Tabla 14:** Fondo de Maniobra en Euros

| FONDO DE MANIOBRA |              |           |            |
|-------------------|--------------|-----------|------------|
|                   | 2015         | 2014      | 2013       |
| fondo de maniobra | 1.316.559,46 | 77.244,93 | 343.041,95 |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

A partir de esta tabla, podemos concluir que la empresa podría a priori afrontar los pagos más inmediatos con los recursos disponibles en este momento sin ningún tipo de problemas. No se puede hablar de posible situación de ociosidad en el año 2015 dónde éste es mayor ya que para que se de esa situación el activo corriente debería de ser dos veces superior al pasivo corriente.

## 5.2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LIQUIDEZ

El análisis de la liquidez nos permitirá en primer lugar completar el análisis comentado anteriormente y su función principal recaerá en la posibilidad de estudiar cual es la situación de la empresa para afrontar sus deudas a corto plazo. Para poder llevar a cabo este análisis de una forma eficiente se procede al cálculo de una serie de ratios.

**Tabla 15:** Ratios de liquidez

| ANÁLISIS DE LA LIQUIDEZ              |        |        |        |        |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                      | 2015   | 2014   | 2013   | SECTOR |
| Ratio de liquidez                    | 1,67   | 1,03   | 1,19   | 1,57   |
| Ratio de tesorería                   | 1,65   | 1,02   | 1,17   |        |
| Ratio de disponibilidad              | 0,75   | 0,24   | 0,18   |        |
| Días de Disponible                   | 960,95 | 442,93 | 242,44 |        |
| Ratio de FM de maniobra sobre activo | 0,22   | 0,01   | 0,06   | 0,27   |
| Ratio de FM sobre pasivo corriente   | 0,67   | 0,03   | 0,19   |        |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Una vez calculados los ratios, podemos observar que el aspecto más importante a destacar es el crecimiento de todos los ratios en 2015, ya que en los años 2013 y 2014 todos ellos presentan diferencias poco significativas. Sin embargo en el año 2015, se pasa de una situación de liquidez ajustada, con un fondo de maniobra escasísimo en 2014, a una situación de posible ociosidad en los ratios de tesorería y disponibilidad. Este hecho viene propiciado en parte por una disminución del pasivo corriente de un 15% respecto al año anterior, y fundamentalmente

---

debido al gran incremento de efectivo producido en dicho año, lo cual nos hace pensar que la empresa se encuentra en 2015 en una situación de cierta ociosidad y por lo tanto podría estar perdiendo rentabilidad, lo cual se estudiará más adelante en el apartado del análisis del fondo de maniobra.

Por otra parte, podemos apreciar una casi nula diferencia entre los ratios de liquidez y tesorería, lo cual nos resalta la escasa importancia de las existencias, algo previsible teniendo en cuenta el sector que estamos tratando. Sin embargo, sí que existe cierta diferencia entre el ratio de tesorería y de disponibilidad, lo que nos confirma un peso bastante importante del realizable, particularmente la partida de clientes por ventas y prestación de servicios a corto plazo.

Los días de disponible, no hacen más que confirmar la holgada situación de liquidez con la que cuenta la empresa. Estos días de disponible representan la capacidad de la empresa para cubrir los pagos de explotación, y como podemos observar en la tabla estos días han aumentado enormemente en 2015, de hecho, han doblado a los días de disponible de 2014, al igual que ya ocurrió en ese mismo año donde se dobló los días de disponible del año 2013. Este aumento de los días de disponible vino provocado en 2014 por una reducción de los pagos anuales de explotación y un claro aumento del efectivo, mientras que en el año 2015, el aumento vino provocado claramente por el incremento de efectivo, el cual aumentó un 2,59% respecto al año anterior.

Por último, comentar los dos últimos ratios, los cuales relativizan el peso del fondo de maniobra. El primero nos informa del peso que representa el fondo de maniobra en relación al activo, y como se observa su peso no es realmente muy elevado excepto en el último año debido al incremento del efectivo. Por otra parte, el segundo nos muestra su peso en relación a las deudas a corto plazo (pasivo corriente), y como se aprecia, su valor en este último año nos indica que la empresa dispone de recursos corrientes más que de sobra para hacer frente a las deudas a corto plazo.

Por lo que respecta a la comparación sectorial, destacar que la empresa presenta una situación de liquidez algo superior a la del sector, lo que muestra su buena situación de líquido. Por otra parte, en cuanto al ratio que relaciona el fondo de maniobra con el activo destacar que el de la empresa es ligeramente inferior al del sector, ya que como se había visto anteriormente, el fondo de maniobra de la empresa estaba por debajo de la media del sector.

### **5.3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE ENDEUDAMIENTO**

En este apartado, se procede al estudio del endeudamiento de la empresa, es decir, ver si la estructura financiera de la misma es adecuada o no lo es. Este hecho influirá de forma significativa en las decisiones de los propietarios de la empresa ya que según su estructura financiera sus decisiones se verán en mayor o en menor medida condicionadas por terceros.

Para un mejor estudio de la situación de endeudamiento se ha llevado a cabo el cálculo de una serie de ratios que nos serán de gran ayuda.

**Tabla 16:** Ratios de endeudamiento

| ANÁLISIS DEL ENDEUDAMIENTO                 |        |        |        |        |
|--|--------|--------|--------|--------|
|  | 2015   | 2014   | 2013   | SECTOR |
| Ratio de endeudamiento                     | 0,45   | 0,48   | 0,44   | 0,60   |
| Ratio de autonomía                         | 1,21   | 1,07   | 1,28   |        |
| Ratio de solvencia                         | 2,21   | 2,07   | 2,28   |        |
| Ratio de calidad de deuda                  | 0,73   | 0,79   | 0,78   |        |
| Ratio de gastos financieros sobre la venta | 0,002  | 0,003  | 0,002  |        |
| Ratio de coste de la deuda                 | 0,0227 | 0,0278 | 0,0221 | 0,03   |
| Cobertura de gastos financieros            | 7,75   | 6,74   | 14,32  | 32,93  |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U e INFORMA (INFORMA, 2015)

En primer lugar, comentar que el ratio de endeudamiento nos da la proporción de deudas de la empresa en relación con los recursos financieros con los que ésta cuenta, es decir, su pasivo y patrimonio neto. A partir de los datos de las tablas, podemos decir que el ratio de endeudamiento de la empresa es bueno, ya que se encuentra entre el 0,40 y 0,60, lo cual es un buen indicador de que el volumen de deuda se encuentra entre sus valores óptimos. La empresa sigue una política conservadora de financiación, con escaso nivel de deuda. Además cabe destacar que gran parte de la deuda es a corto plazo, principalmente con acreedores y proveedores lo cual como ya comentamos anteriormente es un aspecto positivo ya que se considera deuda sin coste.

Por otra parte, debido a su adecuado endeudamiento la empresa presenta unos ratios de autonomía y solvencia bastante elevados. El ratio de autonomía nos muestra la capacidad de la empresa de tomar sus propias decisiones sin depender de terceros que pudieran influir en sus mismas. De acuerdo con esto, el valor obtenido en el ratio de solvencia nos muestra claramente que la empresa goza de una buena situación financiera ya que dispone de recursos económicos suficientes para hacer frente a todas sus deudas. De hecho, se puede observar como el activo dobla los tres años al pasivo, lo cual es un aspecto a destacar ya que este ratio nos mide la distancia de la quiebra técnica por parte de la empresa.

Otro ratio a comentar es el de calidad de la deuda, a priori su valor no es el más deseado, ya que cuanto menor sea éste, mejor calidad de la deuda en lo que a plazo se refiere, y por lo tanto menor será su exigibilidad. Su valor se sitúa en torno al 75%, aunque como ya hemos resaltados anteriormente, se trata en su mayoría de deuda sin coste lo cual es positivo para la empresa. Además la empresa no parece tener problemas de liquidez frente a la misma.

En cuanto al coste de la deuda, podemos decir que éste es muy positivo ya que unos tipos de interés en torno al 2% son ciertamente unos valores reducidos, lo que hace que la empresa goce de deuda a buen precio. Resaltar que la mayor parte de la deuda con coste pertenece a deudas con entidades de crédito, suponiendo tanto a largo como a corto plazo más del 50% de ésta. En el mismo ámbito se mueve el ratio de gastos financieros sobre ventas, el cual se presenta en torno al 2 y al 3 por mil, este hecho nos muestra la insignificancia del peso de los gastos financieros en la empresa.

Por último, la cobertura de los gastos financieros nos muestra la capacidad de la empresa para absorber los gastos financieros. Como podemos observar en la tabla, la empresa dispone en resultado de explotación 14 veces superior a los gastos financieros en 2013, y aunque este ratio

---

sea inferior en 2014 y 2015, su beneficio antes de intereses e impuestos continúa siendo 7 veces superior a los gastos financieros. Esta bajada está fundamentada principalmente en que el resultado de explotación se redujo en cuantía partir de 2013, y no en que los gastos financieros hayan crecido, ya que éstos se encuentran prácticamente iguales en los tres años aunque ligeramente más elevados en 2014.

Llegados a este punto, comentaremos la evolución del endeudamiento llevada a cabo por la empresa. Como podemos observar a través de los ratios, el endeudamiento ha crecido ligeramente en 2015 respecto a 2013, sin embargo en 2014 la empresa aumentó su endeudamiento a corto plazo debido en gran medida a las deudas con entidades de crédito y por los proveedores, aunque las cuotas vencidas y pagadas con estas entidades de crédito no fueron reemplazadas por nuevas en 2015. En relación con la composición de la deuda, ésta mantiene la tónica del predominio de la deuda a corto plazo en el horizonte analizado.

Por lo que respecta a la comparación sectorial, podemos observar que la empresa se encuentra menos endeudada que el resto del sector, como ya vimos en el análisis de la situación patrimonial donde la empresa estaba más capitalizada que el resto del sector. Por otro lado, si vemos el coste de la deuda podemos observar que la empresa se encuentra en la misma línea que el sector, sin embargo no podemos decir lo mismo cuando hablamos de la cobertura de los gastos financieros, ya que la empresa cuenta con mucho menos margen para los mismos lo cual es consecuencia como se verá posteriormente en el análisis de PyG que la empresa cuenta con más gastos financieros que el resto del sector.

#### 5.4. ANÁLISIS DE LA POLÍTICA DE INVERSIÓN-FINANCIACIÓN

De acuerdo con (MARÍ VIDAL, MATEOS RONCO, & POLO GARRIDO, 2013) el análisis de la política de inversión-financiación nos permitirá conocer los elementos en los que la empresa ha decidido invertir así como los recursos utilizados para llevar a cabo dichas operaciones. Este estado financiero, muestra cuál ha sido el flujo de fondos obtenidos en un periodo de tiempo, y cómo se han invertido.

Para comenzar con el estudio de este estado financiero, hemos desarrollado el Estado de Origen y Aplicación de Fondos (EOAF). Para llevar a cabo su desarrollo se parte de dos balances, el del año N y N-1, y se parte de las siete masas patrimoniales elaboradas para el análisis vertical, aunque también se desagrega el beneficio y la amortización, los cuales constituyen la autofinanciación de la empresa. Posteriormente se calculan todos los aumentos y disminuciones producidas entre las masas patrimoniales comentadas anteriormente, donde las variaciones positivas de activo y las negativas de pasivo y patrimonio neto se clasificarán en aplicaciones, mientras que por otra parte, las variaciones negativas de activo y las positivas de pasivo y patrimonio neto se considerarán orígenes de fondos.

En primer lugar, hemos procedido al cálculo de las amortizaciones por separado, ya que ésta es considerada un origen de fondos.

**Tabla 17:** Amortización del año 2015 (Euros)

| <b>AMORTIZACIONES ACUMULADAS</b> | <b>2015</b>         | <b>2014</b>         | <b>AMORTIZACION 2015</b> |
|----------------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------|
| INSTALAC. TECNICAS Y OTRO INMOV. | 4.456.058,49        | 4.141.828,00        | 314.230,49               |
| TERRENOS Y CONSTRUCCIONES        | 3.269,58            | 1.634,79            | 1.634,79                 |
| PROPIEDAD INDUSTRIAL             | 1.150,00            | 1.150,00            | -                        |
| APLICACIONES INFORMATICAS        | 1.500,00            | 1.500,00            | -                        |
| <b>TOTAL</b>                     | <b>4.461.978,07</b> | <b>4.146.112,79</b> | <b>315.865,28</b>        |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 18:** Amortización 2014 (Euros)

| <b>AMORTIZACIONES ACUMULADAS</b> | <b>2014</b>         | <b>2013</b>         | <b>AMORTIZACION 2014</b> |
|----------------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------|
| INSTALAC. TECNICAS Y OTRO INMOV. | 4.141.828,00        | 3.797.832,27        | 343.995,73               |
| TERRENOS Y CONSTRUCCIONES        | 1.634,79            |                     | 1.634,79                 |
| PROPIEDAD INDUSTRIAL             | 1.150,00            | 1.150,00            | -                        |
| APLICACIONES INFORMATICAS        | 1.500,00            | 1.437,50            | 62,50                    |
| <b>TOTAL</b>                     | <b>4.146.112,79</b> | <b>3.800.419,77</b> | <b>345.693,02</b>        |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

A continuación incluimos las tablas con todas las variaciones producidas entre las diferentes masas patrimoniales.

**Tabla 19:** Variación de las masas patrimoniales en el año 2015 (Euros)

| <b>ACTIVO</b>                   | <b>2015</b>   | <b>2014</b>   | <b>variación</b> |
|---------------------------------|---------------|---------------|------------------|
| Activo no corriente             | 7.115.401,39  | 7.779.052,18  | - 663.650,79     |
| Existencias                     | 41.453,49     | 34.647,91     | 6.805,58         |
| Realizable                      | 1.770.084,92  | 1.787.407,58  | - 17.322,66      |
| Efectivo                        | 1.471.377,98  | 566.189,37    | 905.188,61       |
| Total                           | 10.398.317,78 | 10.167.297,04 | 231.020,74       |
| <b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b> |               |               |                  |
| Patrimonio Neto                 | 3.097.741,75  | 3.111.696,44  | - 13.954,69      |
| Pasivo no corriente             | 725.169,12    | 598.487,88    | 126.681,24       |
| Pasivo corriente                | 1.966.356,93  | 2.310.999,93  | - 344.643,00     |
| Beneficio                       | 147.071,91    |               | 147.071,91       |
| Amortización acumulada          | 4.461.978,07  | 4.146.112,79  | 315.865,28       |
| Total                           | 10.398.317,78 | 10.167.297,04 | 231.020,74       |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 20:** Variación de las masas patrimoniales en el año 2014 (Euros)

| <b>ACTIVO</b>                   | <b>2014</b>   | <b>2013</b>  | <b>variación</b> |
|---------------------------------|---------------|--------------|------------------|
| Activo no corriente             | 7.779.052,18  | 6.921.145,87 | 857.906,31       |
| Existencias                     | 34.647,91     | 34.420,35    | 227,56           |
| Realizable                      | 1.787.407,58  | 1.790.983,33 | - 3.575,75       |
| Efectivo                        | 566.189,37    | 333.021,26   | 233.168,11       |
| Total                           | 10.167.297,04 | 9.079.570,81 | 1.087.726,23     |
| <b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b> |               |              |                  |
| Patrimonio Neto                 | 2.965.612,49  | 2.960.062,05 | 5.550,44         |
| Pasivo no corriente             | 598.487,88    | 503.706,00   | 94.781,88        |
| Pasivo corriente                | 2.310.999,93  | 1.815.382,99 | 495.616,94       |
| Beneficio                       | 146.083,95    |              | 146.083,95       |
| Amortización acumulada          | 4.146.112,79  | 3.800.419,77 | 345.693,02       |
| Total                           | 10.167.297,04 | 9.079.570,81 | 1.087.726,23     |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Una vez elaboradas todas las variaciones hemos procedido al cálculo del EOAF.

**Ilustración 7:** Estado de Origen y Aplicación de Fondos 2015 (Euros)

| APLICACIONES        |                           | ORÍGENES                |                     |
|---------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------|
| 13.954,69           | PN                        | ANC                     | 663.650,79          |
|                     |                           | PNC                     | 126.681,24          |
|                     |                           | BENEFICIO               | 147.071,91          |
|                     |                           | A                       | 315.865,28          |
|                     |                           | <b>Δ FONDO MANIOBRA</b> | <b>1.239.314,53</b> |
| 6.805,58            | EXISTENCIAS               | REALIZABLE              | 17.322,66           |
| 905.188,61          | EFFECTIVO                 |                         |                     |
| 344.643,00          | PASIVO CORRIENTE          |                         |                     |
|                     |                           | <b>Δ FONDO MANIOBRA</b> | <b>1.239.314,53</b> |
| <b>1.270.591,88</b> | <b>TOTAL APLICACIONES</b> | <b>TOTAL ORÍGENES</b>   | <b>1.270.591,88</b> |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Ilustración 8:** Estado de Origen y aplicación de Fondos 2014 (Euros)

| APLICACIONES        |                           | ORÍGENES                  |                     |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|
| 857.906,31          | ANC                       | PNC                       | 94.781,88           |
|                     |                           | BENEFICIO                 | 146.083,95          |
|                     |                           | A                         | 345.693,02          |
|                     |                           | PN                        | 5.550,44            |
|                     |                           | <b>Δ FONDO MANIOBRA -</b> | <b>265.797,02</b>   |
| 227,56              | EXISTENCIAS               | REALIZABLE                | 3.575,75            |
| 233.168,11          | EFFECTIVO                 | PASIVO CORRIENTE          | 495.616,94          |
|                     |                           | <b>Δ FONDO MANIOBRA -</b> | <b>265.797,02</b>   |
| <b>1.091.301,98</b> | <b>TOTAL APLICACIONES</b> | <b>TOTAL ORÍGENES</b>     | <b>1.091.301,98</b> |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

El análisis de los resultados obtenidos en el EOAF debe pasar por responder a las tres cuestiones siguientes:

**1º. ¿Cuál ha sido la política de inversión-financiación seguida por la empresa en el ejercicio 2015 Y 2014?**

En el año 2014, el pasivo corriente ha constituido el principal origen de fondos en el ejercicio, representando el 45% del total de los orígenes (tanto a largo como a corto plazo). El incremento del pasivo corriente se debe principalmente a un aumento de los proveedores y las deudas con entidades de crédito en menor medida. Cabe destacar también la autofinanciación con la que cuenta la empresa, que representa el 45% del total de los orígenes, es decir, tiene el mismo peso que el pasivo corriente. Dentro de la autofinanciación hemos de decir que la amortización representa el 70% de la misma, mientras que el resultado un 30%. En cuanto al resto de elementos de orígenes a largo y a corto plazo encontramos un incremento del pasivo no corriente, el cual se debe fundamentalmente al aumento de deudas con entidades de crédito, mientras que la disminución del realizable es muy reducida por lo que carece de importancia.

Los fondos a largo y a corto plazo se han aplicado fundamentalmente en las inversiones en activos no corrientes, que suponen el 79% de las aplicaciones totales. Esta inversión en activos no corrientes está centrada principalmente en inversiones en empresas del grupo y asociadas, así como en activos por impuesto diferido en menor medida.

Parte de estos orígenes también ha sido destinada a las aplicaciones a corto. En estas aplicaciones destaca el incremento de la tesorería, el cual ha constituido el 21% del total de las aplicaciones, mientras que el incremento de las existencias es muy bajo.

Por otra parte, en el año 2015, en los orígenes a largo plazo, la disminución del activo no corriente ha constituido el principal origen de fondos en el ejercicio, representando el 52% del total de los orígenes. Esta disminución del activo no corriente viene fundamentada en la disminución en inversiones en empresas del grupo y asociadas. Al igual que en el año 2014, cabe destacar la importancia de la autofinanciación de la empresa ya que supone el 36% del total de los orígenes. Dentro de la autofinanciación la amortización representa el 68% mientras que el resultado un 32%, ligeramente superior que en el año 2014. El incremento del pasivo no corriente supone el resto de los orígenes a largo plazo, y éste ha sido motivado por un aumento en deudas con entidades de crédito. Por último, la disminución del realizable constituye el último de los orígenes, esta disminución viene de una disminución de clientes por ventas y prestación de servicios a corto plazo.

En cuanto a las aplicaciones a largo plazo, únicamente encontramos una disminución del patrimonio neto, mientras que en las aplicaciones a corto plazo cabe destacar un incremento de todos los activos corrientes a excepción del realizable. El incremento del efectivo es el dato más relevante ya que representa el 71% del total de las aplicaciones. Paralelamente se ha reducido el pasivo corriente como consecuencia de las deudas con entidades del grupo y asociadas, así como los proveedores. Por último el incremento de las existencias se debe a un aumento de las materias primas.

---

## **2º. ¿Ha sido equilibrada esta política de inversión-financiación?**

La política de inversión-financiación en el año 2014 ha generado una disminución del fondo de maniobra, aunque el aspecto positivo es que el fondo de maniobra continúa siendo positivo. Podemos decir entonces que la política de inversión-financiación seguida por la empresa no ha sido del todo adecuada y ha venido marcada por las inversiones en empresas del grupo y asociadas. De acuerdo con lo comentado anteriormente, esta política no ha sido equilibrada ya que los orígenes de fondos generados a largo plazo no han sido suficientes para financiar la totalidad de las aplicaciones a largo plazo.

En cuanto al año 2015, la situación es bien distinta ya que la política de inversión-financiación seguida por la empresa ha sido muy satisfactoria, generando una variación positiva en el fondo de maniobra de más de 1 millón de euros, por lo que la podemos definir como una política equilibrada. Como ya hemos dicho anteriormente una política será equilibrada en caso de que mantenga o lleve a la empresa a una situación de equilibrio económico-financiero, y en este caso hemos partido de una situación de equilibrio ajustada (fondo de maniobra positivo) y nos ha llevado a una mejor situación del mismo.

## **3º. ¿Cómo ha afectado esta política a la situación económica-financiera de la empresa?**

- En primer lugar, en el año 2014 la empresa partía de un fondo de maniobra positivo aunque la política de ese año provocó una reducción del fondo de maniobra. A pesar de este hecho, la empresa continúa teniendo en 2014 un fondo de maniobra positivo pero ajustado por lo que no se corresponde con una situación complicada de liquidez (pero si ajustada con valores del ratio de liquidez muy próximos a 1). Por otra parte, en el 2015 se partía de un fondo de maniobra positivo, y la política de inversión financiación generó una variación positiva del fondo de maniobra, por lo que dejó a la empresa en una mejor situación de equilibrio económico-financiero de la que estaba.
- La autofinanciación ha supuesto tanto en el año 2014 como en el año 2015 el segundo origen de fondos, lo que es muy favorable y positivo para la empresa ya que se trata de financiación sin coste implícito ni explícito.
- En el año 2014 a diferencia de en 2015, se produce una variación positiva de los activos no corrientes de la empresa que representan inversiones que han hecho crecer a la empresa forma patrimonial. Si bien se trata de inversiones no productivas, basadas en participaciones en empresas del grupo.
- En ambos ejercicios se ha producido un aumento del endeudamiento a largo plazo, fundamentado básicamente por el incremento de las deudas con entidades de crédito y de otros pasivos financieros en menor medida. Como ya vimos en el análisis del endeudamiento este incremento no ha supuesto un problema para la empresa ya que se mantiene dentro de los valores deseados del ratio.
- La liquidez inmediata se ha visto realmente favorecida por el crecimiento consecutivo en los dos últimos ejercicios del efectivo, aunque especialmente es en el año 2015 donde además de reducirse los pasivos corrientes y aumentar el efectivo en enorme cuantía, el resto de activos corrientes, a excepción del realizable, se han visto aumentados también. Este hecho hace que la empresa se encuentre en una situación de posible ociosidad, aunque este apartado lo trataremos posteriormente en el análisis

del ciclo de caja. aunque Sin embargo en el año 2014, además de aumentarse en gran medida los pasivos corrientes, la crecida del efectivo fue mucho menor viéndose únicamente acompañada por un aumento casi nulo de las existencias, disminuyéndose además el realizable.

Por todos los motivos comentados con anterioridad, podemos concluir que en el año 2014 la política de inversión-financiación de la empresa no fue adecuada dado que redujo el fondo de maniobra. Sin embargo en el año 2015, esta política ha sido equilibrada ya que ha llevado a la empresa a una mejor situación económico-financiera.

## 5.5. ANÁLISIS DE LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

Otro de los análisis imprescindibles a la hora de realizar el diagnóstico de la situación económica-financiera de una empresa es el estudio de su cuenta de pérdidas y ganancias. Para ello, resulta de utilidad reorganizar la información aportada por esta cuenta para que resulte más práctica.

