

AUDITORÍA

DE EMPRESAS PRODUCTORAS DE ENERGÍA RENOVABLE A PARTIR DE LA CÁSCARA DE ARROZ

Autores:
Lucía Chiarizia
María Inés Alonso

Orientadores:
Cr/Ec. Richard Moreira
Cr. Fernando Martínez

Trabajo Monográfico presentado ante la Facultad de Ciencias Económicas y de Administración de la Universidad de la República, para obtener el título de Contador Público

Mayo, 2009

Agradecemos

Al Cr. / Ec. Richard Moreira y al Cr. Fernando Martinez por su invalorable apoyo y colaboración brindada durante el desarrollo de este trabajo.

A los profesionales, empresas e instituciones que aportaron a nuestra investigación sus experiencias y conocimientos.

A nuestras familias y amigos, quienes nos apoyaron incondicionalmente a lo largo de toda la carrera.

Objetivos del presente trabajo

Objetivos planteados

En el marco de la creciente promoción de energías alternativas como respuesta al aumento de la demanda energética, así como de la aprobación en nuestro país de varios proyectos en los cuales se genera energía a partir de la cáscara de arroz, es que decidimos enfocarnos en el análisis específico de este tipo de empresas.

Es por ello que planteamos un esquema de trabajo que pueda servir de apoyo en los procesos de auditoría a desarrollarse en las empresas productoras de energía renovable a partir de la cáscara de arroz.

Objetivos logrados

Este trabajo monográfico nos ha permitido entender que en el desarrollo de la auditoría; es fundamental la comprensión del entorno en el que operan las empresas, identificar los principales riesgos a los que se exponen, y evaluar su posible impacto en los estados contables.

A su vez comprendimos la importancia del análisis del marco normativo energético en Uruguay, y la verificación de la vigencia del mismo para la realización de un trabajo de auditoría.

Objetivos futuros

Esperamos haber contribuido a la comprensión de las prácticas en esta actividad y que nuestro trabajo pueda llegar a ser una guía para futuros proyectos.

ÍNDICE

Introducción.....	7
-------------------	---

PRIMERA PARTE

CAPÍTULO I: Actualidad perspectivas del sector energético.....	9
--	---

1.1	Situación Mundial.....	9
1.1.1	Energías contaminantes y sus consecuencias en el medio ambiente.....	13
1.2	Situación en América Latina.....	14
1.3	Situación en el Uruguay.....	16
1.3.1	Matriz energética.....	16
1.3.2	Crisis energética en Uruguay.....	20
1.3.3	Estructura del sector energético.....	22
1.3.4	Legislación asociada a la industria energética en Uruguay.....	24
1.3.4.1	Régimen general.....	24
1.3.4.2	Régimen particular.....	28

CAPÍTULO II: Conocimiento del sector arrocero.....	32
--	----

2.1	El arroz en el mundo.....	32
2.2	El arroz en el Uruguay.....	33
2.3	Industrialización del arroz.....	35

CAPÍTULO III: Definición del alcance del trabajo.....	39
---	----

SEGUNDA PARTE

CAPÍTULO IV: Breve descripción del proceso de auditoría.....	41
4.1 Auditoría de estados contables.....	41
4.2 El proceso de auditoría.....	41
4.2.1 Planeamiento y estrategia.....	41
4.2.1.1 Obtención de conocimiento preliminar del negocio.....	42
4.2.1.2 Definición de la materialidad preliminar.....	43
4.2.1.3 Movilización del equipo de trabajo.....	43
4.2.1.4 Revisión analítica preliminar.....	44
4.2.1.5 Desarrollo del plan de auditoría.....	44
4.2.2 Relevamiento y evaluación del sistema de control interno.....	45
4.2.2.1 Evaluación del ambiente de control.....	46
4.2.2.2 Relevamiento de los sistemas de control.....	46
4.2.2.3 Evaluación preliminar de los controles.....	46
4.2.2.4 Programa de trabajo.....	47
4.2.3 Ejecución.....	47
4.2.3.1 Pruebas de cumplimiento.....	47
4.2.3.2 Evaluación final de los controles.....	47
4.2.3.3 Pruebas sustantivas.....	48
4.2.4 Tareas finales y emisión del informe.....	48
 CAPÍTULO V: Aspectos claves del conocimiento del negocio.....	 51
5.1 Objetivos.....	51
5.2 Definiciones generales.....	52
5.3 Ciclo operativo.....	56
5.4 Análisis del marco económico.....	61
5.4.1 Oferta y demanda de este tipo de energía.....	61
5.4.2 Principales costos.....	61
5.4.3 Principales beneficios.....	64
 CAPÍTULO VI: Regulación y normativa contable aplicable al sector energético.....	 68
6.1 Introducción.....	68
6.2 Normativa contable.....	69
6.2.1 Costos atribuibles al inventario.....	69
6.2.2 Productos conjuntos.....	70
6.2.3 Valuación de los inventarios.....	71
6.2.4 Propiedad, planta y equipo.....	73

6.2.5	Deterioro en el valor de los activos.....	78
6.2.6	Contabilización de las subvenciones oficiales y prestación de las ayudas estatales.....	79
6.2.7	Pasivos por costos de cierre y restauración.....	81
6.2.8	Reconocimiento de ingresos.....	83
6.2.9	Instrumentos financieros.....	84
6.2.10	Determinación de la moneda funcional.....	85
6.2.11	Costos de financiamiento.....	86
CAPÍTULO VII: Identificación de los riesgos.....		89
7.1	Principales riesgos identificados específicos de la industria.....	89
7.2	Descripción de riesgos.....	90
7.2.1	Riesgos de la operativa de la empresa.....	90
7.2.1.1	Precio de la materia prima.....	90
7.2.1.2	Abastecimiento de materia prima.....	91
7.2.1.3	Valuación de bienes de cambio.....	92
7.2.1.4	Deterioro en el valor de los activos.....	92
7.2.1.5	Activación de bienes de uso.....	93
7.2.1.6	Cobertura con póliza de seguro.....	94
7.2.1.7	Obsolescencia y desarrollo tecnológico.....	94
7.2.1.8	Riesgo por estimación del pasivo por costos de cierre y restauración..	95
7.2.1.9	Ventas concentradas en un solo cliente.....	96
7.2.1.10	Riesgo precio de transferencia.....	96
7.2.1.11	Riesgo de medición de los certificados de carbono.....	98
7.2.1.12	Riesgo por reconocimiento de ingresos.....	99
7.2.1.13	Pasivo por canon de servicios prestados por UTE.....	99
7.2.1.14	Cambios en las disposiciones del gobierno.....	99
7.2.2	Riesgos financieros.....	100
7.2.2.1	Riesgo de endeudamiento.....	100
7.2.2.2	Riesgo de liquidez.....	101
7.2.2.3	Riesgo de mercado.....	101
7.2.2.4	Riesgo de tasa de interés.....	102
7.2.3	Riesgos medio ambientales.....	102
7.2.3.1	Cambios en la normativa medioambiental.....	102
7.2.3.2	Riesgo climático a causa de la sequía.....	103
7.2.3.3	Incumplimiento de la normativa ambiental vigente.....	104

CAPÍTULO VIII: Procedimientos de auditoría para los principales rubros contables.....	106
8.1 Definición de la materialidad preliminar.....	106
8.2 Determinación del enfoque de auditoría a adoptar.....	107
8.3 Programa de trabajo.....	107
8.4 Criterios adoptados para la selección de las pruebas.....	109
8.5 Procedimientos de auditoría para los principales rubros contables.....	109
8.5.1 Materia prima.....	110
8.5.2 Instrumentos financieros.....	111
8.5.3 Propiedad, planta y equipo.....	112
8.5.4 Deudas financieras.....	114
8.5.5 Pasivos por costos de cierre y restauración.....	115
8.5.6 Ventas.....	116
8.5.7 Costo de ventas.....	116
8.5.8 Amortizaciones.....	117
8.5.9 Costos financieros.....	118
CAPÍTULO IX: Tareas de finalización y emisión del informe.....	120
9.1 Tareas de cierre y hechos posteriores.....	120
9.1.1 Tareas de cierre.....	120
9.1.2 Hechos posteriores.....	121
9.2 Revisión del principio de empresa en marcha.....	122
9.3 Carta de representación.....	124

TERCERA PARTE

CAPÍTULO X: Conclusiones.....	126
10.1 Conclusiones a nivel del sector.....	126
10.2 Conclusiones a nivel del proceso de auditoría.....	126
10.3 Conclusiones a nivel de la normativa contable.....	128
10.4 Consideraciones finales.....	129

Bibliografía.....	131
-------------------	-----

ANEXOS.....	135
-------------	-----

Anexo I:	Decretos reglamentarios- Régimen Particular
Anexo II:	Principales puntos de los contratos con UTE
Anexo III:	Ejemplo de estados contables: PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.
Anexo IV:	Estado de Resultados proyectado Galofer S.A.
Anexo V:	Financial Accounting Standards 71

Introducción

La energía es importante por su influencia en la calidad de vida de la población, como insumo imprescindible y difundido sobre todo el aparato productivo. Energía y desarrollo mantienen una estrecha relación y una fuerte interacción con el medio ambiente, tanto por el uso intensivo de los recursos naturales como por los impactos derivados de su producción, transporte y posterior utilización.

La humanidad consume en la actualidad cincuenta veces más energía que hace un siglo y este aumento de las necesidades energéticas plantea hoy nuevos problemas y exige a su vez nuevas reflexiones.

El presente trabajo se encuentra estructurado en tres partes que detallamos a continuación:

En la **primera parte** realizaremos un análisis sobre la situación actual de la industria energética, comenzando por el panorama mundial, pasando por el contexto en América Latina, hasta llegar a exponer la situación en Uruguay.

En la **segunda parte** centraremos nuestro análisis en la auditoría de empresas productoras de energía renovable a partir de la cáscara del arroz, dirigiéndonos inicialmente a la determinación de lo que ello implica, para luego pasar al análisis de cada etapa del proceso de auditoría.

Consecuentemente, nos introduciremos en la normativa contable vigente en la materia.

Nos enfocaremos también en el análisis de los principales riesgos asociados a la industria, determinando qué efecto potencial pueden tener sobre los estados contables y desarrollaremos algunos procedimientos de auditoría que entendemos adecuados para mitigar los mismos.

Finalmente, en la **tercera parte**, incluiremos las conclusiones obtenidas a partir del análisis realizado, con la intención de consolidar los conocimientos adquiridos.

PRIMERA PARTE

CAPÍTULO I

**Actualidad y perspectivas del sector
energético**

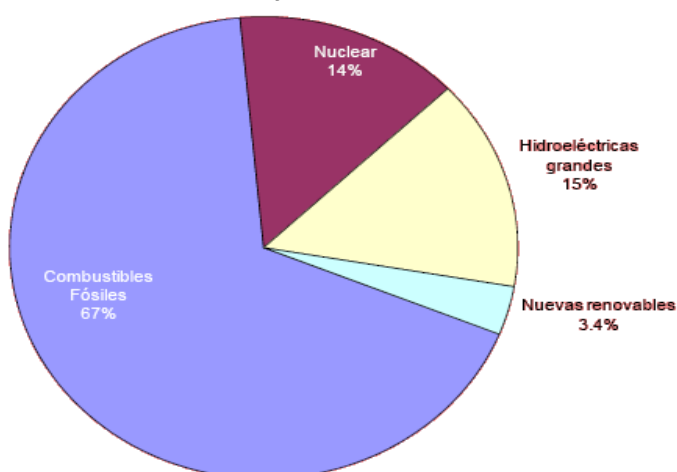
CAPITULO I: Actualidad y perspectivas del sector energético

1.1 Situación Mundial

La energía renovable abastece el 18% del consumo final de energía a nivel mundial, que incluye a la tradicional biomasa, las grandes centrales hidroeléctricas, y las “nuevas” fuentes de energía renovable (pequeñas centrales hidroeléctricas, la biomasa moderna, la energía eólica, solar y geotérmica, así como los biocombustibles).¹

Gráfico 1

PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ELECTRICIDAD GLOBAL, 2006

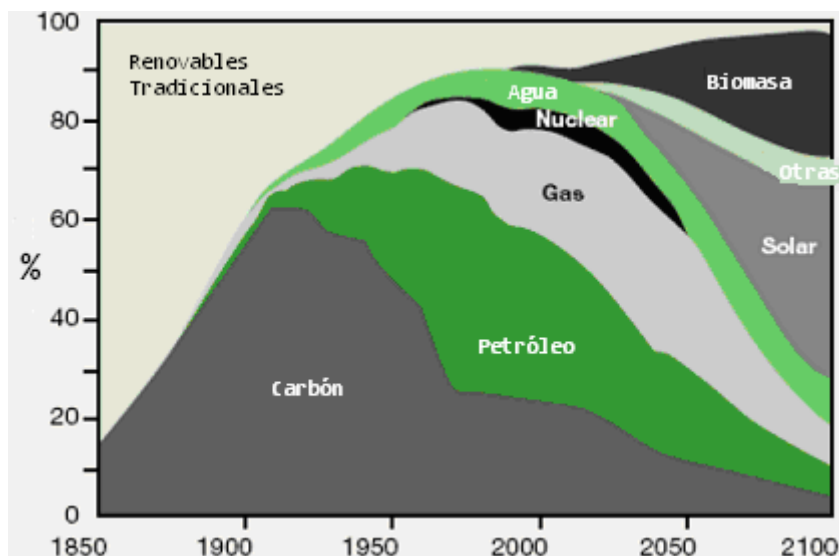


Fuente: Global Status Report 2007 Energía Renovable

Del análisis de la grafica se desprende que en la producción de energía los combustibles fósiles ocupan el 67%, mientras que la energía hidroeléctrica ocupa el 15% seguido por la nuclear con el 14% y en menor porcentaje se encuentra la energía proveniente de nuevas fuentes renovables.

En la siguiente gráfica vemos la evolución de matriz energética mundial, en donde se aprecia cómo los combustibles que hoy predominan en la misma irán perdiendo posición para dar lugar a energías más limpias.

¹ Global Status Report 2007. Energía renovable.

Gráfico 2 Evolución de la matriz energética Mundial

Fuente: The Role of Biomass in the world's energy matrix Profesor José Goldemberg

La energía renovable sustituye a los combustibles convencionales en cuatro sectores diferenciados: la generación de energía eléctrica, el sistema de agua caliente y la calefacción de ambientes, los combustibles para el transporte y la energía rural no conectada a la energía eléctrica.

Con relación a la energía eléctrica, la energía renovable abastece al 3,4% de la producción eléctrica global (ver gráfico 1).

La potencia instalada global renovable creció a una tasa anual del 15-30% en el periodo 2002-2006, estando compuesta la misma por la energía eólica, los sistemas de calentamiento solar de agua, la calefacción geotérmica² y la energía fotovoltaica³ no conectada a la red eléctrica.

Por lo general la biomasa se emplea tanto para la electricidad como para la calefacción; su uso ha registrado un incremento en algunos países de Europa en especial Austria, Dinamarca, Hungría, los Países Bajos, Suecia y el Reino Unido.

² La energía geotérmica es aquella energía que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. Geotérmico viene del griego geo, "Tierra", y termos, "calor", literalmente "calor de la tierra".

³ Se denomina energía solar fotovoltaica, a una forma de obtención de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos. Estos paneles están formados por un conjunto de celdas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.

Entre los países en vías de desarrollo, es común la utilización de electricidad y calor en pequeña escala proveniente de desechos agrícolas, por ejemplo el arroz o la cáscara de coco. El uso de bagazo (la caña de azúcar luego de extraer su jugo) para la producción de electricidad y calor, es considerable en países con vasta industria azucarera algunos de ellos son: Australia, Brasil, China, Colombia, Cuba, India, Las Filipinas, y Tailandia. Los pallets de biomasa se han tornado más frecuentes, y su consumo en Europa en el año 2005 fue de aproximadamente seis millones de toneladas; cerca de la mitad se han utilizado en la calefacción residencial y la otra mitad para generación de energía eléctrica. Si bien no existe una división global del consumo de biomasa para la calefacción y para la electricidad, dos tercios de la biomasa en Europa se utilizan para la calefacción.

En conjunto, se calcula que en el año 2006 la potencia de la electricidad renovable existente, a nivel mundial alcanzó 207 Gigawatts (GW), lo cual representa un aumento del 14% en comparación con el año 2005, sin incluir a las grandes centrales hidroeléctricas.

Estos 207 GW representan aproximadamente un 5% de la potencia instalada a nivel mundial considerando el total de generación de energía eléctrica: 4.300 GW.

Los seis principales productores de energía a partir de fuentes renovables durante el año 2006 fueron: China, Alemania, Estados Unidos, España, India, y Japón. Los países en vías de desarrollo en su conjunto, incluyendo a China, cuentan con el 43% del total, que en su mayoría provienen de la biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Cuadro 1

Principales Indicadores y países líderes en producción de energía renovable

Indicadores Seleccionados	2005	▶	2006	▶	2007 (estimado)
Inversión anual en potencia instalada nueva renovable	\$40	▶	55	▶	71,000 millones
Potencia instalada renovable (existente, excluyendo grandes hidroeléctricas)	182	▶	207	▶	240 GW
Potencia instalada renovable (existente, incluyendo grandes hidroeléctricas)	930	▶	970	▶	1,010 GW
Potencia instalada eólica (existente)	59	▶	74	▶	95 GW
Potencia instalada solar FV conectada a Red (existente)	3.5	▶	5.1	▶	7.8 GW
Solar PV incremento de capacidad (anual)	1.8	▶	2.5	▶	3.8 GW
Capacidad de calentamiento de agua (existente)	88	▶	105	▶	128 GWth
Producción de Etanol (anual)	33	▶	39	▶	46,000 millones lt.
Producción de Biodiesel (anual)	3.9	▶	6	▶	8,000 millones lt.
Países con objetivos cuantitativos de política – <i>targets</i> -	52	▶			66
Estados/provincias/países con precios o premios garantizados para la energía renovable - <i>feed-in</i> -	41	▶			46
Estados/provincias/países con estándares para cartera de Energía Renovable u Obligación – <i>RPS</i> -	38	▶			44
Estados/provincias/países con obligaciones para biocombustibles	38	▶			53

Cinco Países Líderes	#1	#2	#3	#4	#5
Valores anuales para el 2006					
Inversiones en nueva capacidad	Alemania	China	Estados Unidos	España	Japón
Incremento de energía eólica	Estados Unidos	Alemania	India	España	China
Incremento de solar FV (conectada a red)	Alemania	Japón	Estados Unidos	España	Corea del Sur
Incremento de calentamiento solar de agua	China	Alemania	Turquía	India	Austria
Producción de Etanol	Estados Unidos	Brasil	China	Alemania	España
Producción de Biodiesel	Alemania	Estados Unidos	Francia	Italia	República Checa
Potencia Instalada Existente año 2006					
Potencia Instalada energía renovable	China	Alemania	Estados Unidos	España	India
Pequeñas hidroeléctricas	China	Japón	Estados Unidos	Italia	Brasil
Energía Eólica	Alemania	España/ Estados Unidos		India	Dinamarca
Energía a partir de Biomasa	Estados Unidos	Brasil	Filipinas	Alemania/Suecia/Finlandia	
Energía Geotérmica	Estados Unidos	Filipinas	México	Indonesia/Italia	
Solar FV (conectada a red)	Alemania	Japón	Estados Unidos	España	Países Bajos/ Italia
Calentamiento solar de agua	China	Turquía	Alemania	Japón	Israel

Fuente: Global Status Report 2007 Energía Renovable

1.1.1 Energías contaminantes y sus consecuencias en el medio ambiente

Los cambios climáticos se han producido periódicamente en el planeta durante toda su existencia. Está comprobado que frente a un aumento o descenso de temperaturas hay detrás un aumento de concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

El dióxido de carbono es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) que contribuye a que la Tierra tenga una temperatura habitable. Sin embargo, un exceso del mismo acentuaría el fenómeno conocido como efecto invernadero, reduciendo la emisión de calor al espacio y provocando un mayor calentamiento del planeta.

En los últimos años la cantidad de dióxido de carbono en la atmósfera ha presentado un aumento, el cual trajo consigo la desaparición de especies naturales y la destrucción del entorno. Estos cambios afectan de manera directa a la población que vive en las zonas donde su concentración es mayor y de manera indirecta a toda la humanidad.

En el mundo hay 2.000 millones de personas que no tienen acceso a servicios básicos energéticos, y es evidente la necesidad de aumentar su consumo de energía para alcanzar un nivel de desarrollo que mejore la calidad de vida de sus habitantes. La Agencia Internacional de Energía (www.iea.org) estima que para alcanzar dicho objetivo se necesitará instalar una potencia de generación de energía muy amplia que, de hacerse como hasta ahora, puede suponer un aumento de emisiones de gases de efecto invernadero de un 60% sobre los niveles mundiales de 1990, lo cual intensificaría de manera alarmante los efectos del cambio climático.

La solución a estos problemas está en la expansión masiva de las energías renovables en las zonas en desarrollo, lo que, además de ser parte de la solución al cambio climático, impulsaría el desarrollo económico y tecnológico de estos países.

Ante la creciente problemática del Cambio climático, en 1997 un grupo de países aprobó el tratado del Protocolo de Kyoto, el cual es un acuerdo para la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero.

Por fuera de este tratado, Estados Unidos, China, Japón, India, Corea del Sur y Australia (los países del AP6) convocaron a una reunión como método alternativo de enfrentar el calentamiento global basándose en el uso de tecnologías de energía limpia.

Cabe destacar que dichos países acumulan el 49% del Producto Nacional Bruto Mundial, consumen el 48% de la energía mundial y generan el 48% de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2 Situación en América Latina

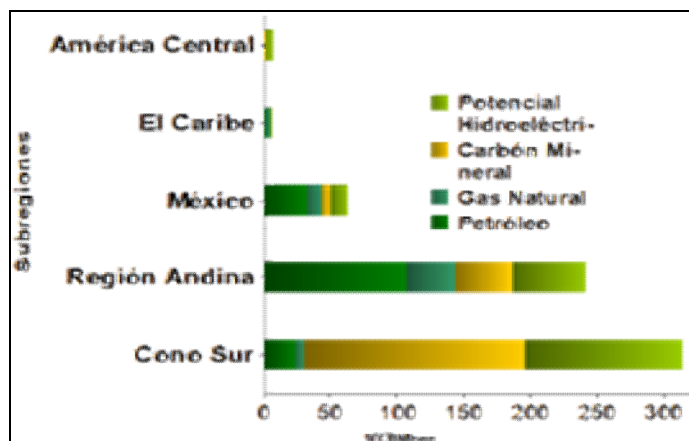
La matriz energética latinoamericana se basa en fuentes convencionales de energía (petróleo, carbón, gas natural e hidroelectricidad a gran escala).

Existe en forma generalizada una utilización poco sustentable de fuentes renovables, optándose por la construcción de mega centrales hidroeléctricas. Hay una fuerte desregulación y atraso tecnológico en el uso de la leña, con consecuencias de deforestación y contaminación atmosférica. Más recientemente ha cobrado fuerza la opción por el uso de los agrocombustibles, sin prevenir los impactos sobre el medio ambiente, los recursos hídricos y la soberanía alimentaria.

Los países que carecen de combustibles fósiles recurren a la importación desde países vecinos, principalmente para abastecer el sistema de transporte y el sector industrial. Excepcionalmente, algunos países de la región se han aventurado en la promoción de fuentes renovables no convencionales, como la geotermia⁴ y la energía eólica⁵ (Nicaragua, Costa Rica y El Salvador). Cabe señalar que las políticas públicas y la orientación política de los gobiernos inciden de manera fundamental en la configuración del mapa energético latinoamericano.

Gráfico 3

Reservas y Potencial Hidroeléctrico por Subregiones – 2007



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (www.olade.org.ec)

Solo la región andina (Argentina, Bolivia, Ecuador, Chile, Colombia, Perú y Venezuela) produce el 65% del petróleo de América Latina, y junto con México son los principales productores de petróleo y gas natural de la región.

⁴ La geotermia es una rama de la ciencia geofísica que se dedica al estudio de las condiciones térmicas de la Tierra. Uno de los frutos más notables de la técnica es la extracción de la energía geotérmica. Ver pie de página 2

⁵ La energía eólica es la energía obtenida del viento, o sea, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire.

En cuanto al gas natural, si bien la zona andina produce el 33% de este combustible en América Latina, México es el principal productor individual con el 34% de la producción regional, seguido por Argentina (23%), Venezuela (18%), Brasil (10%) y Bolivia (7%).

La hidroelectricidad desempeña un rol fundamental en la matriz energética del Cono Sur: Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay aportan en 59% de la producción hidroeléctrica de la región. La abundante disponibilidad de recursos hídricos en la cuenca amazónica explica esta tendencia.

Tal como ocurre con las fuentes fósiles, la presión a la exportación también pone en riesgo la sustentabilidad y autonomía de las matrices energéticas basadas en hidroelectricidad.

En cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), Centroamérica es una región pionera, contando con la mayor proporción de energía geotérmica respecto del total nacional de cada país. Costa Rica posee la mayor cantidad de parques eólicos de la subregión. Brasil y Argentina también tienen desarrollos de producción energética basados en ERNC pero en un porcentaje minoritario.

En países con marcada tendencia a la apertura de mercados energéticos, como Argentina y Brasil, el objetivo último de la producción en agro-combustibles es el abastecimiento de los mercados europeos y norteamericano, quienes demandan energéticos alternativos para responder a la obligación de reducción de emisiones de carbono en el marco del Protocolo de Kyoto.

Sólo tres países latinoamericanos (Argentina, Brasil y México) incursionaron en el pasado en la opción nuclear. Su participación en la matriz energética es marginal, puesto que sus riesgos y visibles impactos, altamente cuestionados por la ciudadanía, han limitado su expansión.

En relación a la tendencia más reciente, vemos que la región cuenta con un incremento en producción energética basada en fuentes renovables. Salvo el petróleo y el carbón, todas las demás fuentes energéticas presentan reducciones en la producción, lo que evidencia la escasa sustentabilidad de la matriz energética regional.

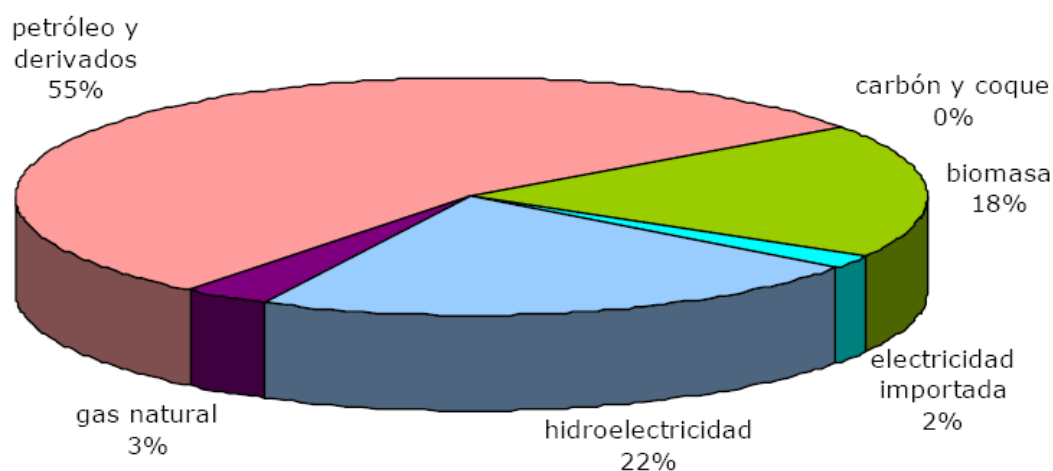
1.3 Situación en el Uruguay

1.3.1 Matriz Energética

- La matriz energética uruguaya, al igual que las del resto de América Latina, se basa en fuentes convencionales de energía, principalmente petróleo, sus derivados e hidroelectricidad. Presenta una gran dependencia de los combustibles fósiles y de sus países vecinos. En el 2006 se importó de estos países el 43% de la energía consumida, mientras que en el 2007 las importaciones representaron el 11% del consumo total debido a la profunda crisis energética que vivió Argentina y en menor medida Brasil.
- Respecto a la demanda energética, si analizamos el período 2000-2007 observamos un fuerte incremento de la demanda, producto del levantamiento de las medidas de ahorro obligatorio, de las bajas temperaturas en el invierno, la escasez de gas y las fuertes sequías.
- Respecto al consumo de energía de los distintos sectores, se observa que el sector Grandes Consumidores ha presentado un incremento importante, quedando en segundo lugar en importancia en participación dentro del total consumido, siendo el sector residencial el que presenta mayor participación con un 41% del mercado.

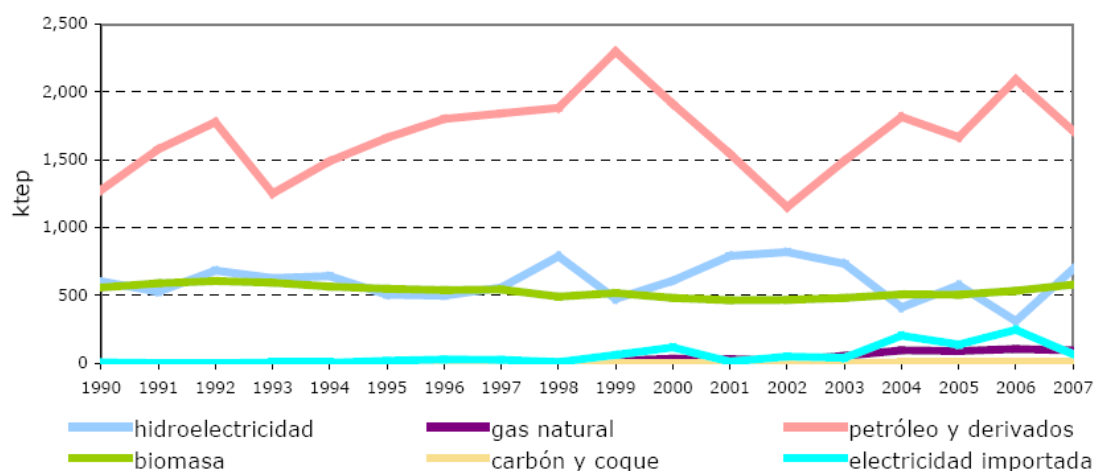
Oferta de energía:

Si se analiza la oferta de energía por fuente, se observa la gran dependencia del país de las fuentes de energía importadas. En la siguiente gráfica se observa la estructura de abastecimiento de energía para el año 2007, destacándose la importancia de los hidrocarburos: petróleo y sus derivados (55%), y gas natural (3%). La electricidad importada participó en el 2007 solamente en un 2%. La oferta propia del país está constituida por la producción de electricidad de origen hidráulico y de biomasa (leña y residuos de la biomasa) con un 22% y un 18% respectivamente.

Gráfico 4**ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA POR FUENTE - 2007**

Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

En el gráfico que se adjunta a continuación, se presenta la evolución del abastecimiento de energía por fuente para el período 1990-2007.

Gráfico 5**ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA POR FUENTE (ktep)**

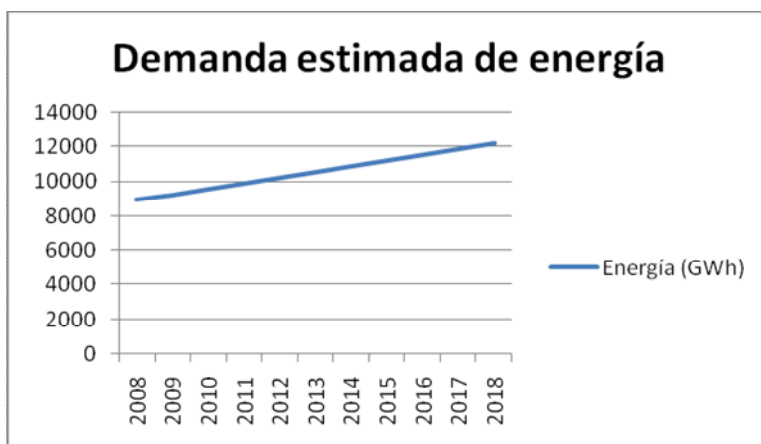
Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

Se observa que medido en miles de toneladas equivalentes de petróleo (ktep), el petróleo tuvo, producto de la crisis económica, su pico decreciente en el 2002 y que la hidroelectricidad tiene sus picos descendientes en los momentos en que fuertes sequías azotaron al país (1999, 2004 y 2006).

Demanda de energía:

El sistema interconectado uruguayo tiene una demanda de energía anual de alrededor de 9000 GWh, cuya evolución estimada en los próximos años se presenta en el siguiente gráfico.

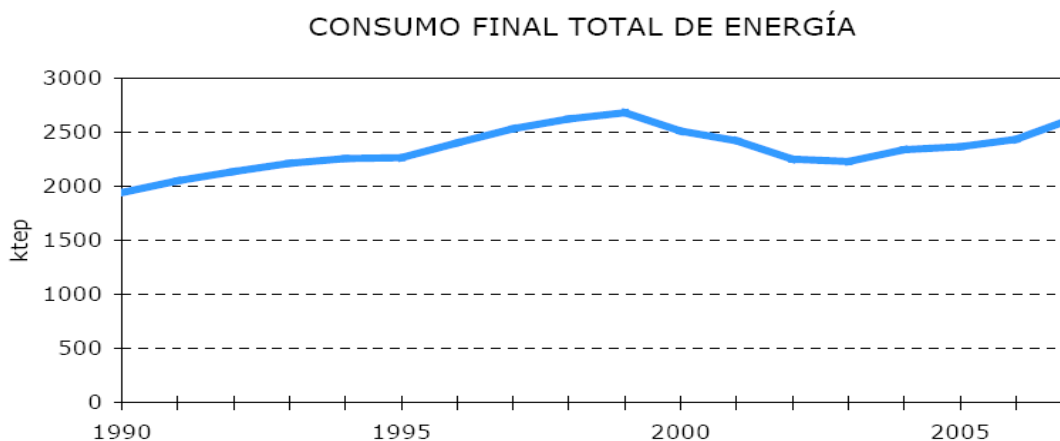
Gráfico 6



Fuente: Publicación del Congreso Latinoamericano de Energía, 2008

En el siguiente gráfico se observa la evolución del consumo final de energía para el período 1990-2007.

