



Universidad Nacional de
Mar del Plata

Proyecto Final

Universidad Nacional de Mar del Plata

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ing. Electromecánica

Departamento de Ingeniería Eléctrica

*“Propuesta Tecnológica para la Producción de
Hidrógeno Mediante Fuentes de Energías
Renovables en la Ciudad de Mar del Plata”*

Alumno

Lucas Daniel Troitiño

Mat. 10.225

Director

Prof. Ing. Máximo Menna

Co-Director

Ing. Guillermo Murcia

Mar del Plata, Marzo 2011



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

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

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



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



Universidad Nacional de
Mar del Plata

Proyecto Final

Universidad Nacional de Mar del Plata

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ing. Electromecánica

Departamento de Ingeniería Eléctrica

*“Propuesta Tecnológica para la Producción de
Hidrógeno Mediante Fuentes de Energías
Renovables en la Ciudad de Mar del Plata”*

Alumno

Lucas Daniel Troitiño

Mat. 10.225

Director

Prof. Ing. Máximo Menna

Co-Director

Ing. Guillermo Murcia

Mar del Plata, Marzo 2011

*“Erfolg hat nur, wer etwas tut, während er
auf den Erfolg wartet... „ Tomas A. Edison*

*„Éxito solo tiene el que algo hace, mientras
él en el éxito espera...” Tomas A. Edison*

Agradecimientos

A mis Padres y a mi hermana, a quienes atribuyo el logro de este sueño y a quienes estare eternamente agradecido por su apoyo incondicional durante mi paso por la Universidad, lleno de buenos momentos y recuerdos.

Al Prof. Dr. Jochen Lehmann de la Univerisdad de Ciencias Aplicadas de Stralsund de Alemania, quien me permitio aprender y capacitarme en tecnologias de hidrógeno y energías renovables, brindando su amplia expériencia y capacidad.

A todos los integrantes e investigadores del Komplex Labor y del laboratorio IRIES, de la Univerisdad de Ciencias Aplicadas de Stralsund de Alemania, quienes desinteresadamente me ofrecieron sus conocimientos y experiencia, para el desarrollo de este trabajo.

A mis tutores, el Ing. Guillermo Murcia e Ing. Máximo Menna integrantes del GEEAA – Grupo de estudio de energías alternativas y ambiente de la Universidad nacional de Mar del Plata, quienes día a día brindaron la información y el apoyo necesario para la finalización de este trabajo

A mi asesor el Ing. Florencio Gamallo de la empresa ENERTRAG AG en Alemania, quién me ayudó, aconsejó y guió en la realización de este trabajo, aportando información de vital importancia.

Índice General

Símbolos y abreviaciones	8
Introducción	9
Objetivos	9
Estructura del trabajo	10
Capítulo I - LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL HIDRÓGENO	12
1.1 Introducción	12
1.2 La Crisis Energética Mundial.....	12
1.2.1 Los 10 países más contaminantes del mundo (en toneladas de CO ₂)	16
1.2.2 El Protocolo de Kioto y la COP 16	17
1.3 Argentina y su Potencial para la Producción de Hidrógeno	18
1.3.1 Situación energética actual de la Argentina	18
1.3.2 La energía eólica en la Argentina.....	21
1.3.3 Proyectos de generación de Hidrógeno en la Argentina.....	22
1.4 Proyectos de Hidrógeno en el Mundo	23
1.5 El Hidrógeno como Vector Energético	25
1.5.1 La llamada “Economía del Hidrógeno”	26
1.5.2 Principios básicos sobre el Hidrógeno.....	26
1.5.3 La electrólisis y la celda electrolítica	28
Construcción de una celda electrolítica.....	33
<i>Electrolito</i>	33
<i>Materiales</i>	34
1.6 Fuentes Renovables en el Panorama Mundial Actual.....	35
1.6.1 Futuro del Hidrógeno junto al transporte.....	38
1.7 Resumen.....	41
Capítulo II EI POTENCIAL ENERGÉICO LOCAL	43
2.1 Introducción.....	43
2.2 Recuperación de Metano en disposición final de RSU.....	43
2.3 Calculo del potencial eólico local.....	45
2.3.1 Conceptos teóricos	45
Distribución analítica de velocidad de Weibull	48
Distribución analítica de velocidad de Rayleigh.....	50

Determinación de los factores de forma y de escala de la distribución de Weibull	51
Método de la recta de regresión	51
Variación del viento y de los parámetros de Weibull con la altura.....	52
Extrapolación logarítmica.....	53
Ley exponencial de Hellmann	54
Expresión de D.F. Warne y Calnan.....	56
2.3.2 Estimación del Recurso eólico de Mar del Plata.....	56
Caracterización de los datos medidos.....	57
2.4 Resumen.....	64
Capítulo III TECNOLOGIA PARA LA GENERACIÓN Y APROVECHAMIENTO DEL HIDRÒGENO.....	66
3.1 Introducción.....	66
3.2 Energías alternativas y su combinación con el Hidrógeno	66
3.3 La Energía Eólica	67
3.3.1 Recursos Eólicos y la Energía del viento	68
El viento	69
Perfil del viento	70
Medición del viento	71
La rosa de los vientos.....	71
3.3.2 Los Aerogeneradores	72
3.3.2.1 Tipos de Aerogeneradores.....	72
3.3.2.2 Partes Principales.....	73
3.3.3 Potencia de un aerogenerador	79
Potencia eólica disponible	79
Potencia eólica aprovechable: Teorema de Betz	81
3.3.4 Control de potencia.....	84
Aerogeneradores de paso fijo (Stall control)	84
Aerogeneradores de paso variable (Pitch control)	84
3.3.5 Curvas de Potencia de un Aerogenerador.....	85
3.3.6 Energía producida por los Aerogeneradores.....	87
3.4 El Hidrógeno y sus tecnologías	87

3.4.1 Propiedades del Hidrógeno	87
3.4.2 Generación de Hidrógeno.....	91
3.4.3 Planta productora de hidrógeno	92
3.4.3.1 Electrolizadores.....	93
3.4.3.2 Modelo Matemático de un electrolizador	94
3.4.3.3 Utilización de electrolizadores alimentados por aerogeneradores.....	99
3.4.4 Tecnologías de almacenamiento de Hidrógeno.....	99
3.4.5 Motores de combustión interna alimentados a Hidrógeno	105
3.5 Resumen.....	107
Capítulo IV DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	110
4.1 Introducción.....	110
4.2 Hoja de cálculo utilizada como herramienta de diseño	110
4.3 Demanda de Hidrógeno	110
4.3.1 Plano de la Planta.....	112
4.4 Dimensionamiento del sistema viento-hidrógeno.....	113
4.4.1 Electrolizador	113
4.4.2 Compresor de baja presión	117
4.4.4 Tanque de almacenamiento y Compresor de alta presión.....	117
4.4.5 Surtidores de Hidrógeno	120
4.4.5.1 Plan de carga de combustible	122
4.4.5.2 La seguridad y manipulación del Hidrógeno en estaciones de servicio.	124
4.4.6 Equipamiento secundario	125
4.4.7 Elección de los aerogeneradores	125
4.5 Ubicación del sistema	131
4.6 Resumen.....	132
Capítulo V IMPACTO AMBIENTAL.....	134
5.1 Matriz de impacto ambiental	134
5.2 Análisis de los resultados obtenidos	139
Impactos Ambientales en la fase de Transporte.....	139
Impactos Ambientales en la fase de Operación.....	140
5.3 Impacto ambiental del Uso de hidrógeno en los motores de combustión interna .	141

Resumen.....	142
Capítulo VI EVALUACIÓN ECONÓMICA	143
6.1 Introducción.....	143
6.2 Inversión Total.....	143
6.2.1 Calculo de la inversión Fija - I_f	143
6.2.1.1 Componentes directos de la inversión fija.....	144
6.2.1.2 Componentes indirectos de la inversión fija.....	148
6.2.2 Calculo del capital de trabajo - I_w	148
6.2.3 Resumen de inversión.....	149
6.3 Estimación de los costos de producción	150
6.3.1 Costos variables.....	151
6.3.2 Costos fijos.....	160
6.3.3 Resumen de la Estimación de los costos de producción del parque eólico. 161	
6.3.4 Resumen de la estimación de los costos de producción de la Unidad de producción de hidrógeno	161
6.4 Análisis y determinación del precio de venta del producto en función de los datos del mercado.....	162
6.4.1 Precio de venta de la energía eólica.....	162
6.4.2 Precio de venta del hidrógeno	163
6.4.3 Venta de bonos de carbono	164
6.5 Cuadro de fuentes y usos de fondos.....	166
6.6 Rentabilidad	168
6.6.1 Calculo del Valor presente – VAN.....	168
6.6.2 Calculo de la tasa interna de retorno – TIR	169
6.6.3 Cálculo del tiempo de repago	170
6.7 Análisis de sensibilidad y precio de venta recomendado	171
6.8 Resumen.....	172
Conclusiones finales	174
Bibliografía	177
Anexos	182

Símbolos y abreviaciones

Símbolos

Símbolos	Significado	Unidad
T	Temperatura absoluta	K
n	coeficiente adiabático	
n	cantidad de la sustancia	mol
\bar{m}	flujo másico promedio	kg/h
U	voltaje de la celda o potencial electroquímico	V
I	corriente	A
η	eficiencia	
E	Energía	J
H	Entalpía	J
S	Entropía	J
F	Constante de Faraday	C/mol
R	Constante del gas	J K ⁻¹ mol ⁻¹
G	Energía libre de Gibbs	J
\dot{Q}	Tasa de transferencia de calor	W
LMTD	log mean temperature difference	°C
\dot{m}	Flujo Másico	kg/h
M	Peso Molecular	g/mol
nc	Numero de celdas en serie por pila	
UAHX	Producto coef. Global de transmision de calor y area	W-1 K
Ct	Capacidad térmica global del electrolizador	J K ⁻¹
Rt	Resistencia térmica global del electrolizador	W-1 K
p	Presión	Pa
Q	Cantidad de calor	J
W	Trabajo específico de compresión	J/kg
c	Capacidad térmica específica	
v	Volúmen Especifico	m ³ /kg
Utn	Potencial Termoneutro (thermoneutral pot)	V
t	Tiempo	s, h
W	Trabajo	J

Abreviaciones

Abreviaciones	Significado
ELY	Electrolizador
AC	corriente alterna
DC	corriente directa
HHV	poder calorífico superior
LHV	poder calorífico inferior
KOH	hidróxido de potasio
NOx	Oxidos de nitrógeno
GH2	Hidrogeno en estado gaseoso
GEI	Gases de Efecto Invernadero

Sufijos

Sufijos	Significado
a	ambiente
cool	enfriamiento
cw	agua de enfriamiento
gen	generado
0, f	inicial, final
i, o	inlet, outlet
loss	loss (perdidas)
max	máximo
min	mínimo
rev	reversible

Introducción

Si bien el Hidrógeno es el elemento más abundante en la naturaleza raras veces se lo encuentra libre. Es parte componente de dos formas esenciales para la vida como son los hidrocarburos y el agua, y a partir de ellos es posible obtenerlo por métodos de separación relativamente sencillos.

El hidrógeno es un portador de energía que debe ser generado a partir de recursos naturales, pero actualmente, la mayor parte del hidrógeno del mundo se produce a partir del reformado al vapor del gas natural.

Sin embargo, la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles se muestra ajena a gran parte de los propósitos de la llamada economía del hidrógeno: el reformado al vapor del gas natural no reduce el uso de combustibles fósiles, sino más bien genera emisiones de carbono al medio ambiente en la forma de CO_2 . Por lo tanto, para alcanzar los beneficios de la economía del hidrógeno, en última instancia, tenemos que producir hidrógeno a partir de recursos naturales renovables, como el agua, utilizando una fuente de energía renovable como la eólica.

El hidrógeno producido y convenientemente almacenado, puede posteriormente alimentar a celdas de combustible produciendo electricidad durante los períodos de mayor consumo o en ausencia de luz y/o de viento. También puede ser combustionado ya sea en motores de combustión interna reformados o en quemadores catalíticos.

El objetivo principal de este estudio es dar una primera apreciación a la viabilidad técnica y económica para la producción de hidrógeno electrolítico en la ciudad de Mar del Plata, para ser usado como combustible, utilizando para ello fuentes de energía renovable disponibles localmente.

Este trabajo se inició considerando dos fuentes energéticas de carácter renovable en la zona de Mar del Plata: la energía del biogás y la energía eólica. Sin embargo, con el desarrollo del mismo se fué otorgando mayor peso a la energía eólica como fuente energética para la producción de hidrógeno, debido a las potencias que se consideran y aspectos como disponibilidad del recurso.

Objetivos

Los objetivos específicos de este estudio son los siguientes:

1. Identificar las características técnicas y de operación de los equipos que conforman una planta de generación de hidrógeno.

2. Realizar un modelado matemático de los componentes más importantes de la planta que permita calcular, entre otras cosas; caudales máxicos, eficiencias y rendimientos energéticos de los equipos principales.
3. Recolectar o estimar los costos de los equipos involucrados. En los casos que no se disponga de esta información (compresores y equipos auxiliares), realizar una colecta de información de costos globales de los componentes de la planta dentro de un amplio rango de capacidades de manera a obtener para cada uno curvas de relación costo/capacidad.
4. Desarrollar una herramienta informática (herramienta de cálculo) que permita la aplicación del modelado matemático de un electrolizador y relacione los parámetros técnicos de la planta con parámetros económicos.
Al mismo tiempo, que esta herramienta permita; caracterizar datos de viento de un emplazamiento determinado, calcular la producción de energía de diversos modelos de aerogeneradores, calcular consumos de energía, producción de hidrógeno, la compresión y almacenamiento del hidrógeno producido, la realización de una planilla de impacto ambiental y cálculos económicos de rentabilidad.
5. Hacer un estudio económico eligiendo máquinas de fabricantes que se encuentren en Latinoamérica, logrando una primera apreciación de la rentabilidad de un proyecto de tecnologías de hidrógeno.

Estructura del trabajo

El trabajo está estructurado en 6 capítulos, donde cada uno trata los siguientes temas:

En el capítulo 1: Se intenta dar un marco global y local explicando que la Argentina es un país con déficit energético y que deberá producir un cambio radical en su matriz energética, reduciendo drásticamente su dependencia del petróleo y gas, y ampliando fuertemente la participación de fuentes energéticas limpias y renovables.

También se habla de la economía del hidrógeno, que se refiere a un mercado estructurado, creado a partir de un marco regulatorio que permita la comercialización del hidrógeno a precios competitivos, con calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro.

En el capítulo 2: Se explica que se desarrolló una herramienta de cálculo para estimar el potencial eólico y de biogás, se caracterizaron dichos potenciales, para poder estimar en los capítulos siguientes la producción de energía eléctrica y de hidrógeno.

Con los datos aportados por el grupo GEEAA sobre biogás, se determino la conveniencia o no de su utilización.

Con los datos aportados por el grupo GEEAA sobre el recurso eólico local se determinaron los parámetros de Weibull.

En el capítulo 3: Se explica las tecnologías que mejor se aplican a los recursos energéticos estimados en el capítulo II, como los aerogeneradores y electrolizadores.

Se explica también el modelo matemático de un electrolizador, el cual se utiliza en la herramienta de cálculo para poder seleccionarlo de acuerdo a los requerimientos de producción de hidrogeno.

En el capítulo 4: Se seleccionan las tecnologías que mejor aplican al caso local. Se analizan distintos tipos de aerogeneradores eligiendo uno.

Utilizando el modelo matemático que se describió en el capítulo III se selecciona un electrolizador de tecnología alcalina, estableciendo un requerimiento de hidrogeno para alimentar 15 camiones recolectores de basura, que circulan unos 280 km por día.

En el capítulo 5: Se realiza una matriz de impacto ambiental, herramienta que permite visualizar cuales serán los principales impactos positivos y negativos del proyecto. También se proponen acciones de mitigación para cada uno de los impactos negativos más significativos.

En el capítulo 6: Se lleva a cabo un análisis económico, considerando la inversión total, los costos de producción, precios de venta tanto de la energía eólica y como del hidrógeno generado. Se hace también un análisis de rentabilidad estimando los precios de venta según el mercado, obteniendo como resultados el tiempo de repago, el valor presente y la TIR.

También se hace un análisis de sensibilidad, para evaluar cual es el precio de venta, en el cual el valor presente comienza a ser positivo, y la TIR muestra la rentabilidad deseada.

Capítulo I - LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL HIDRÓGENO

1.1 Introducción

Frente al carácter no renovable de los recursos fósiles, día a día las inversiones en el desarrollo de energías alternativas son cada vez mayores. Estas fuentes de energías verdes se presentan con un complemento a al sistema energético actual y su fusión con la producción hidrógeno no es una excepción.

La tecnología para la producción de hidrógeno es hoy día bien conocida, ya que existieron en el pasado grandes proyectos y emprendimientos de infraestructura relacionados a plantas de generación de hidrógeno. En Noruega, Canadá, Egipto, India y Perú existen centrales que generan hidrógeno mediante la electrólisis del agua. Sin embargo, los equipos necesarios para producir hidrógeno no se fabrican mundialmente a gran escala, por lo cual esta tecnología resulta cara y es utilizada actualmente solo como equipamiento auxiliar en aplicaciones industriales.

Las inversiones globales realizadas con el objeto de levantar la llamada economía del hidrógeno (ver punto 1.5.1) costaron cerca de 1.3 miles de millones de dólares en el 2008, 1.7 miles de millones de dólares en el 2009, y se espera que alcancen los 5.5 miles de millones de dólares en el 2012 [i.2]. Esto es un indicador de que las principales potencias mundiales se están enfocando al desarrollo de nuevas tecnologías, para encontrar soluciones a sus respectivas crisis energéticas. Según Greenpeace [1.2], estamos experimentando un calentamiento global, que sin considerar 1°C adicional que se espera debido al efecto "retardo" de los gases de efecto invernadero que ya están en la atmósfera, nos pone ya al límite de un aumento de 2°C. Si cruzamos este umbral, los impactos económicos, sociales, políticos, culturales y ambientales serían indescriptibles.

1.2 La Crisis Energética Mundial

Para el hombre moderno, es imposible la vida sin iluminación, calefacción, refrigeración y transporte. Esta dependencia energética implica un consumo excesivo de combustibles, particularmente de origen fósil.

En el informe oficial de la IHS Energy¹, BP basado en el ASPO² escenario [1.1], se publicó la tendencia histórica de la producción de petróleo y el probable desenvolvimiento en el futuro a partir del año 2006, ver Figura 1.2.1.

¹ IHS Energy: IHS (NYSE: IHS) is a leading source of information and insight in pivotal areas that shape today's business landscape: energy, economics, geopolitical risk, sustainability and supply chain management.

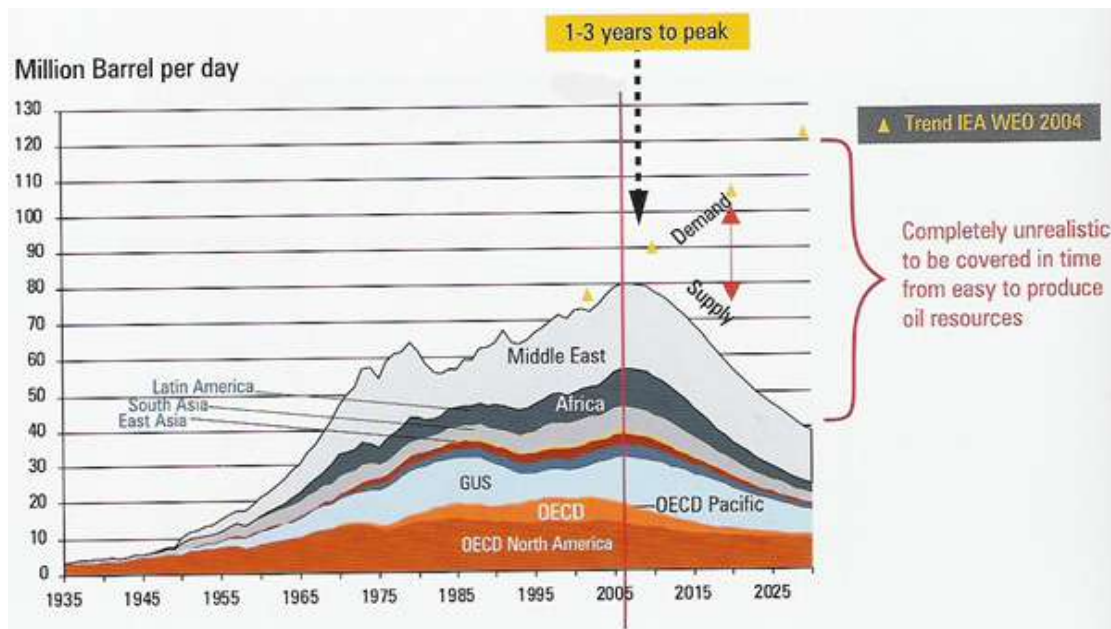


Figura 1.2.1: Producción de petróleo mundial en millones de Barriles por día. (Fuente: IHS Energy)

Según este informe; la demanda de petróleo actual es levemente superior a 80 Millones de barriles por día. Según esta figura, la producción de petróleo caerá en las próximas décadas. Actualmente se está produciendo un gap entre la demanda y la oferta. Según la tendencia en la demanda (triángulos amarillos), continuará su crecimiento hasta los 120 millones de barriles por día en el año 2030, siendo la capacidad de producción real para ese año de solo 40 millones de barriles por día. Esta diferencia de energía deberá ser indudablemente abastecida por otras fuentes de energías no convencionales.

Al mismo tiempo, las inversiones para la búsqueda y extracción de nuevas fuentes fósiles siguen siendo altísimas. Por ejemplo, en Canadá para desarrollar una nueva mina con una velocidad de extracción de 200 Kb/día (kilo barriles por día), se debe invertir unos U\$D 5.10 billones.

El gas natural enfrenta, al igual que el petróleo, un escenario similar. Siguiendo a [1.1], la producción de gas llegará a su máximo en el año 2020, bajo la suposición de que la producción se verá reducida en los EEUU y Europa, con la compensación de aumento de la producción solo en Rusia y Europa central, lo que requerirá una fuerte inversión económica en esta última región, ver Figura 1.2.2.

² ASPO: Association for the Study of Peak Oil & Gas, an association mainly of geologists who formerly were active in oil and gas exploration.

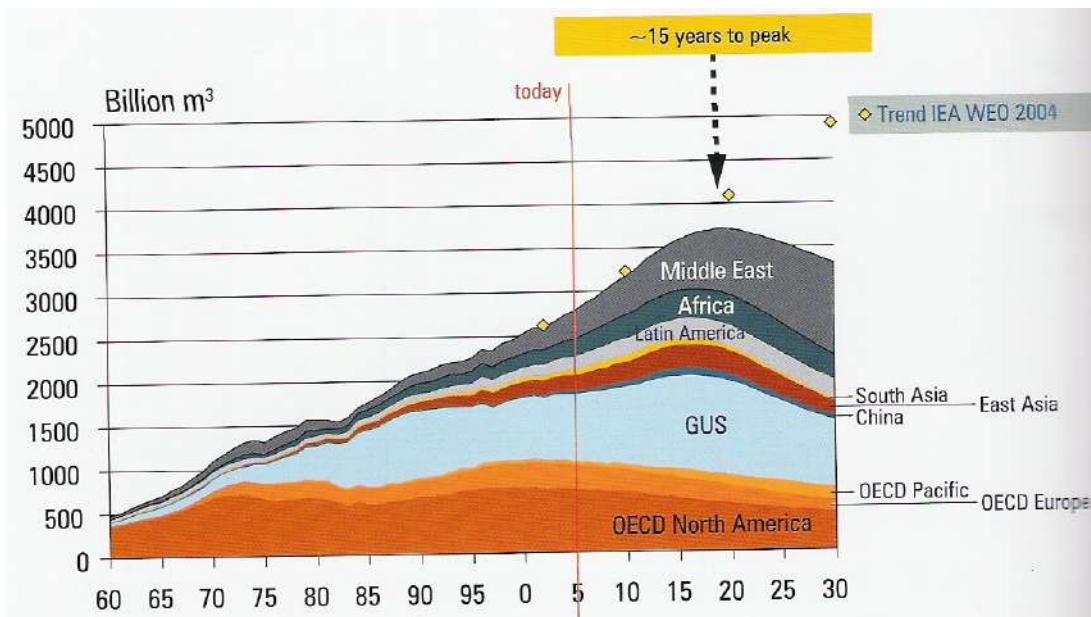


Figura 1.2.2: Producción de Gas Natural mundial en billones de metros cúbicos por día. (Fuente: IHS Energy)

Sin embargo, esta figura muestra un escenario muy optimista. El primer problema para la expansión de la producción en Rusia y Europa central, es la necesidad de expandir significativamente la infraestructura para el transporte de gas natural licuado. Estas inversiones requieren considerables recursos y tiempo.

Este escenario muestra un posible desenvolvimiento basado en las estimaciones de las reservas actuales, sin considerar que pueden ser afectadas por cuellos de botellas locales en dichas regiones (En Rusia y/o Europa central).

El mundo se enfrenta a una crisis energética mundial, y debemos buscar soluciones para ponerlas en acción, antes que se agoten los combustibles fósiles.

Según informes de las industrias petroleras, se estima que las reservas actuales servirán para cubrir sólo las necesidades de los próximos 40 años.

Como es sabido, el uso de combustibles fósiles produce contaminación, un incremento en las emisiones de gases efecto invernadero y como resultado, un aumento del calentamiento global.

Los gases más predominantes en este efecto son el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4).

Este efecto invernadero consiste en el calentamiento de la atmósfera debido a la presencia de dichos gases que retienen el calor emitido por la superficie terrestre. La primera forma de reducir la emisión de dichos gases es modificar las fuentes de energía que utilizamos, y es aquí donde intervienen las “energías limpias”.

Para lograr una idea general, la Figura 1.2.3 muestra la disponibilidad de las fuentes de energías renovables actuales, en relación al total de las necesidades energéticas mundiales:



Figura 1.2.3: Recursos energéticos renovables mundiales. (Fuente: WBGU³)

Como se puede ver, el conjunto de las fuentes de energías renovables proporcionan 3078 veces el total de las necesidades actuales.

Según el IPCC⁴ (por sus siglas en inglés), se espera un incremento en la temperatura mundial de 5,8°C durante los próximos cien años, esto significa un aumento mucho más rápido que el experimentado hasta ahora en la historia de la humanidad.

Según el último informe Internacional emitido por GREEAMPEACE [1.2], se advierten que si aumenta la temperatura global más de 2°C en relación con los niveles preindustriales, estaremos generando un cambio climático catastrófico y desencadenando procesos que provocarán, además, la liberación de más emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual coloca al calentamiento global en un proceso absolutamente fuera de nuestro control.

Los principales Gases de Efecto Invernadero (GEI) son:

Dióxido de carbono (CO_2)

óxidos de Nitrógeno (NOx)

metano (CH_4)

hidrofluorocarbonos (HFC)

³ WBGU: German Advisory Council on Global Change (2009)

⁴ IPCC: Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (2010).

perfluorocarbonos (PFC)

hexafluoruro de azufre (SF_6)

1.2.1 Los 10 países más contaminantes del mundo (en toneladas de CO_2)

Investigaciones del Centro de Desarrollo Global (CDG⁵) han reunido en una base de datos las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) que producen **50.000 plantas de energía** en el mundo. Los datos, que señalan a Estados Unidos y China como las productoras de energía que concentran la mayor emisión de gases causantes del efecto invernadero, se reúnen en el sitio Web de la organización CARMA⁶, algunos de estos resultados oficiales son los que se muestran en la figura 1.2.4:

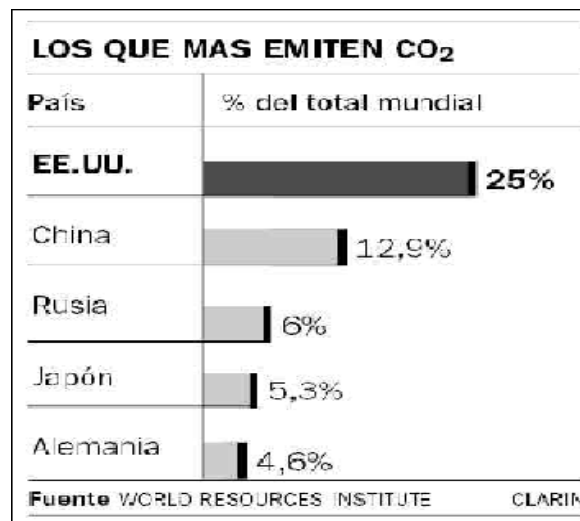


Figura 1.2.1.1: Los países que más emiten CO_2 . (Fuente: CARMA)

EE.UU - 2,800 millones (25% del total)

China - 2,430 millones

Rusia - 600 millones

India - 529 millones

Japón - 363 millones

Alemania - 323 millones

Australia - 205 millones

⁵ CDG: The Center for Global Development is an independent, nonprofit policy research organization that is dedicated to reducing global poverty and inequality and to making globalization work for the poor - www.cgdev.org

⁶ CARMA: Carbon Monitoring for Action. At its core, Carbon Monitoring for Action (CARMA) is a massive database containing information on the carbon emissions of over 50,000 power plants and 4,000 power companies worldwide - www.carma.org

Sudáfrica - 201 millones

Reino Unido - 192 millones

Corea del Sur - 168 millones

Según el CDG, entre los países menos contaminantes se encuentran Hungría, Argelia, Kuwait, Singapur, Portugal, Chile y Dinamarca. **Argentina produce 32,800,000 toneladas de CO₂ anual** y está al nivel de países como Finlandia y Bélgica.

También hay que mencionar que; aunque la energía nuclear produce poco dióxido de carbono (con respecto a lo mencionado anteriormente), su operación presenta grandes amenazas para el ser humano y para el medio ambiente: riesgos y daños medioambientales provocados por la minería de uranio, su procesamiento y transporte; el peligro de la proliferación de armamento nuclear; el problema aún no resuelto de los residuos radiactivos y el riesgo potencial que conllevan a un accidente grave.

1.2.2 El Protocolo de Kioto y la COP 16

Los signatarios de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) de 1992, acordaron el Protocolo de Kioto en el año 1997, que finalmente entró en vigencia a principios de 2005. El Protocolo de Kioto compromete a las partes firmantes a reducir sus emisiones totales de gases de efecto invernadero durante el período comprendido entre los años 2008 y 2012, en un 5,2% en comparación con el año 1990. Esto se ha traducido en la adopción de una serie de objetivos de reducción nacionales y regionales. Sus 165 países miembros se reúnen dos veces al año para negociar mejoras y revisar el estado del acuerdo. Sólo la mayor potencia industrializada, Estados Unidos, no lo ha ratificado. Actualmente los países que firmaron el protocolo de Kioto, negocian la segunda fase de este acuerdo, que cubrirá el período 2013-2017. El próximo encuentro será la COP 17 en diciembre del 2011.

Los resultados obtenidos en la COP 15 (diciembre de 2009, en Copenhague, Dinamarca) y la COP 16 ⁷ (Cancún, México, fecha del 29 de Noviembre al 10 de Diciembre del 2010), no dieron resultados muy alentadores. El punto más favorable a destacar de la COP 16, es la creación de

⁷ COP 16: El nombre oficial de la reunión es "16ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático" (COP 16 o CP 16), y sirve asimismo como 6ª Conferencia de las Partes del Protocolo de Kyoto. Los medios se refieren normalmente a ella como Cumbre del clima 2010.

un fondo común para el apoyo a los países del tercer mundo, con el objetivo de brindarles tecnologías “amigables” con el planeta para su desarrollo industrial.

1.3 Argentina y su Potencial para la Producción de Hidrógeno

La generación de hidrógeno tiene como insumo principal a la energía eléctrica, y su tecnología se encuentra aún en estado experimental. Debido a esto, es importante conocer la situación energética del país, para evaluar las posibilidades de progreso de esta tecnología. A continuación, se describen los resultados de investigaciones de instituciones Argentinas, que demuestran el gran potencial del sur Argentino para la producción de hidrogeno mediante energía eólica.

1.3.1 Situación energética actual de la Argentina

La Argentina es un país que debe importar energía. Con respecto a la electricidad, según el último informe de la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (Fundelec⁸ 13 de enero 2011) [1.2i], la demanda eléctrica del MEM (mercado eléctrico mayorista) correspondiente al último mes del año 2010 registró **una suba interanual del 12,2%** en comparación con el mismo mes del 2009. (Ver Fig. 1.3.1.1

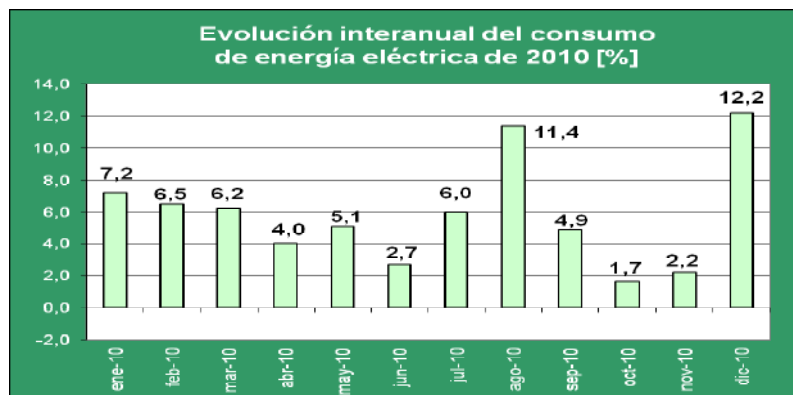


Figura 1.3.1.1: Evolución interanual del consumo eléctrico en la argentina. (Fuente: CAMMESA⁹)

En dicho mes, **la demanda neta total del MEM** fue de **10.125,7 GWh**; mientras que, en diciembre de 2009, había sido de 9.023,6 GWh.

Es sabido que la matriz energética Nacional depende altamente de los combustibles fósiles. Al año 2007, el 90 % de las fuentes primarias de energía estaban compuestas por gas y petróleo.

⁸ www.fundelec.org.ar

⁹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico – www.cammesa.com.ar

En la actual política energética el actor preponderante es el Estado nacional, ya sea por medio de inversiones de empresas públicas, como por medio de subsidios a empresas privadas. Lamentablemente no existe una valoración ambiental y económica de largo plazo en las prioridades de inversión. La mayor parte de estas inversiones estatales incrementan la dependencia en los combustibles fósiles, incluso promoviendo el uso de carbón fósil.

En aquellos casos en que se opta por otras fuentes energéticas, se priorizan a mí entender las peores opciones: continuar con mega-represas hidroeléctricas y centrales nucleares. Las energías renovables se ubican en un rol marginal desconociendo el potencial existente en el país y las tecnologías disponibles en la actualidad, lo que sumado demuestra una visión en materia energética que no responde a las necesidades ambientales y de sustentabilidad para el mediano y largo plazo.

La situación energética actual en nuestro país debe ser planteada como una **crisis**. Definitivamente, no podemos continuar con un modelo de desarrollo que no cumple con su rol principal, el cual no son las ganancias para pocas empresas, sino asegurar que los habitantes tengan acceso a los recursos energéticos para garantizar buenas condiciones de vida, y al mismo tiempo, cuidar el medio ambiente.

La inserción de las energías alternativas en el mercado Argentino aún es lenta. Quizás esto se deba a los elevados costos, tener una moneda que devalúa constantemente y la falta de políticas ambientales que motiven las inversiones privadas extranjeras.

Hoy en día, las fuentes de energía renovable representan el 5,3% de la demanda energética primaria Argentina. Las principales fuentes de energía renovable son hoy las grandes centrales hidroeléctricas y la biomasa -que mayormente es utilizada para la generación de calor.

La porción de energía renovable del país destinada a la producción de electricidad es del 35%. El aporte de recursos renovables para la demanda energética primaria para el suministro de calor es inferior al 2%. Alrededor del 91% del suministro de la energía primaria actual aún proviene de los combustibles fósiles [1.2].

De acuerdo a la Ley Nacional N° 26.190 decreto 562/2009¹⁰ (que remplazo a la ley N° 25.019/98), la Argentina debería alcanzar la meta del 8% de la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable (excluyendo a las hidroeléctricas de más de 30 MW)

¹⁰ La citada Ley establece una remuneración adicional de \$ 15 por megavatio sobre el precio del mercado mayorista.

para el año 2016. Esta meta aprobada en el año 2006 aún no ha generado una política eficaz para introducir masivamente a las energías renovables.