**Tabla 21:** Resumen de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (Euros)

|                                  | 2015                 |               | 2014                 |               | 2013                 |               |
|----------------------------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|
| <b>ventas</b>                    | <b>11.968.770,49</b> | <b>100%</b>   | <b>11.603.189,68</b> | <b>100%</b>   | <b>11.336.499,27</b> | <b>100%</b>   |
| (-) costes de ventas             | - 10.279.965,90      | -85,89%       | - 9.988.710,65       | -86,09%       | - 9.853.318,94       | -86,92%       |
| <b>margen bruto</b>              | <b>1.688.804,59</b>  | <b>14,11%</b> | <b>1.614.479,03</b>  | <b>13,91%</b> | <b>1.483.180,33</b>  | <b>13,08%</b> |
| (-) gastos fijos                 | - 874.742,66         | -7,31%        | -812261,19           | 7,00%         | -847665,95           | 7,48%         |
| (+/-) otros ingresos y gastos    | - 595.612,52         | -4,98%        | -545115,08           | -4,70%        | -248680,99           | -2,19%        |
| <b>BAII</b>                      | <b>218.449,41</b>    | <b>1,83%</b>  | <b>257102,76</b>     | <b>2,22%</b>  | <b>386833,39</b>     | <b>3,41%</b>  |
| (+) ingresos financieros         | 224,07               | 0,00%         | 686,03               | 0,01%         | 199,23               | 0,00%         |
| (-) gastos financieros           | - 28.198,85          | -0,24%        | - 38.147,44          | -0,33%        | - 27.013,22          | -0,24%        |
| (+/-) otros ingresos financieros | 8.755,20             | 0,07%         | 10.950,00            | -0,09%        | 438,00               | 0,00%         |
| <b>BAI</b>                       | <b>199.229,83</b>    | <b>1,66%</b>  | <b>208.691,35</b>    | <b>1,80%</b>  | <b>360.457,40</b>    | <b>3,18%</b>  |
| (-) impuesto sobre beneficio     | - 52.157,92          | -0,44%        | - 62.607,40          | -0,54%        | - 108.137,22         | -0,95%        |
| <b>resultado del ejercicio</b>   | <b>147.071,91</b>    | <b>1,23%</b>  | <b>146.083,95</b>    | <b>1,26%</b>  | <b>252.320,18</b>    | <b>2,23%</b>  |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 22:** Principales Indicadores Financieros de la PYG (Euros)

|                            | 2015          |        | 2014          |        | 2013          |        |
|----------------------------|---------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|
| <b>ventas</b>              | 11.968.770,49 | 100%   | 11.603.189,68 | 100%   | 11.336.499,27 | 100%   |
| <b>margen bruto</b>        | 1.688.804,59  | 14,11% | 1.614.479,03  | 13,91% | 1.483.180,33  | 13,08% |
| <b>VAB</b>                 | 1.093.192,07  | 9,13%  | 1.069.363,95  | 9,22%  | 1.234.499,34  | 10,89% |
| <b>EBITDA</b>              | 534.314,69    | 4,46%  | 602.795,78    | 5,20%  | 733.125,28    | 6,47%  |
| <b>BAII</b>                | 218.449,41    | 1,83%  | 257.102,76    | 2,22%  | 386.833,39    | 3,41%  |
| <b>BAI</b>                 | 199.229,83    | 1,66%  | 208.691,35    | 1,80%  | 360.457,40    | 3,18%  |
| <b>resultado ejercicio</b> | 147.071,91    | 1,23%  | 146.083,95    | 1,26%  | 252.320,18    | 2,23%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 23:** Expansión de los principales indicadores Financieros de PYG

|                               | 2015  | 2014  |
|-------------------------------|-------|-------|
| <b>expansión ventas</b>       | 1,032 | 1,024 |
| <b>expansión margen bruto</b> | 1,046 | 1,089 |
| <b>expansión VAB</b>          | 1,022 | 0,866 |
| <b>expansión EBITDA</b>       | 0,886 | 0,822 |
| <b>expansión BAI</b>          | 0,850 | 0,665 |
| <b>expansión BAI</b>          | 0,955 | 0,579 |
| <b>expansión resultado</b>    | 1,007 | 0,579 |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

El aspecto más significativo y a destacar en la gestión de la empresa, es que ésta ha conseguido resultados positivos en los tres últimos años, aunque escasos (1,23 – 1,26 – 2,23) si tenemos en cuenta el volumen de ventas de la empresa. No obstante este hecho está fundamentado en el tipo de actividad económica que realiza, ya que los márgenes con los que se opera son muy bajos.

En cuanto a la evolución de la cuenta de pérdidas y ganancias, podemos decir que en el año 2014 la evolución no fue favorable para la empresa, ya que una expansión de las ventas (la cual fue real ya que se situó por encima de la inflación  $1.023 > -1$ ) no se vio correspondido con un resultado mayor, de hecho su resultado disminuyó en 106.236,23€, pasando de significar un 2,23% a un 1,26% del total de las ventas. Esta disminución vino provocada principalmente por otros gastos de explotación, los cuales aumentaron en gran medida.

En cuanto a la evolución de la cuenta pérdidas y ganancias en 2015, podemos afirmar que esta sí que fue favorable, ya que un aumento de las ventas, se correspondió con un aumento del resultado aunque el beneficio perdió peso en relación a las ventas. Destacar que el crecimiento de las ventas fue real ya que la inflación fue menor que la expansión de ventas ( $1,0315 > 0,0$ ).

---

El primer resultado que muestra la cuenta de pérdidas y ganancias es el margen bruto, el cual representa en torno al 14% en los tres años analizados, esto es debido a como hemos comentado anteriormente a los elevadísimos costes de venta que tiene la empresa y en general el sector, los cuales suponen aproximadamente el 85% del total de ventas. Esta es la causa principal por la que su resultado es tan inferior en comparación con las ventas. La expansión del margen a lo largo de los tres años ha sido escasa pero ha pasado de un 13,08% a un 14,11%, lo que nos indica que estos costes de venta tienden a ser prácticamente iguales a lo largo de los diferentes años.

La empresa presenta una estructura de gasto flexible, ya que el coste de ventas representa con diferencia el mayor concepto de su cuenta de resultados. Este aspecto es positivo para la empresa, ya que en caso de que ésta tuviese que mejorar su gestión económica le resultaría más sencillo actuar sobre los gastos variables que sobre los gastos fijos correspondientes a la estructura de la empresa.

El VAB es el aumento de riqueza generada por la actividad de una empresa en el período considerado y es el resultado que debe permitir retribuir a los diferentes participantes de la actividad empresarial: trabajadores (salarios), acreedores (intereses), administración (tributos), propietarios (dividendos) e incluso generar autofinanciación. Como consecuencia de un margen bruto escaso, el VAB (entre el 9%-11%) por lo consiguiente debe de garantizar la retribución a todos los actores mencionados anteriormente, por lo que podemos deducir y observar que el resultado de la empresa será claramente pequeño. El VAB decreció en 2014 principalmente por el aumento de otros gastos de explotación, mientras que en el año 2015, este volvió a crecer respecto a 2014.

Un aspecto que sí que merece la pena destacar es la disminución del EBITDA, la cual nos informa sobre ingresos y gastos que se han transformado en tesorería o que lo harán en un futuro. Esta disminución en el año 2014 no viene dada por un incremento de los gastos de personal sino que los otros gastos de explotación que produjeron una bajada en el VAB, han originado que el efecto de esta bajada tenga un impacto en el EBITDA. En 2015, al igual que en el año 2014, se produjo una bajada del EBITDA, aunque esta sí que se produjo claramente por un aumento de los gastos de personal.

En cuanto al BAI, destacar también que su evolución a lo largo de estos años no ha sido positiva dado que se ha ido reduciendo año tras año, la razón de esta bajada no parece ser atribuible a las amortizaciones, ya que estas han ido disminuyendo cada año, por lo que encontramos su razonamiento debido a los efectos de las bajadas producidas con anterioridad, en el caso del año 2014 un aumento de otros gastos de explotación, y en el 2015 un aumento de los gastos de personal. El BAI representa en el año 2015 un 1,81% mientras que en 2013 era de un 3,41%.

La empresa cuenta con una amplia cobertura de los gastos financieros como se puede observar, ya que éstos únicamente suponen un 0,24% de las ventas en 2015 y en 2013, y un 0,33% en 2014, dónde estos aumentaron como consecuencia del aumento de las deudas con entidades de crédito a largo plazo. El BAI en estos años es ajustado pero positivo, representando en 2015, 2014, 2013 el 1,66%, 1,80% y 3,18% en relación a la cifra de negocios.

---

Por último, del beneficio neto comentar que la empresa aumentó ligeramente su resultado en el último ejercicio, aunque perdió peso en relación a la cifra de negocios.

Por lo que respecta a la comparación sectorial, hemos obtenido los valores relativos de los distintos apartados de la cuenta de pérdidas y ganancias.

**Tabla 24:** Indicadores financieros de PYG del Sector

| SECTOR                     | % S/VENTAS |
|----------------------------|------------|
| <b>margen bruto</b>        | 13,65      |
| <b>EBITDA</b>              | 3,09       |
| <b>BAll</b>                | 2,13       |
| <b>BAI</b>                 | 3,14       |
| <b>resultado ejercicio</b> | 2,45       |

**Fuente:** Datos extraídos del informe INFORMA (INFORMA, 2015)

Como se puede observar, todos los valores siguen la misma tónica que los de la empresa. Como ya se resaltó anteriormente, la característica de que las empresas operen con márgenes ajustados en comparación con sus ventas parece típica del sector, ya que sus costes de ventas suelen representar en torno al 85% de las ventas, cifra muy elevada que hace el margen bruto quede claramente reducido, el cual se sitúa en el 13%.

Posteriormente observamos como al igual que en la empresa, el resto de gastos e ingresos de explotación minoran claramente el margen bruto, dejando un resultado de explotación con valores muy reducidos. Por otro lado, también podemos apreciar como en el sector, a diferencia de nuestra empresa, el resultado financiero suele ser beneficioso para las mismas, incrementando el resultado de explotación y dejando un mejor resultado antes de impuestos.

Por último, el resultado obtenido por la empresa es inferior al del sector, como consecuencia de lo comentado anteriormente en relación con el resultado financiero, el cual minorará el resultado de la empresa y sitúa el mismo por valores inferiores a los del sector.

### 5.5.1. ROTACIÓN DE ACTIVOS

Para comprobar el rendimiento de los activos es fundamental calcular los denominados ratios de rotación de activos, ya que estos nos permiten analizar el rendimiento o la productividad que se obtienen de los mismos. Este rendimiento estará expresado en forma de ventas debido a que esos ratios se calculan dividiendo las ventas por el activo correspondiente.

**Tabla 25:** Ratios de rotación de activos

| ANÁLISIS DE LA ROTACIÓN         |        |        |        |        |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                 | 2015   | 2014   | 2013   | SECTOR |
| rotación de activo              | 2,02   | 1,93   | 2,15   | 2,09   |
| rotación de activo no corriente | 4,51   | 3,19   | 3,63   |        |
| rotación de activo corriente    | 3,65   | 4,86   | 5,25   |        |
| rotación existencias            | 288,73 | 334,89 | 329,35 |        |
| rotación clientes               | 7,29   | 7,04   | 6,84   |        |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. e INFORMA (INFORMA, 2015)

Para empezar el análisis de estos datos cabe destacar que su valor más adecuado es el más alto posible ya que eso nos indicará que con poco inversión en activos, la empresa es capaz de conseguir mayor cifra de negocios.

En primer lugar empezaremos comentando el año 2014, ya que en este año los ratios de activo corriente, no corriente y activo se vieron disminuidos respecto a 2013, la disminución de este último estuvo provocada porque el aumento del activo (14%) fue superior al experimentado por las ventas (2%). En el incremento del activo tiene especial importancia el activo no corriente y el efectivo, de ahí que los ratios de activo corriente y no corriente sí que hayan disminuido al contrario que los de existencias y clientes, los cuales se incrementaron ligeramente.

Por todo lo comentado anteriormente podemos concluir que el activo es menos productivo que en el ejercicio anterior, ya que disponemos de más activo y las ventas no se han incrementado de forma proporcional a lo hecho por el activo. Además hemos de añadir que el incremento del activo se corresponde con activos “no productivos” porque el del activo no corriente se correspondía con participaciones en empresas del grupo y el del activo corriente con el efectivo, por lo que es lógico que no redunde en una mejora de la cifra de negocios.

En el año 2015, la situación es diferente a la de 2014, ya que el activo sí que podemos afirmar que es más productivo que en el año 2014, debido a que el ratio de rotación de activo se ha visto incrementado como consecuencia de una disminución del activo, proveniente en gran medida del activo no corriente, y un incremento de la cifra de ventas.

En cuanto al ratio de activo no corriente, comentar que ha mejorado sustancialmente debido como acabamos de explicar a una bajada del activo no corriente, proveniente prácticamente de inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo.

Por otra parte, el ratio de activo corriente disminuye respecto a 2014, esto es debido a que el activo corriente ha aumentado en gran medida debido fundamentalmente a un aumento de efectivo.

Por último, comentar que el ratio de rotación de clientes se ha visto incrementado como consecuencia de una bajada de los clientes del 1% y una subida de las ventas del 3%, lo que parece indicar una mayor liquidez de dicha masa patrimonial y por otro lado, el ratio de rotación de existencias ha disminuido debido a un mayor aumento de éstas (19%) respecto a las ventas.

Hay que tener en cuenta que el análisis de la productividad llevado a cabo con estos ratios ofrece una visión limitado dado que muchas de las inversiones en activos no persiguen obtener una mayor cifra de ventas.

Por lo que respecta a la comparación sectorial, hemos de señalar que la empresa presenta una menor rotación de activos que la muestra sectorial (en 2015 porque en 2013 era mayor), lo cual quiere decir que sus activos son menos productivos, en términos de cifra de negocios, de las inversiones en estos elementos. A pesar de que la rotación sea inferior hemos de decir que el valor de rotación de activos de la empresa se encuentra en una tónica similar a la del sector.

## 5.5.2. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA

### 5.5.2.1. RENTABILIDAD ECONÓMICA

A la hora de elaborar un análisis económico-financiero, uno de los puntos más importantes a comentar es el estudio de la rentabilidad, tanto económica como financiera, ya que nos permite observar que elementos han sido necesarios para obtener el beneficio generado.

**Tabla 26:** Análisis del ratio de la Rentabilidad Económica de la empresa

|                      | RENTABILIDAD ECONÓMICA |              |              | SECTOR |
|----------------------|------------------------|--------------|--------------|--------|
|                      | 2015                   | 2014         | 2013         |        |
| <b>RENDIMIENTO</b>   | <b>0,037</b>           | <b>0,043</b> | <b>0,073</b> | 0,041  |
| <b>ROTAC. ACTIVO</b> | 1,955                  | 1,927        | 2,147        | 2,09   |
| <b>MARGEN VENTA</b>  | 0,018                  | 0,022        | 0,034        | 0,0194 |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. e INFORMA (INFORMA, 2015)

---

La rentabilidad económica de la empresa ha sufrido un descenso en los dos últimos ejercicios, situándose en 2015 por debajo del 4%. El hecho de que la empresa tenga una rentabilidad económica positiva es un buen indicador ya que asegura una determinada productividad para los activos de la empresa.

Por otra parte, es útil comparar el rendimiento de los activos con el coste de su financiación, ya que el rendimiento del activo ha de ser mayor al coste medio del pasivo y de los dividendos de los accionistas. En este caso podemos apreciar como la productividad del activo, es decir, su rentabilidad económica, es superior al coste de la deuda ( $3,67\% > 2,27\%$ ).

En cuanto a la evolución de la rentabilidad, podemos afirmar que esta gran disminución de la rentabilidad en 2014 respecto a 2013 se debe primordialmente a una bajada del BAII y a un notorio aumento del activo. En 2015, la bajada que se produjo de la rentabilidad fue menos agresiva que en 2014, ya que el BAII se redujo un 15,03% y el activo lo hizo también pero en menor medida (1,4%).

Si llevamos a cabo la descomposición del ratio, considerando la rotación de activo y el margen de ventas, podemos apreciar que la bajada de la rentabilidad se debe principalmente a una disminución del margen de ventas tanto en 2014 como en 2015.

El margen de ventas se ha visto reducido en ambos ejercicios, mientras que la rotación del activo disminuyó en 2014 pero sin embargo volvió a incrementarse ligeramente en 2015. La bajada del margen de ventas en 2014 se produjo como consecuencia de un aumento de las ventas y una considerable bajada del BAII, disminuyéndose este último en más de 100.000€ respecto al año anterior, mientras que en 2015, se produjo tanto un aumento de las ventas como del BAII, aunque en este caso el incremento de las ventas fue claramente superior al experimentado por el resultado antes de intereses e impuestos ( $0,3\% < 3,1\%$ ), por lo que el ratio volvió a disminuir.

En cuanto a la rotación de activos, en 2014 este ratio sufrió una importante disminución dado que a pesar de que las ventas creciesen (2,35%), el activo lo hizo todavía más (14,05%). Sin embargo en 2015, el ratio aumento provocado por una reducción del activo y un aumento de las ventas.

Por otra parte, mediante la descomposición de la rentabilidad se puede deducir cuál es la estrategia de la empresa, y en este caso, ésta se fundamenta en la rotación de activos, ya que trata de obtener un elevado nivel de ventas en lugar de buscar una maximización del beneficio por unidad monetaria vendida. Esto lo deducimos de sus elevados ratios de rotación en comparación con el margen de ventas que se sitúa en torno al 2%. Esta característica de márgenes ajustados, es coherente con el tipo de empresa que estamos analizando, ya que sus cotes de venta son muy elevados.

Por lo que respecta a la comparación sectorial, podemos observar como dicha estrategia mencionada anteriormente es seguida también por el sector, presentando una rotación de activos incluso más elevada que la empresa, por lo que queda claro como el sector se inclina más por obtener una elevada cifra de ventas.

Como ya estudiamos anteriormente, la rotación de activos de la empresa es inferior a la del sector, y si nos fijamos también en su margen de ventas, podemos ver que también se encuentra situado ligeramente por debajo a la muestra sectorial. Con una rotación de activos y un margen de ventas inferiores a los del sector, es entendible que la rentabilidad económica del sector sea superior a la de la empresa.

En resumen, la rentabilidad económica se encuentra situada por debajo de la del sector debido tanto a la rotación de activos como el margen de ventas aunque podemos también remarcar que ésta no se encuentra en valores muy inferiores a los del sector.

### 5.5.2.2. RENTABILIDAD FINANCIERA

En este apartado pasamos a estudiar la rentabilidad financiera, la que para muchos es uno de los aspectos más relevantes a estudiar de la empresa ya que se relaciona el resultado del ejercicio, o lo que es lo mismo beneficio neto, con el patrimonio neto. Esta relación nos permite ver cuál es el resultado generado en relación a la inversión de los propietarios.

De acuerdo a lo comentado anteriormente, cuanto más elevado sea el ratio de la rentabilidad financiera, mayor beneficio para los inversores, además también será de crucial importancia comparar el valor resultante del ratio con otro tipo de inversiones en el mercado financiero. Al igual que en la rentabilidad económica, el estudio de esta magnitud se llevará a cabo mediante la descomposición del mismo en un conjunto de ratios que veremos a continuación siguiendo el método Parés.

**Tabla 27:** Análisis del ratio de la Rentabilidad Financiera

|                       | RENTABILIDAD FINANCIERA |              |              | SECTOR |
|-----------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------|
|                       | 2015                    | 2014         | 2013         |        |
| <b>RENTABILIDAD</b>   | <b>0,045</b>            | <b>0,047</b> | <b>0,085</b> | 0,0994 |
| <b>ROTAC. ACTIVO</b>  | 2,016                   | 1,927        | 2,147        | 2,09   |
| <b>MARGEN VENTA</b>   | 0,018                   | 0,022        | 0,034        | 0,0194 |
| <b>APALANC. Fº</b>    | 1,669                   | 1,571        | 1,662        |        |
| <b>EFFECTO FISCAL</b> | 0,738                   | 0,700        | 0,700        |        |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. e INFORMA (INFORMA, 2015)

Una vez observada la tabla, lo primero que nos ha de llamar la atención es que la rentabilidad financiera sigue la misma tónica que la rentabilidad económica, debido a que la rentabilidad económica forma parte del ratio de rentabilidad financiera y por lo tanto su bajada afecta a ésta también. La gran disminución de la rentabilidad financiera en 2014 se debe fundamentalmente a una cuantiosa bajada del resultado del ejercicio, como ya ocurrió con la rentabilidad económica, y un aumento del patrimonio neto, mientras que en 2015, la

---

bajada ha sido mucho menor ya que el resultado aumentó (0,67%) respecto a 2014 pero lo hizo en menor medida que el patrimonio neto (4,27%), este hecho fue el responsable de la bajada de la rentabilidad financiera.

Para poder llevar a cabo un análisis mucho más completo pasaremos a estudiar los ratios en los que se descompone la rentabilidad financiera, ya que podemos apreciar que en 2014 todos los ratios sufrieron una disminución, a excepción del efecto fiscal el cual se mantuvo constante, mientras que en 2015, volvieron a incrementarse todos los ratios a excepción del margen de ventas como ya estudiamos en la rentabilidad económica.

En cuanto al apalancamiento financiero en 2014, comentar que el aumento de su primer componente se vio propiciado por un aumento del activo superior al del patrimonio neto (14,05% > 10,53%), es decir, un mayor endeudamiento, mientras que si atendemos a su segundo componente el BAI se redujo en un 42% y el BAII lo hizo en un 33,53%, este hecho cómo es lógico hizo que el numerador disminuyera en mayor medida que el denominador, por lo que como resultado se originó una bajada de este componente, revelando un mayor impacto de los gastos financieros en los resultados que sumada al incremento del primero, propiciaron una bajada del apalancamiento financiero.

Si atendemos a la recuperación del apalancamiento financiero en 2015, tenemos que analizar los dos componentes, ya que cada uno de ellos sigue una vertiente distinta. Las causas de la bajada en el primer componente las encontramos en que el activo decreció mientras que el patrimonio neto aumentó produciéndose una reducción del nivel de deuda. Teniendo en cuenta la bajada del primer componente podemos concluir sin haber analizado aún su segundo componente, que la subida del apalancamiento financiero se debió a éste, ya que como podemos observar el BAII se redujo en un 15% mientras que el BAI lo hizo en menor medida (4,53%) debido al menor impacto de los gastos financieros, por lo que este componente ha sido el causante del aumento del ratio de apalancamiento financiero en 2015.

En resumen, se podría decir que el apalancamiento financiero se ha reducido desde 2013 hasta 2015, pero que sin embargo éste se sitúa en todos los años por encima de la unidad, lo cual hace indicar que la deuda impulsa la rentabilidad financiera y por lo tanto, es conveniente para ésta. Hemos de añadir que además de que la rentabilidad económica es superior al coste de la deuda, la situación de endeudamiento de la misma es suficientemente holgada para poder soportar mayor deuda, por lo que en caso de que la empresa quisiera financiarse con deuda, ésta no perjudicaría la rentabilidad financiera.

Dado que la empresa presenta unos niveles de endeudamiento dentro de lo recomendado y su situación de liquidez es también buena, un aumento del endeudamiento no parecería que pudiera afectar a la empresa de forma negativa.

Por último, trataremos el efecto fiscal, el cual se mantuvo constante durante 2014, aunque posteriormente se incrementó en 2015. Este aumento del ratio explica que la empresa está sometida a una menor presión fiscal en el último ejercicio. A pesar de esto, esta menor presión fiscal no ha tenido repercusión para contrarrestar el resto de ratios. Se trata de una

---

presión fiscal en torno al 30% y, en consecuencia, algo elevada para los tipos reales efectivos que suelen soportar las empresas.

Si analizamos el tipo de perfil de esta empresa para poder compararla con otro tipo de inversiones, deducimos que sería una empresa conservadora, ya que presenta unos ratios de endeudamiento del 45%, por lo que hemos de compararla con inversiones poco arriesgadas como son por ejemplo las letras del tesoro a 12 meses, a fecha 9/12/2015 daban una rentabilidad negativa del -0,024%, por lo que no tenemos ninguna duda de la buena posición de la empresa para atraer a inversores.

Si llevamos a cabo la comparación sectorial, podemos en primer lugar observar como la rentabilidad financiera presentada por el sector alcanza valores muy favorables situados en torno al 9%, lo cual quiere decir que las empresas presentan apalancamientos favorables y que la deuda impulsa pues la rentabilidad financiera.

Hemos de señalar que la rentabilidad financiera de la empresa se encuentra con valores inferiores a los del sector. Este hecho se debe que como ya vimos anteriormente la rentabilidad económica de la empresa es inferior a la del sector por lo que al formar parte del ratio de la rentabilidad financiera, es una de las razones por las que esta rentabilidad es inferior en la empresa.

### 5.5.3. ANÁLISIS DEL FONDO DE MANIOBRA

El estudio del fondo de maniobra se considera fundamental a la hora de saber cuál es la estructura patrimonial más conveniente para una empresa. Por lo general, para que la empresa se encuentre en equilibrio económico-financiero se considera necesario un fondo de maniobra positivo, sin embargo existen algunos casos donde las empresas funcionan con fondos de maniobra negativos siempre que puedan alcanzar el fondo de maniobra necesario.

El análisis del fondo de maniobra además de que te permite ver cuál es la estructura patrimonial para la empresa, también te permite conocer que parte del activo corriente es financiado con recursos permanentes, es decir, patrimonio neto más pasivo no corriente.

Para conocer las necesidades del fondo de maniobra es necesario ver todas las relaciones existentes entre los activos corrientes, no corrientes y pasivos, así como las velocidades con las que se mueven.

En el caso de esta empresa, las velocidades vienen representadas por el periodo medio de almacenamiento de materias primas, plazos medios de cobro y plazos medios de pago a proveedores. Todos los mencionados anteriormente se encuentran expresados en días y nos permiten determinar el ciclo de caja y el ciclo de maduración.

**Tabla 28:** Gestión de la política de Cobros y Pagos

| <b>GESTIÓN DE LA POLÍTICA DE COBROS Y PAGOS</b> |             |             |             |
|---|-------------|-------------|-------------|
|   | <b>2015</b> | <b>2014</b> | <b>2013</b> |
| <b>plazo mp</b>                                 | 860,83      | 8.108,02    |             |
| <b>plazo pc</b>                                 |             |             |             |
| <b>plazo pt</b>                                 |             |             |             |
| <b>plazo cobro clientes</b>                     | 41,39       | 42,83       | 44,07       |
| <b>plazo pago proveedores</b>                   | 29,28       | 31,99       | 20,68       |
| <b>ciclo maduración</b>                         | 41,39       | 42,83       | 44,07       |
| <b>ciclo de caja</b>                            | 12,11       | 10,85       | 23,39       |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

En primer lugar hay que aclarar que los plazos calculados no se han hecho a partir de saldos medios de las cuentas de los clientes o de los proveedores, por lo que no se han tenido en cuenta las estacionalidades que hayan ocurrido en el ejercicio. Este hecho se debe a que no ha sido posible disponer de los saldos de las cuentas de clientes y proveedores precedentes al ejercicio 2013.