Gráfico 7

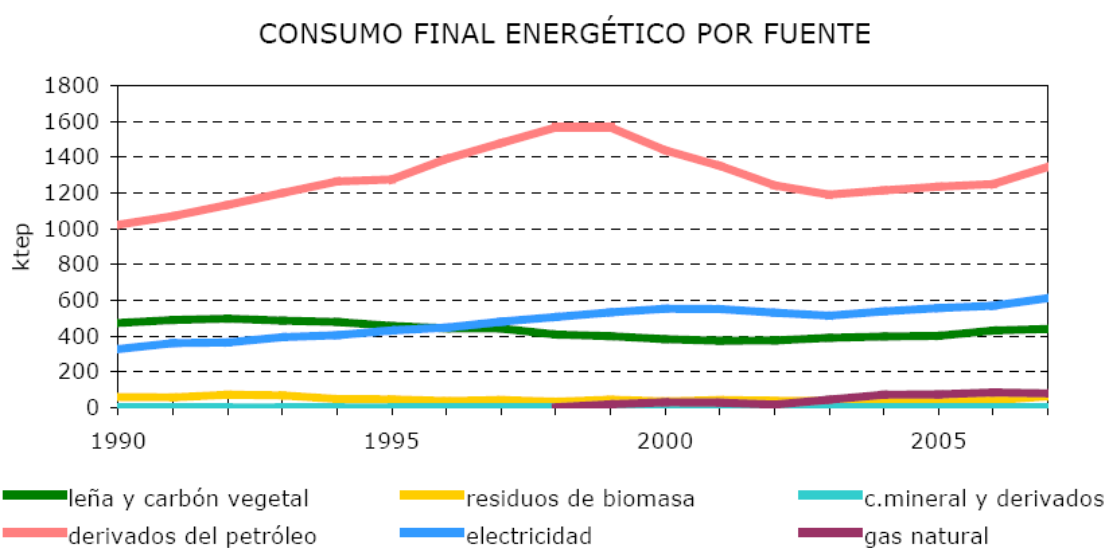


Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

Se entiende por consumo final de energía al consumo de los distintos sectores de consumo. No incluye el consumo del sector energético utilizado para la producción o transformación de energía.

Durante la década de los 90 el consumo se vio incrementado hasta el año 2000, en donde comenzó a disminuir alcanzando su pico más bajo en el año 2002 producto de la fuerte crisis económica que azotó al país, para posteriormente recuperarse y continuar aumentando en forma progresiva. A continuación se analizará la demanda por tipo de fuente a efectos de comprender la importancia significativa que tiene cada uno de ellos.

Gráfico 8

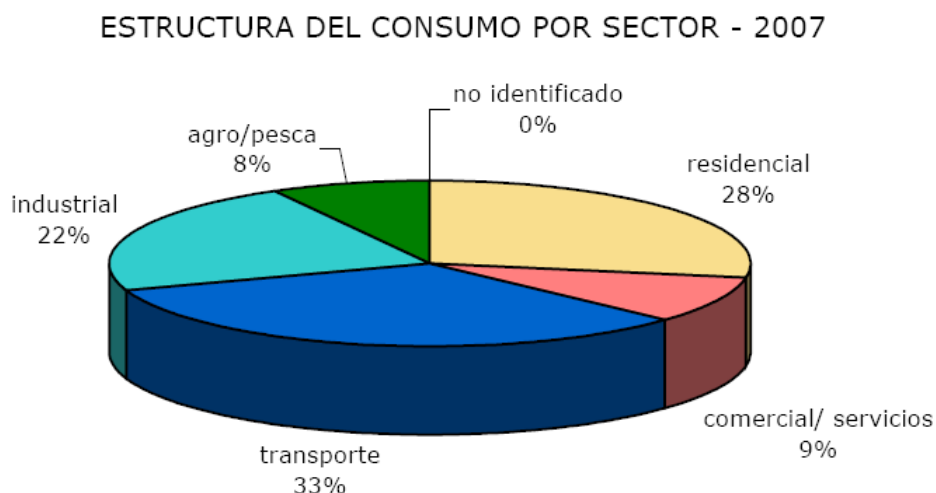


Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

Como podemos apreciar en la gráfica anterior el petróleo sigue siendo el tipo de fuente energética más consumida junto con la electricidad, que viene creciendo paulatinamente. El gas natural crece de forma marginal a partir de su incorporación en 1998.

Como complemento al análisis de la demanda, a continuación se detalla la estructura de consumo por sector:

Gráfico 9



Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

En el mismo, se destaca que los sectores transporte y residencial son los de mayor participación con un 33% y 28% respectivamente, seguidos por el sector industrial con un 22%.

Si se analiza para cada sector qué fuente de energía es la que se consume, se observa que el sector residencial se abastece básicamente de leña y electricidad y en menor medida el supergás; que el sector transporte se abastece en un 69% por gas oil y en menor medida por nafta; y que el sector industrial se abastece de electricidad, leña y fuel oil, viéndose incrementado en los últimos años el consumo de residuos de la biomasa.

1.3.2 Crisis energética en Uruguay:

La demanda uruguaya de energía eléctrica ha aumentado históricamente a un ritmo promedio del 5% anual. En el pasado, los incrementos de la demanda han sido satisfechos mediante inversiones en generación hidroeléctrica. Al presente se considera que las fuentes hidráulicas de gran escala han sido totalmente exploradas y algunas fuentes alternativas tienen escasa viabilidad debido a su alto costo (fotovoltaica, geotérmica, hidroeléctrica) o su prohibición legal (energía nuclear). Esto genera un panorama incierto tanto en la seguridad del suministro como en los precios de la energía.

En razón de lo anteriormente expresado, los incrementos futuros de la demanda requerirán de importaciones de electricidad desde los países vecinos y de nuevas inversiones en generación térmica basada en combustibles fósiles importados. El progresivo aumento en la participación de los combustibles fósiles en la matriz energética nacional también causará un concomitante incremento en la emisión de gases de efecto invernadero resultantes de esta actividad.

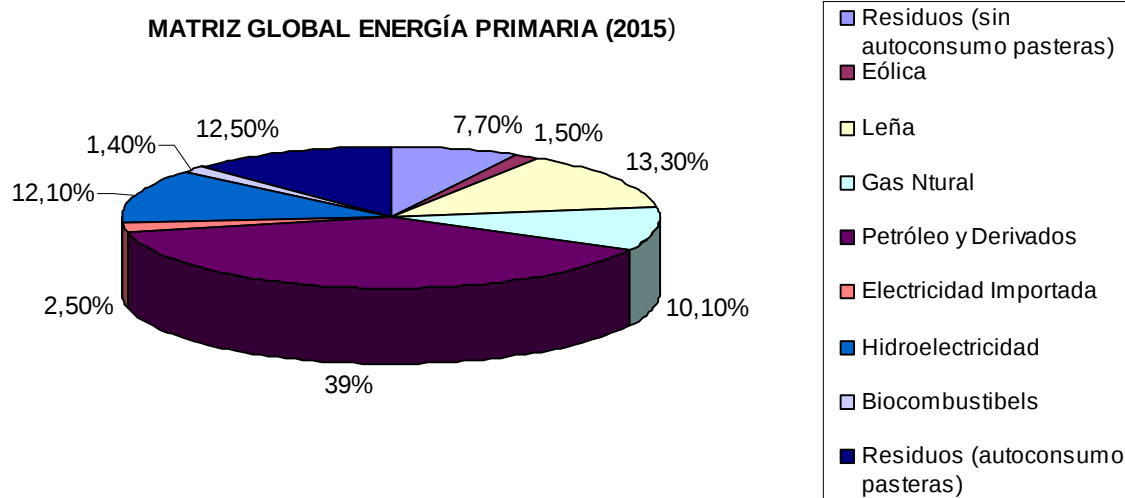
La energía es un problema multidimensional que involucra varios aspectos. Dentro de ellos sobresalen: la dificultad en el acceso a las fuentes y a la tecnología, sus altos costos económicos y su fuerte impacto sobre el cambio medioambiental global.

En los últimos años la sequía tuvo un rol preponderante en la crisis energética que afectó a nuestro país. La escasez de lluvias hace que los costos marginales promedio crezcan, debido a que disminuye la generación de energía de las centrales hidráulicas. Esta situación, acompañada de una contracción de las importaciones a los países vecinos producto de que ellos también se encontraban en una situación eléctrica crítica, llevó a que se implementara un plan de ahorro de energía eléctrica que afectó a toda la población nacional.

Con la finalidad de reducir la fuerte dependencia de energía proveniente de países vecinos y el impacto de la sequía, es que debemos ampliar nuestra matriz energética y darle paso a las energías renovables, sobre todo a la proveniente de la biomasa y la eólica que son las más sustentables en el tiempo.

Según proyecciones del gobierno (MIEM), se espera que la matriz energética para el 2015 tenga la siguiente estructura:

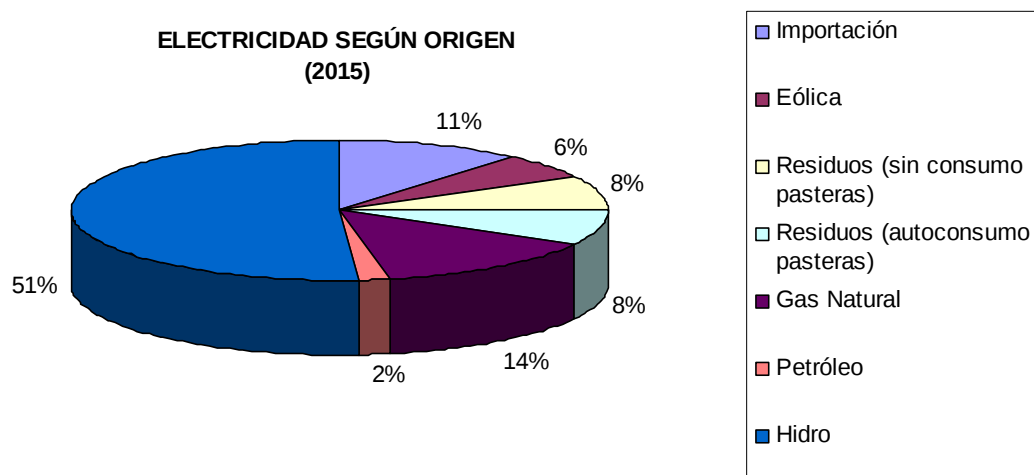
Gráfico 10



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Medio Ambiente

Para esa misma fecha, se espera que la oferta de energía eléctrica por cada fuente sea la siguiente:

Gráfico 11



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Medio Ambiente

1.3.3 Estructura del sector energético

Figura 1

Estructura del sector energético en el Uruguay

ORGANIGRAMA DEL SECTOR



Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Industrial

La Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, Unidad Ejecutora del Ministerio de Industria, Energía y Minería, es la unidad responsable de la proposición y coordinación de la política energética nacional. Entre sus cometidos se encuentra el de coordinar y orientar la acción de las entidades que operen en el sector de energía y el de participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas.

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), a su vez, es el organismo regulador del sector, creado como órgano desconcentrado del Poder Ejecutivo, con competencia de control a actividades del sector tales como: el mercado eléctrico, de gas y de hidrocarburos.

Los principales sectores son:

- a) Eléctrico: en el que UTE y la comisión técnica Mixta de Salto Grande (CTM SG) ejercen una función empresarial (UTE con: la generación, transmisión y distribución y la CTM SG con la generación), todo esto dentro del marco regulatorio definido por la Ley 16.832 de junio 1997.
- b) Gas Natural: en el cual las principales empresas que actúan son ANCAP, Gasoducto Cruz del Sur (transporte), Conecta (distribución de gas de redes en el interior), Montevideo Gas (distribución de gas redes en Montevideo) y las empresas distribuidoras de GLP⁶ (supergás y propano). No existe una ley de marco regulatorio del subsector, sino una serie de leyes, decretos, y contratos que reglamentan el sector.
- c) Combustibles líquidos: ANCAP ejerce una función empresarial (importación de petróleo y derivados, refinación y exportación de derivados), y la distribución a terceros la realizan las empresas privadas (DUCSA, ESSO, PETROBRAS).

⁶ El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases condensables presentes en el gas natural o disuelto en el petróleo.

1.3.4 Legislación asociada a la industria energética en Uruguay

1.3.4.1 Régimen General

El mismo se encuentra regulado por la Ley 16.832 y los decretos reglamentarios N° 276/002, 277/002, 360/002 y 278/002.

A continuación se resumen los principales puntos:

Mediante este régimen se aprueba la libertad de generación de energía. En el mismo se establece que las actividades de transmisión, transformación y distribución, tendrán carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente, quedando exceptuada la actividad de generación. Esta última podrá ser realizada por cualquier agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente, siempre que se realice a través del Despacho Nacional de Cargas y de acuerdo al mercado mayorista de energía eléctrica.

Organismos del Mercado Eléctrico

- Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE): tendrá como cometidos controlar el cumplimiento de la presente Ley, dictar normas en materia de seguridad y calidad de los servicios brindados, dictar normas en cuanto a los procedimientos de medición y facturación de los consumos de control y asesorar al Poder Ejecutivo en materia de otorgamiento de concesiones y permisos a actividades del sector eléctrico y en la fijación de las tarifas de venta de la energía eléctrica a terceros.
- Administración del Mercado Eléctrico (ADME): cuyo cometido es administrar el mercado mayorista de energía.
- Dirección Nacional de Cargas (DNC): cuyo cometido es decidir la curva de demanda prevista para el Sistema Interconectado Nacional que mejor representa las condiciones esperadas, buscando garantizar que la coordinación, la programación y el despacho que realice, cumplan con los objetivos de minimizar el costo de operación, minimizar el riesgo de racionamientos y de vertimientos, así como con los criterios de Desempeño Mínimo.

Mercado mayorista de Energía Eléctrica: por medio de esta ley se crea un mercado mayorista de energía eléctrica que funcionará en las etapas de generación y de consumo, con uso compartido del sistema de transmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores.

Autorización de nueva generación

El ingreso de nueva generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, incluyendo el caso del Autoproducer, requiere autorización del Poder Ejecutivo y del regulador.

Un Autoproducer es aquel que tiene las características y requisitos que define el Reglamento General y que la energía anual generada que vende al MMEE no puede ser superior al 50% de su generación anual. De lo contrario será considerado Generador.

Dentro de los Autoproduceres tenemos dos clases: firme y no firme.

El primer caso son los que por contar con más capacidad instalada que la demanda propia, tiene excedentes en su capacidad de generación que puede comprometer como firme para respaldar el abastecimiento de terceros. La misma la puede vender en el MMEE, en forma directa convirtiéndose en Participante o en forma indirecta a través de un Comercializador.

El segundo caso es el que no cumple las condiciones anteriores ya que cuenta con capacidad instalada para cubrir una parte de la demanda propia y transitoriamente puede resultar con excedentes. De convertirse en participante del mercado por decisión propia puede vender o comprar en el mercado energético. Para ello, informará al DNC cada día los excedentes ofertados o el consumo requerido.

Composición del mercado mayorista

Los participantes del mismo son:

- a) Agentes: son los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores que cuenten con concesión o con autorización según corresponda y que cumplan las obligaciones y los requisitos del Reglamento del Mercado Mayorista.
- b) Comercializadores: es aquel que por medio de Acuerdos de Comercialización, compra o vende para uno o más agentes en el MMEE, incluyendo importación y exportación.

Productos y servicios que se comercializan en el mercado

En el MMEE se comercializa energía y potencia Firme para Garantía de Suministro.

- La energía corresponde a la energía que se inyecta, proveniente de generación en el territorio nacional o de importación, que se vende a través del MMEE, medida según el Sistema de Medición Comercial y a la energía que se toma destinada al consumo local o a la exportación que se compra a través del MMEE.
- La potencia firme es el respaldo para la Garantía de Suministro y tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida.

Formación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE)

En el mercado mayorista existen dos ámbitos de operación el mercado de contrato a término, y el mercado spot, los cuales se detallan a continuación.

Mercado de Contrato a Término

Es el ámbito donde los Participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.

Dichos contratos deberán cumplir las características definidas en este Reglamento y no podrán establecer obligaciones físicas de generación que impidan el despacho económico. Por sus características se diferencian dos tipos de contratos: Contratos de Suministro y Contratos de Respaldos.

- Contrato de Suministro: en el mismo un Participante Consumidor compra de un Participante Productor bloques de energía con discriminación horaria y Potencia Firme de Largo Plazo con discriminación mensual, para el suministro del consumo propio o del consumo que comercializa. Mediante este tipo de contratos, el Participante Consumidor que es la parte compradora obtiene estabilización del costo de suministro y un seguro de Garantía de Suministro.
- Contratos de Respaldo: tiene por objeto acordar la compra a un Participante Productor de Potencia Firme de Largo Plazo como generación de respaldo. Por estar asociado a generación, el contrato debe identificar las unidades o centrales que proveerán dicho respaldo.

Mercado Spot

Es el ámbito en que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y la realidad del consumo.

La compra y venta de corto plazo de energía en el mercado Spot será la horaria con Precios Spot Nodales.

El Precio Spot de la energía en un nodo de la red de transmisión es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda de ese nodo, dentro de los criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece el Reglamento.

Algunas otras definiciones de importancia son:

Distribuidor: es el agente que realiza la actividad de distribución, entendida como la prestación del servicio público de electricidad a los suscriptores y la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica mediante redes de distribución. El procedimiento de compra así como el traslado de costos mayoristas a las tarifas reguladas del Distribuidor se cumplirán de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución.

La función de transmisión y distribución hoy en día está a cargo de UTE la cual cobra un canon por la utilización de sus servicios. Los generadores que están bajo la modalidad de contrato no tienen que hacerse cargo de este costo, por lo que aplica únicamente para los que operan en el mercado Spot.

Riesgo Identificado:

La ausencia de contabilización del canon cobrado por UTE a los generadores que operan en el mercado Spot puede llevar a la existencia de una subvaluación de pasivos.

Ver análisis en capítulo VII

Grandes Consumidores: son los consumidores con calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación y están conectados directamente al sistema de transmisión, o estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el MMEE.

Exportador: es el Generador o Comercializador con Acuerdos de Comercialización y uno o más contratos de exportación, titular de una autorización de exportación de energía eléctrica.

Importador: es el Generador, Distribuidor, Gran Consumidor o Comercializador con Acuerdos de Comercialización y uno o más contratos de importación, titular de una autorización de importación de energía eléctrica. Para el caso de los Grandes Consumidores, estos solo podrán importar energía para su propio consumo.

Tasa del Despacho Nacional de Cargas: se crea esta tasa la que se devengará por cada transacción que se ejecute a través del Sistema Interconectado Nacional, la cual será abonada por el agente que designe la reglamentación y no podrá superar el 2,5% del monto total del suministro, exportación o tránsito y será recaudada por ADME.

Seguro de Garantía de Suministro: es el cubrimiento anticipado de parte de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, que asegura la existencia de suficiente Potencia Firme de Largo Plazo, con disponibilidad comprometida para satisfacer su requerimiento.

Régimen tarifario

El Poder Ejecutivo podrá fijar tarifas máximas para cada tipo de actividad de la industria energética. Los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida en el mercado mayorista de energía eléctrica calculada a partir de sus valores netos entregados.

1.3.4.2 Régimen Particular

Se encuentra regulado por los decretos 77/006 y 397/007.

A continuación se detallan los principales puntos:

El Decreto 77/006 encomienda a la UTE promover la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en el territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas.

La potencia total instalada en centrales eléctricas asociadas a los contratos con la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), no deberán superar los 60 MW y se plantea una meta de asignación de 20 MW a cada uno de los tres tipos de fuente de energía. Podrán contratar en el marco de este decreto los generadores cuya potencia instalada no supere los 10MW.

Los contratos deberán contemplar, entre otras, las siguientes condiciones.

- UTE pagará el precio correspondiente por la energía que le fuere entregada en la red, estableciéndose en el Acuerdo Operativo, las formas de medida y las modalidades de entrega.
- El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de las ampliaciones que fueran requeridas en la red, y no venderá a terceros energía eléctrica proveniente de las centrales asociadas a sus contratos con UTE.

Riesgo Identificado:

Ventas concentradas en un solo cliente. Las ventas provenientes de la planta de generación eléctrica, cuya potencia instalada no supere los 10MW y se encuentre regulada bajo este régimen, se podrán realizar únicamente a UTE.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

- La empresa no pagará cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador, durante la vigencia de estos contratos.
- El plazo de la contratación será de hasta 20 años, computados a partir de la entrada en servicio de la central.
- El generador tendrá derecho a decidir su propio despacho, pudiendo UTE y el generador acordar la salida del servicio de la central en períodos de bajo costo de la energía del sistema.
- Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos respetarán los requisitos ambientales dispuestos en la normativa vigente, incluyendo la previsión de la etapa de finalización de operaciones.

Riesgo Identificado:

Riesgo por estimación de pasivos por costos de cierre y restauración.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

Con el Decreto 397/007 se introduce la modificación de que UTE podrá contratar con centrales de potencia instalada no superiores a 20MW, en cuyo caso la potencia a contratar con UTE representará al menos el 50% de dicha potencia instalada.

Durante la vigencia de dichos contratos, la empresa podrá con la potencia remanente inyectada en la red de UTE volcarla al mercado Spot de energía eléctrica (el cual se explicó en el régimen general).

Adicionalmente a esta normativa que regula ambos regímenes se promulgaron las siguientes leyes y decretos relacionados:

- Ley 18.245 del 22/12/07 y Ley 15.939 de 28/12/07 referentes a la promoción del desarrollo forestal, promueven los recursos forestales, las industrias forestales y la economía forestal en general.
- Ley 18.195 del 14/11/07 referente a la regulación de la actividad de producción, comercialización y utilización de agro combustibles.
- Ley 17.567 del 20/10/02 referente a la declaración de interés nacional de la producción de combustibles alternativos, renovables y sustitutivos del petróleo, elaborados con materia nacional de origen animal o vegetal y se la exonera de todo tributo.
- Ley 18.245 del 22/12/07 y Ley 15.939 de 28/12/07 referentes a la promoción del desarrollo forestal, promueve los recursos forestales, las industrias forestales y a la economía forestal en general.
- Ley 18.195 del 14/11/07 referente a la regulación de la actividad de producción, comercialización y utilización de agro combustibles.
- Ley 17.567 del 20/10/02 referente a la declaración de interés nacional de la producción de combustibles alternativos, renovables y sustitutivos del petróleo, elaborados con materia nacional de origen animal o vegetal y exonerables todo tributo.
- Ley 17.279 referente a la adopción del Protocolo de Kioto.
- Decreto 389/005 referente a la compra de energía eléctrica a centrales de generación distribuida.
- Decreto 523/008 referente a la reglamentación de la ley 18.195, sobre la regulación de la producción de Biodiesel.
- Decreto 299/008 referente a la compra – venta de energía eléctrica con proveedores libres.

Entre la normativa referente al impacto ambiental tenemos entre otras la Ley 16.466, y su Decreto Reglamentario 435/994 del 21 de setiembre de 1994, donde se prevé el análisis del impacto ambiental en la etapa de abandono (o finalización de operaciones).

Por otra parte en el estudio de impacto ambiental elaborado para la Dirección Nacional de Medio Ambiente por Enviro Consultores, con fecha 24 de Julio de 2008 en nombre de la empresa Galofer S.A.⁷ (Empresa productora de Energía renovable a partir de la cáscara de arroz), se establecen las siguientes tareas de finalización: no se dejarán residuos de ningún tipo en el predio; se podrá dejar parte de las instalaciones con fines turísticos, o en su defecto reutilizar el predio para el asentamiento de otra industria de influencia regional del sector agroindustrial; se generarán residuos sólidos, los que serán removidos con maquinaria adecuada, teniendo en cuenta normas de seguridad.

⁷ www.mvotma.gub.uy/Dinama

CAPÍTULO II

Conocimiento del sector arrocero

CAPÍTULO II: Conocimiento del sector arrocero

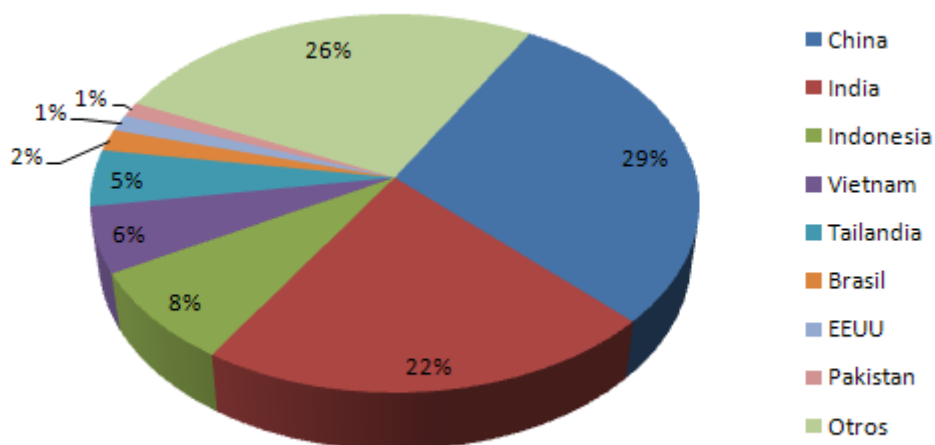
2.1 El Arroz en el mundo

La producción está geográficamente concentrada y más del 70% proviene de Asia. Tan sólo cinco países asiáticos (China, India, Indonesia, Vietnam, Tailandia) producen y consumen más del 70% del arroz del mundo.

Las variedades de arroz cultivadas han ido cambiando en los últimos años, mediante una gradual renovación de las más antiguas, en función de las mejores características provocando la desaparición de determinadas variedades, pues las nuevas ofrecen: mejores rendimientos, mayor resistencia a enfermedades, altura más baja, mejor calidad de grano o mayor producción.

Gráfico 12

PRODUCCIÓN DE ARROZ EN EL MUNDO AÑO 2008



Fuentes: FAO & USDA, Julio/Agosto 2008

Según informó la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) las primeras proyecciones para el 2009 indican un alza de 1% a 675Mt (454,3 Mt base arroz blanco) si las condiciones meteorológicas son normales.⁸

El mercado internacional del arroz se enfrenta en la actualidad a una situación especialmente difícil, con una demanda mayor que la oferta y un aumento considerable de los precios, que fue lo que advirtió Concepción Calpe, economista superior de la FAO.

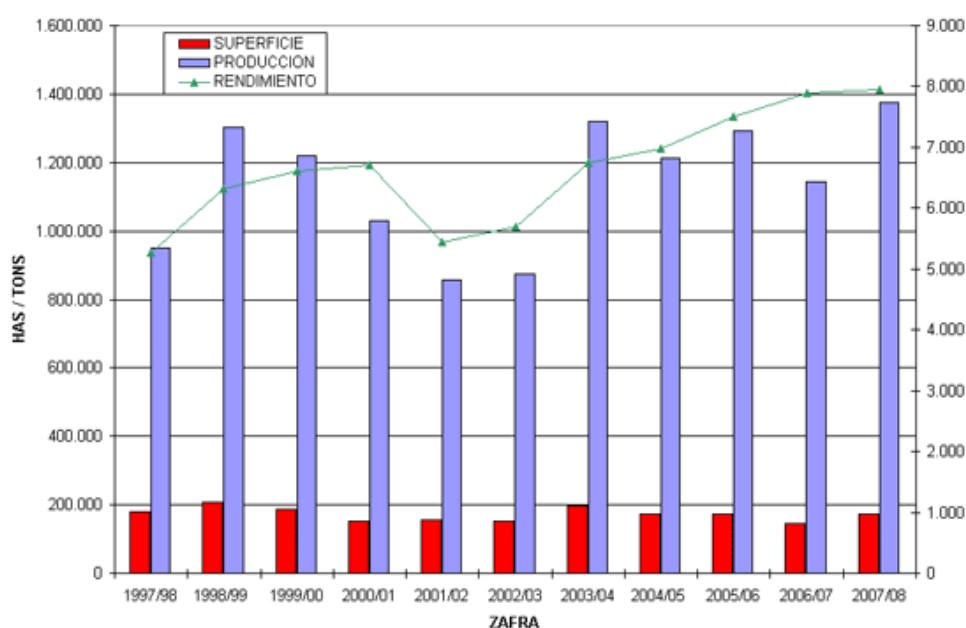
⁸ Fondo Latinoamericano de Reservas www.flar.org/pdf/ia0908es.pdf

2.2 El arroz en el Uruguay

Del total de la superficie con cultivos de arroz en el Uruguay, la zona este del país (Treinta y Tres, Lavalleja y Rocha) son los que tienen mayor área cultivada, alcanzando el 50% del total. Le sigue en un segundo lugar la zona centro del país (Tacuarembó, Durazno, Rivera, y Cerro Largo) con un área cultivada del 28%, ambas zonas cubren el 78% de la producción del país. Como se muestra en el cuadro que sigue, la evolución del cultivo de arroz en el Uruguay se ha ido incrementando paulatinamente. Si bien la oferta es mayor a la demanda interna de este producto, las exportaciones logran absorber este crecimiento, logrando así que el precio no caiga. La zafra de la producción de arroz comienza en el mes de Marzo y finaliza en el mes de Noviembre.

Gráfico 13

Evolución del Cultivo de Arroz en el Uruguay



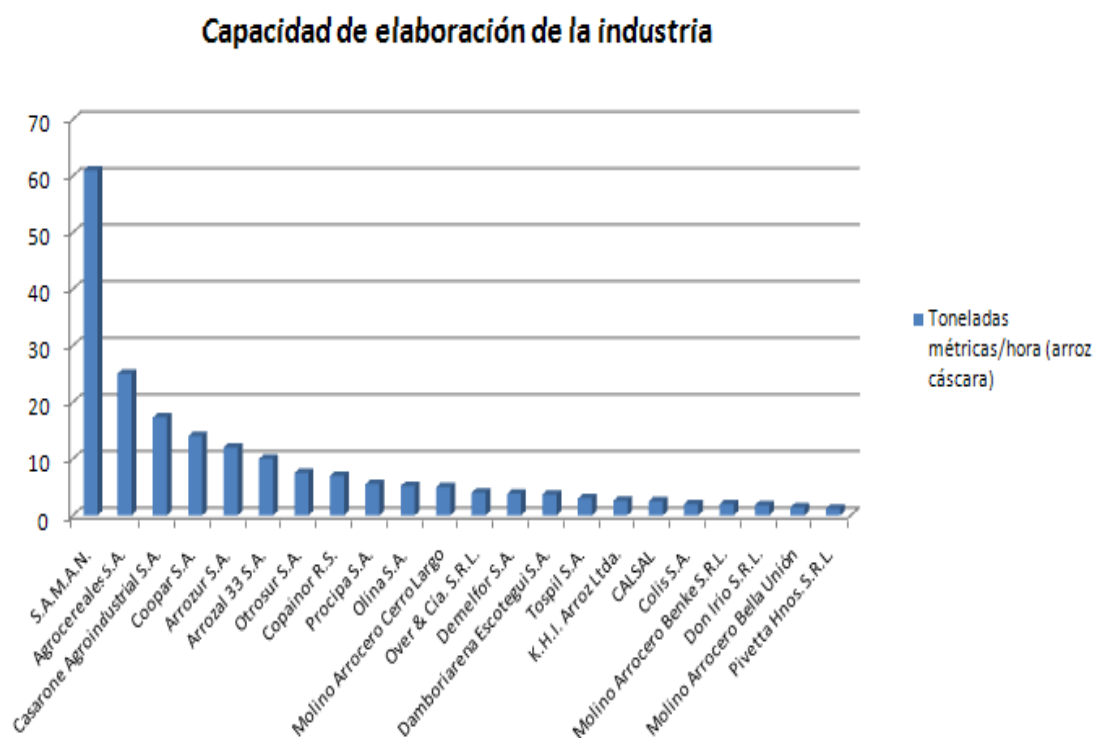
Fuente: Asociación de cultivadores de arroz - www.aca.com.uy

Durante el 2008 Uruguay obtuvo una cosecha extraordinaria de 1,3 millones de toneladas arroz en respuesta a las favorables perspectivas de mercado, 16% mayor que en 2007. El precio para regular la venta de la cosecha se fijó en USD 17,28 por cada 50 kilos (USD 345,6 por tonelada), siendo éste el precio más alto en la historia.

En cuanto a la cosecha esperada para el 2009, se espera una reducción del 5% de las plantaciones, a 160 000 hectáreas cultivadas. Esta disminución refleja la creciente preocupación por el impacto en los precios al productor debido a la depreciación del real (moneda de Brasil) que sigue siendo el principal mercado de exportación para los productores de arroz de Uruguay.

Los principales productores de arroz en el país son SAMAN, Agrocereales S.A., y Casarone Agroindustrial S.A. quienes representan el 52% de la capacidad de elaboración de la industria.

Gráfico 14



Fuente: Asociación de cultivadores de arroz - www.aca.com.uy

La Cáscara de arroz constituye un problema social desde finales de 1996, en donde se observó que la producción de arroz en el Uruguay crecía y con ella los residuos que dejaba esta industria.

A raíz de esto, la Cámara de Representantes, conjuntamente con la Facultad de Ingeniería, buscó mitigar este problema y encontró ciertos productos que se pudieran realizar a partir de la cáscara de arroz. Entre ellos podemos mencionar⁹; a) La combustión de la cáscara para obtener: 1. Energía. 2. Ceniza para la elaboración de otros subproductos como: fabricación de bloques y paneles para la construcción de viviendas, agregados al cemento para producir hormigones especiales, agregados a la cerámica blanca y roja. b) La utilización de la cáscara de arroz sin quemar en: elaboración de ladrillos para la construcción, elaboración de bloques y paneles, materia prima para la elaboración de absorbentes de efluentes industriales, agregado al fuel-oil como combustible, usos agropecuarios varios, como cama de pollos.

⁹ Facultad de Ingeniería de la República www.fing.edu.uy/notas/tacu.htm

Sin embargo, no fue hasta el año 2008 cuando surgió el primer proyecto de elaboración de energía no tradicional a partir de la cáscara de arroz, lo que permitió que esta pasara de ser un residuo a una alternativa energética. De esta forma, se genera una interrogante, ¿la cáscara podrá llegar a ser un producto principal o será simplemente un sub-producto generado en el proceso de industrialización del arroz? (Ver análisis de este tema en productos conjuntos 6.2.2).

Según la FAO la cáscara de arroz posee ciertas características que posibilitan la utilización de la misma para generar energía eléctrica: entre ellas viabilidad de la industria, propiedad de la cáscara de arroz, la distribución geográfica de los molinos en que se produce y se consume energía, los medios de transporte que actualmente existen, las redes de distribución de energía adecuadas, y los contratos con compañías de energía eléctrica. Todas estas características se cumplen para los proyectos desarrollados en nuestro país.

Si hoy hiciéramos el análisis de cuánta energía se puede generar con la cáscara de arroz producida obtendríamos lo siguiente:

Cuadro 2

CONCEPTO	CANTIDAD
Producción de arroz (Toneladas)	1.300.000
Cáscara de arroz (Toneladas)	260.000
Coefficiente de generación (Ton. Cáscara/MWh generado)	1,2
Total de energía teórica (MWh)	216.667

Fuente: Proyecto de Generación de Energía Eléctrica (Galofer S.A.)

2.3 Industrialización del arroz

La industrialización del arroz comienza luego de la cosecha. La agroindustria arrocera tiene por objeto la transformación de arroz cáscara (paddy) en arroz blanco y otros subproductos, por medio de procesos de secamiento y molienda cuyo objetivo central es básicamente el blanqueo del arroz sin que se produzcan demasiados granos partidos.