Bajo el marco de esta ley, se lanzó en mayo del 2009, el programa GENREN¹¹, para promover la producción de electricidad mediante energías renovables. Este programa define un precio fijo para la energía, basado en un valor de cambio constante en dólares, válido para un período de 10 años.

El programa empezó con la propuesta de promover la instalación de más de 1.000 MW, en concordancia con la siguiente distribución:

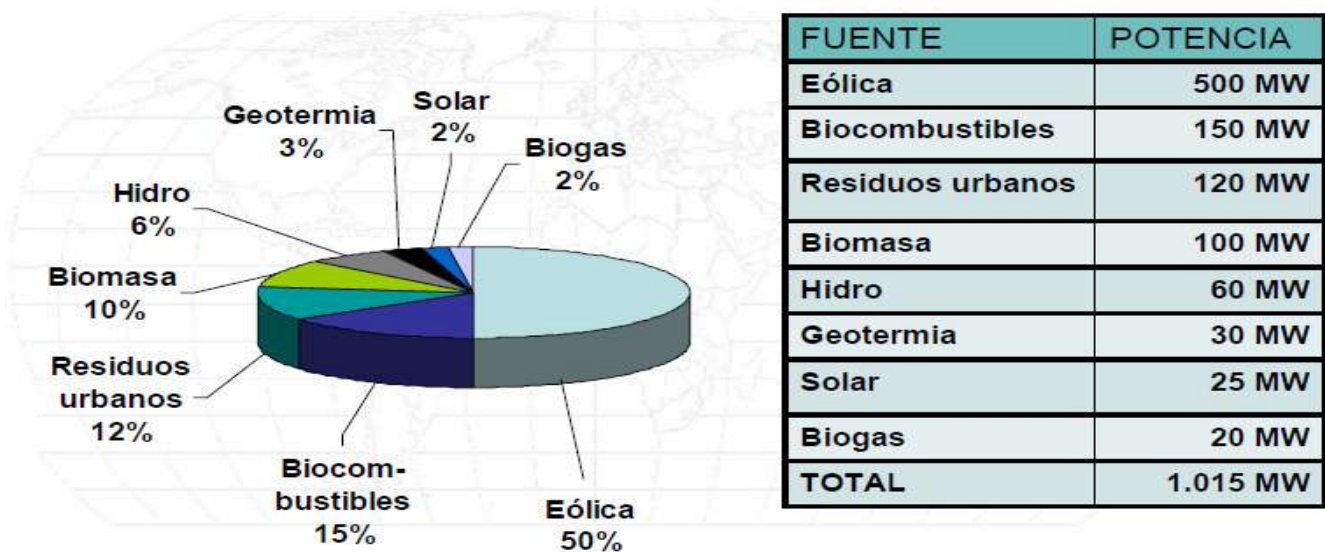


Figura 1.3.1.1: Distribución de energías renovables del Programa GENREN (Fuente: Secretaria de Energía de la Nación Argentina)

Los puntos más importantes del programa GENREN pueden ser resumidos como sigue:

1. ENARSA, el ente regulador del mercado eléctrico, compra la energía eléctrica proveniente de los adjudicatarios de la licitación para entregarla a CAMMESA, la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico, siempre dentro de los sistemas vinculados a la red interconectada nacional. Las operaciones son garantizadas a precio constante en US\$ por el lapso de 15 años.
2. Los módulos licitados deberán ser mayores que 1MW hasta un máximo de 50MW.
3. Las ofertas deberán contener componentes locales en proporción adecuada en cada caso.
4. Las empresas extranjeras deberán asociarse con una compañía local para poder licitar.
5. Los contratos se realizarán en US\$.
6. Se estima una inversión de 2.500 millones de US\$.
7. Se estima una generación de más de 8.000 puestos de trabajo directos.

¹¹ GENREN: Programa “Generación Renovable” lanzado el 20/05/09. El Estado Nacional a través de ENARSA licitará la compra de energía renovable por un total de 1,015 MW.

1.3.2 La energía eólica en la Argentina

La región Patagónica, única tierra firme en la banda de 40° a 50° latitud S con vientos casi permanentes del sector WSW á SW, es una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta, gracias a la dirección, constancia y velocidad del viento, pudiendo alcanzarse con granjas eólicas allí instaladas factores de capacidad superiores al 35%.

Para muchos especialistas, el viento patagónico es el de mejor calidad en todo el mundo como recurso continental. En el resto del mundo sólo se encuentran vientos de energía o persistencia equivalentes en algunas islas del Mar del Norte y del Pacífico Norte.

En Argentina hay 15 parques eólicos operando. Casi todos los parques en operación abastecen a una red local de usuarios/clientes de una cooperativa, mandando los excedentes a la red. En la mayoría de los casos, para esas cooperativas, el precio de venta a sus clientes, de alrededor de 7,5 centavos US\$/kWh, supera al costo de generación propio, que es alrededor de 6,7 centavos US\$/kWh [1.4].

Actualmente, existe un renovado interés social y empresario en su desarrollo, sabiendo que el potencial eólico disponible supera varias veces el consumo total del país. Esta fuente energética debería ser el principal componente para el cumplimiento de la meta del 8% (Ley Nacional N° 26.190, ver punto 1.3.1). Si así fuese, se debería alcanzar una potencia instalada de 3.000 MW de energía eólica, para el año 2016.

En la actualidad existen casi 30 MW eólicos de media/alta potencia instalados en Argentina (0.11% de la potencia total instalada en 2009), muchos de ellos pertenecientes a Cooperativas Eléctricas. Durante el año 2009 las turbinas existentes entregaron cerca de 62 GWh, constituyendo una contribución aproximada del 0.06% de la generación total de electricidad (SEE¹²).

Durante el año 2010 se llevó a cabo la primera etapa del parque eólico “Arauco” en La Rioja que el Estado Nacional está financiando. Actualmente hay instalados 10 aerogeneradores de 2.1 MW (IMPESA) sobre un total de 25 MW.

En el marco del programa GENREN, se encuentran en proceso licitatorio 500 MW de potencia eólica [1.5]. Bajo este contexto, todo parece indicar que la industria eólica empezará a desarrollarse intensamente en nuestro país. El sector privado demuestra interés en invertir en este tipo de industria en la Argentina. Sin embargo, el precio acordado finalmente por el Gobierno

¹² SEE: “Informe del Sector Eléctrico 2009”.

debe ser rentable y competitivo en la región. Para esto debería estar pagándose como mínimo de alrededor de 100 US\$/MWh generado según la Asociación Argentina de Energía Eólica [1.6].

1.3.3 Proyectos de generación de Hidrógeno en la Argentina

Hasta el momento no existen proyectos de producción de hidrogeno a gran escala en la Argentina. Actualmente, se llevan a cabo investigaciones en diversas universidades e institutos privados. Sin embargo existen estudios y proyecciones que han puesto en evidencia el potencial que posee la Argentina. En este punto se explican los más importantes.

Patagonia wind “Exported” as liquid hydrogen

Según estudios de la AAEE¹³ y el grupo de investigación EST-IESE de la UBA [1.8], sería posible producir hidrogeno líquido en la Patagonia, no solo para suplir las necesidades energéticas de Latinoamérica, sino también para exportar. Los resultados más importantes se muestran a continuación:

Asumiendo una eficiencia de electrolisis y liquefacción de 0.89 y 0.84 respectivamente, se necesitarían una planta de liquefacción de 118 MW, alimentado con un parque eólico de 160 MW. Considerando un factor de capacidad del parque eólico de 0.5, la cantidad de LH₂ por mes sería:

$$118 \text{ MW} \times 0.5 \times 24 \text{ h /día} \times 30 \text{ día /mes} \times 0.3575 \text{ m}^3 \text{ LH}_2 / \text{Mwh} = 15.188 \text{ m}^3 \text{ LH}_2 / \text{mes}$$

Relacionando esta cantidad con el área que se usaría para el parque eólico (de 16 km²), la capacidad de producción puede ser expresada como:

$$(15.188 \text{ m}^3 \text{ LH}_2 / \text{mes}) / 16 \text{ km}^2 = 950 \text{ m}^3 \text{ LH}_2 / \text{mes} \times \text{km}^2$$

Según las consideración en este estudio, el precio del kW generado mediante energía eólica sería de U\$S 0,0247.

C.A.P.S.A. - Capex S.A.

Desde hace varios años, la empresa Capex S.A.¹⁴ tiene la intención de producir hidrógeno líquido en la Patagonia Argentina. El proyecto consiste en la producción de 13.3 millones de

¹³ AAEE: Asociación Argentina de Energía Eólica.

¹⁴ Capsa - Capex SA is an Energy Entrepreneurial Group engaged in Oil, Natural Gas, LPG and Electric Energy Production in Patagonia since 1977, is strongly committed to the Environment and considers that the World Energy Matrix Change must be launched at a Large Scale immediately.

m³/año de hidrógeno líquido mediante electrólisis, utilizando un parque eólico de 16,120 MW en el noroeste de la provincia de Santa Cruz. Con este proyecto, se espera abastecer gradualmente a 38.500 Taxis y 14.300 colectivos en la ciudad de Buenos Aires, contando con la posibilidad de exportar hidrogeno al exterior [1.3].

Planta Eólico-Hidrógeno en Santa Cruz

La planta experimental Eólico-Hidrógeno se instaló en Pico Truncado en el año 2003, en la provincia de Santa Cruz. Aquí se produce hidrógeno en un electrolizador de baja potencia. El Hidrógeno necesario para almacenamiento y uso posterior, es derivado a compresores que le imprimen una presión de 200 ATM para tal fin. El uso de esta planta es puramente de uso experimental.

1.4 Proyectos de Hidrógeno en el Mundo

En Noruega, Canadá, Egipto, India y Perú existen centrales hidroeléctricas que generan hidrógeno mediante la electrólisis del agua. El hidrógeno generado es usado principalmente para la producción de amoniaco para fertilizantes. Hace varias décadas, proyectos basados en la producción de hidrógeno a gran escala son llevados a cabo por varios países de manera conjunta, tales como:

Norwegian Hydro Energy in Germany (1990s):

Principalmente en este proyecto, el hidrógeno es considerado como el portador de energía. Se produce el hidrógeno líquido en norte de Noruega, éste es enviado a puertos alemanes, y distribuido a las distintas ciudades. Se estudian tres alternativas. El caso de la referencia es basado en 100 MW de potencia hidroeléctrica. Una nave con tanques criogénicos fijos es utilizada para el transporte marítimo y criogénico de hidrógeno líquido LH₂ en contenedores de 40 pies, éstos son utilizados para el trasporte y la distribución. Se asume que hidrógeno gaseoso GH₂ es devuelto a la planta de producción para la re liquefacción [1.9]

El Proyecto Euro-Quebec Hydro-Hydrogen (1990):

El Proyecto Euro-Quebec Hydro-Hydrogen fue promovido desde principios de los años noventa, y es una propuesta bien pensada para el transporte práctico y económico de grandes cantidades de hidrógeno líquido por vía marítima. Como el nombre lo indica, la propuesta consiste en transportar hidrógeno producido en Quebec, Canadá a Europa, inicialmente Hamburgo, Alemania. El hidrógeno sería producido a través de la electrólisis del agua a partir de

hidroelectricidad. Actualmente, se están llevando a cabo un gran número de programas relacionados con la investigación de la tecnología del hidrógeno, en especial en países industrializados, con el propósito de incrementar eficiencias, reducir costos de capital, solucionar problemas de almacenamiento y muchos otros que permitan que se haga realidad la llamada economía del hidrógeno.

Parque eólico experimental de la Fundación Sotavento

En el parque eólico experimental de la Fundación Sotavento, situado entre los concellos de Monfero (A Coruña) y Xermade (Lugo), España, están llevando a cabo grandes avances en esta materia de almacenamiento a partir de energía eólica. En este proyecto, la energía eléctrica que se desea almacenar se deriva hacia un electrolizador. El H₂ obtenido se almacena en recipientes a presión hasta el momento en el que debe emplearse para generar energía eléctrica en situaciones de demanda o necesidad de gestión

En este caso, el H₂ es utilizado como carburante en un grupo de generación eléctrica cuyo motor es similar a los de gas natural adaptado para hidrógeno. El motor aspira aire atmosférico cuyo oxígeno, en proporción del 20%, es el que, provocado por la chispa de las bujías, reacciona con el H₂ en los cilindros, provocando que el cigüeñal del motor arrastre un generador que produce nuevamente energía eléctrica que se entrega a la red [1.7]. Este sistema se muestra en la Figura

1.3.3.1

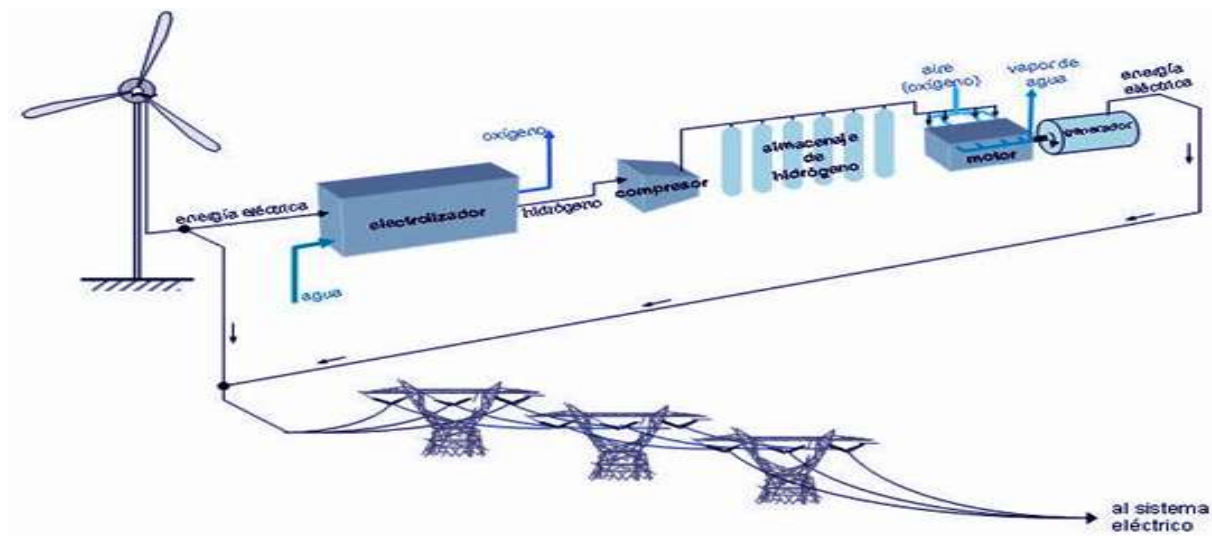


Figura 1.3.3.1: Sistema de almacenamiento de energía eólica. (Fuente: Fundación Sotavento)

En general, este proceso es muy caro porque requiere de mucha energía y presenta ciertas complicaciones técnicas. Sin embargo, la producción de hidrógeno con los excedentes de la

energía eólica es una solución sostenible. Básicamente, por la variabilidad de la demanda energética: los aerogeneradores producen energía las 24 horas, pero la demanda de consumo es alta de día y baja por la noche, por lo que se puede aprovechar esa producción para la elaboración de hidrógeno.

1.5 El Hidrógeno como Vector Energético

El hidrógeno es parte componente de dos formas esenciales para la vida como son los hidrocarburos (compuestos orgánicos formados únicamente por carbono e hidrógeno) y el agua; a partir de ellos es posible obtenerlo por métodos de separación relativamente sencillos.

Como la electricidad, el hidrógeno es un portador de energía que debe ser generado a partir de recursos naturales, pero actualmente, la mayor parte del hidrógeno del mundo se produce a partir del reformado al vapor del gas natural.

Sin embargo, la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles se muestra ajena a gran parte de los propósitos de la economía del hidrógeno (ver 1.5.1): el reformado al vapor del gas natural no reduce el uso de combustibles fósiles, sino más bien los cambios de uso final a una etapa anterior de producción, liberando aún emisiones de carbono al medio ambiente en la forma de CO₂. Por lo tanto, para alcanzar los beneficios de la economía del hidrógeno, en última instancia, tenemos que producir hidrógeno a partir de recursos naturales renovables, como el agua, utilizando una fuente de energía renovable.

En sistemas sustentables de energía, la complementación necesaria de dispositivos de funcionamiento aperiódico, tales como convertidores solares fotovoltaicos o turbinas eólicas, puede lograrse produciendo hidrógeno por electrólisis y foto-electrólisis de agua fuera de las horas de pico de consumo de electricidad. El hidrógeno producido y convenientemente almacenado, puede posteriormente alimentar a celdas de combustible produciendo electricidad durante los períodos de mayor consumo o en ausencia de luz y/o de viento. Alternativamente, con el excedente de electricidad es factible la carga de baterías electroquímicas de tecnología avanzada, cuya energía será empleada cuando sea requerida o bien se transforma en hidrógeno gaseoso mediante electrolizadores, siendo almacenado para su empleo ulterior. En este último caso, un procedimiento sumamente efectivo y promisorio para almacenarlo se basa en su combinación, en forma reversible, con otros elementos químicos en fase sólida. El almacenamiento de energía en ambos casos, sea eléctrica o directamente como hidrógeno, involucra la utilización de hidruros metálicos. Es importante que el átomo de hidrógeno pueda

ser absorbido o desorbido por el material metálico, porque permite su aplicación en estos dos aspectos de almacenamiento de energía [1.10].

1.5.1 La llamada “Economía del Hidrógeno”

La economía del hidrógeno consiste en una red compuesta de tres etapas funcionales: producción, almacenamiento y uso. Existen medios básicos para lograr cada uno de estos pasos, pero ninguno de ellos puede aún competir con los combustibles fósiles en los costos, el rendimiento o la fiabilidad.

El hidrógeno puede ser almacenado en contenedores de gas a alta presión o como un líquido en recipientes criogénicos. Se puede obtener energía eléctrica en pilas de combustible, pero el costo de producción de prototipos de pilas de combustible sigue siendo alto [1.11].

Las reservas de energía fósil, en particular el petróleo, son limitadas. Esto conduce a la creencia de que el hidrógeno podría ser pronto económicamente utilizado como una forma de energía de sustitución. La viabilidad económica de la energía de hidrógeno se ve reforzada por la ventaja de precios en el transporte a larga distancia y la posibilidad de almacenamiento de energía.

Además de razones económicas para la introducción de nuevas fuentes de energía y nuevos portadores de energía, razones ecológicas van tomando cada vez mayor protagonismo, por ejemplo: El creciente contenido de dióxido de carbono de la atmósfera, causada por el uso de fuentes de energía fósiles y otras actividades humanas como la destrucción de la selva tropical, predicen costosos cambios climáticos, como ser el lento calentamiento de la atmósfera y los océanos y el derretimiento de las capas polares. La utilización del carbón, el petróleo y el gas natural como portadores de energía lleva a las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos. En Europa, esto ya ha dado lugar a la destrucción de extensas zonas boscosas y daños al resto de los bosques. El uso del hidrógeno como un portador de energía junto con la adecuada utilización de las técnicas podría llegar a ser particularmente importante para la protección del medio ambiente [1.12].

1.5.2 Principios básicos sobre el Hidrógeno

Si bien desde el punto de vista energético, entre todos los combustibles el hidrógeno es el que posee la *máxima relación energía/peso*, la densidad del hidrógeno como gas di-atómico en condiciones normales de presión y temperatura (CNPT = 1 bar y 0 °C) es $\delta^{\text{CNPT}}(\text{H}_2) = 0,0898 \text{ g/l}$, lo cual significa que 1 Kg de hidrógeno en las condiciones ambientales normales ocupa 11,13

m³. Resulta entonces que el hidrógeno, con relación al volumen, almacena menor cantidad de energía comparado con otros portadores de energía, como por ejemplo, el gas natural o la nafta. En la figura 1.5.2.1 se muestran valores de energía específica (kWh/kg) y de densidad de energía (kWh/l) de varios combustibles. El metano, por ejemplo, que es el principal componente del gas natural, tiene una densidad de $\delta^{\text{CNPT}}(\text{CH}_4) = 0,7167 \text{ g/l}$, por lo cual el volumen ocupado por 1 Kg se reduce a 1,40 m³. Sin embargo, la ventaja de ocupar un volumen ocho veces menor que el hidrógeno se contrarresta con el hecho que la energía contenida es unas 3 veces menor, con la desventaja adicional que su quemado libera gas carbónico [1.10].

	Combustible	Energía específica (kWh/kg)	Densidad de Energía (kWh/l)
	Hidrógeno (l) (20 K)	33,33	2,359
	Hidrógeno (g) (150 atm)	33,33	0,4490
Gases (CNPT)	Hidrógeno	33,33	0,002993
	Metano	11,39	0,00997
	Gas Natural (82 - 93 % CH₄)	10,6 - 13,1	0,0088 - 0,0104
	Etano	14,42	0,02024
	Propano	12,88	0,02589
	Butano	12,7	0,03439
Líquidos	Gasolina	≈ 12,0	≈ 8,8
	Benceno	11,75	10,33
	Etanol	8,251	6,510
	Metanol	5,47	4,44
	Amoniaco (l)	5,706	3,41
Sólidos	Carbón	8,717	≈ (15 - 20)
	Madera	4,756	≈ (2,8 - 5,6)

Figura 1.5.2.1: Densidades de energía de varios combustibles. (Fuente: aidic.it)

El volumen que ocupa un combustible es un factor importante para su almacenamiento y transporte. Es preciso que la energía consumida para el almacenamiento de un combustible sea mínima, y es probablemente el aspecto más significativo. Se requiere entonces emplear un método que densifique al hidrógeno y que permita transportarlo en forma segura y poco onerosa, para poder ser llevado sin dificultades a bordo de los vehículos y evitando agregar peso adicional excesivo.

En la figura 1.5.2.2 se muestran los seis métodos básicos de almacenamiento de hidrógeno. Se indica la capacidad de almacenamiento en cada caso, referida de dos formas, densidad gravimétrica ρ_m (masa de hidrógeno contenida como porcentaje de la masa del elemento contenedor), y como densidad volumétrica ρ_V (masa de hidrógeno almacenada en relación al volumen ocupado por el contenedor).

Método de almacenamiento	ρ_m [H% masa]	ρ_v [kg H/m ³]	T [°C]	P [bar]	Fenómeno y observaciones
Cilindros de gas a alta presión	<2 á 10	10 á <40	25	130 á 800	Gas comprimido (H ₂ molecular) en cilindros de acero o material compuesto (de resistencia a tracción 2000 Mpa)
Hidrógeno líquido en tanques criogénicos	depende del tamaño	70,8	-252	1	Hidrógeno líquido (H ₂ molecular), pérdida continua de pocos % de hidrógeno a T _{amb.}
Hidrógeno Adsorbido	≈ 2	20	-80	100	Fisisorción (H ₂ molecular) sobre materiales de gran área específica (p. ej. carbón), totalmente reversible
Absorbido en sitios intersticiales de un metal (Hidruro metálico)	≈ 2	150	25	1	Hidrógeno (H atómico) intercalado en metal anfitrión, los hidruros metálicos trabajando a T _{amb.} son totalmente reversibles
Compuestos complejos	<18	150	>100	1	Compuestos complejos ([AlH ₄] o [BH ₄]), Desorción a temperatura elevada, absorción a altas presiones.
Metales y complejos junto con agua	<40	150	25	1	Oxidación química de metales con agua y liberación de hidrógeno, no directamente reversible

Figura 1.5.2.2: Los seis métodos básicos de almacenamiento de hidrógeno (ρ_m = densidad gravimétrica; ρ_v = densidad volumétrica). (Fuente: aidic.it)

En la actualidad, el hidrógeno es utilizado como gas comprimido, como líquido criogénico o absorbido en un sólido como hidruro. Los otros métodos se han comenzado a estudiar recientemente, observándose últimamente una gran actividad tendiente a mejorar los actuales y descubrir nuevos, que se ajusten a cada necesidad específica y que sean seguros, eficientes y económicos. En el capítulo III se hablará más extensamente de estos sistemas.

1.5.3 La electrólisis y la celda electrolítica

Si bien en el Capítulo III se explicarán varios métodos de obtención del hidrógeno, en este estudio solo se analizarán Electrolizadores Alcalinos convencionales debido a su menor relación costo/capacidad de producción en comparación con otras tecnologías de electrolizadores, y también debido a que el estado de la tecnología se encuentra más avanzado que otras.

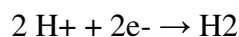
Un electrolizador alcalino se construye de manera análoga a una pila de celdas de combustible, donde cada pequeña celda está vinculada a otra en serie (bipolar) o en paralelo (unipolar) para producir una cantidad útil de corriente, y por ende, una generación de hidrógeno.

Otro tipo de unidad de electrólisis son los electrolizadores PEM (Proton Exchange Membrane o Membrana de Intercambio de Protones) que utilizan polímeros sólidos como electrolito. El polímero o membrana, permite la transferencia de iones H⁺ o protones del ánodo al cátodo, donde se forma el hidrógeno. La membrana separa también el hidrógeno y el oxígeno, y mientras el oxígeno se produce en el ánodo de un lado de la membrana, el hidrogeno se produce del otro lado de la misma.

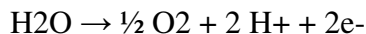
La reacción en los electrodos difiere entre electrolizadores PEM y Alcalinos.

En un electrolizador PEM las reacciones en los electrodos son:

Producción de hidrógeno en el cátodo (Electrolizador PEM):

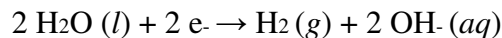


Producción de Oxígeno en el ánodo (Electrolizador PEM)

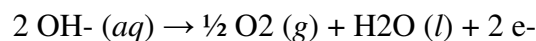


Por otra parte, en un electrolizador alcalino, según [1.13], si una diferencia de potencial es aplicada a los electrodos de una celda electrolítica, cargada con una solución electrolítica adecuada, ocurre en los electrodos las reacciones descritas a continuación:

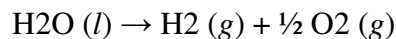
Producción de hidrógeno en el cátodo (Electrolizador Alcalino):



Producción de Oxígeno en el ánodo (Electrolizador Alcalino):



Reacción en la celda:



Donde *l* es líquido, *g* es gaseoso y *aq* es disuelto es agua.

El agua pura no es adecuada como electrolito, debido a su muy baja conductividad. Por lo tanto, son utilizadas soluciones acuosas de potasio o hidróxido de sodio, cloruro de sodio, ácido clorhídrico, etc.

Dependiendo del electrolito y del material de los electrodos, la reacción en el ánodo puede dar lugar a otros subproductos, en particular, a hidróxido de sodio y cloro.

El cambio de entalpía para la descomposición electrolítica del agua es

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S = -nFU + nFT \cdot \left(\frac{\partial U}{\partial T} \right)_p \quad (1)$$

donde H es entalpía, G es la energía libre de Gibbs, S es la entropía, T temperatura, n número de electrones transferidos, F constante de Faraday y U potencial electroquímico. Las constantes termodinámicas en condiciones normales de presión y temperatura ($p = 101.3 \text{ kPa}$ y $T = 298.15 \text{ K}$) son:

Entalpía de la reacción:
$$\Delta H_{298K}^0 = 286 \text{ kJ/mol}$$

Entropía de la reacción: $\Delta S_{298K}^0 = 163 \text{ Jmol}^{-1}\text{K}^{-1}$

Energía libre de Gibbs de la reacción $\Delta G_{298K}^0 = 237 \text{ kJ/mol}$

Constante de Faraday $F = 96\,495 \text{ As/mol.}$

Para una reacción electroquímica a presión y temperatura constantes, el trabajo útil máximo posible es igual al cambio en la energía útil de Gibbs ΔG , esto es

$$W = \Delta G = F \times n \times U_{rev} \quad (2)$$

donde U_{rev} (de acuerdo con la Ley de Faraday) es el potencial ideal (reversible) de descomposición.

En condiciones normales de presión y temperatura, este potencial es:

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{n \cdot F} = 1.228V \quad (3)$$

Debido a procesos termodinámicos irreversibles en los electrodos y debido a la resistividad eléctrica del electrolito, el potencial real de descomposición es siempre superior al valor ideal.

De acuerdo a la ecuación (1) la energía libre ΔG es menor que la entalpía de la reacción ΔH una cantidad $T\Delta S$. En un caso ideal de operación la celda requiere una cantidad de energía $W = \Delta G$, y adicionalmente una cantidad de calor $Q = T\Delta S$.

Si ambas cantidades de energía son proporcionadas partiendo de energía eléctrica, el potencial en condiciones normales es incrementado por el potencial térmico ΔU_{θ} .

$$\Delta U_{\theta} = \frac{T\Delta S}{n \cdot F} = 0.252V \quad (4)$$

Así, el potencial teórico mínimo de descomposición en condiciones normales es:

$$U_{th} = 1.480V \quad (5)$$

Un incremento en la temperatura disminuye el potencial reversible de descomposición, mientras que al mismo tiempo, la proporción de energía térmica total requerida aumenta. Esto significa que con mayor temperatura puede utilizarse, en cierta proporción, energía en forma de calor en lugar de energía eléctrica. Aspectos técnicos de este comportamiento en regiones por encima del punto de ebullición del agua (373 K) son las bases de tecnología de la electrólisis del vapor del agua.

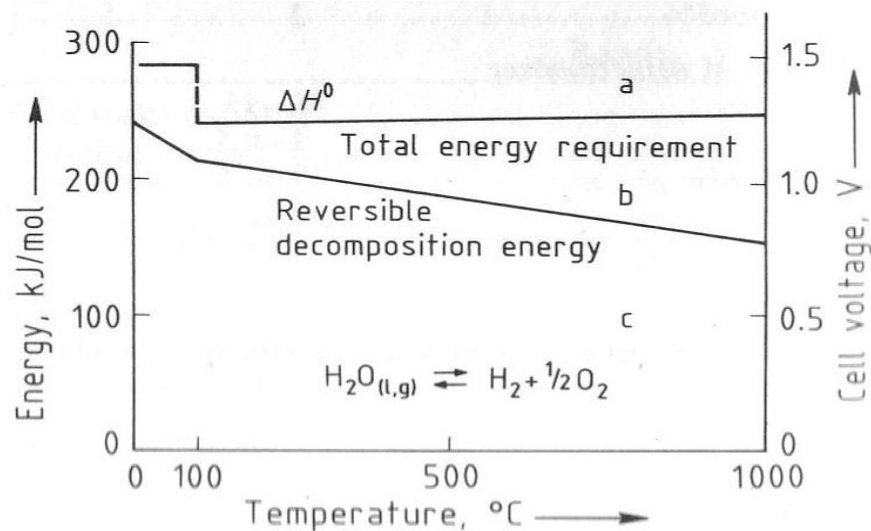


Figura 1.5.3.1: Dependencia de la temperatura de hidrógeno producido por electrólisis a 101.3 kPa. (Fuente [1.13])

El potencial de descomposición también depende de la presión. De la dependencia de la presión de la energía libre de Gibbs

$$\left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T = \Delta v \quad (6)$$

La expresión siguiente puede deducirse de la dependencia de la presión del potencial de descomposición de un gas ideal

$$\Delta U_p = \Delta U^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{(H_2)}}{P^0} \cdot \left[\frac{P_{(O_2)}}{P^0} \right]^{1/2} \right) \quad (7)$$

Para el agua a 298 K, esta ecuación resulta

$$\Delta U_p = \Delta U_{(p=p^0)} + 0.0189 \ln \frac{P}{P^0} \quad (8)$$

luego, para un aumento de presión de 100 a 1000 kPa, se espera un aumento del potencial de 0.0435 V.

Sin embargo, el hecho de que el gas producido en los electrodos tiene un menor volumen efectivo conduce a una reducción del sobre potencial en los electrodos, de modo que en los procesos de electrólisis a presiones elevadas, no se observan de hecho incrementos en el potencial de descomposición. Finalmente, el potencial ciertamente requerido es la suma de los siguientes potenciales:

$$U = U_1 + U_2 + U_3 + U_4 \quad (9)$$

Donde U es el voltaje de la celda electrolítica, U_1 el potencial teórico reversible (U_{rev}), U_2 , U_3 , el sobrepotencial anódico y catódico en la frontera electrolito-electrodo, y U_4 la caída de tensión debido a la resistencia eléctrica del electrolito. Los sobrepotenciales U_2 y U_3 pueden estar influenciados por la elección adecuada de los materiales de electrodos y las condiciones de la superficie de estos. La caída de tensión en el electrolito U_4 , depende de la conductividad del electrolito, de la permeabilidad de los diafragmas de la celda, de la distancia entre los electrodos y de la densidad de corriente. La figura de abajo muestra la influencia de la densidad de corriente en el voltaje de la celda en la electrólisis del agua usando hidróxido de potasio como electrolito (a temperatura constante).

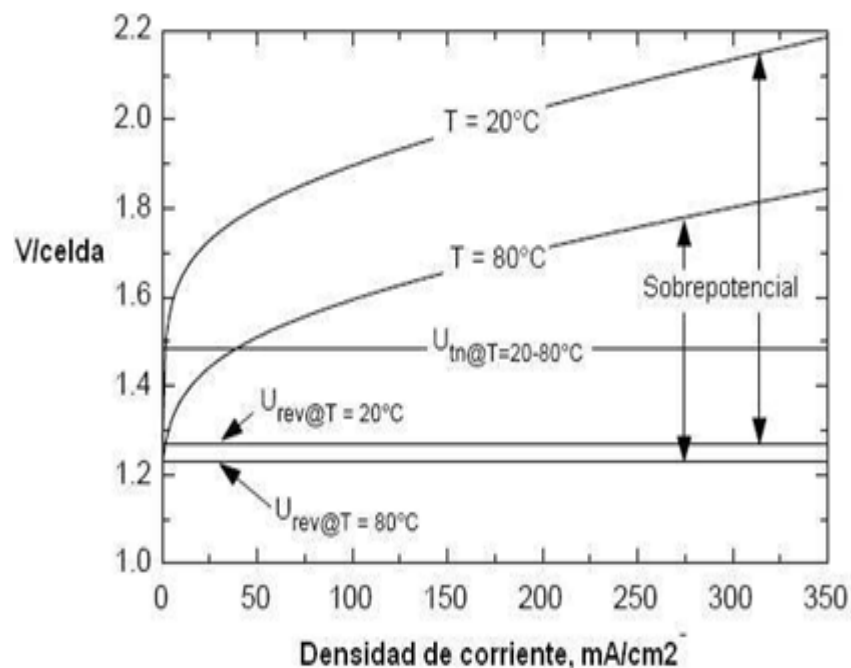


Figura 1.5.3.2: Relaciones entre densidad de corriente y voltaje de la celda para sistemas de electrólisis alcalina (electrólisis convencional, 30 wt% KOH, 90°C). (Fuente [1.14])

La eficiencia del proceso de electrólisis se relaciona con el voltaje mínimo.

$$\eta = \frac{U_{rev} + \frac{T\Delta S}{nF}}{U} \quad (11)$$

En condiciones normales de presión y temperatura:

$$\eta = \frac{1.48 V}{U} \quad (12)$$

Construcción de una celda electrolítica

En una celda de electrólisis de agua, las regiones del ánodo y cátodo están separadas por una membrana que permite el flujo de corriente y mantiene al oxígeno y al hidrógeno, separados unos de otros. La celda está llena de electrolito. El oxígeno es formado durante la electrólisis en el ánodo, el hidrógeno en el cátodo. Dependiendo de la disposición de los electrodos y el diafragma, las celdas pueden ser designadas como unipolares o bipolares.

Según [1.15] la celda unipolar es aquella en la que el ánodo y el cátodo tienen cada una su propia celda aislada. Las celdas bipolares se caracterizan por el hecho de que el separador metálico entre dos celdas conectadas en serie sirve como cátodo en una de las células y como ánodo en la próxima celda.