Para proceder con el cálculo del ciclo de maduración se ha tenido en cuenta únicamente el plazo de cobro a clientes. El hecho de que solo se haya utilizado este plazo de cobro a clientes y no el periodo medio de almacenamiento de materias primas se debe a que éstas no forman parte de la actividad principal de la empresa, la comercialización, ya que son utilizadas para la producción de energía. Las materias primas son fuel (68%-2014 y 78%-2015), gasoil (17%-2014 y 8%-2015) y aceite (15%-2014 y 14%-2015) utilizadas en su totalidad para la central térmica de fuel-oíl de producción de energía que es objeto de estudio de este trabajo. Como ya comentaremos posteriormente, esta central de producción se encuentra parada en la actualidad y únicamente es puesta en marcha en contadas ocasiones para garantizar que todos los elementos de la misma sean puestos en funcionamiento y no dejen de funcionar como consecuencia del desuso.

De acuerdo con todo lo expuesto anteriormente se ha calculado el periodo medio de almacenamiento de materias primas pero éste no lo utilizaremos por dos motivos concretos. El primero es que estas materias primas no forman parte de la actividad principal de la empresa, y el segundo se debe a que la central se encuentra parada y estas materias primas no se destinan para la que debería ser su finalidad, es decir, la producción de energía, sino para que tanto la central como sus elementos no queden obsoletos e inutilizables. En resumen estas materias primas las cuales tienen un peso insignificante en balance alterarían todo nuestro estudio del ciclo de maduración y el ciclo de caja.

Por otra parte, para la elaboración del ciclo de caja se ha restado al ciclo de maduración la financiación obtenida por los proveedores.

Por otra parte, los ratios de cobro a clientes y pago a proveedores, permiten ver cuál es la política de cobros y pagos de la empresa, hay que tener en cuenta que la situación deseada por todas las empresas son unos plazos reducidos para el cobro a los clientes y unos amplios plazos de pago a proveedores. En el análisis de liquidez ya pudimos apreciar como la

---

empresa gozaba de una política favorable de cobros y pagos y de hecho como se muestra a continuación la empresa cobra a los clientes entorno a los cuarenta y dos días, en el caso de 2015. En cuanto al plazo de pago a los proveedores estos se sitúan en torno a los 30 días en 2014 y 2015, un poco más reducidos en 2013 donde estaban en los 20 días. Destacar que este plazo se sitúa dentro de los plazos habituales de una buena gestión comercial, los cuales son 30 – 60 – 90.

En cuanto a la disminución del plazo de pago a proveedores, lo cual siempre es una mala noticia ya que se reduce la financiación concedido por éstos, decir que no ha sido realmente significativa ya que solo se ha reducido dos días, lo cual no parece que vaya a afectar a la situación económico-financiera de la empresa. La disminución del ratio se ha debido a una disminución del saldo de proveedores de un 5,78%, así como a un aumento de los aprovisionamientos.

Respecto a lo comentado anteriormente, el ciclo de maduración el cual está compuesto por el plazo medio de cobro a clientes, ha experimentado una ligera bajada respecto a 2014, ya que todas las variaciones que se produzcan en el plazo de cobro a clientes serán las que se producirán en el ciclo de maduración al estar compuesto únicamente por este plazo. Hemos de decir que este ciclo de maduración representa las necesidades teóricas de financiación para la empresa, por lo que una bajada de éste es un aspecto positivo ya que refleja que el tiempo que tarda la empresa desde que invierte dinero hasta que lo recupera con el cobro a los clientes es menor.

Si pasamos a estudiar el ciclo de caja hemos de tener en cuenta que éste representa las necesidades reales de financiación, por lo que cuanto más reducido sea éste mejor. En el año 2015, las menores necesidades teóricas de financiación no se han visto correspondidas con unas menores necesidades reales de financiación, debido a que el plazo de pago a proveedores se redujo en mayor medida de lo que lo hizo el plazo de cobro a clientes. Hemos de decir que este aumento experimentado por el ciclo de caja es muy pequeño, incrementándose únicamente 2 días respecto a 2014. Además, comentar que las necesidades reales de financiación son bajas, ya que son 13 días en 2015 y 11 en 2014, por lo que habremos de ver si el fondo de maniobra nos permite funcionar con este ciclo de caja.

Si tenemos en cuenta que la empresa cuenta con un signo positivo del ciclo de caja, eso quiere decir que ésta presenta necesidades reales de financiación, ya que la financiación concedida por los proveedores no es suficiente para cubrir su ciclo de maduración.

De acuerdo con lo anterior, un ciclo de caja positivo obliga a la empresa a la necesidad de funcionar con un fondo de maniobra positivo, ya que la velocidad con la que se convierten en líquido los elementos del activo corriente operativo es inferior al plazo de vencimiento de los pasivos corrientes operativos.

Si comparamos estos valores con los del fondo de maniobra de la empresa, calculado anteriormente en el análisis de la situación patrimonial, podemos conocer si existen problemas en la situación real económico-financiera de la empresa. La existencia de un fondo de maniobra positivo, el cual se incrementó en cuantía este último curso, nos disipa nuestras dudas sobre las necesidades de financiación de la empresa, ya que estos fondos

permiten a la empresa operar sin ningún problema con un ciclo de caja positivo. Además este ciclo de caja también nos ayuda a comprender la posible situación ociosa de liquidez, ya que la empresa necesita de líquido para poder pagar a sus proveedores hasta que reciba la financiación correspondiente de sus clientes.

En resumen, el ciclo de maduración y el ciclo de caja de la empresa son adecuados si tenemos en cuenta que la empresa cuenta con un fondo de maniobra el cual le permite desarrollar su gestión del ciclo de explotación sin problemas.

## 5.6. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

De acuerdo con (MARÍ VIDAL, MATEOS RONCO, & POLO GARRIDO, 2013) el estudio del estado de flujos de efectivo se puede considerar un estado financiero nuevo si se compara con otros países donde ya se venía aplicando desde hace más tiempo. Dentro de este estado financiero podemos distinguir tres actividades diferentes como son las de explotación, financiación e inversión.

En primer lugar, los recursos procedentes de las operaciones, nos muestran cuales son los recursos que se podría haber generado si todos los ingresos y gastos se hubieran podido cobrar y pagar en el ejercicio, sin tener en cuenta operaciones de inversión o financiación. Parte de estos recursos son aplicados en partidas capital corriente y la parte que no, serán los flujos de tesorería ordinarios.

El primer paso a la hora de analizar el EFE consiste de elaborar la estructura analítica simplificada, a partir del cual se puede comenzar a analizar de manera porcentual. Como vemos en la tabla siguiente:

**Tabla 29:** Análisis del Estado de Flujos de Efectivo (Euros)

| ESTUDIO EFE             | 2015              | %           | 2014              | %           | 2013                 | %            |
|-------------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|----------------------|--------------|
| BAI                     | 199.229,83        | 22%         | 208.691,35        | 90%         | 360.457,40 €         | -182%        |
| RPO                     | <b>537.224,33</b> | <b>59%</b>  | <b>606.529,36</b> | <b>260%</b> | <b>732.495,81 €</b>  | <b>-369%</b> |
| FTO                     | <b>872.191,55</b> | <b>96%</b>  | <b>108.851,47</b> | <b>47%</b>  | <b>- 29.084,37 €</b> | <b>15%</b>   |
| FTI Prod.               | - 19.853,65       | -2%         | -                 | 0%          | - 181.240,66 €       | -78%         |
| FTI Fº                  | <b>204.049,77</b> | <b>23%</b>  | <b>6.032,67</b>   | <b>3%</b>   | - 10.805,46 €        | 5%           |
| FTI                     | <b>184.196,12</b> | <b>20%</b>  | <b>6.032,67</b>   | <b>3%</b>   | - 192.046,12 €       | 97%          |
| FTF --> P               | -                 | 0%          | -                 | 0%          | - €                  | 0%           |
| FTF --> A               | - 151.199,06      | -17%        | <b>118.070,47</b> | <b>51%</b>  | <b>22.819,79 €</b>   | <b>-12%</b>  |
| FTF                     | - 151.199,06      | -17%        | <b>118.070,47</b> | <b>51%</b>  | <b>22819,79</b>      | <b>-12%</b>  |
| <b>INCREM. EFECTIVO</b> | <b>905.188,53</b> | <b>100%</b> | <b>233.168,11</b> | <b>100%</b> | <b>-198310,7</b>     | <b>100%</b>  |
| Ei                      | 566.189,37        | 63%         | 333.021,26        | 143%        | 531.331,96 €         | -268%        |
| Ef                      | 1.471.377,90      | 163%        | 566.189,37        | 243%        | 333.021,26 €         | -168%        |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

Si empezamos con el análisis vertical del EFE, podemos observar que la empresa ha aumentado su efectivo en el ejercicio 2015 en un 159%. Como podemos apreciar en las tablas, tanto las actividades ordinarias como las de inversión han generado tesorería mientras que por otro lado, la actividad de financiación es negativa.

Los flujos de tesorería procedentes de las actividades ordinarias (FTO) son aquellos que se obtienen como consecuencia de la actividad de la empresa, además se obtienen calculándose por el método indirecto, transformando el resultado, que es una magnitud económica, a una magnitud financiera, ya que únicamente se tienen en cuenta los ingresos y gastos que se traducen en movimientos de tesorería. Dado que nuestros FTO son elevados en 2014 y 2015 podemos decir que son los encargados del crecimiento de la empresa, la devolución de las deudas y el pago de los dividendos, no pudiendo decir lo mismo en el año 2013 ya que éstos son negativos.

Por otra parte, tenemos los RPO (recursos procedentes de las operaciones), los cuáles como ya comentamos anteriormente tienen en cuenta la variación que se hubiera generado en la tesorería si todos los gastos e ingresos se hubieran cobrado y pagado en el ejercicio.

En el año 2014 y 2013 los RPO son la magnitud más relevante, mientras que en 2015, están por debajo de los FTO pero siendo también muy elevados, estos datos nos indican que la empresa tiene una gran capacidad potencial para generar recursos. Las diferencias que se observan entre el BAI y los RPO son debidas básicamente por la amortización del inmovilizado.

En primer lugar, los RPO de este año 2013 son los más altos de los tres años analizados, pero sin embargo los FTO del año 2013 son negativos, este es debido a los cambios en el capital corriente, más concretamente en la partida de deudores y otras cuentas para cobrar la cual es de enorme cuantía (revela la existencia de importantes partidas de ventas no cobradas en el ejercicio) y acreedores y otras cuentas para pagar (pagos procedentes de ejercicios anteriores).

En cuanto a los FTO, en el año 2014 se vieron reducidos respecto a los RPO como consecuencia de los cambios en el capital corriente, al igual que en el año 2013 principalmente por las cuentas de deudores y otras cuentas a cobrar, así como de los acreedores y otras cuentas a pagar. Por otro lado los FTO en este mismo año también se vieron afectados por otros flujos de explotación, más concretamente por el impuesto sobre beneficios. A pesar de esta bajada la generación real de recursos es elevado por lo que este hecho no supone un problema.

En el año 2015, los FTO al contrario que en 2014 experimentaron una subida respecto a los RPO. Este hecho se debió principalmente a cambios positivos en el capital corriente, procedentes de otros pasivos financieros.

Una vez vistos y estudiados los FTO, pasamos a los flujos de las actividades de inversión, o lo que es lo mismo FTI. En el año 2014 y 2015, dichos flujos fueron positivos, en el 2014 se produjo principalmente por cobro por desinversiones de otros activos financieros, mientras

---

que en el año 2015 por un cobro por desinversión en empresas del grupo y asociadas. Caso opuesto en el año 2013, donde se produjeron inversiones en el inmovilizado material y esto originó unos FTI negativos como es de esperar.

Por lo que respecta a las actividades de financiación, los años 2013 y 2014 presentan saldos distintos al año 2015, ya que en los primeros se produce una emisión de deudas con entidades de crédito en 2014 y emisión de otras deudas en 2013 que origina un flujo de financiación positivo (la empresa está captando financiación ajena), mientras que en 2015 la devolución de deudas con entidades de crédito y otras deudas genera un saldo negativo.

Como resumen podemos decir que en el año 2013 tanto los FTO como los FTI son negativos y la única actividad que proporciona flujo positivo es la de financiación. En el año 2014, las actividades ordinarias y las de financiación constituyen las principales fuentes generadoras de energía, mientras que las de inversión son algo menores. En el año 2015, los FTO sí que son los principales generadores de tesorería acompañados de lejos por las actividades de financiación.

Si nos fijamos en el análisis horizontal, los signos de las magnitudes han sido todos similares en 2015 y 2014 a excepción del FTF en 2015 los cuales fueron negativos. Sin embargo, si nos fijamos en la importancia relativa de cada uno, es aquí donde podemos encontrar más diferencias, ya que los FTO en el año 2015 son ocho veces superiores a los de 2014, principalmente debido a las diferencias de cambio en el capital corriente y a pesar del menor resultado antes de impuestos, no hemos comparado con el año 2013 ya que en éste fueron negativos y por lo tanto la diferencia es muy significativa. Por otra parte tenemos los FTI, los cuales en 2015 son bastantes superiores debido a cobros por desinversiones en empresas del grupo, por otro lado tenemos el año 2013 donde éstos fueron también negativos. Y por último tenemos los FTF, los cuales en 2013 y 2014 fueron claramente positivos ya que la empresa llevo a cabo emisión de deuda de entidades de crédito y otras deudas, mientras que en el año 2015 se produjo la devolución de otras deudas, la cual hizo que su saldo fuera negativo.

---

### 5.6.1. ANÁLISIS MEDIANTE RATIOS

Mediante el análisis de los ratios expuestos a continuación se puede estudiar la capacidad de la empresa para abordar sus obligaciones.

**Tabla 30:** Ratios RPO

|                   | 2015  | 2014  | 2013  |
|-------------------|-------|-------|-------|
| <b>RPO/PASIVO</b> | 0,200 | 0,208 | 0,316 |
| <b>RPO/VENTAS</b> | 0,045 | 0,052 | 0,065 |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 31:** Ratios FTO

|                   | 2015   | 2014  | 2013    |
|-------------------|--------|-------|---------|
| <b>FTO+I/I</b>    | 29,930 | 1,853 | - 0,077 |
| <b>FTO/PASIVO</b> | 0,324  | 0,037 | - 0,013 |
| <b>FTO/VENTAS</b> | 0,073  | 0,009 | - 0,003 |
| <b>FTO/ACTIVO</b> | 0,147  | 0,018 | - 0,006 |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

A partir de los ratios de las tablas podemos observar que en los años 2014 y 2015, todos los ratios de FTO son superiores a los de RPO, como consecuencia, ya que la capacidad real de generar recursos en estos ejercicios ha sido superior a la potencial. Sin embargo en el año 2013 la tendencia es contraria ya que los FTO son negativos y los RPO positivos, ya que en éstos los cambios en el capital corriente provocaron que los flujos operativos fueran negativos.

En los ratios de FTO/ pasivo y RPO/pasivo donde se analiza la capacidad de generar recursos frente a los fondos ajenos, podemos observar como los RPO a lo largo de los tres ejercicios experimentan una disminución, donde la bajada más acentuada se produce en 2014 cuando además de reducirse los RPO el pasivo se incrementa. Por otro lado, en los FTO se produce la vertiente contraria, es decir, se pasa de unos FTO negativos en 2013, a unos FTO cada vez más elevados. Esta disminución en los RPO/pasivo viene dada principalmente por la reducción progresiva de los RPO, y en el caso de los FTO ocurre lo contrario, ya que el aumento del ratio se debe a un creciente aumento de los flujos operativos. En 2015 la empresa genera 0,32 euros de tesorería por cada euro de deuda que tiene que pagar.

En cuanto a los ratios de FTO/ventas y RPO/ventas, estos siguen la misma tónica que los relacionados con el pasivo, es decir, los de FTO se incrementan a lo largo de los tres años, mientras que los RPO se van incrementando. En estos ratios es de destacar la capacidad para generar recursos y tesorería, ya que únicamente se producen 7 céntimos por euro vendido, aunque como ya hemos visto a largo del análisis la empresa opera con márgenes muy ajustados.

Por otro lado, tenemos el ratio FTO+i/i, resulta muy favorable para la empresa la amplia cobertura de gastos financieros que posee en el ejercicio 2015, muy superior a la unidad. Este aumento de cobertura de intereses respecto al ejercicio anterior fue debido a que en el año 2014 la tesorería generada fue muy inferior a la de 2015, y además los intereses pagados fueron superiores a los de 2015. En cuanto a 2013 se refiere, comentar que el resultado del ratio es negativo como consecuencia de unos FTO negativos en dicho año.

Por último, analizaremos el ratio FTO/activo, el cual nos muestra la tesorería generada por las operaciones sobre el activo total. En este ratio merece la pena destacar que el ratio aumenta claramente en 2015 debido como no al gran incremento de los FTO, ya que en 2013 era negativo debido a unos FTO negativos y en 2014 pese a ser positivo el ratio, éste es muy bajo debido tanto a un incremento del activo como a unos FTO no muy elevados.

## 5.6.2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y DE TESORERÍA

Para finalizar el análisis del estado de flujos de efectivo, se puede llevar a cabo una serie de relaciones entre la información proveniente del mismo y la situación de liquidez y la financiera, todo ello a través de los RPO y FTO.

**Tabla 32:** Análisis de la situación financiera y tesorería mediante ratios

|            | 2015 | 2014 | 2013 |
|------------|------|------|------|
| <b>BAI</b> | >0   | >0   | >0   |
| <b>RPO</b> | >0   | >0   | >0   |
| <b>FTO</b> | >0   | >0   | <0   |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

A partir de las combinaciones de los signos se puede decir que la empresa se encuentra en una situación de liquidez suficiente en los años 2014 y 2015, esto ocurre cuando el resultado antes de impuestos es positivo (BAI), ha generado recursos (RPO), y además los ha transformado en liquidez (FTO). Si atendemos al año 2013, en este caso nos saldría falta de

liquidez preocupante, lo que quiere decir que la empresa teniendo la capacidad de generar recursos no ha generado tesorería.

## 5.7. ANÁLISIS DEL ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

De acuerdo con (MARÍ VIDAL, MATEOS RONCO, & POLO GARRIDO, 2013) a través del estudio del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto se puede obtener una visión completa de los cambios que se han ido produciendo en él. Este estado es especial importancia si tenemos en cuenta que nos informa tanto de los elementos que lo componen como las causas de sus variaciones.

En el Estado de Cambios en el Patrimonio Neto se informa de los dos tipos de variaciones que se pueden producir. Por una parte encontramos las producidas en la cuenta de pérdidas y ganancias mediante el resultado de la empresa, el cual se traslada también al patrimonio neto, y por otra parte, encontramos las operaciones con socios y propietarios.

Por lo que respecta a las primeras variaciones las encontraremos reflejadas en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos, conocido como EIGR, mientras que las segundas variaciones se encontrarán en el Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto, conocido como ETCPN.

**Tabla 33:** Análisis del Patrimonio Neto

|  | 2015                |                | 2014                |                | 2013                |                |
|--|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|
|  | Miles euros         | %              | Miles euros         | %              | Miles euros         | %              |
| <b>PATRIMONIO NETO</b>                               | <b>3.244.813,66</b> | <b>100,00%</b> | <b>3.111.696,44</b> | <b>100,00%</b> | <b>2.960.062,05</b> | <b>100,00%</b> |
| <b>A-1) Fondos propios</b>                           | 3.238.411,78        | 99,80%         | 3.091.339,87        | 99,35%         | 2.945.255,92        | 99,50%         |
| <b>Capital</b>                                       | 2.052.000,00        | 63,24%         | 2.052.000,00        | 65,94%         | 2.052.000,00        | 69,32%         |
| <b>Reservas</b>                                      | 1.039.339,87        | 32,03%         | 893.255,92          | 28,71%         | 828.544,54          | 27,99%         |
| <b>Resultados de ejercicios anteriores</b>           | -                   | 0,00%          | -                   | 0,00%          | - 187.608,80        | -6,34%         |
| <b>Resultado del ejercicio</b>                       | 147.071,91          | 4,53%          | 146.083,95          | 4,69%          | 252.320,18          | 8,52%          |
| <b>2-) Ajustes por cambios de valor</b>              | - 5.588,25          | -0,17%         | 3.763,61            | 0,12%          | - 7.189,00          | -0,24%         |
| <b>Activos financieros disponibles para la venta</b> | - 7.345,05          | -0,23%         | - 6.748,39          | -0,22%         | - 6.751,00          | -0,23%         |
| <b>Operaciones de cobertura</b>                      | 1.756,80            | 0,05%          | 10.512,00           | 0,34%          | 438,00              | -0,01%         |
| <b>A-3)</b>  |                     |                |                     |                |                     |                |
| <b>Subvenciones, donaciones y legados recibidos</b>  | 11.990,13           | 0,37%          | 16.592,96           | 0,53%          | 21.995,13           | 0,74%          |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Si realizamos un análisis del patrimonio neto a partir de la siguiente tabla, la primera información a destacar es que los fondos propios tienen una importancia vital dentro del patrimonio representando casi el total de éste con un (99,8% – 99,35% – 99,50%) a lo largo de los años 2015, 2014 y 2013. Dentro de los fondos propios la parte que ostenta un mayor

peso es el capital escriturado seguido de las reservas, dentro de las cuales destacan las reservas de revalorización.

Si nos fijamos en el resultado del ejercicio, observamos que éste representa en torno al 4,5% del patrimonio en los años 2014 y 2015 y un 8,5% en el año 2013.

Por otro lado, la aportación de los ajustes por cambios e valor, así como las subvenciones, donaciones y legados es prácticamente insignificante si tenemos en cuenta sus pesos en relación al patrimonio neto, suponiendo únicamente un cero y pico por ciento.

En cuanto a la evolución experimentada por el patrimonio neto, destacar que en términos generales todos los elementos mantienen prácticamente igual todos los pesos de importancia. Los fondos propios han supuesto a lo largo de los tres años la principal magnitud en el patrimonio neto donde han tenido especial relevancia el capital, el cual se ha mantenido constante, y las reservas, las cuales se han ido incrementando como consecuencia de una aumento de las reservas legales y estatutarias.

Por otra parte, el resultado del ejercicio como ya vimos mediante el estudio de la cuenta de pérdidas y ganancias, fue superior en el año 2013 (8,5%) respecto a los años 2014 y 2015 (en torno al 4,5%). En cuanto a las subvenciones, comentar que estas han ido perdiendo peso progresivamente, aunque hay que comentar su aportación era ínfima en el patrimonio neto.

**Tabla 34:** Análisis del Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos (Euros)

|  |                   |                |                   |                |                   |                |
|--|-------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| <b>A) Resultado de la cuenta de perdidas y ganancias</b> | <b>147.071,91</b> | <b>110,48%</b> | <b>146.083,95</b> | <b>96%</b>     | <b>252320,18</b>  | <b>102,43%</b> |
| <i>imputados directamente al PN</i>                      |                   | 0,00%          |                   | 0,00%          | -                 | 0%             |
| <b>I. Por valoración de instrumentos financieros</b>     | - 152,85          | -0,11%         | 3,73              | 0,0025%        | - 222,35          | -0,09%         |
| 1. Activos financieros disponibles para la venta         | - 152,85          | -0,11%         | 3,73              | 0,0025%        | - 222,35          | -0,09%         |
| <b>II. Por coberturas de flujo de efectivo</b>           | - 8.755,20        | -6,58%         | 10.950,00         | 7,22%          | - 438,00          | -0,18%         |
| <b>VII. Efecto impositivo</b>                            | - 443,81          | -0,33%         | -1,12             | 0,00%          | 66,70             | 0,03%          |
| <b>B) Total ingresos y gastos imput. Direc. Al PN</b>    | - <b>9.351,86</b> | <b>-7,03%</b>  | <b>10.952,61</b>  | <b>7,22%</b>   | - <b>593,65</b>   | <b>-0,24%</b>  |
| <b>X. Subvenciones, donaciones y legados recibidos.</b>  | - 7717,39         | -5,80%         | - 7.717,39        | -5,09%         | - 7.717,39        | -3,13%         |
| <b>XIII. Efecto Impositivo</b>                           | 3.114,56          | 2,34%          | 2.315,22          | 1,53%          | 2.315,21          | 0,94%          |
| <b>C) Total transferencias a la cuenta de PyG</b>        | - 4.602,83        | -3,46%         | - 5.402,17        | -3,56%         | - 5.402,18        | -2,19%         |
| <b>TOTAL DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS</b>            | <b>133.117,22</b> | <b>100%</b>    | <b>151.634,39</b> | <b>100,00%</b> | <b>246.324,35</b> | <b>100,00%</b> |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

A partir de esta tabla hemos elaborado un análisis vertical del Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos, donde el primer hecho a destacar es que se ha generado riqueza en el ejercicio 2015. Esta riqueza ha venido generada en su totalidad por el resultado de la cuenta de pérdidas y ganancias, ya que en la imputación de ingresos y gastos al patrimonio neto, la valoración de instrumentos financieros, el efecto impositivo y las coberturas de los flujos de efectivo han minorado el mismo. Además, añadir que las transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias también han minorado el resultado como consecuencia de las subvenciones, donaciones y legados recibidos.