Los principales productos del proceso de molienda son: el arroz blanco; los subproductos utilizables que se obtienen durante el proceso de molinaje y pueden ser vendidos en el mercado; y los subproductos de desecho, los cuales salen del proceso y no tienen ningún valor comercial.

Una vez efectuado el proceso de trilla (que consiste en retirar la cáscara al paddy), se obtienen los primeros dos subproductos: el arroz integral (o brown) y la cascarilla del arroz. Una parte de esta última hasta el momento, era utilizada como combustible para el proceso de secamiento, y la restante, se vendía a terceros para la producción de abonos o camas para avicultura. Actualmente, además de estos usos, la cáscara de arroz es utilizada como materia prima para la producción de energía eléctrica.

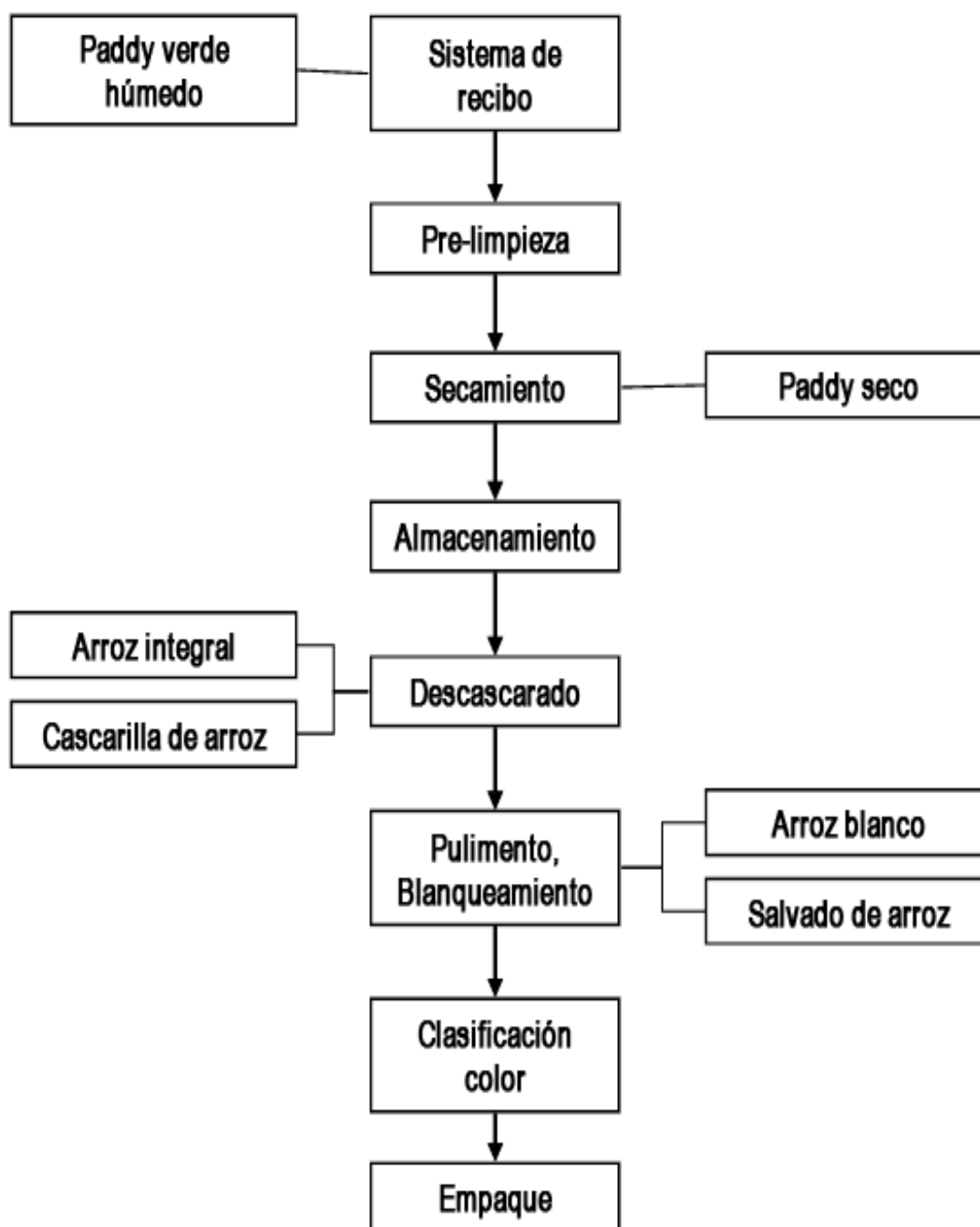
El arroz integral puede destinarse directamente al consumo humano, y de hecho, se considera el de mayor valor nutritivo por mantener aún el pericarpio (capa de salvado) que posee todo el contenido proteínico y vitamínico natural del grano, así como la fibra necesaria que lo hace de fácil digestión.

Luego el arroz pasa por un proceso de pulimento, a partir del cual se obtienen el arroz blanco y la harina de pulimento (o salvado de arroz, conocido también como afrechillo). Esta última, se utiliza generalmente como materia prima en la industria de alimentos balanceados para animales.

Finalmente, el arroz blanco entero se destina directamente al consumo humano o se muele para obtener harina de arroz.

Figura 2

Proceso de industrialización del arroz



Fuente: Informe sobre la Agroindustria del arroz de Colombia.

CAPÍTULO III

Definición del alcance del trabajo

CAPÍTULO III: Definición del alcance del trabajo

A través de nuestro trabajo buscamos realizar un aporte en el estudio sobre Auditoría de empresas productoras de Energía Renovable. Se trata de una industria que está teniendo un crecimiento importante como contrapartida del agotamiento de las energías provenientes de combustibles fósiles, y donde las normas internacionales de contabilidad no tardarán en poner foco de atención.

A su vez, nos centramos en las productoras de energía a través de la cáscara del arroz ya que la producción de arroz ocupa un lugar de importancia en nuestro producto bruto interno y actualmente se encuentran aprobados dos proyectos de inversión al respecto:

Fenirol SA¹⁰ situada en el departamento de Tacuarembó y Galofer SA¹¹ en el departamento de Treinta y Tres los cuales generarán aproximadamente el 50% de la energía proveniente de la biomasa en nuestro país.

Este tipo de proyectos generan no sólo un beneficio económico sino también ambiental, producto de que lo que antes era considerado un desecho contaminante y una pérdida económica para las industrias arroceras, hoy es la materia prima utilizada para la producción de energía.

Nuestro análisis se enfocará básicamente en la identificación de los riesgos específicos de la industria y en el desarrollo de un plan de auditoría acorde para su mitigación.

Para ello es necesario realizar un profundo estudio del sector y sus principales características.

También analizaremos la normativa contable y legal vigente, haciendo énfasis en las etapas de inicio y finalización de este tipo de proyectos.

¹⁰ Resolución 16/01/08

¹¹ Resolución 08/09/08

www.presidencia.gub.uy/Normativa/Resoluciones

www.miem.gub.uy/MIEMDNETN/Normativaytarifas/FuentesRenovables/resoluciones

SEGUNDA PARTE

CAPÍTULO IV

Breve descripción del proceso de
auditoría

CAPÍTULO IV: Breve descripción del proceso de auditoría

4.1 Auditoría de estados contables

La auditoría de estados contables implica el examen de los mismos por parte de un profesional independiente con el objetivo de emitir una opinión acerca de si los mismos han sido preparados de acuerdo a Normas Contables Adecuadas.¹²

El “objetivo principal” de una auditoría es la emisión de un informe o dictamen en el cual el auditor expresa su opinión referente a los estados contables sujetos a revisión. Otro objetivo del trabajo del auditor es la emisión de la carta de recomendaciones sobre mejoras en el control interno de la entidad.

La finalidad que se pretende de los estados contables acompañados por el informe del auditor independiente, es brindar información que sea confiable y útil a terceros interesados.

El auditor debe estar familiarizado profundamente con las normas contables vigentes pues su aplicación es fundamental en el proceso de revisión. Todo auditor idóneo debe poseer un claro y concreto dominio de las normas contables aplicables al ente que está siendo objeto de examen.

En este capítulo queremos mencionar en forma abreviada el proceso de auditoría para que nos sirva de referencia en el desarrollo de este trabajo.

4.2 El proceso de auditoría

- 4.2.1 Planeamiento y estrategia
- 4.2.2 Relevamiento y evaluación del sistema de control interno
- 4.2.3 Ejecución
- 4.2.4 Tareas finales y emisión del informe

4.2.1 Planeamiento y estrategia

La etapa de planeamiento comprende una primera aproximación al conocimiento de la empresa cuyos estados contables son objeto de examen, aproximación que recae sobre la actividad y sobre las cifras más significativas de la empresa.

¹² Fowler Newton, Enrique. Auditoría Aplicada.

La importancia de la planeación se deriva de facilitar la consecución del objetivo con la mayor eficiencia y eficacia posible, finalizando con la determinación del alcance, naturaleza y oportunidad de los procedimientos a realizar que se resumen en el programa de trabajo, y la asignación de dichos procedimientos al personal designado para el trabajo.

Una correcta planeación puede minimizar el riesgo de existencia de errores y omisiones materiales en los estados contables que no sean detectados por el auditor.

Esta etapa se puede dividir en diferentes sub-etapas, las que se establecen a continuación.

4.2.1.1 Obtención de conocimiento preliminar del negocio

"Obtener el conocimiento del negocio es una parte importante en el proceso de planeación de la auditoría y asisten en la identificación de eventos, transacciones y prácticas que pueden tener un efecto material en los estados contables".¹³

En esta etapa, el auditor deberá obtener el máximo conocimiento posible de la empresa y del sector en el que opera. Para cumplir con este objetivo se deberán coordinar reuniones con los encargados de las distintas secciones de la empresa y con la gerencia de la misma, de manera de abarcar la comprensión del negocio en su conjunto.

El conocimiento implica poder llegar a entender qué es lo que hace la empresa, cómo lo hace, y porqué lo hace de tal o cual manera y no de otra. La forma de obtenerlo es a través de conversaciones con personal de la empresa, lectura de información interna y externa, información obtenida de asesores o terceros vinculados o relacionados con la actividad del ente en particular o con la actividad económica a la que pertenecen, la normativa legal que la rige, trabajos profesionales realizados en años anteriores, entre otros.

De estas reuniones iniciales los aspectos más importantes a tratar son: estructura organizacional de la empresa y su forma societaria, descripción del ciclo productivo, niveles de producción de los últimos años, productos y canales de distribución, posicionamiento de la empresa en el mercado local e internacional, competidores más relevantes, detalle de los principales clientes con los que se opera y su peso relativo en el total de créditos, detalle de sus proveedores, políticas relativas al personal fijo y zafral, publicidad y promociones, leyes y reglamentaciones e informes de auditores anteriores en caso de que existieran.

¹³ Párrafo 6 NIA 300

Luego de estas reuniones, el auditor deberá dejar evidencia de la información obtenida, así como concluir sobre los aspectos más importantes y formarse una idea global del negocio.

El procesamiento de la información recabada será de sustancial importancia para: identificar los riesgos de auditoría, definir la estrategia de auditoría y definir los rubros más importantes a analizar.

Es relevante considerar si se trata de una primera auditoría o si es recurrente, ya que en el primer caso la profundidad sobre el conocimiento del cliente será mayor.

Dentro de la etapa del conocimiento del negocio, es importante obtener un entendimiento de los riesgos estratégicos del mismo que puedan tener un efecto significativo en los estados contables o sobre el informe de auditoría.

4.2.1.2 Definición de la materialidad preliminar

El auditor deberá dar su opinión sobre la razonabilidad de los estados contables y sobre la situación económica, financiera y patrimonial de la empresa.

"La información es material si su omisión o error puede influir en las decisiones económicas que los usuarios tomen sobre la base de los estados contables. La materialidad depende de la importancia de la partida o error considerando las circunstancias particulares de dicho error u omisión".¹⁴

En función del riesgo que está dispuesto a asumir el auditor, es que se define la materialidad, es decir, ante una materialidad alta se está asumiendo mayor riesgo en el sentido de que las pruebas sustantivas a realizar serán menores.

4.2.1.3 Movilización del equipo de trabajo

El jefe del equipo de auditoría deberá coordinar una reunión con el resto de los integrantes que realizarán el trabajo. Se deberá evaluar contar con la participación de profesionales en el área de impuestos y sistemas informáticos que brinden apoyo al equipo en esta materia, y/o de terceros especialistas que puedan ser consultados en el transcurso del trabajo.

En esta reunión se definirán los aspectos claves del negocio, la materialidad preliminar, la estrategia inicial de auditoría, así como los principales procedimientos a realizar, con el fin de interiorizar al equipo sobre dichos temas.

¹⁴ Marco Conceptual - IASC

4.2.1.4 Revisión analítica preliminar

Constituye una primera aproximación a los grandes números de la empresa.

En la revisión analítica preliminar se busca identificar y analizar las variaciones de los principales rubros de la empresa con respecto al año anterior o a presupuestos realizados por la misma con el fin de identificar las transacciones, hechos e importes que requieran especial atención durante la auditoría. Estas situaciones llamativas o inusuales no permiten sacar conclusiones definitivas respecto a si el saldo de una cuenta contable es incorrecto o no, pero sí permitirán identificar aquellas cuentas respecto a las cuales los procedimientos de auditoría deberán enfocarse.

La aplicación de este procedimiento exige que el auditor posea destrezas, experiencia y un conocimiento del cliente que le faciliten la detección de problemas que aumenten los riesgos específicos de auditoría.

A su vez será necesario evaluar la evolución de la industria y del mercado en el período de análisis de modo de identificar posibles impactos en los estados contables. Será fundamental la información obtenida en la etapa de conocimiento del sector.

4.2.1.5 Desarrollo del plan de auditoría

De acuerdo con la NIA 300: "El auditor deberá desarrollar y documentar un plan global de auditoría describiendo el alcance y conducción esperados de la auditoría".

En esta etapa se determinará la estrategia y los procedimientos de auditoría para cada rubro o grupo de cuentas y se definirán las áreas de riesgo para la auditoría en base a la información recabada en las etapas anteriores.

Además se definirá el informe a emitir y su fecha de emisión, el equipo de trabajo y las necesidades de asesoramiento técnico propio para la industria.

Dentro de la determinación de la estrategia se deberá definir en qué áreas se piensa adoptar un enfoque de confiabilidad y cuando se aplicará un enfoque sustantivo directamente. Por enfoque de confianza se entiende aquel en donde el auditor desarrolla sus programas de pruebas sustantivas a partir de la confianza depositada en los controles internos de la empresa. En tanto un enfoque sustantivo es aquel que basa su estrategia en el uso sustancial y directo de pruebas que sirven para validar los saldos de las cuentas.

Para evaluar qué enfoque utilizar se deberá analizar el ambiente de control y los sistemas de control interno de la entidad.

4.2.2 Relevamiento y evaluación del sistema de control interno

De acuerdo a la NIA 400 se requiere del auditor *"obtener una comprensión de los sistemas de contabilidad y de control interno suficiente para planear la auditoría y desarrollar un enfoque de auditoría efectivo"*.

Los sistemas de control interno son políticas y procedimientos de la administración con el fin de ayudar a la dirección a asegurar la conducción ordenada de los negocios para el logro de los objetivos. Es necesario comprender y evaluar el sistema de control interno y el sistema contable para planear de manera eficiente una auditoría.

Siguiendo la NIA 315 se define sistema de contabilidad como "El proceso diseñado y efectuado por los encargados del mando (gobierno corporativo), la administración y otro personal para proporcionar certeza razonable sobre el logro de los objetivos de la entidad respecto de la confiabilidad de la información financiera, efectividad y eficiencia de las operaciones y cumplimiento de las leyes y reglamentaciones aplicables. El control interno se diseña e implementa para atender a riesgos del negocio identificados que amenazan el logro de cualquiera de estos objetivos".

El sistema de control interno incluye cinco componentes¹⁵

- Ambiente de control: muestra como es la manera de trabajar de la empresa; entre los principales aspectos vemos cuál es la actitud de la gerencia hacia el control interno, la existencia de un comité de auditoría, de un código de ética, de controles presupuestarios entre otros.
- Evaluación de riesgos: implica evaluar y analizar los riesgos internos y externos de la empresa.
- Actividades de control: son aquellas políticas y procedimientos establecidos por la dirección para lograr los objetivos específicos de la empresa.
- Información y comunicación: implica la identificación y comunicación de la información de la empresa de modo de que todo el personal pueda cumplir en tiempo y forma con sus responsabilidades.
- Supervisión o monitoreo: consiste en la evaluación del sistema de control interno en su conjunto desarrollado por la gerencia a lo largo del tiempo.

Los controles que le van a interesar al auditor son aquellos que inciden sobre la calidad de la información contable o extra contable que sea utilizada en los procedimientos y que ayuden a cumplir con los objetivos de auditoría.

¹⁵ Enfoque del informe COSO

En esta etapa se debe realizar un relevamiento de información de los procedimientos de control que realiza la empresa en las principales áreas para luego evaluarlos teóricamente a efectos de confeccionar los programas de trabajo.

No deben considerarse aquellos controles que no son relevantes o que están relacionados con aquellas cuentas que se pueden analizar fácilmente en su totalidad.

4.2.2.1 Evaluación del ambiente de control

Implica la evaluación de la conciencia de control existente en la empresa, pautada por distintas condiciones como por ejemplo: actitud de la gerencia hacia los controles, existencia de manuales de procedimientos, existencia de un organigrama, atención prestada a comentarios de control interno de auditorías anteriores, existencia de un departamento de auditoría interna, cantidad razonable de personal dedicado a tareas administrativo-contables, entre otros.

A partir de esta etapa se evalúa la oportunidad de realizar el relevamiento de los sistemas de control.

Ya sea que se logre la confianza o no en el ambiente de control, siempre se debe evaluar el sistema de control interno.

4.2.2.2 Relevamiento de los sistemas de control

Las técnicas comúnmente utilizadas para efectuar el relevamiento son: cuestionarios, flujogramas o cursogramas y descripción narrativa.

Las fuentes de información más comunes son: organigramas, entrevistas con el personal, lectura de manuales de procedimientos y observación directa.

4.2.2.3 Evaluación preliminar de los controles

En esta etapa se intenta determinar la existencia o no de controles efectivos, adecuados para prevenir, evitar o detectar errores que afecten los estados contables. Implica un segundo proceso decisorio (el primero tuvo lugar en la etapa de evaluación del ambiente de control), puesto que de existir los referidos controles, los mismos podrán ser considerados en oportunidad de la elaboración del programa de trabajo, a través del diseño de pruebas de cumplimiento que apunten a verificar la vigencia de los controles seleccionados y asimismo, mediante la aplicación con menor alcance, de las pruebas sustantivas sobre saldos.

4.2.2.4 Programa de trabajo

El programa de trabajo estará compuesto por una combinación de pruebas de cumplimiento y pruebas sustantivas para cada uno de los grupos de cuentas significativas, tendientes a cumplir con los objetivos de eficiencia en la realización del trabajo y seguridad de que los estados contables no contengan errores significativos no detectados.

4.2.3 Ejecución

Implica la ejecución de las pruebas detalladas en el programa de trabajo ya sean de cumplimiento y/o sustantivas de manera que el auditor reúna las evidencias suficientes para emitir su opinión.

4.2.3.1 Pruebas de cumplimiento

Significa la verificación de la vigencia ó funcionamiento de los controles que la empresa teóricamente mantiene durante el período objeto de análisis y que fueron relevados en etapas anteriores.

4.2.3.2 Evaluación final de los controles

Implica la evaluación definitiva de los controles de la empresa en función de los resultados de las pruebas de cumplimiento.

Si se comprueba que los controles efectivamente funcionan, se pasa a ejecutar las pruebas sustantivas con la naturaleza, alcance y oportunidad que originalmente fueron diseñadas en el programa de trabajo.

Por el contrario, si de la aplicación de las pruebas de cumplimiento se infiriese que algunos de los controles no estuvieron en vigencia, se deberá modificar el programa de trabajo a nivel de las pruebas de cumplimiento, intentándose encontrar controles supletorios y verificando su funcionamiento por nuevas pruebas de cumplimiento.

Si no se encuentran controles sustitutivos o si habiéndose ubicado se constata que tampoco se encuentran vigentes, se deberá modificar el programa de trabajo a nivel de las pruebas sustantivas, cambiando su naturaleza (diseño de pruebas adicionales no previstas originalmente), alcance (ampliación de la extensión de las muestras) y oportunidad (realización de la mayoría de los procedimientos sobre la fecha de cierre de ejercicio o fecha próxima al mismo).

4.2.3.3 Pruebas sustantivas

Procedimientos tendientes a la verificación de las afirmaciones contenidas en los saldos de los estados contables, cuya naturaleza, alcance y oportunidad depende, de las evaluaciones preliminares y finales del sistema de control.

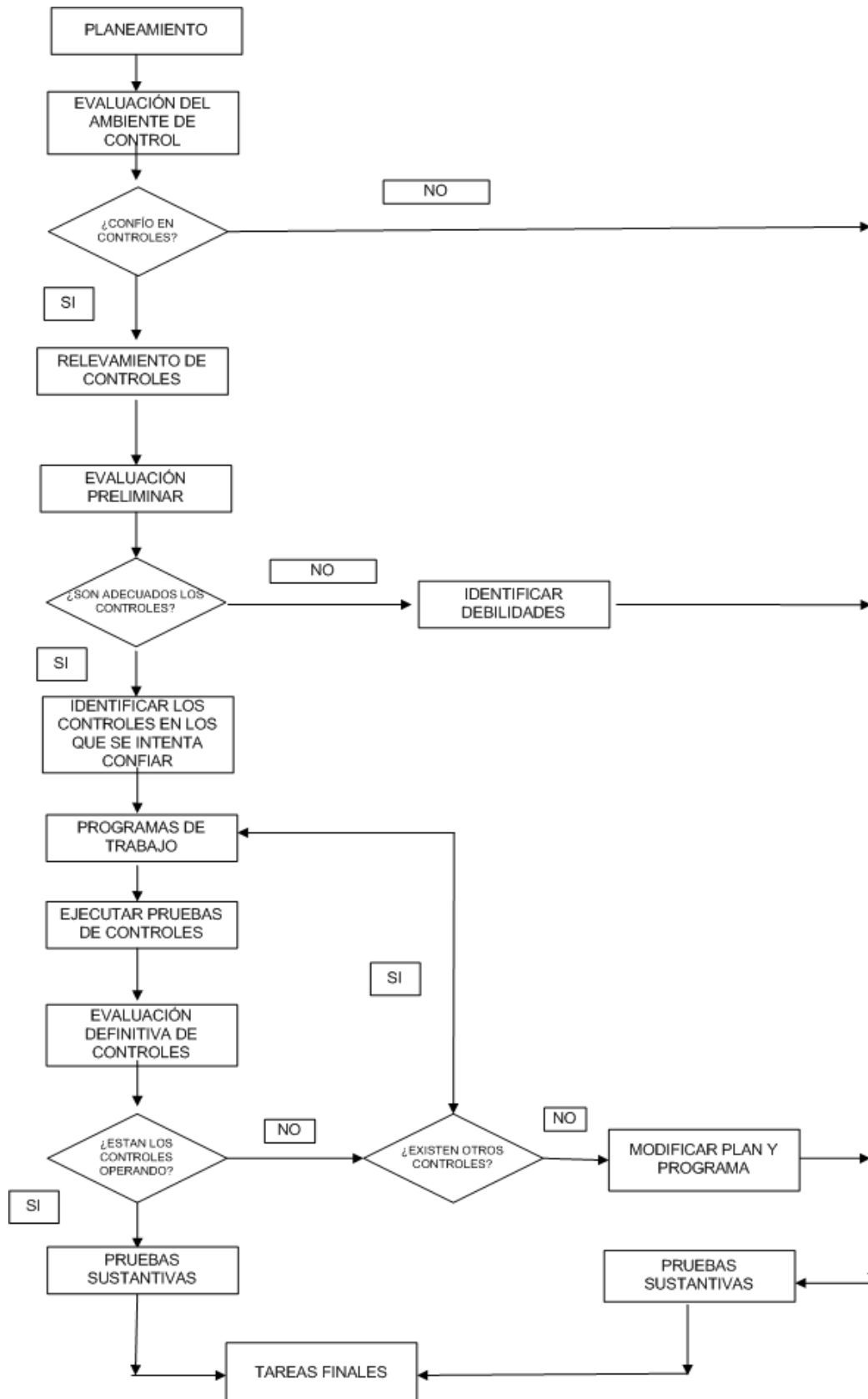
4.2.4 Tareas finales y emisión del informe

Implica el resumen final que determine el grado de suficiencia de la evidencia de auditoría obtenida.

Entre las tareas finales a realizarse algunas de ellas son: revisión de papeles de trabajo y repaso de procedimientos, obtención de confirmaciones de asesores legales de la firma, análisis de las confirmaciones recibidas de terceros, revisión de hechos posteriores al cierre del ejercicio, evaluación del principio de empresa en marcha, obtención de la carta de representaciones de la dirección, discusión de los ajustes propuestos con personal adecuado, revisión final de los estados contables y notas.

Figura 3

Proceso de Auditoría



Fuente: AUDITORÍA Guía para su planificación y ejecución.

CAPÍTULO V

**Aspectos claves del conocimiento del
negocio**

CAPÍTULO V: Aspectos claves del conocimiento del negocio

5.1 Objetivos

En esta etapa se busca conocer las características del negocio de la producción de energía a partir de la biomasa que permitan identificar las áreas que podrían requerir especial atención y ayuden al auditor en su entendimiento del sector.

Para conocer el negocio se deben considerar los factores que lo afectan, ya sean internos o externos. A modo de ejemplo se detallan:

- Factores internos: naturaleza jurídica del ente, actividad principal, estructura departamental (organigrama), clientes y proveedores, estructura de producción, canales de comercialización, canales de distribución, métodos de venta y políticas de mercado, características del sistema contable.
- Factores externos: características del mercado, aspectos legales, factores económicos y financieros.

El auditor obtiene la información necesaria para comprender mejor la empresa y el sector en el que opera a través de: la lectura de estados contables de ejercicios anteriores, memorias e información interna y externa del ente, entrevistas mantenidas con personal de la empresa que ocupe diferentes niveles jerárquicos, el conocimiento obtenido de años anteriores (si se trata de una auditoría recurrente), lectura de estados contables de otras empresas del sector, análisis de las leyes y reglamentos que regulan a la empresa y consultas a especialistas de la industria.

La información obtenida en esta etapa es fundamental para la determinación de las áreas críticas y para la elaboración del programa de trabajo.

Un entendimiento detallado de los problemas típicos de la industria es fundamental en el proceso de auditoría. Comprender la industria no sólo asegura que el proceso de auditoría tenga en cuenta los riesgos asociados a la misma, sino que también proporciona una útil y profunda retroalimentación con la gerencia y a su vez brinda recomendaciones prácticas y técnicas para mejorar los controles y las prácticas contables.

5.2 Definiciones generales

Para comenzar con el análisis es importante comprender la definición de dos aspectos fundamentales:

- Energía Renovable y no renovable
- Biomasa

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

Incrementar la participación de energías renovables en la matriz energética permite una generación de electricidad sostenible a largo plazo, reduciendo la emisión de CO₂ y aplicadas de forma responsable pueden ofrecer oportunidades de empleo en zonas rurales y urbanas y promover el desarrollo de tecnologías locales.

La energía no renovable se define como aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse ya que no existe sistema de producción o extracción viable. Ejemplo de éstas son la energía fósil y la energía nuclear.

Una vez definido el concepto de energía renovable, nos detenemos en una de sus fuentes: la biomasa.

La biomasa es la abreviatura de masa biológica, es decir, cantidad de materia viva producida en un área determinada de la superficie terrestre, o por organismos de un tipo específico. Son los recursos energéticos que se originan a partir de seres vivos.

Son ejemplos de biomasa: la madera, las cosechas, los residuos de las cosechas y los residuos ganaderos.

Dentro de ésta tenemos dos clasificaciones: la biomasa tradicional y la moderna. La primera es biomasa sin procesar, que se quema en cocinas u hornos para obtener energía calórica para cocinar, calefacción y procesos agrícolas e industriales. La segunda se compone por las tecnologías que utilizan biomasa tales como la gasificación de biomasa, los digestores anaeróbicos de biogás y los combustibles líquidos para vehículos.

a) Fuentes de energía renovable

Las fuentes de energía renovable pueden clasificarse en dos tipos: no contaminantes o limpias y contaminantes.

Dentro de la primera categoría encontramos los siguientes tipos de energía:

- Energía solar: es la energía proveniente del sol que se puede transformar directamente en electricidad mediante células fotovoltaicas o en calor. Este último a su vez puede ser utilizado para producir vapor con el que posteriormente se genera electricidad.
- Energía eólica: es la energía obtenida de la fuerza del viento, mediante la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. Ésta es la fuente que está creciendo más rápidamente en el mundo pese a que se necesita ciertas condiciones de intensidad y de regularidad de los vientos para poder aprovecharla.
- Energía geotérmica: es la energía que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra. Ésta se obtiene cuando el vapor de los yacimientos es conducido por tuberías, para luego centrifugarse y obtener una mezcla de agua y vapor seco, el cual es utilizado para activar turbinas que generan electricidad.
- Energía mareomotriz: es la energía proveniente de las mareas.
- Energía hidráulica: es la energía proveniente de centrales hidroeléctricas que aprovechan la energía de los ríos para poner en funcionamiento turbinas que mueven un generador eléctrico. Este tipo de energía es la más utilizada en nuestro país.

Dentro de la categoría de contaminantes encontramos a la biomasa. La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo mediante el proceso denominado fotosíntesis vegetal, que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis, las plantas que contienen clorofila transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. La biomasa mediante estos procesos almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. Luego ésta es transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado. Este es el motivo por lo que se la considera contaminante, ya que al final del proceso libera el dióxido de carbono almacenado. Pese a esto, igual se la considera mucho menos nociva al medio ambiente que las energías convencionales como el petróleo, el carbón y el gas.

b) Ventajas y desventajas de las energías renovables respecto a las convencionales¹⁶Ventajas medioambientales:

- Reducen las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera mientras que las producidas a partir de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) si los producen.
- No generan residuos de difícil tratamiento, mientras que la energía nuclear y la de los combustibles fósiles generan residuos que suponen una amenaza al medioambiente por generaciones.
- Son inagotables mientras que los combustibles fósiles son finitos.

Ventajas estratégicas:

- Son autóctonas, mientras que las otras existen en un limitado número de países por lo que muchas veces es necesario su importación.
- Evitan la dependencia exterior.

Ventajas socioeconómicas:

- Generan más puestos de trabajo que las convencionales.
- Contribuyen al equilibrio interterritorial ya que suelen instalarse en zonas rurales, mientras que las convencionales se encuentran en zonas urbanas.

Desventajas medioambientales:

- Algunas generan problemas ecológicos particulares.
- Algunas son mínimamente contaminantes.

Desventajas socioeconómicas:

- La generación de energía a través de fuentes renovables puede llegar a ser, en algunos casos, muy costosa.
- La instalación de algunas energías renovables genera un impacto visual negativo en el paisaje, lo que lleva a que algunas personas se opongan a su instalación.

¹⁶ Asociación de Productores de Energía Renovables www.appa.es/EnergiasRenovables.

c) Energía renovable: cáscara de arroz

Habiendo realizado una breve descripción de las diferentes alternativas de generación de energías renovables, hemos decidido concentrarnos en la que se obtiene por medio de la cáscara de arroz.

La generación de energía a partir de la cáscara de arroz se entiende como una oportunidad para el sector arrocero. Éste ocupa un lugar de suma importancia en la economía uruguaya. Se considera que la cáscara de arroz representa el 20% del peso del arroz producido. Para el sector arrocero la cáscara de arroz es un residuo de su proceso industrial, y la disposición final del mismo pasa a ser muchas veces un problema y un costo.

La producción de arroz en la zafra 2007/08 fue de 1.330 miles de toneladas, lo que implica una disponibilidad teórica de cáscara de arroz de 266.000 toneladas por año. De esa cáscara generada, se estima que el 60% no es utilizada por lo que estaría disponible para la generación de energía. Si se utilizara dicha cantidad se generarían alrededor de 130 GWh, lo que representa un 1,4% de la demanda de energía de Uruguay esperada para el 2009.

A continuación se detallan los beneficios de la generación de energía a partir de la cáscara de arroz:

- Seguridad energética: contribuye en pequeña medida a asegurar la disponibilidad de energía para la población.
- Ahorro de divisas: la generación de energía de esta forma genera un ahorro de divisas debido a que se ve reducida la necesidad de importar petróleo.
- Generación de empleo: la implementación de cada planta de producción genera nuevos empleos en la zona de instalación.
- Valorización de los residuos industriales: la cáscara del arroz, salvo usos en las industrias de cemento y avícola, tiene escasas posibilidades de comercialización. A partir de ahora, se le podrá dar valor comercial a este residuo, haciendo más sostenible a la industria arrocera, que es una de las actividades económicas de mayor importancia en la zona este del país.
- Reducciones de emisión de GHG: la generación de energía de esta forma genera una reducción de gases de efecto invernadero causante del cambio climático.
- Manejo de los vertederos de cáscara de arroz: el manejo habitual de los vertederos de la cáscara de arroz causa algunos problemas ambientales locales, principalmente asociados con la contaminación del aire con cenizas, gases y material particulado fino. La utilización de la cáscara para producir energía eliminaría este problema.

5.3 Ciclo operativo

En este apartado nos referimos al ciclo operativo del negocio entendiéndose como la secuencia de actividades a desarrollar desde la obtención de las materias primas hasta el suministro de energía a la red eléctrica nacional.

Algunas propiedades de la biomasa tal y como se obtiene de la cosecha, como la baja densidad física y energética y la alta humedad, no permiten su empleo en esas condiciones, por lo que se necesitan ciertos procesos de tratamiento para adecuarlas a las condiciones de explotación con aceptable eficiencia.

La biomasa se somete a distintas manipulaciones dependiendo del tipo de biomasa y de la naturaleza de los procesos implicados. En el cuadro 3, se muestran los procesos de transformación de la biomasa en energía.

Como se puede observar, la biomasa con alto grado de humedad puede transformarse mediante procesos bioquímicos generando una buena variedad de subproductos con un nivel de aplicación determinado en cada caso.

En dicha tabla se define a los procesos de conversión termoquímicos, como los más aptos para el procesamiento de residuos como la cáscara de arroz.

Se basan en someter la biomasa a altas temperaturas. Puede dividirse en 3 amplias categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de aire (combustión), en presencia de cantidades limitadas de aire (gasificación) o en ausencia total del mismo (pirólisis), dando lugar a productos combustibles o directamente a energía para la producción de electricidad u otro tipo de energía útil. La diferencia más importante entre un proceso pirolítico y un proceso de incineración a altas temperaturas, es que en el primero los gases producidos son generados en una cámara posterior al horno pirolítico y separadamente de los residuos sólidos, mientras que en una incineración los gases se consumen junto con los desechos.