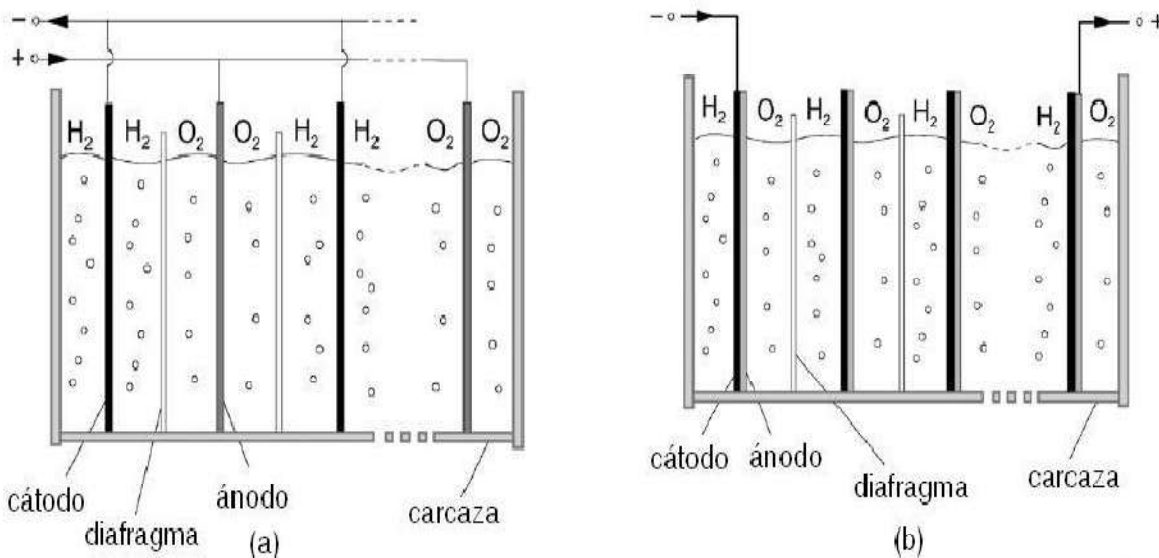


Figura 1.5.3.3: Electrolizadores unipolares (a) y bipolares (b). (Fuente [1.13])

Electrolito

Para reducir al mínimo las pérdidas por resistencia del electrolito, por lo general se utiliza 25 a 36% en peso de solución de hidróxido de potasio. Otros electrolitos son soluciones acuosas de hidróxido de sodio o soluciones de ácido clorhídrico, cloruro de sodio, etc.

Electrolitos que son inmovilizados en polímeros también pueden ser utilizados.

Ya que la conductividad de electrolitos convencionales se incrementa con la temperatura, los electrolizadores convencionales operan entre 70 y 90 °C, justo debajo del punto de ebullición de la solución acuosa. La conductividad del hidróxido de sodio y del hidróxido de potasio en función de la temperatura y la concentración de electrolitos se muestra en la siguiente figura.

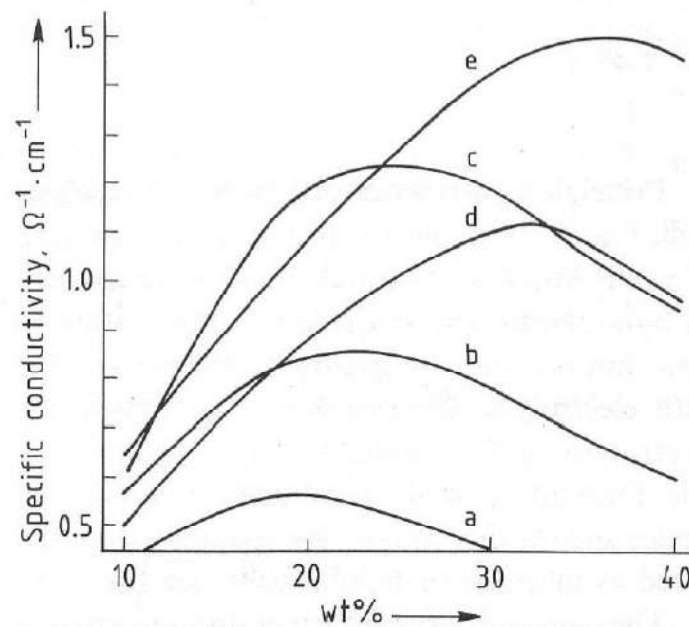


Figura 1.5.3.4: Conductividad de los electrolitos en la electrólisis convencional del agua. a) NaOH, 40°C; b) NaOH, 60°C; c) NaOH, 80°C; d) KOH, 60°C; e) KOH, 80°C. (Fuente [1.13])

Materiales

Procesos electroquímicos conllevan a altos requisitos de protección contra la corrosión. La electrólisis de agua con hidróxido de potasio, como electrolito puede llevarse a cabo utilizando acero al carbono como material de construcción. Áreas que son objeto de ataques están recubiertas de plástico o cerámica, o niquelados. El cátodo es generalmente de acero. Para reducir el sobrepotencial U_3 , la superficie puede ser activada y recubierta con distintos catalizadores. El ánodo y los electrodos de las celdas bipolares son generalmente hechas de níquel o acero-níquel recubierto. Junto al platino, que no puede utilizarse por razones económicas, este material genera mínimas sobretensiones.

En las unidades de electrólisis más típicas, el diafragma fue inicialmente de amianto. Los materiales de amianto, que separan a los electrodos los unos de los otros, fueron reforzados con las redes de níquel. Debido a los riesgos para la salud que implica la utilización del amianto, estos están siendo sustituidos. Cerámicas hidrófilas y polímeros pueden ser la solución a este problema.

1.6 Fuentes Renovables en el Panorama Mundial Actual

Siguiendo lo que se habló en el punto 1.2 sobre la crisis energética mundial, es ahora donde las energías renovables entran en juego.

En la figura 1.6.1., se dividen los recursos energéticos en 3 grupos. El primero es el conjunto de la energía eólica, solar, solar térmica e hidroeléctricas (color verde); el segundo son las geotérmicas, biomasa y los colectores solares-térmicos (color naranja), mientras que el tercero son los recursos fósiles y nucleares (color azul).

Según esta figura, el punto máximo de utilización de los recursos fósiles (color azul) en el mundo será en el año 2015, lo que representa un 90% del total, mientras que para ese mismo año, el primer grupo (electricidad) representarán el 2%. El 8% restante en color naranja (calor) será abastecido por las geotérmicas, biomasa y los colectores solares-térmicos [1.16].

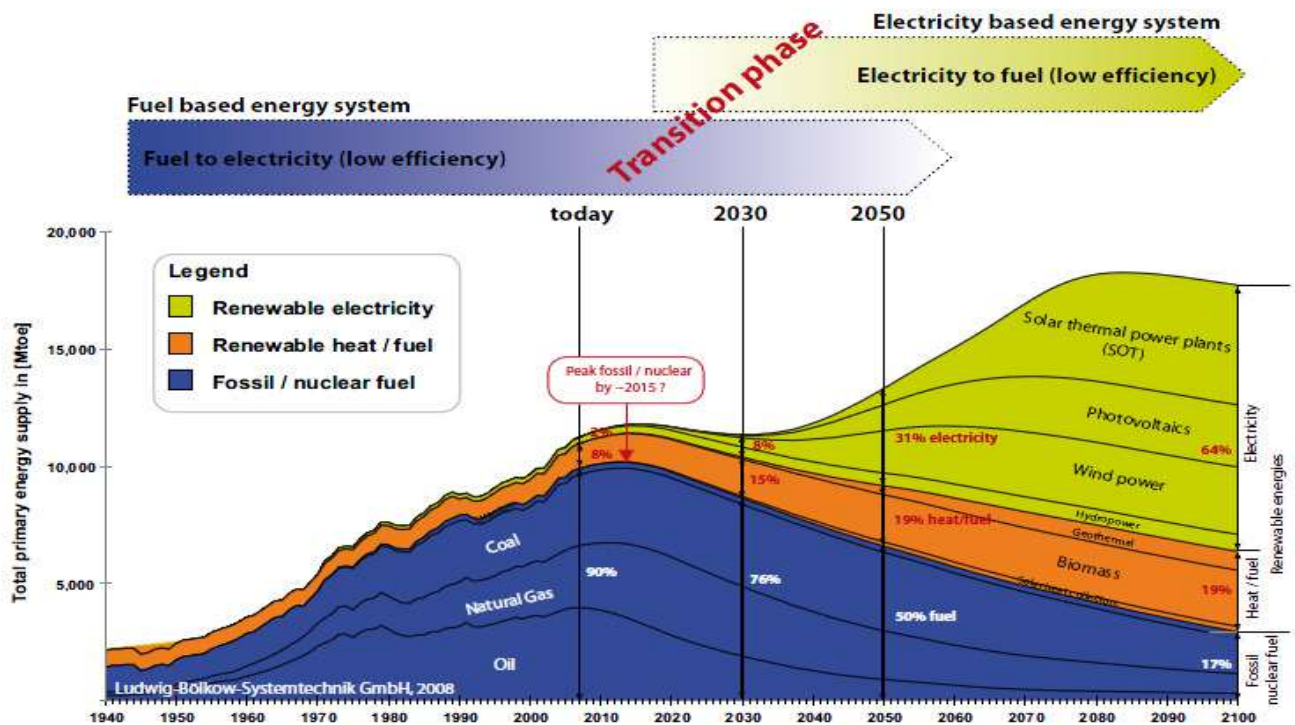


Figura 1.6.1: Proyección del abastecimiento de energía en el mundo.

(Fuente: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH)

También se desprende que en el futuro, la producción de electricidad se verá dominada por la energía eólica, solar, solar térmica e hidroeléctricas (primer grupo).

Para el año 2050, el panorama será totalmente otro. La utilización de los recursos fósiles en el mundo será de un 50% del total, mientras que para ese mismo año, el conjunto de la energía

eólica, solar, solar térmica e hidroeléctricas representará el 31%. El 19% restante será abastecido por las geotérmicas, biomasa y los colectores solares-térmicos.

Según esta proyección, la electricidad será la fuente de energía más importante a partir del año 2060.

Para el año 2030, según la consultora LBST¹⁵ en su informe “Alternative World Energy Outlook” - AWEO (incluido en el informe oficial de la IHS Energy [1.1]), la cantidad generada de energía eléctrica será de 20400 TWh_e (la cantidad producida mundialmente hoy es de aprox. 16500 TWh_e). Los porcentajes se muestran en la figura 1.6.2.

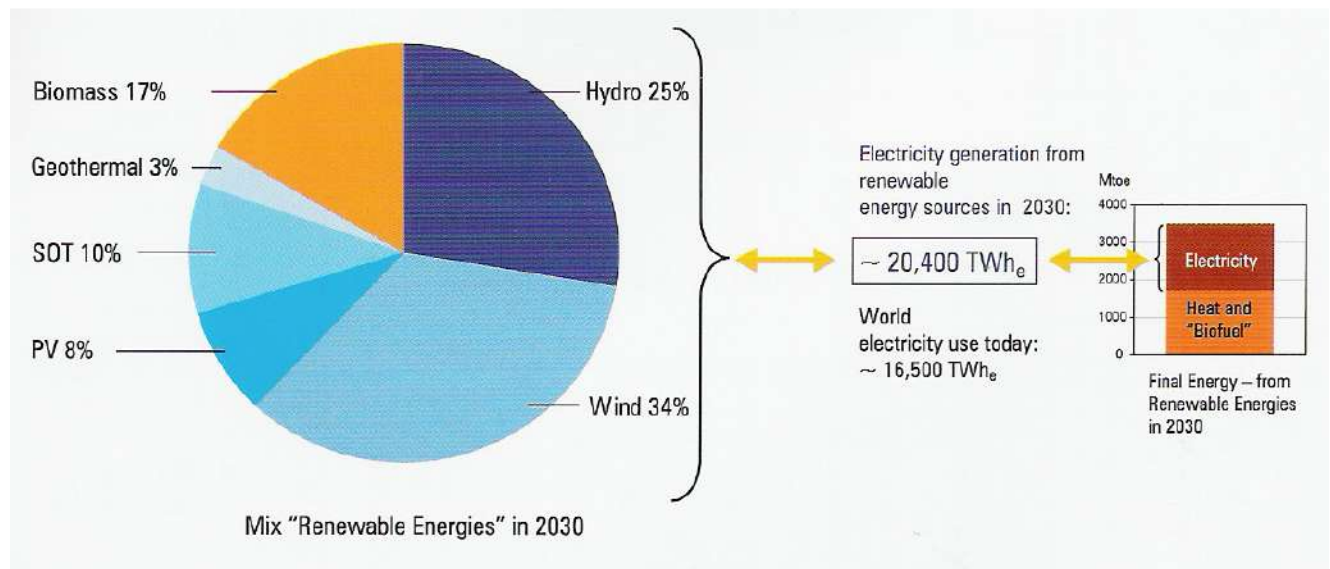


Figura 1.6.2: Mix de energías renovables esperados para el 2030. (Fuente: LBST)

Vale aclarar que esta figura describe el posible crecimiento mundial en energías renovables hasta 2030, clasificado según las fuentes de energía.

La generación de calor es principalmente provista mediante solar térmica (SOT) y plantas geotérmicas, como también biomasa (biomasa tiene el mayor rol en esta alternativa de fuente de calor con 94%, dicho porcentaje no se muestra en la figura).

En este escenario, casi 3400 Mtoe de energía (energía, calor y combustible) es producido en 2030.

¹⁵ LBST: The Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH - Expert Consultants for Energy and Environment [1.1]

Las hidroeléctricas y la energía geotérmica mostrarán el crecimiento más pequeño. Las hidroeléctricas han sido usadas intensivamente en las últimas décadas. Para 2030, será desarrollado por debajo del 40% del potencial.

Según la figura 1.6.3, casi cada fuente de energía renovable tiene el potencial de cubrir las presentes demandas energéticas mundiales de cerca 18000 TWh/a (esto corresponde a 1550 Mtoe, según el informe oficial de LBTS en el 2005).

La energía solar (ya sea SOT o solar fotovoltaica) tiene el más alto potencial. Este excede la demanda mundial actual de energía en un factor de 10.

Desde 1990, la producción de energía renovable ha tenido un incremento del 40%, y la mayor parte de este crecimiento se debe a las hidroeléctricas y la biomasa.

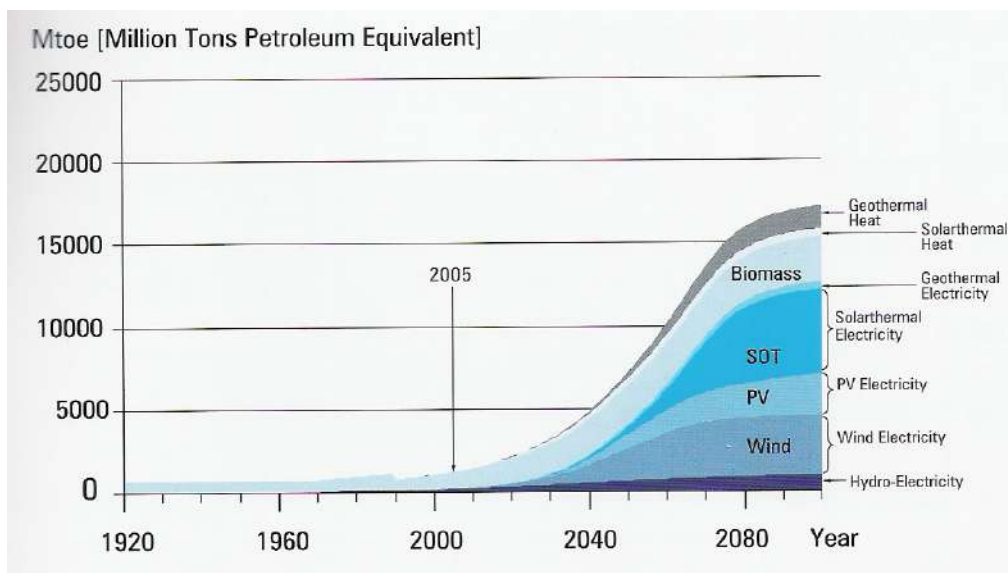


Figura 1.6.3: Estimación en la futura contribución de las fuentes de energías renovables. (Fuente: LBST)

La figura 1.6.4, muestra que la disponibilidad de petróleo y gas será probablemente tan rápidamente disminuida que las capacidades de energías renovables podrán desenvolverse positivamente. Sin embargo, se espera que el abastecimiento total de energía sea reducido en las próximas décadas (2020-2040).

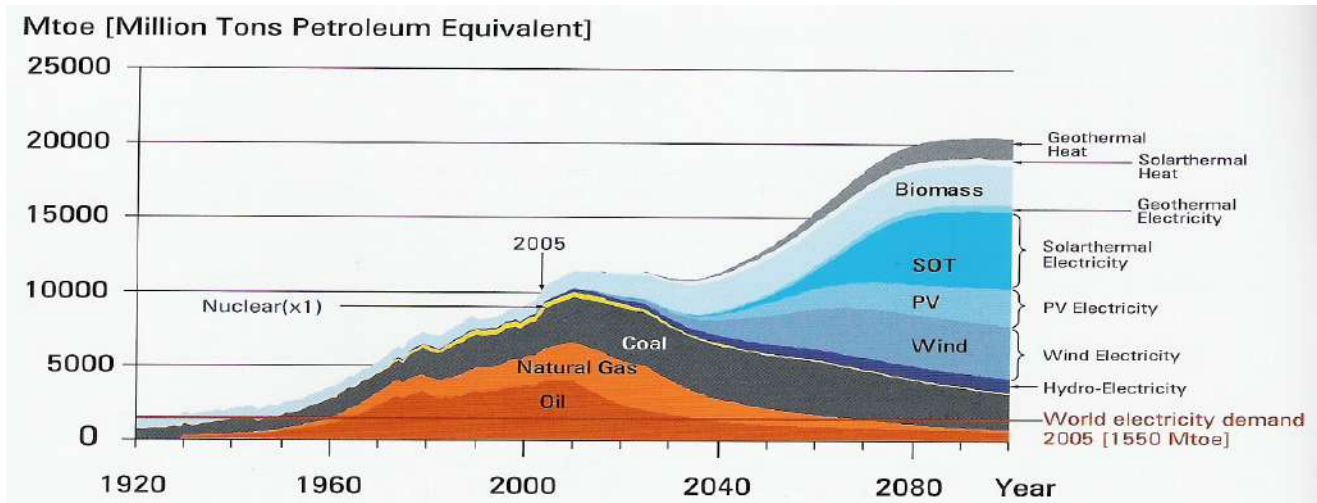


Figura 1.6.4: Posible escenario energético mundial. (Fuente: LBST)

Como ya se dijo, los combustibles fósiles están limitados: el cese de la producción de petróleo es inminente; el gas natural, entre una a dos décadas; y las fuentes de carbón no serán suficientes para llenar los gaps.

Es claro que las tecnologías de energías renovables tienen un importante potencial. La introducción en el mercado requiere tiempo, sin embargo está avanzando, acompañado del continuo desarrollo técnico y económico.

1.6.1 Futuro del Hidrógeno junto al transporte.

De lo mencionado en el punto 1.5.1, la economía del hidrogeno responde a una visión de futuro donde este gas, generado de forma limpia y económica, serviría para alimentar el grueso de las necesidades energéticas de la sociedad.

Generalmente, se propone al hidrógeno para ser utilizado por el sector del transporte, basándose en que el transporte consume aproximadamente el 50 % del Petróleo producido mundialmente (informe anual Transport & Cargo 2009). Debido a esto, se prevé que dicho sector, será el primero en utilizar el hidrógeno llevándose a cabo en forma rentable.

En los últimos años las principales automotrices llevaron a cabo varios proyectos relacionados al abastecimiento de hidrógeno en estaciones de servicios en las principales capitales del mundo. A continuación se muestran algunas imágenes de las más importantes para mostrar que esta tecnología es hoy una realidad palpable:



Figura 1.6.1.1: Estaciones de servicio experimentales en el mundo. (Fuente H2MUC2009)

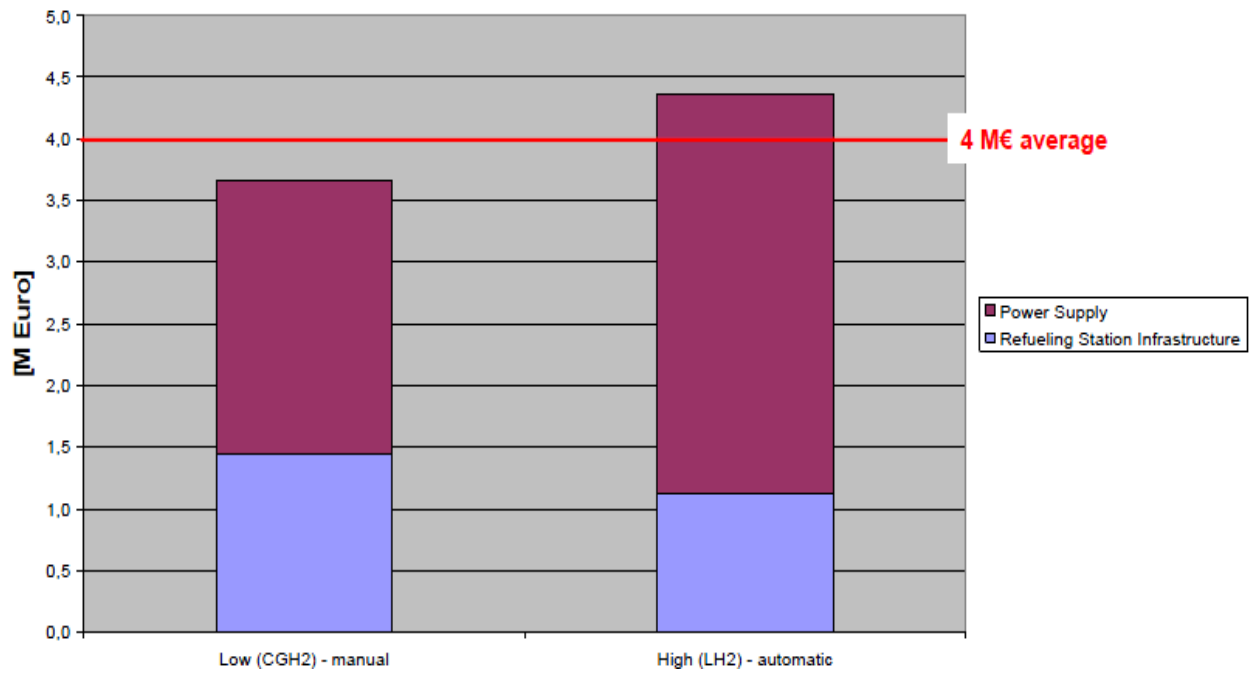


Figura 1.6.1.2: Costos de inversión para una infraestructura Europea de H2 en el periodo 2010/2020. (Fuente TES¹⁶)

¹⁶ www.tes.co.uk

Los costos específicos promedios de estas estaciones de servicio fueron publicados por la organización inglesa TES, estimando un valor promedio para el lapso de tiempo ente los años 2010 y 2020, usando como datos los proyectos existentes hasta el año 2002 (Los resultados se muestran en la Figura 1.6.1.2). El promedio fue de 4 millones de euros por estación, siendo que los mayores costos se deben al suministro energético.

En Europa comenzó durante el 2003, dos proyectos de demostración para estaciones de servicios:

- **CUTE / ECTOS** (*Clean Urban Transport for Europe / Ecological City Transport System*)
- **CITYCELL**

En estos proyectos se prueban distintas tecnologías de vehículos, participando 10 ciudades en CUTE / ECTOS y 4 en CITYCELL. Se buscaron distintos escenarios climáticos, perfiles de ciudad y de suministro de hidrógeno.



Figura 1.6.1.2: Proyectos CUTE / ECTOS y CITYCELL – Ciudades participantes. (Fuente: EHA)

En los próximos capítulos, este trabajo se centrará en el análisis de una aplicación, para la producción de hidrógeno y su utilización en la rama del transporte de la ciudad de Mar del Plata.

1.7 Resumen

La Argentina es un país con déficit energético. Dada la escasa disponibilidad de recursos fósiles, la Argentina deberá producir un cambio radical en su matriz energética, reduciendo drásticamente su dependencia del petróleo y gas, y ampliando fuertemente la participación de fuentes energéticas limpias y renovables.

La falta de leyes y condiciones macroeconómicas hace que la Argentina no logre explotar todo su potencial en materia de Energías Renovables. Lamentablemente, son pocas las acciones por parte del Gobierno Nacional encaminadas a establecer condiciones para garantizar la confiabilidad, seguridad y durabilidad de los sistemas de tecnologías de energías alternativas.

Las políticas energéticas deben orientarse a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a fin de disminuir el calentamiento global.

Enfocado a este trabajo, también se comentó que la electrólisis del agua, es el proceso de descomposición del agua en hidrógeno oxígeno debido al paso de corriente eléctrica a través de esta. El volumen de hidrógeno generado siempre será el doble del de oxígeno y ambos son proporcionales a la cantidad de carga eléctrica que pasa a través del agua. Para la realización de este proceso, son necesarios dos electrodos conectados a una fuente de energía DC inmersos en una solución electrolítica. Los electrodos deben ser de un metal inerte como platino o acero-níquel. En una celda de electrólisis de agua, las regiones del ánodo y cátodo están separadas por una membrana que permite el flujo de corriente y mantiene al oxígeno y al hidrógeno, separados unos de otros. El proceso de electrólisis en agua pura es muy lento. Por esta razón se utiliza un electrolito que sea soluble en agua para aumentar la conductividad de esta, generalmente se utiliza una solución de hidróxido de potasio al 25%.

Hoy día, los países más industrializados realizan esfuerzos colectivos, incentivando el uso de energías renovables, la investigación y el desarrollo de proyectos relacionados con la tecnología del hidrógeno con el objeto de impulsar lo que un día será la llamada “economía del hidrógeno”. Ésta, se refiere a un mercado estructurado, creado a partir de un marco regulatorio que permita la comercialización del hidrógeno a precios competitivos, con calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro.

Las energías limpias son y serán durante muchos años más, **un complemento** a las fuentes de energías convencionales, incapaces de sustituirlas completamente y de generar por sí solas toda la energía demandada por el país.

Capítulo II EI POTENCIAL ENERGÉTICO LOCAL

2.1 Introducción

En este capítulo se analizarán dos de los recursos energéticos renovables de la zona que rodea a la ciudad de Mar del Plata para abastecer al sistema de la siguiente figura; destinado a la producción de energía eléctrica e Hidrogeno.

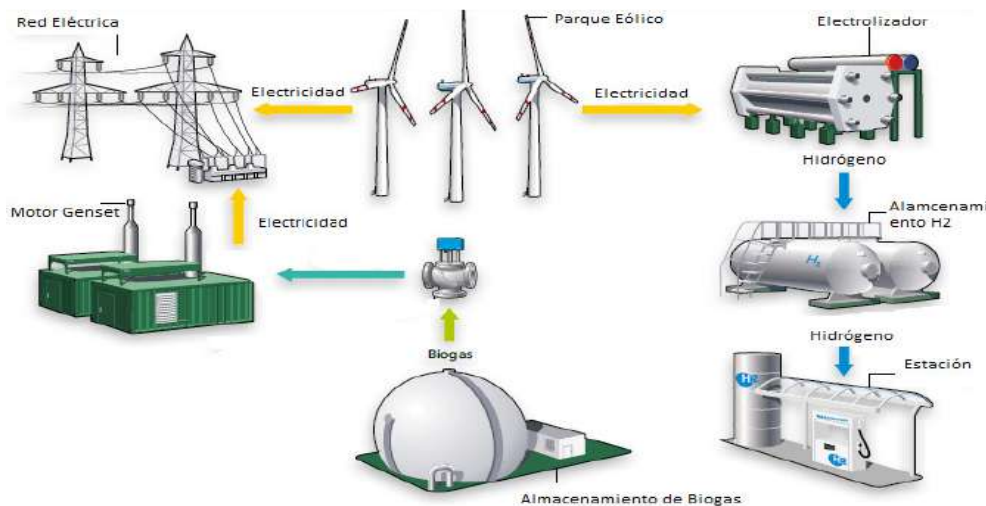


Figura 2.1.1: Sistema propuesto para la producción de energía eléctrica e hidrógeno. (Fuente: ENERTRAG AG)

Como se menciono anteriormente, el proceso de la electrolisis demanda gran cantidad de energía eléctrica. Según la economía del hidrógeno, dicha energía debe provenir de fuentes renovables. Para este fin, es necesario saber si el potencial local para tal fin es suficiente.

Gracias a los datos sobre mediciones de viento y captación de biogás, aportados por el grupo de investigación GEEAA (Grupo de Estudios de Energías Alternativas y Ambiente) de la Universidad Nacional de Mar del Plata – UNMDP, se estimará el potencial de dichas fuentes para la generación de energía eléctrica y con esto hidrógeno.

2.2 Recuperación de Metano en disposición final de RSU¹⁷

En la figura 2.2.1, se muestra la estimación del metano generado en el predio actual de RSU desde su apertura, así como también la generación proyectada en el nuevo predio hasta el año 2045 según el grupo de estudio GEEAA [2.1].

¹⁷ RSU: Residuos sólidos Urbanos

Se presentan las curvas para cada tipo de residuo y la curva total calculada como la suma de los aportes de las diferentes fracciones¹⁸:

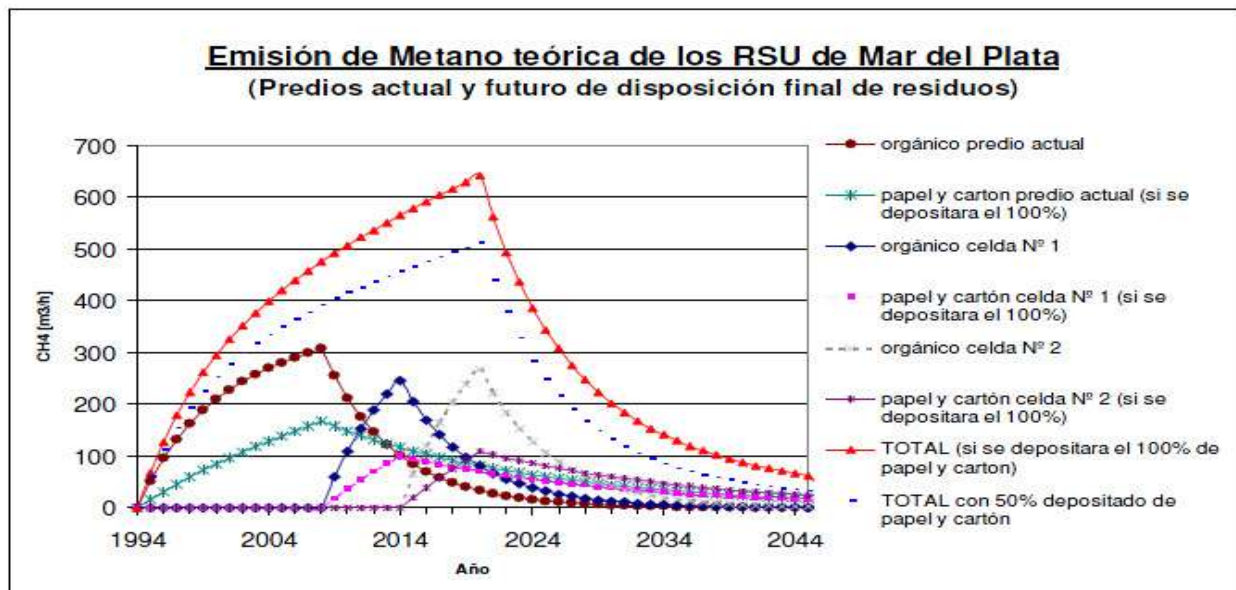


Figura 2.2.1: Emisión de Metano teórica de los RSU de Mar del Plata. (Fuente [2.1])

La figura 2.2.2 muestra el resultado de la estimación del recurso biogás formado por 50% de metano y 50% de dióxido de carbono. Las ampliaciones en el sistema de captación iniciarían su operación en 2014 y en 2020, con el crecimiento del relleno sanitario, lo que explica las discontinuidades de la curva.

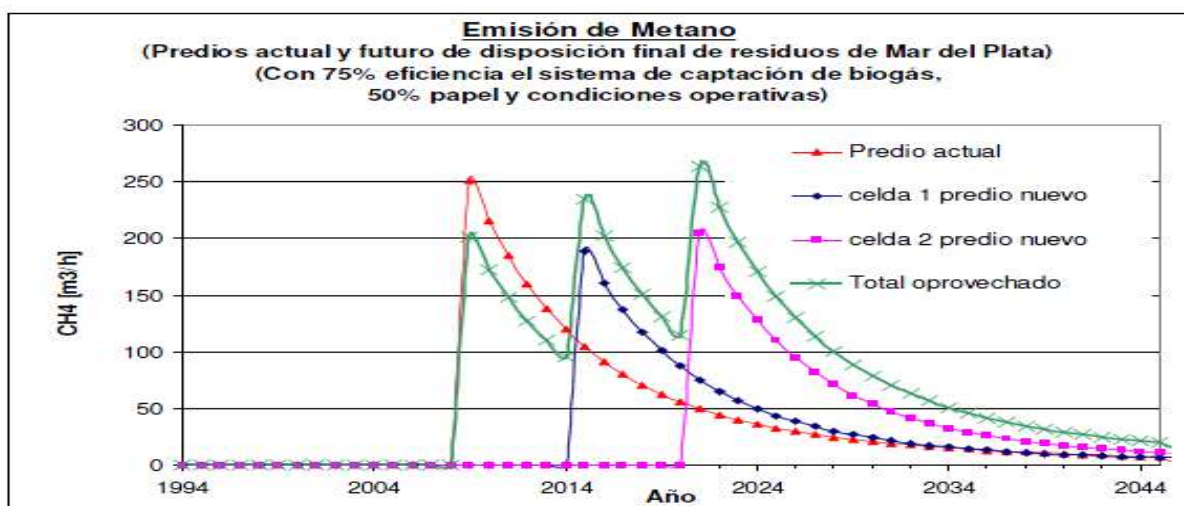


Figura 2.2.2 Resumen de los resultados de la disponibilidad del recurso energético (1 Atm y 15°C).
(Fuente [2.1])

¹⁸ Vale aclarar que en este trabajo no se detallaran los métodos utilizados para obtener las características del biogás ni el usado para la estimación de la cantidad de biogás capturarle. En caso de ser necesario se puede consultar la bibliografía [2.1].

El trabajo facilitado por el grupo GEEAA asume que en el predio nuevo la captación se inicia después de la clausura de cada una de los módulos (cuya vida útil se establece en 6 años cada una), y que en todos los casos se consigue una eficiencia del 75% en la captación, que resultaría ser un valor promedio en los sistemas de captación actuales en el mundo [2.2]

Utilizando los datos de [2.3], se puede decir que se dispondría de un caudal de metano superior a los 150 m³/h en el período 2009-2033 (ver tabla [2.2.1] en anexos) y con picos de generación de hasta 330 m³/h para el año 2021; Se asume también que el poder calorífico del biogás será en promedio de 5,3 Kcal/m³.

2.3 Calculo del potencial eólico local

Antes de comenzar con el análisis estadístico y estimaciones del recurso eólico en la ciudad de Mar del Plata (punto 2.3.2), se hará una explicación teórica de las formulas matemáticas, estadísticas y métodos necesarios para este análisis.

En el Capítulo III se hablará entre otros temas, de las tecnologías disponibles de aerogeneradores para aprovechar dicho potencial eólico.

2.3.1 Conceptos teóricos

El potencial energético va a depender del régimen eólico del lugar, y de las mediciones realizadas se podrá conocer el comportamiento del viento y sus características, como son:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección del viento.
- Distribución de velocidades medias anuales.
- Variación del viento con la altura.
- Influencia topográfica.
- Estadísticas de ráfagas. Valores extremos.

Según la fiabilidad requerida se puede estimar la energía que va a producir un aerogenerador mediante diferentes métodos: métodos estáticos y métodos cuasidinámicos¹⁹.

El método cuasidinámico (Figura 2.3.1.1) consiste en utilizar una serie temporal de datos de viento como entrada a un modelo numérico de funcionamiento del aerogenerador. De esta manera se pueden obtener tanto la energía producida, el comportamiento de la orientación y el

¹⁹ Según la Bibliografía, estos métodos de cálculo varían de nombre.

número de paradas y arranques más fiablemente. También permite llevar a cabo investigaciones sobre el efecto de diversas opciones en la estrategia de control del aerogenerador.