Por otra parte si llevamos a cabo un análisis horizontal, se puede observar como la generación de riqueza ha ido descendiendo progresivamente a lo largo de los tres ejercicios, reduciéndose respecto a 2013 en un 45,95%, aunque en todos los años más del 100% se le atribuye a los resultados de la cuenta de pérdidas y ganancias.

En cuanto a los ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto, comentar que en los años 2015 y 2013 fueron negativos debido a las coberturas de efectivo, sin embargo este mismo epígrafe fue el causante en el año 2014 de unos ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto positivos.

Por último, las transferencias a la cuenta de PyG, se mantienen prácticamente constantes a lo largo de los tres años, presentan saldo negativo y esto es debido a subvenciones, donaciones y legados recibidos.

**Tabla 35:** Análisis del Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto (Euros)

|   | <b>TOTAL</b>        | <b>%</b>       |
|---|---------------------|----------------|
| <b>A) SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2013</b>        | <b>2.960.062,05</b> |                |
| <b>B) SALDO AJUSTADO, INICIO EJERCICIO 2014</b> | <b>2.960.062,05</b> | <b>95,13%</b>  |
| I. Total ingresos y gastos reconocidos          | <b>151.634,39</b>   | <b>4,87%</b>   |
| III. Otras variaciones del patrimonio neto      | -                   | <b>0,00%</b>   |
| 2. Otras variaciones                            | -                   | <b>0,00%</b>   |
| <b>C) SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2014</b>        | <b>3.111.696,44</b> | <b>100,00%</b> |
| <b>D) SALDO AJUSTADO, INICIO EJERCICIO 2015</b> | <b>3.111.696,44</b> | <b>95,90%</b>  |
| I. Total ingresos y gastos reconocidos          | <b>133.117,22</b>   | <b>4,10%</b>   |
| III. Otras variaciones del patrimonio neto      | -                   | <b>0,00%</b>   |
| 2. Otras variaciones                            | -                   | <b>0,00%</b>   |
| <b>E) SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2015</b>        | <b>3.244.813,66</b> | <b>100,00%</b> |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

A partir de esta tabla analizaremos el Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto, donde el primer aspecto a destacar es que las variaciones totales producidas en el patrimonio neto en el año 2015 han experimentado un crecimiento del 4%, aunque cabe destacar que este crecimiento ha sido inferior al experimentado el año anterior, ya que éste fue del 5%.

En cuanto al crecimiento de la riqueza de la empresa se puede afirmar que ésta se ha debido al resultado global generado, el cual procedía en su totalidad del resultado del ejercicio de la cuenta de pérdidas y ganancias. Este hecho remarca que la riqueza de la empresa se ha producido gracias a actividad económica de la empresa y no a las aportaciones de los socios.

---

## 5.8. DIAGNÓSTICO FINAL

En este apartado se pretende elaborar un diagnóstico de la empresa con los aspectos más relevantes de la situación económico-financiera, con el propósito de poder adoptar las medidas necesarias en un futuro.

- En primer lugar hablaremos de la situación patrimonial, ya la empresa ha experimentado una disminución de ésta, reduciéndose en un 1,4% respecto al ejercicio anterior, provocada por una disminución en el activo no corriente, concretamente en inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo, aunque esta disminución se compensó con gran aumento del efectivo. En cuanto a la estructura financiera, destaca el patrimonio neto, con un peso especial de los fondos propios donde destacan las reservas y el capital.
- En cuanto a las relaciones entre las masas patrimoniales destacar un fondo de manobra positivo en todos los años, aunque en el año 2015 aumenta claramente respecto al año 2014 donde se produjo una fuerte bajada. Esta situación refleja que la empresa se encuentra en una situación de equilibrio económico-financiero desde el punto de vista estático.
- Por lo que respecta a la situación de liquidez, comentar que la empresa presenta en 2015 una buena situación de liquidez, como bien se puede apreciar en los valores de su ratio. Este ratio tan elevado se produce como consecuencia de gran incremento del efectivo en este año, lo cual ha hecho que tanto el ratio de disponibilidad como el de tesorería se encuentren en valores elevados que hacen pensar que la empresa sufra una posible pérdida de rentabilidad, aunque como hemos estudiado en el análisis del fondo de maniobra, esta liquidez es necesaria para cubrir las necesidades reales de financiación derivadas del ciclo de caja.
- Otro punto a comentar es la situación de endeudamiento que presenta la empresa. Como bien se estudió en su respectivo apartado, la empresa presenta un endeudamiento adecuado, donde la mayor parte de la deuda es a corto plazo, sin embargo esta deuda a corto plazo es en su gran mayoría sin coste lo cual hace que la carga financiera no tenga un impacto significativo en los costes. Podemos también concluir que la empresa presenta una solvencia y autonomía muy buenas que le sitúan en una muy buena situación respecto de la quiebra técnica. El descenso del endeudamiento en 2015 se debe principalmente a un incremento del patrimonio neto y un descenso del pasivo.
- La empresa presenta una equilibrada política de inversión-financiación ya que los fondos generados a largo plazo han valido para cubrir todas las aplicaciones, tanto a largo como a corto plazo. Hay que destacar el importante peso de la autofinanciación, la cual supone un 36% de todos los orígenes, ya que se considera financiación sin coste. Justificamos además que es equilibrada dado que lleva a la empresa a una mejor situación económico-financiera de lo que lo estaba anteriormente, generando un fondo de maniobra más elevado.
- En cuanto a la cuenta de pérdidas y ganancias, podemos señalar en primer lugar que la empresa opera con unos márgenes ajustados, los cuales son propios del

---

sector en el que opera, y ello provoca que el resultado de la empresa sea escaso en proporción con las ventas realizadas por la empresa. Por otro lado, la estructura de gastos de la empresa es flexible dado que está compuesta principalmente por los costes de venta. Por último destacar la buena gestión económica que se ha llevado a cabo en este año, la cual ha hecho que un aumento de las ventas se haya visto traducido en un aumento del resultado.

- Los ratios de rotación de la empresa en 2015 han mejorado respecto a los del ejercicio anterior, esto es debido a que una bajada del activo se ha visto sin embargo respondida con un aumento de las ventas, por lo que podemos concluir que los activos son más productivos que en 2014.
- En cuanto a la rentabilidad económica hay que destacar en primer lugar que es positiva, sin embargo el aspecto negativo a resaltar es que ha sufrido un descenso en los dos últimos años. En el año 2015 esta bajada ha sido escasa, y se ha debido a una bajada del margen de ventas, ya que la rotación sí que aumentó respecto al 2014. Hay que comentar que la rentabilidad económica ha sido superior al coste de la deuda y que la estrategia de la empresa se basa en la rotación de activos.
- La rentabilidad financiera de la empresa experimenta una insignificante bajada respecto al año 2014, la cual se debe a la pérdida del rendimiento de la empresa. Por otra parte apuntar que el apalancamiento financiero de la empresa ha aumentado respecto al 2014 y además de sitúa por encima de 1, lo cual indica que la deuda impulsa la rentabilidad financiera, y por lo tanto es favorable para la empresa.
- Ciclo de maduración reducido, formado únicamente por el plazo de cobro a clientes, por lo que las necesidades teóricas de financiación no son muy elevadas. Si analizamos el ciclo de caja vemos que éste es positivo, dado que la financiación concedida por los proveedores no es suficiente para cubrir nuestras necesidades reales de financiación, por ello la existencia de un fondo de maniobra positivo como ocurre en este caso nos confirma que este ciclo positivo no es preocupante para la empresa ya que gracias a éste podrá llevar a cabo la gestión de su ciclo de explotación sin problemas.
- La empresa se encuentra en una situación de liquidez suficiente en el ejercicio 2015, en el cual se ha generado efectivo gracias a las actividades ordinarias, las cuales van a permitir el crecimiento de la empresa, la devolución de deudas, así como el pago de dividendos.
- En relación al patrimonio neto, destacar un aumento del mismo en el ejercicio 2015, lo cual nos indica que se ha producido una generación de riqueza provocada fundamentalmente por el resultado de la cuenta de pérdidas y ganancias.

---

## **6. BÚSQUEDA DE POSIBILIDADES PARA LA PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO**

Una vez llegados a este apartado, con una amplia visión del funcionamiento del sector eléctrico español, de la empresa en cuestión, así como de su situación económico-financiera, podemos dar paso al tema objeto de estudio del trabajo, es decir, la planta de régimen ordinario que posee la empresa.

Con este estudio se va a proceder en primer lugar a la explicación de cuáles fueron los orígenes de la planta de producción. De esta forma se tendrá una amplia visión de cuáles fueron las causas que motivaron su construcción y como se llevó a cabo en su momento.

Posteriormente, una vez expuestos los orígenes de la planta de régimen ordinario, se pasará a exponer los motivos por los cuales la empresa se está planteando la búsqueda de alternativas a la misma.

Una vez conocidos los motivos, se pasará a explicar cuáles son las alternativas potenciales a dicha planta, analizando cada una de ellas desde un punto de vista técnico y económico.

Finalmente, se analizarán y estudiarán todas las alternativas planteadas para poder recomendar a la empresa, cuál sería la decisión la decisión más acorde para sus propios intereses.

### **6.1. HISTORIA DE LA CENTRAL TÉRMICA DE RÉGIMEN ORDINARIO EN MORELLA**

La generación a nivel nacional, como ya hemos visto fue financiada a las grandes empresas, vía tarifas, creándose para las compensaciones de los costes de generación, la Oficina Liquidadora de Energía (OFILE), por lo que la energía que se generaba en las grandes centrales, era energía del sistema, a la que tenían derecho todos los sujetos del sector eléctrico. Dichas centrales de generación de las grandes empresas, eran además retribuidas en sus costes fijos, con independencia de su tiempo de funcionamiento.

Electra del Maestrazgo, S.A., en 1987, tenía tres centrales hidráulicas de generación propia, dos conexiones con Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A., actualmente Endesa, en Teruel, y una conexión con Hidroeléctrica Española, S.A., actualmente Iberdrola, en Benicarló. Por dichas conexiones, a través de estas dos empresas, Electra adquiría la energía del sistema que necesitaba, a una tarifa que regulaba el Ministerio de Industria.

La decisión de Electra del Maestrazgo, S.A. de construir una central térmica, fue a consecuencia de la petición en el año 1987 de una ampliación de potencia en la toma de Hidroeléctrica Española, ahora Iberdrola, técnicamente no puso objeciones, pero económicamente quería aplicar una tarifa general, que no era la de aplicación a los

---

distribuidores, y que dejaba sin margen la comercialización de electricidad, este hecho desembocó en un contencioso que duró más de 20 años y que más abajo se describe.

Por todo lo expuesto anteriormente, interesaba a Electra producir más energía, para aumentar la calidad de servicio y para tener menos dependencia energética de Iberdrola, ya que aunque se tenía casi la total seguridad de que el desenlace del contencioso sería favorable para la empresa, por estar en un sistema regulado por tarifas que establecía la administración, siempre cabía la posibilidad, como así fue al final, de que se perdiera.

En el año 1994, Electra del Maestrazgo, S.A., presentó ante la administración competente, un proyecto de instalación de una planta de generación eléctrica, mediante un grupo motor-alternador diésel a fuel-oíl de 3.410 Kws a 6 Kv y su correspondiente transformador elevador de tensión 6/20 KV de 4.300 KVA.

Con fecha 2 de diciembre de 1994, la Dirección de Industria y Energía de la Consellería de Industria, Comercio y Turismo de la Generalitat Valenciana, autorizó la instalación de la Central generadora y con fecha 24 de mayo de 1995, el Servicio Territorial de Industria y Energía de Castellón, otorgó la puesta en marcha de dicha central.

Con fecha 13 de enero de 1995, Iberdrola, S.A., presentó recurso ordinario, explicado posteriormente, en contra de la Resolución del Servicio Territorial de Industria y Energía de Valencia por la que se autorizaba una planta de generación a Electra del Maestrazgo. Se podían intuir claramente las intenciones de Iberdrola, que quería ahogar completamente a Electra, dejándola sin capacidad de opciones para proveerse de energía, de esta forma ella misma sería la encargada de poder suministrar los aumentos de demanda en la provincia de Castellón.

En el año 1997, con el fin de poseer una mayor garantía de suministro, y ya que la planta se diseñó desde su origen para albergar dos grupos de generación, se iniciaron los trámites administrativos para ampliar la central mediante la instalación de un nuevo motor-alternador diésel fuel-oíl de 4.540 Kws a 6 Kv y su correspondiente transformador elevador 6/20 KV de 6.300 KVA.

Con fecha 12 de junio de 1998, el Ministerio de Industria y Energía, autorizó la ampliación de la Central, y con fecha 30 de agosto de 2000, la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Castellón, otorgó la puesta en marcha.

El 8 de noviembre del 2000, Electra del Maestrazgo constituyó una nueva empresa llamada Electra Energía, S.A., a la cual aportó la rama de producción de energía eléctrica en régimen ordinario, compuesta por esta planta de producción de energía térmica de fuel-oíl, así como la actividad de venta de energía eléctrica a los consumidores cualificados o a otros sujetos del sistema.

Esta operación se realizó para cumplir con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de fecha 27 de noviembre de 1997, por el que se establecía la obligación de separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas del sector eléctrico, como ya se ha señalado anteriormente en este trabajo.

**Ilustración 9:** Transporte de los motores de la planta de régimen ordinario



**Fuente:** Archivo Histórico Electra del Maestrazgo, S.A.

### 6.2.1. CONTENCIOSO IBERDROLA - AUTORIZACIÓN CENTRAL TÉRMICA

Como ya hemos comentado, con fecha 13 de enero de 1995, Iberdrola, S.A., presentó recurso ordinario en contra de la Resolución del Servicio Territorial de Industria y Energía de Valencia por la que se autorizaba una planta de generación a Electra del Maestrazgo, alegando las siguientes cuestiones:

1. La incompetencia del órgano administrativo para otorgar la autorización administrativa para la instalación de una Central Generadora, por afectar a más de una Comunidad Autónoma.

- 
2. Vulneración del régimen sectorial eléctrico aplicable, concretamente, la Ley 40/94 de Ordenación del Sistema Eléctrico (LOSEN), así como de las normas que configuran el denominado marco legal estable, y la denominada explotación unificada del sistema eléctrico nacional.
  3. Improcedencia de la autorización de la nueva instalación, cuando en la misma no concurren condiciones de conveniencia e idoneidad, derivadas de las citadas normas.

Con fecha 12 de mayo de 1998, el Tribunal Superior de Justicia de la Comunidad Valenciana, falla en contra de Iberdrola, desestimando todos los recursos interpuestos contra la Resolución del Servicio Territorial de Industria y Energía de Valencia por la que se autorizaba una planta de generación a Electra del Maestrazgo, con los siguientes argumentos:

1. La Central se encontraba instalada en Morella, por tanto dentro de la Comunidad Valenciana y toda la producción sería absorbida por la demanda de la provincia de Castellón. Por lo que el órgano administrativo sí que era competente.
2. Sí que concurrían condiciones de conveniencia e idoneidad derivadas de las citadas normas, en base a que:
  - a. La zona de Morella era deficitaria de energía eléctrica, y la energía producida serviría para atender su mercado y la demanda de energía en constante aumento, manteniendo la tensión, teniendo por tanto una mayor calidad de servicio.
  - b. La utilización de fuel-oíl como combustible en la Central era correcto al no existir ninguna normativa que se opusiera y por su bajo coste.
  - c. Iberdrola no podía resultar perjudicada, pues las centrales de generación de Iberdrola son retribuidas en sus costes fijos, con independencia de su tiempo de funcionamiento.

### **6.2.2. CONTENCIOSO IBERDROLA - TARIFA AMPLIACIÓN DE POTENCIA**

Electra del Maestrazgo, S.A., que en el año 1987, distribuía a 29 municipios de la provincia de Castellón y a 26 municipios de la provincia de Teruel, para suministrar a todos sus clientes de energía eléctrica contaba con los siguientes medios:

- a) Generación propia, con tres centrales hidráulicas llamadas Sebastía Facundo, Fontseca y Cantalear.
- b) Dos conexiones con Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A., actualmente Endesa.
- c) Una conexión con Hidroeléctrica Española, S.A., actualmente Iberdrola.

---

Los suministros de energía eléctrica tanto de Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A., como de Hidroeléctrica Española, S.A., eran a la tarifa E.3, aplicable a todos los intercambios de energía entre distribuidores que estaban incorporados al sistema SIFE, en el cual ingresó Electra del Maestrazgo, S.A. el 1 de agosto de 1979, y por supuesto más económica que la tarifa general aplicada a los usuarios, ya que la administración la estableció para que las distribuidoras tuvieran un margen. Esta tarifa desapareció en el año 1991, para convertirse en la tarifa D.

En febrero del año 1987, Electra del Maestrazgo, S.A. pidió una ampliación de potencia en contrato de suministro que tenía con Hidroeléctrica Española, S.A., ésta no puso objeciones técnicas a la misma, pero si económicas, ya que argumentó una argucia, en el sentido de que como en la legislación ponía que la tarifa E3 era a extinguir, no era de aplicación, por lo que para la ampliación de potencia tenía que cobrar la tarifa general, esto suponía dejar sin margen a Electra del Maestrazgo, S.A.

En la legislación, la tarifa E3 ponía a extinguir, pero no porque se fuera a eliminar la tarifa de distribuidor, sino porque era una tarifa que iba a ser sustituida por otra tarifa con diferente denominación, que como ya se ha dicho anteriormente era la tarifa D.

Debido a la oposición a ampliar la potencia por parte de Hidroeléctrica Española, S.A., la Generalitat Valenciana con fecha 27 de abril de 1987, obligó a la misma a que ampliara la potencia y la facturara a la Tarifa E.3 a Electra del Maestrazgo, S.A., lo cual se hizo efectivo. Hidroeléctrica al mismo tiempo recurrió ante la Generalitat, que volvió a fallar en su contra.

En el año 1990, Hidroeléctrica promueve un contencioso administrativo por este asunto, el cual desembocaría en una sentencia del Tribunal Supremo en fecha 3 de junio de 1998, por la cual establecía que el contenido de la relación jurídica-negocial entre las partes debería quedar determinado por su propia voluntad, sin que la administración pudiera imponer a ninguna de las partes obligaciones.

Sorprende la sentencia, en cuanto que ambas empresas estaban en un sector regulado, y tanto en una como otra, su retribución venía dada por unas tarifas reguladas por la administración. También es sorprendente que el Ministerio de Industria, cuando Electra del Maestrazgo le pedía que se definiera en el juicio sobre este asunto, en ningún momento lo hizo, y además que el juzgado no tuviera en cuenta los criterios de la Comisión Nacional de Energía, favorables totalmente a Electra del Maestrazgo, S.A., por ser un órgano consultivo.

Iberdrola, antes Hidroeléctrica Española, S.A., pide la ejecución de sentencia, en reclamación del importe de la diferencia entre las dos tarifas, pero Electra del Maestrazgo, arguye, que de acuerdo con la misma, se tiene que poner de acuerdo las dos empresas en el precio, esto provoca que Iberdrola interponga otra demanda.

De acuerdo con esta demanda, el Juzgado de 1ª Instancia de Castellón, en fecha 16 de mayo de 2003, condena a Electra del Maestrazgo, S.A. a pagar a Iberdrola la cantidad de 2.996.285,65 euros más los intereses legales desde 1987, dicha cantidad es abonada a Iberdrola.

---

Por parte de Electra se recurre, y en fecha 28 de julio de 2004, la Audiencia Provincial de Castellón, falla a favor de Electra del Maestrazgo, por lo que Iberdrola tiene que devolver el importe del abono antes citado.

Por último, el 3 de junio de 2009, el Tribunal Supremo falla a favor de Iberdrola, por lo que la sentencia es firme, y Electra tiene que volver a pagar las cantidades antes citadas.

Por lo que se ha visto, entre la vía administrativa y los dos juicios, pasaron más de 20 años de litigios, con un coste para Electra del Maestrazgo, S.A., de alrededor de 4.500.000.- de euros, de los cuales alrededor de tres millones correspondían al principal y más de un millón y medio a intereses. La empresa se quedó con una sensación de indefensión y abandono hacia la misma, por parte de las administraciones, a excepción de la Generalitat Valenciana, tanto la de justicia, como por parte del Ministerio Industria.

**Ilustración 10:** Central térmica de origen ordinario



**Fuente:** Archivo Histórico Electra del Maestrazgo, S.A.

---

### 6.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA ACTUAL

Como bien se ha explicado anteriormente, los motivos de la construcción de la planta de régimen ordinario estaban fundamentados en la necesidad de satisfacer una creciente demanda en la provincia de Castellón. Sin embargo, la negativa de Hidroeléctrica española, hoy por hoy Iberdrola, a aumentar la potencia a Electra del Maestrazgo aplicando la tarifa correspondiente (tarifa D), hizo que la empresa se planteara la necesidad de construir una nueva central para satisfacer la creciente demanda sin tener que depender de la Hidroeléctrica española.

La situación actual de la planta de producción de energía térmica de fuel-oíl es bien distinta a la de sus inicios, ya que en un primer momento la planta tenía una o varias utilidades para la empresa Electra Maestrazgo, la cual fue quien construyó la planta. Para la empresa distribuidora, estratégicamente, servía como autoproducción conllevando con ello una menor dependencia de las grandes empresas. Económicamente, era una energía más barata que la que le hubiese suministrado Hidroeléctrica española en su día, y por último, técnicamente, regulaba la tensión, ya que las tomas de Hidroeléctrica Española y Eléctrica Reunidas de Zaragoza estaban muy alejadas de Morella, y por lo tanto la tensión llegaba muy baja a esta población, por lo que se conseguía aumentar la calidad de servicio, y por último servía además como toma de auxilio por si fallaba uno de las dos tomas anteriormente citadas.

En estos momentos, la central de Electra Energía no tiene ya nada que ver con la distribuidora Electra del Maestrazgo, por lo que ésta última al ser distribuidora, tener una retribución reconocida y solo transportar energía, no necesita ya la actividad de producción. Técnicamente, tampoco la necesita como reguladora de tensión ya que ha construido líneas nuevas y reguladores de tensión para que llegue la energía con un buen nivel de tensión.

En cuanto a la central térmica en relación a su actual propietario Electra Energía, desde el año 2000 hasta el año 2009, económicamente fue rentable mientras tuvo un contrato bilateral con Electra del Maestrazgo para vender energía. A partir del año 2010, que empezó a vender la energía directamente al mercado eléctrico, su rentabilidad evolucionó de forma decreciente hasta llegar al año 2014, dónde ésta ya fue negativa. A partir de entonces, la central dejó prácticamente dejó de ser utilizada hasta la actualidad.

Recordemos que a partir del año 2011, empezaron a hacer ofertas en el mercado eléctrico las energías renovables, dado que estas ofrecían precios mucho más baratos, la producción a fuel-oíl dejaba de ser competitiva.

---

## 6.4. POSIBILIDADES DE LA EMPRESA RESPECTO A PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO

En este punto se pretende estudiar cuáles son los diferentes caminos que puede seguir la empresa en cuanto a la planta de régimen ordinario se refiere. Hay que plantearse la posibilidad de si mantener la planta de producción podría ser a día de hoy una opción viable para la empresa o sería más conveniente la búsqueda de alternativas a la misma.

En cuanto a las posibles alternativas existentes a la planta de régimen ordinario, distinguimos las dos siguientes:

- Vender toda la planta de régimen ordinario, incluyendo tanto los motores de producción y sus elementos auxiliares como los propios terrenos y construcciones.
- Vender por un lado los motores y sus elementos auxiliares, y que por otro lado la empresa venda a la empresa del grupo Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L. los terrenos y las construcciones.

Por otra parte, hay siempre que tener en cuenta la posibilidad de que la empresa siga su actividad sin vender dicha planta, el único aspecto a comentar es que no se puede considerar como una alternativa ya que la empresa continuaría en su misma situación actual.

### 6.4.1. MANTENER LA PLANTA DE PRODUCCIÓN

Como ya hemos comentado en la introducción, la central térmica de fuel-oíl, con las nuevas tecnologías de producción nunca podrá volver a ser rentable en el mercado de energía.

Esto se debe a que al ofertar sus precios de producción en el mercado eléctrico, nunca casará su oferta con la demanda, ya que hay precios más competitivos provenientes de las energías renovables.

Por ejemplo en el caso de las centrales eólicas, la materia prima, es decir el aire, no supone ningún coste para la empresa ya que su obtención es gratuita. El único inconveniente que presentan las energías renovables es que no son gestionables, es decir, dependen de los factores climatológicos, los cuales no son controlables.

Hay que tener en cuenta, que este tipo de centrales que utilizan combustibles fósiles siguen sin ser rentables a pesar de la bajada experimentada por el petróleo, el cual se encuentra en precios históricos.

De acuerdo a lo comentado anteriormente, podemos concluir que la posibilidad de mantener esta central de producción térmica no es rentable para la empresa, ya que supone unos gastos fijos de mantenimiento, y no se ve correspondida con ningún tipo de ingreso ya que la central se encuentra parada durante todo el año.

---

En conclusión, la opción de mantener la central no es aconsejable para la empresa, ya que este tipo de plantas no tienen opción de futuro en el mercado eléctrico.

#### **6.4.2. VENTA DE LA PLANTA DE RÉGIMEN ORDINARIO**

En este apartado se va a considerar la posibilidad de la venta de la planta de régimen ordinario en todo su conjunto, incluyendo tanto los terrenos y construcciones, como los motores y sus elementos auxiliares.