Cuadro 3 Proceso de transformación de la Biomasa en energía

ALIMENTACIÓN	PROCESOS	COMBUSTIBLES	SUBPRODUCTOS
Biomasa Húmeda (procesos bioquímicos) • Aguas residuales urbanas o de industrias de tipo orgánico. • Residuos ganaderos. • Algas. • Licores residuales	Digestión Anaerobia.		Metano + Lodos (compost) + CO ₂ (comb. sólidos)
	Hidrólisis ácida.	Azúcares	<u>Por Fermentación</u>
	Digestión Enzimática		Alcoholes, + Lodos <u>etanol</u> etc. proteínas
	Digestión aerobia		Compost, humus, CO ₂ , H ₂ O
Biomasa Seca (procesos termoquímicos) • Residuos sólidos urbanos. • Residuos forestales y agrícolas.	Destilación destructiva.		Coque + Compuestos Metanol (químicos)
	Pirólisis		Aceites ligeros y pesados. Gases.
	Gasificación	<u>Gas de síntesis.</u>	Gas combustible
		CO ₂ + H ₂ O + CO + H ₂ + volátiles.	Amoniaco
			Metanol
	Combustión		Energía Térmica + Cenizas Vapor. Metales.
	Fermentación, secado y extrusión.		Combustible sólido.

Fuente: El aprovechamiento energético de la Biomasa – www.tecnicaindustrial.es

La principal aplicación energética de la biomasa vegetal es mediante la combustión directa o con transformaciones físicas de los materiales de origen forestal o agrícola, o bien los residuos generados en las industrias de transformación de los mismos.

Una de las principales utilidades de la biomasa es como combustible en las instalaciones industriales. Los equipos disponibles en el mercado actualmente cubren una amplia gama de necesidades, con un rendimiento satisfactorio.

Estos equipos pueden funcionar con distintos tipos de combustibles (líquidos, granulares, sólidos) y generar todos los fluidos térmicos que la industria requiera (aire, gases calientes, vapor, agua caliente, aceite térmico), sin que la biomasa genere problemas en los sistemas de producción.

Otra de las aplicaciones es la calefacción en el sector doméstico. Pero el tratamiento de este tema excede el alcance de este trabajo.

Etapas del proceso productivo

a) Obtención de la Materia Prima

El proceso de cogeneración de energía se inicia con la obtención de la cáscara de arroz en los molinos arroceros.

Riesgo Identificado:

Las variaciones en la producción de arroz o la falta de proveedores interesados, puede afectar el abastecimiento de la materia prima.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

b) Transporte de la materia prima

La cáscara de arroz será recolectada de los molinos de la zona de influencia del proyecto, y transportada en camiones o trenes hasta el predio donde se encuentre la planta generadora.

Riesgo Identificado:

La disponibilidad de transporte para trasladar la materia prima puede afectar el abastecimiento de la misma.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

c) Acondicionamiento y preparación del material biomásico

Consiste en la alteración de las propiedades físicas del material. Están asociadas a fases primarias de transformación. Dentro de este tipo de procesos se pueden mencionar: el secado (como uno de los procesos más importantes en la biomasa), la molienda, el astillado, el tamizado y la compactación tratamiento de mayor grado de elaboración y que por tanto supone un interesante incremento de valor añadido, admisible por el mercado al cual van dirigidos.

Secado: Es un proceso que se realiza previo a la aplicación de procesos termoquímicos y cuando la biomasa tiene un contenido de humedad medianamente elevado (más de un 30%), es prácticamente de obligatoria aplicación. La cáscara de arroz tiene cerca de un 17% de humedad.

El secado puede ser natural, aprovechando la energía de Sol, o artificial o forzado, empleando algún otro elemento como agente calefactor. Cuando se realiza de manera natural se expone la biomasa a la intemperie siempre que su contenido de humedad sea mayor que el contenido del aire ambiente, por transferencia de materia tenderá al equilibrio con el medio entregando cierta cantidad de agua en forma de vapor al mismo.

Debe tenerse bien claro hasta qué valor llegará el contenido de humedad después de logrado el equilibrio con el medio ambiente.

El secado artificial o forzado suele realizarse en secadores que emplean algún agente caloportador (por ejemplo humos producto de la combustión o vapor de agua exhausto). En este caso hay que tener en cuenta que es un proceso que puede introducir costos y pérdidas desde el punto de vista económico y hay que definir previamente cómo se asumirá el secado, qué agente emplear y de qué manera. Existen infinitud de secadores en el mercado que habría que estudiar para su selección.

El secado es importante ya que evita perder energía en la aplicación de los procesos termoquímicos en la primera etapa de los procesos dirigida al desprendimiento de la humedad contenida en la biomasa, de manera que la mayor parte de la energía generada sea energía útil.

Riesgo Identificado:

Las variaciones en el clima, siempre que el secado se realice a la intemperie, puede afectar la productividad de la materia prima.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

d) Almacenamiento y procesado

La cáscara de arroz se depositará en silos especialmente diseñados para el acopio de este tipo de material.

Riesgo Identificado:

Inversión en bienes de uso. Es recomendable que se verifique la inclusión de los silos dentro de los bienes de uso, su valuación, y la vigencia de los mismos respecto a su capacidad para generar ingresos.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

La cáscara de arroz será posteriormente utilizada como combustible en una caldera diseñada para quemar grandes volúmenes de cáscara a altas temperaturas, para generar vapor de agua. Este vapor de agua producido a alta temperatura y presión accionará una turbina, que a través de reductores moverá, un generador eléctrico obteniéndose la energía que finalmente se conectará a la red eléctrica nacional. Adicionalmente en algunas plantas generadoras el vapor de escape de baja presión de la turbina es aprovechado para aplicaciones térmicas.

A esta forma eficiente de generar energía térmica (vapor) y energía eléctrica se le llama cogeneración. Este proceso permite utilizar con un destino productivo el calor residual que no es utilizado por las centrales termoeléctricas convencionales que sólo producen energía eléctrica.

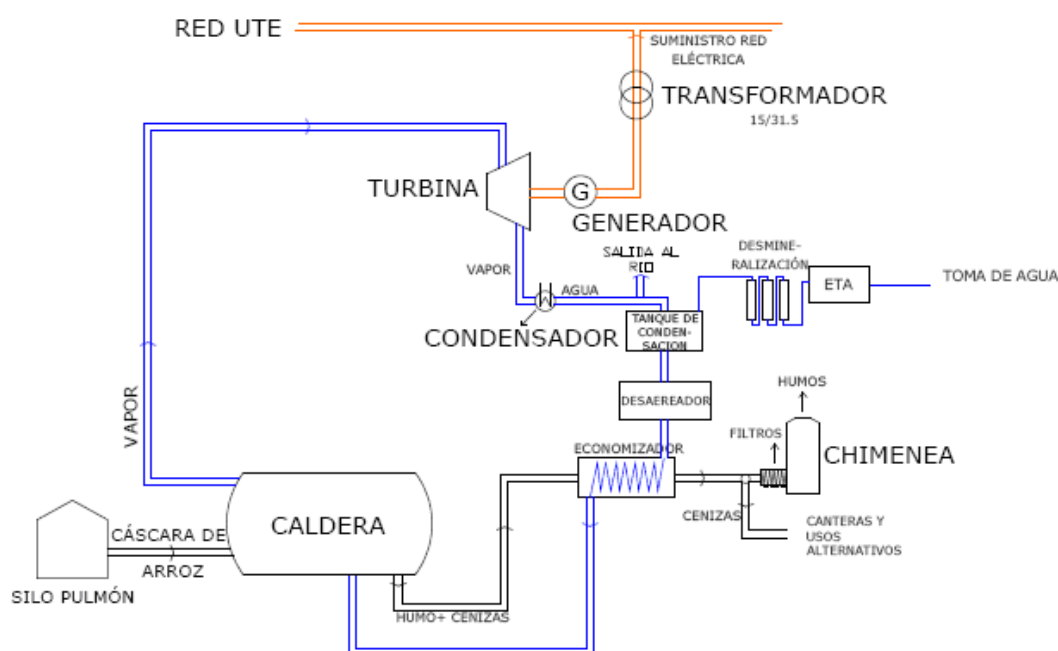
De esta forma la empresa podría obtener ingresos por dos fuentes distintas: la energía eléctrica y la energía térmica, siendo esta última de venta libre.

Riesgo Identificado:

La conexión a la red eléctrica nacional, nos implica que bajo las condiciones explicadas en el punto 1.3.4.2, UTE sea nuestro único comprador; lo que en caso de cancelación de los contratos podría afectar la viabilidad del negocio.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

Figura 4



Fuente: Audiencia pública de Galofer S.A.

La materia prima a utilizar será principalmente la cáscara de arroz, 1015 Kg./MWh con un poder calorífico medio de aproximadamente 3200 kcal.kg-1. Esta cáscara en la caldera producirá 60 t.h-1 de vapor a una temperatura de 520° C y una presión de 68 bar. Todo el proceso, incluyendo la generación eléctrica y la generación térmica, tendrá una eficiencia térmica de aproximadamente 30%.

También se utilizará agua para la producción de vapor y refrigeración de los equipos. Si el agua se obtiene de un afluente natural es recomendable que pase previo a su utilización por una Estación de Tratamiento de Agua (ETA) y de desmineralización (DESMI) para aumentar la vida útil de todos los componentes de proceso.

5.4 Análisis del marco económico

5.4.1 Oferta y demanda de este tipo de energía.

En nuestro país y a nivel mundial, (como se vio en los apartados 1.1 y 1.3) se espera una evolución positiva del consumo y por tanto de la demanda de las energías renovables no convencionales, dentro de las cuales incluimos la energía proveniente de la biomasa.

Esta evolución será posible gracias al marco normativo creado por los diferentes gobiernos para incentivar la realización de proyectos de esta envergadura.

Como ya mencionamos, en Uruguay se están llevando a cabo teniendo como marco normativo el Decreto 77/007 y el 397/007.

Si bien se están dando las condiciones legales, no solo a nivel nacional sino global, para poder realizar este tipo de proyectos, aun no son suficientes los concretados para alcanzar los objetivos energéticos proyectados en la matriz energética del país.

Riesgo Identificado:

La viabilidad de estos proyectos se da a través de la normativa legal vigente, por lo que un cambio en la misma podría afectar la continuidad del negocio.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

5.4.2 Principales Costos¹⁷

En este apartado se presentan algunas cifras sobre los principales costos a considerar para la implementación, puesta en marcha y producción de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de la cáscara de arroz.

Costo de Inversión por KW instalado

Se estima entre USD 1.300 y USD 2000 USD/kw, siendo este razonable teniendo en cuenta que se trata de tecnología conocida en Uruguay que no requiere de innovaciones tecnológicas en sus aspectos mecánicos, eléctricos, de instrumentación y control.

¹⁷ Evaluación económico financiera, proyecto de 10 MW generación de electricidad y / subproductos de biomasa, Noviembre del 2008. MIEM DNETN

Factor de capacidad: Lo definimos como el cociente entre la energía producida por la central en un período dado (Capacidad Real) y la producción en el mismo intervalo de tiempo trabajando a potencia normal (Capacidad Normal). Se encontrará en el entorno del 80% a 90% en la medida que se están considerando centrales de generación autodespachables.

Costo de operación y mantenimiento (O&M)

Estos costos abarcan, el personal para operar la planta, tareas de mantenimiento, limpieza, reparaciones y repuestos.

Costo de Adquisición de la cáscara de arroz

Los costos de adquisición dependen de múltiples factores. La primera consideración a realizar será evaluar la fuente. Si la misma se obtiene como residuo y/o subproducto industrial dentro de la misma empresa, o si por el contrario, se tiene que adquirir de forma independiente. En segundo lugar, se deberá considerar el costo de transporte de la materia prima hasta la central de consumo. Por último, se deberá estudiar su contenido de humedad, y en caso de que éste supere los niveles máximos admitidos para ser utilizada como combustible, se deberán analizar los costos de conversión de la misma.

Riesgo Identificado:

Valuación de la materia prima. Las fluctuaciones en el precio de la misma, así como la no consideración de otros costos asociados a su acondicionamiento puede llevar a que la materia prima no esté valuada correctamente en los estados contables.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

Para algunas empresas deshacerse de sus residuos biológicos puede significar un costo, por lo cual sería razonable suponer que el costo de adquisición sea bajo.

Si se tratase de subproductos o residuos que presentan una oferta abundante y no tienen usos alternativos, puede estimarse un costo de adquisición menor en comparación con aquellos que sí los tienen. A su vez, si la central de generación se encuentra asociada a un emprendimiento industrial que produce residuos de biomasa es razonable que los costos de adquisición sean menores que si se tuvieran que adquiridos de un terceros.

Bajo estas hipótesis se encuentra la cáscara de arroz para la que se estima un costo de adquisición en el entorno de 2 a 5 USD/ton.

En este caso debemos evaluar la oferta y la demanda de la misma lo cual nos influye en la variación del precio.

Debemos recordar que el contenido de humedad de los residuos y/o subproductos de biomasa es un factor crítico pues determina la energía neta que se puede obtener a través de su combustión. A mayor cantidad de humedad, menor es su poder calorífico inferior (PCI).

PCI (kcal/kg)	Tipo de Biomasa
3.100	Cáscara de arroz
2.400	Residuos de aserradero, de campo, bagazo de caña de azúcar y de sorgo
2.700	Chips de madera

Costos de Financiamiento

En este tipo de proyectos el financiamiento es un elemento fundamental pues se requieren inversiones importantes.

El proyecto podría financiarse con recursos propios de la empresa y/o a través del crédito. En nuestro país actualmente el Banco República convoca a empresas a participar de una licitación de proyectos de inversión de hasta un 70% a tasas preferenciales y plazos de hasta 10 años para su amortización.

Riesgo Identificado:

Riesgo financiero. Dentro de este riesgo es recomendable evaluar el riesgo de endeudamiento, de liquidez, de mercado y de tasa de interés. Dependiendo de qué tipo de financiamiento se esté utilizando unos u otros podrán tener mayor importancia.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

De acuerdo a la información recabada ante el BROU y el Banco Central del Uruguay las tasas de interés vigentes se ubican en el entorno del 6 al 9% (dependiendo del plazo y la clasificación del cliente). Generalmente se vinculan a alguna referencia externa, como por ejemplo la tasa Libor u otra.

Costo de conexión a la red de UTE

Para una conexión a la red de 30 kW, se estima un costo de USD 350.000.

5.4.3 Principales beneficios

Impuestos

En el marco de la Ley 16.906 de Promoción de Inversiones y su decreto reglamentario, este tipo de proyectos podría quedar comprendido dado el monto de la inversión y ciertos supuestos: generación de empleo, incremento de valor agregado nacional, descentralización, utilización de energías limpias e impacto sobre la economía entre otros. Sería razonable que un proyecto de esta naturaleza, por tratarse de un proyecto promovido, tenga beneficios fiscales por 12 años.

Riesgo Identificado:

Dada la importante inversión inicial, los beneficios fiscales bajo la ley de promoción de Inversiones favorecen la viabilidad del negocio. Cambios en la normativa fiscal vigente podrían impactar negativamente en los estados contables.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

Riesgo Identificado:**Precio de Transferencia.**

Las empresas generadoras de energía se encuentran bajo un régimen de baja tributación.

En Uruguay existen proyectos de generación eléctrica que son llevados a cabo con participación de capital de los molinos arroceros (proveedores de la cáscara de arroz). Es recomendable que se analice el precio de la materia prima pactado, para evitar que exista evasión fiscal por parte de los molinos arroceros que tengan participación en la empresa generadora de energía.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

Precio de venta de la energía

El precio asociado a los proyectos que utilizan residuos propios y/o sin uso alternativo, se considera entre USD 75 a 80 USD/MWh¹⁸. Estos precios generalmente están prefijados bajo la modalidad de contratos, y suelen ser ajustados mediante la aplicación de una paramétrica.

De acuerdo a las condiciones establecidas en el pliego de la Licitación Pública P35404 el precio de venta estimado se ajustará posteriormente de acuerdo a la siguiente paramétrica:

El precio p_t correspondiente al año t según estas licitaciones se calculará con la fórmula siguiente:

$$P_t = a_t * p_0 (0.48 + 0.3 * (CE\%/100\%) * (PPI_t/PPI_0) + 0.3 * (CN\%/100\%) * IPPN_t/IPPN_0 * TC_0/TC_t + 0.22 * LIBOR_t/LIBOR_0)$$

P_t : es el precio correspondiente al año t , expresado en dólares estadounidenses por megawatthora (USD/MWh) y con dos cifras decimales.

a_t : tiene el valor 1.1 hasta el año $t=2008$ inclusive, y el valor 1.0 en los años siguientes.

P_0 : es el precio establecido en el presente contrato, expresado en dólares estadounidenses por megawatthora (USD/MWh).

CE%: es el porcentaje de componente extranjera de la inversión del proyecto utilizado en el cálculo de precios comparativos.

CN%: es el porcentaje de componente nacional de la inversión del proyecto utilizado en el cálculo de precios comparativos.

PPI: es el índice de precios al productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado y publicado en la web (<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>) por la oficina de estadísticas laborales del departamento del trabajo del gobierno de EEUU.

PPI_0 : es igual a 156.3 y corresponde al valor de agosto 2005.

PPI_t : es el valor del índice del mes de agosto del año $t-1$ no sujeto a revisión.

IPPN: es el índice de precios al productor de productos nacionales, elaborado y publicado en la web (<http://www.ine.gub.uy/banco%20datos/ippn/IPPN%20Gral%20var%M.xls>) por el Instituto Nacional de Estadística del Uruguay en convenio con el Banco Central del Uruguay.

$IPPN_0$: es igual a 204.04 y corresponde al valor de diciembre 2005.

$IPPN_t$: es el valor del índice del mes de diciembre del año $t-1$.

TC: es la cotización del dólar USA interbancario billete compra promedio mensual publicada en la web por el banco central del Uruguay.

¹⁸ CLADE 2008, precios promedio de las propuestas reales ya adjudicadas.

TC_0 : es igual a 23.601 y corresponde al valor de Diciembre de 2005.

TC_t : es el valor de la cotización del mes de diciembre del año $t-1$.

LIBOR: es la tasa LIBOR a 1 año en dólares estadounidense expresada en porcentaje publicada en la página web (<http://www.bba.org.uk/bba/jsp/polopoly.jsp?d=141&a=627>) por la British Banker`s Association.

$LIBOR_0$: es igual a 4.83875% y corresponde al valor del último día del mes de Diciembre de 2005.

$LIBOR_T$: es el valor de la tasa del último día del mes de Diciembre del año $t-1$.

Riesgo Identificado:

Reconocimiento de Ingresos. Los precios que la planta generadora pacta con UTE, pueden ser ajustados según una paramétrica de precios. Si esta paramétrica no es actualizada mensualmente, puede suceder que se reconozcan ingresos con posterioridad a la fecha de cierre de balance producto de reliquidaciones por la aplicación de las mismas.

Ver este riesgo tratado en el capítulo VII

CAPÍTULO VI

**Regulación y normativa contable
aplicable al sector energético**

CAPÍTULO VI: Regulación y normativa contable aplicable al sector energético**6.1 Introducción**

De acuerdo a la Ley 16.060 "Sociedades Comerciales", Art. 88, párrafo 2: " *Los estados contables deberán ser confeccionados de acuerdo a normas contables adecuadas que sean apropiadas a cada caso, de tal modo que reflejen, con claridad y razonabilidad, la situación patrimonial de la sociedad, los beneficios obtenidos o las pérdidas sufridas*".

El decreto 266/07, Art. 1 define a las normas contables adecuadas como " *...todos aquellos criterios técnicos, previamente establecidos y conocidos por los usuarios, que se utilizan como guía de las acciones que fundamentan la preparación y presentación de la información contable (estados contables) y que tienen como finalidad exponer en forma adecuada la situación económica y financiera de una organización*".

Por otra parte el Art. 4 del mismo Decreto establece: " *Cuando sea necesario utilizar criterios contables en aquellas situaciones no comprendidas dentro de las normas contables de aplicación obligatoria, se tendrá como referencia la doctrina más recibida, debiéndose aplicar aquellos criterios que sean de uso más generalizado y mejor se adecuen a las circunstancias particulares del caso considerado*.

En caso de dudas en la interpretación de las normas contables, se deberá tener en cuenta lo dispuesto por el Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de Estados Financieros aprobados por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad emitidas por el Comité de Interpretaciones".

6.2 Normativa contable aplicable a las empresas productoras de energía renovable en sus principales rubros

Si bien no se cuenta con normas específicas emitidas para regular esta actividad, describimos en este capítulo los rubros contables más relevantes o aquellos que presentan particularidades especiales de los estados contables de dichas empresas.

Se describen a continuación, aspectos relevantes a considerar para el desarrollo de las pruebas de auditoría.

6.2.1 Costos atribuibles al inventario

Como primer punto a definir veremos qué es lo que se considera costo de inventario y cómo se valúa.

La NIC 2, párrafo 6 define los inventarios como activos:

- "(a) poseídos para ser vendidos en el curso normal de la operación;*
- (b) en proceso de producción con vistas a esa venta, o*
- (c) en forma de materiales o suministros, para ser consumidos en el proceso de producción, o en la prestación de servicios".*

La NIC 2, párrafo 10 describe los costos de inventarios como:

"El costo de inventario comprenderá todos los costos derivados de su adquisición y transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para darles su condición y ubicación actuales".

A su vez en el párrafo 11 describe los costos de adquisición como:

"El costo de adquisición de los inventarios comprenderá el precio de compra, los aranceles de importación y otros impuestos (que no sean recuperables posteriormente de las autoridades fiscales), los transportes, el almacenamiento y otros costos directamente atribuibles a la adquisición de las mercaderías, los materiales o los servicios. Los descuentos comerciales, las rebajas y otras partidas similares se deducirán para determinar el costo de adquisición".

Y en el párrafo 12 describe los costos de transformación como:

“Los costos de transformación de los inventarios comprenderán aquellos costos directamente relacionados con las unidades producidas, tales como la mano de obra directa. También comprenderán una parte, calculada de forma sistemática, de los costos indirectos, variables o fijos, en los que se haya incurrido para transformar las materias primas en productos terminados. Son costos indirectos fijos los que permanecen relativamente constantes, con independencia del volumen de producción, tales como la amortización y mantenimiento de los edificios y equipos de la fábrica, así como el costo de gestión y administración de la planta. Son costos indirectos variables los que varían directamente, o casi directamente, con el volumen de producción obtenida, tales como los materiales y la mano de obra indirecta”.

A su vez en el párrafo 15 describe que otros costos se incluyen en el valor de los inventarios:

“Se incluirán otros costos, en el costo de los inventarios, siempre que se hubiera incurrido en ellos para dar a los mismos su condición y ubicación actuales. Por ejemplo, podrá ser apropiado incluir, como costo de los inventarios, algunos costos indirectos no derivados de la producción, o los costos del diseño de productos para clientes específicos”.

La NIC 2, párrafo 64, establece:

“Son ejemplos de costos excluidos del costo de los inventarios, y por tanto reconocidos como gastos del período en el cual se incurren, los siguientes:

- (a) las cantidades anormales de desperdicio de materiales, mano de obra u otros costos de producción;*
- (b) los costos de almacenamiento, a menos que sean necesarios en el proceso productivo, previos a un proceso de elaboración ulterior;*
- (c) los costos indirectos de administración que no hayan contribuido a dar a los inventarios su condición y ubicación actuales, y*
- (d) los costos de venta”.*

6.2.2 Productos conjuntos

Como consecuencia del proceso productivo en la industria arrocera surge más de un producto, tal como se muestra en la figura 2 del capítulo II, entre ellos el arroz y su cáscara. Esta última hasta hace un tiempo era considerada un desecho ya que no tenía un mercado en el que se la pudiera colocar y por lo tanto su valor era casi nulo.

Hoy en día, con la existencia de un mercado energético en el que se utiliza la misma como materia prima, su situación se ve modificada.

A medida que la cáscara de arroz se consolide como materia prima en el proceso de generación de energía, ésta dejará de ser un desecho para pasar a ser un subproducto. Se podría evaluar incluso, que en respuesta al incremento en la demanda de energía a nivel mundial dejará su lugar como subproducto para ocupar, o compartir, el lugar de producto principal.

Ante los cambios en el papel que ocupa y ocupará la cáscara de arroz en este tipo de procesos, es necesario analizar las opciones de su valuación.

Creemos relevante analizar la valuación de la cáscara desde dos puntos de vista. Por un lado desde el lugar de los molinos arroceros, y por otro, desde el generador de energía quien comprará esta cáscara a los mismos.

6.2.3 Valuación de los inventarios

a) Desde el punto de vista de los molinos arroceros

Para el caso de los molinos arroceros, si se considera a la cáscara de arroz como un subproducto cuyo valor es poco significativo, se mide frecuentemente al valor neto realizable.

El mismo, al no tener casi valor de venta (ya que no existían este tipo de proyectos) tendía a cero, lo que hacía que el costo total de producción lo absorbiera en su mayoría el producto principal (los diferentes tipos de arroz).

En el escenario de que la cáscara de arroz deje de tener un valor poco significativo producto de la utilización de la misma como materia prima energética, y considerando que en el proceso de industrialización del cereal ambos productos (arroz y cáscara) no pueden ser identificados por separado, nos remitimos a lo que se establece en la NIC 2 en su párrafo 14. En éste se establece que, cuando los costos de transformación de cada producto no sean identificables por separado, se debe distribuir el costo total entre las partes utilizando bases uniformes y razonables.

Luego de determinar el costo, tal como se establece en el párrafo 9 se deberá comparar con el Valor Neto Realizable.

La NIC 2, párrafo 9 define:

"Los inventarios se medirán al costo o al valor neto realizable, según cual sea menor".

Entendiéndose por VNR según define en el párrafo 6:

"Valor Neto Realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo la venta".

A los efectos de determinar el Valor Neto Realizable, se tendrá en consideración el propósito para el que se mantienen los inventarios. Si se mantienen para cumplir con contratos de venta, el VNR será el precio que figura en dichos contratos. Si por el contrario no existiesen contratos, consideramos conveniente para la determinación del VNR la utilización del precio estimado de venta del activo en el curso normal de la operación.

Según NIC 2, párrafo 31:

"Al hacer las estimaciones del Valor Neto Realizable, se tendrá en consideración el propósito para el que se mantienen los inventarios. Por ejemplo, el valor neto realizable del importe de los inventarios que se tienen para cumplir con los contratos de venta, o de prestación de servicios, se basa en el precio que figura en el contrato en cuestión..."

b) Desde el punto de vista de las plantas generadoras de energía

Analizando la valuación de los inventarios de cáscara de arroz desde el punto de vista de las plantas generadoras de energía, parece que el método más razonable sería el costo de adquisición. Ya que tal como se explica en el párrafo 32 de la NIC 2, en caso de que el mismo fuese mayor al VNR, como la cáscara de arroz se consume en el proceso productivo, y mientras el precio de la energía sea mayor a su costo, se podría dejar valuada al costo de adquisición.

Sin embargo, cuando no se de la situación anterior, la normativa establece que lo más apropiado sería valorar la materia prima a su VNR siendo el costo de reposición una de las mejores medidas disponibles para determinarlo.

Según NIC 2 párrafo 32:

"No se rebajarán las materias primas y otros suministros, mantenidos para su uso en la producción de inventarios, para situar su importe en libros por debajo del costo, siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos al costo o por encima del mismo. Sin embargo, cuando una reducción, en el precio de las materias primas, indique que el costo de los productos terminados excederá a su valor neto realizable, se rebajará su importe en libros hasta cubrir esa diferencia. En estas circunstancias, el costo de reposición de las materias primas puede ser la mejor medida disponible de su valor neto realizable".

6.2.4 Propiedad, planta y equipo

Este rubro es uno de los más importantes dado la significancia económica que implica la inversión en este capítulo. Para su análisis se deberá aplicar la Norma Internacional de Contabilidad N° 16 Propiedades, Planta y Equipo.

Reconocimiento

La NIC 16 define a la propiedad, planta y equipo como los activos tangibles que posee una entidad para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios, para arrendarlos a terceros o para propósitos administrativos y los cuales se esperan usar durante más de un período.

Según el párrafo 7 de la NIC 16:

"Un elemento de propiedades, planta y equipo se reconocerá como activo si, y solo si:

- a) sea probable que la entidad obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo y*
- b) el costo del activo para la entidad pueda ser valorado con fiabilidad".*

Todo elemento de propiedad, planta y equipo, que cumpla las condiciones expuestas anteriormente, se valorará por su costo.

En el párrafo 16, la NIC 16 detalla los componentes del costo:

"El costo de los elementos de propiedad, planta y equipo comprende:

- a) su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento o rebaja del precio;*
- b) todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia;*
- c) la estimación inicial de los costos de desmantelamiento o retiro del elemento, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, cuando constituyan obligaciones en las que incurre la entidad como consecuencia de utilizar el elemento durante un determinado período, con propósitos distintos del de la producción de inventarios durante el período".*

Los gastos administrativos y los gastos indirectos generales no deben ser incluidos como costo del bien, salvo que sean atribuibles a la adquisición del bien o a su puesta a punto. Lo mismo aplica a los costos de puesta en marcha o costos pre-producción. Cualquier costo inicial incurrido mientras el bien no ha llegado al nivel planteado de rendimiento debe ser considerado como un resultado en lugar de como parte del costo del bien.

Respecto a los desembolsos posteriores a la adquisición, la NIC 16 establece que sólo pueden ser activados cuando las condiciones de rendimiento evaluadas originalmente del bien sean superiores, es decir, que a partir de estos desembolsos el bien generará beneficios económicos futuros adicionales a los que se previeron en el momento de su adquisición.

Por otra parte, tal como se establece en el párrafo 16 numeral c), es recomendable que se analice la razonabilidad de la inclusión de los costos de desmantelamiento de la planta en los estados contables, dependiendo en gran medida de la capacidad de los técnicos de estimarlos razonablemente. Este punto será tratado con mayor profundidad en el numeral 6.2.7

Medición del costo

La NIC 16 establece que, si se obtiene plazo para el pago de un elemento de activo fijo, el costo de dicho bien deberá ser el valor contado del mismo y el costo por financiación deberá ser reconocido como resultado, a menos que se aplique la NIC 23- Costos por intereses y estos se capitalicen.

También se debe tener en consideración que en el caso de que se trate de un activo adquirido a través de arrendamiento financiero se debe aplicar la NIC 17- Arrendamientos.

Por último la NIC 16 determina que cuando un activo fijo es adquirido a través del intercambio por otro activo fijo, la forma del costo depende de cuán similares son los bienes intercambiados. Si el activo es de similar naturaleza y valor y a su vez es usado en una línea de negocios similar, entonces la norma establece que no debe reconocerse una ganancia y que el nuevo activo debe ser contabilizado al valor contable que tenía el antiguo activo. Si por el contrario, los activos intercambiados son disímiles, el nuevo activo debe ser contabilizado a su valor razonable, a menos que la transacción de intercambio no tenga carácter comercial, o no pueda medirse con fiabilidad el valor razonable del activo recibido ni el del activo entregado. Si la partida adquirida no se mide por su valor razonable, su costo se medirá por el importe en libros del activo entregado.

En el párrafo 29, la NIC 16 establece:

"La entidad elegirá como política contable el modelo del costo o el modelo de revaluación, y se aplicará esa política a todos los elementos que compongan una clase de propiedades, planta y equipo".

El modelo del costo histórico: consiste en el costo determinado en el momento de la adquisición, deducida la depreciación acumulada calculada hasta ese momento menos el importe correspondiente a las pérdidas por deterioro del valor (por aplicación de la NIC 36- deterioro del valor de los activos).

El modelo del valor revaluado, entendiéndose como tal el valor razonable en el momento de la medición, menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor que haya sufrido. En el caso de elegir este método, las valoraciones deben ser hechas para toda la categoría de activos (elementos de similar naturaleza y uso) y con la frecuencia necesaria para que el importe en libros no difiera significativamente de su valor razonable a la fecha del balance.

El valor razonable debería representar el precio más probable que se fijaría en el mercado entre dos partes interesadas e informadas en una transacción de libre mercado, considerando la situación actual del mercado, ignorando factores específicos de cada empresa y ser calculados sin deducir los costos de esta transacción.

En el caso de aplicar este último método, si se incrementara el importe en libros como consecuencia de una revaluación, tal aumento se debe llevar a una cuenta de superávit de revaluación dentro del patrimonio neto, salvo cuando éste suponga una reversión de una disminución por devaluación reconocida previamente en resultados en cuyo caso se reconocerá como resultado.

Por el contrario, si se disminuyera el valor en libros como consecuencia de una revaluación, tal disminución se reconocerá en el resultado del ejercicio. No obstante esto, si se hubiera reconocido anteriormente un superávit de revaluación, la disminución deberá ser cargada directamente en el patrimonio hasta cubrir el monto de dicho superávit, debiendo el remanente ser enviado a resultados.

Depreciación

La NIC 16 define depreciación como: *"distribución sistemática del importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil"* y define importe depreciable como: *"el costo de un activo, o el importe que lo haya sustituido, menos su valor residual"*.

Dicha depreciación se hará de forma separada para cada parte de un elemento de propiedad, planta y equipo que tenga un costo significativo en relación al costo total del elemento. Lo que se pretende de esta manera es reconocer el consumo de los beneficios económicos que se estima generarían dichos bienes.

El cargo por depreciación, se reconocerá en el resultado de cada período, salvo que se haya incluido en el importe en libros de otro activo.

La base amortizable de cualquier elemento de propiedad, planta y equipo debe ser distribuido, de forma sistemática, sobre los años que componen su vida útil. El método de amortización usado debe reflejar el patrón de consumo, por parte de la empresa, de los beneficios económicos que el activo incorpora.

Algunos métodos de depreciación son:

- el método lineal
- el método de la depreciación decreciente
- el método de las unidades de producción.

El método de depreciación se revisará como mínimo al término de cada período anual, y si hubiera algún cambio significativo en el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros incorporados al activo, se cambiará para reflejar el nuevo patrón. Dicho cambio se contabilizará como un cambio en una estimación contable, de acuerdo a la NIC 8.

Para el caso de las empresas productoras de energía renovable, y según se establece en el proyecto más importante llevado a cabo en nuestro país (Galofer S.A.), el método de depreciación lineal es el utilizado. Sin embargo, podría plantearse para algunas maquinarias la disyuntiva de si corresponde realizarlo según el método lineal, o por las cantidades de MW/h producidos por la misma.