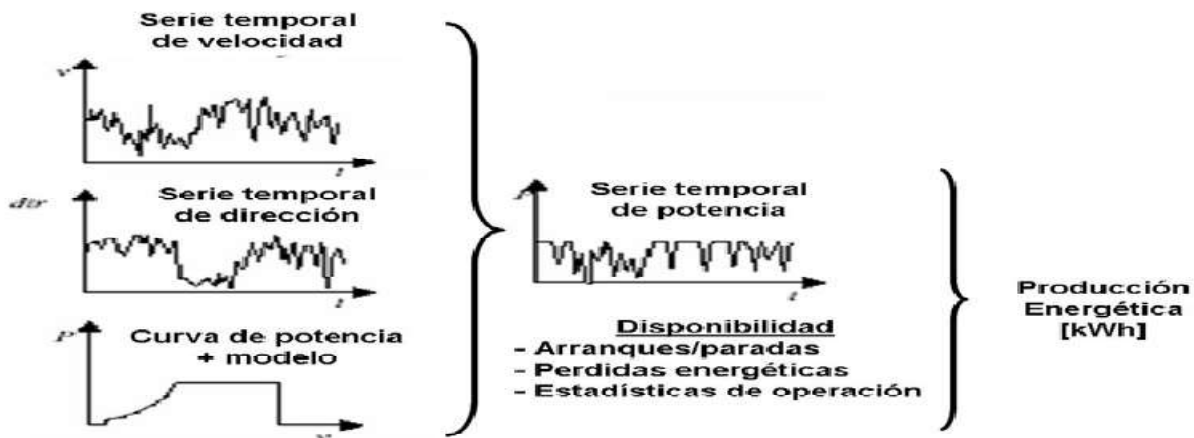


Figura 2.3.1.1: Modelo cuasidinámico de evaluación de la energía producida por un aerogenerador. (Fuente [2.4])

En este trabajo se usará el método estático, en el cual a partir de los parámetros de la distribución de Weibull de un emplazamiento se estiman de las frecuencias relativas de velocidades y se compara con la curva de potencia del aerogenerador, obteniéndose la curva de probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia, cuya integral proporciona la producción energética estimada para el periodo considerado. Este método se muestra en las figuras 2.3.1.2.

En el capítulo IV, se comparará esta curva con la curva de un aerogenerador, para obtener la curva de probabilidad ocurrencia de cada intervalo de energía como muestra la Fig. 2.3.1.2.

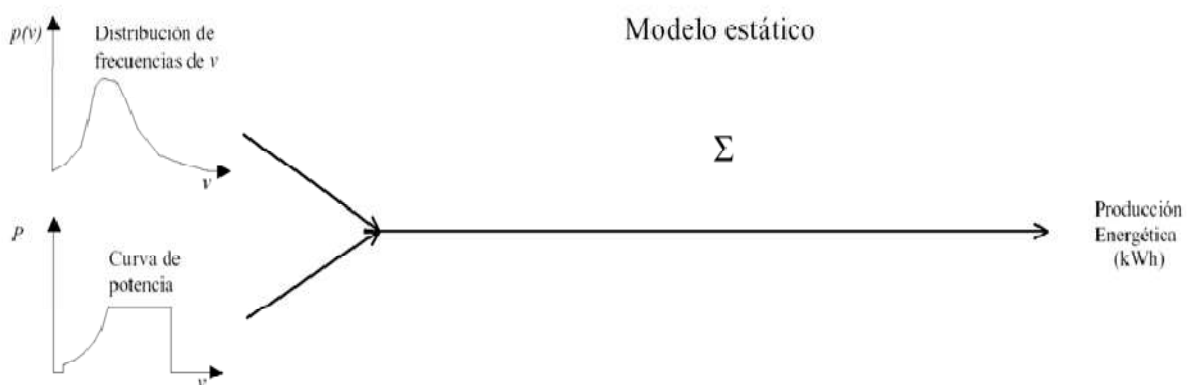


Figura 2.3.1.2: Modelo estático de evaluación de la energía producida por un aerogenerador. (Fuente [2.4])

Este método presenta el inconveniente de que se basa en una curva de potencia idealizada al no tenerse en cuenta los efectos transitorios como pérdidas por cambios de dirección del viento, períodos de mantenimiento, etc.

Sea $v = v(t)$ la curva de duración anual del viento y $P = P(v)$ la curva de potencia del aerogenerador; sustituyendo la primera en la segunda se obtiene $P = P(t)$, de donde integrando se obtiene a energía producida. Por ejemplo en un año se tendrá:

$$E = \int_{t=0}^{t=8766} P(t) \cdot dt \quad (1)$$

Lo explicado anteriormente se puede representar gráficamente como la “superposición” de dos curvas: la distribución de velocidades (h_i) con la curva de potencia de la maquina (P_i), para obtener la curva de energía (E_i), que integrada nos da la denominada “cosecha energética” del generador analizado:

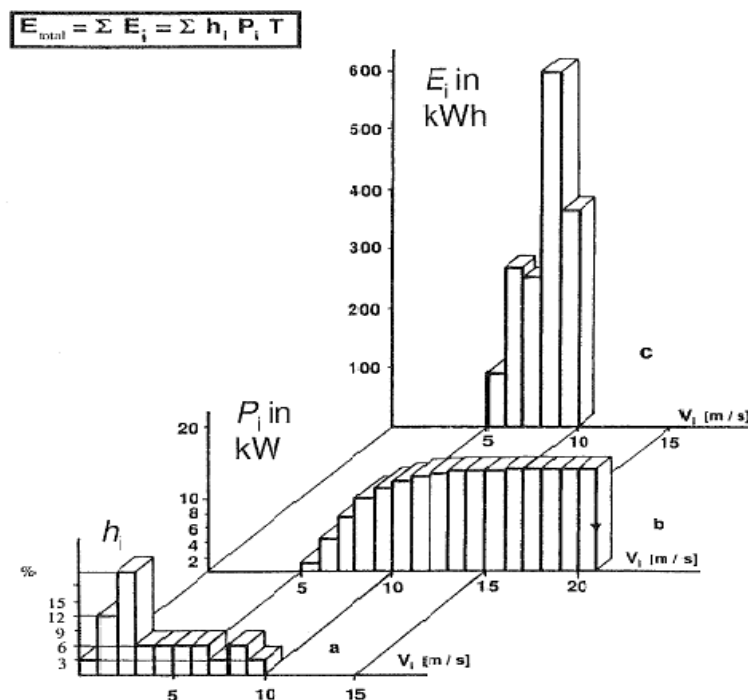


Figura 2.3.1.3: Distribución de frecuencias de velocidades (h_i), curvas de potencia del aerogenerador (P_i) y balance energético (E_i). (Fuente: [2.5])

En la figura 2.3.1.3 se puede ver que este método se basa en la curva de la frecuencia de velocidades de viento h_i (anual), que se puede obtener de mediciones de viento realizadas durante por lo menos un año. Esta curva o histograma representa la cantidad de horas (o el

porcentaje sobre el tiempo total de medición) que cada una de las velocidades de viento están presentes.

En la figura 2.3.1.4 se ilustra como puede obtenerse esta curva de frecuencia o histograma de velocidades de viento a partir de mediciones. En este caso, el ejemplo toma un solo día de medición pero el método es aplicable a cualquier otro período.

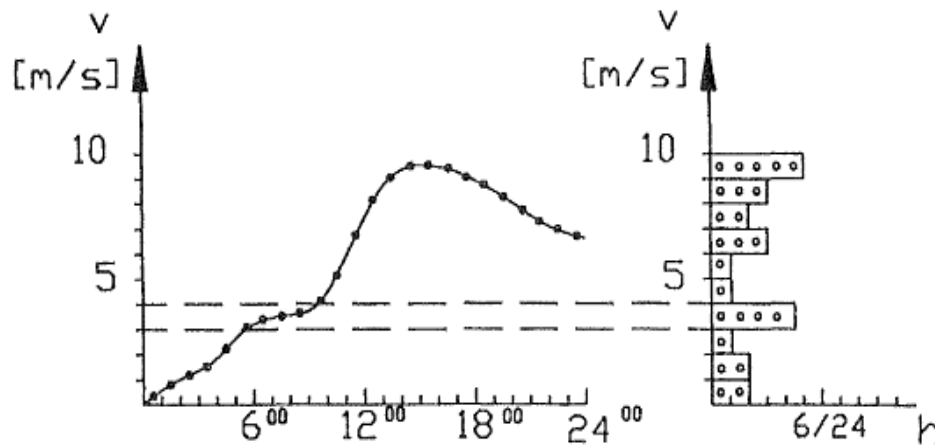


Figura 2.3.1.4: Histograma de frecuencias de las velocidades del viento durante un día. (Fuente [2.5])

Como resulta engorroso trabajar con histogramas y resulta útil contar con la ecuación matemática de la función de frecuencia de las velocidades de viento para el cálculo energético, se recurre al empleo de modelos matemáticos como la distribución de Weibull o la de Rayleigh, que permite obtener una distribución matemática para predecir, con una buena aproximación, la conducta real de la velocidad del viento durante un periodo de tiempo.

A continuación presentan los métodos para evaluar determinar los parámetros de las distribuciones de Weibull o de Rayleigh a partir de las mediciones de viento obtenidos experimentalmente.

Distribución analítica de velocidad de Weibull

Las distribuciones analíticas expresan la probabilidad de que la velocidad del viento tome un valor determinado. Siendo la más utilizada en energía eólica la distribución de Weibull:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (2)$$

Donde:

- $p(v)$ es la función densidad de probabilidad
- v es la velocidad
- c es el factor de escala [m/s], que se aproxima a la velocidad media
- k es el factor de forma, que indica la asimetría de la función de probabilidad [$1 \leq k \leq 3$]

Conocidos los factores de escala (c) y de forma (k) de la distribución de Weibull que más se aproxima a la distribución de velocidades de una ubicación específica se puede calcular (entre otros parámetros):

- Probabilidad que existan valores de velocidad (v) superiores a una velocidad determinada (v_x)

$$P(v \geq v_x) = e^{-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k} \quad (3)$$

- Velocidad media²⁰: $v = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ (4)

- Mediana: $\bar{v} = c \cdot (\ln 2)^{\frac{1}{k}}$ (5)

- Varianza σ^2 : $\sigma^2 = c^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2$ (6)

Valor medio del cubo de las velocidades (parámetro necesario para calcular el potencial eólico) v^3 :

$$\overline{v^3} = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (6)$$

²⁰ donde $\Gamma(x)$ es la función estadística Gamma.

Distribución analítica de velocidad de Rayleigh

En casos donde sólo se tiene el valor de la velocidad media del viento V_m , de la zona en estudio, se puede estimar aproximadamente la distribución de frecuencias de velocidades por medio de la curva de distribución de Rayleigh, cuya ecuación es:

$$R(v) = \frac{\Pi}{2} \cdot \left(\frac{v}{V_m} \right)^2 \cdot e^{-w} \quad (7)$$

Cuando el factor de forma es igual a 2, la ecuación de Weibull, coincide con la ecuación de Rayleigh (Ver figura 2.3.1.4)

donde $w = \left(\frac{\Pi}{4} \right) * \left(\frac{V}{V_m} \right)^2$ (8)

v: variable independiente, velocidad instantánea del viento.

V_m : velocidad media del viento.

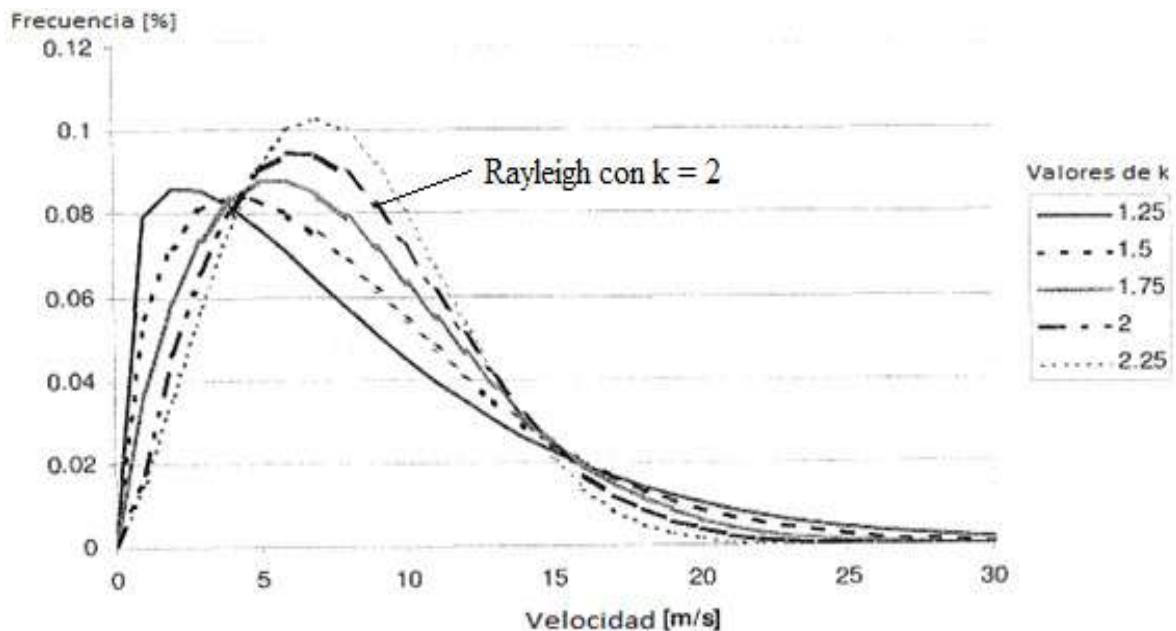


Figura 2.3.1.5: Variación del factor de forma en la función de Weibull para una misma V_m . (Fuente [2.5])

Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan gráficas de rendimiento para sus máquinas usando la distribución de Rayleigh.

Esta distribución entrega frecuencias en defecto para bajas velocidades (menor a 5 m/s) y en exceso para altas velocidades (mayor a 12 m/s).

Determinación de los factores de forma y de escala de la distribución de Weibull

La manera de evaluar los parámetros de la distribución de probabilidad de Weibull de una ubicación determinada depende de la información de que se dispone. Distinguiéndose los siguientes métodos:

- Recta de regresión: Cuando se conoce la velocidad media horaria para un año medio.
- Conociendo la velocidad media anual y la desviación típica.

El método de cálculo más preciso es el primero, mediante la recta de regresión, utilizándose el segundo solamente cuando no se dispone de la distribución de las frecuencias relativas de las lecturas de velocidad del viento.

Como se dispone de los datos de viento de la zona, en este trabajo se explicará y utilizará el método de la recta de regresión. En caso de ser necesario se puede consultar la bibliografía [2.4]

Método de la recta de regresión

Partiendo de la ecuación distribución de frecuencia acumulada complementaria (Ecuación 3) y aplicando logaritmos neperianos se obtiene:

$$P(v \geq v_x) = e^{-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k}$$

$$\ln(P(v \geq v_x)) = -\left(\frac{v_x}{c}\right)^k$$

$$\ln(-\ln(P(v \geq v_x))) = k \ln v_x - k \ln c$$

Asimilando la expresión anterior a una recta (Figura 2.3.1.4) $y = a x + b$ y tomando

- Variable independiente

$$y = \ln(-\ln P(v \geq v_x)) = \ln\left(-\ln\left(\overline{F_i}\right)\right) \quad (2-i)$$

- Variable dependiente $x = \ln v_x$
- Pendiente: $a = k$
- Constante: $b = k \ln c$

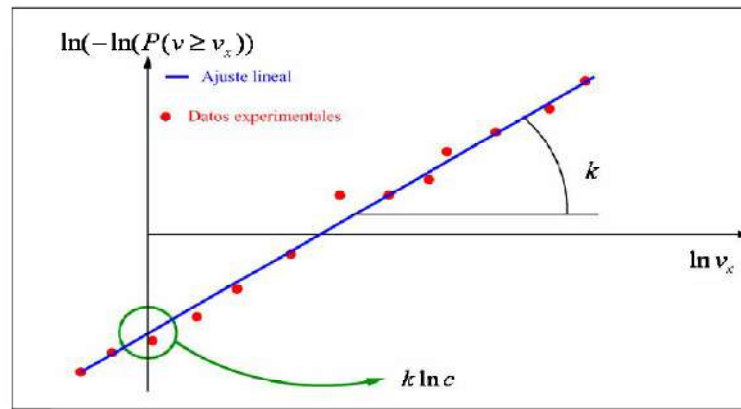


Figura 2.3.1.6: Representación gráfica del ajuste por regresión lineal de la distribución de frecuencia acumulada complementaria de velocidades. (Fuente [2.4])

Se calcula mediante una recta de regresión la pendiente y la ordenada, y a partir de ambos se obtienen los parámetros de la distribución de Weibull.

- Factor de forma: $k = a$ (9)

- Factor de escala: $c = e^{-(b/k)}$ (10)

Variación del viento y de los parámetros de Weibull con la altura

Las lecturas de la velocidad del viento se toman normalmente a una altura normalizada sobre el terreno, que generalmente es la altura de 10 m. Se pueden extrapolar los resultados de estas lecturas así también como el valor de los factores de la distribución de Weibull, parametrizando la variación del viento con la altura.

La velocidad el viento varía con la altura debido a la cizalladura producida por el rozamiento del aire consigo mismo y a la rugosidad del terreno.

Existen varias formas de extrapolar estos datos, y dependiendo de la bibliografía, generalmente solo se explica un solo método, que a criterio del autor es el que mejor se aplica.

En este trabajo se explicarán tres formas distintas de extrapolación, que una vez aplicadas en el punto 2.3.2, se podrán comparar sus diferencias en los resultados:

- Extrapolación logarítmica
- Ley exponencial de Hellmann
- Expresión de D.F. Warne y P:C Calnan

Extrapolación logarítmica

Conocida la velocidad del viento a una altura de referencia, se puede estimar la velocidad del viento a una nueva altura mediante la siguiente expresión:

$$v = v_{ref} \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}} \quad (11)$$

Donde:

- v : velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.
- v_{ref} : velocidad de referencia: velocidad del viento a una altura. z_{ref} .
- z_0 : longitud de rugosidad en la dirección de viento.

Ver figura 2.3.1.7 y tabla 2.3.1.8, dónde aparece la relación entre rugosidad y la velocidad.

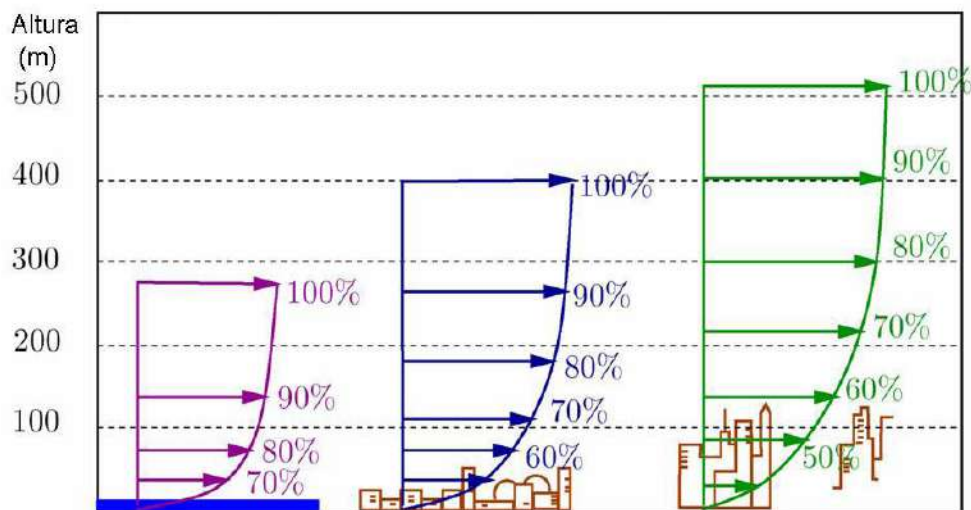


Figura 2.3.1.7: Representación gráfica de la variación de la velocidad con la altura según de rugosidad superficial del territorio. (Fuente [2.4])

Tipo de terreno	z_0 en m.
Liso (mar, arena, nieve)	0,001 - 0,02
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0,02 - 0,3
Rugoso (bosques, barrios)	0,3 - 2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	2 - 10
Muy accidentado (altos edificios)	10 - 20

Tabla 2.3.1.8 valores de z_0 en función de distintas rugosidades (Fuente [2.6])

Ley exponencial de Hellmann

También puede expresarse esta velocidad como una función exponencial de la velocidad de referencia

$$v = v_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (12)$$

Siendo el exponente de Hellmann:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \log z_{ref}}{1 - 0.088 \log \left(\frac{z_{ref}}{10} \right)} \quad (13)$$

El exponente de Hellmann varía con la rugosidad del terreno y están indicados en la Tabla 2.3.1.9. En la figura 2.3.1.11, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

Tabla 2.3.1.9 Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno. (Fuente [2.6])

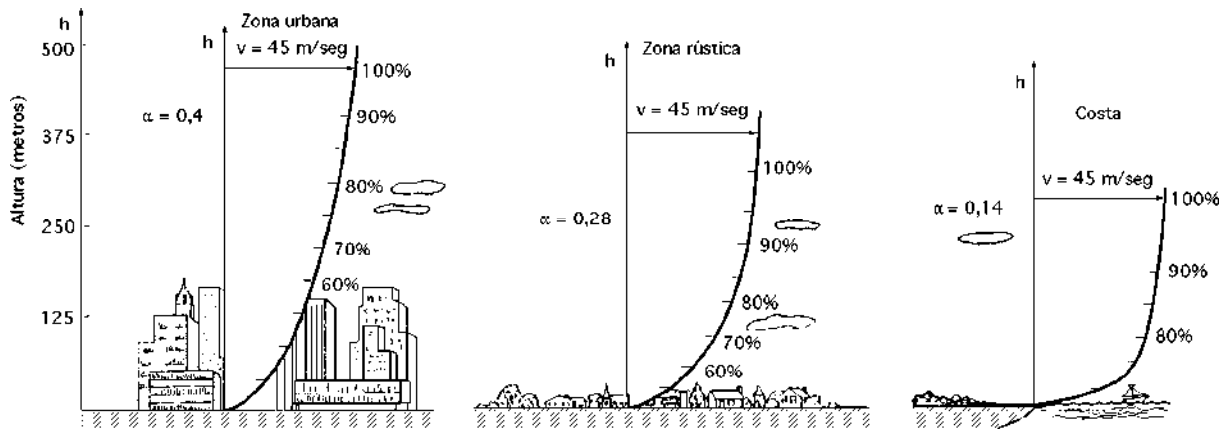


Figura 2.3.1.11: Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann. (Fuente [2.6])

Según algunos autores, los parámetros de la distribución de Weibull a una altura z (normalmente altura del eje del aerogenerador) en función de los parámetros a una altura de referencia z_{ref} (habitualmente altura de lectura normalizada de 10 m) se pueden estimar mediante las siguientes expresiones [2.4]. Ver Figura 2.3.1.12.

Factor de escala:

$$c = c_{ref} \frac{1 - 0.088 \log\left(\frac{z_{ref}}{10}\right)}{1 - 0.088 \log\left(\frac{z}{10}\right)} \tag{15}$$

$$k = k_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^\alpha \tag{16}$$

Factor de forma:

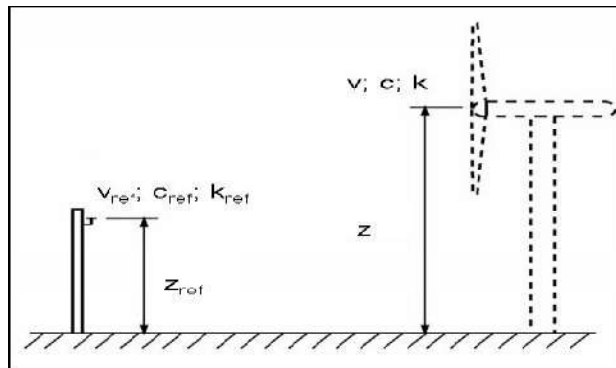


Figura 2.3.1.12: Estimación de los parámetros de la distribución de Weibull a la altura del eje del aerogenerador en función de lecturas de velocidad a una altura de referencia. (Fuente [2.4])

Expresión de D.F. Warne y Calnan

D. F. Warne and P. G. Calnan han establecido la relación siguiente entre los valores de z_0 altura de referencia) y n , según:

$$n = 0.04 L_n z_0 + 0.003 (L_n z_0)^2 + 0.24 \quad (17)$$

donde la expresión para extrapolar la velocidad en altura es:

$$V = V_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^n \quad (18)$$

La expresión (17) se puede graficar como:

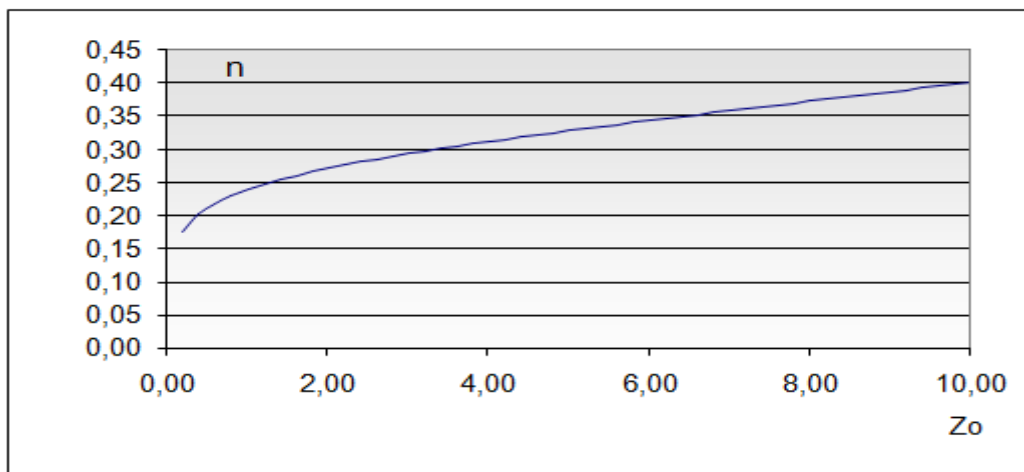


Gráfico 2.3.1.10: Relación siguiente entre los valores de z_0 y n .

En el próximo punto, se utilizarán las expresiones presentadas anteriormente para evaluar el recurso eólico de Mar del Plata.

2.3.2 Estimación del Recurso eólico de Mar del Plata

Para caracterizar el potencial eólico, se desarrolló una hoja de cálculo que permite ingresar las mediciones de viento durante un lapso de tiempo determinado, y calcular entre otras variables; los parámetros y distribución de Weibull, distribución de Rayleigh, distribución de frecuencias de la velocidad, distribución de velocidades medias anuales, variación del viento con la altura y valores extremos.

En otras palabras, se desarrolló una herramienta de cálculo, que permite caracterizar las condiciones de viento de un determinado emplazamiento.

Más adelante en el capítulo IV, se utilizarán los valores que resulten de este análisis, para determinar la cantidad de energía eléctrica que se puede generar en la ciudad de Mar del Plata.

Caracterización de los datos medidos

Como primer paso se caracterizaron mediante los parámetros de Weibull, las mediciones de viento proporcionadas por el grupo GEEAA, que consisten en valores de velocidad del viento cada 5 minutos durante un lapso de 2 años a 24 m de altura.

Calculando las frecuencias relativas de dichas mediciones y utilizando la expresión (2-i) del método de la recta de regresión explicado anteriormente, se obtuvo el siguiente gráfico:

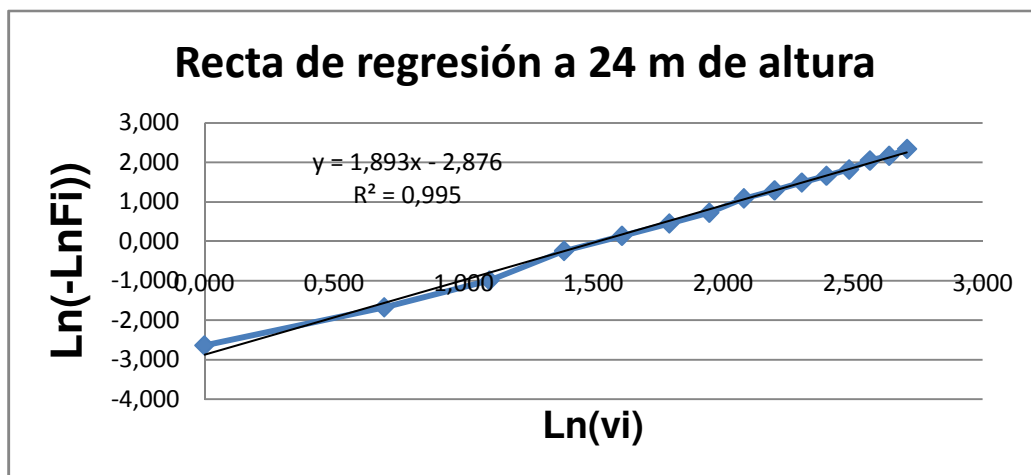


Grafico 2.3.2.12: Recta de regresión para mediciones de viento a 24 m de altura.

Utilizando las expresiones (4), (5), (6), (9) y (10) se obtuvieron los siguientes valores:

Altura	[m]	24.00
Ordenada de la Recta de regresión	b	-2.88
k: factor de forma (pendiente m de la recta)		1.89
c: factor de escala	[m/s]	4.57
Media	[m/s]	4.21
Mediana	[m/s]	4.00
Varianza - σ^2		5.26
Desviación estándar - σ	[m/s]	2.29

Tabla 2.3.1.1: Parámetros de Weibull a 24 m de altura de la Ciudad de Mar del Plata.

Al mismo tiempo, si se grafican los resultados que se obtienen de introducir las diferentes velocidades en la expresión (2), se llega a la curva de densidad de probabilidades de Weibull a 24 m de altura. Esta curva se muestra en el gráfico 2.3.2.2.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio (Figura 2.3.1.5)

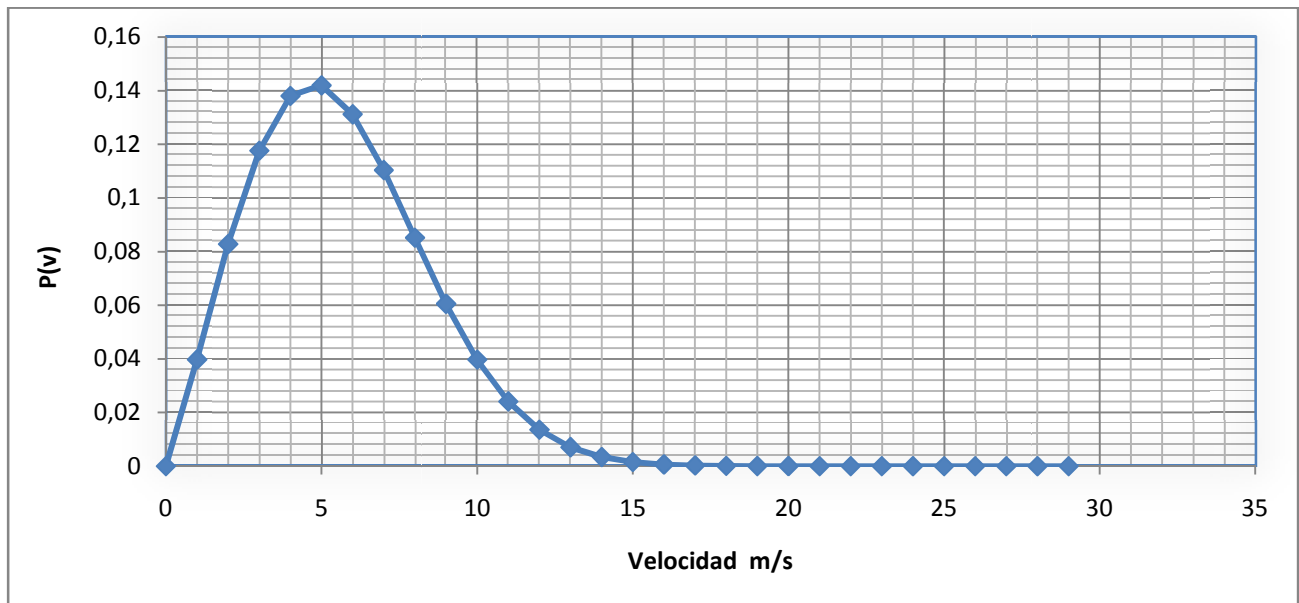


Gráfico 2.3.2.2: Curva de Weibull a 24 m de altura – Mar del Plata.

Adelantándonos al capítulo IV, es necesario caracterizar los parámetros de Weibull a 100 m de altura, ya que como se verá en dicho capítulo, la altura del eje de los aerogeneradores que interesan en este estudio corresponde a esa altura. Para esto, el primer paso consiste en extrapolar la velocidad con las expresiones descritas en 2.3.2. Luego, se vuelve a calcular la recta de regresión para dichos valores de velocidad, obteniéndose los parámetros de Weibull a 100 m de altura.

Utilizando la herramienta de cálculo, al variar la altura, se obtienen tres valores para las velocidades extrapoladas según las expresiones (11), (12) y (18). Para lograr una idea de la leve variación según el método que se elija, la Tabla 2.3.2.3 muestra algunos resultados de la extrapolación (mostrar todos los valores de velocidad cada 5 minutos medidos durante un año en una sola tabla sería imposible debido a la cantidad de datos)

Muestreo a 24 m [m/s]	Extrapolación Logarítmica Z=100	Ley exponencial de <u>Hellmann</u> Z=100 m	Expresión de D.F. <u>Warne y Calnan</u> Z=100m
6.3	9.13	8.87	9.09
7.2	10.43	10.14	10.39
7.6	11.01	10.70	10.97
7.6	11.01	10.70	10.97
7.6	11.01	10.70	10.97
6.7	9.71	9.44	9.67
7.2	10.43	10.14	10.39
.	.	.	.
.	.	.	.

Tabla 2.3.2.3: Algunos de los valores de las velocidades extrapoladas de 24 a 100 m mediante las expresiones (11), (12) y (17).

Algunos autores recomiendan tomar un promedio, otros el que devuelva un valor medio entre los tres o incluso los más conservadores, eligen el que devuelva el menor de los resultados. De este modo, la elección del método queda a criterio de los proyectistas.

En este trabajo se tomarán los valores de la segunda columna que corresponden a la extrapolación logarítmica (color verde).

Con los nuevos valores de velocidad a 100 m, se obtuvieron las frecuencias relativas para poder graficar la recta de regresión. Los valores necesarios para poder graficarla, se muestran en la siguiente tabla:

Range of Wind [m/s]	Frecuencia relativa - hi - fi [%]	Frecuencia Acumulada Fi [%]	Frcuencia acumulada Complementaria [%]	Ln(-Ln(Fi))	Ln(vi)
0	2,638	2,638	97,361651	-3,622	INFINITO
1	1,383	4,022	95,978409	-3,193	0,000
2	7,356	11,378	88,622307	-2,114	0,693
3	5,705	17,083	82,916814	-1,675	1,099
4	13,913	30,996	69,003683	-0,992	1,386
5	7,697	38,693	61,306563	-0,715	1,609
6	15,692	54,385	45,614690	-0,242	1,792
7	7,268	61,654	38,346365	-0,042	1,946
8	12,444	74,098	25,902235	0,301	2,079
9	5,129	79,227	20,772840	0,452	2,197
10	8,122	87,349	12,650961	0,726	2,303
11	3,028	90,377	9,623165	0,851	2,398
12	4,487	94,864	5,136458	1,088	2,485
13	2,498	97,362	2,638349	1,291	2,565
14	0,857	98,218	1,781769	1,393	2,639
15	1,013	99,231	0,768804	1,583	2,708
16	0,253	99,484	0,515563	1,662	2,773
17	0,309	99,793	0,206830	1,821	2,833
18	0,073	99,866	0,134188	1,889	2,890
19	0,091	99,957	0,043384	2,047	2,944
20	0,020	99,977	0,023205	2,124	2,996
21	0,018	99,995	0,005045	2,292	3,045
22	0,002	99,997	0,003027	2,342	3,091
23	0,003	100,000	0,000000	3,612	3,135
24	0,000	100,000	0,000000	3,612	3,178
25	0,000	100,000	0,000000	3,612	3,219
26	0,000	100,000	0,000000	3,612	3,258
27	0,000	100,000	0,000000	3,612	3,296
28	0,000	100,000	0,000000	3,612	3,332
29	0,000	100,000	0,000000	3,612	3,367
Suma	[%] = 100				

Tabla 2.3.2.4: Valores de Frecuencia relativa y frecuencia acumulada para graficar la recta de regresión.