De acuerdo con lo explicado anteriormente, este tipo de plantas térmicas de fuel-oíl no son rentables para vender energía al mercado, por lo que obviamente esta planta no se podrá vender a otra empresa del mismo sector ya que tampoco le resultará competitiva. De hecho, todas las empresas competidoras están cerrando sus plantas térmicas y de ciclos combinados.

Un ejemplo muy cercano es el que se ha producido en Iberdrola con sus centrales de ciclo combinado de Castellón, la cual utiliza como combustible gas natural. Recordemos que las plantas de Castellón comenzaron a funcionar en un inicio con fuel-oíl, y posteriormente para que éstas fueran económicamente más eficientes se las convirtió en ciclo combinado de gas. A pesar de este cambio, las centrales de ciclo combinado no son competitivas, por ello Iberdrola como se verá a continuación solicitó el cierre del grupo 3 de sus plantas de ciclo combinado.

El gobierno autorizó el 15 de Abril de 2015 a Iberdrola para que ésta cerrara su grupo 3 de la central de ciclo combinado en Castellón de la Plana.

Para el cierre de la planta, según está resuelto en el Boletín Oficial del Estado es necesario que antes de que el Gobierno autorice el cierre, el operador del sistema, Red Eléctrica, y posteriormente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia den su aprobación a dicho cierre.

Este cierre se tendrá que llevar a cabo en los siguientes tres meses a su aprobación y de esta forma una vez transcurridos los tres meses Iberdrola perderá el derecho de los pagos por capacidad y el ciclo combinado quedará indisponible. Además tendrán que dismantelar el grupo en los próximos cuatro años.

Esta autorización fue concedida por el Ejecutivo tras haber rechazó con anterioridad varias solicitudes de cierre, ya que se consideraba que para garantizar la seguridad era necesaria esa potencia.

Las eléctricas fundamentan sus solicitudes de cierre debido al escaso uso que se le daba a estas centrales como consecuencia de la crisis económica y al desarrollo de las nuevas tecnologías renovables.

---

Otro ejemplo cercano, es el que existe en Teruel con las dudas del cierre de la central térmica de Andorra (Teruel), la cual utiliza como combustible el carbón nacional.

Dichas dudas se han acentuado cuando Endesa publicó en el año 2014 sus planes de inversión para todo el grupo del periodo 2014-2016 y no incluían ninguna partida de inversión para dicha central.

Está claro que las centrales que funcionan hoy en día con combustibles fósiles como son el carbón, el petróleo, o el gas natural, no son competitivas después de la entrada en el mercado de las energías renovables.

De acuerdo con todo lo descrito anteriormente, no se puede proceder a calcular cual sería el precio de venta de la central al no haber mercado dentro del mismo sector, ya que como hemos comentado todas las empresas están pensando en la idea de deshacerse de este tipo de centrales, ya que no son competitivas.

### **6.4.3. VENTA POR SEPARADO DE LOS MOTORES Y EDIFICIO**

En esta alternativa, se plantea la posibilidad de vender los motores de producción y todos sus componentes auxiliares separadamente del terreno y de la construcción.

Por otra parte, también analizaremos si el terreno y el edificio se lo queda la empresa o busca otros compradores para los mismos.

En primer lugar empezaremos con la opción de la venta de los motores, y analizaremos el mercado potencial existente de compradores.

Estos motores se pueden utilizar como motores de emergencia cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando se producen cortes frecuentes en el suministro eléctrico. De este modo, la legislación de algunos países puede obligar a instalar un grupo electrógeno en lugares en los que haya grandes densidades de personas, como centros comerciales, hospitales, cárceles, edificios administrativos, etc.

La finalidad de la instalación de estos grupos obedece principalmente a la necesidad de la provisión de energía eléctrica en los casos circunstanciales de interrupción del servicio de las redes.

Por lo que éste podríamos considerarlo como uno de los mercados potenciales donde estos motores podrían tener una utilidad, sin una búsqueda de rentabilidad de los mismos, simplemente serían utilizados en casos de emergencia y no para producir energía de forma continuada en dichos establecimientos.

Los principales mercados a considerar serían los de los países emergentes y subdesarrollados. En primer lugar explicaremos la diferencia entre dichos conceptos ya que

---

suelen ser comúnmente mal utilizados, debido a que se utilizan erróneamente como iguales, cuando realmente existen claras diferencias.

Los países emergentes son aquellos que están en proceso de desarrollo y con expectativas de futuro con una incipiente industria y economía, mientras que los subdesarrollados suelen ser países con una economía estancada o en declive, además de una deficiencia de servicios.

En el aspecto social, los países emergentes se caracterizan por tener un estado de derecho, seguridad jurídica lucha contra la corrupción, burocracia y una economía liberalizada, y en los países subdesarrollados carecen de todo ello.

Las posibles utilidades de estos motores en los países emergentes, pueden ser tanto para el suministro a industrias como para los abonados domésticos, ya que estos países al estar experimentando anualmente crecimientos económicos muy altos, para poder hacer frente a la gran demanda energética, necesitan estar invirtiendo continuamente en plantas de generación eléctrica, y además, están continuamente industrializando zonas que carecían de servicios energéticos.

Por lo que respecta a los países subdesarrollados, presentan un déficit enorme para llevar a cabo el suministro eléctrico a toda la población, así como todos los servicios básicos que cualquier otro país tenga desarrollados, tales como hospitales, colegios, fábricas, etc., teniendo una mala calidad de servicio, con frecuentes cortes de luz, incluso habiendo zonas que no disponen de suministro eléctrico.

Tanto en los países emergentes como subdesarrollados, las empresas tienen una capacidad económica limitada, por lo que utilizan en abundancia el mercado de segunda mano para proveerse de sus necesidades. Por este motivo, afrontar una inversión de este calibre en el mercado de primera mano sería para la mayoría de ellas ruinoso y prácticamente imposible.

En resumen, estos motores tienen un mercado potencial en estos países, ya que sirven tanto para garantizar el suministro eléctrico a la población como a la industria.

Una vez analizado el mercado de los motores y sus componentes auxiliares, vamos a analizar qué posibilidades existirían con el terreno y la construcción.

Analizando la zona de Morella, donde se encuentra la central térmica, vemos que existe un polígono industrial justo al lado de la central, y a su vez observamos que dentro del polígono industrial de esta población solo hay una cooperativa que se dedica a la fabricación de piensos, quedando el resto de naves ocupadas por empresas intermediarias de venta de diferentes productos. Por lo que vemos que no es una zona netamente industrial.

Otro aspecto a resaltar de la zona, es que está en el interior de la provincia, por lo que existe una carencia en cuanto a comunicaciones por carretera.

Visto esto, deducimos que no existiría mercado para su venta, ya que esta zona no está industrializada y de hecho, en el polígono industrial existen naves en venta que llevan varios años sin estar ocupadas por empresas debido a la falta de ofertas. Además el precio del terreno con la construcción, sería mucho más elevado que cualquier nave de este polígono.

---

La opción de que se lo quede la propia empresa Electra Energía no les reporta ningún beneficio ya que no necesita almacén de materiales para la actividad de construcción y mantenimiento de líneas porque lo tiene la distribuidora Maestrazgo Distribución Eléctrica, a la cual le presta dichos servicios. En el caso de que fueran clientes externos al grupo, la empresa trabaja contra pedidos por lo que tampoco necesita almacén, ya que éstos son trasladados directamente a la obra. En cuanto a la actividad de comercialización no se precisa de ningún tipo de almacén.

Investigando el grupo de Electra del Maestrazgo, nos hemos percatado de que la empresa distribuidora Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L. dispone de tres almacenes de material dispersos por la zona de Morella, por lo que podría ser una opción para ella, juntar en un único almacén todos sus materiales, y crear además un centro logístico para la misma. Por otro lado, el terreno serviría como espacio para depositar por ejemplo los postes que se dedican para hacer las líneas eléctricas.

De acuerdo a todo lo dicho anteriormente, la única opción viable para la empresa es que se realice una operación vinculada entre empresas del grupo en la que el terreno y la construcción pasen a manos Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L.

---

## 7. ELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

En este apartado se pretende decidir cuál es para la empresa la mejor de las posibilidades planteadas para su central de régimen ordinario en base a todas las razones dadas y argumentadas en sus correspondientes apartados.

Las razones por las que hemos desechado la opción de que la empresa continúe con la propiedad de la central térmica son que este tipo de centrales están teniendo un uso decreciente en el mercado eléctrico debido a que sus costes para la producción de energía son muy superiores a los de otro tipo de producción. Otro aspecto a destacar, es que la empresa está incurriendo además en unos costes fijos para su mantenimiento, por lo que está perdiendo beneficio a costa de esta central.

En cuanto a la opción de vender toda la central de régimen ordinario podemos decir que sus probabilidades son casi inexistentes, por no decir nulas. Como vimos en su correspondiente apartado, grandes empresas del tamaño de Iberdrola o Endesa se encuentran en una situación similar a la que se encuentra Electra Energía con su central, habiendo precedido al cierre de su central en el caso de Iberdrola. Por lo que podemos observar, si ni a Electra Energía ni a las grandes empresas les está conviniendo seguir manteniendo activa dicha central, es obvio que a todas las empresas del sector tampoco les va a interesar adquirir la misma.

De acuerdo con lo todo lo expuesto con anterioridad sobre cada una de las posibilidades, podemos concluir que la mejor opción para la empresa en cuanto a la planta de producción térmica se refiere es la posibilidad de la venta independiente de los motores y su material respecto al terreno y a la construcción.

La elección de esta alternativa se debe a que es la única posibilidad real en la que la empresa puede obtener un cierto beneficio, ya que los motores son piezas cotizadas en los países emergentes y subdesarrollados debido a un precio muy inferior al de mercado, por lo que existirían claras posibilidades de conseguir su venta.

Por otra parte, la empresa podría llevar a cabo una operación vinculada entre empresas del grupo, vendiendo el terreno y la construcción a valor de mercado a Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L. Esta opción la consideramos viable dado que esta última empresa dispone de diversos almacenes dispersos por la misma zona, por lo que unificar todos ellos en uno solo les permitiría poder contar con un único centro en el que concentrar todos sus elementos.

## 7.1. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez escogida la opción de la venta de los motores a países subdesarrollados o emergentes, y la venta del edificio y los terrenos a la empresa del grupo Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L., hemos de proceder a cuantificar cada una de las ventas de la forma más exacta posible.

En primer lugar trataremos la venta de los motores, para los cuales hemos planteado tres escenarios posibles en los que podría incurrir la empresa:

- 1. Vender los motores por encima de su valor neto contable:** En el caso de que la empresa consiguiese vender los motores por encima del su valor neto contable, la empresa obtendría un beneficio por la diferencia entre el valor neto contable y su precio de venta, por lo que esta sería su opción más favorable.
- 2. Vender los motores por debajo de su valor neto contable:** En este caso, la empresa se tendría que contabilizar una pérdida por la diferencia entre su valor neto contable y su precio de venta.
- 3. Vender los motores al mismo precio que su valor neto contable:** En esta opción, la empresa ni obtendría ningún tipo de beneficio ni incurriría en ninguna pérdida.

Para el análisis de estos tres escenarios, el primer aspecto a tener en cuenta para poder ver en qué escenario se situaría la empresa según el precio de venta, es el conocer cuál es el valor neto contable de los motores así como de todos los elementos necesarios para su funcionamiento.

De acuerdo con la tabla 36, el valor Neto Contable de los motores y los elementos auxiliares es a día de hoy de 1.573.150,14 euros. El hecho de que se haya adjuntado esta tabla de Excel se debe a que la empresa no tiene descompuesto en las Cuentas Anuales la partida Instalaciones Técnicas y otros Inmovilizados, dentro de la cual se encuentran los motores, por lo que hemos recurrido a un Excel en el que tienen calculado este valor de forma independiente.

El Valor Neto Contable obtenido en la tabla se ha llevado a cabo de la siguiente manera:

$$\text{V.N.C. actual} = 4.544.942,57\text{€} + 156.350,71\text{€} + 738.172,10\text{€} - 3.193.254,26\text{€} - 135.967,40\text{€} - 537.093,58\text{€} = \mathbf{1.573.150,14}$$

**Tabla 36:** Valor Neto Contable Motores

| VALOR NETO CONTABLE MOTORES (€) |                  |                            |                        |                           |                              |                     |
|---------------------------------|------------------|----------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------|
| Precio adquis.                  | Aumento valor 96 | In. Neto Valor Ley 16/2012 | Amort.Acum. a 31/12/15 | A.Acum.15 increm.valor 96 | A.Acum.15 increm.valor 16/12 | V.N.C. actual       |
| 4.544.942,57                    | 156.350,71       | 738.172,10                 | 3.193.254,26           | 135.967,40                | 537.093,58                   | <b>1.573.150,14</b> |

**Fuente:** Datos obtenidos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

El siguiente paso sería el de intentar conocer cuál sería el precio aproximado del motor en el mercado. Para ello hemos procedido a buscar motores con las mismas características que el mismo que estuvieran en venta en el mercado, sin embargo todos los motores encontrados, o bien no reunían características similares con el de la empresa o en caso de tener alguna característica similar no se especificaba su precio.

De acuerdo con los datos obtenidos y ante la imposibilidad de encontrar datos certeros del precio de venta de los motores, podemos decir que la empresa debería tratar de vender sus motores por un precio superior al de su valor neto contable, ya que este sería el escenario dónde la empresa resultaría más beneficiada.

En caso de incurrir en el segundo escenario, éste sería el menos beneficioso para la empresa ya que ésta incurriría en una pérdida respecto a sus motores.

Por último, en el tercer escenario la empresa no tendría que soportar ningún tipo de pérdida ni tampoco obtener beneficio, por lo que también sería una buena opción para la empresa dado que se desharía de unos activos en desuso y los cuales se irían depreciando año tras año sin ser utilizados.

En el caso de los terrenos y el edificio, se trata de una operación vinculada entre empresas del grupo.

En el caso de Electra Energía S.A.U. y Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L., como ya vimos en el apartado donde se explicaba la empresa, forman parte del mismo grupo de sociedades donde Electra del Maestrazgo, S.A. es la sociedad dominante y en el caso de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. la dependiente.

La valoración de los bienes objeto de transmisión en una operación vinculada entre empresas del grupo se llevará a cabo según el valor de mercado, entendiéndose valor de mercado aquel que se habría acordado por personas o entidades independientes en condiciones de libre competencia.

De acuerdo con todo lo expuesto anteriormente, un primer punto de partida sería conocer cuál es el valor neto contable de la obra civil y los terrenos. De esta forma, sería una forma certera de saber cuál es el valor de dichos activos de acuerdo con sus amortizaciones y sus precios de adquisición. En este apartado hay que resaltar que el valor de los terrenos se encuentra registrado en el balance, dentro del epígrafe de terrenos, pero el de la obra civil, se encuentra dentro de instalaciones técnicas y otro inmovilizado material, y no en el de construcciones como parecería a priori. Este apunte cabe recalcarlo dado que posteriormente se llevará a cabo un análisis del balance en el que será decisivo el conocimiento de este hecho.

Una vez explicado esto, si atendemos a la tabla 37, podemos observar el **Valor Neto Contable de los Terrenos**, el cual asciende a **42.795,76 €**. El hecho de que haya adjuntado esta tabla de la Cuentas Anuales de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U., es para demostrar la veracidad de los importes de los elementos que se detallan en estos apartados.

**Tabla 37:** Valor Neto Contable Terrenos

| AÑO ADQUIS.   | ELEMENTO                                       | precio adquis.    | Incremento de Valor | Valor bruto actualizado | Valor Total       |
|---------------|--|-------------------|---------------------|-------------------------|-------------------|
| 2000          | Constitución sociedad - terreno central fuel   | 42.795,76         | 0,00                | 0,00                    | 42.795,76         |
| 2013          | Valor suelo inmueble en C/Huerto de Mas, 3, 2º | 99.501,12         | 0,00                | 0,00                    | 99.501,12         |
| <b>TOTAL:</b> |  | <b>142.296,88</b> | <b>0,00</b>         | <b>0,00</b>             | <b>142.296,88</b> |

**Fuente:** Datos obtenidos de la Cuentas Anuales ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Por otra parte, hemos de obtener el Valor Neto Contable de la obra civil, la cual se encuentra valorada dentro del epígrafe de Instalaciones Técnicas y otro inmovilizado material. Para obtener este valor hemos vuelto a recurrir a un Excel calculado por la empresa en el cual se recoge el V.N.C de la central Térmica, descontados los terrenos (Coste de adquirir central Térmica = Terrenos + Motores + Obra Civil). De acuerdo con esto, el Valor Neto Contable recogido en esta tabla es el conformado por los Motores + Obra Civil, y si anteriormente hemos visto que el V.N.C. de los motores era 1.573.150,14 €, la resta entre este valor y el de los motores, nos proporcionará el V.N.C. de la Obra Civil.

De acuerdo con esto, el **V.N.C de la Obra Civil** = 1.915.626,06€ - 1.573.150,14€ = **342.475,92€**

**Tabla 38:** Valor Neto Contable Central Térmica descontados los terrenos (Euros)

| Valor Activo a 31/12/15 | % am. 2.015 | Amortiz. ejercicio 15 | Amort.Acum. a 31/12/15 | Am. Año/15 s/ inc. Valor 96 | A.Acum.15 increm.valor 96 | Am. Año/15 s/ inc. Valor 16/12 | A.Acum.15 increm.valor 16/12 | V.N.C. actual       |
|-------------------------|-------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------------|
| 1.857.859,62            | 3,5         | 52.124,58             | 1.381.298,82           | 4.985,61                    | 118.146,55                | 47.019,96                      | 141.059,88                   | 217.354,37          |
| 1.025.266,91            | 3,5         | 30.104,47             | 797.767,07             | 1.561,24                    | 36.997,46                 | 24.527,49                      | 73.582,47                    | 116.919,91          |
| 7.972,81                | 3,5         | 240,69                | 4.051,62               | 0,00                        | 0,00                      | 74,35                          | 223,05                       | 3.698,14            |
| 2.788.172,52            | 3,5         | 83.654,46             | 1.310.584,56           | 0,00                        | 0,00                      | 25.026,76                      | 75.080,28                    | 1.402.507,68        |
| 21.928,24               | 3,5         | 672,71                | 9.305,82               | 0,00                        | 0,00                      | 152,66                         | 457,98                       | 12.164,44           |
| 205.799,86              | 3,5         | 7.052,08              | 42.312,48              | 0,00                        | 0,00                      | 168,62                         | 505,86                       | 162.981,52          |
| <b>5.906.999,96</b>     |             | <b>173.848,99</b>     | <b>3.545.320,37</b>    | <b>6.546,85</b>             | <b>155.144,01</b>         | <b>96.969,84</b>               | <b>290.909,52</b>            | <b>1.915.626,06</b> |

**Fuente:** Datos obtenidos ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

A partir de esta información se podrán plantear de nuevo los mismos tres escenarios que para la venta de los terrenos y la obra civil:

- 1. Vender los terrenos y la construcción por encima de su valor neto contable:** La empresa obtendría un beneficio por la diferencia entre el valor de mercado fijado para los activos y su valor neto contable.
- 2. Vender los terrenos y la construcción por debajo de su valor neto contable:** La empresa debería incurrir en una pérdida por la diferencia entre el valor de mercado fijado para los activos y su valor neto contable
- 3. Vender los terrenos y la construcción al mismo precio que su valor neto contable:** La empresa vendería los activos por la misma cifra que su valor neto contable, por lo que ésta no obtendría beneficio pero tampoco incurriría en ninguna pérdida.

Un aspecto a tener en cuenta a diferencia de en el caso de los motores es que en las operaciones vinculadas entre empresas del grupo se ha de determinar el valor de mercado del activo, el cual será su precio de venta. A partir de este valor de mercado, se sabrá en cuál de los escenarios planteados anteriormente estará situada la empresa.

La opción más idónea para llevar a cabo una valoración de mercado es la de contratar un tasador que se encargue de valorar el activo, el cual se rige por una serie de características para fijar la tasación tales como estado del edificio, ubicación, superficie, iluminación y distribución entre otras.

Una vez obtenida la tasación de los terrenos y la construcción, la empresa deberá vender los activos, en función de la valoración obtenida con anterioridad, a Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L.

Debido a la falta de datos para cuantificar tanto la venta de los motores como la del inmueble y poder ver así cual sería el montante de la venta, vamos a proceder a relacionar cual sería el impacto de estas operaciones en el análisis económico-financiero elaborado con anterioridad.

Para ello, en primer lugar, estudiaremos cuál es el gasto anual que le supone a la empresa tener esta central térmica parada. De esta forma, conseguiremos conocer cuáles son los costes fijos de la planta de régimen ordinario, y a partir de ahí, al ser vendida la planta de producción, estos costes dejarán de tener efecto sobre los resultados de la empresa.

Por ello en primer lugar resulta fundamental detallar cuáles son los costes fijos anuales de la planta de régimen ordinario:

**Tabla 39:** Costes fijos anuales de la Central térmica

| <b>COSTES FIJOS</b>                   | <b>(€)</b>        |
|---------------------------------------|-------------------|
| Amortización motores y Obra Civil     | 277.365,68        |
| Gastos personal                       | 2000              |
| Combustibles (fuel, gasoil y aceite)  | 17.576,19         |
| Primas de Seguros Central             | 23.995,91         |
| Tributos locales                      | 11.549,61         |
| Otros Tributos                        | 459,05            |
| Imp. Sobre actividades económicas     | 5.928,13          |
| Inspección Instalaciones REE          | 1.579,12          |
| Comisión Representación Mercado Libre | 260,94            |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>340.714,51</b> |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Conviene estudiar entonces, como se vería afectada la situación económico-financiera de la empresa mediante la venta de la central térmica, y por consiguiente la eliminación de estos costes fijos citados con anterioridad.

En primer lugar, está claro que todos estos costes fijos tienen una repercusión en el resultado anual de la empresa ya que todos y cada uno de ellos forma parte del Resultado de Explotación, dentro de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias. De acuerdo con esto el principal cambio significativo en la situación de la empresa se podrá observar en su resultado del ejercicio.

Hemos creído conveniente llevar a cabo la elaboración de una nueva Cuenta de Pérdidas y Ganancias donde se pueda apreciar claramente cuál sería la variación experimentada por el resultado del ejercicio como consecuencia de la venta de la central. Para ello, hemos utilizado los datos de la cuenta de PyG de 2015 y le hemos eliminado todos los costes fijos de la central que desgranamos anteriormente. De esta forma, se alcanzaría un hipotético resultado de la empresa si en el año 2015 se hubiera formalizado la venta de la Central Térmica de Régimen Ordinario (suponiendo los datos del ejercicio 2015).

Para la elaboración de la tabla hemos modificado las siguientes partidas (siguiendo el orden de los epígrafes de la CPyG):

- Epígrafe **4.Aprovisionamientos**. En este epígrafe se le ha restado al importe de aprovisionamientos de 2015, el gasto por la compra de otros aprovisionamientos (17.576,19), los cuales eran fuel, gasoil y aceite, utilizados en su totalidad para la Central de Régimen Ordinario. Como podemos observar, estos gastos no suponen mucho gasto para la empresa en comparación con el coste total de aprovisionamientos.

- 
- Epígrafe **6.Gastos de Personal**. En este apartado, se ha descontado de los gastos de personal del año 2015, una estimación del gasto de personal que le supone a la empresa dicha central. La estimación llevada a cabo por la empresa se ha basado en un cálculo a partir del cual se han tenido en cuenta las horas de los trabajadores perdidas en la planta, así como el coste de los desplazamientos. Podemos observar que estos gastos de personal son insignificantes si lo comparamos con el total del montante, esto se debe a que los trabajadores se desplazan aproximadamente unos dos días al mes para la supervisión de la central, lo cual no supone muchos días en cómputo global.
  - Epígrafe **7.Otros Gastos de Explotación**. En este epígrafe, se ha descontado del total de otros gastos de explotación, el gasto anual por la prima de seguros que supone mantener la central (servicios exteriores), Inspección de las Instalaciones realizadas por Red Eléctrica Española (servicios exteriores), tributos locales (tributos), otros tributos (tributos), imp. Sobre actividades económicas (tributos) y la Comisión de representación en el Mercado Libre (Otros gastos de Gestión). Como podemos observar, el montante de Otros Gastos de Explotación asciende a 43.772,76€, el cual tampoco es muy relevante si lo comparamos con la cantidad existente en este año.
  - Epígrafe **8.Amortización** del inmovilizado. En este apartado, se ha descontado del total de amortizaciones, el gasto por la amortización correspondiente a la central térmica, incluyendo motores e inmueble. Como podemos observar, las amortizaciones han supuesto la principal variación en el resultado de explotación. Este hecho era evidente si tenemos en cuenta que se trata de una Central Térmica de grandes dimensiones, por lo que la mayor parte del gasto por amortizaciones provenía de este activo. La amortización de la Central Térmica, la cual se compone de los terrenos, obra civil y motores, se ha calculado a partir de las amortizaciones existentes en la tabla 38, en la cual se ha procedido a sumar las amortizaciones de 2015 ( $173.848,99€ + 6.546,85 + 96.969,84 = 277.365,68€$ ). Hemos de recordar que esta tabla mostraba el V.N.C. de la Central Térmica descontado el valor de los terrenos, este hecho de que los terrenos no estén incluidos en esta tabla no tiene relevancia ya que éstos no se amortizan.

De acuerdo con todo lo mencionado, hemos procedido a elaborar una Cuenta de Pérdidas y Ganancias donde se puede apreciar la CPyG de 2015 y la CPyG de 2015 si se hubiera llevado a cabo la venta de la central, aunque sin considerar en ésta última los posibles efectos derivados de los resultados (positivos o negativos) por la enajenación de la misma.