Por otra parte en caso de llevarse a cabo el método de amortización lineal es importante analizar en cuántos años se está amortizando (si por la vida útil de los Bienes de Uso, o por la vida útil del proyecto). Puede suceder, que en caso de que el proyecto sea por un período menor al de la vida útil técnica de los Bienes de Uso se tuviese que ajustar la amortización según la duración del mismo, ya que de lo contrario en el último año del proyecto se debería reconocer la pérdida remanente (para que el bien quede totalmente amortizado) pudiendo llegar a ser ésta muy significativa.

Además, se deberá tener especial atención en cuánto a los valores residuales considerados, ya que la propiedad, planta y equipo en muchos casos son diseñadas especialmente para el desarrollo de este tipo de proyectos.

La depreciación de un activo comenzará cuando esté disponible para su uso, esto es, cuando se encuentre en la ubicación y en las condiciones necesarias para ser capaz de operar de la forma prevista por la gerencia y cesará en la fecha más temprana entre el momento en que el activo se clasifique como mantenido para la venta (de acuerdo a la NIIF 5) y la fecha en que se produzca la baja en la cuenta.

Vida útil

Según la NIC 16, la vida útil es:

“ a) el período durante el cual se espera utilizar el activo depreciable por parte de la entidad; o bien
b) el número de unidades de producción o similares que se espera obtener del mismo por parte de la entidad”.

En el párrafo 56 de la NIC 16 se definen los factores a tener en cuenta en el momento de determinar la vida útil, estos son:

- a) la utilización prevista del activo. El uso debe estimarse por referencia a la capacidad o al desempeño físico que se espere del mismo.
- b) El desgaste físico esperado...
- c) La obsolescencia técnica o comercial derivada de los cambios o mejoras en la producción, o bien en los cambios en la demanda del mercado de los productos o servicios que se obtienen con el activo
- d) Los límites legales o restricciones similares sobre el uso del activo, tales como las fechas de caducidad de los contratos de servicio relacionados con el activo.

Si tomamos como referencia el proyecto de Galofer S.A., la vida útil técnica estimada de los principales activos fijos se estima en 20 años. Por otro lado, la duración de los contratos con UTE es por 12 años, pero según el decreto 77/006 podrán tener una duración de hasta 20 años, por lo que una vida útil de 20 años podría ser una opción razonable.

Revisión de la vida útil

La vida útil debe revisarse periódicamente y, si las expectativas actuales varían significativamente de las estimaciones previas, deben ajustarse los cargos a resultados del ejercicio corriente y de los futuros según lo indica la NIC 8.

Repuestos y reparaciones de Propiedad, planta y equipo

Es común en la industria energética que ciertos componentes importantes de la propiedad, planta y equipo necesiten ser reemplazados o estén sujetos a reparaciones en intervalos regulares.

¿Cómo se deben contabilizar estos gastos?

De acuerdo a la NIC 16, párrafo 8, las piezas de repuesto y equipo auxiliar se contabilizan habitualmente como inventarios (de acuerdo a la NIC 2) y se reconocen en el resultado del ejercicio en el que se consumen. Sin embargo, cuando estas piezas son importantes, el mantenimiento es permanente y la entidad espera utilizarlas en más de un período, se contabilizarán como propiedad, planta y equipo.

6.2.5 Deterioro en el valor de los activos

Para determinar si un activo ha perdido valor de forma inesperada, la empresa aplicará la Norma Internacional de Contabilidad 36. En dicha norma se explica cómo debe proceder la empresa para la revisión del valor contable de sus activos, cómo ha de determinar el valor recuperable de cada clase de activos y cuándo debe proceder a reconocer, o en su caso cuándo debe proceder a revertir, las pérdidas inesperadas de valor.

La NIC 36 requiere que la empresa realice una revisión en cada cierre de balance, respecto de si existe algún indicio de deterioro en el valor de algún activo.

Las indicaciones para el deterioro son:

- Una reducción significativa del valor de mercado del activo mayor de lo que podría ser cubierto por la depreciación o la amortización normal.
- Cambios adversos significativos en el ambiente tecnológico, de mercado, económico o legal.
- Un aumento de las tasas de interés de mercado o tasas de retorno de la inversión.
- El importe en libros de los activos netos es mayor que su capitalización bursátil.
- Evidencia de obsolescencia o deterioro físico.
- Cambios adversos significativos en la magnitud, o la forma en la cual un activo es utilizado.
- Evidencia de que el desempeño económico de un activo es menor a lo esperado.

Este análisis se vuelve relevante considerando la alta inversión inicial que debe hacerse en activos de largo plazo para el funcionamiento de la empresa.

El valor contable de un activo debe ser reducido hasta que alcance su valor recuperable sí, y sólo sí, este valor recuperable es menor que el valor contable. Tal reducción se designa como pérdida de valor.

Esta norma define el concepto de importe recuperable como el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso.

Respecto al valor en uso, la norma establece los siguientes elementos a tomarse en cuenta para el cálculo del mismo:

- estimación de los flujos de efectivo futuros que se espera obtener del activo
- expectativas sobre posibles variaciones en el importe o en la distribución temporal de los flujos de efectivo futuros
- el valor temporal del dinero, representado por la tasa de interés de mercado sin riesgo
- el precio de soportar la incertidumbre inherente al activo
- otros factores, como la iliquidez.

Por consiguiente, la estimación del valor en uso, consiste en estimar las entradas y salidas futuras de efectivo derivadas tanto del funcionamiento continuado del activo como de su enajenación final y aplicarle una tasa de descuento adecuada a estos flujos de efectivo futuros.

La pérdida de valor debe ser reconocida inmediatamente como un gasto en el estado de resultados, a menos que el activo en cuestión se contabilice por su valor revaluado. Las pérdidas inesperadas de valor en los activos revaluados deben tratarse como una disminución de la revaluación practicada siguiendo la Norma Internacional de Contabilidad 16.

Cuando el importe estimado de una pérdida por deterioro del valor sea mayor que el importe en libros del activo con el que se relaciona, la entidad reconocerá un pasivo sí, y sólo sí, estuviese obligada a ello por otra Norma.

6.2.6 Contabilización de las subvenciones oficiales y presentación de las ayudas estatales

La industria energética puede llegar a recibir subvenciones oficiales como una contribución a los gastos de capital. Las mismas pueden tomar la forma de una transferencia de un activo no monetario o dinero en efectivo. Son a veces conocidas como subsidios, transferencias o primas.

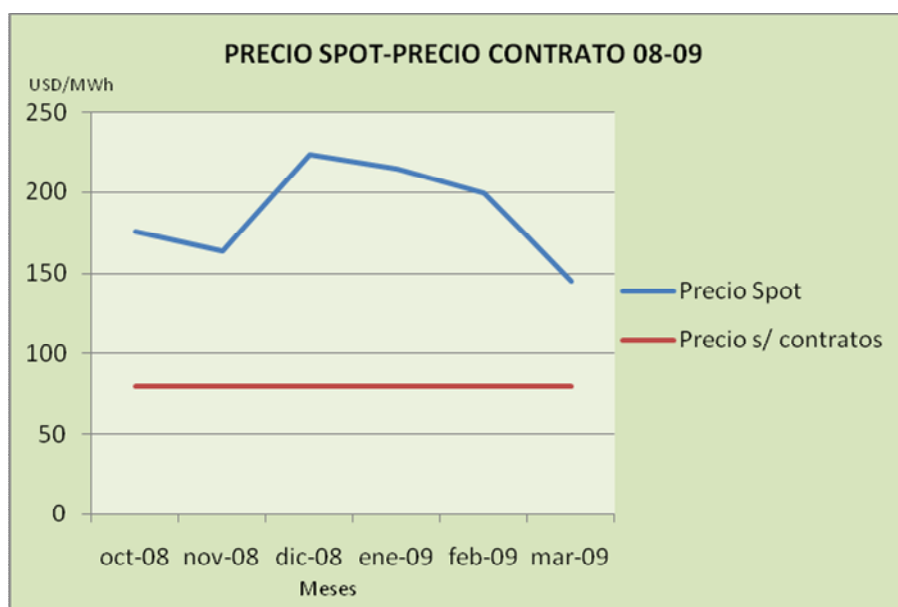
En algunos países como España, Japón, y Países Bajos, los gobiernos entregan subsidios o primas, sobre la inversión realizada.

En nuestro país la Asociación de Grandes Consumidores de Energía Industrial (AGCEI) integrada entre otros por SAMAN, CONAPROLE, y FANAPEL promueve un mejoramiento de los esquemas de subsidios y contribuciones para el sector energético, de manera de poder obtener la energía a un costo menor y así mejorar su competitividad.

Se podría considerar la existencia de subsidios en nuestro país para los casos en que el precio pactado en los contratos con UTE supere el precio Spot vigente en el mercado, ya que si UTE fuera a adquirir 1 MWh en el mercado pagaría un valor menor al pactado.

Si analizamos la gráfica a continuación, vemos que en los últimos meses el precio Spot fue muy superior al pactado en los contratos de los proyectos adjudicados por la licitación Pública P35404 (referente a contratación de 60 MW de energía a partir de fuentes renovables).

Gráfico 15



Fuente: Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

¿Cuándo y cómo se deben reconocer dichas subvenciones oficiales y cómo deben valuarse?

La NIC 20 (Contabilidad de las subvenciones oficiales y presentación de las ayudas estatales), provee la contabilidad y presentación de las subvenciones oficiales, así como información sobre otras formas de ayuda de naturaleza pública.

Adicionalmente, la Interpretación SIC 10- Ayudas Gubernamentales sin relación específica con Actividades de Operación, establece que incluso en los casos en que las ayudas gubernamentales estén destinadas al apoyo genérico, o bien al sostenimiento a largo plazo, de las actividades de cierta entidad o bien de las entidades que pertenezcan a un sector o región en particular, se encuentran comprendidas dentro del alcance de la NIC 20, dado que las ayudas gubernamentales cumplen la definición de subvenciones del gobierno establecida en la respectiva Norma.

El párrafo 7 de dicha NIC, establece que las subvenciones serán reconocidas cuando se obtenga seguridad de que la empresa cumplirá con las condiciones asociadas a su disfrute, y las mismas serán recibidas.

Las subvenciones oficiales relacionadas con activos deben ser reconocidas ya sea como un ingreso diferido, o bien como deducciones del valor de los activos con los que se relacione (NIC 20, párrafo 24).

El primer método, el ingreso diferido, es reconocido en una cuenta de resultados sobre una base sistemática y racional, a lo largo de la vida útil del activo.

En el segundo, la subvención se reconoce en una cuenta de resultados a lo largo de la vida útil del activo amortizable por vía de un cargo menor en concepto de depreciación anual.

Las subvenciones no monetarias que tienen la intención de compensar a una empresa en costos específicos deben ser reconocidas en una cuenta de resultados sobre una base sistemática, a lo largo de los ejercicios necesarios para compensarlas con los costos relacionados.

De acuerdo al párrafo 23 de la NIC 20: *"Una subvención oficial puede tomar la forma de transferencia de activos no monetarios, tales como terrenos u otros recursos, para uso de la empresa. En tales circunstancias es usual estimar el valor razonable del activo no monetario y contabilizar tanto la subvención como el activo por este valor..."*.

6.2.7 Pasivo por costos de cierre y restauración

Las industrias energéticas producen impactos en el medio ambiente y cambios en el mismo por lo que para mitigarlos deben desarrollarse políticas de reducción de impacto medioambiental así como el establecimiento de un plan de cierre de la planta.

En Uruguay existe legislación específica respecto a este punto, la cual fue tratada en el punto 1.3.4 Legislación asociada a la industria energética en el Uruguay.

Los costos de cierre y restauración incluyen el desmantelamiento y demolición de la infraestructura y el levantamiento de materiales residuales, así como la recuperación de las áreas perturbadas.

Reconocimiento

La Norma Internacional de Contabilidad 16 en su párrafo 16 establece que dentro del costo de propiedad, planta y equipo se deben incluir entre otros la estimación inicial de los costos de desmantelamiento o retiro del elemento así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, cuando constituyan obligaciones en las que incurra la entidad como consecuencia de utilizar el elemento durante un determinado período.

Según párrafo 18 de la NIC 16:

“La entidad aplicará la NIC 2 inventarios para contabilizar los costos derivados de las obligaciones por desmantelamiento, retiro y rehabilitación del lugar sobre el que se asienta el elemento, en los que se haya incurrido durante un determinado período como consecuencia de haber utilizado dicho elemento para producir inventarios. Las obligaciones por los costos contabilizados de acuerdo con la NIC 2 o la NIC 16 se reconocerán y medirán de acuerdo con la NIC 37 provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes.

Según la NIC 37 (Provisiones e Información sobre Activos y Pasivos contingentes), debe reconocerse una provisión cuando:

- a) La empresa tiene una obligación actual,
- b) Es probable que la empresa tenga que desprenderse de recursos económicos para cancelar tal obligación,
- c) Puede hacerse una estimación razonable del importe de la obligación.

A su vez, la misma norma establece que el importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación, en la fecha de cierre de balance, del desembolso necesario para cancelar la obligación actual.

La NIC 37 indica que, cuando resulte importante el efecto financiero producido por el descuento, el importe de la provisión debe ser el valor actual de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar la obligación, a la tasa de descuento correspondiente al valor temporal del dinero que el mercado esté haciendo en la fecha de cierre de balance.

La misma norma también establece que, las ganancias esperadas por la venta de activos no deben ser tenidas en cuenta al evaluar el importe de la provisión.

Reembolsos

En la NIC 37, se especifica qué sucede en el caso de que la empresa espere que una parte o la totalidad del desembolso necesario para pagar la provisión le sea reembolsada por un tercero. Tal reembolso será objeto de reconocimiento cuándo, y sólo cuándo, sea prácticamente segura su recepción si la empresa cancela la obligación objeto de la provisión. El reembolso, en tal caso, debe ser tratado como un activo independiente. El importe reconocido para el activo no debe exceder al monto de la provisión.

Aplicación de la provisión

Por último, cada provisión deberá ser utilizada sólo para afrontar los desembolsos para los cuales fue originalmente reconocida (NIC 37).

6.2.8 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos son definidos en el Marco Conceptual como incrementos en los beneficios económicos, producidos a lo largo del período contable, en forma de entradas o incrementos de valor de los activos, o bien como disminuciones de los pasivos, que dan como resultado aumentos del patrimonio neto y no están relacionados con las aportaciones de los propietarios de la entidad.

Los ingresos deben ser reconocidos cuando se cumplan las siguientes condiciones:

1. Ha habido transferencia de riesgos y beneficios hacia el propietario.
2. La gerencia deja de poseer el control de los productos.
3. El monto de los ingresos y costos incurridos, o a ser incurridos, puede ser determinado confiablemente.
4. Es probable un flujo de beneficios económicos futuros.

Las empresas productoras de energía renovable que optasen por el régimen particular, venden la totalidad de su producción a UTE, la cual se encuentra regulada mediante contratos de venta firmados entre ambos, producto de las licitaciones ganadas.

El ingreso se debe reconocer una vez que la energía fue transmitida a la central en la medida y en la modalidad de entrega definida en el contrato. En el mismo se encuentra establecido el precio a pagar, el cual se mantendrá estable a lo largo del período, salvo que se haya hecho un acuerdo de indexación de los precios, el cual debe ser aprobado por el Ministerio de Industria y Energía. Este último es el caso de las empresas que se rigen por el régimen particular establecido en el punto 1.3.4.1.

6.2.9 Instrumentos financieros

Las empresas productoras de energía tienen riesgos financieros que principalmente provienen de las volatilidades de los tipos de cambio, de las tasas de interés y de los precios de los commodities (en caso de no se fije el precio por contratos).

El desafío es manejar la sensibilidad del negocio ante estas exposiciones. Pero existe una gran variedad de operaciones de cobertura y cada compañía necesita evaluar su propia estrategia.

Las reglas normales para instrumentos financieros implican que todos los derivados sean llevados al valor razonable con sus ganancias o pérdidas en el estado de resultados.

Según la NIC 39, párrafo 85 *"...en la contabilidad de coberturas se reconoce, en el resultado del período, el efecto de la compensación de los cambios en los valores razonables de los instrumentos de cobertura y de las partidas cubiertas"*

De acuerdo a la NIC 39, párrafo 86, las relaciones de cobertura pueden ser de tres tipos:

1. Cobertura sobre el valor razonable: es una cobertura de la exposición a los cambios en el valor razonable de activos y pasivos reconocidos o de compromisos en firme no reconocidos, o bien de una porción identificada de dichos activos, pasivos o compromisos en firme, que puede atribuirse a un riesgo particular y puede afectar el resultado del período.
2. Cobertura del flujo de efectivo: implica la cobertura de la exposición a la variabilidad de los flujos de fondos que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo o a una transacción prevista altamente probable, y que puede afectar el beneficio neto o a la pérdida neta. Una cobertura correspondiente a un compromiso de compra o venta, que no haya sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, se debe contabilizar como si fuera una cobertura de los flujos de fondos, incluso si se tratara de una exposición del valor razonable.
3. Cobertura de la inversión neta en una entidad extranjera, de acuerdo con la definición de la NIC 21, se genera por el efecto en los cambios de la moneda extranjera.

Las condiciones necesarias para la contabilización de cobertura según la NIC 39 son las siguientes:

- Documentación formal al inicio de la relación de cobertura.
- La relación de cobertura debe estar claramente definida.
- La efectividad de la cobertura debe poder medirse en forma confiable.
- Para la cobertura del flujo de efectivo, la transacción prevista que es objeto de cobertura, deberá ser altamente probable y presentar una exposición a la variación en los flujos de efectivo que afecten resultados.
- La cobertura se evalúa en un contexto de negocio en marcha, y realmente se puede concluir que ha sido altamente eficaz a lo largo de los períodos para lo cual ha sido asignada.

La documentación de la cobertura debe incluir:

- Objetivos de estrategias del gerenciamento del riesgo.
- Identificación del instrumento de cobertura.
- El ítem o la transacción a cubrir.
- La naturaleza del riesgo cubierto.
- Como la entidad va a evaluar la efectividad del instrumento de cobertura.

6.2.10 Determinación de la moneda funcional

Las empresas necesitan medir sus transacciones en su moneda funcional y su moneda de reporte puede ser diferente.

¿Cómo se determina la moneda funcional?

La NIC 21 (Efectos de las diferencias de cambio en moneda extranjera) otorga una guía de cómo determinar la moneda funcional. Nos brinda indicadores primarios y secundarios que ayudan a determinar la moneda funcional de una entidad.

La moneda funcional de una entidad refleja las transacciones subyacentes, eventos y condiciones que son pertinentes a ella. Es la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad, por lo que frente a cambios significativos en el mismo, se debe evaluar el cambio en la misma.

La NIC establece los factores a tener en cuenta al momento de determinar la moneda funcional:

- la moneda en que los precios de venta de bienes y servicios son determinados,
- la moneda del país cuyas fuerzas competitivas y regulaciones determina los precios de venta de sus bienes y servicios,
- la moneda que principalmente influye en la mano de obra, materiales y otros costos para proveer los bienes o suministrar los servicios.

Otros factores menos significantes pueden proporcionar evidencias de la moneda funcional de la entidad:

- la moneda en la cual se generan los fondos de las actividades de financiación, y
- la moneda de los ingresos de las actividades operativas.

6.2.11 Costos de financiamiento

La NIC 23 en su párrafo 4 define Costos por intereses como: *"...los intereses y otros costos, incurridos por una entidad que estén relacionados con los fondos que ha tomado prestados"*.

Posteriormente en el párrafo 5 los enumera:

"Entre los costos por intereses de los fondos que se han tomado prestados se incluyen:

- a) Los intereses de los préstamos a corto y largo plazo, así como los que proceden de sobregiros en cuentas corrientes;
- b) La amortización de primas de emisión o descuento correspondientes a los fondos que se han tomado a préstamo;
- c) La amortización de los gastos de formalización de contratos de préstamos;
- d) Las cargas por intereses relativas a los arrendamientos financieros contabilizados de acuerdo con la NIC 17 Arrendamientos; y
- e) Las diferencias de cambio procedentes de préstamos de moneda extranjera en la medida en que sean consideradas como ajustes a costos por intereses de la operación".

Reconocimiento

Bajo el tratamiento de referencia que indica la norma, los costos financieros se reconocen como gastos en el ejercicio en el que se incurren.

El tratamiento alternativo permitido establece que, si los costos financieros se pueden atribuir directamente a la adquisición, construcción o producción de un activo calificativo, los mismos se pueden capitalizar, incluso el interés en los sobregiros del banco y gastos bancarios.

Para determinar si los costos financieros se pueden atribuir directamente a un activo se deben considerar los siguientes puntos:

- Si el financiamiento se asocia específicamente con el activo o como financiamiento general de la entidad.
- Si la capitalización del interés empieza cuando el costo de financiamiento están incurriéndose.
- Si la activación del interés termina cuando la mayoría de las actividades necesarias para empezar la operación de la planta se ha completado.

Si el financiamiento se asocia a la actividad general de la entidad, los mismos no son capitalizables.

La capitalización de costos financieros, como parte del costo de los activos que cumplan las condiciones correspondientes debe comenzar cuando:

- se haya incurrido en gastos con relación al activo;
- se ha incurrido en costos financieros, y
- se están efectuando las actividades necesarias para preparar al activo para su uso deseado o para su venta.

La capitalización de los costos financieros debe finalizar cuando se han completado todas o prácticamente todas las actividades necesarias para preparar al activo, que cumple las condiciones correspondientes para su utilización esperada o para su venta.

Presentación

Los estados financieros deben contener información acerca de los siguientes puntos:

- los criterios y métodos contables adoptados en relación a los costos financieros.
- el importe de los costos financieros capitalizados durante el ejercicio.
- la tasa de capitalización utilizada para determinar el importe de costos financieros susceptibles de capitalización.

CAPÍTULO VII

Identificación de los riesgos

CAPÍTULO VII: Identificación de los riesgos

La identificación de los riesgos asociados a las empresas productoras de energía renovable a partir de la cáscara de arroz, implica determinar cuáles son los factores que pueden afectar significativamente al negocio y a su vez a los estados contables de la entidad. Dichos factores pueden ser tanto internos como externos, es decir que la empresa puede tener control de los mismos o no.

Con la información obtenida a partir del conocimiento del negocio, el auditor analiza los riesgos detectados, su posible impacto en los estados contables, y su incidencia o no en el informe a emitir.

7.1 Principales riesgos identificados específicos de la industria

Riesgos	Aspectos a evaluar
Riesgos en la operativa de la empresa	
Precio de la materia prima (cáscara de arroz)	Contratos con los proveedores en los que se determine el precio. Principio de empresa en marcha
Abastecimiento de materia prima (a causa de las variaciones en la producción de arroz, por ausencia de proveedores interesados y por dificultades en el transporte de la misma)	Contratos con los proveedores. Provisión por sanciones asociadas al incumplimiento del contrato con UTE. Principio de empresa en marcha
Valuación de Bienes de cambio	Sub o sobre valuación de Bienes de Cambio
Deterioro de Activo fijo	Valuación de Bienes de Uso/Resultados
Activación de Bienes de Uso	Valuación de bienes de Uso/Resultados
Ausencia o insuficiencia en la cobertura de las pólizas de seguros	Pólizas de seguros/pasivos contingentes/principio de empresa en marcha
Obsolescencia y desarrollo tecnológico	Valuación de Bienes de Activo Fijo/ Resultados
Estimación del pasivo por costos de cierre y restauración	Provisión por pasivos asociados a la etapa de finalización de operaciones/Resultados
Ventas concentradas en muy pocos clientes	Contratos con el cliente. Principio de empresa en marcha.
Precios de transferencia	Valuación de materia prima, informe de un tercero sobre análisis de precios de transferencia entre vinculadas
Medición de los certificados de carbono	Informe de un tercero sobre su valuación
Reconocimiento de Ingresos	Resultados
Pasivo por canon de servicios prestados por UTE	Subvaluación de pasivo/Resultados
Cambio en las disposiciones del gobierno	Principio de empresa en marcha
Riesgos financieros	
De endeudamiento	Exposición de pasivos asociados. Cumplimiento o no de los covenants, en caso de existir.
De liquidez	Principio de empresa en marcha
Riesgo de mercado	Rentabilidad del negocio
De la tasa de interés	Operaciones de cobertura

Riesgos medio ambientales	
Cambio en la normativa medio ambiental	Provisión por pasivos ambientales / Resultados
Riesgo climático a causa de la sequía	Rentabilidad del negocio
Incumplimiento de la normativa ambiental vigente	Principio de empresa en marcha

7.2 Descripción de riesgos

7.2.1 Riesgos de la operativa de la empresa

7.2.1.1 Precio de la materia prima.

La cáscara del arroz es la materia prima del proceso de generación de energía. Esta se obtiene del proceso de industrialización del arroz llevado a cabo en los molinos arroceros. En el mismo se separa lo que es afrechillo y cáscara (tal como se explica en el capítulo II).

Desde el punto de vista de las arroceras hoy en día la cáscara es considerada un desecho por lo cual no se le asigna un costo. En un futuro como consecuencia del uso de la misma para la producción de energía se le deberá asignar un valor ya que tendrá un ingreso asociado.

Este ingreso podrá estar determinado por contratos donde el precio será fijo, o ajustable según las variaciones de la demanda.

En este último caso y considerando que la variación fuera al alza, los productores de energía pueden ver afectada la rentabilidad del negocio. Los precios de venta a UTE son variables de acuerdo a una paramétrica que puede no estar alineada con el incremento de los precios en el mercado, lo que en el peor de los escenarios haría que el margen de rentabilidad se viera reducido a tal punto que podría afectar la continuidad del negocio.

Por otra parte si los molinos arroceros y las empresas productoras de energía renovable forman un grupo económico, se debe evaluar el precio pactado entre ellos, ya que si el mismo tiende a cero podrá existir evasión fiscal. Para mitigar este riesgo se deberá analizar el precio de transferencia utilizado.

El tema será abordado específicamente más adelante.

Aspectos a considerar por el auditor

Se deberán analizar los contratos asociados a la obtención de la materia prima, o el precio de la misma en el mercado. En caso de que los precios se incrementen, el margen se vería afectado significativamente lo que podría llevar a que la empresa detenga su producción, por lo cual tendríamos que evaluar el riesgo de principio de empresa en marcha.

7.2.1.2 Abastecimiento de materia prima

Ante la acumulación de la cáscara de arroz como residuo del proceso productivo del arroz, se buscaron usos alternativos de la misma; surgiendo así su utilización como materia prima para la producción de energía. Es por este motivo que en una primera instancia parecería razonable pensar que siempre habrá oferta suficiente de cáscara de arroz.

Hoy en día este tipo de proyectos son de pequeña envergadura, pero la creciente demanda de energía, y las ventajas impositivas que poseen, hace que puedan llegar a ser muy atractivos para el inversor, lo que podrá llevar a que la instalación de este tipo de centrales de generación de energía tenga un crecimiento importante. Si las empresas instaladas aumentan, con ellas aumentará la demanda de esta materia prima, lo que podrá desencadenar en que no haya suficiente cáscara para cubrir todas las necesidades del sector.

Por otra parte, si los productores de arroz y las empresas de energía no están asociados, podría suceder que los primeros, pactasen las exportaciones de arroz como arroz cáscara (es decir, el arroz sin ser separado de su cáscara), lo que implicaría una disminución de su oferta.

Otro aspecto a considerar, sería el transporte de la materia prima desde los molinos arroceros hasta la planta generadora, sin lo cual el productor de energía no podría obtener la misma.

De nuestro análisis hemos observado que la modalidad de transporte más frecuente es el flete terrestre, el cual en algunos casos se calcula como un porcentaje fijo sobre el total de la cáscara recibida, o como una tarifa fija mas un porcentaje fijo sobre la distancia entre los molinos y la planta.

En el Anexo IV se observa el peso relativo proyectado que tienen los costos de flete en el total de los gastos para una de este tipo de empresas (Galofer S.A.).

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá evaluar la capacidad de generación de energía de la planta, la capacidad de generación de los competidores, y las necesidades de abastecimiento de materia prima para al menos cumplir con los contratos pactados.

En caso de que hubiese mucha competencia, la producción de arroz no fuese suficiente, o éste se exportase en su mayoría como arroz cáscara, sería recomendable que la empresa contara con contratos de largo plazo con sus proveedores, que le asegure cumplir con sus obligaciones y continuar la operativa del negocio.

Respecto al transporte de la materia prima es conveniente que se considere en el momento de evaluar los riesgos la situación de la empresa, ya que en caso de no estar cubierto (ya sea con sus proveedores o con los transportistas, haciéndolos responsables por la entrega de la misma de forma contractual) podrían ver afectada la operativa de la planta.

7.2.1.3 Valuación de bienes de cambio

Dentro de los bienes de cambio podríamos tener: la materia prima, la energía eléctrica y la energía calórica (en caso de ser una central de cogeneración).

La realidad en nuestro país es que el almacenamiento de ambos tipos de energía es sumamente costoso para la envergadura de este tipo de plantas¹⁹, por lo cual este riesgo se centrará en el análisis de la valuación de la materia prima.

Tal como se comentó en el punto 6.2.3, en condiciones normales del negocio la forma más apropiada para la valuación de inventario sería el costo de adquisición, el cual incluye no sólo el precio pagado al proveedor, sino otros costos asociados.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá analizar qué costos forman parte de las materias primas para evitar sub valuación o sobre valuación de los inventarios.

7.2.1.4 Deterioro en el valor de los activos

Debido a las importantes inversiones requeridas para llevar adelante el negocio, la valuación de los activos en las empresas productoras de energía renovable es un tema clave.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor debería evaluar la existencia de indicadores de deterioro, que de acuerdo a la NIC 36 los indicios de deterioro de valor de los activos son:

Fuentes externas

- El valor de mercado del activo ha disminuido significativamente más de lo esperado como consecuencia del paso del tiempo o del uso normal.
- Han ocurrido u ocurrirán en el futuro inmediato, cambios significativos con una incidencia adversa sobre la empresa, referentes al entorno legal, económico, tecnológico o de mercado en el que opera la empresa, o en el mercado al que está vinculado el activo en cuestión.

¹⁹ Información obtenida de la reunión mantenida con la gerencia de Galofer S.A.

- Durante el ejercicio los tipos de interés de mercado, u otras tasas de rentabilidad de mercado, han sufrido incrementos que probablemente afecten a la tasa de descuento utilizada para calcular el valor de uso del activo, de forma que disminuyan su valor recuperable de forma significativa.
- El valor contable de los activos de la empresa que presenta sus estados financieros, es mayor que su capitalización bursátil.

Fuentes internas

- Se dispone de evidencia sobre la obsolescencia o deterioro físico del activo.
- Han ocurrido u ocurrirán en el futuro inmediato, cambios significativos en la forma o manera en que se usa o se espera usar el activo, que afectarán desfavorablemente a la empresa; entre tales cambios pueden encontrarse los planes de interrupción o reestructuración de la explotación o actividad a la que pertenece el activo, o bien que se haya decidido la enajenación del activo antes de la fecha prevista.
- Se dispone de evidencia, procedente de informes internos, que indica que el rendimiento económico del activo es, o va a ser, peor que el esperado.

Si el auditor verifica la existencia de algunos de estos factores mencionados, se debería solicitar a la compañía información sobre flujos de fondos proyectados para poder realizar cálculos sobre el valor de uso de los activos y compararlo con el valor neto de realización, para determinar de esta manera el importe recuperable del mismo. En el caso de que el valor reconocido en libros sea mayor que el importe recuperable, se deberá reconocer una pérdida por deterioro de activos.

7.2.1.5 Activación de bienes de uso

Las empresas productoras de energía deben realizar inversiones iniciales importantes, principalmente la construcción de la planta industrial.

Para esto se podría utilizar tanto financiamiento público como privado, se incurrirá en gastos profesionales, y permisos para la construcción, entre otros.

Por este motivo, en los primeros años mientras se construye la planta se deberá poner énfasis en los gastos activados tanto del préstamo, como otros gastos no relacionados con el mismo. Esto puede llevar a que se activen costos no admitidos por la normativa vigente, o viceversa, lo que puede derivar en una sobrevaluación de activos.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor, por un lado, deberá analizar los avances de obra elaborados por los ingenieros, y vincular éstos con la cuota parte del proyecto activado en los estados contables.

Por otro lado, en caso de que se hubiese optado por la aplicación del método alternativo de la NIC 23 que permite la activación de los costos financieros, se debería analizar si el préstamo adquirido está vinculado unívocamente con el proyecto, y en tal caso verificar los cálculos efectuados por la empresa.

7.2.1.6 Cobertura con póliza de seguro

Dada la magnitud de la inversión en activo fijo y las condiciones de exceso de calor a las que se encuentra expuesta la planta por el propio proceso productivo de generación de energía, es que es necesaria la existencia de una póliza de seguro que la cubra de una posible pérdida de los equipos.

Adicionalmente en los casos en que existan contratos con UTE, según nos fue informado por la gerencia de Galofer S.A., la contratación de seguros es obligatoria.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá evaluar la existencia de pólizas de seguro que lo cubran frente a posibles contingencias, ya que en caso de que no existan se pueden traducir en pérdidas muy importantes y así afectar la continuidad del negocio. Dado que no se trata de una violación a normas contables, de no existir, sólo deberá ser reflejado en notas si se considera relevante para el lector de los estados contables.

Además, en caso que la obligación de tener una póliza surja de manera contractual, y ésta no exista, se deberá analizar la existencia de un pasivo contingente.

7.2.1.7 Obsolescencia y desarrollo tecnológico

El principal activo que tiene este tipo de industria es la planta de producción de la energía. Ésta se compone de varios elementos los cuales son muy costosos y necesitan estar siempre en óptimas condiciones para evitar que se generen accidentes en el proceso de elaboración.

Además es una industria en desarrollo, por lo que constantemente surgirán nuevas tecnologías que faciliten el proceso productivo y por ende hagan más rentable el negocio.

Es por esta razón que se deberá prestar especial atención en cómo se determina la vida útil de cada uno de los bienes que forman la planta de producción y cómo se los amortiza.

Tal como se comentó en el capítulo 5, los métodos de depreciación son:

- el método lineal
- el método de la depreciación decreciente
- el método de las unidades de producción.

La vida útil es:

*“a) el período durante el cual se espera utilizar el activo depreciable por parte de la entidad; o bien
b) el número de unidades de producción o similares que se espera obtener del mismo por parte de la entidad”.*

Dado que en general se utiliza el método lineal y se estima la vida útil en función de los años que se espera utilizar el activo, es necesario revisar esta información año a año.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá analizar los criterios de asignación de vida útil utilizados y la posible obsolescencia de los mismos en función de los adelantos tecnológicos surgidos en el mercado. Además se deberán analizar los valores residuales estimados por la empresa.

7.2.1.8 Riesgo por estimación del pasivo por costos de cierre y restauración

Las empresas productoras de energía deberán estimar los costos de restauración correspondientes al plan de cierre de la planta.