Utilizando estas frecuencias relativas y la expresión (2-i), se obtuvo el siguiente grafico:

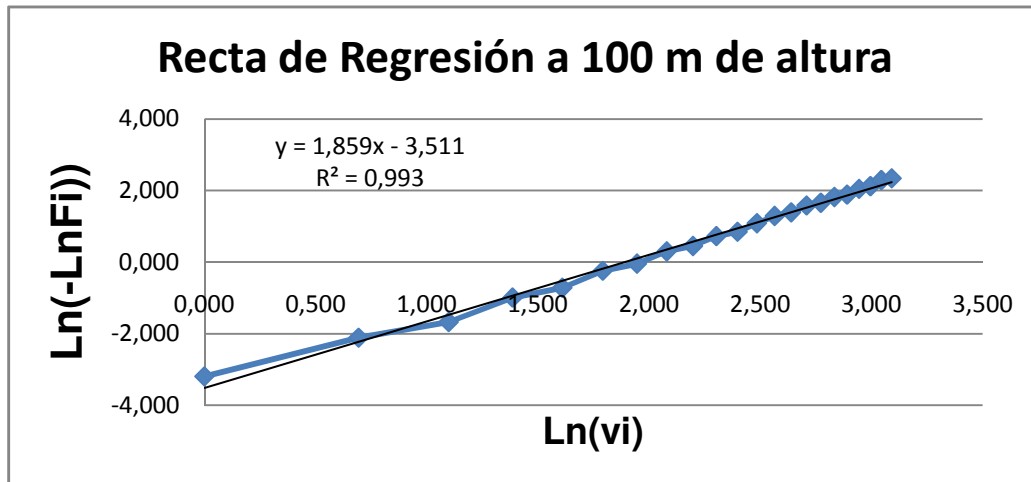


Grafico 2.3.2.5: Recta de regresión para mediciones de viento a 100 m de altura.

De las expresiones (4), (5), (6), (9) y (10) se obtuvieron los siguientes valores:

Altura	[m]	100.00
Ordenada de la Recta de regresión	b =	-3.97
k: factor de forma (pendiente m)		2.15
c: factor de escala en [m/s]		6.33
Media	[m/s]	6.11
Mediana	[m/s]	5.80
Varianza - σ^2		11.04
Desviación estándar - σ	[m/s]	3.32
Moda (Valor Modal)	[m/s]	5.22

Tabla 2.3.2.6: Parámetros de Weibull a 100 m de altura - Mar del Plata.

Utilizando los parámetros recién calculados y la expresión (2), se llega a la curva de densidad de probabilidades de Weibull (Ver tabla 2.3.2.7 y figura 2.3.2.9).

El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 %. La forma de verificación, es sumar la segunda columna de la tabla 2.3.2.7.

La mitad del área está a la izquierda de los 5,8 m/s que es la mediana de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 5,8 m/s y la otra mitad soplará a más de 5,8 m/s. La velocidad media del viento es realmente el promedio de las observaciones de

la velocidad del viento en este emplazamiento, y es 6,11 m/s. La forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de $k = 2.15$.

Range of Wind [m/s]	DISTRIBUCION Weibull p(v)
0	0
1	0,039724143
2	0,082789574
3	0,117592317
4	0,137993774
5	0,141901482
6	0,131147754
7	0,11035184
8	0,085150335
9	0,060513977
10	0,03971418
11	0,024109182
12	0,013552505
13	0,007058798
14	0,003407754
15	0,001525107
16	0,000632755
17	0,000243355
18	8,67463E-05
19	2,86536E-05
20	8,76844E-06
21	2,48523E-06
22	6,52209E-07
23	1,58436E-07
24	3,56152E-08
25	7,40618E-09
26	1,42427E-09
27	2,53215E-10
28	4,16052E-11
29	6,31578E-12
	0,998
	Suma

Tabla 2.3.2.7: Valores de la distribución de Weibull.

Utilizando la herramienta de cálculo y las expresiones (7) y (8), se desprende la siguiente tabla:

Range of Wind [m/s]	w	e^{-w}	DISTRIBUCION RAYLEIGH R(v)
0	0	1	0
1	0,021065446	0,979154881	0,041252668
2	0,084261782	0,919190597	0,077452638
3	0,189589011	0,827299075	0,104564542
4	0,33704713	0,713875194	0,120304793
5	0,52663614	0,590588288	0,124410055
6	0,758356042	0,468435883	0,118413727
7	1,032206835	0,356219974	0,105055055
8	1,348188519	0,259710295	0,08753461
9	1,706301095	0,181536037	0,068834475
10	2,106544561	0,121657621	0,05125544
11	2,548918919	0,078166124	0,036225293
12	3,033424168	0,04815048	0,024343472
13	3,560060309	0,02843711	0,01557505
14	4,12882734	0,01610175	0,009497335
15	4,739725263	0,008741047	0,005524022
16	5,392754077	0,004549427	0,003066742
17	6,087913782	0,00227014	0,001625931
18	6,825204379	0,001086054	0,000823616
19	7,604625866	0,000498142	0,000398756
20	8,426178245	0,000219057	0,000184581
21	9,289861516	9,23558E-05	8,17117E-05
22	10,19567568	3,73314E-05	3,46017E-05
23	11,14362073	1,44673E-05	1,4019E-05
24	12,13369667	5,3753E-06	5,43519E-06
25	13,16590351	1,91479E-06	2,01679E-06
			0,996480585

Tabla 2.3.2.8: Valores de la distribución de Rayleigh.

Graficando los valores obtenidos en las tablas 2.3.2.7 y 2.3.2.8, se pueden comparar las distribuciones de Weibull y Rayleigh en la figura 2.3.2.9. Como se puede observar esta figura, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero son muy raras. Por otro lado, la velocidad de viento de 5.22 m/s es la que se repite con mayor frecuencia y es el llamado valor modal de la distribución. Si se multiplica cada diminuto intervalo de la velocidad de viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad media.

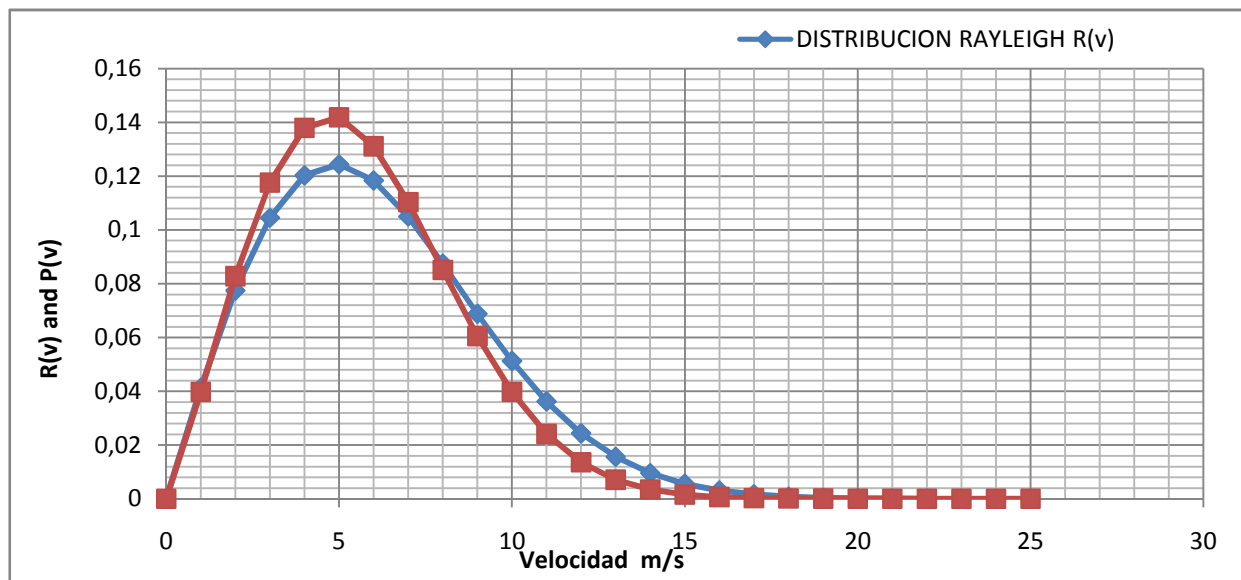


Figura 2.3.2.9: Comparación de las Curvas de distribución de probabilidades de Weibull y Rayleigh a 100 m de altura – Mar del Plata. (Fuente: Autor)

2.4 Resumen

Con los datos aportados por el grupo GEEAA sobre biogás, se determinó que se dispondría de un caudal de metano superior a los 150 m³/h en el período 2009-2033, con picos de generación de hasta 330 m³/h para el año 2021.

Gracias a la herramienta de cálculo especialmente desarrollada para calcular el potencial eólico se pudo caracterizar dicho potencial. Como resultado de este estudio se determinaron los parámetros de Weibull del recurso local a 100 m de altura, obteniendo un factor de forma $k = 2.15$ y un factor de escala $c = 6,33$. La media obtenida fue de 6,11 m/s, mientras que la mediana fue de 5,8 m/s. Estos valores de viento son similares a los que existen en países que constantemente incrementan su potencia instalada en generación eólica.

Estas dos fuentes de energías renovables disponibles en la región serían las que deberían ser usadas en la producción de hidrógeno para cumplir con la llamada “economía del hidrógeno”. La pregunta que surge es cuál de estas alternativas es la más beneficiosa.

El impacto ambiental de las alternativas analizadas lo hemos equiparado, en razón de que ambas presentan aspectos positivos y negativos. Entre los positivos más relevantes tenemos la que generación de energía eléctrica en un caso se genera sin la combustión de un combustible fósil (eólica), y en el otro, por la combustión de un combustible (el metano), que inevitablemente se

genera por la degradación de los residuos domiciliarios dispuestos en el predio, transformándolo en otro gas (dióxido de carbono), que según el Panel Intergubernamental de Cambio Climático aporta 21 veces menos al efecto invernadero. De esta forma, ambas alternativas son beneficiosas para el medio ambiente, una porque no genera gases de efecto invernadero y la otra porque contribuye a la mitigación de un gas que inevitablemente se genera, al transformarlo en otro menos dañino.

Sin embargo, la alternativa éolo-eléctrica se presenta como más atractiva que la alternativa biogás-eléctrica para producir hidrógeno. Si bien no garantiza un suministro constante debido a la variabilidad de la velocidad de viento, su fortaleza radica en que puede instalarse la potencia que se necesite, ya que la fuente no está limitada a la disponibilidad del recurso metano que solo se da en la cantidad requerida en el relleno sanitario, y que a su vez, es dependiente de la forma en que se gestionen los residuos.

Por este motivo, he elegido la utilización del viento para generar hidrógeno y no biogás, por no tener estas dos limitaciones importantes: un techo en cuanto a la disponibilidad del recurso que se explotaría y su lugar de emplazamiento, es por esta razón, que este trabajo hace hincapié en la generación de energía de origen eólico para la producción de hidrógeno.

Capítulo III TECNOLOGIA PARA LA GENERACIÓN Y APROVECHAMIENTO DEL HIDRÓGENO

3.1 Introducción

En este capítulo se analizarán cuales son las principales tecnologías existentes en el mundo para la generación de hidrógeno, haciendo hincapié en energía eólica.

Si bien los aspectos (teóricos y prácticos) de la energía eólica son muy extensos, pasando por conceptos de aerodinámica hasta los tipos de aerogeneradores, se intentará explicar en los siguientes puntos, los temas más relevantes a saber sobre este tema. De este modo, no interesa en este trabajo, desarrollar una extensa explicación sobre la historia o el desarrollo de la energía eólica en el mundo, los esfuerzos mecánicos que se generan en la estructura, como tampoco explicar los efectos de aerodinámicos que se generan en las aspas.

Pero si interesa por ejemplo, explicar los conceptos más importantes que influyen en la energía eólica, hacer hincapié en el teorema de Betz, los últimos modelos de aerogeneradores y como así también sus partes. Tener en cuenta que este trabajo contempla la tecnología necesaria para la producción de hidrogeno, hasta mencionar el punto de venta (estación de servicio). No se considera el cálculo y estudio de la tecnología necesaria para utilizar el hidrógeno como combustible vehicular.

3.2 Energías alternativas y su combinación con el Hidrógeno

Como se adelantó en el capítulo I, la economía del hidrógeno plantea que la energía eléctrica necesaria para producirlo debe provenir de fuentes renovables. Se ha demostrado mediante varios proyectos exitosos, que un ELY puede ser alimentado con energía eólica, solar y hasta con mini hidráulicas. El lado negativo de estos sistemas, es que un ELY, está diseñado para funcionar en régimen constante, régimen que las energías renovables no pueden garantizar por si solas. Es por esto que para este fin, se debe lograr una combinación entre dos o más energías alternativas. En este trabajo interesa combinar la energía eólica para la producción de hidrógeno, ya que como se vió, la ciudad de Mar del Plata posee un buen potencial eólico, y como se verá en el capítulo IV, haciendo un balance general, hay lapsos de tiempo durante el año con déficit en lo que respecta a viento, teniendo la posibilidad de tomar energía de la red eléctrica durante los períodos en los que no hay viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador.

3.3 La Energía Eólica

Las primeras informaciones acerca de los molinos de viento aparecen durante el imperio persa, que empleaban molinos de eje vertical.

El concepto de aerogenerador aparece sobre el año 1802. Lord Kelvin trató de asociar un generador eléctrico a un aeromotor, pero no se logró hasta que en 1850 se construyó la primera dinamo.

Paul Lacour (1846-1908) está considerado como el pionero de las modernas turbinas eólicas para generación de electricidad. En 1891 construyó su primer aerogenerador.

También se preocupó por el problema del almacenamiento de energía. Para ello utilizaba la energía eléctrica conseguida mediante el generador eólico para producir electrólisis y obtener hidrógeno que quemaba en lámparas de gas para iluminación.

En la segunda mitad del siglo XIX aparece una nueva generación de turbinas eólicas, con un diseño y fabricación acordes con la nueva era industrial ya iniciada. Se trataba de pequeños rotores multipala, acoplados a una bomba alternativa, para el bombeo de agua en zonas rurales aisladas. Así, el faro de Hève (Dinamarca) fué equipado con la primera instalación de balizamiento marítimo accionada con una fuente de energía eléctrica autónoma mediante un aerogenerador. Esta nueva aplicación de la energía eólica tuvo cierto éxito.

A principios de los años 20 el ingeniero francés Andreau-Enfield diseñó un aerogenerador de 8kW muy original. Las palas del rotor eran huecas con agujeros en los extremos laterales.

En las primeras décadas del siglo XX, la fabricación de los molinos de viento sufrió un impulso decisivo, desde el punto de vista tecnológico, al aplicárseles a su diseño los nuevos conocimientos sobre aerodinámica desarrollados en aviación.

Entre los años 1950 y 1970 se diseñaron nuevos aerogeneradores que introducían innovaciones tecnológicas que producían una mayor eficiencia. J. Juul construyó entre los años 1956 y 1957 un innovador aerogenerador de 200 kW para la compañía eléctrica danesa Seas que lo instaló en Gedser en la zona sur de Dinamarca.

La crisis del petróleo de 1973 originó, sobre todo en Europa, un gran interés en la construcción de grandes aerogeneradores. Países como Alemania, Reino Unido, Suecia y Dinamarca comenzaron a estudiar la construcción de grandes aerogeneradores.

Sobre el final de los 70 se construyó en Alemania un prototipo de aerogenerador muy interesante, el Noah de hélices coaxiales.

A partir de los años 80 (Ver Figura 3.3.1) se desarrollaron nuevos diseños de aerogeneradores de 55 kW con los que se obtuvieron unas rebajas de precios en el coste del kWh de alrededor de un 50% menos que con los antiguos aerogeneradores

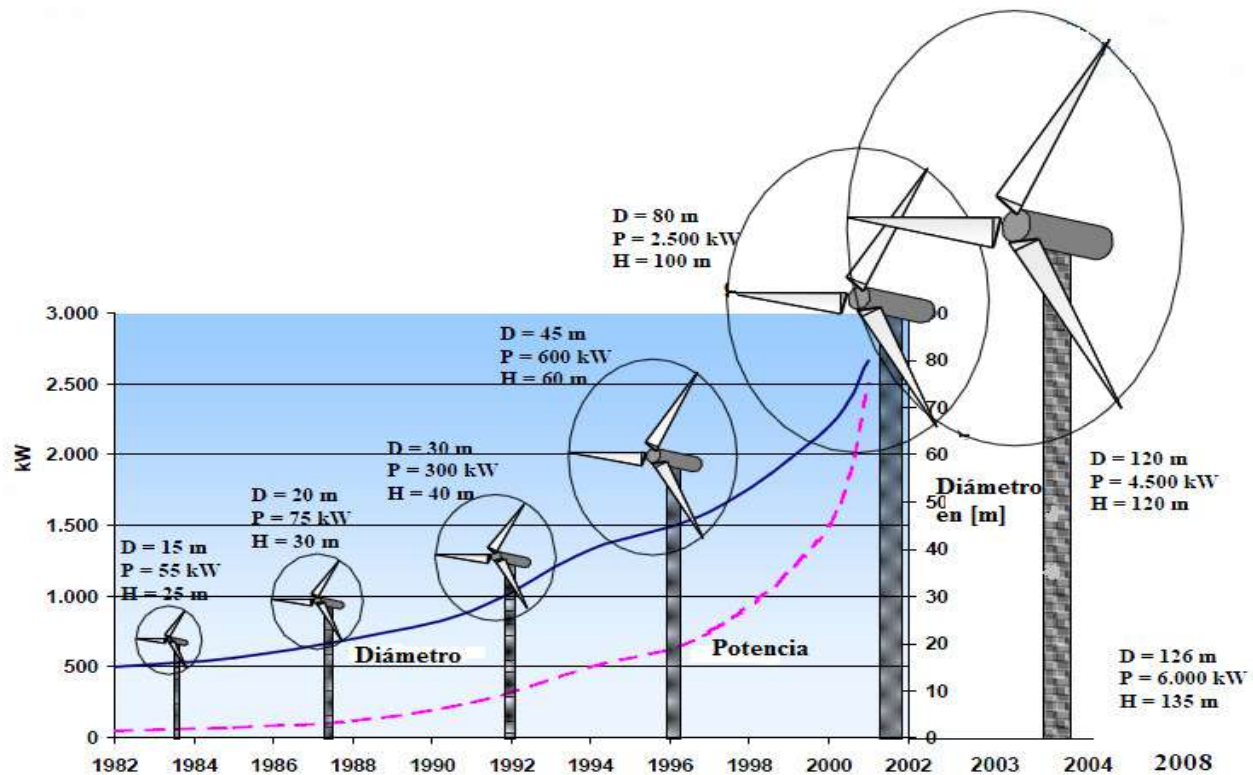


Figura 3.3.1: Desarrollo histórico de los molinos eólicos, en función de la potencia y el diámetro.

(Fuente: KeyWindEnergy)

A partir de este impulso en los años 80, se desarrollaron prototipos de máquinas de elevada potencia, por encima de los 2000 kW, especialmente en U.S.A., a la par que renacía una importante industria productora de máquinas perfectamente operativas y rentables, en la gama de potencias de 100 a 500 kW.

Actualmente, para los parques offshore como el Alpha Ventus, en el norte de Alemania terminado en el 2010, se utilizan molinos que poseen generadores de hasta 5 y 6 MW.

3.3.1 Recursos Eólicos y la Energía del viento

En este punto se detalla información sobre el fenómeno natural del viento. Debido a que este es un tema demasiado amplio, este trabajo solo se limitará a explicar, en un modo resumido, los aspectos que se consideran más relevantes en el tema.

El viento

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, o mejor dicho, la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 kW/m² anuales; el 2% de ella se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 1017 kW.

Las causas principales del origen del viento son:

- a) La radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos
- b) La rotación de la Tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur
- c) Las perturbaciones atmosféricas

Al calentarse el aire en el Ecuador asciende y es sustituido por el aire más próximo a los Polos, formándose la llamada circulación de Hadley.

Este flujo no se proyecta directamente sobre los Polos debido a la fuerza de Coriolis que aparece como consecuencia del movimiento de rotación de la Tierra, que modifica su curso; esta fuerza depende de la velocidad del viento y de la rotación de la Tierra. La circulación general es semejante y simétrica en cada uno de los dos hemisferios. Esto se detalla en la siguiente figura:

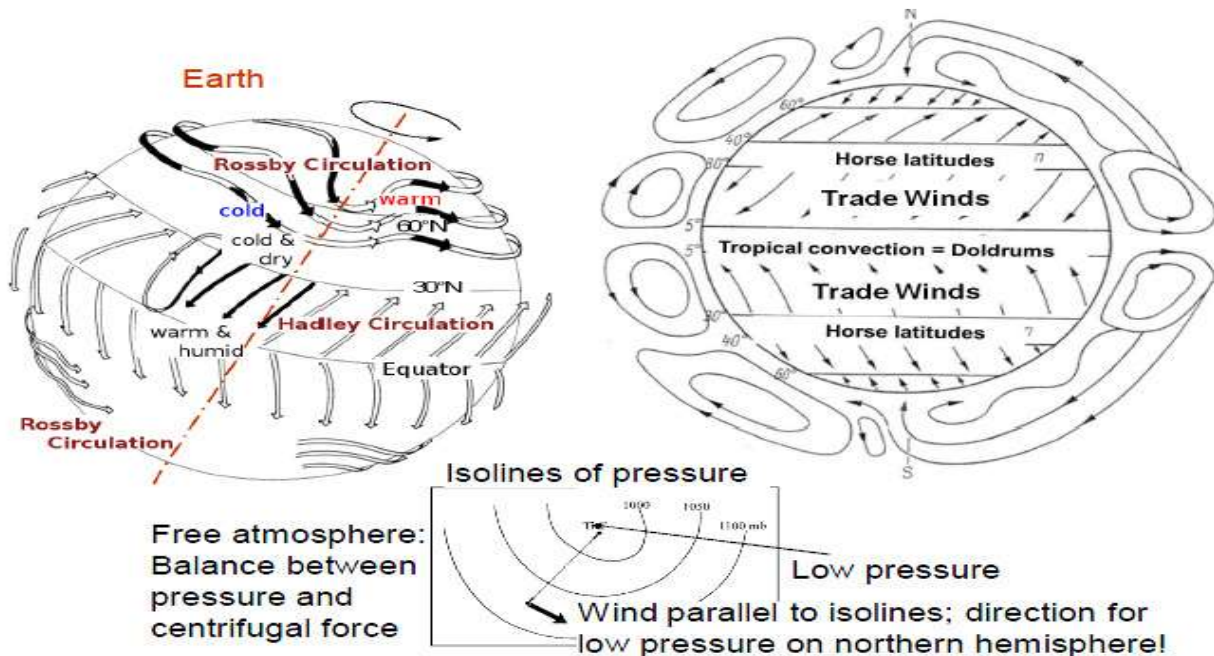


Figura 3.3.1.1: Circulaciones del viento en la tierra. (Fuente [3.2])

El desplazamiento de las masas de aire se efectúa desde las zonas en las que la presión de la atmósfera y, por lo tanto la del aire, es más elevada (anticiclones), hacia las zonas de presión más baja (depresiones ó ciclones), por la aceleración de Coriolis. Las depresiones y los anticiclones están representados en las cartas meteorológicas por el trazado de las isobaras.

La circulación general en superficie depende del reparto medio de las presiones a lo largo de un cuarto de meridiano terrestre. Para el hemisferio Norte existe un centro anticiclónico en el Polo, un eje de depresión hacia los 60°N, un eje anticiclónico hacia los 30°N, conocido como cinturón subtropical, y una banda de depresión hacia el Ecuador. El viento perfila o contornea los anticiclones en el sentido de las agujas del reloj, dirigiéndose hacia las depresiones, y las contornea en sentido contrario.

En general, los vientos se pueden clasificar en: Vientos globales, alisios, estacionales, Vientos locales, Brisa y giratorios.

Perfil del viento

Si bien en este trabajo ya se ha utilizado el término de rugosidad, se resaltaré el concepto de la rugosidad del viento. En la industria eólica, se suele referirse a clase de rugosidad o longitud de rugosidad cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 o 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0. Las pistas de hormigón de los aeropuertos pertenecen a la clase de rugosidad 0.5, al igual que el paisaje abierto y llano.

El concepto de la rugosidad del viento entra en juego, por ejemplo, en las ecuaciones de extrapolación del viento logarítmica y Hellmann. (Ver capítulo II ecuaciones 11 y 12).

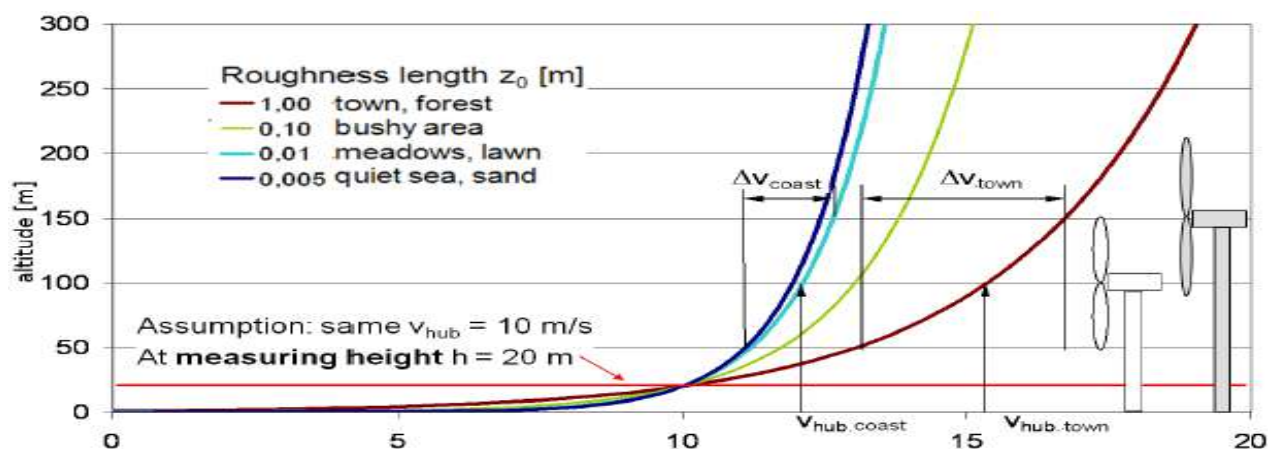


Figura 3.3.1.2 Esquema de la cizalladura del viento para la rugosidad diferentes clases con la misma medición de la velocidad del viento vs. Altura (Fuente [3.4])

Medición del viento

Si bien en el Capítulo II se han explicado cuales son las expresiones matemáticas y estadísticas que rigen el análisis de las mediciones de vientos, a continuación se mencionara cuales son algunos de los equipos necesarios para la adquisición de velocidades, dirección e intensidad del viento. Para realizar la medida de las velocidades del viento se utilizan los anemómetros; existen muy diversos tipos de estos aparatos, que en un principio se pueden clasificar en anemómetros de cazoletas, provistos de láser, con ultrasonidos y de hilo electrocalentado.

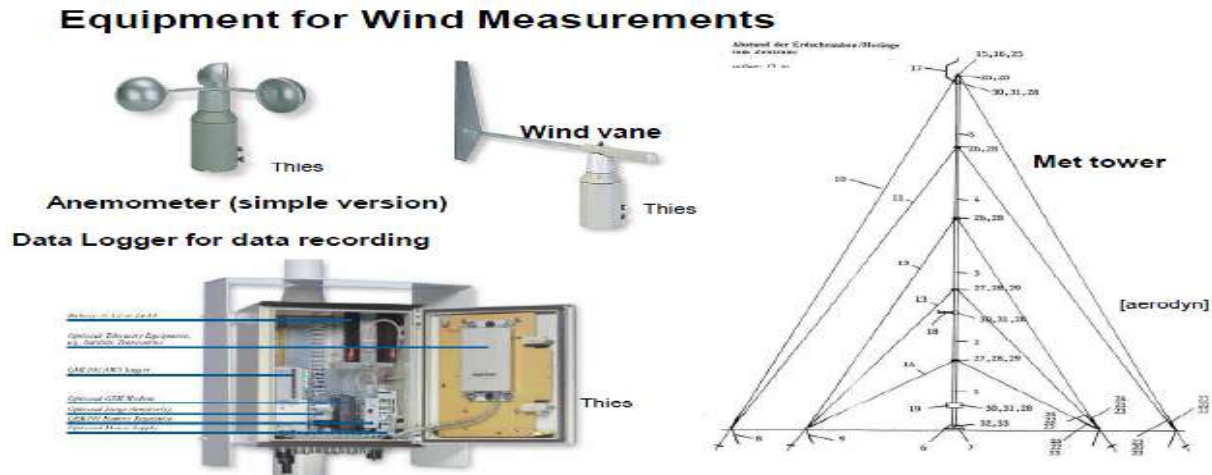


Figura 3.3.1.3: Equipamiento básico para la medición del viento; Anemómetro, veleta, torre y Data Logger (Fuente [3.8])

Los datos obtenidos por el anemómetro de velocidades y direcciones del viento son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos (data logger). En algunos data logger, los datos que se obtienen están limitados a estadísticas semanales o mensuales, que incluyen las distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento, la rosa de los vientos y un análisis de modelos diurnos así como de la duración de los períodos de calma. Estos sistemas, son útiles, cuando los usuarios quieren tener un equipo sencillo de medición.

Se encuentran fuera del alcance de este trabajo; los diversos métodos de medición, los errores que se pueden cometer, alturas de mediciones recomendadas o aspectos a tener en cuenta a la hora de realizar mediciones de viento.

La rosa de los vientos

Para mostrar la información obtenida sobre las distribuciones de velocidades de viento y la frecuencia de variación de las direcciones de viento, puede dibujarse la rosa de los vientos, basándose en mediciones meteorológicas de velocidades y direcciones de viento.

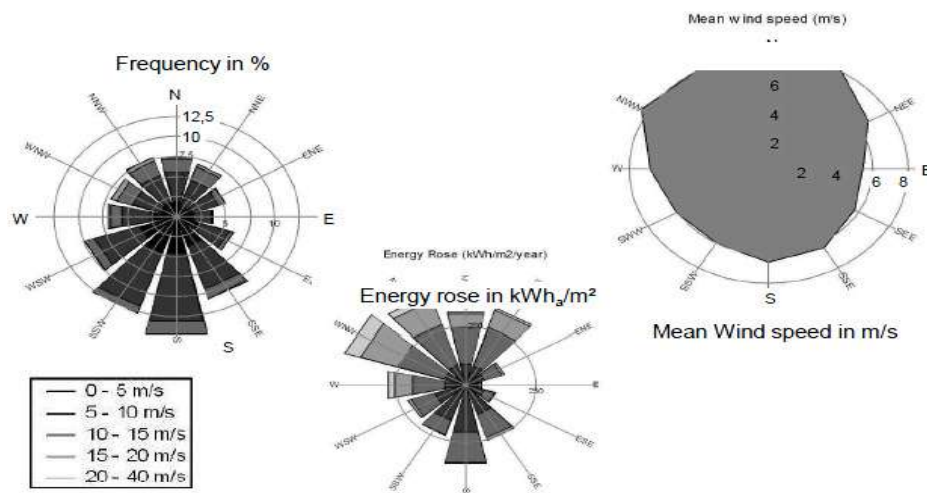


Figura 3.3.1.4: Rosa de los vientos representando frecuencia relativa, energía y velocidad media Fuente [3.4]

Se divide la rosa en doce sectores, abarcando 30° del horizonte (12 es el número de sectores del atlas eólico). En la figura de la derecha, el radio de las cuñas, proporciona frecuencia relativa de cada una de las 12 direcciones del viento. O sea, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde esa dirección. En la figura del medio, la cuña interior de cada dirección (color más oscuro) proporciona la misma información que la primera pero multiplicada por el cubo de la velocidad del viento en cada ubicación. Teniendo en cuenta que el contenido energético del viento varía con el cubo de la velocidad del mismo, las cuñas oscuras son en realidad las más interesantes, ya que indican donde encontrar una mayor potencia para impulsar posibles aerogeneradores.

3.3.2 Los Aerogeneradores

3.3.2.1 Tipos de Aerogeneradores

Los aerogeneradores²¹ se pueden clasificar según una multitud de criterios. Algunos de estos criterios son: económicos, utilización, posición del eje, número de palas, rotor a barlovento (luj) o a sotavento (lee), por los sistemas de orientación, por el control de potencia (stall o pitch) o tipos de materiales de las palas, entre otras. La siguiente figura muestra una configuración práctica para mostrar los diferentes tipos y clasificación de aerogeneradores:

²¹ La energía no puede ser creada, sino solo convertida en diferentes formas, por lo que se llaman a los aerogeneradores “convertidores de energía” (WEC’s, que corresponde a las siglas inglesas de " Wind Energy Converters ").

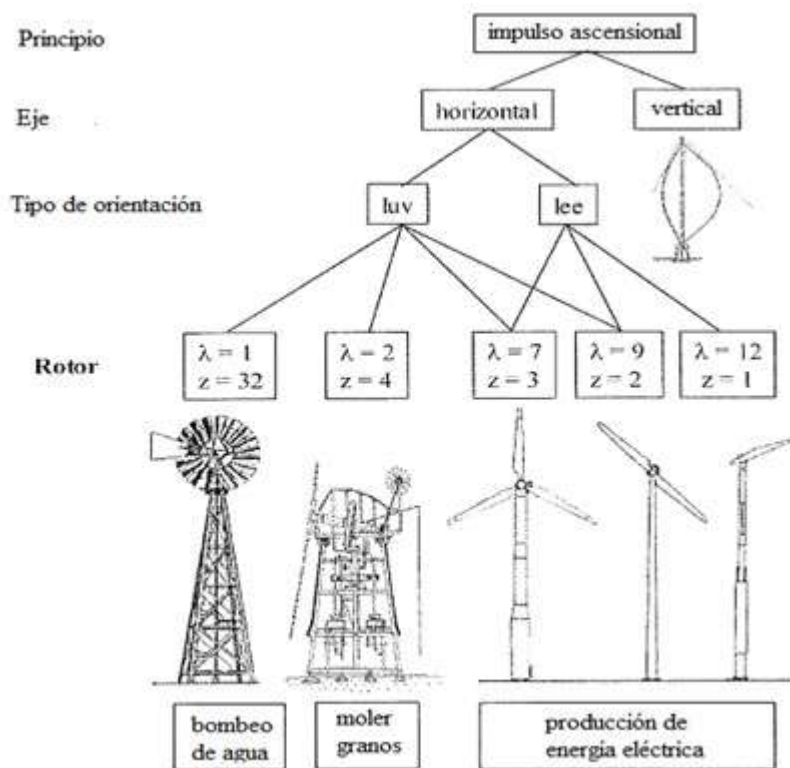


Figura 3.3.2.1.1: Clasificación de molinos eólicos. (Fuente [3.1])

En esta figura, λ es el cociente de velocidad de las palas y z es la cantidad de palas. El valor de λ se calcula como el cociente entre velocidad periférica y la velocidad del viento. La velocidad periférica es el cociente entre la velocidad tangencial en las puntas de las palas y la velocidad del viento.

La clasificación de los aerogeneradores puede ser muy variada, ya que la cantidad de variables son muchas. No se entrará más en detalle, ya que la idea de este punto es dar una breve descripción de las posibles clasificaciones de los aerogeneradores.

3.3.2.2 Partes Principales

En una primera observación de las máquinas actuales se podría hacer una clasificación de las partes que forman el aerogenerador atendiendo básicamente a su funcionalidad y fisonomía, se distinguirían así: los elementos que hacen posible la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica (**mecanismos del aerogenerador**) y aquellos elementos que dan altura y sujeción al mismo (**estructura y cimentaciones**), ver Figura 3.3.2.2.1. Al mismo tiempo, estos están formados por los siguientes elementos:

- Sistema de captación: buje y palas.
- Sistema de transmisión.

- Sistema de regulación.
- Sistema de orientación.
- Sistema de generación

- Góndola.
- Sistema de soporte: torre y cimentaciones.