**Tabla 40:** Comparativa de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias con venta y sin venta

| CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS (€)   |                    |                    |
|--|--------------------|--------------------|
| (DEBE)/HABER   | 2015 (CON VENTA)   | 2015 (SIN VENTA)   |
| <b>A) OPERACIONES CONTINUADAS</b>  |                    |                    |
| <b>1. importe neto de la cifra de negocios</b>   | 11.968.770,49      | 11.968.770,49      |
| a) Ventas  |                    |                    |
| b) Prestaciones de servicios   |                    |                    |
| c) Ingresos de carácter financiero de sociedades holding                                     |                    |                    |
| <b>2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación</b>         | -                  | -                  |
| <b>3. Trabajos realizados por la empresa para su activo</b>                                  | -                  | -                  |
| <b>4. Aprovisionamientos</b>   | - 10.262.389,71    | - 10.279.965,90    |
| a) Consumo de mercaderías  |                    |                    |
| b) Consumo de materias primas y otras materias consumibles                                   |                    |                    |
| c) Trabajos realizados por otras empresas  |                    |                    |
| d) Deterioro de mercaderías, materias primas y otros aprovisionamientos                      |                    |                    |
| <b>5. Otros ingresos de explotación</b>  | -                  | -                  |
| Ingresos accesorios y otros de gestión corriente   |                    |                    |
| Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio                          |                    |                    |
| <b>6. Gastos de personal</b>   | - 552.877,38       | - 558.877,38       |
| a) Sueldos, salarios y asimilados  |                    |                    |
| b) Cargas sociales   |                    |                    |
| c) Provisiones   |                    |                    |
| <b>7. Otros gastos de explotación</b>  | - 556.759,14       | - 600.531,90       |
| a) Servicios exteriores  |                    |                    |
| b) Tributos  |                    |                    |
| c) Pérdidas, deterioro y variación de provisiones por operaciones comerciales                |                    |                    |
| d) Otros gastos de gestión corriente   |                    |                    |
| e) Gastos por emisión de gases de efecto invernadero   |                    |                    |
| <b>8. Amortización del inmovilizado</b>  | - 38.499,60        | - 315.865,28       |
| <b>9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras</b>                   | 7.717,39           | 7.717,39           |
| <b>10. Excesos de provisiones</b>  | -                  | -                  |
| <b>11. Deterioro y resultado por enajenación del inmovilizado</b>                            | -                  | -                  |
| a) Deterioro y pérdidas  |                    |                    |
| b) Resultados por enajenaciones y otras  |                    |                    |
| c) Deterioro y resultados por enajenaciones del inmovilizado de las sociedades holding       |                    |                    |
| <b>12. Diferencia negativa de combinaciones de negocio</b>                                   | -                  | -                  |
| <b>13. Otros resultados</b>  | - 2.798,01         | - 2.798,01         |
| <b>A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (1+2+3+4+5+6+7+8+9+10+11+12+13)</b>                         | <b>563.164,04</b>  | <b>218.449,41</b>  |
| <b>14. Ingresos financieros</b>  | 224,07             | 224,07             |
| a) De participaciones en instrumentos de patrimonio  |                    |                    |
| a 1) En empresas de grupo y asociadas  |                    |                    |
| a 2) En terceros   |                    |                    |
| b) De valores negociables y otros instrumentos financieros                                   |                    |                    |
| b 1) De empresas del grupo y asociadas   |                    |                    |
| b 2) De terceros   |                    |                    |
| c) Imputación de subvenciones, donaciones y legados de carácter financiero                   |                    |                    |
| <b>15. Gastos financieros</b>  | - 28.198,85        | - 28.198,85        |
| a) Por deudas con empresas del grupo y asociadas   |                    |                    |
| b) Por deudas con terceros   |                    |                    |
| c) Por actualización de provisiones  |                    |                    |
| <b>16. Variación de valor razonable en instrumentos financieros</b>                          | 8.755,20           | 8.755,20           |
| a) Cartera de negociación y otros  |                    |                    |
| b) Imputación al resultado del ejercicio por activos financieros disponibles para la venta   |                    |                    |
| <b>17. Diferencias de cambio</b>   | -                  | -                  |
| <b>18. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros</b>               | -                  | -                  |
| a) Deterioros y pérdidas   |                    |                    |
| b) Resultados por enajenaciones y otras  |                    |                    |
| <b>19. Otros ingresos y gastos de carácter financiero</b>                                    | -                  | -                  |
| a) Incorporación al activo de gastos financieros   |                    |                    |
| b) Ingresos financieros derivados de convenios de acreedores                                 |                    |                    |
| c) Resto de ingresos y gastos  |                    |                    |
| <b>A.2) RESULTADO FINANCIERO (14+15+16+17+18+19)</b>   | <b>- 19.219,58</b> | <b>- 19.219,58</b> |
| <b>A.3) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (A.1 + A.2)</b>   | <b>543.944,46</b>  | <b>199.229,83</b>  |
| <b>20. Impuestos sobre beneficios</b>  | - 52.157,92        | - 52.157,92        |
| <b>A.4) RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS (A.3+20)</b>           | <b>-</b>           | <b>-</b>           |
| <b>B) OPERACIONES INTERRUMPIDAS</b>  | <b>-</b>           | <b>-</b>           |
| <b>21. Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos</b> | <b>-</b>           | <b>-</b>           |
| <b>A.5) RESULTADO DEL EJERCICIO (A.4 + 21)</b>   | <b>491.786,54</b>  | <b>147.071,91</b>  |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA

**Tabla 41:** Comparativa de los principales Indicadores Financieros de la Cuenta de PyG

|                            | 2015 (con venta) (€) |        | 2015 (sin venta) (€) |        |
|----------------------------|----------------------|--------|----------------------|--------|
| <b>ventas</b>              | 11.968.770,49        | 100%   | 11.968.770,49        | 100%   |
| <b>margen bruto</b>        | 1.706.380,78         | 14,26% | 1.688.804,59         | 14,11% |
| <b>VAB</b>                 | 1.154.541,02         | 9,65%  | 1.093.192,07         | 9,13%  |
| <b>EBITDA</b>              | 601.663,64           | 5,03%  | 534.314,69           | 4,46%  |
| <b>BAII</b>                | 563.164,04           | 4,71%  | 218.449,41           | 1,83%  |
| <b>BAI</b>                 | 543.944,46           | 4,54%  | 199.229,83           | 1,66%  |
| <b>resultado ejercicio</b> | 491.786,54           | 4,11%  | 147.071,91           | 1,23%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 42:** Comparativa de la expansión de los principales indicadores Financieros de la CPyG

|                               | 2015 (con venta) |
|-------------------------------|------------------|
| <b>expansión ventas</b>       | 1,00             |
| <b>expansión margen bruto</b> | 1,01             |
| <b>expansión VAB</b>          | 1,06             |
| <b>expansión EBITDA</b>       | 1,13             |
| <b>expansión BAII</b>         | 2,58             |
| <b>expansión BAI</b>          | 2,73             |
| <b>expansión resultado</b>    | 3,34             |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 43:** Comparativa resumen de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias

|                                  | 2015 (con venta) (€) |               | 2015 (sin venta) (€) |               |
|----------------------------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|
| <b>ventas</b>                    | <b>11.968.770,49</b> | <b>100%</b>   | <b>11.968.770,49</b> | <b>100%</b>   |
| (-) costes de ventas             | - 10.262.389,71      | -85,74%       | - 10.279.965,90      | -85,89%       |
| <b>margen bruto</b>              | <b>1.706.380,78</b>  | <b>14,26%</b> | <b>1.688.804,59</b>  | <b>14,11%</b> |
| (-) gastos fijos                 | - 591.376,98         | -4,94%        | -874742,66           | 7,31%         |
| (+/-) otros ingresos y gastos    | - 551.839,76         | -4,61%        | -595612,52           | -4,98%        |
| <b>BAII</b>                      | <b>563.164,04</b>    | <b>4,71%</b>  | <b>218449,41</b>     | <b>1,83%</b>  |
| (+) ingresos financieros         | 224,07               | 0,00%         | 224,07               | 0,00%         |
| (-) gastos financieros           | - 28.198,85          | -0,24%        | - 28.198,85          | -0,24%        |
| (+/-) otros ingresos financieros | 8.755,20             | 0,07%         | 8.755,20             | 0,07%         |
| <b>BAI</b>                       | <b>543.944,46</b>    | <b>4,54%</b>  | <b>199.229,83</b>    | <b>1,66%</b>  |
| (-) impuesto sobre beneficio     | - 52.157,92          | -0,44%        | - 52.157,92          | -0,44%        |
| <b>resultado del ejercicio</b>   | <b>491.786,54</b>    | <b>4,11%</b>  | <b>147.071,91</b>    | <b>1,23%</b>  |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

---

Una vez obtenido el resultado del ejercicio tras las modificaciones descritas anteriormente, pasaremos a analizar cómo afectaría este hipotético resultado a la empresa.

Como podemos observar en la tabla 41, las variaciones producidas a lo largo de la cuenta de pérdidas y ganancias hasta el EBITDA (Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization), son muy poco significativas.

Estas escasas variaciones se pueden apreciar con mayor claridad en la tabla 42, en la cual podemos ver que la expansión del margen bruto (1,01) es muy reducida ya que las únicas variaciones experimentadas por este indicador son únicamente la menor compra de aprovisionamientos. Si seguimos hacia delante podemos ver que las variaciones producidas en el VAB y en el EBITDA son ya bastante más significativas (1,06 – 1,13) debido a que se restaron los gastos de explotación para obtener el VAB y posteriormente los gastos de personal para obtener el EBITDA. Podemos ver además como el EBITDA pasaría de representar el 4,46% a representar el 5,03%.

Si continuamos con el análisis, podemos ver tanto en la tabla 41 como en la tabla 43, que el BAII es el indicador de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias que nos muestra claramente la principal variación en el resultado de explotación como consecuencia de esta venta. Este hecho se debe como era evidente a las amortizaciones, ya que la empresa soportaba una amortización anual de 277.365,68 en relación con la central térmica. De acuerdo con esto, si nos fijamos en la tabla 39 en la expansión del BAII, podemos apreciar que éste ha aumentado un 2,58%, una expansión muy significativa que mejoraría claramente esta magnitud. El BAII pasaría entonces a representar el 4,54% de las ventas, una muy buena cifra si tenemos en cuenta que la del sector, vista en el análisis de la Cuenta de PyG de la empresa, era de 2,13%.

La siguiente magnitud a analizar sería el BAI, como consecuencia del gran incremento experimentado por el BAII, esta magnitud se ve claramente favorecida a pesar de que el resultado financiero de la empresa es negativo y reduce este incremento.

Por último, el resultado del ejercicio crecería un 3,34% representando el 4,11% de las ventas. De esta forma si volvemos a hacer una comparativa con el sector, su porcentaje respecto a las ventas sería claramente superior al valor del sector, situado en un 2,45%.

En resumen, si se materializa finalmente la venta de la central térmica, la situación de la empresa experimentaría una clara mejoría respecto a la actual. Esto se debe a que su resultado del ejercicio crecería aproximadamente un 3,34% (sin considerar los resultados de la propia enajenación de los activos), situándose incluso por encima del resultado del ejercicio conseguido por las empresas del sector (de similares características).

Por otra parte vamos a analizar también cual sería el impacto de la venta en el Balance de Situación, ya que está claro que la empresa dejaría de soportar unos costes fijos, pero también por otra parte, el activo de la empresa se vería reducido en bastante cuantía.

---

Para llevar a cabo este análisis es de vital importancia conocer el Valor Neto Contable de los motores por una parte y el de los terrenos y la construcción por otra, cuyos valores fueron ya expuestos anteriormente en este mismo punto. Destacamos la importancia de conocer estos valores debido a que éstos restarán en el balance a determinados epígrafes del activo no corriente y del activo corriente:

- **2) Activo no corriente – Inmovilizado Material – Terrenos y Construcciones.** En este apartado se le restará al valor existente, el Valor Neto Contable de los terrenos de la central térmica, el cual es a día de hoy de 42.975,76 euros. Esta cantidad es elevada si la comparamos con el montante de terrenos y construcciones existentes en el balance, ya que estos terrenos representan el 20% del total de esta partida.
  
- **2) Activo no corriente – Inmovilizado Material – Instalaciones técnicas y otro inmovilizado material.** En este apartado, se le restará a la cantidad existente, el Valor Neto Contable de los motores y la Obra Civil a día de hoy, el cual asciende a 1.915.626,06€. Este importe también es elevadísimo si tenemos en cuenta la cantidad existente en el balance (2.136.283,3€).
  
- **2) Activo Corriente – Existencias – Mat. primas y otros aprovisionamientos.** En este apartado se eliminaría el importe existente, ya que como comentamos en el análisis de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, este importe se refiere en su totalidad a las materias primas necesarias para llevar a cabo el funcionamiento de la central (fuel, gasoil y aceite).

**Tabla 44.** Comparativa del balance con venta o sin venta (Euros)

|   | 2015 (con venta)    | 2015 (sin venta)    |
|---|---------------------|---------------------|
| <b>A) ACTIVO NO CORRIENTE</b>   | <b>694.821,50</b>   | <b>2.653.423,32</b> |
| <b>Immovilizado intangible</b>  | -                   | -                   |
| Desarrollo  |                     |                     |
| Concesiones   |                     |                     |
| Patentes  |                     |                     |
| Fondo de comercio   |                     |                     |
| Aplicación informáticas   |                     |                     |
| Investigación   |                     |                     |
| Propiedad intelectual   |                     |                     |
| Derechos de emisión de gases de efecto invernadero                    |                     |                     |
| Otros inmovilizados   |                     |                     |
| <b>2) Inmovilizado material</b>                                       | <b>398.448,32</b>   | <b>2.357.050,14</b> |
| Terreno y construcciones  | 177.791,08          | 220.766,84          |
| Instalaciones técnicas y otros inmovilizado material                  | 220.657,24          | 2.136.283,30        |
| Inmovilizado en curso y anticipos                                     |                     |                     |
| <b>3) Inversiones inmobiliarias</b>                                   | -                   | -                   |
| Terrenos  |                     |                     |
| Construcciones  |                     |                     |
| <b>4) Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo</b> | <b>145.000,00</b>   | <b>145.000,00</b>   |
| Instrumentos de patrimonio  |                     |                     |
| Créditos a empresas   | 145.000,00          | 145.000,00          |
| Valores representativos de deuda                                      |                     |                     |
| Derivados   |                     |                     |
| Otros activos financieros   |                     |                     |
| Otras inversiones   |                     |                     |
| <b>5) Inversiones financieras a largo plazo</b>                       | <b>67.725,72</b>    | <b>67.725,72</b>    |
| Instrumentos de patrimonio  | 1.010,77            | 1.010,77            |
| Créditos a terceros   |                     |                     |
| Valores representativos de deuda                                      |                     |                     |
| Derivados   |                     |                     |
| Otros activos financieros   | 66.714,95           | 66.714,95           |
| Otras inversiones   |                     |                     |
| <b>6) Activos por impuestos diferidos</b>                             | <b>83.647,46</b>    | <b>83.647,46</b>    |
| <b>7) Deudas comerciales no corrientes</b>                            | -                   | -                   |
| <b>B) ACTIVO CORRIENTE</b>  | <b>3.241.462,90</b> | <b>3.282.916,39</b> |
| <b>1) Activos no corrientes mantenidos para la venta</b>              | -                   | -                   |
| <b>2) Existencias</b>   | -                   | <b>41.453,49</b>    |
| Comerciales   |                     |                     |
| Materias primas y otros aprovisionamientos                            | -                   | 41.453,49           |
| Productos en curso  | -                   | -                   |
| De ciclo largo de producción  |                     |                     |
| De ciclo corto de producción  |                     |                     |
| Productos terminados  | -                   | -                   |
| De ciclo largo de producción  |                     |                     |
| De ciclo corto de producción  |                     |                     |
| Subproductos, residuos y materiales recuperados                       |                     |                     |
| Anticipos a proveedores   |                     |                     |
| <b>3) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>               | <b>1.672.869,99</b> | <b>1.672.869,99</b> |
| Cientes por ventas y prestaciones de servicios                        | 1.489.811,37        | 1.489.811,37        |
| a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios a largo plazo      |                     |                     |
| b) Clientes por ventas y prestación de servicio a corto plazo         | 1.489.811,37        | 1.489.811,37        |
| Cientes empresas del grupo y asociadas                                | 152.339,47          | 152.339,47          |
| Deudores varios   | 277,75              | 277,75              |
| Personal  |                     |                     |
| Activos por impuestos corrientes                                      | 30.441,40           | 30.441,40           |
| Otros créditos con las Administraciones Públicas                      |                     |                     |
| Accionistas(socios) por desembolsos exigidos                          |                     |                     |
| <b>4) Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo</b> | -                   | -                   |
| Instrumentos de patrimonio  |                     |                     |
| Créditos a empresas   |                     |                     |
| Derivados   |                     |                     |
| Otros activos financieros   |                     |                     |
| Otras inversiones   |                     |                     |
| <b>5) Inversiones financieras a corto plazo</b>                       | <b>86.646,23</b>    | <b>86.646,23</b>    |
| Instrumentos de patrimonio  |                     |                     |
| Créditos a empresas   |                     |                     |
| Valores representativos de deuda                                      |                     |                     |
| Derivados   |                     |                     |
| Otros activos financieros   | 86.646,23           | 86.646,23           |
| Otras inversiones   |                     |                     |
| <b>6) Periodificaciones a corto plazo</b>                             | <b>10.568,70</b>    | <b>10.568,70</b>    |
| <b>7) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes</b>              | <b>1.471.377,98</b> | <b>1.471.377,98</b> |
| Tesorería   | 1.471.377,98        | 1.471.377,98        |
| Otros activos líquidos equivalentes                                   |                     |                     |
| <b>TOTAL ACTIVO</b>   | <b>3.936.284,40</b> | <b>5.936.339,71</b> |

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 45:** Comparativa de la situación patrimonial

| ACTIVO (€)                 |                  |         |   |                  |         |
|----------------------------|------------------|---------|---|------------------|---------|
|                            | 2015 (con venta) |         |   | 2015 (sin venta) |         |
|                            | Unidad monetaria | %       |   | Unidad monetaria | %       |
| <b>Activo no corriente</b> | 694.821,50       | 17,65%  | ↘ | 2.653.423,32     | 44,70%  |
| <b>Existencias</b>         | -                | 0,000%  | ↘ | 41.453,49        | 0,70%   |
| <b>Realizable</b>          | 1.770.084,92     | 44,97%  | ↘ | 1.770.084,92     | 29,82%  |
| <b>Efectivo</b>            | 1.471.377,98     | 37,38%  | ↘ | 1.471.377,98     | 24,79%  |
| <b>TOTAL</b>               | 3.936.284,40     | 100,00% | ↘ | 5.936.339,71     | 100,00% |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

**Tabla 46:** Comparativa de los ratios de rotación

| ANÁLISIS DE LA ROTACIÓN                |                  |                  |
|--|------------------|------------------|
|  | 2015 (con venta) | 2015 (sin venta) |
| <b>rotación de activo</b>              | 3,04             | 2,02             |
| <b>rotación de activo no corriente</b> | 17,23            | 4,51             |
| <b>rotación de activo corriente</b>    | 3,69             | 3,65             |
| <b>rotación existencias</b>            |                  | 288,73           |
| <b>rotación clientes</b>               | 7,29             | 7,29             |

**Fuente:** Elaboración propia a partir de los datos de ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.

Una vez obtenido el hipotético balance de situación, el cual resultaría en caso de que se produjese la venta de la central térmica de energía, pasaremos a analizar cuáles son los cambios más significativos producidos en él.

Como se puede observar en la tabla 45, la venta de la central térmica de energía, provocaría una elevadísima reducción del activo no corriente. El activo no corriente pasaría de representar un 45% del activo a únicamente un 18%. Si comparamos el porcentaje que representa el activo no corriente respecto del total de activo en la empresa (18%), con el porcentaje que representa en el sector (44,86%), se puede ver claramente que este valor sería muy inferior.

Por otra parte, el activo corriente pasaría a representar el 82,35% del total del activo, un valor muy elevado si tenemos en cuenta el del sector (55%). La evolución experimentada por este componente es también muy notoria, ya que pasa de representar un 56% a un 82,35% como hemos remarcado anteriormente.

Otro aspecto significativo es el de las existencias, más concretamente las materias primas y otros aprovisionamientos, las cuales dejarían de tener representación en el balance. Esto se debe a que la totalidad de éstas iba directa al uso de la Central Térmica.

Como podemos observar, si la empresa consiguiese vender la central, la estructura del activo, al igual que la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, se modificaría de forma destacada.

---

Este hecho nos muestra también que gran parte de las empresas se encuentran integradas verticalmente, ya que de acuerdo con los datos del sector comentados con anterioridad, todas ellas parecen disponer de un activo no corriente bastante elevado. Esto se debe a que probablemente realicen, al igual que ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. en la actualidad, las actividades de comercialización y producción, ya que las actividades de producción requieren de un elevado activo no corriente para realizar su actividad.

Por último hemos querido también analizar como evolucionaría la rotación del activo, ya que de esta forma podemos ver si éste sería más productivo. Si nos fijamos en la tabla 46, podemos observar como la rotación del activo mejoraría claramente, pero si nos fijamos en la rotación del activo no corriente vemos que ésta alcanza unos valores mucho más óptimos. En definitiva, podemos percatarnos de que el activo sería mucho más productivo de lo que lo es actualmente.

Como conclusión, una vez estudiados tanto el balance como la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, podemos decir que la empresa obtendría un resultado del ejercicio mucho más elevado (suponiendo que no se generasen resultados negativos en la enajenación de la planta), situándose por encima de la media del sector analizado por la empresa que nos suministra dicha información.

Por otro lado, el balance cambiaría su composición radicalmente, ya que el activo corriente pasaría a tener mucha más representación del total del activo, mientras que el activo no corriente disminuiría claramente. Este último hecho, provocaría que el activo, en especial el activo no corriente, fuera mucho más productivo de lo que lo es hoy en día.

Podemos concluir pues, que la venta de la central mejoraría la situación de la empresa en relación con su situación económico-financiera.

---

## 8. CONCLUSIONES

Una vez llegados al último capítulo del TFG, me dispongo a exponer todas las conclusiones extraídas a lo largo de la elaboración del mismo, las cuales son acordes con los objetivos mencionados al principio del trabajo.

**Analizar las características del sector eléctrico en España y profundizar en cada una de las distintas actividades que forman parte del suministro eléctrico en España.** Como ya estudiamos en capítulo 2 del presente TFG, *introducción al sector eléctrico en España*, el sector eléctrico en España está compuesto por las **actividades de Transporte, Distribución, Producción y Comercialización** de energía eléctrica. Dentro del sector eléctrico hay **cinco empresas dominantes**, que a excepción del transporte realizado por Red Eléctrica, tienen más del **80% de cuota** del resto de actividades, estas son **Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidroantabrico y Viesgo**. Hay que destacar entre las cinco, a Endesa e Iberdrola, las cuales poseen una elevada cuota de mercado.

**Destacamos la legislación de liberalización promovida por la Comunidad Económica Europea**, que ha hecho evolucionar el sector Eléctrico, partiendo de una situación de hace unos pocos años, donde las empresas distribuidoras realizaban de manera verticalmente integrada todas las actividades de transporte, distribución, producción y comercialización, hasta el momento actual, donde hay **cuatro actividades diferenciadas** y donde cada una de las cuales ha de ser **realizada por sociedades diferenciadas**, las cuales en el caso del transporte y la distribución, al ser actividades reguladas, no pueden realizar ninguna otra actividad que no sea la suya.

En cuanto a la actividad de **transporte de energía eléctrica**, ya que es una actividad esencial, es **desarrollada íntegramente por Red Eléctrica de España, S.A.**, que es al mismo tiempo el Operador del Sistema Eléctrico español. Red Eléctrica de España, fundada en 1985, fue la primera empresa en el mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico y se formó con la adquisición de todos los activos de transporte de las empresas eléctricas.

El transporte realiza una **actividad regulada**, por lo que recibe una retribución anual del estado, basada en los valores unitarios de referencia de inversión, de operación, y de mantenimiento de las instalaciones de transporte.

En cuanto a la **distribución**, la cual es también una actividad esencial, recalcar que en España hay más de 330 distribuidores de electricidad, con **cinco empresas que poseen más del 90% de la distribución en España**.

Que hayan cinco empresas dominantes en esta actividad, a priori no supone ningún problema, ya que **cada zona de distribución es un monopolio natural**, donde los suministros solicitados son atendidos por la empresa distribuidora que económicamente suponga un menor coste para el sistema, generalmente es la que esté más cerca del suministro, por lo que las empresas dominantes no pueden entrar en la zona de distribución de las pequeñas distribuidoras.

---

Donde históricamente sí que ha habido conflicto, y puede seguir habiéndolo, es en los accesos de las pequeñas distribuidoras a la red de las cinco dominantes, aunque con la nueva retribución a la distribución se ha suavizado el problema ya que se hace cargo de una forma u otra el sistema, las grandes pueden negar la conexión a sus redes por razones técnicas que a lo mejor tienen poco fundamento, obligando a las pequeñas a recurrir ante Red Eléctrica, la CNMC, o al propio Ministerio. Esta situación se resolvería si se aprobaran los Procedimientos de Operación Básicos de las Redes de Distribución que elaboró la CNMC junto a todos los sujetos implicados, y que se elevó al Ministerio en el año 2009 para su aprobación.