En general, la estimación de dichos costos es realizada por especialistas independientes.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor podrá depositar confianza en el informe del especialista independiente, pero antes deberá evaluar la competencia técnica y objetividad del mismo. Y solicitar su conformidad para que su trabajo sea utilizado como evidencia de auditoría.

Adicionalmente, deberá analizar situaciones similares en la industria, hechos pasados ocurridos en la compañía y presupuestos o documentación de respaldo disponible que avalen el pasivo a ser asumido.

7.2.1.9 Ventas concentradas en un solo cliente

Bajo las condiciones establecidas en el régimen particular explicado en el punto 1.3.3.2, se pactan contratos de venta de energía a UTE, los cuales en caso de que la central eléctrica no tenga más de 10MW de potencia instalada (lo mas común en nuestro país), convierten a UTE en su único cliente.

Esto conlleva a que la totalidad de los ingresos de la empresa provengan de la venta de energía a UTE, creando una fuerte relación de dependencia ya que si se produce un inconveniente con la misma, la empresa generadora se ve obligada a modificar la modalidad de venta, teniendo que entrar al mercado energético lo que implica gestiones administrativas, y asumir un nuevo riesgo que es la volatilidad del precio Spot.

Si no hay demanda insatisfecha, y por lo tanto el precio Spot se encuentra muy bajo incluso por debajo de los costos operativos de la planta generadora, se tendría que analizar la viabilidad del negocio.

Como forma de mitigar este riesgo es que estas empresas realizan contratos a largo plazo con UTE, de manera de asegurarse el abastecimiento de energía por un largo período de tiempo y de esta manera confirmar la continuidad de su negocio.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá analizar los contratos firmados con UTE de manera de corroborar la ausencia de alguna posible contingencia, y de poder reflejar correctamente en notas los compromisos asumidos por la empresa con UTE.

7.2.1.10 Riesgo precio de transferencia

Puede darse que algunas empresas productoras de energía renovable pertenezcan a grupos económicos formados por los molinos arroceros, ya que por tratarse de empresas que utilizan como materia prima el desecho del proceso de industrialización del arroz, las inversiones en este tipo de empresas pueden ser vistas como una extensión de sus líneas de negocio.

A su vez, dichas empresas por ser un gran proyecto de inversión, tal como se explica en el punto 5.4.3 de Análisis del Marco Económico, se encuentran enmarcadas en la Ley de Inversiones por lo que se encuentra en un régimen de baja tributación.

La normativa fiscal existente en Uruguay, establece que cuando se realicen transacciones entre empresas del mismo grupo económico y una de ellas se encuentre en una situación fiscal favorecedora, se deberán evaluar los precios de transferencia.

Título 4 Ley 18083 Artículo 40: *"Países y regímenes de baja o nula tributación. – Las operaciones que los sujetos pasivos realicen con no residentes domiciliados, constituidos o ubicados en los países de baja o nula tributación o que se beneficien de un régimen especial de baja o nula tributación que, de manera taxativa, determine la reglamentación, no serían consideradas ajustadas a las prácticas, o a los valores normales de mercados entre partes independientes; en tal caso deberá aplicarse lo dispuesto en el artículo siguiente..."*.

El hecho de que la empresa que recibe la materia prima este exonerada de impuestos puede llevar a que el resto de las empresas del grupo busque venderle la materia prima a un precio que tienda a cero para ver reducidas sus ganancias y así disminuir el monto imponible al que se le aplica el Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE).

Por esta razón, es que si aplicamos la reglamentación de los precios de transferencias, la cáscara de arroz debería ser vendida al valor de mercado.

Pese a ser un grupo económico las liquidaciones tributarias se realizan de forma independiente, ya que cada una tiene una forma jurídica propia.

También puede dar lugar a que se realicen operaciones inter-empresa con la finalidad de disminuir las ganancias en alguna de ellas, por lo que se deberá analizar en profundidad las transacciones entre las empresas del grupo a fin de evitar que se esté intentando evadir al fisco.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor podrá pedir el análisis de precios de transferencia efectuado por un profesional independiente y basarse en el mismo para su análisis o en caso de que este no exista, indagar respecto a cual sería el valor de mercado de la materia prima y corroborar que ese sea efectivamente el valor de venta del mismo.

Además deberá poner especial atención en las operaciones realizadas entre las empresas vinculadas, a fin de detectar si algún ingreso reconocido en la que se encuentra exonerada de impuestos no corresponde al tipo de negocio que desempeña la misma o si no es razonable.

Junto con este trabajo el auditor le solicitará a sus propios asesores fiscales que analicen este tema.

7.2.1.11 Riesgo de medición de los certificados de carbono

Una de las formas que tienen las empresas productoras de energía renovable de financiar su actividad y ver incrementada su rentabilidad, es ser un proyecto inserto en el sistema “Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)” ya que al tratarse de proyectos de energía renovable que contribuirían a la reducción de gases de efecto invernadero califica como tal.

Este sistema permite, una vez que el proyecto se encuentra aprobado obtener certificados de reducción de emisiones (CERs) los cuales pueden negociarse en el mercado.

El MDL es establecido por el Protocolo de Kyoto en el Art.12, y es concebido como una forma de asistir a los países más industrializados en el cumplimiento de sus obligaciones, posibilitando el aprovechamiento de las oportunidades para reducir emisiones de gases con efecto invernadero donde los costos son menores.

Existen 15 categorías de proyectos según la actividad en la que se originen las reducciones de emisiones. Estos pueden ser de gran escala o de pequeña escala y para el caso de la generación eléctrica, el límite se establece en 15 MW.

Para el desarrollo de este tipo de proyectos se necesita la aprobación del gobierno local, y luego una aprobación a nivel internacional por parte de la Entidad Operacional Designada.

Una vez obtenida ambas aprobaciones, puede comenzar a emitir certificados de reducción de emisiones.

Estos certificados tienen por un lado, un costo asociado producto del proceso de obtención de los mismos y por el otro, un ingreso asociado producto de la venta de los mismos en el mercado internacional de los certificados de carbono.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor podrá depositar confianza en el informe del especialista independiente, en donde se detalle el valor de los mismos y el costo de obtención.

También deberá evaluar la competencia técnica y objetividad del mismo, y solicitar su conformidad para que su trabajo sea utilizado como evidencia de auditoría.

Además, deberá analizar situaciones similares en la industria y documentación de respaldo disponible que avalen dicho ingreso.

7.2.1.12 Riesgo por reconocimiento de ingresos

De acuerdo a la indagación realizada los precios establecidos en los contratos se ajustan siguiendo la paramétrica que se detalló en el punto 5.4.3. Estos ajustes de precios se realizarán mensualmente, por este motivo existe el riesgo de que a cierre de ejercicio no se encontrasen todos los ingresos contabilizados.

Es importante además considerar que puede existir energía suministrada pero no facturada debido a demoras en el reconocimiento de la misma por el despacho nacional de cargas. Lo que podría llevar a que al cierre de ejercicio no este reconociendo todos los ingresos.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor tendría que revisar las notas de débito o facturas posteriores a fecha de cierre de ejercicio, pues puede ocurrir que parte del ingreso reconocido en el ejercicio siguiente corresponda a ingresos devengados en el ejercicio anterior.

También analizará la evolución de las variables de la paramétrica de precios y su correlación con la evolución de los ingresos reconocidos en balance, para de esta forma verificar que el total de ingresos devengados sea el correcto.

7.2.1.13 Pasivo por canon de servicios prestados por UTE

Las empresas generadoras de energía que operan en el mercado Spot, deben abonar a UTE un canon por concepto de uso de las redes de transmisión y distribución.

Por este motivo deberá estar reflejado como un pasivo en los estados contables o en su defecto si el mismo ya fue cancelado, deberá estar en el estado de resultados como un gasto.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá verificar, en caso de corresponder, la existencia del pasivo por concepto de canon.

Adicionalmente deberá realizar un cálculo global para validar el resultado reconocido por el devengamiento de los mismos.

7.2.1.14 Cambios en las disposiciones del gobierno

La estabilidad de las condiciones políticas y económicas de los países en donde operan las compañías puede tener una influencia significativa. Cambios en políticas legales y fiscales pueden afectar las operaciones de las empresas.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá tener suficiente información sobre el entorno en el que opera la compañía y estar al tanto de todos estos cambios que puedan tener impacto en los estados contables.

También se deberá considerar la exposición a litigios y demandas.

Asimismo, debería discutir con la gerencia y los asesores legales de la compañía con respecto al cumplimiento con los requerimientos regulatorios.

7.2.2 Riesgos financieros

7.2.2.1 Riesgo de endeudamiento

Las empresas productoras de energía deben realizar una fuerte inversión inicial, tanto para la compra del terreno en el que edificar la planta como para la adquisición de la caldera de alta tecnología y los demás elementos necesarios para la generación de energía. Esto requiere disponer de un capital de largo plazo, dado que antes de obtener los primeros resultados, se necesitan de al menos 2 años de trabajo, lo que implica un mayor riesgo asumido en la inversión. Este factor constituye una importante barrera de entrada al sector y requiere de financiación externa si no se posee capital propio.

El tamaño y el poder de negociación que tenga la empresa con la entidad financiera, va a ser fundamental para la determinación del costo de financiamiento.

Hoy en día, estos proyectos se encuentran financiados principalmente por el BROU, que presta hasta el 70% de la inversión, a largo plazo y con una tasa del 7% anual.

También dada la importancia del préstamo, puede suceder que el banco le exija a la empresa el cumplimiento de covenants, los cuales la empresa debe cubrir a lo largo de todo el período del préstamo, ya que en caso de no poder cumplirlos puede llevar a la exigibilidad del 100% del dinero adeudado y eventualmente al cierre del negocio.

Aspectos a considerar por el auditor

Se deberá analizar los préstamos existentes, las tasas de interés, y su correcta exposición en el balance. También en caso de existir, se debe verificar el cumplimiento de los covenants, pues si hay incumplimientos la institución financiera podría requerir la precancelación del préstamo.

7.2.2.2 Riesgo de liquidez

La estructura financiera de este tipo de empresas es de altos niveles de costos, los cuales se componen principalmente de costos financieros, costos de mano de obra y costo de compra de la materia prima y de un buen nivel de ingresos provenientes casi exclusivamente de la venta de energía a UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas).

Esta fuerte dependencia de un solo cliente genera un riesgo de liquidez producto de que si por alguna razón UTE se atrasara en el pago de sus obligaciones, la empresa productora de energía podría no tener recursos con que hacer frente a sus obligaciones en el corto plazo.

Para evitar esto, la empresa debe mantener una política de cobertura mediante la existencia de un buen nivel de disponibilidades e inversiones temporarias y la disponibilidad de fondeo mediante facilidades de crédito, para cubrir sus necesidades exigibles de fondos de corto plazo.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá evaluar la existencia de políticas de cobertura frente a este riesgo, ya que en caso de inexistencia de las mismas y de que se generara una situación en la que no pudiera hacerle frente a sus obligaciones, se vería en peligro el principio de empresa en marcha.

7.2.2.3 Riesgo de mercado

Este riesgo se compone del riesgo cambiario, producto de la variación en los tipos de cambios de las principales monedas en las que opera, y del riesgo precio, producto de la variación en los precios de su principal ingreso que es la energía.

Un tema a analizar sería pues la moneda funcional de este tipo de empresas, teniendo en cuenta la moneda en que se establezca la estructura de costos así como también los ingresos, y las variables que inciden para determinarlo.

Por lo tanto, todos los pasivos o los costos que tengan en monedas distintas al dólar, con un arbitraje mayor a un dólar por tipo de moneda van a generar un riesgo cambiario. Dependiendo de la significancia de los mismos, la empresa decidirá si es conveniente o no realizar operaciones de cobertura de riesgo cambiario.

Existiría riesgo de precio para aquellas empresas que optasen por generar energía y venderla en el mercado Spot, tal como es explicado en el punto 1.3.3.2. Este se da ya que al ser la energía un commodity, su precio Spot se fija entre otros parámetros por las variaciones en la oferta y la demanda.

Como forma de mitigar este riesgo, las empresas productoras de energía podrían realizar operaciones de cobertura mediante el uso de derivados.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá analizar la existencia de operaciones de cobertura y, en caso de que existan, deberá analizar el instrumento derivado utilizado, su correcta aplicación, su valuación y su contabilización.

7.2.2.4 Riesgo de tasa de interés

Este riesgo lo pueden generar activos o pasivos que generen intereses, y que por consiguiente, una variación en la tasa de interés de mercado afecte los ingresos o los flujos de caja operativos.

En las empresas productoras de energía, lo que predomina es la existencia de pasivos que se vean afectados por las variaciones en las tasas de interés debido al alto nivel de endeudamiento que presentan.

Como forma de mitigar este riesgo, las empresas solicitan los préstamos con tasa de interés variable y en el caso de que el riesgo sea muy grande, realizan operaciones de cobertura mediante el uso de contratos swap de tasa de interés.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá analizar la existencia de swaps de tasa de interés y su correcta valuación y contabilización.

7.2.3 Riesgos medio ambientales

7.2.3.1 Cambio en la normativa medioambiental

La normativa ambiental es fundamental en la realización de este tipo de inversiones. La finalidad de estos proyectos es producir energía limpia, energía no contaminante para de esta manera poder reducir las emisiones de dióxido de carbono al aire y contribuir al desarrollo sostenible del país.

La base de estos proyectos se encuentra en el protocolo de Kyoto ya que la obtención de certificados de carbono facilita el desarrollo de la actividad.

También un cambio en la normativa ambiental, que genere mayores restricciones respecto a la medida de gases que se pueden liberar al aire en el proceso productivo o a las condiciones en que debe quedar la tierra y el ambiente luego de que opere la planta, entre otros, puede llevar a que los costos se vean seriamente incrementados.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor deberá evaluar la normativa vigente, ya que el incumplimiento de la misma puede derivar en una posible contingencia que dependiendo de la gravedad de la sanción puede llevar al cese de actividades por un período de tiempo.

También se deberá verificar la contabilización por costos de cierre (en caso de que surja una nueva obligación medio ambiental), tema ya abordado en el punto 6.2.7 y 7.2.1.8.

7.2.3.2 Riesgo climático a causa de la sequía

En nuestro país el clima es propicio para el cultivo del arroz, pero existen varios factores climáticos que pueden perjudicar o incluso arruinar la cosecha y por ende, afectar la producción de energía.

El principal factor ambiental necesario para la cosecha es la lluvia; la escasez de la misma pone en peligro toda la cosecha ya que el arroz es un cultivo que necesita mucha agua.

En los casos en que esto ocurre el gobierno otorga subsidios a los productores para ayudarlos a que estos intenten recuperar al menos una parte de su cosecha, pero no siempre esto es posible. Ver tratamiento de subsidios en punto 6.2.6.

Si la cosecha de arroz no es buena, la empresa productora de energía se verá obligada a tener que importar cáscara de arroz para poder producir la energía que tiene contratada con UTE, ya que sino será objeto de multas y sanciones que incluso podría llevarla al cese de su actividad.

El hecho de tener que importar la materia prima le va a generar un importante incremento en los costos y, por ende, al no poder modificar los precios por estar fijos por medio de contratos su rentabilidad se va a ver fuertemente disminuida.

Aspectos a considerar por el auditor

El hecho de que existan factores climáticos adversos impacta negativamente en los estados contables. La ocurrencia de un siniestro afecta la rentabilidad de la empresa ya que si tiene que importar la materia prima, los costos se elevan significativamente lo cual puede afectar la viabilidad del negocio.

7.2.3.3 Incumplimiento de la normativa ambiental vigente

Las empresas productoras de energía renovable deben seguir ciertos parámetros ambientales y están sujetas a inspecciones de los organismos ambientales con el fin de detectar si existe alguna irregularidad.

Debido a la afectación del paisaje y al ser un proyecto enmarcado en el sistema de “Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)”, entre otros factores, es que se requiere un plan de gestión muy comprometido con el medio ambiente. Por requerimientos legales cada proyecto debe ser aprobado previamente por las autoridades competentes.

Algunas de las inspecciones a las que están sujetas estas empresas en nuestro país son: la evaluación del estado del agua en donde se arrojan los desechos generados en el proceso productivo, la inspecciones del estado de las turbinas, y la inspección del suelo en el que se depositan los residuos.

Aspectos a considerar por el auditor

El auditor podrá solicitar confirmación de asesores legales para verificar la existencia de reclamos medioambientales.

También, podrá solicitar a la empresa estudios que la misma haya realizado sobre controles de impacto medioambiental y revisar las actas de inspección existentes.

CAPÍTULO VIII

**Procedimientos de auditoría para los
principales rubros contables**

CAPÍTULO VIII: Procedimiento de auditoría para los principales rubros contables

8.1 Definición de la materialidad preliminar

Como ya fue mencionado en el punto 4.2.1.2 la materialidad preliminar implica establecer la cifra a partir de la cual, en caso de ocurrir errores u omisiones que afecten a los estados contables, hagan cambiar la opinión del lector respecto a los mismos.

Las materialidades a definir son: materialidad general, materialidad de análisis y materialidad de ajuste.

Respecto a la materialidad general en empresas donde se esperan flujos de fondos negativos en los primeros años y ganancias para los años posteriores, se deberán fijar materialidades distintas dependiendo del ciclo de vida en el que se encuentre. Este es el caso de las empresas productoras de energía donde durante los primeros años la única actividad que realiza es la construcción de la planta, por lo que no genera ingresos.

En las etapas iniciales del negocio, donde los ingresos pueden ser muy bajos, y las pérdidas no representativas de la operativa del mismo, la materialidad se fijará según el nivel de los activos o del patrimonio neto. El porcentaje de referencia utilizado se encuentra entre el 1% y el 5%.²⁰

Posteriormente, cuando la empresa se encuentre efectivamente operando y comience a generar ingresos, la materialidad general será fijada como un porcentaje de los mismos ya que la finalidad de la empresa será obtener ganancias. El porcentaje de referencia utilizado está entre el 5% al 10%.²⁰

El porcentaje será determinado dependiendo del juicio profesional del auditor. Sin embargo para tratar de "objetivizar" lo subjetivo es necesario que se efectúen diferentes cálculos (ratios y relaciones).

La materialidad de análisis se define entre el 25% y el 75% de la materialidad general, y la de ajuste en un entorno de entre el 5% y 10% de la general.

²⁰ AUDITORIA. Guía para su planificación y ejecución

8.2 Determinación del enfoque de auditoría a adoptar

Al desarrollar una auditoría existen los siguientes enfoques a aplicar: un enfoque de confianza en los controles internos de la empresa, o un enfoque de pruebas sustantivas, los cuales son complementarios. El enfoque de auditoría a aplicar se debería definir para cada uno de los ciclos del negocio (Inventarios, compras y costo de ventas; propiedad planta y equipo; créditos por venta y ventas; cuentas por pagar y egresos).

Para los ciclos considerados como críticos o significativos para el negocio como son el ciclo de ventas y cobranzas, y propiedad, planta y equipo, se debería analizar la aplicación mayoritariamente de un enfoque sustantivo.

El ciclo de ventas y cobranzas, se considera relevante por abarcar los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica, energía térmica y de los certificados de carbono, los cuales tienen diferentes formas de cálculo y controles específicos.

El ciclo de propiedad planta y equipo, lo incluimos dentro de los ciclos críticos por la magnitud de la inversión y por tratarse de equipamiento especialmente diseñado para este tipo de proyectos.

Como resultado de la evaluación que el auditor realiza de cada una de las etapas se va determinando el enfoque de auditoría a aplicar. Este proceso debe realizarse año a año antes de realizar la auditoría.

8.3 Programa de trabajo

El programa de trabajo presenta en forma resumida los procedimientos de auditoría que el profesional considera apropiados a los efectos de obtener evidencia sobre las afirmaciones contenidas en los estados contables. Éste debe incluir, entre otros, la naturaleza, alcance y oportunidad de las pruebas de cumplimiento y de las pruebas sustantivas, y los objetivos de auditoría involucrados.

En cuanto a la naturaleza de los procedimientos, se debe tener en cuenta que, la evidencia que se obtiene de fuentes externas a la empresa y la obtenida directamente por el auditor se presume más confiable que la que proviene de la propia empresa; la evidencia obtenida dentro de la empresa se presume más confiable si el sistema de control interno funciona adecuadamente; y la evidencia obtenida de documentación respaldatoria se supone más confiable que la información oral.

En lo que respecta al alcance de los procedimientos, éste dependerá del enfoque adoptado. En un enfoque de confianza, las pruebas sustantivas tendrán un menor alcance ya que se verán complementadas por las pruebas de cumplimiento. En un enfoque sustantivo, las pruebas tendrán mayor alcance porque al no existir un buen sistema de control interno aumenta el riesgo de que existan errores significativos en los estados contables, por lo que se deberá analizar el mismo con mayor profundidad.

En relación a la oportunidad, es importante considerar la posibilidad de realizar pruebas de auditoría durante o después del ejercicio analizado.

Las pruebas de auditoría se dividen en: pruebas de cumplimiento y pruebas sustantivas, las que a su vez se dividen en pruebas analíticas y pruebas de detalle.

Pruebas de cumplimiento: Son procedimientos de auditoría tendientes a verificar la vigencia de los controles durante el período de análisis. Los mismos proporcionan evidencia de que los controles existen y son aplicados efectivamente. Confirman la comprensión del sistema de control interno de la empresa.

Pruebas sustantivas:

Recopilan evidencia de auditoría con respecto a si las afirmaciones contenidas en los estados contables contienen errores o irregularidades significativos. La realización de pruebas analíticas implica el estudio y la evaluación de la información contable y no contable. Son utilizadas comúnmente para comparar a la empresa con otras dentro de su ramo de actividad, y también para visualizar la evolución de diferentes componentes incluidos en los estados contables.

Las principales categorías de pruebas analíticas son:

- Pruebas sobre la razonabilidad de saldos: se trata de cálculos que se realizan para estimar el saldo de una cuenta. Éstas se calculan mediante el uso de datos contables y de operaciones y se compara la estimación resultante con el saldo según la contabilidad.
- Análisis de tendencias: implica el análisis de cambios en los saldos de las cuentas dados dentro del período objeto de estudio y el anterior o varios períodos contables.
- Análisis de relaciones: consiste en el estudio de la relación entre el saldo de una cuenta y otra.
- Las pruebas de detalle radican en la aplicación de técnicas de auditoría a los rubros de los estados contables. Las más utilizadas son: las confirmaciones externas, la verificación de documentación, observación física, indagaciones con personal de la empresa y cálculos globales.

Las pruebas de auditoría mencionadas previamente deberán satisfacer los objetivos de auditoría que se definen a continuación:

- Integridad: implica que todas las transacciones y otros hechos y circunstancias ocurridas en el período de análisis hayan sido reconocidos en ese período.
- Exactitud: correcta registración matemática de las transacciones.
- Corte: implica la registración de las transacciones en el período adecuado.
- Existencia: se verifica que existan los activos, pasivos y patrimonio a una fecha específica.
- Valuación: supone la registración de las partidas de los estados contables por el monto apropiado de acuerdo con normas contables adecuadas.
- Derechos y obligaciones: significa verificar que los activo constituyan derechos y los pasivos constituyan obligaciones para la empresa, a una fecha determinada.
- Presentación y revelación: significa evaluar si las partidas de los estados contables se encuentran adecuadamente descriptas, expuestas, clasificadas y reveladas.
- Propiedad y titularidad: supone verificar que las partidas son propiedad de la empresa.

8.4 Criterios adoptados para la selección de las pruebas

Al momento de diseñar las pruebas a realizar deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los procedimientos deben ser coherentes con las definiciones realizadas en la planificación en relación al nivel de materialidad, los riesgos y controles identificados, y el enfoque de auditoría seleccionado.
- Se deben considerar los requerimientos de las Normas Internacionales de Auditoría (NIA's) en cuanto a los procedimientos seleccionados.
- Para las pruebas de cumplimiento sobre los controles que realiza la empresa, deben considerarse los controles gerenciales e independientes, controles de procesamiento y controles para salvaguardar los activos.

8.5 Procedimientos de auditoría para los principales rubros contables

En el análisis del conocimiento de la industria energética a partir de la cáscara de arroz realizado en los capítulos anteriores, se identificaron aquellos ciclos que son específicos del sector. Estos ciclos tienen un impacto particular en los rubros contables para los cuales se intenta detallar los principales procedimientos a realizar en una auditoría.

Por otra parte, no se procederá a realizar un detalle de la evaluación del control interno de estas empresas en el marco de este trabajo, por entenderse que excede el alcance del mismo.

En función de las características particulares de la industria, y atendiendo al análisis efectuado anteriormente se identificaron los siguientes rubros en los cuales el auditor deberá prestar mayor atención:

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

Materia Prima

Instrumentos financieros

Propiedad planta y equipo

Deudas Financieras

Pasivos por costos de cierre y restauración

ESTADO DE RESULTADOS

Ventas

Costo de ventas

Amortizaciones

Resultados financieros

8.5.1 Materia prima

Objetivos de Auditoría

- Existencia: verificar si el saldo contable de la materia prima (cáscara de arroz) se corresponde con lo existente en stock a fecha de balance.
- Exactitud e integridad: verificar que el saldo en balance haya sido determinado correctamente, considerando toda la materia prima adquirida en el período y no consumida.
- Corte: verificar que las materias primas incluidas en el balance sean todas las adquiridas con anterioridad a la fecha de cierre.
- Valuación: se deberá verificar la correcta valuación de la misma de acuerdo a NCA, además, en caso de ser empresas vinculadas se deberá evaluar el precio de transferencia utilizado entre ellos, a efectos de evitar una posible evasión fiscal.
- Exposición: se deberá analizar la correcta exposición como corriente o no corriente.

Pruebas analíticas:

- Análisis comparativo del saldo del rubro con ejercicios anteriores.
- Conciliación entre las cantidades de balance al inicio, con el final adicionando o restando los movimientos del período.

Pruebas de detalle:

- Recuentos físicos al cierre de ejercicio: observación y participación del proceso de recuento y verificación de que las diferencias encontradas sean resueltas y las variaciones inusuales sean adecuadamente explicadas.
- Conciliación del recuento físico con los registros contables.
- Confirmación de bienes en poder de terceros.
- Solicitar la ecuación de stock al cierre del ejercicio y validar la existencia inicial con los papeles de trabajo del año anterior (en caso de ser auditores recurrentes); conciliar la existencia final al cierre con el recuento efectuado, validar la producción con informes de producción u otra documentación disponible y las compras con documentación respaldatoria de modo de verificar la razonabilidad de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Existencia final} = \text{Existencia inicial} + \text{Compras} + \text{Producción} - \text{Costo de ventas}$$

En caso de primera auditoría, el auditor tendrá una limitación al alcance al opinar sobre el costo de ventas si no puede validar la existencia inicial de los inventarios, en el caso de que la misma sea material.

Algunos controles a tener en cuenta

- Inspección de los contratos firmados con los proveedores, y verificación del cumplimiento de las principales cláusulas.
- Verificar que cualquier movimiento de la materia prima tanto entradas o salidas deba ser controlado y autorizado por personal adecuado.
- Verificar la conciliación mensual realizada entre los saldos según balance y el saldo de existencias físicas en caso de que estas se realicen.
- Verificar la utilización de documentación prenumerada para todos los movimientos físicos de bienes y realizar controles de correlatividad numérica sobre los mismos.

8.5.2 Instrumentos financieros**Objetivos de Auditoría**

- Existencia y propiedad: verificar que los instrumentos financieros existen y son propiedad de la empresa.
- Integridad: verificar que todos los instrumentos que sean propiedad de la empresa estén reflejados en los estados contables.
- Valuación: verificar que los instrumentos financieros estén registrados según normas contables adecuadas.

- Exposición y presentación: verificar que los instrumentos financieros estén correctamente expuestos.

Pruebas analíticas:

- Análisis comparativo del saldo del rubro con ejercicios anteriores.
- Comparación de los registros contables con valores de mercado para operaciones similares de la industria (tal como lo determina las normas contables adecuadas).

Pruebas de detalle:

- Solicitar confirmaciones de terceros, en particular instituciones financieras.
- Visualización de documentación respaldatoria de dichos instrumentos.
- Obtención de un inventario de la totalidad de los contratos existentes y verificar que los mismos estén correctamente contabilizados.
- Analizar la correcta exposición de los mismos en balance, así como su correcta revelación.

Algunos controles a tener en cuenta

- Verificar las autorizaciones de la dirección sobre la cobertura máxima.
- Verificar la cancelación de contratos existentes al cierre del ejercicio cuyo vencimiento es anterior a la fecha del proceso de auditoría.

8.5.3 Propiedad, planta y equipo

Objetivos de auditoría:

- Existencia y propiedad: verificar que los bienes existen, son propiedad de la empresa y se utilizan en las operaciones de la misma.
- Exactitud: verificar que los montos activados son apropiados y no incluyen montos que se requieran registrar como gastos, así como que los períodos de amortización son adecuados para cada bien.
- Valuación y Exposición: verificar que los bienes se encuentren valuados y expuestos de acuerdo a NCA. Verificar también que los equipos desafectados del uso se encuentran correctamente expuestos en el balance.

Pruebas analíticas:

- Análisis comparativo del saldo del rubro con ejercicios anteriores.
- Obtención del cuadro de activo fijo y cierre del mismo con balance, verificando a su vez que los saldos iniciales coincidan con los saldos finales del ejercicio anterior.

- Verificar la correcta activación de los costos del préstamo, solicitar a la gerencia los cálculos por ellos efectuados para verificar su correcta realización.

Pruebas de detalle:

- Realizar el test de impairment verificando el cumplimiento de la NIC 36.
- Verificación de la realización de recuentos físicos a partir del análisis de la documentación de los mismos. Seleccionar una muestra y obtener evidencia de su existencia, a partir de la observación directa.
- Obtener un listado con el detalle de altas y bajas del ejercicio y conciliar el mismo con las variaciones detectadas en la comparación de saldos iniciales y finales.
- Obtener un listado de las cuentas de reparación y mantenimiento y mediante pruebas orientadas a partidas de alto valor o muestreo investigar las fluctuaciones significativas, y examinar la documentación de respaldo para identificar cargos significativos a esas cuentas a fin de determinar si esos montos deberían ser capitalizados o cargados a resultados.
- Inspección de títulos de propiedad.
- Verificación de los cálculos incluidos en el cuadro de activo fijo.
- Probar la razonabilidad de los cargos por depreciación realizando lo siguiente: evaluar si la vida útil es razonable; recalcular los cargos por depreciación; comparar el cargo total por depreciación con el estado de resultados.
- Análisis de valuación a partir de la comparación de los valores netos contables con valores de utilización económica o valores de tasación practicadas. Para ello solicitar a la empresa los flujos de fondos futuros relacionados con el proyecto.
- Para las altas de activos fijos, realizar los siguientes procedimientos:
 - examinar la documentación que respalda dichas altas, como por ejemplo facturas, contratos, acuerdos de compras.
 - evaluar si de acuerdo con normas contables adecuadas y políticas de activo fijo de la empresa, las altas fueron correctamente capitalizadas.
 - verificar que las altas han sido registradas por su valor apropiado.
- Para las bajas significativas realizar los siguientes procedimientos:
 - examinar la documentación que respalda dichas bajas, como por ejemplo facturas de ventas.
 - probar la baja de los montos correspondientes de las cuentas de depreciaciones acumuladas.
 - probar los montos cargados o acreditados a las cuentas de resultados (pérdida/ganancia por bajas de activos fijos).
 - verificar precios de ventas y examinar el envío, según sea apropiado.
 - asegurarse que la baja ha sido autorizada y aprobada.

En caso de tratarse de una primera auditoría, lo que le interesa al auditor es la verificación de los saldos iniciales. Dicho análisis puede limitarse a la revisión de las altas que permanecían en existencia al cierre del ejercicio anterior y de sus respectivas amortizaciones acumuladas. El examen de altas de ejercicios anteriores debe estar dirigido, principalmente, a los bienes de costo significativo y valor residual relativamente importante a la fecha de cierre del ejercicio anterior.

Algunos controles a tener en cuenta

- Adecuada custodia de los títulos de propiedad.
- Los bienes deben encontrarse adecuadamente identificados con el fin de facilitar su vinculación con los registros de control que se mantengan.
- Verificar la existencia de medidas de seguridad para evitar el deterioro de los bienes por siniestros u otras causas.

8.5.4 Deudas financieras

Objetivos de auditoría:

- Exactitud y Corte: verificar que las deudas financieras se registran por el monto correcto y en el período en que se devengaron, tanto el capital de los préstamos como los intereses a pagar.
- Integridad y valuación: verificar que las deudas financieras están contabilizadas y valuadas correctamente.
- Exposición: verificar que las deudas financieras estén correctamente expuestas en el balance. La parte corriente del préstamo en el pasivo corriente y la no corriente en pasivo no corriente.

Pruebas Analíticas:

- Revisión del cálculo realizado por la empresa de intereses perdidos, intereses a pagar y a vencer.
- Análisis de ratios para verificar el cumplimiento de covenants, en caso de existir.

Pruebas de detalle:

- Circularizar a los bancos, conciliar las respuestas, y analizar las diferencias existentes.

Algunos controles a tener en cuenta:

- Revisar los contratos de los préstamos recibidos por la empresa.
- Verificar que los contratos estén firmados por personal autorizado, y con jerarquía acorde.

8.5.5 Pasivos por costos de cierre y restauración

Objetivos de Auditoría:

Existencia y Exactitud: verificar que la empresa esté considerando una provisión por los costos de cierre de la planta de generación de energía.

Valuación, Exactitud, presentación: corroborar que el saldo provisionado esté calculado de acuerdo a Normas contables adecuadas.

Pruebas analíticas:

- Análisis comparativo del saldo del rubro con ejercicios anteriores.

Pruebas de detalle:

- Obtener la estimación de los costos por cierre y restauración realizada por un especialista independiente y, en base al mismo, revisar el devengamiento de la restauración para asegurarse que los costos estimados sean razonables y consistentes con las expectativas actuales.
- Analizar la tasa de descuento utilizada para actualizar el pasivo por costos de cierre y restauración determinado por el especialista independiente.
- Verificar que el pasivo por costo de cierre y restauración tenga su contrapartida en el activo.
- Verificar la amortización del activo asociado al pasivo por costos de cierre y restauración teniendo en cuenta la vida útil estimada del negocio.

Algunos controles a tener en cuenta

- La estimación de los costos por cierre y restauración es generalmente realizada por especialistas independientes, por lo que sería necesario evaluar la competencia técnica y objetividad del especialista.
- Solicitar la conformidad del especialista para que su trabajo sea utilizado como evidencia de auditoría.
- Solicitar a la empresa estudios sobre controles medioambientales que ella haya realizado.
- Solicitar confirmaciones de los asesores legales de la empresa, para confirmar la existencia o no de reclamos medioambientales.

8.5.6 Ventas

Objetivos de auditoría:

- Integridad y Exactitud: todos los ingresos se registran correctamente.
- Valor correcto y Exposición: los ingresos se registran de acuerdo con criterios de reconocimiento de ingresos adecuados, han sido aplicados en forma consistente y están adecuadamente revelados.
- Corte: las operaciones se registran en el período correcto.