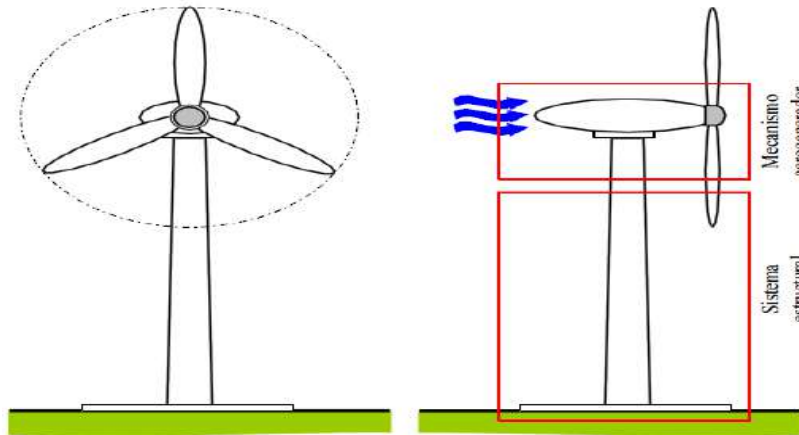
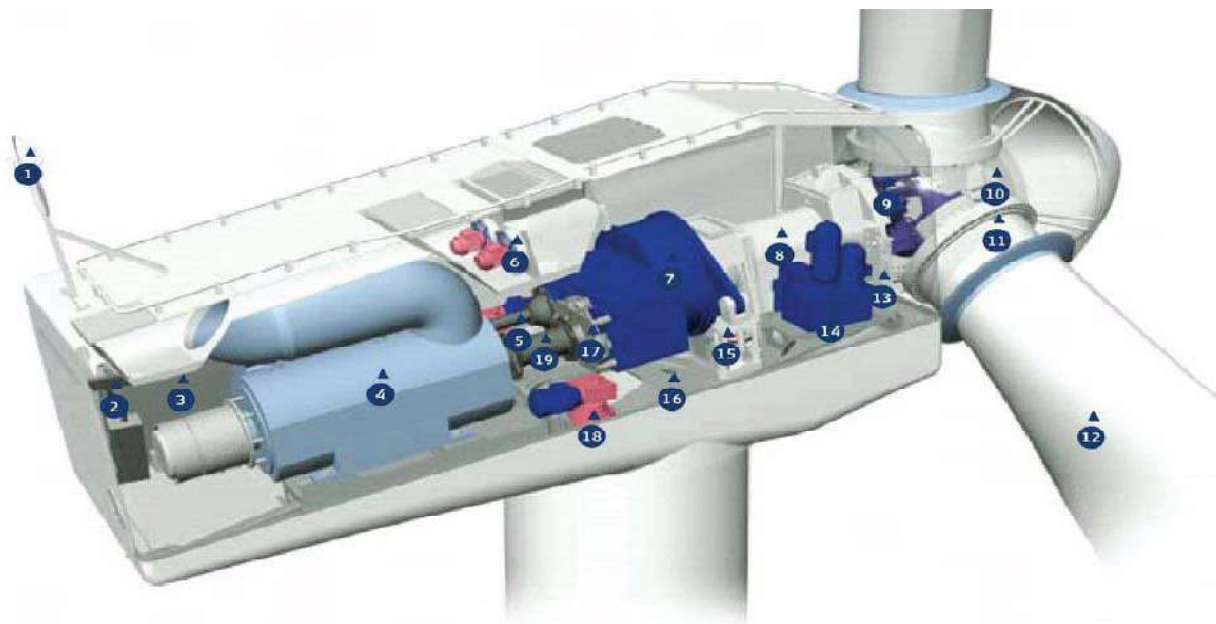


Figura 3.3.2.2.1: Sistema estructural y mecanismo aerogenerador. (Fuente [3.7])

Góndola

En el interior de la góndola del aerogenerador se encuentran los elementos necesarios para realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica.



- | | | | |
|---------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| 1 Sensor ultrasónico | 6 Refrigeradores de agua y aceite | 11 Rodamiento de la pala | 16 Chasis |
| 2 Grúa de mantenimiento | 7 Multiplicadora | 12 Pala | 17 Disco de freno mecánico |
| 3 Controlador VMP-Top con convertidor | 8 Eje principal | 13 Sistema de bloqueo del rotor | 18 Sistema de orientación |
| 4 Generador OptiSpeed® | 9 Sistema de paso | 14 Unidad hidráulica | 19 Acoplamiento |
| 5 Cilindro de paso | 10 Bujes | 15 Brazo de torsión | |

Figura 3.3.2.2.2: Interior de la góndola de un generador Vestas de 850 kW. (Fuente: VESTAS AG)

Generadores

Los tipos de generadores que actualmente se utilizan en grandes potencias son básicamente: el de corriente alterna sincrónico y el de corriente alterna asincrónico.

Generadores de corriente alterna sincrónicos

Esta máquina está constituida por un sistema trifásico de bobinas alojadas en el estator (parte fija de la máquina) donde se induce la tensión que produce una bobina alojada en el rotor (parte móvil que gira) alimentada por corriente continua a través de dos escobillas que rozan sobre dos anillos en el eje del rotor. En esta máquina el campo magnético de excitación se produce en el rotor y como está generado por una corriente continua este será fijo. La energía mecánica que proviene de las palas del aerogenerador hará girar al eje con lo que este campo “barrerá” las bobinas alojadas en el estator induciendo así una f.e.m. en ellas. Esta f.e.m. es sinusoidal y constituye un sistema trifásico.

En los generadores síncronos la velocidad del rotor (n) es directamente proporcional a la frecuencia (f) de la tensión que suministran e inversamente proporcional al número de polos (P = pares de polos) que constituyen la máquina según se puede ver en la ecuación siguiente:

$$n = \frac{60 \cdot f}{P} \quad [\text{rpm}]$$

Por ejemplo, una máquina de 1 par de polos la velocidad de rotación tendrá que ser de 3000 r.p.m para que la frecuencia de la tensión sea de 50 Hz. En el caso de la energía eólica la velocidad de rotación de la turbina es baja y por tanto el diseñador se ve obligado a diseñar el generador con muchos polos. Por ejemplo, una velocidad de rotación típica de una turbina eólica de 15 r.p.m. necesitaría de 200 polos. Evidentemente esto incrementa el coste y la complejidad de estas máquinas. Una solución es diseñar una máquina de menos polos y utilizar una caja multiplicadora dispuesta entre la turbina y el generador eléctrico para elevar la velocidad a la requerida por el aerogenerador. Siguiendo con el ejemplo de la turbina de 15 r.p.m si el generador dispusiera por ejemplo de 4 polos se necesitaría de una caja multiplicadora de relación de multiplicación:

$$rel = \frac{60 \cdot f}{P} = \frac{60 \cdot 50}{15} = 100$$

Esta caja de multiplicación comporta unas pérdidas mecánicas (reduciendo el rendimiento del conjunto) y un mantenimiento (sustitución del aceite lubricante), incrementando el coste de operación. Aún así los sistemas con caja multiplicadora son los más comunes por su inferior coste respecto a generadores de un número de polos grande.

Si el generador síncrono está instalado en un aerogenerador que funciona conectado a la red eléctrica en que actúan otros muchos generadores la potencia de este será mucho menor que la suma de la potencia de los generadores conectados a la red. Por tanto la tensión y la frecuencia están fijadas por la red y por consiguiente la velocidad de giro de la turbina. Para realizar la conexión de un generador síncrono con la red se necesita poner la máquina a la velocidad llamada de sincronismo, la velocidad correspondiente a la frecuencia de la red. El inconveniente es que solo existirá una velocidad del viento en todo el margen de funcionamiento para la cual la máquina esté operando con máximo rendimiento. Esto puede solucionarse con la inclusión de sistemas electrónicos.

Generadores de corriente alterna asíncronos

Las máquinas de corriente alterna asíncronas se utilizan normalmente como máquinas motrices, es decir como motores. Una de las aplicaciones excepcionales de estas como generadores es en pequeñas centrales eléctricas como en las micro hidráulicas o mini hidráulicas y en las centrales eólicas.

La mayoría de los aerogeneradores eólicos instalados en el mundo montan un generador eléctrico de este tipo. El principal motivo es el menor coste comparado con un generador síncrono y el menor mantenimiento. Por otro lado originan más problemas de calidad de suministro los asíncronos que los síncronos lo que hace que en países líderes en diseño y en potencia instalada como Dinamarca y Alemania se esté apostando cada vez más por las máquinas síncronas.

En este tipo de máquinas se crea un campo magnético giratorio en el estator gracias a la circulación de un sistema de corrientes trifásico por sus bobinas. Para que esto sea posible el estator está conectado a una fuente de alimentación externa de corriente alterna. Por este motivo esta máquina consume energía reactiva que utiliza para crear el campo magnético de excitación.

El rotor puede ser bobinado o de jaula de ardilla.

Si el generador está conectado a una red eléctrica, se considera de potencia muy superior a la del propio generador, mientras que la tensión y la frecuencia vendrán fijadas por esta.

En el caso de los grandes aerogeneradores de los parque eólicos, el hecho de no poder funcionar de manera completamente autónoma al necesitar la energía reactiva de la red para excitar su campo magnético hace pensar en una situación paradójica si se tiene en cuenta que en el caso de que los generadores síncronos de la red (de las centrales eléctricas de base de gran potencia) dejaran de aportar energía los parques eólicos se desconectarían y tampoco podrían aportar energía por mucho viento disponible que hubiera.

Para la selección del generador es necesario conocer la potencia de la turbina que se utilizará y los datos del viento de la zona de instalación. Con estos datos y las curvas características de diferentes generadores se escogerá el que proporcione mayor energía.

Igual que en el caso del generador síncrono el asíncrono tiene una velocidad optima con la cual proporciona la potencia nominal y máximo rendimiento.

Ventajas y desventajas

	GENERADORES DE CORRIENTE CONTINUA	GENERADORES DE CORRIENTE ALTERNA SÍNCRONOS	GENERADORES DE CORRIENTE ALTERNA ASÍNCRONOS
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicación directa para carga de baterías en sistemas de poca potencia 	<ul style="list-style-type: none"> - En generadores multipolares se puede evitar instalar la caja multiplicadora - Puede trabajar de modo independiente sin necesidad de un sistema de excitación externo 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo coste - Bajo mantenimiento - Robustas y fiables
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> - Caras - Mantenimiento elevado - Coste elevado de la máquina 	<ul style="list-style-type: none"> - Necesidad de corriente continua para excitación - Necesidad de sistema de sincronización con red - Coste elevado de la máquina - Mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> - Necesidad de sistema de excitación externo

Tabla 3.3.2.2.3: Resumen de ventajas e inconvenientes de los distintos tipos de generadores.

Fundamentos

A continuación se nombrarán cuales son los principales fundamentos utilizados en la actualidad:

Onshore

Generalmente, en el caso de los aerogeneradores terrestres se utilizan cimentaciones en forma de zapata aislada centrada, esto es un bloque de hormigón armado (hormigón con presencia de barras de acero, para mejorar su resistencia) donde la torre se encuentra directamente empotrada



Figura 3.3.2.2.4: Fundamento típico de hormigón armado para un aerogenerador de 500 kW. (Fuente KeyWindEnergy)

Offshore

Aquellos que sí tienen una cimentación directa sobre el fondo marino, presentan dos tipologías posibles: una cimentación de base ancha sobre el lecho marino, una cimentación monopilote (que puede ser profunda o semiprofunda), como se puede observar en las siguientes figuras:

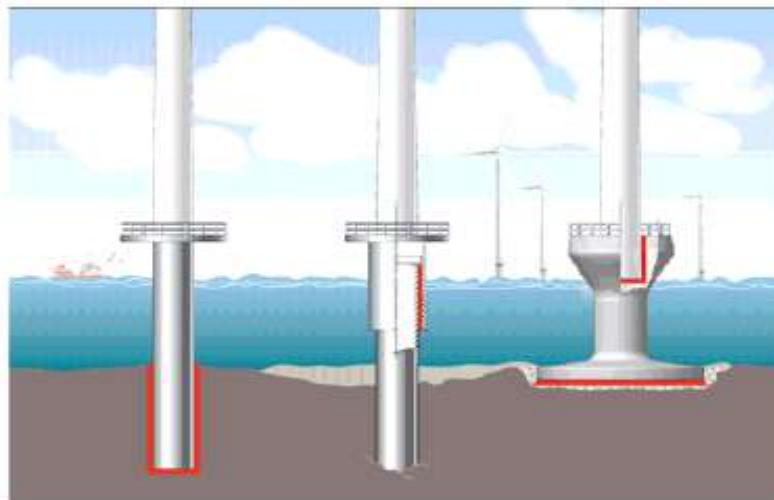


Figura 3.3.2.2.5 Esquemas representativos de una cimentación mono pilote y de una cimentación de base ancha. (Fuente: catálogo para soluciones en cimentaciones de la empresa DensitD)

Para las turbinas offshore de 5 MW, se utiliza el modelo de encepado (elemento de unión entre los pilotes y el soporte) y varios pilotes, encargados de una distribución de esfuerzos a mayor profundidad y con una mayor área efectiva:

Tripod und Jacket



Weser Wind GmbH



Figura 3.3.2.2.6: Dos encepados, con tres pilotes, para cimentar un aerogenerador offshore (Fuente: Wab)

3.3.3 Potencia de un aerogenerador

Antes de evaluar la potencia de un aerogenerador conviene resaltar los diferentes tipos de potencias que se evalúan en los estudios eólicos:

- Potencia disponible (P_d): es la potencia contenida en la corriente de aire.
- Potencia aprovechable (P_a): es la potencia que el aerogenerador aprovecha, se obtiene multiplicando la potencia disponible por el coeficiente de potencia del aerogenerador. Tiene en cuenta el límite de Betz y los rendimientos aerodinámicos y de conversión de energía cinética del rotor.
- Potencia de accionamiento (P_{acc}): es la potencia que se obtiene en el eje a la salida del reductor y que acciona al generador eléctrico, se obtiene multiplicando la potencia aprovechable por el rendimiento de la caja multiplicadora.
- Potencia útil final (P_u): es la potencia que suministra el aerogenerador, se obtiene por el producto de la potencia de accionamiento por el rendimiento del generador eléctrico, entre otros factores a tener en cuenta.

Potencia eólica disponible

La potencia eólica disponible permite evaluar el recurso eólico que presenta una ubicación determinada. Es la máxima potencia que se puede extraer del viento si se pudiese convertir toda la energía cinética que este tiene en energía útil.

Sea una masa de aire m , como la que se muestra en la siguiente figura, que se desplaza a una velocidad media v . Su energía cinética viene dada por la expresión (1):

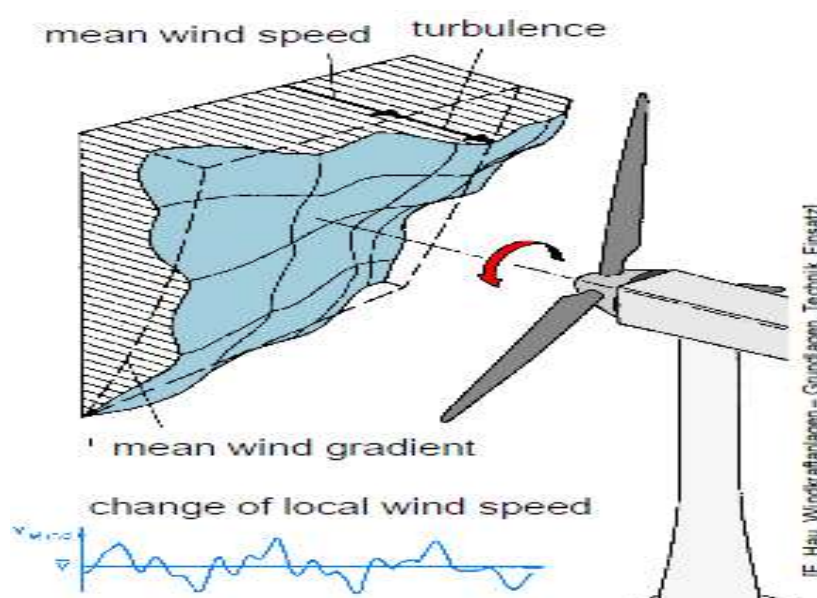


Figura 3.3.3.1: Masa de aire que incide en un aerogenerador. Fuente [3.4]

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad [\text{J}] \quad (1)$$

Y la energía cinética por unidad de volumen:

$$e = \frac{1}{2}\rho v^2 \quad [\text{J/m}^3] \quad (2)$$

Teniendo en cuenta que la cantidad de aire circulando a una velocidad v que atraviesa una superficie A (perpendicular a la dirección del viento) es:

$$Q = v \cdot A \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (3)$$

Se puede expresar la potencia eólica disponible, energía por unidad de tiempo, como:

$$P_d = e \cdot Q = \frac{1}{2}\rho A v^3 \quad [\text{W}] \quad (4)$$

A partir de la potencia eólica se define el concepto de densidad de potencia o potencial eólico disponible, que indica la potencia disponible por unidad de área perpendicular al viento, como:

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2}\rho \cdot \overline{v^3} \quad [\text{W/m}^2] \quad (5)$$

Como puede observarse el potencial eólico disponible aumenta con el cubo de la velocidad, y es directamente proporcional a la densidad del aire (1,225 kg/m³ en condiciones estándar de 15°C de temperatura y presión de 1 atm o 1013 mbar).

Es importante destacar que en la expresión matemática del potencial eólico el término de velocidad se obtiene a partir de la media de la velocidad al cubo y no del cubo de la velocidad media.

Potencia eólica aprovechable: Teorema de Betz

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía cinética del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina. Esto se deduce directamente del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye. La potencia eólica disponible no es aprovechada totalmente por los aerogeneradores, existe un límite superior determinado por el llamado Teorema de Betz.

Sea el flujo de aire de la figura 3.3.3.2 que atraviesa el área de un aerogenerador A . Analizando la sección del aire que atraviesa el aerogenerador aguas arriba $A1$ y aguas abajo del mismo $A2$; y suponiendo que no varía la densidad del aire y por tanto el aire se comporta como un fluido incompresible, al aplicar continuidad entre el área $A1$ y el área $A2$ se obtiene que el caudal másico de aire que atraviesa el aerogenerador es:

$$\dot{m} = \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} \text{ [kg/s]} \quad (6)$$

Siendo:

- ρ la densidad del aire (1,225 kg/m³ en condiciones estándar)
- $v = \frac{v_1 + v_2}{2}$ la velocidad media aguas arriba y aguas abajo del aerogenerador.
- A el área del aerogenerador

La potencia que aprovechable (P_a) por el aerogenerador será la diferencia de energías cinéticas del aire aguas arriba y aguas abajo:

$$P_a = \dot{m} \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} = \frac{\rho}{4} A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (7)$$

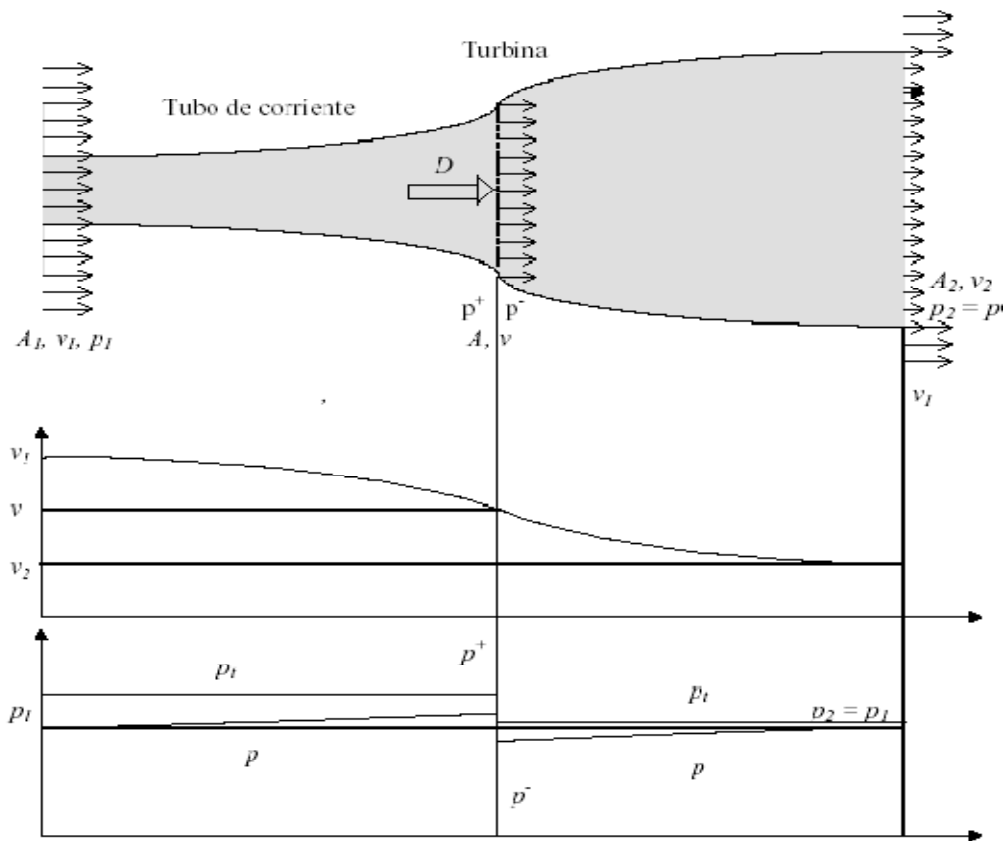


Figura 3.3.3.2: Evolución de las propiedades del viento aguas arriba y aguas abajo de un aerogenerador. (Fuente [3.3])

La condición de máxima potencia se evalúa resolviendo la igualdad:

$$\frac{dP_a}{dv} = 0 \quad (8)$$

de donde se obtiene que la máxima potencia se obtiene cuando:

$$v_2 = \frac{1}{3} v_1 \quad (9)$$

Y sustituyendo en la ecuación (7) la potencia máxima aprovechable es:

$$P_{a\text{máx}} = 0,593 \cdot \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) = 0,593 \cdot P_d \quad (10)$$

Expresión que constituye el teorema de Betz: *La máxima potencia que puede obtenerse en teoría de una corriente de aire con un aerogenerador ideal nunca puede superar al 59,3% de la potencia del viento incidente (potencia disponible).*

La figura 3.3.3.3 representa gráficamente el límite de Betz, indicando que el valor máximo de rendimiento se obtiene para relaciones de velocidad $v_2/v_1 = 1/3$.

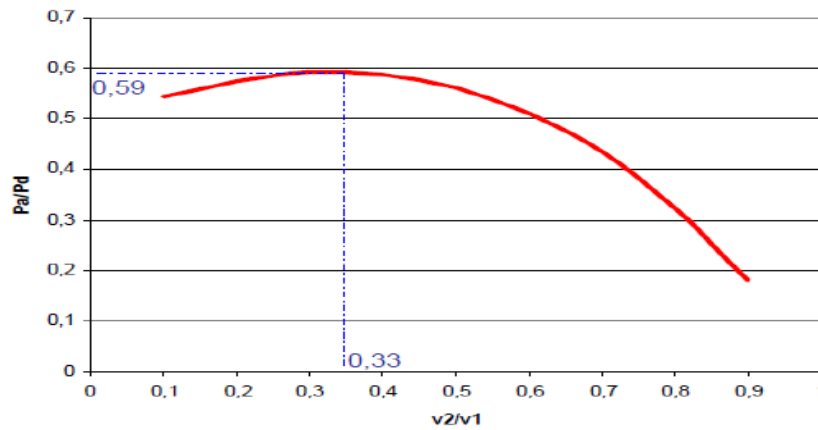


Figura 3.3.3.3: Representación gráfica del límite de Betz. (Fuente [3.3])

Generalmente la potencia eólica aprovechable se expresa mediante la siguiente expresión:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \tag{11}$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia: Fracción de la potencia disponible aprovechada por el aerogenerador. El valor del coeficiente de potencia siempre es inferior al límite de Betz (0,593), tomando a la práctica valores entorno a 0,4; variando según el tipo de aerogenerador.

El C_p entra en juego porque la ecuación de Betz no tiene en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación
- La compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

En realidad habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando el siguiente balance del mismo para los distintos componentes:

Rendimiento de Betz.....	59,3%
Rendimiento de la hélice.....	85%
Rendimiento del multiplicador.....	98%
Rendimiento del alternador.....	95%
Rendimiento del transformador.....	98%

Así, se obtiene un C_p de la instalación del orden del 46%.

3.3.4 Control de potencia

Aerogeneradores de paso fijo (Stall control)

Éste es un sistema de regulación de la potencia pasivo, consistente en provocar la pérdida aerodinámica de las palas. En este tipo de aerogeneradores las palas van montadas al buje de forma fija sin posibilidad de giro. Los perfiles de las palas se diseñan de tal forma que para velocidades de viento excesivas se crean turbulencias en el lado de la pala contrario al que incide el viento. Es decir, se provoca una pérdida de sustentación del perfil que reduce el empuje de la pala y consecuentemente el par generado en el rotor eólico.

Sus ventajas fundamentales son la simplicidad del equipo y costo, por lo que se utilizan mayoritariamente en sistemas de baja potencia. Por el contrario, a velocidades de viento altas no aprovechan óptimamente las propiedades aerodinámicas de las palas, con la consiguiente pérdida de energía captada.

Aerogeneradores de paso variable (Pitch control)

El sistema es sencillo, consiste en dotar a las palas de un sistema de giro respecto a su eje longitudinal, consiguiendo variar el ángulo de ataque del viento.

En sistemas de alta potencia es rentable instalar un mecanismo de giro de inclinación de las palas, que supone una mayor complejidad y costo del equipo, pero que se justifica por las ventajas que a continuación se exponen:

a) Al variar el ángulo de inclinación de las palas se consigue optimizar el aprovechamiento de la energía del viento en todo el rango de velocidades, particularmente por encima de la velocidad nominal.

b) Con paso variable, las cargas mecánicas sobre las palas y el resto del aerogenerador son menores, permitiendo un diseño más ligero y de menor coste. Las cargas horizontales sobre la turbina se reducen, minimizando también la cimentación.

c) Al poder orientar la pala se resuelve de forma aerodinámica el frenado de la turbina en caso de embalamiento. Por esto, el freno hidráulico de emergencia de la turbina se puede diseñar más pequeño sin comprometer la seguridad de la operación.

d) En zonas donde el ruido generado es un problema, el paso variable ayuda a disminuirle a altas velocidades de viento

e) La turbina se puede ajustar, mediante un software adecuado, a trabajar a una potencia inferior a la establecida normalmente en caso de redes muy débiles.

En los últimos años, el sistema de control Pitch tomó en control del mercado, debido a que cada vez los aerogeneradores son de mayor potencia y necesitan controles más eficientes. El sistema de control de potencia es una de las principales preocupación de las empresas constructoras de aerogeneradores, ya que la atención ya no recae en el diseño de las palas, sino en cómo aprovechar al máximo el fenómeno del viento.

En la siguiente figura se expone el crecimiento en la utilización de estos dos sistemas de control de potencia en Alemania:

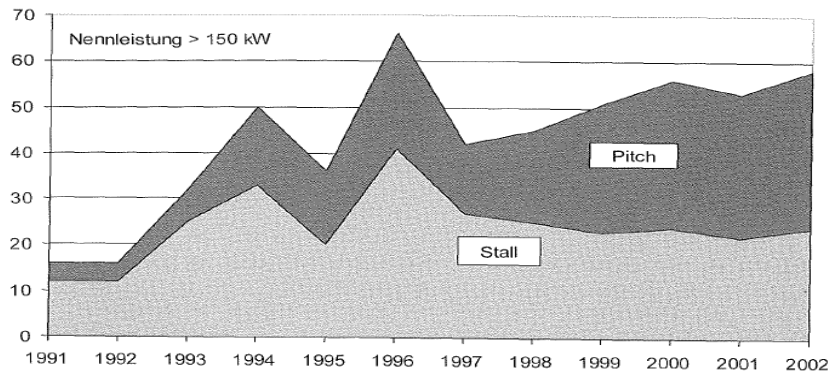


Figura 3.3.4.1: Desarrollo de la Oferta de control Pitch y Stall en Alemania. (Fuente [3.1])

3.3.5 Curvas de Potencia de un Aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cual será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Esta curva es una línea de tendencia entre diversos valores que pueden resultar de una medición para una misma velocidad, como muestra la Figura 3.3.2.3.1. Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador. Un ejemplo de estas mediciones se muestra en la siguiente figura:

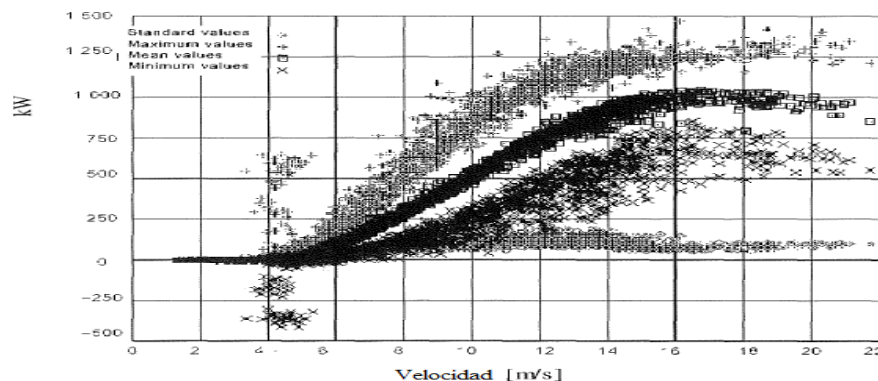


Figura 3.3.2.3.1: Valores Estándar, máximos, medios y mínimos de una curva de potencia real de un aerogenerador de paso variable (Pitch). (Fuente [3.1])

Las curvas de potencia varían de forma según sea el control de potencia de los aerogeneradores;

Curva de potencia de un aerogenerador de paso fijo (Stall): Estos generadores se caracterizan por tener una velocidad mínima a partir de la cual el aerogenerador empieza a funcionar (llamada velocidad de arranque), hasta llegar al punto de potencia nominal que es cuando se produce el máximo de potencia (se produce a velocidad nominal). Si la velocidad del viento aumenta, las palas pierden rendimiento aerodinámico y la potencia disminuye, si la velocidad sigue aumentando, se frena el aerogenerador como medida de seguridad (velocidad máxima). Ver figura 3.3.2.3.2.

Curva de potencia de un aerogenerador de paso variable (Pitch): Una vez llegada a la velocidad nominal, las palas giran para aprovechar al máximo su aerodinámica sin que el rendimiento disminuya.

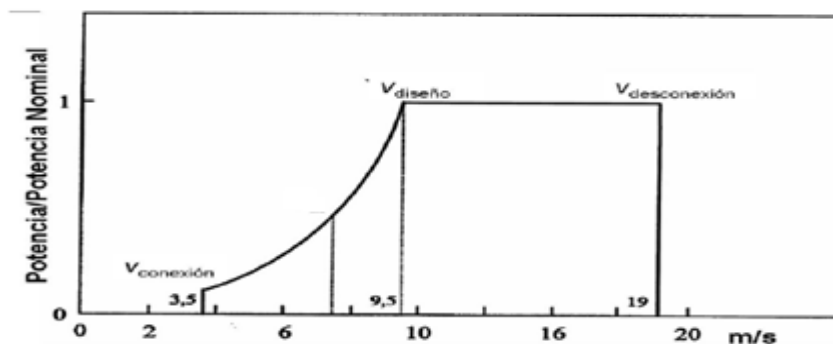


Figura 3.3.2.3.3: Curva de potencia de un aerogenerador de paso variable o control Pitch. (Fuente [3.3])

- v_{ar} - Velocidad de conexión o arranque: para valores inferiores de la velocidad el aerogenerador no gira.
- v_n - Velocidad nominal: velocidad a la cual el aerogenerador proporciona la máxima potencia.
- v_{des} - Velocidad de desconexión: aerogenerador se para por seguridad.

En la siguiente figura se comparan ambos sistemas;

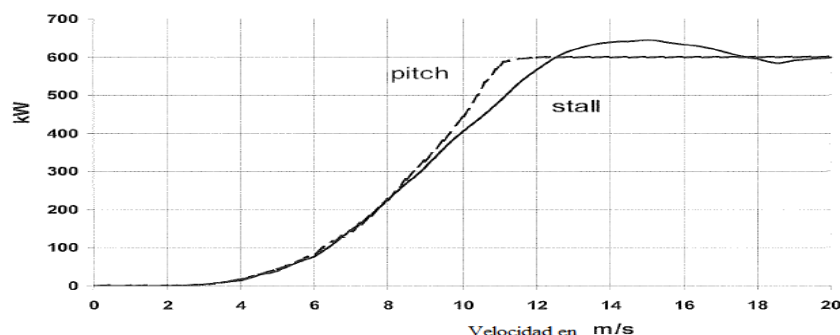


Figura 3.3.2.3.2 Comparación entre una curva de potencia controlada por pitch y Stall (Fuente [3.1])

3.3.6 Energía producida por los Aerogeneradores

En el capítulo II se explicó los métodos estáticos y dinámicos, utilizados a la hora de calcular de la energía que puede generar un aerogenerador. Como se dijo, el método que interesa en este trabajo es el estático, que consiste en combinar la curva de frecuencias relativas y la curva de potencia del aerogenerador elegido, obteniendo la curva de energía en función de la velocidad. Este método está bien ilustrado en la figura 2.3.1.3, del párrafo 2.3.1.

Este cálculo, será realizado en el capítulo IV mediante la herramienta de cálculo diseñada para este estudio.

3.4 El Hidrógeno y sus tecnologías

Si bien ya se adelantó el tema de hidrógeno en el Capítulo I, como lo es la economía del hidrógeno, algunos principios básicos y la electrólisis, a continuación se explicará más en detalle las propiedades del hidrógeno, cómo funciona un electrolizador y los modelos que interesan en este trabajo, como así también las tecnologías para el almacenamiento de hidrógeno y su posterior aplicación.

3.4.1 Propiedades del Hidrógeno

Siguiendo al punto 1.5.2 dónde se mencionaron algunas características energéticas del hidrogeno respecto otros combustibles, a continuación se detallarán más características importantes a destacar;

Propiedades físicas

Estado; Se encontrará en estado líquido por debajo de su punto de ebullición, a $-252,77\text{ }^{\circ}\text{C}$, y se encontrará en estado sólido por debajo de su punto de fusión, a $-259,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ y presión atmosférica. Se habla de temperaturas criogénicas cuando estas se encuentren por debajo de $-73\text{ }^{\circ}\text{C}$. El punto de ebullición de un combustible es un parámetro crítico, ya que define la temperatura a la cual debe ser enfriado para almacenarlo y poderlo utilizar en su estado líquido. En cuanto a la capacidad calorífica específica del hidrogeno, este tiene un calor específico a presión constante (c_p) de $28,623\text{ kJ/kmol.K}$; y un calor específico a volumen constante (c_v) de $20,309\text{ kJ/kmol.K}$. El hidrogeno usado para la combustión en motores, puede ser almacenado como un gas a alta presión o bien como líquido criogénico.

Olor, color y gusto; El hidrógeno puro es inodoro, no tiene color y es insípido. Si se produjese un escape de hidrogeno, este resultaría casi invisible.

Toxicidad; El hidrógeno en sí no resulta tóxico, pero puede actuar como asfixiante ya que desplaza el oxígeno que se encuentra en el aire. Los niveles de oxígeno por debajo del 19,5% resultan insuficientes para los seres humanos.

Densidad; El hidrógeno dispone de un peso atómico más bajo que cualquier otra sustancia, y por lo tanto tendrá una densidad muy baja tanto en estado líquido como gaseoso. El hidrogeno dispone de una densidad en estado gaseoso (a 20oC y 1 atm) de 0,08376 kg/m³; y una densidad líquida de 0,0708 kg/l.

Volumen específico; el volumen específico de gas de hidrógeno (con unas condiciones de 20°C y 1 atm) es de 11,9 m³/kg, mientras que el volumen específico del hidrógeno líquido (a – 253°C y 1 atm) es de 0,014m³/kg.

Relación de expansión; La relación de expansión del hidrógeno es de 1:848, y significa que el hidrogeno, en su estado gaseoso en condiciones atmosféricas, ocupa 848 veces más que cuando se encuentra en estado líquido. Cuando el hidrogeno se almacena como un gas a alta presión (250 bar) a temperatura atmosférica, su relación de expansión a presión atmosférica es de 1:240.