**La producción de energía eléctrica**, desde el año 2000, con el **Plan de Fomento de las Energías Renovables**, aumentó mucho el número de intervinientes en esta actividad de producción, sobre todo en producción fotovoltaica, pero tanto con el Gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero con Miguel Sebastián como ministro de industria, como con el Gobierno de Mariano Rajoy con José Manuel Soria como ministro de industria, se han elaborado sucesivas normativas que han ido recortando las primas de estas tecnologías, favoreciendo al sector convencional y, además, han servido para frenar el desarrollo de las energías renovables en España tanto en energía fotovoltaica como en eólica.

De todas formas la producción de energía en España, **está dominada prácticamente por Endesa e Iberdrola**, sobre todo con la energía nuclear, por lo que el mercado de energía como ya hemos visto es **susceptible de manipulación**, por lo que se tendrían que tomar medidas ejemplarizantes en este sentido.

Desde que se ha liberalizado la actividad de **comercialización**, y aunque la cuota de mercado de las cinco grandes sigue siendo enorme, han aparecido **nuevas comercializadoras** que hacen mucho más competitiva esta actividad.

El grave **peligro** que hay en esta actividad, es que al ser el mercado de energía al susceptible de manipulación, como ya hemos dicho, puede aumentar mucho el precio de la energía en periodos de tiempo, **hundiendo los márgenes de las comercializadoras**, ya que en esta actividad lo normal es hacer contratos con los clientes, con precios fijos con periodicidad anual.

**Determinar la situación estratégica de la empresa en el entorno a través de la realización de un estudio del sector eléctrico español.** Como ya se indicó en el capítulo 3 del TFG, *análisis del sector eléctrico español*, La **repercusión del sector eléctrico** en España no es únicamente destacable en el desarrollo económico, sino que su evolución afecta tanto a la **sociedad** como al resto de **sectores industriales**. Como prueba de ello solo tenemos que observar que se trata de la segunda fuente de energía más consumida en nuestro país, situada únicamente por detrás del petróleo. Otro aspecto a destacar es que el **consumo de energía se redujo en 2014 en un 2,7%**.

Por otra parte, un aspecto a destacar es que se trata del **primer sector industrial en cuanto a inversión se refiere**. Además, si profundizamos dentro del mismo podemos apreciar que las **actividades que cobran una mayor importancia son las de producción y distribución**, suponiendo un 85% de la aportación del sector eléctrico al PIB español. Sin embargo esta

---

fuerte inversión que se lleva a cabo en este sector no se ve seguido por una gran aportación al empleo, aunque siendo el mismo de buena calidad (alta cualificación y baja temporalidad).

El impacto del sector eléctrico en España no lo podemos apreciar también en el ámbito social ya que ésta **se trata de una energía fundamental tanto en los hogares como en los sectores productivos**. Esta energía consumida en los hogares representa el **25% de la electricidad consumida en España**, a pesar de la mejora en la eficiencia energética de los bienes de consumo. En el ámbito de **los sectores productivos**, el aspecto a destacar es que la electricidad utilizada en éstos supone un **70% de la electricidad consumida en España**. Además cabe mencionar que la electricidad es la principal fuente de energía en estos sectores.

En cuanto a la **competencia en el sector** se refiere, hemos de prestar atención a la estructura de mercado, la cual se compone fundamentalmente por dos elementos tales como, el tamaño y el número de empresas existentes en el funcionamiento del mercado. Uno de los elementos que son de mayor ayuda a la hora de determinar la concentración de empresas en el mercado es el índice HHI, el cual estima que en España es improbable que se produzca este hecho ya que **su índice de HHI se situaba en 2012 en 1.068, muy por debajo del límite** marcado por la Comisión Europea para que existan motivos para preocuparse por la concentración de empresas (**2.000**).

España consiguió mediante la liberalización del sector que se produjese una **gran entrada de competidores**, hecho que ha provocado que el **poder de las grandes empresas se haya visto debilitado**. Además, las previsiones de futuro son muy optimistas dado que según la Comisión Europea somos uno de los países con menor concentración.

Otro punto a mencionar es la **creación del MIBEL**, el cual consiste en la creación de un mercado en el cual los consumidores de energía españoles podrán adquirir energía a cualquiera de las empresas productoras tanto españolas como portuguesas. Este mercado **ha favorecido de esta forma una mayor competitividad**.

**La transparencia del mercado eléctrico en España** es el último de los factores a destacar de la competencia. La Comisión Europea la calificó como **una de las más elevadas en la Unión Europea**, lo cual es una gran noticia ya que significa que los nuevos entrantes gozarán de las mismas condiciones que los asentados en el sector.

Un punto claramente relacionado con la competencia del mercado son los **condicionantes existentes que dificultan el hecho de ejercer poder de mercado**, ya que sirven como obstáculos a la hora de que las grandes empresas se planteen ejercer este poder. La **entrada continua de competidores**, la cual vimos anteriormente, hace que para las grandes empresas sea mucho más difícil aumentar sus ganancias, debido a que la competitividad aumenta claramente cuanto mayor sea el número de empresas. Otro factor clave son las **sanciones impuestas por los órganos encargados de supervisar el mercado**. Por último mencionar la **escasa existencia de barreras de entrada**, predominando principalmente las fijadas por entes reguladores, así como la **información imperfecta que nos ofrece este mercado**, debido a la existencia de variables desconocidas para el conjunto de las empresas.

---

En cuanto a las **barreras de entrada** se refiere, como se vio anteriormente, las principales existentes en este mercado son las de carácter regulatorio, es decir, aquellas impuestas por el gobierno o procedentes del marco legal español. En España las barreras más influyentes según el Tribunal de Defensa de la Competencia son el riesgo regulatorio existente en la actualidad, el aislamiento exterior del sistema eléctrico español con otros sistemas, la posesión de los denominados activos estratégicos en manos de las empresas ya instaladas en el sector, la concentración en el mercado de generación eléctrica, la dificultad de que las nuevas empresas entrantes compitan con las empresas integradas de forma vertical y por último los costes de transición a la competencia.

**Conocer y determinar las características de la empresa objeto de estudio.** Como pudimos ver en el capítulo 4 del TFG, la empresa: ELECTRA ENERGÍA S.A.U, los orígenes de ELECTRA ENERGÍA se debieron a la obligación de la separación jurídica de la actividad de comercialización dentro de la liberación del sector eléctrico promovida por la Comunidad Económica Europea. Esta separación se hizo mediante una segregación de la rama de la actividad de comercialización de ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A. a favor de una empresa de nueva creación llamada **ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.**

ELECTRA ENERGÍA además de la actividad de **comercialización**, realiza también las actividades de **instalación y mantenimiento de instalaciones eléctricas y producción de energía eléctrica** en régimen ordinario con la central objeto de estudio de este trabajo.

En cuanto a la actividad de **producción eléctrica** observamos que esta **no es rentable** en la actualidad para la compañía. En el año 2010 la empresa comenzó a vender energía al Mercado Eléctrico, y a partir de este momento la central fue cada vez menos competitiva hasta dar pérdidas en el año 2014. Actualmente la **central se encuentra parada** en la actualidad por lo que está claro que la empresa ha de tomar una decisión respecto a la misma con el fin de no tener que soportar las pérdidas que supone tener la central parada año tras año.

En cuanto a la **instalación y mantenimiento de instalaciones de eléctricas**, se trata de una actividad **rentable y competitiva** para la empresa.

Por último, si estudiamos la **comercialización de energía eléctrica** observamos que aunque ésta sea **rentable** para la empresa, muy poco y lentamente **va perdiendo clientes** ya que se limita a comercializar dentro de la zona histórica del grupo. La pérdida de clientes se produce debido a la entrada de nuevos competidores, lo cuales van captando cada año ciertos clientes de la empresa, sin embargo, la empresa al no salir a comercializar fuera de su zona no capta nuevos clientes. De acuerdo con esto parece que la única manera de reconducir esta tendencia parece que sería ampliar las zonas de comercialización a nuevos territorios.

**Dar a conocer la viabilidad de la empresa mediante un análisis económico-financiero.** Como ya se estudió en el capítulo 5, análisis económico-financiero ELECTRA ENERGIA, S.A.U., la **situación económico-financiera de la empresa es adecuada.**

---

En primer lugar podemos observar que la empresa cuenta con un **fondo de maniobra positivo**, el cual es necesario para la empresa a la hora de cubrir sus necesidades de financiación derivadas del ciclo de caja.

En cuanto a la **situación de liquidez**, podemos decir que es **muy buena**, ya que la empresa presenta **ratios muy elevados**, los cuales serán necesarios para, como ya dijimos anteriormente, hacer frente a las necesidades de financiación desde el punto de vista dinámico.

Su **situación de endeudamiento es adecuada**, con **buena solvencia y autonomía financiera**. A pesar de que la mayor parte de la deuda sea a corto plazo, esto no supone una preocupación para la empresa ya que se trata en su mayoría de deuda sin coste.

La **política de inversión financiación es equilibrada**, esto se debe a que ha llevado a la empresa a una **mejor situación económico-financiera** de lo que se encontraba en el ejercicio anterior. Esta buena política de inversión-financiación **ha mejorado también el fondo de maniobra**, incrementándolo en este último ejercicio.

En lo que se refiere a la **cuenta de pérdidas y ganancias**, destacar una **adecuada gestión económica** por parte de la empresa, ya que el incremento de las ventas se ha visto acompañado de un aumento del beneficio. Un aspecto característico de este tipo de empresas es el hecho de operar con **márgenes ajustados**, así como tener **estructuras de gasto flexibles**.

Destacar un **aumento de la productividad de los activos**, como consecuencia de una reducción del activo y un incremento de las ventas.

La **rentabilidad económica** de la empresa es **positiva** y situada **por encima del coste de la deuda**. La **estrategia** de la empresa se basa en la **rotación de activos** y un aspecto a mejorar por parte de la misma es evitar que siga disminuyéndose en los próximos años dicha rentabilidad.

En cuanto a la **rentabilidad financiera**, comentar que el **apalancamiento financiero se ha situado por encima de la unidad** y por lo tanto esto nos indica que **la deuda es favorable para la entidad** ya que aumenta la rentabilidad financiera.

La empresa presenta un **ciclo de caja positivo**, lo cual indica, como ya comentamos con anterioridad, que se hace **necesaria la existencia de un fondo de maniobra positivo para cubrir las necesidades reales de financiación**.

Por lo que respecto al **EFE**, comentar que la empresa se encuentra en una **situación de liquidez suficiente** y si nos trasladamos al **ECPN** comentar que se ha producido un **incremento de la riqueza**.

---

**Analizar las diferentes posibilidades de la empresa respecto a la planta de régimen ordinario.** En este capítulo 6 del TFG, búsqueda de posibilidades para la planta de régimen ordinario, se plantearon tres posibilidades a llevar a cabo:

- Vender toda la planta de régimen ordinario de forma conjunta.
- Vender los motores por una parte y los terrenos y la construcción por otra.
- Mantener la planta de régimen.

**Determinar y escoger la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico para la empresa.** Como vimos en el capítulo 7 del TFG, elección y justificación, tras haber planteado las tres opciones a la planta de régimen ordinario nos disponemos a elegir la mejor opción para los intereses de la empresa.

En el análisis de estas tres posibilidades, se desecharon la primera y la última, siendo elegida la posibilidad de vender los motores de forma separada de la construcción y terrenos.

La posibilidad de **vender toda la planta de producción quedó descartada** al ver que este tipo de **plantas ya no son rentables para las empresas del sector eléctrico** como consecuencia de que proporcionan rentabilidades negativas. De hecho vimos casos en los que dos de las grandes compañías renunciaban a plantas similares a esta.

La **opción de mantener la planta de producción en propiedad de la empresa** también fue **eliminada dado que esta planta se encuentra parada en la actualidad**. Además **supone un gasto anual** para la empresa sin reportar ningún tipo de beneficio ya que ésta necesita ser puesta en marcha en determinadas ocasiones para garantizar el funcionamiento de todos los elementos.

La **opción elegida fue la de vender por una parte los motores en algún país desarrollado o subdesarrollado** dónde existen claras posibilidades de ser vendidos, ya que su precio es mucho inferior al de unos nuevos. **Los terrenos y la construcción serán objeto de una venta entre empresas del grupo** y pasarán a las manos de Maestrazgo Distribución Eléctrica S.L., la cual se vería beneficiada debido a que conseguiría unificar todos los almacenes que tiene dispersos por la zona del Maestrazgo en uno solo.

Finalmente, para poder ver cuál sería el impacto que provocaría la venta de la planta de producción, se elaboró una **hipotética Cuenta de pérdidas y Ganancias y un hipotético Balance**, tomando los datos del ejercicio 2015, y suponiendo la venta de la central. La realización de esta tabla nos permitía ver la comparativa entre los datos del año 2015 sin llevar a cabo la venta y los datos del año 2015 confirmando la venta.

La conclusión final sería que la empresa en caso de poder ejecutar la venta de la central térmica obtendría un **resultado del ejercicio mucho más elevado** de lo que lo es en la actualidad, situándose incluso por **encima de los datos del sector**.

En cuanto al balance, se **modificaría** claramente la **composición del activo**, disminuyendo en cuantía el activo no corriente. Por otra parte, el **activo sería mucho más productivo**, en especial el activo no corriente. **La situación general de la empresa mejoraría claramente**.

---

## BIBLIOGRAFÍA

### DOCUMENTOS DE SITIOS WEBS

- AGOSTI, L., PADILLA, J., & REQUEJO, A. (2007). *EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA: ESTRUCTURA, FUNCIONAMIENTO Y RESULTADOS*. Recuperado el 10 de Junio de 2016, de Ministerio de Industria, Energía y Turismo:  
<http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/21.pdf>
- BARTOLOMÉ RODRIGUEZ, M. (2007). *La industria eléctrica en España*. Recuperado el 10 de Junio de 2016, de Banco de España:  
<http://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSerias/EstudiosHistoriaEconomica/Fic/roja50.pdf>
- CASAS MARÍN, J. (2016). *Un nuevo modelo de retribución para la Distribución Eléctrica*. Recuperado el 5 de Junio de 2016, de CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA:  
[file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/ce47\\_19\\_unnuevomodeloretribuciondistribucionelctrica\\_jcasas.pdf](file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/ce47_19_unnuevomodeloretribuciondistribucionelctrica_jcasas.pdf)
- CNMC. (s.f.). *Resolución en el Procedimiento de Conflicto de Acceso a Redes de Distribución CATR 1/2000 instado por Cooperativa San Francisco de Asís frente a Iberdrola, S.A.* Recuperado el 19 de Junio de 2016, de CNMC:  
[http://energia.cnmc.es/cne/doc/publicaciones/cne12\\_00.pdf](http://energia.cnmc.es/cne/doc/publicaciones/cne12_00.pdf)
- DIAZ MORLAN, P., & SAN ROMÁN, E. (2012). *Causas de la Restricción Eléctrica en el primer Franquismo*. Recuperado el 5 de Junio de 2016, de Cadernos de Geografía:  
<http://www.um.es/ixcongresoaehe/pdfB6/Causas.pdf>
- DIEGO MARTÍN, Y., & GARCÍA ADÁN, J. (Septiembre de 2005). *El Archivo Histórico de Iberdrola y la Industria Eléctrica en España*. Recuperado el 3 de Junio de 2016, de  
[http://www.usc.es/estaticos/congresos/histec05/b21\\_garcia\\_diego.pdf](http://www.usc.es/estaticos/congresos/histec05/b21_garcia_diego.pdf)
- GÓMEZ SAN ROMAN, T. (2007). *REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA. PRINCIPIOS Y MECANISMOS DE REGULACIÓN*. Recuperado el 13 de Junio de 2016, de Ministerio de Industria, Energía y Turismo:  
<http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/113.pdf>
- REGAL RODRÍGUEZ, M. C. (Mayo de 2012). *ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL Y PROPUESTAS DE DESARROLLO FUTURO*. Obtenido de  
<http://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/4fc5268187c33.pdf>
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. (2014). *La Energía en España 2014*. Obtenido de GOBIERNO DE ESPAÑA:  
[http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La\\_Energ%C3%ADa\\_2014.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La_Energ%C3%ADa_2014.pdf)

---

Tribunal de Defensa de la Competencia. (2001). *EXPEDIENTE DE CONCENTRACIÓN ECONÓMICA C60/00 ENDESA/IBERDROLA*. Obtenido de [file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/C60%20\(1\).PDF](file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/C60%20(1).PDF)

## SITIOS WEBS

ETSII UPM, PwC, ETSI Bilbao. (s.f.). *Análisis del beneficio del sector eléctrico*. Recuperado el 10 de Junio de 2016, de Energía y Sociedad: <http://www.energiaysociedad.es/ficha/6-3-analisis-del-beneficio-del-sector-electrico>

ETSII UPM, PwC, ETSI Bilbao. (s.f.). *Barreras de entrada y atacabilidad del mercado eléctrico*. Recuperado el 20 de Mayo de 2016, de Energía y Sociedad: <http://www.energiaysociedad.es/ficha/6-8-barreras-de-entrada-y-atacabilidad-del-mercado-electrico>

ETSII UPM, PwC, ETSI Bilbao. (s.f.). *Beneficios para la sociedad*. Recuperado el 25 de Mayo de 2016, de Energía y Sociedad: <http://www.energiaysociedad.es/ficha/5-3-contribucion-del-sector-electrico-y-gasista-a-la-sociedad>

ETSII UPM, PwC, ETSI Bilbao. (s.f.). *Transporte y operación del sistema*. Recuperado el 8 de Junio de 2016, de Energía y Sociedad: <http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-2-transporte-y-operacion-del-sistema>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (s.f.). *Centrales Nucleares en España*. Recuperado el 19 de Junio de 2016, de Ministerio de Industria, Energía y Turismo: <http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx#contenido>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (s.f.). *Estructura del sector*. Recuperado el 25 de Junio de 2016, de Ministerio de Industria, Energía y Turismo: <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (s.f.). *EL SECTOR ELÉCTRICO*. Recuperado el 15 de Junio de 2016, de Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/electricidad/sector/sector.htm>

REE. (10 de Noviembre de 2010). *La creación de Red Eléctrica de España 1982-1985*. Recuperado el 2 de Junio de 2016, de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA: [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/creacion\\_ree.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/creacion_ree.pdf)

Comisión Europea. (s.f.). *Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020*. Obtenido de Acción por el clima: [http://ec.europa.eu/clima/politicas/strategies/2020/index\\_es.htm](http://ec.europa.eu/clima/politicas/strategies/2020/index_es.htm)

---

## LIBROS

MARÍ VIDAL, S., MATEOS RONCO, A., & POLO GARRIDO, F. (2013). *Análisis económico-financiero: supuestos prácticos*. Valencia: Universitat Politècnica de València.

MELIA TENA, C. (1975). *ORIGENES Y DESARROLLO DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS EN LA PROVINCIA DE CASTELLO*. Castellón: Sociedad Castellonense de Cultura.

## INFORMES

INFORMA. (2015). *ELECTRA ENERGÍA SA*. Madrid: INFORMA.

## DOCUMENTACIÓN NO IMPRESA

- Apuntes varios del Grado de Administración y Dirección de empresas. Universidad Politècnica de Valencia. Promoción: 2012-2016
- Cuentas Anuales Electra Energía, S.A.U. (2013-2015)
- Escritura de Constitución de Electra del Maestrazgo, S.A.
- Escritura de Constitución de Hidroeléctrica del Guadalope, S.A.
- Escritura de Constitución de Electra Energía, S.A.U.
- Escritura de Constitución de Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.L.
- Electra del Maestrazgo, S.A. – Archivo Histórico
- Electra Energía, S.A.U. - Archivo

---

## REFERENCIAS LEGALES

- **Real Decreto de 12 de abril de 1924**, sobre suministros de electricidad, agua y gas.
- **Real Decreto 1538/1987**, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio.
- **Ley 40/1994**, de 30 de Diciembre, de Ordenación del Sistema eléctrico nacional.
- **Ley 54/97**, de 27 noviembre del año 1997 del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- **Ley 12/2007**, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.
- **Ley 15/2007**, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia
- **Ley 17/2007**, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- **Orden ITC/3801/2008**, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- **Real Decreto 485/2009**, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 13/2012**, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

---

## ANEXOS

- ✓ **ANEXO 1:** BALANCE DE SITUACIÓN DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. (2013 – 2015)
- ✓ **ANEXO 2:** CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. (2013 – 2015)
- ✓ **ANEXO 3:** ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.
- ✓ **ANEXO 4:** ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. (2013 – 2015)

## ANEXO 1: BALANCE DE SITUACIÓN DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. (2013 – 2015)

| ACTIVO (EUROS) |   |                     |                     |                     |
|----------------|---|---------------------|---------------------|---------------------|
|                |   | 2015                | 2014                | 2013                |
| <b>A)</b>      | <b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>  | <b>2.653.423,32</b> | <b>3.632.939,39</b> | <b>3.120.726,10</b> |
|                | <b>Imovilizado intangible</b>   | -                   | -                   | 62,50               |
|                | Desarrollo  |                     |                     |                     |
|                | Concesiones   |                     |                     |                     |
|                | Patentes  |                     |                     |                     |
|                | Fondo de comercio   |                     |                     |                     |
|                | Aplicación informáticas   |                     |                     | 62,50               |
|                | Investigación   |                     |                     |                     |
|                | Propiedad intelectual   |                     |                     |                     |
|                | Derechos de emisión de gases de efecto invernadero                    |                     |                     |                     |
|                | Otros inmovilizados   |                     |                     |                     |
|                | <b>2) Inmovilizado material</b>                                       | 2.357.050,14        | 2.653.061,77        | 2.998.692,29        |
|                | Terreno y construcciones  | 220.766,84          | 222.401,63          | 224.036,42          |
|                | Instalaciones técnicas y otros inmovilizado material                  | 2.136.283,30        | 2.430.660,14        | 2.774.655,87        |
|                | Inmovilizado en curso y anticipos                                     |                     |                     |                     |
|                | <b>3) Inversiones inmobiliarias</b>                                   | -                   | -                   | -                   |
|                | Terrenos  |                     |                     |                     |
|                | Construcciones  |                     |                     |                     |
|                | <b>4) Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo</b> | 145.000,00          | 811.995,12          | -                   |
|                | Instrumentos de patrimonio  |                     |                     |                     |
|                | Créditos a empresas   | 145.000,00          | 811.995,12          |                     |
|                | Valores representativos de deuda                                      |                     |                     |                     |
|                | Derivados   |                     |                     |                     |
|                | Otros activos financieros   |                     |                     |                     |
|                | Otras inversiones   |                     |                     |                     |
|                | <b>5) Inversiones financieras a largo plazo</b>                       | 67.725,72           | 59.933,22           | 53.288,89           |
|                | Instrumentos de patrimonio  | 1.010,77            | 1.163,62            | 1.159,89            |
|                | Creditos a terceros   |                     |                     |                     |
|                | Valores representativos de deuda                                      |                     |                     |                     |
|                | Derivados   |                     |                     |                     |
|                | Otros activos financieros   | 66.714,95           | 58.789,60           | 52.129,00           |
|                | Otras inversiones   |                     |                     |                     |
|                | <b>6) Activos por impuestos diferidos</b>                             | 83.647,46           | 107.949,28          | 68.682,42           |
|                | <b>7) Deudas comerciales no corrientes</b>                            | -                   | -                   | -                   |
| <b>B)</b>      | <b>ACTIVO CORRIENTE</b>   | <b>3.282.916,39</b> | <b>2.388.244,86</b> | <b>2.158.424,94</b> |
| <b>1)</b>      | <b>Activos no corrientes mantenidos para la venta</b>                 | -                   | -                   | -                   |
| <b>2)</b>      | <b>Existencias</b>  | 41.453,49           | 34.647,91           | 34.420,35           |
|                | Comerciales   |                     |                     |                     |
|                | Materias primas y otros aprovisionamientos                            | 41.453,49           | 34.647,91           | 34.420,35           |
|                | Productos en curso  | -                   | -                   |                     |
|                | De ciclo largo de producción  |                     |                     |                     |
|                | De ciclo corto de producción  |                     |                     |                     |
|                | Productos terminados  | -                   | -                   |                     |
|                | De ciclo largo de producción  |                     |                     |                     |
|                | De ciclo corto de producción  |                     |                     |                     |
|                | Subproductos, residuos y materiales recuperados                       |                     |                     |                     |
|                | Anticipos a proveedores   |                     |                     |                     |
| <b>3)</b>      | <b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>                  | 1.672.869,99        | 1.690.536,54        | 1.656.944,26        |
|                | Cientes por ventas y prestaciones de servicios                        | 1.489.811,37        | 1.629.587,84        | 1.230.565,84        |
|                | a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios a largo plazo      |                     |                     |                     |
|                | b) Clientes por ventas y prestación de servicio a corto plazo         | 1.489.811,37        | 1.629.567,84        | 1.230.565,84        |
|                | Clientes empresas del grupo y asociadas                               | 152.339,47          | 17.934,97           | 425.652,42          |
|                | Deudores varios   | 277,75              | 24.200,00           | 726,00              |
|                | Personal  |                     |                     |                     |
|                | Activos por impuestos corrientes                                      | 30.441,40           | 18.833,73           |                     |
|                | Otros créditos con las Administraciones Públicas                      |                     |                     |                     |
|                | Accionistas(socios) por desembolsos exigidos                          |                     |                     |                     |
| <b>4)</b>      | <b>Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo</b>    | -                   | -                   | -                   |
|                | Instrumentos de patrimonio  |                     |                     |                     |
|                | Créditos a empresas   |                     |                     |                     |
|                | Derivados   |                     |                     |                     |
|                | Otros activos financieros   |                     |                     |                     |
|                | Otras inversiones   |                     |                     |                     |
| <b>5)</b>      | <b>Inversiones financieras a corto plazo</b>                          | 86.646,23           | 86.302,34           | 123.470,37          |
|                | Instrumentos de patrimonio  |                     |                     |                     |
|                | Créditos a empresas   |                     |                     |                     |
|                | Valores representativos de deuda                                      |                     |                     |                     |
|                | Derivados   |                     |                     |                     |
|                | Otros activos financieros   | 86.646,23           | 86.302,34           | 123.470,37          |
|                | Otras inversiones   |                     |                     |                     |
| <b>6)</b>      | <b>Periodificaciones a corto plazo</b>                                | 10.568,70           | 10.568,70           | 10.568,70           |
| <b>7)</b>      | <b>Efectivo y otros activos líquidos equivalentes</b>                 | 1.471.377,98        | 566.189,37          | 333.021,26          |
|                | Tesorería   | 1.471.377,98        | 566.189,37          | 333.021,26          |
|                | Otros activos líquidos equivalentes                                   |                     |                     |                     |
|                | <b>TOTAL ACTIVO</b>   | <b>5.936.339,71</b> | <b>6.021.184,25</b> | <b>5.279.151,04</b> |