Pruebas analíticas:

- Análisis comparativo de saldos con ejercicios anteriores explicando las principales variaciones.
- Realizar una prueba global utilizando los datos históricos del generador de energía por MW, y considerando los precios de los contratos establecidos con nuestros clientes.
- Verificar que los ingresos reconocidos sean por los períodos devengados y no por los períodos establecidos en los contratos, en caso de que estos no coincidan con el ejercicio económico.

Pruebas de detalle:

- Verificar los precios de ventas transados con los establecidos en el contrato.
- Verificar que mediante la visualización de una muestra se esté facturando correctamente. Para esto seleccionar una muestra de transacciones distribuidas durante todo el ejercicio y verificar la concordancia con las correspondientes facturas, comparar precios, y cálculos efectuados.

8.5.7 Costo de ventas

Objetivos de Auditoría:

- Existencia: el costo de ventas está basado en cálculos respecto a costos realmente incurridos.
- Valor Correcto y Exactitud: el costo de ventas está correctamente determinado.

Pruebas analíticas:

- Análisis de variaciones: el auditor debe realizar un análisis comparativo del saldo del rubro con ejercicios anteriores y su participación respecto a las ventas.

- Se deberán identificar los costos más significativos que se incluyen en el costo de adquisición y realizar pruebas globales sobre los mismos (suponiendo permanencia de inventario). Los gastos directos incluyen materia prima, su transporte desde los molinos arroceros hasta la planta, y algunos costos de mano de obra directa. Entre los gastos indirectos se encuentran el mantenimiento de la planta, gastos de administración y amortizaciones, entre otros.

Pruebas de detalle:

- Para verificar los componentes dentro del costo de ventas, se deberá analizar la ecuación de stock: $\text{Costo de ventas} = \text{Existencia inicial} + \text{Compras} + \text{Producción} - \text{Existencia final}$.
- Para los principales costos seleccionados en las pruebas analíticas se visualiza una muestra de documentación verificando que coincide con los registros contables.

Algunos controles a tener en cuenta

- Verificar que se practiquen análisis de costos fijos y costos variables con el objeto de ser utilizados como herramienta para la dirección.
- Verificar que el sistema de costos sea periódicamente examinado para determinar la vigencia de los métodos empleados para acumular gastos indirectos de fábrica, prorratear los mismos a departamentos y a productos, entre otros.

8.5.8 Amortizaciones

Objetivos de auditoría:

- Exactitud y valor correcto: verificar que el monto cargado por amortizaciones sea razonable.

Pruebas analíticas:

- Análisis comparativo del saldo del rubro con ejercicios anteriores.
- Verificar la base de cálculo para la depreciación, la vida útil de las diferentes categorías de activos fijos considerando el tipo de bien.

Pruebas de detalle:

- Revisión del cuadro de activo fijo.
- Recálculo de amortizaciones para los bienes más significativos.

Algunos controles a tener en cuenta

- Evaluar el juicio de la gerencia sobre el método de depreciación utilizado.
- Comparar los criterios adoptados por la empresa con otros similares de la industria.

8.5.9 Costos financieros

Objetivos de auditoría:

- Exactitud y valor correcto: verificar que el monto cargado a resultados costos financieros sea razonable.
- Corte: verificar que los cargos a resultados hayan sido contabilizados en el período correcto.
- Exposición: verificar que los costos financieros estén correctamente expuestos en el estado de resultados. En algunos casos, corresponderá que sea parte del activo fijo (capitalización de intereses) en cuyo caso se irá volcando a resultados mediante la amortización del bien. Luego de comenzar el funcionamiento de la planta los mismos se volcarán a resultados financieros.

Por otro lado, tenemos los resultados derivados de la tenencia de instrumentos financieros de cobertura, estos resultados deberán estar expuestos como resultados financieros.

Pruebas analíticas:

- Cálculo global del resultado por concepto de intereses perdidos del préstamo.

Pruebas de detalle:

- Se deberán verificar las tasas de interés utilizadas. Si son tasas con un componente variable disponible en el mercado, se deberá verificar este componente en fuentes externas.
- En caso de la valuación de instrumentos financieros, como ser SWAPS u otros instrumentos de cobertura, se deberá verificar el valor de mercado a fecha de cierre y comparar el valor de los mismos al inicio del ejercicio para validar el resultado obtenido.

Algunos controles a tener en cuenta

- Revisar tanto los contratos del préstamo como los contratos de cobertura de riesgo.
- Verificar que estén firmados por personal jerárquico acorde y autorizado para realizar ese tipo de transacciones.

CAPÍTULO IX

**Tareas de finalización y emisión del
informe**

CAPÍTULO IX: Tareas de finalización y emisión del informe

La etapa de finalización de la auditoría consiste en un conjunto de tareas que el auditor plantea una vez finalizado el análisis particular de los principales rubros de los estados contables, y en forma previa a la emisión del informe.

9.1 Tareas de cierre y hechos posteriores

9.1.1 Tareas de cierre

Las tareas de cierre incluyen:

- Revisión de papeles de trabajo y repaso de procedimientos.
- Confirmación de los asesores legales de la empresa.
- Control de las confirmaciones recibidas de terceros.

El control de las confirmaciones supone un análisis adecuado de la importancia de las respuestas, su carácter relevante o meramente complementario, así como de las conclusiones que de ellas se infieran.

En el caso de las empresas productoras de energía a partir de la cáscara de arroz, ya que no existe gran cantidad de proveedores ni de clientes, y por lo general los primeros son empresas vinculadas, es necesario contar con las respuestas de los mismos para emitir el informe.

En caso de no recibir las confirmaciones se deberán reiterar los pedidos de circularización y si no responden, realizar procedimientos alternativos.

- Evaluación del desempeño de los colaboradores.
- Evaluación de los hallazgos de auditoría.
- Revisión final de los estados contables, notas y registros legales.
- Revisión final de las evidencias de auditoría.
- Comunicación de situaciones de fraude, error y actos ilegales.

9.1.2 Hechos posteriores

En cuanto a los hechos posteriores, el auditor deberá realizar procedimientos de auditoría diseñados para obtener evidencia suficiente y apropiada acerca de que se han identificado todos los hechos ocurridos hasta la fecha del informe.

Algunas de las tareas a realizar son:

- Lectura de las últimas actas, contratos, y demás documentos.
- Evolución de la industria y los mercados.
- Determinar qué es lo que ha realizado la gerencia para identificar y responder a los hechos posteriores que afecten potencialmente a los estados financieros. Para esto se deberán realizar indagaciones a la gerencia con actitud escéptica. Ejemplos de estas preguntas podrán ser sobre: si se han asumido nuevos compromisos, préstamos o garantías, si se han revertido transacciones iniciadas antes de la fecha de balance, si han ocurrido o se prevén ventas de activos significativos, si han habido novedades con respecto a las áreas de riesgo y contingencias, o si se han realizado o se prevén realizar ajustes contables inusuales.
- Análisis de la respuesta de abogados.

Luego de realizar estos procedimientos se deberá evaluar el impacto de los hechos posteriores en los estados financieros. En caso de que dichos hechos sean significativos, el auditor debe asegurarse de que estén reflejados en los estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados mediante una adecuada exposición y, cuando corresponda, el ajuste de los saldos de cuentas y transacciones afectados.

A tales efectos existen dos tipos de hechos posteriores:

Tipo I: Proporciona evidencia adicional sobre condiciones preexistentes a la fecha de cierre de los estados contables y en consecuencia implican correcciones a los estados contables ya que son hechos que se originaron durante el ejercicio.

Tipo II: Son indicadores de condiciones surgidas posteriormente a la fecha de balance los cuales, en caso de ser significativos, se deberá revelar en notas. El hecho de no revelarlos afectaría la capacidad de los usuarios de los estados contables para hacer evaluaciones y tomar decisiones en base a los mismos.

9.2 Revisión del principio de empresa en marcha

El auditor deberá considerar si el uso de la presunción de empresa en marcha por parte de la gerencia en la preparación de los estados financieros es adecuado. Asimismo, evaluará si existe una duda significativa acerca de la capacidad de la entidad para continuar como empresa en marcha en un futuro previsible.

Para esto, primero se deberá considerar si los resultados de los procedimientos realizados en la planificación, la obtención de evidencia y la finalización de la auditoría, identifican una incertidumbre significativa relacionada con condiciones o hechos que indican que podría existir una duda razonable acerca de la capacidad de la entidad para continuar como empresa en marcha. Alguno de estos indicios podrán ser:

- Razones de tipo legal o estatutario que derivan en restricciones en la entidad. Ejemplo de esto puede ser tener patrimonio negativo.
- Registrar en forma recurrente pérdida en el curso de sus negocios o pérdida en forma sustancial de la capacidad operativa.
- Existencia de costos financieros excesivos que absorben de forma sistemática sus resultados operativos.
- Refinanciación recurrente de sus pasivos.
- Pérdida de uno o más contratos con significación relevante en los ingresos operativos.

Luego de que se han identificado hechos o condiciones que pueden generar una duda significativa sobre la capacidad de la entidad para continuar como empresa en marcha, el auditor debe:

- Obtener información y revisar los planes de la gerencia para mitigar el efecto de tales condiciones o hechos.
- Evaluar la probabilidad de que los planes puedan ser implantados efectivamente.
- Obtener manifestaciones escritas de la gerencia con respecto a sus planes de acción futura.
- Obtener evidencia de auditoría suficiente y apropiada sobre otros factores que mitigan el efecto de dichas condiciones o hechos.

Posteriormente a la evaluación de los planes de la gerencia, se deberá concluir si existe una duda significativa acerca de la capacidad de la entidad para continuar como empresa en marcha.

Si la información se expone adecuadamente en los estados financieros, corresponde expresar una opinión sin salvedades pero habrá que modificar el informe del auditor, agregando un párrafo de énfasis que destaque lo anteriormente descrito.

Si la información no se expone adecuadamente, la opinión será con salvedades o adversa. El informe deberá incluir una referencia específica a este hecho.

En caso de que a criterio del auditor la entidad no pudiera continuar como empresa en marcha, se deberá expresar una opinión adversa si los estados financieros fueron preparados sobre una base a dicho principio.

En caso de que la gerencia no desee realizar o extender su evaluación cuando se lo solicita, se deberá considerar la necesidad de modificar el informe del auditor como resultado de la limitación al alcance.

Para el caso de las empresas productoras de energía a partir de la cáscara del arroz, los principales aspectos a tener en cuenta al evaluar el principio de empresa en marcha son:

Endeudamiento: en caso de que la empresa tenga un nivel de endeudamiento significativo, el mayor riesgo estaría asociado a la liquidación de determinados activos en el caso de incumplimiento, cambio en las tasas, variaciones en la moneda e incumplimiento de covenants.

Concentración de las ventas en muy pocos clientes: el hecho de que alguno de los clientes entre en cesación de pagos, que cancelen los contratos antes de lo previsto, o simplemente no los renueven, podrá afectar la continuidad de la empresa.

Cambios en la normativa legal: cambios en las políticas legales y fiscales pueden afectar la operación de la empresa, la inestabilidad de las condiciones políticas y económicas pueden tener una influencia significativa. A su vez las empresas productoras de energía renovables deben seguir ciertos parámetros ambientales por lo que cualquier cambio en la normativa vigente también las afecta.

Aumento de los precios y dificultad de abastecimiento de la cáscara de arroz: el aumento del precio de la cáscara (principal materia prima del proceso de generación de energía), así como las dificultades en el abastecimiento (a causa de las variaciones en la producción del arroz o por ausencia de proveedores interesados), pueden afectar la continuidad del negocio.

9.3 Carta de representación

La carta de la gerencia surge por la necesidad del auditor de obtener evidencia de que la gerencia reconoce su responsabilidad por la presentación razonable de los estados financieros.

Asimismo, deberá obtener manifestaciones de miembros apropiados de la gerencia, como mínimo para áreas en las que dichas manifestaciones son la única fuente de evidencia de auditoría que puede razonablemente esperarse que esté disponible y cuando las normas de auditoría requieran manifestaciones específicas.

Como contenido mínimo, la carta de la gerencia debe incluir:

- Ratificación de la responsabilidad en la preparación de la información por parte de la administración.
- Ratificación de la vigencia de criterios, normas contables y políticas de la administración.
- Confirmación por parte de la administración de hechos o situaciones específicas con impacto en la información.
- Declaración de todos aquellos hechos o situaciones que lo requieran.
- Confirmación de que los estados contables están libres de representaciones erróneas de importancia relativa, incluyendo omisiones, así como la inexistencia de irregularidades que involucren a la administración o empleados que tengan un papel importante.
- Confirmación que la administración ha puesto a disposición del auditor toda la documentación, registros contables, y actas de los órganos societarios pertinentes.
- Confirmación de la integridad de la información respecto a partes relacionadas.

Además es necesario que el auditor considere la confiabilidad de las manifestaciones de la gerencia y las corrobore mediante la revisión de evidencia respaldatoria, según corresponda, y la evaluación acerca de si las manifestaciones efectuadas por la gerencia parecen ser razonables y congruentes con otra evidencia de auditoría obtenida.

Si otra evidencia de auditoría contradice una manifestación, investigar las circunstancias y, de ser necesario, reconsiderar la confiabilidad de las demás manifestaciones realizadas por la gerencia.

En caso de que la gerencia se niegue a proporcionar las manifestaciones que el auditor considera necesarias, se constituirá una limitación en el alcance, pudiendo generar una abstención de opinión.

TERCERA PARTE

CAPÍTULO X

Conclusiones

CAPÍTULO X: Conclusiones

A lo largo de este trabajo se fueron identificando las características específicas y los principales riesgos asociados al sector, con el objetivo de establecer los lineamientos generales para la realización de una auditoría en empresas productoras de energía renovable a partir de la cáscara de arroz.

10.1 Conclusiones a nivel del sector

El sistema eléctrico en Uruguay se encuentra comprometido como consecuencia de la creciente demanda de energía. Hasta el momento esta demanda era cubierta mediante inversiones en generación hidroeléctrica, inversiones en generación térmica basada en combustibles fósiles importados y en importaciones de electricidad desde países vecinos. Sin embargo, ante el desarrollo futuro limitado de la generación hidráulica en gran escala, la disminución en las reservas y la volatilidad en el precio de los combustibles fósiles, y un comercio internacional que no se encuentra firme, es que surgen las fuentes renovables como alternativa de base en el mediano plazo.

Bajo este escenario es que el país está desarrollando políticas de promoción para la generación de energía a partir de fuentes renovables para de esta manera incrementar la participación de fuentes autóctonas en la matriz energética nacional, privilegiar los emprendimientos que generan desarrollo local, garantizar el cuidado del medio ambiente y reducir la dependencia del petróleo.

Con el desarrollo de estos proyectos se contribuye a la diversificación de la matriz energética uruguaya, se obtiene un beneficioso impacto ambiental, ya que el proceso de generación eléctrica a partir de la cáscara del arroz aporta una nueva alternativa para la disposición final del principal residuo de la industria arrocera. Además, genera una fuente adicional de divisas para el país proveniente de la comercialización de certificados de carbono gracias a la certificación de los proyectos como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en el marco del Protocolo de Kyoto.

10.2 Conclusiones a nivel del proceso de auditoría

En la realización del presente trabajo se determinaron los riesgos que son específicos del sector a través de un proceso de conocimiento del mismo y se determinaron los procedimientos particulares a realizar en una auditoría, asociados principalmente a los riesgos identificados.

En la realización del trabajo de auditoría, se debe lograr un entendimiento de la industria y su operativa a nivel general, para luego enfocarse en la empresa en particular.

A nivel de la auditoría de los estados contables de una empresa generadora de energía renovable a partir de la cáscara de arroz, hemos detectado una serie de puntos que pueden requerir una especial atención para el auditor, los cuales son:

- Ventas concentradas en muy pocos clientes

Para el caso en que la empresa optase vender el total de la energía generada a UTE bajo la modalidad de contrato, las ventas de la empresa quedarían concentradas únicamente en este cliente.

El tener un sólo cliente hace que el riesgo del negocio se vea incrementado ya que de cambiar las condiciones de los contratos, la empresa debería cambiar de modalidad de venta lo que no sólo llevaría gestiones administrativas, sino además, y aún más importante, la podría dejar expuesta a un precio Spot de energía que no le fuese beneficioso para su negocio.

Por lo tanto el auditor deberá prestar especial atención a las condiciones establecidas en el contrato, y además, esta situación deberá ser informada en los estados contables, ya que de caer los contratos con UTE la viabilidad del negocio se podría ver comprometida.

- Precio de transferencia

El precio de transferencia se analizará en el caso en que la empresa generadora de energía y algunos molinos arroceros formen un grupo económico donde estos últimos sean los abastecedores de materia prima.

En dicha situación, podrá existir un riesgo de contingencia fiscal si las materias primas son vendidas a un costo que no se ajuste al precio de mercado entre partes independientes, ya que las empresas generadoras de energía podrían llegar a estar bajo un régimen de baja tributación en el marco de la ley de promoción de inversiones.

El auditor deberá poner énfasis en los precios de compra de la materia prima, de manera de poder detectar una posible contingencia por evasión fiscal.

- Reconocimiento de Ingresos

Los ingresos provenientes de las empresas generadoras de energía renovable a partir de la cáscara de arroz, pueden provenir de tres fuentes: venta de energía eléctrica, venta de energía calórica y venta de certificados de carbono.

Los primeros son los que generan la mayor cantidad de ingresos. Para estos consideramos como riesgo importante el adecuado reconocimiento, en tiempo y forma de la transferencia de energía. Ya que en caso de que el Despacho Nacional de Cargas no corroborara que dicha transmisión se ha realizado correctamente, o se atrasara en su comunicación, se debería prestar atención en el reconocimiento de ingresos por energía suministrada y no facturada.

Adicionalmente se deberá analizar la evolución de los parámetros de ajuste (de la paramétrica de precios) y su efecto en los ingresos.

Respecto a la medición de los ingresos provenientes de los certificados de carbono no existe una norma específica sobre su contabilización. La incógnita que se plantea es si se puede reconocer como un activo a valor razonable de esta forma generar un resultado no solo por la venta de los mismos sino también por su tenencia.

Creemos que este vacío contable debería ser abordado por el International Accounting Standards Board (IASB), ya que es un mercado que esta teniendo un importante crecimiento y es parte del sustento económico de los proyectos que buscan favorecer al medio ambiente, como por ejemplo el tratado en este trabajo.

- Deterioro en el valor de los activos

Dada la fuerte inversión en activo fijo, creemos importante el análisis en el deterioro del valor de los mismos.

Si nos encontramos ante indicios de deterioro que muestren que el valor de mercado del bien disminuyó o que la capacidad de dichos activos para generar ingresos futuros se redujo, podríamos estar ante una sobrevaluación de activos, lo que dada la significancia que tiene este rubro dentro del activo de este tipo de empresas podría afectar la situación patrimonial de la misma.

10.3 Conclusiones a nivel de la Normativa Contable

De la investigación realizada no hemos identificado normativa específica aplicable a este sector. Sin embargo, del análisis de la normativa de otros países encontramos que en Estados Unidos existe un pronunciamiento (Financial Accounting Standards 71 – Anexo V) para la preparación de los estados contables de los servicios públicos, del cual tomamos algunos puntos que nos parecen podrían aplicarse al sector y por lo tanto se podría consultar al IASB para que exponga una opinión respecto a los mismos.

- El primer punto es sobre la posible contabilización de un pasivo producto de la regulación vigente.

Cuando las empresas públicas cobran a sus clientes una tarifa que incluye un margen superior al normal (Margen normal = costo + margen de utilidad) para poder hacer frente a futuros gastos como por ejemplo incremento de los costos por condiciones climáticas desfavorables, el FAS 71 establece que esa diferencia por encima del margen no se debería llevar a resultados como un ingreso sino que se debería reconocer como un pasivo, siempre que dicho incremento surja de una normativa legal vigente.

- El segundo punto refiere a la posible activación de gastos significativos, siempre que exista una norma legal que permita en un futuro incrementar las tarifas para recuperarlos. Una vez reconocido el activo lo iremos amortizando conjuntamente con los ingresos recibidos.

En un futuro en nuestro país estos puntos podrían estar contemplados en la normativa legal del mercado energético y por consiguiente creemos beneficiosas la opinión del IASB sobre los mismos.

- Otro punto que creemos importante de la normativa de Estados Unidos es la existencia de contratos por transmisión de energía en la red nacional.

Las líneas de transmisión de energía en Estados Unidos, a diferencia de Uruguay, no son de propiedad estatal, por lo cual en momentos en que las mismas se encuentran saturadas los costos se incrementan significativamente. Por esta razón, se celebran contratos de cobertura para fijar el precio de transmisión, y así cubrirse de la volatilidad del mismo. Estos contratos en ciertas condiciones podrían llegar a ser valuados a valor razonable.

Si bien en Uruguay, estas líneas están bajo control estatal, podría darse que a raíz del desarrollo del mercado energético dejaran de estarlo, y de esta manera podría resultar conveniente la cobertura de este tipo de riesgo.

10.4 Consideraciones finales

Esta actividad requiere de un proceso de auditoría a medida para este sector, la cual contiene particularidades que deben ser evaluadas.

La participación de un equipo interdisciplinario de auditoría con conocimientos suficientes de la industria es fundamental, al igual que contar con el apoyo de expertos externos en riesgos claves propios de la industria como ingenieros y peritos medioambientales.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Jerry D. Sullivan, Richard A. Gnospeilus, Philip L. Defliese, Henry R. Jaenieke - Montgomery's Auditing Tenth Edition - Copyright 1985, by Coopers & Lybrand (United States) - Published by John Wiley & Sons, Inc.
- Fowler Newton, Enrique - Auditoría Aplicada - Tomo I y II.
- Fowler Newton, Enrique - Tratado de Auditoría - Tomo I y II - Marzo 1978.
- Normas Internacionales de Contabilidad emitidas por el IASB (International Accounting Standard Board).
- Ernest & Young - Normas Contables Aplicadas.
- Marco Conceptual para la preparación y presentación de los Estados Financieros, 1989, Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad emitido por el IASB (International Accounting Standard Board).
- Normas Internacionales de Auditoría emitidas por el IFAC.
- Evaluación económico financiera, proyecto de 10 MW generación de electricidad y / subproductos de biomasa, Noviembre del 2008. MIEM DNETN
- Informes del Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica (CLADE) setiembre 2008.
- R. Villamarzo, H. Gubba, J. Gutfraind, L. Montone, R. Rodríguez, L. Saulea Auditoría- Guía para su Planificación y Ejecución
- Proyecto de Inversión de la Empresa Galofer SA.
- Licitación Pública Abreviada de la Empresa Galofer SA.
- Renewables 2007 Global Status Report, REN 21.
- Ley 18.083 Título 4
- Ley 16.832 y Dec. Reglamentarios 276/002, 277/002, 360/002 y 278/002 referentes al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
- Dec. 77/006 y 397/007 referentes a la contratación de energía renovable por UTE.
- Ley 16.466 y Dec. Reglamentario 435/994 referente al impacto ambiental.
- Trabajo de Investigación Monográfico – Auditoría de empresas Mineras en el Uruguay. UDELAR, Marzo 2007.
- Trabajo de Investigación Monográfico - Auditoría de empresas vitivinícolas en el Uruguay. UDELAR, Marzo 2008
- Apuntes de clase del curso de Auditoría curso 2007.
- Apuntes de clase del curso de Contabilidad Superior.
- Entrevista mantenida con personal superior de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)
- World Energy Outlook 2008 – OECD/IEA
- Boletín económico de ICE nº 2750 Energía y desarrollo económico en América Latina

- The role of biomass in the world's energy matrix – Prof. José Goldemberg
- Comperio – Pricewaterhousecoopers
- Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe; Dos años después de la conferencia de Bonn – CEPAL
- Publicación en el diario El País de fecha 26/02/07 - Consorcio molinero producirá energía con la cáscara extraída del arroz
- Publicación del diario El Espectador con fecha 04/06/08 – Energía: UTE asegura que hay apoyo a privados
- Publicaciones del Congreso Latinoamericano de Energía, 2008 – Estado actual y perspectivas de la generación eléctrica en base a fuentes de energías renovables no tradicionales en Uruguay
- Páginas en internet:
 - www.miem.gub.uy
 - www.aca.com.uy
 - www.ursea.gub.uy
 - www.ute.gub.uy
 - www.greenpeace.org
 - www.mgap.gub.uy
 - www.wikipedia.com
 - www.tecnicaindustrial.es
 - www.appa.es/EnergiasRenovables
 - www.ain.gub.uy
 - www.eclac.org
 - www.iea.org
 - www.mbaware.com/moautwed.htm
 - www.fasb.org

ÍNDICE DE LOS GRÁFICOS, FIGURAS Y CUADROS

Gráficas

Gráfica 1.....9

Gráfica 2.....10

Gráfica 3.....14

Gráfica 4.....17

Gráfica 5.....17

Gráfica 6.....18

Gráfica 7.....18

Gráfica 8.....19

Gráfica 9.....20

Gráfica 10.....21

Gráfica 11.....22

Gráfica 12.....32

Gráfica 13.....33

Gráfica 14.....34

Gráfica 15.....80

Figuras

Figura 1.....22

Figura 2.....37

Figura 3.....49

Figura 4.....60

Cuadros

Cuadro 1.....12

Cuadro 2.....35

Cuadro 3.....57

ANEXOS



ANEXO I: Decretos Reglamentarios- Régimen Particular



REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
 MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA
MINISTERIO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE

Montevideo, 13 MAR 2006

SECRETARIA DE ESTADO

SIRVASE CITAR
908.05

Ac. 73

VISTO: la necesidad de adoptar decisiones tendientes a dinamizar la incorporación al sistema nacional de formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado.-----

RESULTANDO: I) que la normativa del sector eléctrico vigente establece en qué forma deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo.-----

II) que, asimismo, tal normativa prevé la posibilidad de que se celebren contratos especiales si, en virtud de directivas de políticas energéticas, se dispone la compra de parte del suministro de los participantes consumidores o de determinado tipo de participante consumidor, de energía renovable no convencional.-----

III) que la situación energética del país en su dependencia de factores externos y la incertidumbre en el abastecimiento energético futuro de la región plantea la conveniencia de adoptar medidas rápidas y eficaces que permitan incorporar abastecimiento energético en base a recursos autóctonos como son la generación eléctrica a partir de energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas.-----

IV) que de manera concomitante, las soluciones mencionadas presentan ventajas de reducción de emisiones vinculadas tanto al impacto ambiental en general como al efecto invernadero en particular.-----

V) que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto.-----

VI) que se entiende conveniente en esta etapa, por razones de desarrollo social, tecnológico y territorial, favorecer la multiplicidad de instalaciones.-

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía.-----

II) que se estima conveniente, en este marco, promover instrumentos para la instalación de nueva generación de energía eléctrica de pequeño porte en el territorio nacional, en las modalidades mencionadas.-----

III) que la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería informa que, con las modificaciones introducidas en el proyecto inicial, y con la conformidad de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, se estaría en condiciones de propiciar ante el Poder Ejecutivo el dictado del decreto correspondiente.-----

ATENCIÓN: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Ley Nº 14.694 del 1º de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la



Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto Ley, en el artículo 4º del Decreto Ley N° 15.031 del 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto N° 360/002 del 11 de setiembre de 2002.-----

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total instalada en centrales asociadas a dichos contratos no superará los 60 MW, planteándose inicialmente una meta de asignación de 20 MW a cada uno de los tres tipos de fuente mencionada. Los contratos a suscribir surgirán de un procedimiento competitivo conforme a lo previsto en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y en las características que se exponen a continuación, cuyos lineamientos generales incluyen la compraventa asegurada durante el plazo contractual al proveedor con remuneración de la energía entregada a precios surgidos de la mencionada competencia. En caso de no alcanzarse para una o más fuentes el cupo mencionado de 20 MW mediante ofertas aceptables, el procedimiento de selección preverá la posibilidad de redistribuir el cupo remanente entre ofertas aceptables de las o la fuente restante.-----

Artículo 2º.- Los contratos enmarcados en el presente Decreto se realizarán sobre las siguientes bases:-----

I.- ALCANCE.- Podrán contratar en este marco, los generadores individuales cuya potencia nominal a instalar no supere los 10 MW.-----

II.- CONDICIONES DE CONTRATACIÓN.- Los contratos incluidos en el régimen que se reglamenta deberán contemplar las condiciones que se establecen a continuación, sin perjuicio de los aspectos de detalle de su implementación y operativos que serán definidos en un Acuerdo Operativo a suscribirse entre UTE y el generador :-----

a) UTE pagará el precio correspondiente por la energía que le fuere entregada en la red, estableciéndose en el Acuerdo Operativo, las formas de medida y las modalidades de entrega.-----

b) El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de las ampliaciones que fueran requeridas en la red, de acuerdo a los estudios que UTE realice en cada caso.-----

c) El generador no venderá a terceros energía eléctrica proveniente de las centrales asociadas a sus contratos con UTE, durante la vigencia de los mismos.-

d) Los procedimientos de selección del o de los contratantes deberán incluir una instancia de evaluación de la viabilidad técnica de conexión de quienes estén interesados en ofertar.-----

e) El generador, durante la vigencia del contrato con UTE resultante de la instrumentación de este Decreto, no pagará cargos por el uso de las redes de



REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

distribución y transmisión que le correspondan como generador en el marco de dicho contrato.

f) Las contrataciones enmarcadas en el presente instrumento y los aspectos operativos asociados serán consistentes con las disposiciones de la Reglamentación vigente, entre ellas las referidas a ADME (Administración del Mercado Eléctrico).

g) El generador tendrá derecho a decidir su propio despacho, debiendo estar a las disposiciones previstas en los artículos 69 y siguientes del Decreto N° 360/002.

h) UTE y el generador podrán acordar la salida de servicio de la central en períodos de bajo costo de la energía del sistema, determinando en cada caso la compensación asociada.

SECRETARIA DE ESTADO

SIRVASE CITAR

908.05

Ac. 73

III) PROCEDIMIENTO COMPETITIVO.- La incorporación de potencia de origen renovable a la red se realizará a través de un procedimiento o procedimientos competitivos y transparentes. UTE, previa opinión del Ministerio de Industria, Energía y Minería y de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua, aprobará, para cada procedimiento, un pliego de bases y condiciones particulares.

IV) PRECIOS.- Para la adjudicación se tendrán en cuenta los precios ofertados por unidad de energía entregada, para cada fuente (biomasa, hidráulica, eólica), así como los parámetros vinculados a integración de componente nacional, plazos de entrada en servicio, plazo de contratación y demás que resulten de los pliegos respectivos, los que serán considerados en el cálculo del índice de comparación previsto. UTE podrá establecer en el pliego una fórmula de indexación. En caso contrario, los precios serán fijos en dólares corrientes.

V) COMPONENTES NACIONALES.- Cada oferta deberá explicitar la parte componente de la inversión que corresponde a bienes de capital nacional, obras de instalación realizadas por empresas nacionales y estudios de ingeniería nacionales. La componente nacional se deberá presentar como un porcentaje de la inversión total, agregándose la documentación que lo acredite, so pena de no considerársela como tal a los efectos de la aplicación del índice de comparación de ofertas.

VI) PLAZO.- El plazo de la contratación será, a criterio de cada oferente, de hasta 20 (veinte) años computados a partir de la entrada en servicio de la central.

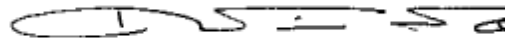
Artículo 3º.- Se considera que por la aplicación del presente instrumento de política energética, UTE no debe resultar beneficiada ni perjudicada desde el punto de vista empresarial. Se identificará en el costo asociado a los contratos objeto de este Decreto dos componentes, que se llamarán costos de mercado y costos de promoción de las fuentes renovables. A los efectos de este Decreto, los costos de mercado se calcularán como el costo de la energía comprada en los contratos, valorada al costo marginal horario de generación del sistema topeado al primer escalón de falla, y se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE. Los costos de promoción de las fuentes renovables se calcularán como la diferencia entre el monto efectivamente pagado por la energía comprada en los contratos, y el costo de la misma valorada a los costos de mercado, más los costos de administración,



financieros y los cargos de distribución y transmisión asumidos por UTE de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2, numeral II, ítem e). Los costos asociados a la promoción de las fuentes renovables se incluirán en el cálculo de la tarifa UTE, a través de los mecanismos y procedimientos que se acuerden. Estos costos se calcularán al final de cada año. Podrán establecerse en el futuro otras alternativas de financiamiento de costos.-----

Artículo 4º.- Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos en el marco del presente Decreto respetarán los requisitos ambientales dispuestos en la normativa vigente, incluyendo la previsión de la etapa de finalización de las operaciones.-----

Artículo 5º.- Comuníquese, publíquese, etc.-----



RODOLFO NIN NOVOA
Vicepresidente de la República
en ejercicio de la Presidencia



1E/490

REPUBLICA ORIENTAL DE URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Montevideo, 26 OCT. 2007

SECRETARIA DE ESTADO

SIRVASE CITAR

VISTO: el Decreto N° 77/006 de fecha 13 de marzo de 2006 que promovió las formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado, así como las acciones realizadas por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a través del llamado a Licitación Pública N° P35404 en el marco del decreto señalado;-----

RESULTANDO: I) que la normativa vigente del sector eléctrico establece en que forma deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo;-----

II) que asimismo tal normativa prevé la posibilidad de que se celebren contratos especiales de compraventa de energía en virtud de políticas energéticas;-----

III) que dicho Decreto prevé la promoción por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas.-----

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;-----

II) que como resultado del llamado UTE N° P35404, el Directorio de dicho Ente, emitió la Resolución N° 07-114 de fecha 01 de Febrero de 2007 que adjudicó parte de los 60 MW objetivo del Decreto N° 77/006, quedando un remanente a ser convocado dentro de una fase complementaria del llamado;-----

III) que la aplicación del Decreto N° 77/006 y las instancias del llamado UTE N° P35404 permitieron obtener experiencias que posibilitan adecuar los principios de convocatoria para la capacidad remanente mencionada así como facilitar la instalación de los generadores adjudicatarios del Llamado.---

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto Ley N° 14.649 de 1 de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1° de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3°, 4°, 7° y 9° del mismo Decreto Ley, en el artículo 4° del Decreto Ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002.-----



**EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
DECRETA**

Artículo 1º.- Sustitúyese el artículo 1º del Decreto 77/006, que quedará redactado de la siguiente manera:-----

"Artículo 1º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que incrementen la potencia instalada en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total contratada por centrales asociadas a dichos contratos no superará los 60 MW, planteándose una meta de asignación de 20 MW para cada uno de los tres tipos de fuentes promovidas. Los contratos a suscribir tendrán por objeto la compraventa de energía eléctrica asegurada al proveedor durante el plazo contractual, con remuneración de la energía entregada a los precios surgidos de un procedimiento competitivo celebrado conforme a lo previsto en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y a las especificaciones contenidas en el presente decreto. En caso de no alcanzarse para una o más fuentes el cupo mencionado de 20 MW mediante ofertas aceptables, el procedimiento de selección preverá la posibilidad de redistribuir el cupo remanente entre ofertas aceptables de la o las fuentes restantes".-----

Artículo 2º.- A los efectos del o los llamados complementarios al UTE P35404 así como para la instalación de los generadores adjudicatarios del mismo, se introducen los siguientes complementos y modificaciones al Decreto N° 77/006:--

I) Las centrales asociadas a los contratos celebrados en el marco de los procedimientos aludidos tendrán una potencia instalada que no supere los 20 MW. La potencia total contratada con UTE asociada a esa central y a los contratos celebrados en el marco del Decreto 77/006 con las modificaciones introducidas por el presente decreto, no podrá superar los 10 MW.-----

II) Los contratos celebrados con UTE en el marco del Decreto 77/006 con las modificaciones introducidas por el presente decreto, asociados a la misma central, se ordenarán por precios crecientes a los efectos de su facturación.-----

III) En caso de centrales asociadas con potencia instalada mayor a 10 MW, la potencia a contratar con UTE en el marco del Decreto 77/006 con las modificaciones introducidas por el presente decreto, representará al menos un 50% de dicha potencia instalada.-----

IV) Los contratos referidos en el numeral II) de este artículo tendrán prioridad de ejecución frente a la venta de la energía asociada a la potencia remanente de la misma central.-----



REPUBLICA ORIENTAL DE URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

Durante la vigencia de dichos contratos la potencia remanente inyectada a la red de UTE, que no gozará del régimen de excepción establecido en el Decreto referido, podrá volcarse al mercado spot de energía eléctrica.-----

Artículo 3º.- Comuníquese, publíquese, etc.-----

/ES

SECRETARIA DE ESTADO

SIRVASE CITAR

Dr. Tabaré Vázquez
Presidente de la República



1 E / 631

REPUBLICA ORIENTAL DE URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA

Montevideo, 18 JUN. 2008

VISTO: los Decretos N° 389/005 de fecha 7 de octubre de 2005 y N° 77/006 de fecha 13 de marzo de 2006 que promovieron la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica y el Decreto N° 397/007 de fecha 26 de octubre de 2007 donde se introdujeron complementos y modificaciones al Decreto N° 77/006;

SECRETARIA DE ESTADO

SIRVASE CITAR

BB

RESULTANDO: I) que la compleja situación energética que transita el país y la región plantea la necesidad de adoptar medidas rápidas y eficaces que permitan incorporar abastecimiento energético en base a recursos autóctonos como lo es la generación eléctrica a partir de energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas.