Fugas; Las moléculas del gas de hidrogeno son mucho más pequeñas que las del resto de gases, con lo que pueden difundirse a través de muchos materiales considerados herméticos o impermeables a otros gases. Si se produce un escape de hidrógeno, la fuga se evaporará muy rápidamente, ya que el punto de ebullición del hidrogeno es, como ya se ha dicho anteriormente, extremadamente bajo. Las fugas de hidrógeno son peligrosas, ya que con ellas existe el riesgo de que se produzca fuego al mezclarse con el aire.

Propiedades químicas:

Reactividad; Cuando se proporciona una cantidad pequeña de energía de activación a una mezcla de hidrógeno y oxígeno, por ejemplo en forma de chispa, las moléculas reaccionan de forma vigorosa, lanzando una cantidad considerable de calor, y obteniendo agua como producto final. La formación de agua mediante la reacción de hidrogeno y oxigeno es reversible, es decir, que si disponemos de agua en un estado de baja energía y aplicamos una cierta cantidad de energía, podremos obtener hidrogeno y oxigeno.

Contenido en energía; El Hidrógeno, al igual que todos los combustibles, libera una cierta cantidad de energía cuando reacciona con el oxigeno para formar agua. Esta cantidad de energía

se cuantifica como el poder calorífico²² superior (HHV²³; Higher Heating Value), y como el poder calorífico inferior (LHV²⁴; Low Heating Value). La diferencia entre el HHV y el LHV es el “calor de la evaporación” y es cantidad de energía requerida para vaporizar un combustible líquido en un combustible gaseoso.

El hidrogeno dispone de un HHV de ²⁵141,86 kJ/g (25°C y 1 atm.); y de un LHV de ²⁶119,93 kJ/g (33,72 kWh/kg) (en las mismas condiciones anteriores). El hidrogeno dispone de la relación peso–energía más alta que cualquier combustible, al ser el elemento más ligero y ya que no dispone de ningún átomo de carbón pesado. La cantidad de energía liberada durante la reacción del hidrógeno, es cerca de 2,5 veces el calor producido en la combustión de los hidrocarburos más comunes (gasolina, diesel, metano, propano, etc.).

Densidad de energía; Mientras que el contenido en energía nos informa de la cantidad de energía que hay en un determinado peso de combustible, la densidad de energía nos informa de la cantidad de energía que hay en un cierto volumen de combustible. La densidad de la energía es en realidad una medida que nos informa sobre lo compactados que se encuentran los átomos de hidrogeno en un combustible.

Combustible	Densidad de la energía (LHV)
Hidrógeno	10050 kJ/m ³ ; gas a 1 atm. y 15°C
	1825000 kJ/m ³ ; gas a 200 bar _g y 15°C
	4500000 kJ/m ³ ; gas a 690 bar _g y 15°C
	8491000 kJ/m ³ ; líquido
Metano	32560 kJ/m ³ ; gas a 1 atm. y 15°C
	6860300 kJ/m ³ ; gas a 200 bar _g y 15°C
	20920400 kJ/m ³ ; líquido
Propano	86670 kJ/m ³ ; gas a 1 atm. y 15°C
	23488800 kJ/m ³ ; líquido
Gasolina	31150000 kJ/m ³ ; líquido
Diesel	31435800 kJ/m ³ ; líquido
Metanol	15800100 kJ/m ³ ; líquido

Figura 3.4.1.1 Densidad de energía. (Fuente [3.9])

Punto de inflamación (o “flashpoint”); Este se define como la temperatura mínima a la cual el combustible desprende vapores inflamables suficientes a la presión atmosférica, es decir, que

²² Es la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa.

²³ HHV: se define suponiendo que todos los elementos de la combustión (combustible y aire) son tomados a 0°C y los productos (gases de combustión) son llevados también a 0°C después de la combustión, por lo que el vapor de agua se encontrará totalmente condensado. Vapor de agua que proviene de: a) la humedad propia del combustible y b) el agua formada por la combustión del hidrógeno del combustible.

²⁴ LHV: El poder calorífico inferior considera que el vapor de agua contenido en los gases de la combustión no condensa. Por lo tanto no hay aporte adicional de calor por condensación del vapor de agua.

²⁵ Equivale a 39 kWh/kg a 25°C y 1 atm

²⁶ Equivale a 33,72 kWh/kg a 25°C y 1 atm

arden al entrar en contacto con una fuente de ignición, pero sin propagarse la combustión a la masa líquida del combustible. No debe confundirse el punto de inflamación con la temperatura a la cual el combustible estalla en llamas, esto es la temperatura de auto ignición. Siempre que un combustible se encuentre en o por encima de su punto de inflamación, los vapores que desprende estarán presentes. El punto de inflamación es el momento más propicio para el peligro de incendio de los combustibles líquidos.

Combustible	Punto de inflamación
Hidrógeno	< - 253°C
Metano	- 188°C
Propano	- 104°C
Gasolina	Aproximadamente a -
Metanol	11°C

Figura 3.4.1.2: Flashpoint. (Fuente [3.9])

Rango de inflamabilidad; se define como aquel rango comprendido entre los límites superior (UFL; Upper Flammability Limit) e inferior (LFL; Lower Flammability Limit) de inflamabilidad del mismo. El límite inferior de inflamabilidad de un gas es la mínima concentración de ese gas que puede admitir una llama que se propaga al ser mezclada con el aire y encendida, para seguir quemando. El límite superior de inflamabilidad de un gas es la máxima concentración de ese gas que puede admitir una llama que se propaga después de haberse mezclado con el aire y haber sido encendida, para poder seguir quemando. Entre estos dos límites encontraremos la gama inflamable en la cual el gas y el aire disponen de unas proporciones correctas para permitir la combustión una vez se haya encendido. El hidrogeno es inflamable en una gama muy amplia de concentraciones en el aire (4% - 75%) y resulta explosivo sobre una también amplia gama de concentraciones (15% - 59%) en una temperatura atmosférica estándar.

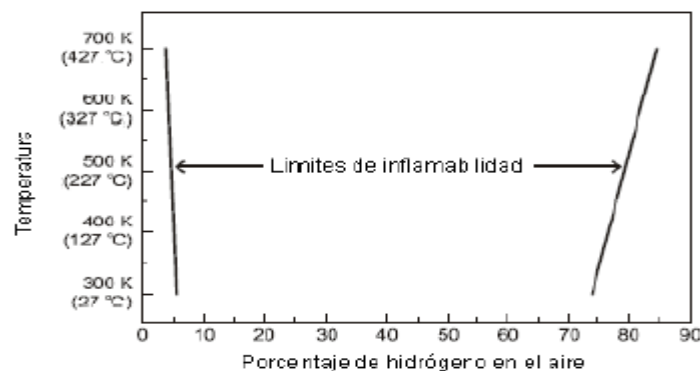


Figura 3.4.1.3. Variación de los límites de inflamabilidad del hidrogeno, en relación a la temperatura. (Fuente [3.9])

Temperatura de autoencendido; la temperatura de autoencendido es relativamente alta, unos 585°C. (Gasolina Entre 230°C y 480°C).

Numero de octano; El número de octano describe las características antidetonantes de un combustible. El Hidrogeno tiene 130, mientras que la gasolina 87 y el metano 125.

Energía de ignición; La energía de ignición es la cantidad de energía externa que se debe aplicar para encender una mezcla de combustible. Aunque el hidrogeno tenga una temperatura más elevada de autoencendido que el metano, el propano o la gasolina, su energía de ignición de 0,02 mJ es mucho más baja y resulta por lo tanto más propenso a inflamarse.

Velocidad de quemado; La velocidad de quemado es la velocidad a la cual la llama viaja a través de la mezcla del gas combustible. Tanto por debajo del límite inferior de inflamabilidad como por encima del límite superior de inflamabilidad, la velocidad de quemado es cero. La velocidad de quemado del hidrogeno varía entre 2,65 m/s y 3,25 m/s.

Distancia de apagado; La distancia de apagado describe las propiedades de extinción de la llama de un combustible cuando este se usa en un motor de combustión interna. La distancia de apagado del hidrogeno es de 0,064 cm., aproximadamente 3 veces menos que la distancia de apagado de otros combustibles como la gasolina.

Características de la llama; Las llamas de hidrogeno presentan un color azul muy claro y resultan casi invisibles a la luz del día debido a la ausencia de hollín.

3.4.2 Generación de Hidrógeno

En principio, el proceso de electrolisis del agua podría ser un proceso en el que no se emiten sustancias contaminantes al medio ambiente, además de renovable, pero como ya se ha mencionado, tiene el inconveniente de que requiere grandes cantidades de energía eléctrica. Una forma de determinar las consecuencias que tendrá para el medio ambiente obtener hidrógeno mediante electrolisis del agua o mediante el reformado de hidrocarburos, es comparando la cantidad total de dióxido de carbono emitido. Existen también otros métodos alternativos de producción de hidrogeno, como:

-Descomposición termoquímica del agua

-Fotoconversiones.

-Procedimientos biológicos.

-Producción a partir de biomasa.

-Procedimientos industriales.

Aunque algunos de estos métodos se presentan como una gran opción de cara al futuro, siguen siendo en gran parte experimentales y capaces de producir únicamente pequeñas cantidades de hidrógeno.

3.4.3 Planta productora de hidrógeno

Una planta convencional de generación de hidrógeno utiliza como materias primas principales el agua y la energía eléctrica. El diagrama de flujo que se observa en la siguiente figura:

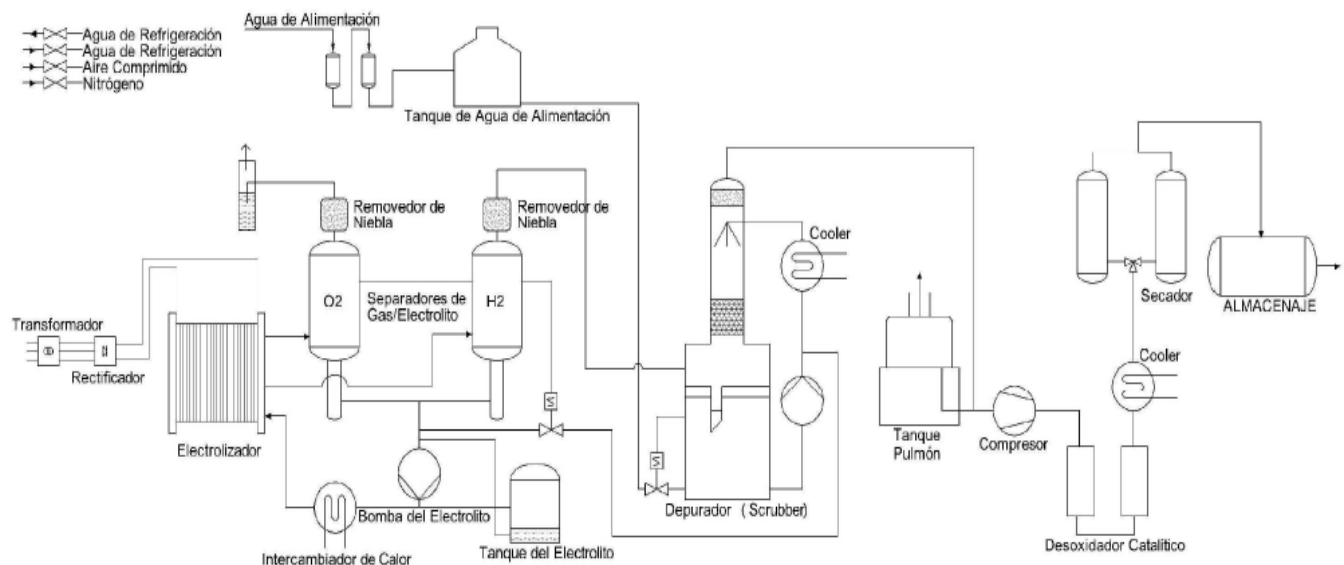


Figura 3.4.2.1: Diagrama de flujo del proceso de electrólisis. (Fuente [3.9])

El equipamiento más importante es el electrolizador que se ocupa de la división de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno.

Esta unidad de generación de hidrógeno es generalmente instalada por los fabricantes como un paquete completo en un mismo contenedor, incluyendo el transformador de alimentación y rectificador. La unidad de generación de hidrógeno está integrada por el electrolizador y los equipamientos auxiliares de este, como ser los equipos de purificación y secado del gas, el sistema de alimentación de corriente continua, de extracción de calor y el sistema de recirculación del electrolito. Procesos diferentes a este, utilizan equipamientos auxiliares diferentes. Por ejemplo, las unidades de PEM (Ver 1.5.3) no requieren un tanque de KOH, ya que no se utiliza ninguna solución electrolítica

Otro ejemplo consiste en el equipo de purificación de agua. La calidad del agua que se necesita varía de un electrolizador a otro. Algunas unidades incluyen la purificación del agua dentro de su unidad de generación de hidrógeno, mientras que otras requieren un desionizador externo o

unidad de ósmosis inversa antes de alimentar con agua a las celdas electrolíticas. En este análisis no será tomado en cuenta el aprovechamiento del oxígeno.

3.4.3.1 Electrolizadores

En el punto 1.5.3 se explicaron las diferencias entre los electrolizadores alcalinos y los PEM, remarcando que en este estudio se consideran los electrolizadores alcalinos.

Antes de buscar los modelos disponibles que existen en el mercado y que podrían satisfacer las necesidades de H_2 en este estudio (ver capítulo IV), se aclara primero que hay dos tipos de electrolizadores alcalinos; atmosféricos y a presión. La diferencia entre estos dos tipos está dada porque, los atmosféricos son más económicos, pero la presión de salida es la atmosférica, en cambio con los otros, la presión de salida es de aproximadamente 30 bares.

Algunas empresas dedicadas a construir electrolizadores a medida son: BBC AG (Suiza), Davy-Bamag (Alemania), ELT (Alemania), Krebs-Kosmo (Alemania), Lurgi (Zdansky- Lonza) Alemania, Norsk Hydro (Noruega), Oronzio de Nora (Italia), Teledyne (U.S.A).

En este estudio se consideran dos electrolizadores alcalinos pertenecientes a las empresas Norsk Hydro y ELT, ver tabla 3.4.3.1 en anexos. Como se mencionará en el capítulo IV, la mejor opción, es el modelo producido por la empresa ELT, ya que con respecto al electrolizador HIDRO, satisfacen las mismas necesidades, pero la primera es más económica.



Figura 3.4.3.2 Electrolizador convencional alcalino ELT (Fuente: ELT Elektrolyse Technik GmbH²⁷)

²⁷ www.elektrolyse.de

La mayoría de los electrolizadores disponibles comercialmente son bipolares. En éste, las celdas individuales están vinculadas eléctrica y geoméricamente (en forma de filtro prensa) en serie. Esto permite el uso de voltajes superiores en cada unidad (hasta 600 V). Así, cada pared que separa una celda de otra funciona de manera bipolar. En otras palabras, soporta el cátodo de un lado y el ánodo en el otro. Los soportes de electrodos son hojas metálicas aprisionadas o superficies perforadas bidimensionales [3.9].

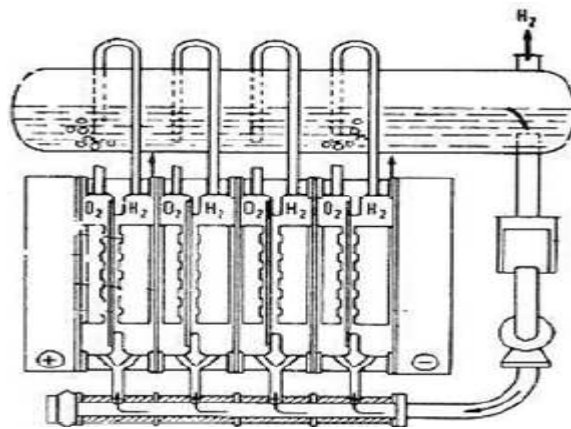


Figura 3.4.3.3: Diseños básicos de electrolizadores industriales convencionales. (Fuente [3.9])

3.4.3.2 Modelo Matemático de un electrolizador

3.4.3.2.1 Eficiencia energética

A 25° C y a 1 atmósfera de presión, el calor de formación del agua en estado líquido, o la energía liberada cuando se forma el agua en la reacción es 39 kWh/kg de hidrógeno (HHV o High Heating Value). El calor de formación del vapor es de 33 kWh/kg de hidrógeno (LHV o Low Heating Value).

La reacción de formación del agua puede escribirse: $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O + \text{energía}$

La reacción de electrólisis es la opuesta de la de formación de agua: $H_2O + \text{energía} \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$

Como resultado de esto, la cantidad de energía necesaria para producir hidrógeno a partir de agua utilizando la electrólisis es de 39 kWh/kg.

Entonces, la eficiencia energética de un electrolizador puede definirse como el Potencial Calorífico Superior (HHV), del hidrógeno, que es de 39 kWh/kg del hidrógeno, dividido por la energía consumida por el sistema de electrólisis por kilogramo de hidrógeno producido.

$$\eta_{teórico} = \frac{HHV_{H_2}}{E_{input}} = \frac{39kWh / kg_{H_2}}{E_{input}} \quad (12)$$

En muchos casos, la eficiencia de los electrolizadores generalmente es calculada utilizando el LHV en lugar del HHV, dónde la eficiencia del electrolizador se asume como sigue,

$$\eta_{teórico} = \frac{LHV_{H_2}}{E_{input}} = \frac{33.72 kWh / kg_{H_2}}{E_{input}} \quad (13)$$

La eficiencia energética de los electrolizadores convencionales actuales varía de 48% a 74% referida al Poder Calorífico Inferior (70 kWh/kg H₂ a 45 kWh/kg H₂).

Para este análisis se utilizará un electrolizador bipolar de la marca ELT, con eficiencia del 73%, consumo energético de 51.5 kWh/kg H₂ (4,63 kWh/Nm³ de H₂) y una eficiencia global de la unidad de producción de hidrógeno de 64% (58.6 kWh/kg H₂), conforme a las especificaciones técnicas de los electrolizadores ELT.

3.4.3.2.2 Cálculo de la capacidad de diseño

La capacidad de producción de la unidad de generación de hidrógeno $\dot{m}_{max H_2}$ especificada en kg H₂/hora es calculada en base a la capacidad de diseño de la planta \bar{m}_{H_2} especificada en kg H₂/día, conforme a la siguiente ecuación:

$$\int_0^{24h} \dot{m}_{H_2} dt = \bar{m}_{H_2} \quad (14)$$

Como la potencia suministrada es constante durante todo el día y la capacidad de producción es igual a la capacidad de diseño dividida en 24h

$$\dot{m}_{max H_2} = \frac{\bar{m}_{H_2}}{24h} \quad (15)$$

3.4.3.2.3 Suministro de potencia

La potencia eléctrica suministrada al electrolizador puede expresarse como sigue

$$P_{input} = n_c UI \quad (16)$$

Donde n_c es el número de celdas, U el voltaje de la celda e I la corriente que circula por la celda.

De la expresión (12) podemos deducir que,

$$P_{input} = \frac{HHV_{H_2}}{\eta_{teórico}} \cdot \dot{m}_{H_2} = \frac{39 kWh / kg_{H_2}}{\eta_{teórico}} \cdot \dot{m}_{H_2} \quad (17)$$

Anteriormente, asumimos que la unidad de producción de hidrógeno tendrá una eficiencia del 64% (58.6 kWh/kg H₂). Esto es,

$$P_{input} = 58.6 \text{ kWh} / \text{kg} \cdot \dot{m}_{H_2} \quad (18)$$

3.4.3.2.4 Agua de enfriamiento

La extracción del calor del electrolizador es crucial para prevenir sobrecalentamientos. Para el electrolizador en cuestión, el balance térmico global puede expresarse mediante la siguiente ecuación [3.10]:

$$C_t \frac{dT}{dt} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{loss} - \dot{Q}_{cool} \quad (19)$$

donde

$$\dot{Q}_{gen} = n_c (U - U_m) I = n_c UI (1 - \eta_e) \quad (20)$$

$$\dot{Q}_{loss} = \frac{1}{R_t} (T - T_a) \quad (21)$$

$$\dot{Q}_{cool} = C_{cw} (T_{cw,i} - T_{cw,o}) = UA_{HX} LMTD \quad (22)$$

y

$$LMTD = \frac{(T - T_{cw,i}) - (T - T_{cw,o})}{\ln[(T - T_{cw,i}) / (T - T_{cw,o})]} \quad (23)$$

Para un electrolizador operando en estado estacionario, $\frac{dT}{dt} = 0$, y de las ecuaciones (19), (20),

(21) y (22) resulta,

$$C_{cw} = \frac{n_c UI (1 - \eta_e) - \frac{1}{R_t} (T - T_a)}{T_{cw,o} - T_{cw,i}} \quad (24)$$

Despreciando las pérdidas de calor a la atmósfera obtenemos,

$$C_{cw} = \frac{n_c UI (1 - \eta_e)}{T_{cw,o} - T_{cw,i}} \quad (25)$$

Donde η_e se refiere a la eficiencia teórica del electrolizador, calculada mediante la ecuación (12). Por otro lado, tenemos que,

$$C_{cw} = \dot{m}_{cw} \cdot c_{cw} \quad (26)$$

y $c_{cw} = 4187 \text{ J/(kgK)} = 0.00163 \text{ kWh/(kgK)}$

Ahora, de manera a determinar el caudal del agua de enfriamiento, de (24), (25) y (16) obtenemos,

$$\dot{m}_{cw} = \frac{P_{input}(1-\eta_e)}{(T_{cw,o} - T_{cw,i}) \cdot c_{cw}} \quad (27)$$

En nuestro análisis, la eficiencia teórica es igual a 74%, la potencia de entrada depende del caudal de hidrógeno conforme a la ecuación (18), $T_{cw,i}$ es igual a 25 grados (temperatura atmosférica promedio en verano en Mar del Plata) y $T_{cw,o}$ será considerada igual a 53°C (la temperatura de operación del electrolizador es de 80°C).

Ahora, la ecuación (27) puede escribirse como,

$$\dot{m}_{cw} = 366 \cdot \dot{m}_{H_2} \quad (28)$$

3.4.3.2.5 Oxígeno

El consumo de agua y la tasa de producción de oxígeno, pueden calcularse simplemente a partir de la estequiometría de la reacción. Dada la reacción global: $H_2O(l) \rightarrow H_2(g) + \frac{1}{2} O_2(g)$, en términos molares puede escribirse,

$$\dot{n}_{H_2O} = \dot{n}_{H_2} = 2\dot{n}_{O_2} \quad (29)$$

luego

$$\dot{n}_{O_2} = \frac{\dot{n}_{H_2}}{2} = \frac{\dot{m}_{H_2}}{2 \cdot M_{H_2}} \quad (30)$$

así mismo tenemos que

$$\dot{n}_{O_2} = \frac{\dot{m}_{O_2}}{M_{O_2}} \quad (31)$$

y de (30) y (31)

$$\dot{m}_{O_2} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot M_{O_2}}{2 \cdot M_{H_2}} \quad (32)$$

Para $M_{H_2} = 2.016$ y $M_{O_2} = 32$, la ecuación (32) puede escribirse

$$\dot{m}_{O_2} = 7.937 \cdot \dot{m}_{H_2} \quad (33)$$

3.4.3.2.6 Agua de alimentación

La información técnica de los electrolizadores atmosféricos ELT especifica un consumo de agua de aproximadamente $1\text{L}/\text{Nm}^3$ de H_2 .

En términos másicos, 1 Litro de agua equivale a 1kg de agua y, 1 Nm^3 de Hidrógeno equivale a 0,0899 kg de H_2 .

Así se puede decir que,

$$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{1\text{kg}}{0,0899\text{kg}} \dot{m}_{\text{H}_2} = 11,123 \cdot \dot{m}_{\text{H}_2} \quad (34)$$

Si calculamos el consumo de agua de la estequiometría de la reacción, tendremos, de la ecuación (34),

$$\dot{m}_{\text{H}_2\text{Omin}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot M_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2}} = 8,937 \cdot \dot{m}_{\text{H}_2} \quad (35)$$

De (34) y (35) se deduce que las pérdidas de agua de alimentación son de cerca del 19.7%. Esto es,

$$\dot{m}_{\text{H}_2\text{Oloss}} = 0,197 \cdot \dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} \quad (36)$$

3.4.3.2.7 Resumen del modelado matemático

Las secciones 3.4.3.2.1 a 3.4.3.2.6 describen los procedimientos necesarios para el cálculo de flujos. La figura siguiente describe el balance de masa para la unidad de generación de hidrógeno

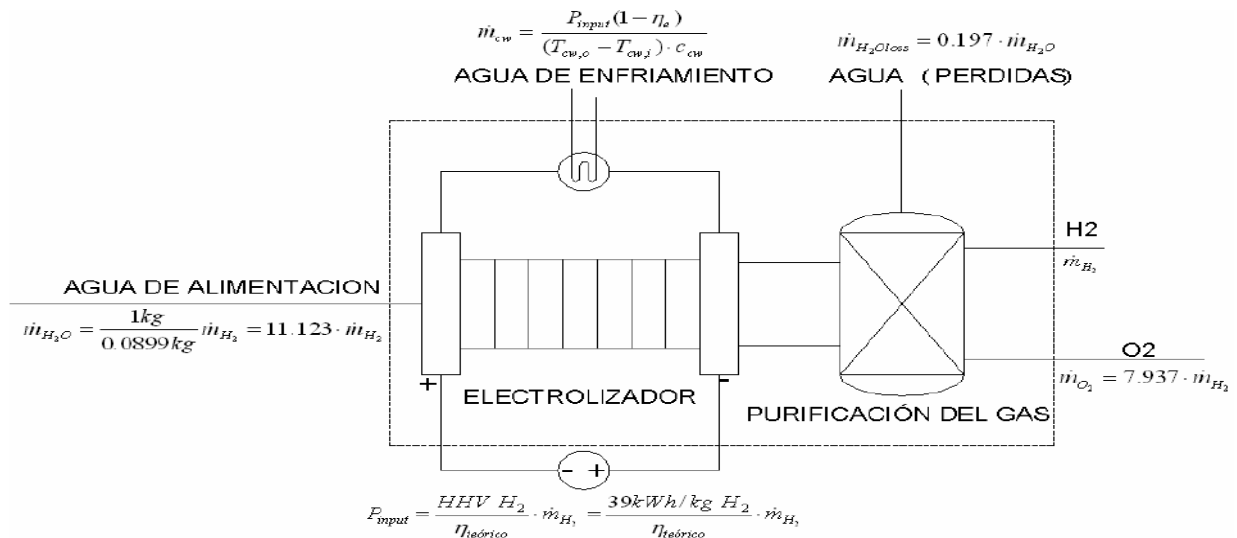


Figura 3.4.3.2.7.1: Balance de masa de la unidad de generación de hidrógeno.

Se asume que el producto resultante es 100% oxígeno e hidrógeno ya que la cantidad típica de contaminantes en los productos es tan pequeña que puede considerarse despreciable.

3.4.3.3 Utilización de electrolizadores alimentados por aerogeneradores.

La economía del hidrogeno (ver 1.5.1) acompaña la idea es poder transformar el potencial eólico en una forma de energía acumulable, fácilmente transportable y que pueda utilizarse en el momento requerido. La energía cinética del viento puede ser transformada en mecánica y a su vez en eléctrica mediante aerogeneradores. Pero la energía eléctrica, si bien presenta varias ventajas, adolece de un defecto fundamental cual es el de no ser acumulable en gran escala por las formas habituales; por ello, su producción debe adecuarse a la demanda en cada momento. Surge entonces la idea de producir con esa energía un vector que cumpla con todas las condiciones: el hidrógeno. Si bien es el elemento más abundante en la naturaleza, muy raras veces se lo encuentra libre. El hidrógeno se puede obtener en grandes cantidades y en forma gaseosa, sin impurezas, solamente mediante el proceso de electrólisis del agua. Es acumulable, transportable, si bien con un poder calorífico inferior al del gas natural y al del petróleo, pero posee la ventaja que su producto de combustión residual es solamente vapor de agua. La energía eléctrica requerida para este proceso de electrólisis puede ser obtenida de diferentes maneras, pero para que el proceso global esté exento de impacto ambiental nocivo, esa energía eléctrica debe generarse desde una fuente energética primaria renovable como la eólica.

El viento es un recurso impredecible y este carácter introduce variabilidad en la producción. Cómo predecir el viento es de fundamental importancia, ya que un electrolizador debe funcionar a régimen constante y la energía eólica no lo puede garantizar por sí sola. Aun es tema de investigación y desarrollo, lograr entender cómo funciona un electrolizador en régimen variable, ya que en estas situaciones no hay garantías por parte de los fabricantes [3.11].

3.4.4 Tecnologías de almacenamiento de Hidrógeno

A continuación se explicará en forma más detallada la información brindada en el punto 1.5.2.

Si el principal desafío en el uso del hidrógeno como combustible es su obtención y extracción, el segundo principal desafío es saber cómo almacenarlo. La baja densidad del hidrógeno, tanto si se encuentra en estado líquido como en gaseoso, da lugar también a una densidad de energía reducida. Dicho de otra manera, un volumen dado de hidrógeno contiene menos energía que el mismo volumen de otros combustibles. Esto aumentará también el tamaño relativo del tanque de almacenaje, pues se requerirá mayor cantidad de hidrógeno. De este modo, la mayoría de sistemas de almacenaje de hidrógeno son considerablemente más aparatosos y/o más pesados que los usados en caso de la gasolina o el diesel. Existen programas de investigación sobre otros

sistemas de almacenaje, como los hidruros metálicos o las nano estructuras de carbono, pero estos sistemas actualmente están aun en una fase inicial de desarrollo.

En este trabajo interesa el almacenamiento del hidrógeno en estado gaseoso a baja presión (30 bares), sin embargo se hará referencia a los diferentes métodos de almacenaje y sus tecnologías. El almacenamiento a baja presión es una tecnología bien conocida, ya que no varía en relación al almacenamiento de otros gases, como el gas natural a baja presión.

3.4.4.1 Compresores de hidrógeno

Para comprimir un gas se necesita energía. El trabajo de compresión depende del proceso termodinámico de compresión. Este proceso puede ser adiabático o isotérmico. Números provistos por una destacada fabricante de compresores de hidrógeno, muestran que, la energía invertida en la compresión del hidrógeno es alrededor del 7,2% de su Poder Calorífico Superior (HHV). En sistemas de compresión de 5 etapas y de 1 a 200 bar (20 MPa).

Tres tipos de compresores de hidrógeno son usados principalmente: reciprocantes (pistón y diafragma), turbo (centrifugo y axial), y rotativos. Los compresores reciprocantes pueden manejar flujos de hidrógeno de 890 kg/h en hasta 25 MPa [3.12]. De estos tres tipos, los compresores a pistón son los más comúnmente usados para las altas presiones de descarga en la industria química. Los tanques de hidrógeno usualmente utilizan pistones con anillos de Teflón para prevenir fugas y están típicamente lubricados. Para incrementar la duración del sellado, los compresores a pistón industriales comúnmente utilizan elementos de cabeza en cruz para reducir las fuerzas laterales y funcionan a relativamente bajas revoluciones (400-600 rpm).



Figura 3.4.1.1: Compresor Hoffer de 350 bar de la Universidad Politécnica de Stralsund.

Tambores separadores del hidrógeno-agua son necesarios en la succión de cada etapa para asegurar la operación libre de líquido. Estos factores, junto con las bajas tasas de producción manufacturera de las maquinarias, resultan en lo que es generalmente considerado el alto costo de los compresores de hidrógeno [3.13].

3.4.4.2 Almacenamiento de hidrógeno gaseoso a alta presión

La mayoría de los vehículos transportadores de combustible utilizan este método de almacenamiento de hidrógeno. Siguiendo a [3.14], el hidrógeno a alta presión es almacenado en tanques similares a los utilizados para gas natural a alta presión. Aberturas en el medio de cada domo terminal permiten que el gas fluya dentro y fuera del tanque, con aparejos terminales que controlan el flujo de gas. Uno de los aparejos actúa primeramente como un tapón, e incluye un dispositivo de reducción de presión que puede contener transductores de presión y temperatura para medir las condiciones del gas dentro del cilindro. El otro aparejo es un sofisticado dispositivo que incluye una válvula solenoide, una válvula para el exceso de flujo, una válvula de aislamiento manual, una válvula de retención y un dispositivo de reducción de presión. La válvula solenoide está normalmente cerrada y aísla al cilindro. La válvula de exceso de flujo se cierra siempre que el flujo de gas que abandona el cilindro es muy grande (tal como si una cañería se rompiese). La válvula de aislamiento manual, permite que el contenido del cilindro sea aislado o descargado manualmente en el caso de que la válvula solenoide falle. La válvula de retención permite la alimentación mientras la válvula solenoide esté cerrada. En la siguiente figura se puede ver la parte trasera (en corte transversal) del automóvil Toyota PIRUS, presentado por la marca en marzo del 2010 en la feria de tecnología en Hannover, Alemania. Este vehículo cuenta con 2 tanques de almacenamiento de hidrogeno líquido (el tanque de la izquierda está en corte y el de la derecha se presenta completo). Esta imagen sirve para mostrar las dimensiones de los tanques que se están utilizando actualmente en el mercado automotriz.



Figura 3.4.4.2.1: Cilindros de almacenamiento de hidrógeno a alta presión en la parte trasera del automóvil PIRUS de empresa Toyota- FCHV-adv²⁸. (Fuente: Autor)

Los cilindros de almacenamiento de gas a alta presión deben estar hechos de una pared gruesa, materiales de alta resistencia y deben ser muy duraderos. Son clasificados en cuatro tipos de acuerdo a sus materiales de construcción, ver tabla 3.4.4.2.2.

Los pesos específicos dependen de cada fabricante, pero como punto de referencia, un cilindro Tipo 1 de 100 litros pesa alrededor de 100 kg; uno Tipo 3 (compuesto de aluminio) pesa como 65 kg, y uno Tipo 4 30 kg.

Los fabricantes de estos tanques, se esfuerzan por alcanzar las mayores presiones de almacenaje posibles con el fin de reducir el requerimiento de volumen para el almacenamiento.

Los cilindros de alta presión normalmente almacenan hidrógeno de hasta 3.600 psig (250 bar) aunque nuevos diseños han sido certificados para funcionar a 5.000 psig (350 bar). Últimos modelos de tecnología actualmente en desarrollo, han superado el estándar de prueba de ruptura, de 23.500 psig (1620 bar) usando un cilindro Tipo 4 de 10.000 psig (700 bar). Los diseños de estos cilindros deben estar acorde a rigurosos estándares y superar pruebas de certificación.

Un vehículo típico a hidrógeno utiliza una serie de cilindros montados en un colector común. A presión de servicio de 3.600 psig (250 bar), el sistema de almacenamiento de combustible pesa cerca de cuatro veces lo que pesaría un sistema comparable de almacenamiento de hidrógeno líquido, y ocupa más de cuatro veces su espacio. Comparado con la gasolina, el sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso es 15 veces mayor en volumen y 23 veces en peso.

²⁸ Fuel Cell Hybrid vehicle – Advance. Prototipo Toyota Pirus presentado durante la feria de Hannover Messe, Alemania 2010

Tipo I	Son las botellas tradicionales, hechas completamente de metal, generalmente acero. Debido a su elevado peso, su uso para almacenar hidrógeno como combustible resulta inviable en el caso de los vehículos.
Tipo II	Son cilindros de metal, generalmente aluminio, reforzado en su parte recta con materiales compuestos (fibras de vidrio o carbono), que ofrecen la ventaja de una reducción en peso frente a los de tipo I y que son los que normalmente se emplean en vehículos cuyo combustible es el gas natural.
Tipo III	Estos cilindros están formados por una delgada capa metálica llamada liner, recubierta de materiales compuestos. Los materiales compuestos son los que soportan los esfuerzos mecánicos mientras que el liner evita el paso del hidrógeno. Estos cilindros soportan presiones superiores que los de tipo I y II, con lo que se reducen significativamente las necesidades de espacio al no tener que hacerse las paredes del cilindro tan gruesas.
Tipo IV	Son cilindros como los de tipo III, pero en este caso el liner es un polímero en lugar de un metal. Trabajan con las mismas presiones y tienen un peso algo menor, sin embargo, la difusividad del hidrógeno a través del liner es mayor, lo que puede resultar un problema de seguridad, y por otro lado, soportan un número menor de ciclos de carga y descarga.