| PATRIMONIO NETO Y PASIVO (EUROS) |   |                     |                     |                     |
|----------------------------------|---|---------------------|---------------------|---------------------|
|                                  |   | 2015                | 2014                | 2013                |
| <b>A)</b>                        | <b>PATRIMONIO NETO</b>  | <b>3.244.813,66</b> | <b>3.111.696,44</b> | <b>2.960.062,05</b> |
| <b>A-1)</b>                      | <b>Fondo propio</b>   | 3.238.411,78        | 3.091.339,87        | 2.945.255,92        |
| 1)                               | <b>Capital</b>  | 2.052.000,00        | 2.052.000,00        | 2.052.000,00        |
|                                  | Capital escriturado   | 2.052.000,00        | 2.052.000,00        | 2.052.000,00        |
|                                  | Capital no exigido  |                     |                     |                     |
| 2)                               | <b>Prima de emisión</b>   | -                   | -                   | -                   |
| 3)                               | <b>Reservas</b>   | 1.039.339,87        | 893.255,92          | 828.544,54          |
|                                  | Legal y estatutarias  | 126.039,96          | 111.431,56          | 74.125,89           |
|                                  | Otras reservas  | 158.881,26          | 27.405,71           |                     |
|                                  | Reservas de revalorización  | 754.418,65          | 754.418,65          | 754.418,65          |
| 4)                               | <b>(Acciones y participaciones en patrimonio propias)</b>           | -                   | -                   | -                   |
| 5)                               | <b>Resultados de ejercicios anteriores</b>                          | -                   | -                   | - 187.608,80        |
|                                  | Remanente   |                     |                     |                     |
|                                  | (Resultados negativos de ejercicios anteriores)                     |                     |                     | - 187.608,80        |
| 6)                               | <b>Otras aportaciones de socios</b>                                 | -                   | -                   | -                   |
| 7)                               | <b>Resultado del ejercicio</b>                                      | 147.071,91          | 146.083,95          | 252.320,18          |
| 8)                               | <b>(Dividendo a cuenta)</b>   | -                   | -                   | -                   |
| 9)                               | <b>Otros instrumentos de patrimonio neto</b>                        | -                   | -                   | -                   |
| <b>A-2)</b>                      | <b>Ajustes por cambios de valor</b>                                 | - 5.588,25          | - 3.763,61          | - 7.189,00          |
| 1)                               | <b>Activos financieros disponibles para la venta</b>                | - 7.345,05          | - 6.748,39          | - 6.751,00          |
| 2)                               | <b>Operaciones de cobertura</b>                                     | 1.756,80            | 10.512,00           | - 438,00            |
| 3)                               | <b>Activos no corrientes y pasivos vinculados, mantenidos para</b>  | -                   | -                   | -                   |
| 4)                               | <b>Diferencias de conversión</b>                                    | -                   | -                   | -                   |
| 5)                               | <b>Otros</b>  | -                   | -                   | -                   |
| <b>A-3)</b>                      | <b>Subvenciones, donaciones y legados recibidos</b>                 | 11.990,13           | 16.592,96           | 21.995,13           |
| <b>B)</b>                        | <b>PASIVO NO CORRIENTE</b>  | <b>725.169,12</b>   | <b>598.487,88</b>   | <b>503.706,00</b>   |
| 1)                               | <b>Provisiones a largo plazo</b>                                    | -                   | -                   | -                   |
|                                  | Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal             |                     |                     |                     |
|                                  | Actuaciones medioambientales  |                     |                     |                     |
|                                  | Provisiones por reestructuración                                    |                     |                     |                     |
|                                  | Otras provisiones   |                     |                     |                     |
| 2)                               | <b>Deuda a largo plazo</b>  | 413.571,83          | 242.580,31          | 110.098,82          |
|                                  | Obligaciones y otros valores negociables                            |                     |                     |                     |
|                                  | Deudas con entidades de crédito                                     | 275.897,33          | 119.594,72          |                     |
|                                  | Acreedores por arrendamiento financiero                             |                     |                     |                     |
|                                  | Derivados   |                     |                     |                     |
|                                  | Otros Pasivos financieros   | 137.674,50          | 122.985,59          | 110.098,82          |
| 3)                               | <b>Deudas con empresas de grupo y asociadas a largo plazo</b>       | 307.600,58          | 348.796,30          | 384.180,69          |
| 4)                               | <b>Pasivos por impuestos diferidos</b>                              | 3.996,71            | 7.111,27            | 9.426,49            |
| 5)                               | <b>Periodificaciones a largo plazo</b>                              | -                   | -                   | -                   |
| 6)                               | <b>Acreedores comerciales no corrientes</b>                         | -                   | -                   | -                   |
| 7)                               | <b>Deuda con características especiales a largo plazo</b>           | -                   | -                   | -                   |
| <b>C)</b>                        | <b>PASIVO CORRIENTE</b>   | <b>1.966.356,93</b> | <b>2.310.999,93</b> | <b>1.815.382,99</b> |
| 1)                               | <b>Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para</b> | -                   | -                   | -                   |
| 2)                               | <b>Provisiones a corto plazo</b>                                    | -                   | -                   | -                   |
|                                  | Provisiones por derechos de emisión de gases de efecto invernadero  |                     |                     |                     |
|                                  | Otras provisiones   |                     |                     |                     |
| 3)                               | <b>Deudas a corto plazo</b>   | 481.157,97          | 743.915,95          | 691.891,57          |
|                                  | Obligaciones y otros valores negociables                            |                     |                     |                     |
|                                  | Deudas con entidades de crédito                                     | 481.157,97          | 743.650,31          | 691.891,57          |
|                                  | Acreedores por arrendamiento financiero                             |                     |                     |                     |
|                                  | Derivados   |                     |                     |                     |
|                                  | Otros Pasivos financieros   |                     | 265,64              |                     |
| 4)                               | <b>Deudas con empresas de grupo y asociadas a corto plazo</b>       | 39.292,72           | 35.384,39           | 35.384,39           |
| 5)                               | <b>Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar</b>               | 1.445.906,24        | 1.531.699,59        | 1.088.107,03        |
|                                  | Proveedores   | 588.827,63          | 615.696,75          | 456.042,18          |
|                                  | Proveedores a largo plazo   |                     |                     |                     |
|                                  | Proveedores a corto plazo   | 588.827,63          | 615.696,75          | 456.042,18          |
|                                  | Proveedores, empresas del grupo y asociadas                         | 409.022,21          | 443.450,62          | 219.570,49          |
|                                  | Acreedores varios   | 14.744,71           | 118.060,91          | 31.164,21           |
|                                  | Personal (remuneraciones pendientes de pago)                        | 72.906,61           | 43.673,50           | 51.700,51           |
|                                  | Pasivos por impuestos corrientes                                    | -                   | -                   | 40.463,42           |
|                                  | Otras deudas con la Administraciones públicas                       | 351.378,65          | 310.817,81          | 284.032,14          |
|                                  | Anticipos de clientes   | 9.026,43            |                     | 5.134,08            |
| 6)                               | <b>Periodificaciones a corto plazo</b>                              | -                   | -                   | -                   |
| 7)                               | <b>Deuda con características especiales a corto plazo</b>           | -                   | -                   | -                   |
|                                  | <b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>                               | <b>5.936.339,71</b> | <b>6.021.184,25</b> | <b>5.279.151,04</b> |

**ANEXO 2: CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. (2013 – 2015)**

| <b>CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS (EUROS)</b>  |                    |                    |                    |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>(DEBE)/HABER</b>  | <b>2015</b>        | <b>2014</b>        | <b>2013</b>        |
| <b>A) OPERACIONES CONTINUADAS</b>  |                    |                    |                    |
| <b>1. importe neto de la cifra de negocios</b>   | 11.968.770,49      | 11.603.189,68      | 11.336.499,27      |
| a) Ventas  |                    |                    |                    |
| b) Prestaciones de servicios   |                    |                    |                    |
| c) Ingresos de carácter financiero de sociedades holding                                     |                    |                    |                    |
| <b>2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación</b>         | -                  | -                  | -                  |
| <b>3. Trabajos realizados por la empresa para su activo</b>                                  | -                  | -                  | -                  |
| <b>4. Aprovisionamientos</b>   | -10.279.965,90     | - 9.988.710,65     | - 9.853.318,94     |
| a) Consumo de mercaderías  |                    |                    |                    |
| b) Consumo de materias primas y otras materias consumibles                                   |                    |                    |                    |
| c) Trabajos realizados por otras empresas  |                    |                    |                    |
| d) Deterioro de mercaderías, materias primas y otros aprovisionamientos                      |                    |                    |                    |
| <b>5. Otros ingresos de explotación</b>  | -                  | -                  | 850,77             |
| Ingresos accesorios y otros de gestión corriente   |                    |                    |                    |
| Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio                          |                    |                    |                    |
| <b>6. Gastos de personal</b>   | - 558.877,38       | - 466.568,17       | - 501.374,06       |
| a) Sueldos, salarios y asimilados  |                    |                    |                    |
| b) Cargas sociales   |                    |                    |                    |
| c) Provisiones   |                    |                    |                    |
| <b>7. Otros gastos de explotación</b>  | - 600.531,90       | - 552.296,49       | - 257.024,15       |
| a) Servicios exteriores  |                    |                    |                    |
| b) Tributos  |                    |                    |                    |
| c) Pérdidas, deterioro y variación de provisiones por operaciones comerciales                |                    |                    |                    |
| d) Otros gastos de gestión corriente   |                    |                    |                    |
| e) Gastos por emisión de gases de efecto invernadero   |                    |                    |                    |
| <b>8. Amortización del inmovilizado</b>  | - 315.865,28       | - 345.693,02       | - 346.291,89       |
| <b>9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras</b>                   | 7.717,39           | 7.717,39           | 7.717,39           |
| <b>10. Excesos de provisiones</b>  | -                  | -                  | -                  |
| <b>11. Deterioro y resultado por enajenación del inmovilizado</b>                            | -                  | -                  | -                  |
| a) Deterioro y pérdidas  |                    |                    |                    |
| b) Resultados por enajenaciones y otras  |                    |                    |                    |
| c) Deterioro y resultados por enajenaciones del inmovilizado de las sociedades holding       |                    |                    |                    |
| <b>12. Diferencia negativa de combinaciones de negocio</b>                                   | -                  | -                  | -                  |
| <b>13. Otros resultados</b>  | - 2.798,01         | - 535,98           | - 225,00           |
| <b>A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (1+2+3+4+5+6+7+8+9+10+11+12+13)</b>                         | <b>218.449,41</b>  | <b>257.102,76</b>  | <b>386.833,39</b>  |
| <b>14. Ingresos financieros</b>  | 224,07             | 686,03             | 199,23             |
| a) De participaciones en instrumentos de patrimonio  |                    |                    |                    |
| a 1) En empresas de grupo y asociadas  |                    |                    |                    |
| a 2) En terceros   |                    |                    |                    |
| b) De valores negociables y otros instrumentos financieros                                   |                    |                    |                    |
| b 1) De empresas del grupo y asociadas   |                    |                    |                    |
| b 2) De terceros   |                    |                    |                    |
| c) Imputación de subvenciones, donaciones y legados de carácter financiero                   |                    |                    |                    |
| <b>15. Gastos financieros</b>  | - 28.198,85        | - 38.147,44        | - 27.013,22        |
| a) Por deudas con empresas del grupo y asociadas   |                    |                    |                    |
| b) Por deudas con terceros   |                    |                    |                    |
| c) Por actualización de provisiones  |                    |                    |                    |
| <b>16. Variación de valor razonable en instrumentos financieros</b>                          | 8.755,20           | - 10.950,00        | -                  |
| a) Cartera de negociación y otros  |                    |                    |                    |
| b) Imputación al resultado del ejercicio por activos financieros disponibles para la venta   |                    |                    |                    |
| <b>17. Diferencias de cambio</b>   | -                  | -                  | -                  |
| <b>18. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros</b>               | -                  | -                  | 438,00             |
| a) Deterioros y pérdidas   |                    |                    |                    |
| b) Resultados por enajenaciones y otras  |                    |                    |                    |
| <b>19. Otros ingresos y gastos de carácter financiero</b>                                    | -                  | -                  | -                  |
| a) Incorporación al activo de gastos financieros   |                    |                    |                    |
| b) Ingresos financieros derivados de convenios de acreedores                                 |                    |                    |                    |
| c) Resto de ingresos y gastos  |                    |                    |                    |
| <b>A.2) RESULTADO FINANCIERO (14+15+16+17+18+19)</b>   | <b>- 19.219,58</b> | <b>- 48.411,41</b> | <b>- 26.375,99</b> |
| <b>A.39 RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (A.1 + A.2)</b>   | <b>199.229,83</b>  | <b>208.691,35</b>  | <b>360.457,40</b>  |
| <b>20. Impuestos sobre beneficios</b>  | - 52.157,92        | - 62.607,40        | - 108.137,22       |
| <b>A.4) RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS (A.3+20)</b>           | <b>-</b>           | <b>-</b>           | <b>-</b>           |
| <b>B) OPERACIONES INTERRUMPIDAS</b>  | -                  | -                  | -                  |
| <b>21. Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos</b> | -                  | -                  | -                  |
| <b>A.5) RESULTADO DEL EJERCICIO (A.4 + 21)</b>   | <b>147.071,91</b>  | <b>146.083,95</b>  | <b>252.320,18</b>  |

### ANEXO 3: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE ELECTRA ENERGÍA, S.A.U. (2013 – 2015)

| ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO                           |                      |                       |                       |
|---|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| A) FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACION                                | 2015                 | 2014                  | 2013                  |
| 1. Resultado antes de impuestos                                     | 199.229,83 €         | 208.691,35 €          | 360.457,40 €          |
| 2. Ajustes del resultado  | 337.994,50 €         | 397.838,01 €          | 372.038,41 €          |
| a) Amort. Del inmovilizado (+)                                      | 315.865,28 €         | 345.693,02 €          | 346.291,89 €          |
| b) Correcciones valorativas del deterioro (+/-)                     | 10.627,03 €          | 11.450,97 €           | 9.610,34 €            |
| c) Variacion de provisiones (+/-)                                   |                      |                       |                       |
| d) Imputacion de subvenciones (-)                                   | - 7.717,39 €         | - 7.717,39 €          | - 7.717,39 €          |
| e) Resultados por bajas y enajenaciones del inmov. (+/-)            |                      |                       |                       |
| f) Resultados por bajas y enajenaciones de instrum. Finan. (+/-)    |                      |                       |                       |
| g) Ingresos financieros (-)   | - 224,07 €           | - 686,03 €            |                       |
| h) Gastos financieros (+)   | 28.198,85 €          | 38.147,44 €           | 27.013,22 €           |
| i) Diferencias de cambio (+/-)                                      |                      |                       |                       |
| j) Variacion del valor razonables en instrumentos financieros (+/-) | - 8.755,20 €         | 10.950,00 €           | - 438,00 €            |
| K) Otros ingresos y gastos (-/+)                                    | - €                  |                       | - 2.721,65 €          |
| <b>3. Cambios en el capital corriente</b>                           | <b>402.809,76 €</b>  | <b>299.043,95 €</b>   | <b>705.292,96 €</b>   |
| a) Existencias (+/-)  | - 6.805,58 €         | - 227,56 €            | 8.618,96 €            |
| b) Deudores y otras cuentas para cobrar (+/-)                       | 37.657,44 €          | 26.386,04 €           | 799.412,68 €          |
| c) Otros activos corrientes (+/-)                                   | - 343,89 €           | 37.168,03 €           | 66.821,26 €           |
| d) Acreedores y otras cuentas para pagar (+/-)                      | - 104.666,90 €       | - 327.939,14 €        | - 389.863,25 €        |
| e) Otros pasivos corrientes (+/-)                                   | 476968,69 €          | 18.340,76 €           | 542.185,27 €          |
| f) Otros activos y pasivos no corrientes (+/-)                      |                      |                       |                       |
| <b>4. Otros flujos de efectivo de explotacion</b>                   | <b>- 67.842,54 €</b> | <b>- 198.633,94 €</b> | <b>- 56.287,22 €</b>  |
| a) Pagos de intereses (-)   | - 28.198,85 €        | - 38.147,44 €         | - 27.013,22 €         |
| b) Cobro de intereses (+)   | 224,07 €             | 686,03 €              | 2.721,65 €            |
| c) Cobros (pagos) por impuesto sobre beneficios (+/-)               | - 39.867,76 €        | - 161.172,53 €        | - 31.995,65 €         |
| <b>5. Flujos de efectivo de explotacion</b>                         | <b>872.191,55 €</b>  | <b>108.851,47 €</b>   | <b>29.084,37 €</b>    |
| B) FLUJOS DE EFECTIVO DE INVERSIÓN                                  | 2015                 | 2014                  | 2013                  |
| 6. Pagos por inversiones (-)  | - 27.799,00 €        | - 7.521,48 €          | - 193.383,72 €        |
| a) Empresas del grupo y asociadas                                   | - 7.945,35 €         | - 6.854,10 €          |                       |
| b) Inmovilizado intangible  |                      |                       |                       |
| c) Inmovilizado material  | - 19.853,65 €        |                       | - 181.240,66 €        |
| d) Otros activos financieros  |                      | - 667,38 €            | - 12.143,06 €         |
| <b>7. Cobros por desinversiones (+)</b>                             | <b>211.995,12 €</b>  | <b>13.767,65 €</b>    | <b>1.337,60 €</b>     |
| a) Empresas del grupo y asociadas                                   | 211.995,12 €         | 213,50 €              |                       |
| b) inmovilizado material  |                      |                       |                       |
| c) Otros activos financieros  |                      | 13.554,15 €           | 1.337,60 €            |
| <b>8. Flujos de efectivos de inversión</b>                          | <b>184.196,12 €</b>  | <b>6.246,17 €</b>     | <b>- 192.046,12 €</b> |
| C) FLUJOS DE EFECTIVO DE FINANCIACION                               | 2015                 | 2014                  | 2013                  |
| 9. Cobros y pagos por instrumentos de patrimonio                    | - €                  | - €                   | - €                   |
| 10. Cobros y pagos por instrumentos de pasivo financiero            | - 151.199,06 €       | 118.070,47 €          | 22.819,79 €           |
| a) Emision  | 397.210,30 €         | 178.000,00 €          | 22.819,79 €           |
| 2. Deudas con entidades de crédito (+)                              | 397.210,30 €         | 178.000,00 €          |                       |
| 5. Otras deudas(+)  |                      |                       | 22.819,79 €           |
| b) Devolucion y amortizacion de                                     | - 548.409,36 €       | - 59.929,53 €         | - €                   |
| 1. Deudas con entidades de crédito (-)                              | - 107.213,64 €       | - 24.545,53 €         |                       |
| 2. Deudas con empresas del grupo y asociadas (-)                    |                      |                       |                       |
| 3. Otros deudas (-)   | - 441.195,72 €       | - 35.384,39 €         |                       |
| 11. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos     | - €                  | - €                   | - €                   |
| 12. Flujos de efectivo de las actividades de financiacion           | - 151.199,06 €       | 118.070,47 €          | 22.819,79 €           |
| D) EFECTO DE LAS VARIACIONES DEL TIPO DE CAMBIO                     |                      |                       |                       |
| E) AUMENTO/DISMINUCIÓN DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES                  | 905.188,53 €         | 233.168,11 €          | - 198.310,70 €        |
| Efectivo o equivalentes al comienzo del ejercicio                   | 566.189,37 €         | 333.021,26 €          | 531.331,96 €          |
| Efectivo o equivalentes al final del ejercicio                      | 1.471.377,90 €       | 566.189,37 €          | 333.021,26 €          |

**ANEXO 4: ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO DE ELECTRA ENERGÍA,  
S.A.U. (2013 – 2015)**

| <b>A) EIGR</b>   |                   |                |                   |                |                   |                |
|--|-------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
|  | <b>2015</b>       |                | <b>2014</b>       |                | <b>2013</b>       |                |
| <b>A) Resultado de la cuenta de pérdidas y ganancias</b> | <b>147.071,91</b> | <b>110,48%</b> | <b>146.083,95</b> | <b>96%</b>     | <b>252320,18</b>  | <b>102%</b>    |
| <i>imputados directamente al PN</i>                      |                   | 0,00%          |                   | 0,00%          | -                 | 0%             |
| <b>I. Por valoración de instrumentos financieros</b>     | - 152,85          | -0,11%         | 3,73              | 0,0025%        | - 222,35          | -0,09%         |
| 1. Activos financieros disponibles para la venta         | - 152,85          | -0,11%         | 3,73              | 0,0025%        | - 222,35          | -0,09%         |
| <b>II. Por coberturas de flujo de efectivo</b>           | - 8.755,20        | -6,58%         | 10.950,00         | 7,22%          | - 438,00          | -0,18%         |
| <b>VII. Efecto impositivo</b>                            | - 443,81          | -0,33%         | -1,12             | 0,00%          | 66,70             | 0,03%          |
| <b>B) Total ingresos y gastos imput. Direc. Al PN</b>    | <b>- 9.351,86</b> | <b>-7,03%</b>  | <b>10.952,61</b>  | <b>7,22%</b>   | <b>- 593,65</b>   | <b>-0,24%</b>  |
| <i>Transferencias a la cuenta de PyG</i>                 |                   | 0,00%          |                   | 0,00%          |                   | 0,00%          |
| <b>VIII. Por valoración de instrumentos financieros</b>  | -                 | 0,00%          | -                 | 0,00%          |                   | 0,00%          |
| 1. Activos financieros disponibles para la venta         |                   | 0,00%          |                   | 0,00%          |                   | 0,00%          |
| <b>X. Subvenciones, donaciones y legados recibidos.</b>  | -7717,39          | -5,80%         | 7.717,39          | -5,09%         | 7.717,39          | -3,13%         |
| <b>XIII. Efecto impositivo</b>                           | 3.114,56          | 2,34%          | 2.315,22          | 1,53%          | 2.315,21          | 0,94%          |
| <b>C) Total tranferencias a la cuenta de PyG</b>         | <b>- 4.602,83</b> | <b>-3,46%</b>  | <b>- 5.402,17</b> | <b>-3,56%</b>  | <b>- 5.402,18</b> | <b>-2,19%</b>  |
| <b>TOTAL DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS</b>            | <b>133.117,22</b> | <b>100%</b>    | <b>151.634,39</b> | <b>100,00%</b> | <b>246.324,35</b> | <b>100,00%</b> |

| <b>B) ETCPN (EUROS)</b>                         |                                |                 |                                      |                              |  |   |              |
|---|--------------------------------|-----------------|--------------------------------------|------------------------------|--|---|--------------|
|   | <b>CAPITAL<br/>ESCRITURADO</b> | <b>RESERVAS</b> | <b>RDO EJERCICIOS<br/>ANTERIORES</b> | <b>RDO DEL<br/>EJERCICIO</b> | <b>AJUSTES<br/>CAMBIO DE<br/>VALOR</b> | <b>SUBVENCIONES,<br/>DONACIONES Y<br/>LEGADOS<br/>RECIBIDOS</b> | <b>TOTAL</b> |
| <b>A) SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2013</b>        | 2.052.000,00                   | 828.544,54      | - 187.608,80                         | 252.320,18                   | - 7.189,00                             | 21.995,13   | 2.960.062,05 |
| <b>B) SALDO AJUSTADO, INICIO EJERCICIO 2014</b> | 2.052.000,00                   | 828.544,54      | - 187.608,80                         | 252.320,18                   | - 7.189,00                             | 21.995,13   | 2.960.062,05 |
| I. Total ingresos y gastos reconocidos          |                                |                 |                                      | 146.083,95                   | 10.952,61                              | - 5.402,17  | 151.634,39   |
| III. Otras variaciones del patrimonio neto      | -                              | 64.711,38       | 187.608,80                           | - 252.320,18                 | -                                      | -   | -            |
| 2. Otras variaciones                            |                                | 64.711,38       | 187.608,80                           | - 252.320,18                 |  |   | -            |
| <b>C) SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2014</b>        | 2052000                        | 893255,92       | 0                                    | 146083,95                    | 3763,61                                | 16592,96  | 3.111.696,44 |
| <b>D) SALDO AJUSTADO, INICIO EJERCICIO 2015</b> | 2.052.000,00                   | 893.255,92      | -                                    | 146.083,95                   | 3.763,61                               | 16.592,96   | 3.111.696,44 |
| I. Total ingresos y gastos reconocidos          |                                |                 |                                      | 147.071,91                   | - 9.351,86                             | - 4.602,83  | 133.117,22   |
| III. Otras variaciones del patrimonio neto      | -                              | 146.083,95      | -                                    | - 146.083,95                 | -                                      | -   | -            |