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que como resultado del llamado a licitación N° P34493, UTE adjudicó parte de los 50 MW objetivo del Decreto N° 389/005;

III) que la aplicación del Decreto N° 389/005 permitió obtener experiencias que posibilitaron adecuar los principios de convocatoria según se rescata en el Decreto N° 77/006;

IV) que como resultado del llamado a licitación N° P35404 UTE adjudicó parte de los 60 MW objetivo del Decreto N° 77/006 quedando un remanente a ser convocado dentro de una fase complementaria del llamado;

V) que la aplicación del Decreto N° 77/006 permitió obtener nuevas experiencias que posibilitaron adecuar los principios de convocatoria para la capacidad remanente mencionada según se rescata en el Decreto N° 397/007;

VI) que las disposiciones del Decreto N° 397/007 apuntan, entre otros, a facilitar la instalación de los generadores adjudicatarios del llamado N° 35404;

VII) que en el Decreto N° 397/007 no se tuvieron en cuenta los generadores adjudicados en el llamado N° P34493, realizado al amparo del decreto N° 389/005;



ATENCIÓN: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto de Ley N° 14.649 de 1 de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1° de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3°, 4°, 7° y 9° del mismo Decreto Ley, en el artículo 4° del Decreto Ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002;-----

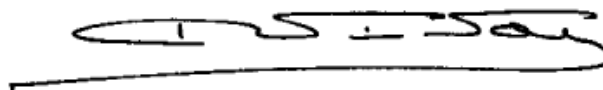
EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1° - Extender las disposiciones previstas en el Decreto N° 397/007 a los generadores adjudicatarios del llamado de UTE P34493 según se detalla a continuación:

- I) Las centrales asociadas a los contratos celebrados en el marco del procedimiento aludido tendrán una potencia instalada que no supere los 20 MW.-----
- II) Los contratos celebrados con UTE en el marco del Decreto N° 389/005, y los contratos celebrados con UTE en el marco del Decreto N° 77/006 con las modificaciones introducidas por el Decreto N° 397/007, asociados a una misma central, se ordenarán por precios crecientes a los efectos de su facturación.-----
- III) El generador, por la potencia contratada con UTE en el marco del Decreto N° 389/005, durante la vigencia del contrato, no pagará cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador, asociados a su potencia contratada en dicho contrato.-----
- IV) Los contratos referidos en el numeral II) de este artículo tendrán prioridad de ejecución frente a la venta de la energía asociada a la potencia remanente de la misma central.-----
- V) Durante la vigencia de dichos contratos la potencia remanente inyectada a la red de UTE, que no gozará de los regímenes de excepción establecidos en los Decretos N° 389/005 y N° 77/006, podrá volcarse al mercado spot de energía eléctrica.-----

Artículo 2 - Comuníquese, publíquese, etc.-----

RODOLFO NIN NOVOA
Vicepresidente de la República
en ejercicio de la Presidencia

ANEXO II: Principales puntos de los contratos con UTE

A continuación se detallan los puntos más relevantes de los contratos entre UTE y las empresas generadoras de energía renovable.

Objeto:

UTE suscribirá contratos de compra de energía eléctrica proveniente de tres fuentes renovables diferentes: biomasa, eólica e hidráulica, por un total de hasta 20MW para cada tipo de fuente y con un total general del 60MW.

El plazo de vigencia del contrato lo elige el oferente, pudiendo extenderse como máximo a 20 años.

Cada oferente podrá instalar como máximo una capacidad generadora de hasta 10 MW

Obligaciones y Responsabilidades del Generador

- Cumplir por sí, y garantizar que sus empleados cumplan con todas las cláusulas y condiciones del contrato y documentación de licitación.
- Obtener y renovar a su cargo todas las autorizaciones, aprobaciones o habilitaciones, nacionales o departamentales necesarias para el cumplimiento de las obligaciones emergentes del contrato.
- Instalar una central asociada.
- Mantener la forma de conexión y medición asociados al contrato

Obligaciones y responsabilidades de UTE

- Comprar la energía contratada, hasta la generable con la potencia contratada, al precio convenido.
- Cumplir y hacer cumplir a sus funcionarios las cláusulas del contrato.
- Cumplir la reglamentación vigente aplicable y disposiciones técnicas y comerciales establecidas en los documentos de la licitación que dan origen al contrato.

Causas de Rescisión del Contrato

- El contrato podrá ser rescindido mediante acuerdo de partes en cualquier momento, sin que se originen indemnizaciones de ninguna especie entre las partes.

- UTE podrá rescindir el contrato unilateralmente si se dan alguna de las siguientes situaciones:
 1. Modificación de la calidad de la energía entregada por el generador.
 2. Concurso o quiebra del Generador.
 3. Revocación de Permisos.
 4. Constatación por parte de UTE de irregularidades en la medición que impliquen enriquecimiento ilícito del Generador.
 5. Cuando no se cumplan o vulneren condiciones establecidas en el contrato.
- Las partes quedan exentas de responsabilidad en el cumplimiento de este contrato cuando se den situaciones de caso fortuito o fuerza mayor.

Penalidades

El incumplimiento del Plazo de entrada en servicio ofrecido por responsabilidad del Generador dará lugar a la aplicación de una multa de USD 125 por día de retraso y por MW de potencia instalada faltante respecto a la oferta. Sin perjuicio de lo anterior comenzará a contabilizarse el Plazo de Suministro desde la fecha de vencimiento del Plazo de Entrada en Servicio.

Transcurridos 6 meses del vencimiento del plazo de entrada del servicio sin que el generador haya logrado habilitar la potencia instalada de su oferta, se considerará como potencia instalada de este contrato la que figure en el Acta de entrada en Servicio, perdiendo el Generador el derecho a incrementarla en el marco de este contrato, cesando la multa por incumplimiento del Plazo de entrada en Servicio.

De constatare la existencia de irregularidades que afecten el registro de energía contratada imputable a dolo y que perjudiquen a UTE, el generador pagará el monto de la diferencia detectada valorada al doble del precio correspondiente del contrato, independientemente de la promoción de las acciones civiles y penales que puedan corresponder y de la rescisión unilateral del contrato.

ANEXO III: Ejemplo de Estados Contables: PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.

PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.
CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS
(Millions)

	For The Years Ended December 31,		
	2007	2006	2005
OPERATING REVENUES			
Electric Generation and Distribution	\$ 642	\$ 769	\$ 690
Income from Leveraged and Operating Leases	132	151	175
Other	187	35	122
Total Operating Revenues	961	955	987
OPERATING EXPENSES			
Energy Costs	450	523	517
Operation and Maintenance	139	132	157
Write-down of Assets	16	274	-
Depreciation and Amortization	38	32	29
Total Operating Expenses	643	961	703
Income from Equity Method Investments	116	120	124
OPERATING INCOME	434	114	408
Other Income	37	31	19
Other Deductions	(63)	(16)	(23)
Interest Expense	(153)	(185)	(195)
INCOME (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS BEFORE			
INCOME TAXES AND MINORITY INTEREST	255	(56)	209
Income Tax (Expense) Benefit	(199)	33	(58)
Minority Interests in Earnings (Loss) of Subsidiaries	2	(1)	(1)
INCOME (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS	58	(24)	150
Income from Discontinued Operations, including Gain			
on Disposal, net of tax of \$185, \$137 and \$14			
for the years ended 2007, 2006 and 2005, respectively	24	299	67
NET INCOME	82	275	217
Preference Units Distributions	-	-	(3)
EARNINGS AVAILABLE TO PUBLIC SERVICE ENTERPRISE			
GROUP INCORPORATED	\$ 82	\$ 275	\$ 214

ANEXO III: Ejemplo de Estados Contables: PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.

PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS
(Millions)

	December 31,	
	2007	2006
ASSETS		
CURRENT ASSETS		
Cash and Cash Equivalents	\$ 32	\$ 64
Accounts Receivable:		
Trade - net of allowances of \$1 in 2007 and 2006, respectively	13	19
Other Accounts Receivable	7	2
Notes Receivable Affiliated Companies	841	28
Inventory	24	25
Restricted Funds	57	67
Assets of Discontinued Operations	1,162	1,292
Derivative Contracts	18	14
Other	7	9
Total Current Assets	<u>2,161</u>	<u>1,520</u>
PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT	972	949
Less: Accumulated Depreciation and Amortization	<u>(174)</u>	<u>(133)</u>
Net Property, Plant and Equipment	<u>798</u>	<u>816</u>
NONCURRENT ASSETS		
Leveraged Leases, net	2,826	2,810
Corporate Joint Ventures and Partnership Interests	248	868
Intangibles	13	11
Derivative Contracts	43	26
Other	74	113
Total Noncurrent Assets	<u>3,204</u>	<u>3,828</u>
TOTAL ASSETS	<u>\$ 6,163</u>	<u>\$ 6,164</u>

ANEXO III: Ejemplo de Estados Contables: PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.

PSEG ENERGY HOLDINGS L.L.C.
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS
(Millions)

	<u>December 31,</u>	
	<u>2007</u>	<u>2006</u>
LIABILITIES AND MEMBER'S EQUITY		
CURRENT LIABILITIES		
Long-Term Debt Due Within One Year	\$ 644	\$ 30
Accounts Payable:		
Trade	17	8
Affiliated Companies	138	12
Derivative Contracts	3	16
Accrued Interest	19	24
Current Portion of Deferred Income Taxes	150	-
Liabilities of Discontinued Operations	520	421
Other	89	40
Total Current Liabilities	<u>1,580</u>	<u>551</u>
NONCURRENT LIABILITIES		
Deferred Income Taxes and Investment and Energy Tax Credits	1,861	1,903
Derivative Contracts	4	11
Long-Term Accrued Taxes	316	-
Other	70	76
Total Noncurrent Liabilities	<u>2,251</u>	<u>1,990</u>
COMMITMENTS AND CONTINGENT LIABILITIES (See Note 8)		
MINORITY INTERESTS	<u>16</u>	<u>17</u>
LONG-TERM DEBT		
Project Level, Non-Recourse Debt	349	569
Senior Notes	530	1,149
Total Long-Term Debt	<u>879</u>	<u>1,718</u>
MEMBER'S EQUITY		
Ordinary Unit	838	1,193
Retained Earnings	498	592
Accumulated Other Comprehensive Income	101	103
Total Member's Equity	<u>1,437</u>	<u>1,888</u>
TOTAL LIABILITIES AND MEMBER'S EQUITY	<u>\$ 6,163</u>	<u>\$ 6,164</u>

ANEXO IV: Estado de Resultados Projectado GALOFER SA.

	Año 1 US\$	Año 2 US\$	Año 3 US\$	Año 4 US\$	Año 5 US\$	Año 6 US\$	Año 7 US\$	Año 8 US\$	Años 9-12 US\$
Ingresos por Venta	6.055	6.859	6.859	6.859	6.859	6.859	6.859	6.859	6.859
Energía Eléctrica	5.705	5.705	5.705	5.705	5.705	5.705	5.705	5.705	5.705
Certificados de carbono	-	804	804	804	804	804	804	804	804
Vapor	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Costos de operación	2.935	2.935	2.935	2.935	2.935	2.935	2.935	2.935	2.935
Compra de cáscara	965	965	965	965	965	965	965	965	965
Flete de cáscara	909	909	909	909	909	909	909	909	909
Flete de ceniza	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Mantenimiento de infraestructura	295	295	295	295	295	295	295	295	295
Productos químicos proceso	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Remuneraciones personal de planta	349	349	349	349	349	349	349	349	349
Arrendamiento cantera	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Imprevistos	86	86	86	86	86	86	86	86	86
Costos de Administración	282	282	282	282	282	282	282	282	282
Remuneraciones	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Costos varios de administración	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Seguros	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Garantía de fiel cumplimiento contrato	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Amortizaciones de bienes de uso	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044
Utilidad antes de impuestos e intereses	1.795	2.599	2.599	2.599	2.599	2.599	2.599	2.599	2.599
Intereses	932	812	692	571	451	331	211	90	-
Utilidad antes de impuestos	863	1.787	1.907	2.027	2.148	2.268	2.388	2.509	2.599
Impuesto a la renta	216	447	477	507	537	567	597	627	650
Utilidad después de Impuestos	647	1.340	1.430	1.521	1.611	1.701	1.791	1.881	1.949

ANEXO V: FAS 71

FAS71

FASB Statement of Standards

Statement of Financial Accounting Standards No. 71

Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation

CONTENTS

	Paragraph Numbers
Introduction.....	1– 4
Standards of Financial Accounting and Reporting:	
Scope	5– 8
General Standards of Accounting for the Effects of Regulation.....	9– 13
Specific Standards Derived from the General Standards.....	14– 17
Allowance for Funds Used during Construction.....	15
Intercompany Profit.....	16– 17
Other Specific Standards	18– 20
Accounting for Income Taxes.....	18
Other Disclosure	19– 20
Amendments to Existing Pronouncements.....	21
Effective Date and Transition	22– 24

INTRODUCTION

1. Regulation of an enterprise's prices (hereinafter referred to as *rates*) is sometimes based on the enterprise's costs. Regulators use a variety of mechanisms to estimate a regulated enterprise's allowable costs,¹ and they allow the enterprise to charge rates that are intended to produce revenue approximately equal to those allowable costs. Specific costs that are allowable for rate-making purposes result in revenue approximately equal to the costs.

2. In most cases, allowable costs are used as a means of estimating costs of the period during which the rates will be in effect, and there is no intent to permit recovery of specific prior costs. The process is a way of setting prices—the results of the process are reported in general-purpose financial statements in accordance with the same accounting principles that are used by unregulated enterprises.

3. Regulators sometimes include costs in allowable costs in a period other than the period in which the costs would be charged to expense by an unregulated enterprise. That procedure can create assets (future cash inflows that will result from the rate-making process), reduce assets (reductions of future cash inflows that will result from the rate-making process), or create liabilities (future cash outflows that will result from the rate-making process) for the regulated enterprise. For general-purpose financial reporting, an incurred cost for which a regulator permits recovery in a future period is accounted for like an incurred cost that is reimbursable under a cost-reimbursement-type contract.

4. Accounting requirements that are not directly related to the economic effects of rate actions may be imposed on regulated businesses by orders of regulatory authorities and occasionally by court decisions or statutes. This does not necessarily mean that those

¹The term *allowable costs* is used throughout this Statement to refer to all costs for which revenue is intended to provide recovery. Those costs can be actual or estimated. In that context, allowable costs include interest cost and amounts provided for earnings on shareholders' investments.

Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation FAS71

accounting requirements conform with generally accepted accounting principles. For example, a regulatory authority may order an enterprise to capitalize² and amortize a cost that would be charged to income currently by an unregulated enterprise. Unless capitalization of that cost is appropriate under this Statement, generally accepted accounting principles require the regulated enterprise to charge the cost to income currently.

STANDARDS OF FINANCIAL ACCOUNTING AND REPORTING

Scope

5. This Statement applies to general-purpose external financial statements of an enterprise that has regulated operations that meet all of the following criteria:

- a. The enterprise's rates for regulated services or products provided to its customers are established by or are subject to approval by an independent, third-party regulator or by its own governing board empowered by statute or contract to establish rates that bind customers.³
- b. The regulated rates are designed to recover the specific enterprise's costs of providing the regulated services or products.
- c. In view of the demand for the regulated services or products and the level of competition, direct and indirect, it is reasonable to assume that rates set at levels that will recover the enterprise's costs

can be charged to and collected from customers. This criterion requires consideration of anticipated changes in levels of demand or competition during the recovery period for any capitalized costs.

6. If some of an enterprise's operations are regulated and meet the criteria of paragraph 5, this Statement shall be applied to only that portion of the enterprise's operations.

7. Authoritative accounting pronouncements that apply to enterprises in general also apply to regulated enterprises. However, enterprises subject to this Statement shall apply it instead of any conflicting provisions of standards in other authoritative pronouncements.⁴

8. This Statement does not apply to accounting for price controls that are imposed by governmental action in times of emergency, high inflation, or other unusual conditions. Nor does it cover accounting for contracts in general. However, if the terms of a contract between an enterprise and its customer are subject to regulation and the criteria of paragraph 5 are met with respect to that contract, this Statement shall apply.

General Standards of Accounting for the Effects of Regulation

9. Rate actions of a regulator can provide reasonable assurance of the existence of an asset.^{4a} An enterprise shall capitalize all or part of an incurred cost⁵

²Capitalize is used in this Statement to indicate that the cost would be recorded as the cost of an asset. That procedure is often referred to as "deferring a cost," and the resulting asset is sometimes described as a "deferred cost."

³GASB Statement No. 20, *Accounting and Financial Reporting for Proprietary Funds and Other Governmental Entities That Use Proprietary Fund Accounting*, paragraph 9, provides that state and local proprietary activities that meet the criteria of paragraph 5 may apply this FASB Statement and related pronouncements (including FASB Statements No. 90, *Regulated Enterprises—Accounting for Abandonments and Disallowances of Plant Costs*, No. 92, *Regulated Enterprises—Accounting for Phase-in Plans*, and No. 101, *Regulated Enterprises—Accounting for the Discontinuation of Application of FASB Statement No. 71*) that were issued on or before November 30, 1989. Amendments of FASB pronouncements related to regulated operations issued after that date are subject to the provisions of GASB Statement 20, paragraph 7.

⁴For example, a regulator might authorize a regulated enterprise to incur a major research and development cost because the cost is expected to benefit future customers. The regulator might also direct that cost to be capitalized and amortized as an allowable cost over the period of expected benefit. If the criteria of paragraph 9 of this Statement were met, the enterprise would capitalize that cost even though FASB Statement No. 2, *Accounting for Research and Development Costs*, requires such costs to be charged to income currently. Statement 2 would still apply to accounting for other research and development costs of the regulated enterprise, as would the disclosure requirements of Statement 2.

^{4a}Costs of abandoned plants shall be accounted for in accordance with paragraphs 3–6 of FASB Statement No. 90, *Regulated Enterprises—Accounting for Abandonments and Disallowances of Plant Costs*. Phase-in plans shall be accounted for in accordance with FASB Statement No. 92, *Regulated Enterprises—Accounting for Phase-in Plans*.

⁵An incurred cost is "a cost arising from cash paid out or obligation to pay for an acquired asset or service, a loss from any cause that has been sustained and has been or must be paid for" (Eric L. Kohler, *A Dictionary for Accountants*, 5th ed. [Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, Inc., 1975], p. 253).

FAS71

FASB Statement of Standards

that would otherwise be charged to expense if both of the following criteria are met:

- a. It is probable⁶ that future revenue in an amount at least equal to the capitalized cost will result from inclusion of that cost in allowable costs for rate-making purposes.
- b. Based on available evidence, the future revenue will be provided to permit recovery of the previously incurred cost rather than to provide for expected levels of similar future costs. If the revenue will be provided through an automatic rate-adjustment clause, this criterion requires that the regulator's intent clearly be to permit recovery of the previously incurred cost.

If at any time the incurred cost no longer meets the above criteria, that cost shall be charged to earnings.

10. Rate actions of a regulator can reduce or eliminate the value of an asset. If a regulator excludes all or part of a cost from allowable costs, the carrying amount of any asset recognized pursuant to paragraph 9 of this Statement shall be reduced to the extent of the excluded cost. Whether other assets have been impaired shall be judged the same as for enterprises in general^{6a} and FASB Statement No. 144, *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*, shall apply.

10A. If a regulator allows recovery through rates of costs previously excluded from allowable costs, that action shall result in recognition of a new asset. The classification of that asset shall be consistent with the classification that would have resulted had those costs been initially included in allowable costs.

11. Rate actions of a regulator can impose a liability on a regulated enterprise. Such liabilities are usually obligations to the enterprise's customers. The following are the usual ways in which liabilities can be imposed and the resulting accounting:

- a. A regulator may require refunds to customers.⁷ Refunds that meet the criteria of paragraph 8 (accrual of loss contingencies) of FASB Statement No. 5, *Accounting for Contingencies*, shall be recorded as liabilities and as reductions of revenue or as expenses of the regulated enterprise.
- b. A regulator can provide current rates intended to recover costs that are expected to be incurred in the future with the understanding that if those costs are not incurred future rates will be reduced by corresponding amounts. If current rates are intended to recover such costs and the regulator requires the enterprise to remain accountable for any amounts charged pursuant to such rates and not yet expended for the intended purpose,⁸ the enterprise shall not recognize as revenues amounts charged pursuant to such rates. Those amounts shall be recognized as liabilities and taken to income only when the associated costs are incurred.
- c. A regulator can require that a gain or other reduction of net allowable costs be given to customers over future periods. That would be accomplished, for rate-making purposes, by amortizing the gain or other reduction of net allowable costs over those future periods and reducing rates to reduce revenues in approximately the amount of the amortization. If a gain or other reduction of net allowable costs is to be amortized over future periods for rate-making purposes, the regulated enterprise shall not recognize that gain or other reduction of net allowable costs in income of the current period. Instead, it shall record it as a liability for future reductions of charges to customers that are expected to result.

12. Actions of a regulator can eliminate a liability only if the liability was imposed by actions of the regulator.

13. Appendix B, Statement 90, and Statement 92 illustrate the accounting for the effects of regulation.

⁶The term *probable* is used in this Statement consistent with its use in FASB Statement No. 5, *Accounting for Contingencies*. Statement 5 defines *probable* as an area within a range of the likelihood that a future event or events will occur. That range is from probable to remote, as follows:

Probable. The future event or events are likely to occur.

Reasonably possible. The chance of the future event or events occurring is more than remote but less than likely.

Remote. The chance of the future event or events occurring is slight.

^{6a}Disallowances of costs of recently completed plants, whether direct or indirect, shall be accounted for in accordance with paragraph 7 of Statement 90.

⁷Refunds can be paid to the customers who paid the amounts being refunded; however, they are usually provided to current customers by reducing current charges.

⁸The usual mechanism used by regulators for this purpose is to require the regulated enterprise to record the anticipated cost as a liability in its regulatory accounting records.

Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation FAS71

Specific Standards Derived from the General Standards

14. The following specific standards and the standards in Statements 90 and 92 are derived from the general standards in paragraphs 9–12. The specific standards in paragraphs 15–17 and the standards in Statement 90 and Statement 92 shall not be used as guidance for other applications of the general standards in paragraphs 9–12.

Allowance for Funds Used during Construction

15. In some cases, a regulator requires an enterprise subject to its authority to capitalize, as part of the cost of plant and equipment, the cost of financing construction as financed partially by borrowings and partially by equity. A computed interest cost and a designated cost of equity funds are capitalized, and net income for the current period is increased by a corresponding amount. After the construction is completed, the resulting capitalized cost is the basis for depreciation and unrecovered investment for rate-making purposes. In such cases, the amounts capitalized for rate-making purposes as part of the cost of acquiring the assets shall be capitalized for financial reporting purposes instead of the amount of interest that would be capitalized in accordance with FASB Statement No. 34, *Capitalization of Interest Cost*.⁹ Those amounts shall be capitalized only if their subsequent inclusion in allowable costs for rate-making purposes is probable. The income statement shall include an item of other income, a reduction of interest expense, or both, in a manner that indicates the basis for the amount capitalized.

Intercompany Profit¹⁰

16. Profit on sales to regulated affiliates shall not be eliminated in general-purpose financial statements¹¹ if both of the following criteria are met:

- a. The sales price is reasonable.
- b. It is probable that, through the rate-making process, future revenue approximately equal to the

sales price will result from the regulated affiliate's use of the products.

17. The sales price usually shall be considered reasonable if the price is accepted or not challenged by the regulator that governs the regulated affiliate. Otherwise, reasonableness shall be considered in light of the circumstances. For example, reasonableness might be judged by the return on investment earned by the manufacturing or construction operations or by a comparison of the transfer prices with prices available from other sources.

Other Specific Standards

Accounting for Income Taxes

18. A deferred tax liability or asset shall be recognized for the deferred tax consequences of temporary differences in accordance with FASB Statement No. 109, *Accounting for Income Taxes*.

Other Disclosure

19. For refunds that are recognized in a period other than the period in which the related revenue was recognized and that have a material effect on net income, the enterprise shall disclose the effect on net income and indicate the years in which the related revenue was recognized. Such effect may be disclosed by including it, net of related income taxes, as a line item in the income statement. However, that item shall not be presented as an extraordinary item.

20. In some cases, a regulator may permit an enterprise to include a cost that would be charged to expense by an unregulated enterprise as an allowable cost over a period of time by amortizing that cost for rate-making purposes, but the regulator does not include the unrecovered amount in the rate base. That procedure does not provide a return on investment during the recovery period. If recovery of such major costs is provided without a return on investment during the recovery period, the enterprise shall disclose the remaining amounts of such assets and the remaining recovery period applicable to them.

⁹Statement 34 requires capitalization of interest cost on certain qualifying assets. The amount capitalized is the portion of the interest cost incurred during the period that theoretically could have been avoided if the expenditures had not been made.

¹⁰The term *intercompany profit* is used in this Statement to include both profits on sales from one company to another within a consolidated or affiliated group and profits on sales from one operation of a company to another operation of the same company.

¹¹ARB No. 51, *Consolidated Financial Statements*, requires that profit on sales of assets remaining in the consolidated group be eliminated in consolidated financial statements. APB Opinion No. 18, *The Equity Method of Accounting for Investments in Common Stock*, effectively extends that requirement to affiliated entities reported on the equity method.

¹²[This footnote has been deleted. See Status page.]

FAS71

FASB Statement of Standards

Amendments to Existing Pronouncements

21. Appendix A lists the amendments to existing pronouncements that result from this Statement.

Effective Date and Transition

22. This Statement shall be effective for fiscal years beginning after December 15, 1983. Earlier application is encouraged. Accounting changes adopted to conform to the provisions of this Statement shall be applied retroactively, except that:

- a. Previously issued financial statements shall not be restated for changes in accounting for refunds.
- b. Leases for which the inception¹³ is after December 31, 1982 shall be classified in accordance with FASB Statement No. 13, *Accounting for Leases*, in financial statements commencing with initial application of this Statement. Leases for which the inception of the lease is before January 1, 1983 may be classified as they would have been classified before this Statement was issued until fiscal years beginning after December 15, 1986. Commencing no later than the first fiscal year beginning after December 15, 1986, those leases shall be retroactively classified in accordance with Statement 13 as amended.

23. If leases are not retroactively classified in accordance with Statement 13 in financial statements for fiscal years beginning after December 15, 1983 and before December 15, 1986 as permitted by paragraph 22(b), lessees shall disclose the amounts of additional capitalized leased assets and lease obligations that would be included in each balance sheet presented if Statement 13 had been applied retroactively.

24. In the year that this Statement is first applied, the financial statements shall disclose the nature of any restatement and its effect on income before extraordinary items, net income, and related per-share amounts¹⁴ for each year restated. If retroactive restatement of all years presented is not practicable, the financial statements shall be restated for as many consecutive years as is practicable, and the cumulative effect of applying this Statement shall be included in determining net income of the earliest year restated (not necessarily the earliest year presented). If it is not practicable to restate any prior year, the cumulative effect shall be included in net income in the year in which this Statement is first applied. (See paragraph 20 of APB Opinion No. 20, *Accounting Changes*.) The effect on income before extraordinary items, net income, and related per-share amounts¹⁵ of applying this Statement in a year in which the cumulative effect is included in determining that year's net income shall be disclosed for that year.

The provisions of this Statement need not be applied to immaterial items.

This Statement was adopted by the affirmative votes of four members of the Financial Accounting Standards Board. Messrs. Block, Kirk, and Sprouse dissented.

Mr. Block dissents to the issuance of this Statement. He believes that the regulatory environment as it exists today does not provide the necessary assurance of realization of future revenues to justify the standards in this Statement.

In his opinion, the creation of an asset by a regulator requires, at a minimum, an exclusive franchise to deliver goods and services for which demand is insensitive to price. This means that the goods and

services must be necessities and that no alternative goods and services exist as competition. Further, the creation of long-lived assets requires assurance that the regulatory environment will remain unchanged for long periods. The nature of assets created by a regulator (future amounts receivable from customers) would appear to require assurance that the customers will exist, the goods and services will be delivered to customers, and the customers will pay the decreed rates. Mr. Block does not believe that rate regulators can provide such assurances in the industries to which this Statement is likely to be applied. Because of those beliefs, Mr. Block concludes that the rate-making process should have no bearing on

¹³The inception of a lease is defined in FASB Statement No. 23, *Inception of the Lease*.

¹⁴The effect on related per-share amounts need not be disclosed if the enterprise does not disclose earnings per share.

¹⁵See footnote 14.

Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation FAS71

principles for cost capitalization and loss recognition. Those principles should be the same for rate-regulated enterprises as they are for unregulated enterprises.

Mr. Block further believes that the assets created by regulation under this Statement are merely future accounts receivable for future sales. While he is opposed to recognizing such receivables, he notes that APB Opinion No. 21, *Interest on Receivables and Payables*, requires discounting of long-term receivables on which there is no stated interest rate or the stated rate is unreasonable. Thus, in his view, if such receivables are to be recognized, discounting at market rates of return should be required.

Mr. Kirk dissents to the issuance of this Statement because he believes the immediate increases in income resulting from the capitalization of costs imputed for equity funds used during construction (paragraph 15) and intercompany profit (paragraphs 16 and 17) are not valid reflections of the economics of rate regulation or in accordance with other generally accepted accounting principles. Unlike other allowable costs, imputed costs have not been incurred. In Mr. Kirk's opinion, even if capitalization is deemed appropriate for financial reporting purposes, income should not be recognized. The income related to allowable but imputed costs should be recognized when the rates covering the costs are charged to customers, not before.

Mr. Sprouse dissents primarily because he does not agree with the thrust of paragraph 11 related to liabilities. He agrees that a regulator can impose a liability on a regulated enterprise by requiring the enterprise to make refunds to its customers (paragraph 11(a)). In his opinion, however, "refunds" involve reductions in existing assets—either cash settlements or lump-sum deductions from the amounts due from customers. Reductions in future rates do not "refund" anything and, therefore, do not create a liability. Indeed, reductions in future rates do not obligate a regulated enterprise to transfer assets or use them in any way that would not be required in the absence of those reductions. Of course, a sufficiently severe reduction in future rates might trigger the need to recognize impairment of assets.

In Mr. Sprouse's view, paragraph 11(b) tends to confuse the use of a formula that a regulator might properly use to set reasonably stable rates with real, often sporadic, economic events, the effects of which

should be recognized in financial statements if and when they have actually occurred. In setting rates, a regulator may include a "provision for noninsurance" among the allowable costs, but that does not create a present obligation to repair unusual storm damage that has not yet occurred (paragraphs 11(b), 38, and 39). If over a period of time the amounts of uninsured losses are sufficiently less than the "provisions for noninsurance" included in allowable costs, the regulator may reduce or eliminate future allowed provisions and reduce rates accordingly. As explained in the previous paragraph, however, possible future rate reductions do not create a liability. The possibility that sometime in the future the regulator might require cash refunds to customers to reduce or eliminate the cumulative "provision for noninsurance" is too remote to be recognized as a liability.

Similarly, in a formula designed to maintain reasonably stable rates, a regulatory agency may wish to spread a gain on early extinguishment of debt over some arbitrary period, but that does not create a present obligation for the regulated enterprise to transfer assets or to use them in any way that would not be required in the absence of such a gain (paragraphs 11(c) and 35–37).

Mr. Sprouse does agree that, to the extent that there is adequate evidence that the rates set by a regulator will cause a specific cost or other amount to be recovered through future incremental revenues, the regulated enterprise has an asset or asset enhancement (a quasi-receivable) that is properly measured by that incurred cost or other amount. Accordingly, he agrees that those circumstances may call for capitalizing (a) unusual storm losses, property abandonments, plant conversions, and similar costs that have occurred (paragraph 9); (b) an imputed cost of equity funds (paragraph 15); and (c) intercompany profits included in transfer prices to affiliates (paragraphs 16 and 17).

Messrs. Kirk and Sprouse also dissent because they believe the amendment to APB Opinion 30 in paragraph 19 of this Statement that suggests that refunds be reported in income net of taxes but not as extraordinary items is unrelated to the economics of rate regulation and therefore inappropriate. They see no reason why a potentially recurring charge to income should be singled out from all other recurring or even unusual items for this special treatment.