Tabla 3.4.4.2 Los cilindros para almacenamiento de gases a alta presión.

Para ponerlo en perspectiva, aproximadamente 50% del techo de un bus de pasajeros debe ser cubierto con cilindros de hidrógeno en con el fin de reemplazar su tanque de diesel estándar, pero esto no debería abrir ningún problema para la construcción u operación. A pesar de este volumen, el peso completo del combustible de hidrógeno es de tan sólo 90 a 110 lb (40 a 50 kg), lo cual es insignificante comparado con el peso de los cilindros y el equipamiento asociado. Almacenando gas a una mayor presión da como resultado un menor volumen de almacenamiento, pero el peso global del almacenamiento en relación al volumen de hidrógeno no varía mucho a medida que los cilindros se vuelven más robustos.

3.4.4.3 Almacenamiento de hidrógeno líquido

Siguiendo a [3.16], los sistemas de almacenamiento del hidrógeno líquido superaron gran parte de los problemas de peso y tamaño asociados con los sistemas de almacenamiento de gas presurizado. El hidrógeno líquido puede ser almacenado justo por debajo de su punto de ebullición de -253 °C (20 K) a presión ambiental o cercana a ésta en un tanque súper aislante de pared doble. Este sistema de aislación toma la forma de una camisa de vacío. Los tanques de hidrógeno no necesitan ser tan resistentes como los cilindros de gas presurizado aunque sí necesitan ser adecuadamente resistentes para su uso automotriz.

El hidrógeno no puede ser guardado en forma líquida indefinidamente. La tasa de fuga de calor depende del diseño y tamaño del tanque, en este caso, mientras más grande es mejor. Este calentamiento ocasiona la vaporización de cierta parte del hidrógeno y el incremento de la presión del tanque.

Los tanques que se emplean a bordo de los vehículos tienen una presión de entre 3 y 10 bares aproximadamente. Si la presión es demasiado baja, parte del hidrógeno se vaporiza por medio de una resistencia eléctrica o permitiendo el intercambio de calor con el exterior, y si, por el contrario, la presión es demasiado elevada, se expulsa parte del hidrógeno gaseoso.

El uso de unas temperaturas tan reducidas no solo presenta el problema del aislamiento antes comentado, sino también otros problemas como la contracción y fragilización de los materiales, la posibilidad de congelación del oxígeno del aire circundante, el posible derrame en caso de accidente y su rápida expansión en contacto con el aire.

El hidrógeno líquido es considerablemente más denso que el hidrógeno gaseoso, pero aún así, es mucho más voluminoso que la gasolina equivalente energéticamente. Los sistemas de almacenamiento del hidrógeno líquido pueden ser entre cuatro y diez veces más grandes y pesados que un equivalente de tanque de gasolina.

El peor escenario, en términos de inversión de energía, es licuar el hidrógeno, transportarlo en su forma líquida, reconvertirlo a gas, y almacenarlo a bordo de un vehículo como gas altamente presurizado.

3.4.4.4 Hidruros metálicos

Los sistemas de almacenamiento de hidruro metálico se basan en el principio de que algunos metales absorben fácilmente hidrógeno gaseoso y temperatura moderada para formar hidruros metálicos. Estos hidruros metálicos liberan el gas hidrógeno cuando son calentados a baja presión y temperatura relativamente elevada. En esencia, los metales absorben y liberan hidrógeno tal como una esponja libera el agua.

Las ventajas de los sistemas de almacenaje de hidruros metálicos giran en torno al hecho de que el hidrógeno se vuelve parte de la estructura química del metal mismo, y de ahí que no requiere presiones elevadas o temperaturas criogénicas para su operación. Desde que el hidrógeno es liberado del hidruro para uso a baja presión (y debe ser liberado antes de que pueda quemarse rápidamente), los hidruros son los más intrínsecamente seguros de todos los métodos de almacenamiento de hidrógeno.

Existen varios tipos específicos de hidruros metálicos, pero basados principalmente en aleaciones metálicas de magnesio, níquel, hierro y titanio. En general, los hidruros metálicos pueden dividirse en aquellos con baja o alta temperatura de liberación de hidrógeno.

La principal desventaja de los sistemas de almacenamiento de hidruros metálicos no son tanto las temperaturas y presiones necesarias para la liberación de hidrógeno sino más bien su baja densidad de energía en masa. Incluso el mejor hidruro metálico contiene sólo 8% de su peso en hidrógeno por lo que tiende a ser muy pesado y costoso. Los sistemas de almacenamiento de hidruro metálico pueden ser hasta 30 veces más pesados y 10 veces más grandes que un tanque de gasolina con el mismo contenido energético, alcanzando una mayor densidad de energía que el hidrógeno líquido. Otra desventaja de estos sistemas de almacenamiento es que deben ser cargados únicamente con hidrógeno muy puro, de lo contrario se contaminan deteriorando el material y produciendo una reducción de la capacidad.

Este sistema de almacenamiento no se encuentra tan desarrollado como los sistemas de almacenamiento del hidrogeno en estado gaseoso o liquido, estando aun en etapa de investigación y desarrollo.

3.4.5 Motores de combustión interna alimentados a Hidrógeno

Debido a que en este estudio se calcula la producción de hidrógeno, con la intención de utilizarlo en el abastecimiento de camiones recolectores de basura, en este punto se explicará brevemente cuales son las modificaciones y principales características de un motor que utilice hidrógeno. Tener en cuenta que este trabajo contempla la tecnología necesaria para la producción de hidrogeno hasta el punto de venta (surtidor).

A la hora de considerar al hidrogeno como combustible, se debe tener en cuenta que el hidrógeno posee; *amplia gama de inflamabilidad, baja energía de ignición, pequeña distancia de apagado, Temperatura de auto ignición elevada, alta velocidad de llama en condiciones estequiometrias, elevada difusividad y muy baja densidad.*

Los cálculos demuestran que la relación estequiométrica o químicamente necesaria de aire/combustible, en términos máxicos, para la combustión completa de hidrógeno es de 34:1. Esto significa que, para producir una combustión completa, por cada gramo de combustible serán necesarios 34 g de aire. Esta es una relación mucho más elevada que la requerida en motores de gasolina (14,7:1).

En la siguiente figura comparan los volúmenes de la cámara de combustión y el contenido en energía para motores de hidrógeno y de gasolina.

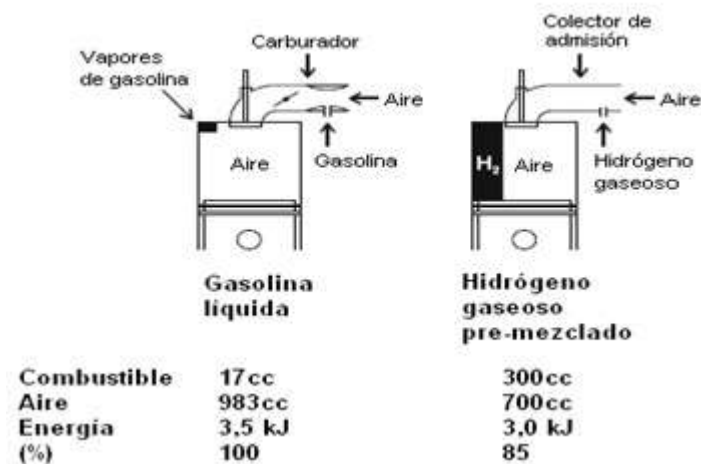


Figura 3.4.5.1: Volúmenes de la cámara de combustión y el contenido en energía para motores de hidrógeno y de gasolina (Fuente [3.18])

Dependiendo de la manera en que hayamos introducido el combustible en la cámara de combustión (inyección o mezcla), la potencia máxima a la salida de un motor de hidrógeno podrá ser entre un 15% mayor o menor que en el caso de un motor de gasolina con una relación aire/combustible estequiométrica.

Debido al amplio rango de inflamabilidad del hidrógeno, los motores que utilicen este combustible podrán funcionar con relaciones de aire/combustible desde 34:1 (estequiométrica) hasta 180:1.

El principal problema que ha surgido con el desarrollo de los motores que operan con hidrógeno es la ignición prematura del mismo. La ignición prematura es un problema mucho mayor en motores de hidrógeno que en cualquier otro tipo de motores de combustión interna, debido a la menor energía de ignición del hidrógeno, un mayor rango de inflamabilidad y una menor distancia de apagado. Debido a esto, se ha tratado de eliminar las zonas calientes de la cámara de combustión por medio de la refrigeración de válvulas con sodio o incluyendo bujías construidas con materiales que tengan elevados coeficientes de conductividad térmica.

Las principales modificación que debe sufrir un motor convencional (ciclo Otto) a ser utilizado con hidrógeno, deben atender a las siguientes necesidades:

- Incrementar el flujo de refrigerante en las proximidades de la bujía y de las válvulas de escape (para evitar que provoquen el pre encendido del combustible).

- Mecanizar la cámara de combustión y aumentar la relación de compresión. Debido al aumento de la compresión, deberemos realizar una serie de cambios estructurales, como reforzar todos aquellos elementos que transmitan fuerza, como bulones de los pistones, cigüeñal y bielas.
- Utilizar materiales especiales en los asientos de las válvulas para que sean mucho más duros superficialmente y aumentar así su resistencia al desgaste.
- En caso de modificar motores naftenos, las bujías deben estar clasificadas como *frías* y cuyos extremos no sean de platino. Una bujía fría es aquella que transfiere el calor desde el extremo de la misma a la cabeza del pistón de manera más rápida que una de tipo caliente.
- En el sistema de escape, el principal problema es la gran cantidad de agua que generará la combustión del hidrógeno en el interior del motor. El sistema de escape deberá estar diseñado de tal manera que el agua generada pueda circular a través de él y sea expulsada por la salida del sistema. El hecho de encontrarse en algún lugar de clima frío, el agua estancada podría llegar a helarse en su interior y provocar daños. El sistema de expulsión debe ser resistente a la corrosión

La potencia obtenida en un motor de hidrógeno dependerá de la relación aire/combustible y del sistema de inyección de combustible utilizado. Los motores e hidrógeno se diseñan para funcionar con dos veces más aire del teóricamente requerido para producir una combustión completa. Con esta relación aire/combustible, la formación de NO_x se reduce casi a cero.

Desafortunadamente, este hecho reducirá también la potencia máxima a la salida hasta más o menos la mitad de la que se conseguiría con un motor de gasolina de las mismas características. Para compensar la pérdida, los motores de hidrogeno son generalmente más grandes que los motores de gasolina y/o se equipan con turbocompresores o sobre alimentadores.

3.5 Resumen

Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el Sol más que las zonas del resto del globo. El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 Km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al Ecuador

Los anemómetros de calidad son una necesidad para las mediciones de energía eólica.

Las mezclas de hidrogeno y aire resultan potencialmente inflamables y explosivas.

Una chispa invisible o una descarga de electricidad estática procedente del cuerpo humano (en condiciones secas) pueden tener la suficiente energía como para provocar su ignición.

En muchos aspectos, los incendios de hidrogeno resultan ser más seguros que los de gasolina. El gas de hidrogeno se eleva más rápidamente debido a sus altos valores de difusividad y flotabilidad. De esta manera, los incendios de hidrogeno son verticales y altamente localizados. Cuando el cilindro que contiene el hidrogeno en un automóvil alimentado con este combustible se rompe y se produce la ignición, el fuego ardera lejos del coche y su interior no alcanzara elevadas temperaturas.

El hidrogeno quemara de forma más intensa que la gasolina, pero durante un periodo de tiempo más corto. Además, mientras que de la combustión de la gasolina se generaran humos tóxicos, al quemarse el hidrogeno, este no emitirá ningún tipo de elemento nocivo al ambiente, siempre y cuando la mezcla no se rica. En caso contrario existe la posibilidad de formar NO_x

Existen varios tipos de electrolizadores, entre los cuales son solo 2 los disponibles comercialmente, los electrolizadores PEM y los electrolizadores alcalinos. En este estudio solo se analizarán Electrolizadores Alcalinos convencionales debido a su menor relación costo/capacidad de producción en comparación con otras tecnologías de electrolizadores, y también debido a que el estado de la tecnología se encuentra más avanzado que otras. La mayoría de los electrolizadores alcalinos disponibles comercialmente son bipolares. En éste, cada pared que separa una celda de otra funciona de manera bipolar. La emulsión gas/electrolito resultante se recoge en ductos de gas o en tuberías individuales.

Mediante un modelado matemático se determina, en función a la capacidad de diseño de la planta expresada en kilogramos de hidrógeno por día y a la eficiencia energética del sistema, la capacidad de producción de la unidad de generación de hidrógeno, la potencia de suministro, el caudal de agua de enfriamiento, el oxígeno generado y el caudal de agua de alimentación.

Este modelado matemático es luego utilizado en la herramienta de análisis.

El almacenamiento gaseoso requiere utilizar muy altas presiones. Se han construido sistemas a 700 bares, requiriendo 6,5 veces más en volumen y 5,5 veces más en peso que un sistema de gasolina

El almacenamiento líquido supone temperaturas criogénicas y un gran coste energético en el proceso de licuefacción. El sistema de almacenamiento requiere 3,7 veces más en peso y 3,8 veces más en volumen que uno de gasolina.

Para resumir los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, se presenta la siguiente tabla con el fin de dar una idea general de los sistemas descriptos anteriormente.

	H ₂ - gas	H ₂ - líquido	H ₂ - sólido	H ₂ - compuestos
Densidad Energética	0,1 Mpa r = 0,098 kg/m ³ 35 Mpa r = 0,098 kg/m ³ 70 Mpa r = 0,098 kg/m ³ 1,3 kWh/dm ³	T = -253 °C r = 71,0 kg/m ³ 2,4 kWh/dm ³	Hidruros Metálicos T = -30 °C., 400 °C r H ₂ > 140 kg/m ³ 4,8 kWh/dm ³ Nanomateriales Alanatos	Metano Propano Metanol Gasolina Unidad de reforma
Con propósitos comparativos: El contenido de energía del Diesel es de aproximadamente 11 kWh/l				
Mejoras Futuras	Mayor presión Construcción de recipientes más		Nanomateriales de carbono y metales livianos Alanatos Construcción de recipientes más livianos	Uso directo de gas natural o biogas en SOFC/MCFC
Uso Ideal	Buses Autos privados Camiones Locomotoras	Cohetes Plantas Autos privados	Barcos Autos especiales	Autos privados Camiones Locomotoras
	FIJO	FIJO	PORTABLE	PORTABLE

Tabla 3.4.4.1 Sumario de tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones. (Fuente [3.17])

En cuanto al peso, el problema se debe a los tanques de almacenamiento y no al propio hidrógeno.

Capítulo IV DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

4.1 Introducción

En base a la energía eléctrica de origen eólico capaz de ser generada por el recurso local (calculada en el capítulo II), y a la tecnología de producción de hidrógeno descrita en el capítulo III, en este capítulo se seleccionará y comentará los elementos principales de una planta de producción de hidrógeno capaz de ser instalada en nuestra zona alimentada con dicha fuente de energía renovable, a fin de su posterior evaluación económica.

4.2 Hoja de cálculo utilizada como herramienta de diseño

En este estudio fué desarrollada una herramienta de análisis con el objetivo final de obtener el precio requerido de venta del hidrógeno para una capacidad de diseño de la planta y una tasa interna de retorno o TIR definidas como variables de entrada de la herramienta.

Dado que no existen variaciones importantes en las características del equipamiento entre plantas medianas y grandes, el mismo modelado matemático puede utilizarse en un amplio rango de capacidades de diseño.

Como fué detallado anteriormente, la herramienta está dispuesta de modo que todas las variables o parámetros tales como flujos másicos, agua de enfriamiento, etc., que dependen de otras variables se calculan automáticamente, siendo solo necesario introducir ciertos parámetros básicos como capacidad de la planta, etc.

4.3 Demanda de Hidrógeno

El primer paso es saber la cantidad de hidrógeno que se necesita producir por día, es decir, \bar{m}_{H_2} .

Este estudio propone que la planta de producción tenga como objetivo abastecer 15 camiones destinados a la recolección de residuos y limpieza urbana en la ciudad de Mar del Plata, pertenecientes a la empresa 9 de Julio SA.

Ingresando a la herramienta de cálculo (Figura 4.3.1) variables de entrada como: cantidad de camiones a abastecer, cantidad de kilómetros diarios, cantidad de diesel que consumen los camiones y cantidad de horas que se proyecta debe funcionar la planta de hidrógeno a diseñar (todas ellas en cuadros color celeste), se puede calcular la cantidad de hidrógeno necesario para abastecer a la cantidad de camiones establecida (resultados en color naranja):

1 Liter Diesel is ...X... Nm ³ of Hydrogen	[Nm ³]	X=	3,33
Requerimientos energéticos de los Buses (9 Julio Data)			
Amount of Trucks	[n°]		15 *
Kilometers of route daily	[km/day]		280,00 **
Consumes Liters of Diesel each 100 km	[l]		20,00 ***
Hydrogen Requirement			
Amount of Hydrogen for a LKW whit 100 km of route	[Nm ³]		66,67
Amount of Hydrogen for a LKW whit ** km of route per day	[Nm ³ /day]		186,67
Amount of Hydrogen for * (n° of LKW) whit ** km of route daily	[Nm ³ /day]		2800,00
Amount of hours per day that the Plant of Hydrogen Works	[hs/day]		24
Amount of Hydrogen needed to produce per hour	[Nm ³ H ₂ /h]		116,67
Amount of Hydrogen needed to produce per hour	[KgH ₂ /h]		10,49
Amount of Hydrogen needed to produce per day	[KgH ₂ /day]		251,72

Figura 4.3.1: Calculo del requerimiento de hidrógeno.

Como puede verse, se asume que durante el recorrido diario urbano los camiones se desplazan en promedio unos 280 Kilómetros. Un camión, en condiciones normales de recorrido urbano en la ciudad elegida, consume 20 Litros de Diesel cada 100 Km. En base a este consumo, determinaremos ahora la cantidad de hidrógeno que debemos producir para satisfacer la demanda.

Para saber la cantidad de H₂ equivalente (energéticamente) con el diesel que se consume, tenemos los siguientes valores energéticos:

- Diesel (LHV) 10 kWh / L.
- H₂ (LHV) 3 kWh / Nm³.

De esta forma, 1 Litro de Diesel equivale a 3,33 Nm³ de hidrógeno. Teniendo en cuenta esto, para recorrer una distancia 100 kilómetros un camión necesita: 20 litros de Diesel = 66,67 Nm³ de H₂. Ahora;

Para un camión con 280 Km de recorrido se necesitan 166 Nm³ H₂/día.

Para 15 camiones con 280 Km de recorrido se necesitan 2800 Nm³H₂/día.

Esta será en principio la cantidad de hidrógeno a producir diariamente (\bar{m}_{H_2}). Ahora si se tiene en cuenta que la planta trabajará las 24 horas del día, por hora se necesitará producir:

116,16 Nm³ de / Hora. Con este dato, estamos en condición de elegir un electrolizador acorde a la demanda de hidrógeno que tenemos.

4.3.1 Plano de la Panta

En el terreno estará localizada la planta de producción de hidrógeno, la planta de almacenamiento, la estación de carga de combustible, la sala de control y administración y eventualmente un galpón para guardar los camiones.

Un posible Layout de la planta se muestra en la figura 4.3.1. y 4.3.2.

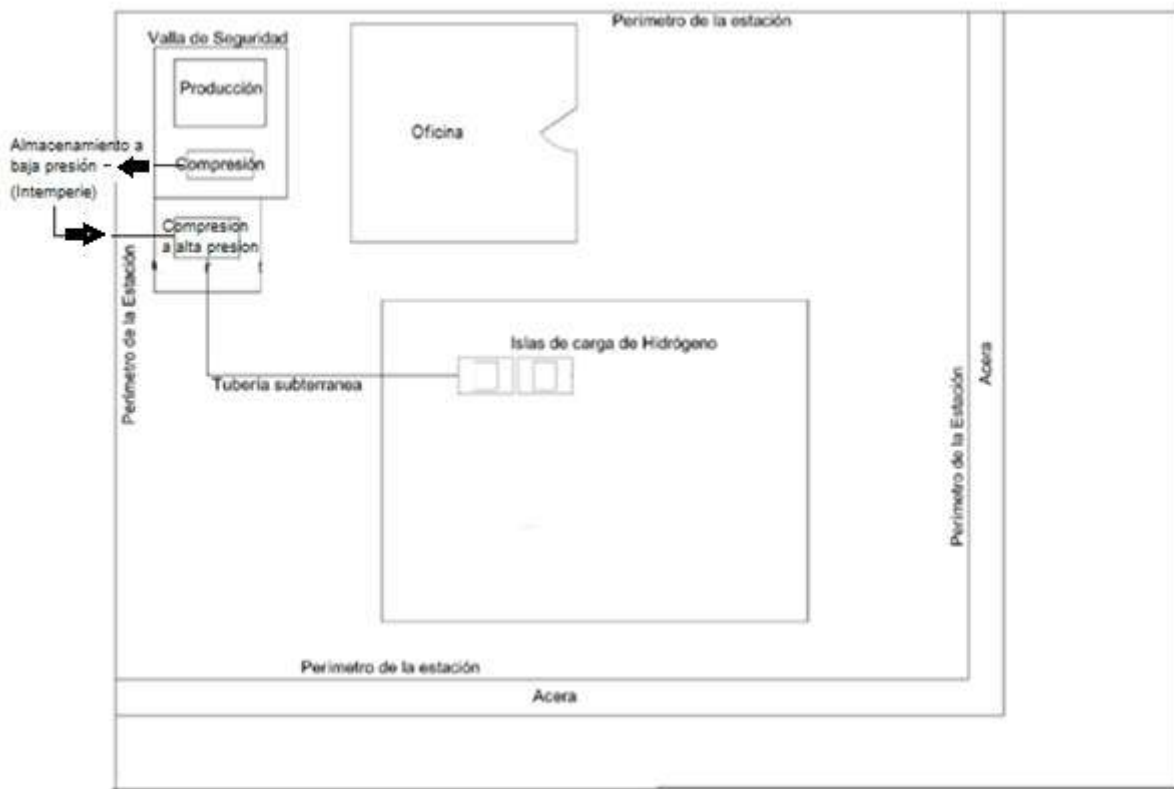


Figura 4.3.1.1: Layout General de la planta.



Figura 4.3.1.2: Layout general de la zona de producción de hidrógeno

4.4 Dimensionamiento del sistema viento-hidrógeno

4.4.1 Electrolizador

Introduciendo el valor de \bar{m}_{H_2} en la herramienta de cálculo (datos de entrada en color celeste), se puede saber cuáles serían los requerimientos de la unidad de hidrógeno, según el modelo matemático explicado en el capítulo III, párrafo 3.4.3.2.

Requerimientos de la PLANTA - Modelo Matemático (Párrafo 3.4.3.2)			
	Poder Calorífico Superior del H2	HHV H2	39 kWh/kg
	Poder Calorífico Inferior del H2	LHV H2	33.72 kWh/kg
Planta	Eficiencia de la unidad de producción de hidrógeno (ver párrafo 3.4.3.2.3)		0.66
	Design Capacity (Plant) - Capacidad de diseño de la planta	\bar{m}_{H_2}	251.72 kg/day
	Capacidad Máxima o Nominal del electroliz	\dot{m}_{max, H_2}	10.49 kg/h H2
	Horas de Funcionamiento por día		24 h
	Horas de Funcionamiento al mes		720 h/mes
	Días de Funcionamiento al mes		30
	Potencia que deberá tener el ELY (Formula (18) párrafo 3.4.3.2.3)	P _{input}	619.8 kW
	Agua de Enfriamiento $\dot{m}_{cw} = 366 \cdot \dot{m}_{H_2}$ (Formula (28) párrafo 3.4.3.2.4)	\dot{m}_{cw}	3838.7 Kg/h de H2O
	Producción de Oxígeno $\dot{m}_{O_2} = 7.937 \cdot \dot{m}_{H_2}$ (Formula (33) Párrafo 3.4.3.2.5)	\dot{m}_{O_2}	83.2 Kg/h de O2
Agua de Alimentación $\dot{m}_{H_2O} = \frac{1kg}{0.0899kg} \cdot \dot{m}_{H_2} = 11.123 \cdot \dot{m}_{H_2}$ (Formula (34) Párrafo 3.4.3.2.6)	\dot{m}_{H_2O}	116.7 Kg/h de H2O	

Tabla 4.4.1.1: Requerimientos de la unidad de hidrógeno según el modelo matemático del electrolizador.

Conociendo estos datos, se puede comenzar con la elección del electrolizador.

En la actualidad no existe la fabricación en serie de electrolizadores que puedan suplir la necesidad de producción de hidrógeno de este estudio, por lo que deberá ser echo por encargo. Al mismo tiempo, no son muchas las empresas en el mundo que ofrecen la fabricación de electrolizadores a medida.

Sabiendo que la potencia del electrolizador deberá ser de aproximadamente 619 kW y con una producción máxima de 116 Nm³/h de H₂, se buscó un electrolizador entre las empresas que fueron mencionadas en el párrafo 3.4.3.1.

En la siguiente tabla se muestran los electrolizadores de dichas empresas que mejor se aplicarían a este trabajo, según el requerimiento de hidrógeno (\bar{m}_{H_2}):

Empresa, País	Tipo de electrolizador	Electrolito (Peso %)	Presión (Mpa) Temp. (C°)	Capacidad (Nm3 de H2)
BBC AG, Suiza	Bipolar- Filtro Prensa	KOH - 25	Ambiente - 80	5 - 300
Davy-Bamag, ELT, Alemania	Bipolar- Filtro Prensa	KOH	Ambiente	3 - 330
Electrolyser, Canada	Bipolar- Tanque	KOH - 28	Ambiente - 70	0,5 - 100
Krebs-Kosmo, Alemania	Bipolar- Filtro Prensa	KOH - 28	Ambiente - 75	20 - 200
Lurgi (Zdansky-Lonza), Alemania	Bipolar- Filtro Prensa	KOH - 25	30 - 90	110 - 750
Norsk Hydro, Noruega	Bipolar- Filtro Prensa	KOH - 25	Ambiente - 80	Hasta 400
Oronzio de Nora, Italia	Bipolar- Filtro Prensa	KOH - 25	Ambiente - 80	5 - 1000
Teledyne, U.S.A	Bipolar- Filtro Prensa	KOH - 25	0,7 - 80	ene-42

Tabla 4.4.1.2: Fabricante de Electrolizadores.

Se considerarán los electrolizadores atmosféricos alcalinos pertenecientes a la empresa Noruega Norsk Hydro GmbH y a la empresa Alemana ELT-Elektrolyse Technik GmbH, ver tabla 3.4.3.1 en anexos. La opción elegida es el modelo producido por la empresa ELT, ya que con respecto al electrolizador Norsk Hydro, satisface la misma necesidad pero en forma más económica.

Electrolizadores de la empresa ELT ya han sido utilizados en proyectos semejantes en combinación con energía eólica, y actualmente están siendo utilizados para la planta híbrida que está construyendo la empresa ENERTRAG AG, en las cercanías de Berlín, Alemania.

Ingresando los datos técnicos del ELY seleccionado [4.4] en la herramienta de cálculo (casilleros en color celeste), se obtiene la tabla 4.4.1.3 donde se puede ver que el electrolizador elegido tiene una potencia de 556.68 kW, capaz de producir 122 Nm³/h de H₂. Sus accesorios y equipos complementarios para su correcto funcionamiento vienen incluidos como parte del equipo en la compra del mismo. Sin embargo, en el anexo de este capítulo se puede encontrar una breve descripción de dicho equipamiento y accesorios.

ELY - Alcalino Atmosferico - Elektrolyse Technik GmbH - ELT			η=0,7	
Datos Técnicos ELY	Produccion de H2 en una hora	\dot{m}_{H_2}	122	Nm ³ /h H2
	Produccion de H2 en una hora		10,97	kgH2/h H2
	Produccion de O2 en una hora		61	Nm ³ /h
	Produccion de O2 en una hora		5,4839	kgO2/h H2
	Potencia del ELY	P _{ELY}	564,68	kW
	Energía consumida por el ELY en una hora		564,68	kWh
Agua de Alimentación	Wasser inn	\dot{m}_{H_2O}	121,96	kg/h
	Temperature Wasser inn		20	°C
	Agua in / \dot{m}_{H_2}		11,12	kg/kg H2
Agua de Refrigeración	Agua de Alimentacion inn (Circulacion de Agua)		9760	[kg/h] = [l/h]
	Agua de Alimentacion inn (Hoja de datos ELT: son 80 l/Nm ³ H2)		80	[l/Nm ³ h2] a 25°C
	Temperature Agua de Alimentacion in		25	°C
	Temperature Agua de Alimentacion out		53	°C
	Contenedor de agua de refrigeración		92129,52	[l/h]
Energía	E input = P _{ELY} / H ₂ Prod en una hora = (LHV _{H2} / η _{teorico}) // // // Efficiency	E _{input}	4,63	kWh/Nm ³ H2
	E input (lectrolyzer power consumption per unit of hydrogen produced)	E _{input}	51,49	kWh/kg H2
	Power in (potencia de entrada del Eelectroliz. Requerida para producir la cantidad de kg de H2 necesaria)	P _{input}	564,68	kW
	Einput (Energía realmente consumida por el electrolizador)	P _{input}	13552,32	kWh/dia
	Electric electrolyzer efficiency = η _{electrica} = (HHV _{H2} /E _{input}) (rendimiento teorico)	η _{elect}	0,65	

Tabla 4.4.1.3: Información técnica del electrolizador seleccionado.

Comparando esta última tabla con la tabla 4.4.1.1, se puede ver que el electrolizador seleccionado cumple con los requisitos según el modelo matemático de un electrolizador. Por ejemplo, según el modelo matemático un ELY capaz de producir 116 Nm³/h por hora demanda una potencia eléctrica de 619,8 kW, mientras que el ELY elegido para producir 122 Nm³/h demanda una potencia de 556 kW, lo que muestra la bondad de la estimación empleada.

Mediante la herramienta de cálculo se puede obtener la producción y consumo del ELY durante un año:

MES	Wasser consumption [Kg/mes] <i>recordar que 1L=1Kg</i>	Aguna de refrigeracion inn [Kg/mes]	Energia consumida por ELY [MWh/mes]	H2 producido por dia [Nm3H2/dia]	H2 producido al mes [Nm3H2/mes]	H2 destiado a camiones [Nm3H2/mes]
Enero	87.812,6	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Febrero	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Marzo	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Abril	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Mayo	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Junio	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Julio	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Agosto	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Septiembre	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Octubre	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Noviembre	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
Diciembre	87.812,59	70.272,00	406,57	2.928,00	87.840,00	84.000,00
	[Kg/año]	[Kg/año]	[MWh/año]	[Nm3H2/año]	[Nm3H2/año]	[Nm3H2/año]
TOTAL AÑO	1.053.751,13	843.264,00	4.878,84	1.054.080,00	1.054.080,00	1.008.000,00

Tabla 4.4.1.4: Producción anual de H₂ y consumo del ELY durante un año.

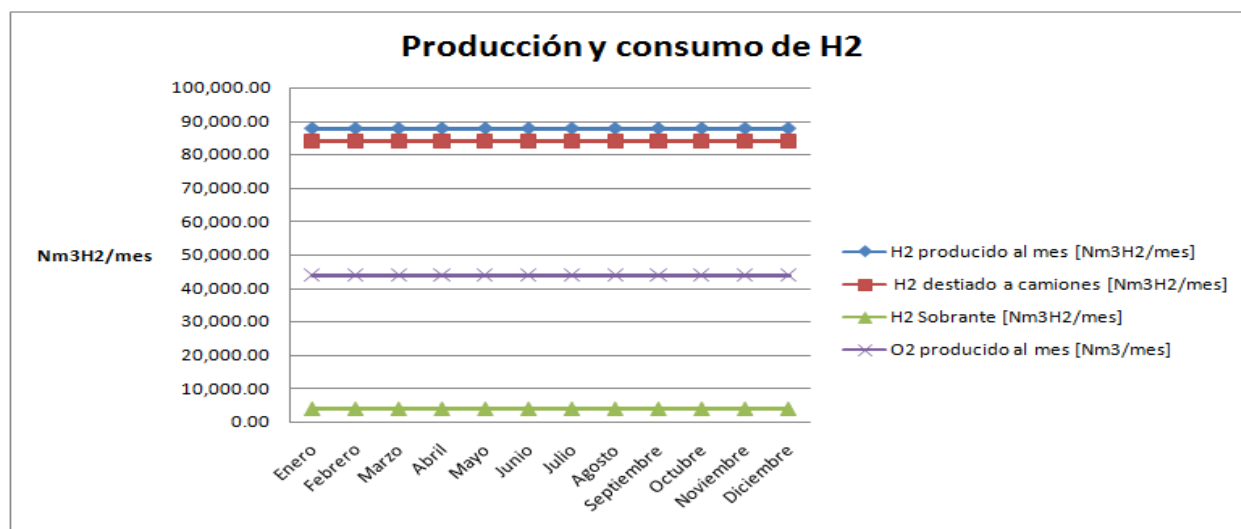


Figura 4.4.1.5: Hidrogeno producido al mes.

Como se mencionó anteriormente, el electrolizador funcionará las 24 hs, y en los momentos en los que no hay viento, se tomará energía de la red eléctrica local. De esta forma la energía consumida por la unidad generadora de hidrógeno es constante.

4.4.2 Compresor de baja presión

El compresor que se necesita debe ser capaz de funcionar con hidrógeno gaseoso, donde la presión de entrada es la atmosférica y la de salida de ideales de 30 bar, para poder ser almacenado. También debe tener una capacidad de flujo mínima de 122 Nm³/h de H₂, ya que es la capacidad de producción del ELY.

El compresor que se utilizará es el de la serie DM producido por la empresa Suiza GREENFIELD's, con una capacidad máxima de compresión de 125 Nm³/h de H₂, una presión máxima de compresión de 40 Bar y un consumo de 15 kW [4.17] (Ver catalogo en anexos).

Para este análisis, los compresores se consideran en todos los casos como motores trifásicos alimentados en baja tensión (380 V) con factor de potencia igual a 0.8.

4.4.4 Tanque de almacenamiento y Compresor de alta presión

La elección del compresor de alta presión y los tubos de almacenamiento están ligados entre sí. En este estudio se tiene la ventaja de que se conoce el régimen de carga de los camiones, por lo que se puede elegir los equipos de compresión y almacenamiento a medida. En una estación de servicio normal, no conoce el régimen de carga diario, por lo que el sistema de carga es diferente.

Conociendo el régimen de trabajo del compresor de alta presión, se establece para la elección de la cantidad de tanques de almacenamiento que la presión en estos tanques no deberá ser inferior a 25 bar y no deberá superar los 30 bar. De esta forma, se asegura que el compresor de alta presión siempre trabajará con dichas presiones de entrada.

Se elige un tanque de almacenamiento de 97 m³, y se fijada una diferencia de 5 bar en las presiones de trabajo de dicho tanque se calculará la cantidad de hidrógeno que puede ser almacenada en ese tanque para esa variación de presión. El cálculo muestra que la extracción de 485 Nm³ de hidrógeno producen una disminución de 5 bar en el tanque elegido.

Ahora bien, para saber la cantidad de tanques de 97 m³ que se necesitan en estas condiciones de presión, se divide la cantidad de hidrógeno a cargar en los camiones por el volumen que un tanque de 97m³ puede aportar sin que su presión caiga más de 5 bar. De esta forma se obtiene:

$$\frac{2880Nm^3_{GH_2}}{día} \cdot \frac{1}{\frac{485Nm^3_{GH_2}}{tanque}} = 6 \text{ tanques}$$

Lo explicado en este párrafo se resume en la siguiente tabla:

Condiciones de admision del compresor alta presion				
Presion máxima	[bar]	30,00	Capacidad 1 Tanq [Nm3]	2.910,00
Presion mínima	[bar]	25,00	Capacidad 1 Tanq [Nm3]	2.425,00
Diferencia	[bar]	5,00	[Nm3]	485,00
Influencia por tubo	[Nm3/bar]	97,00		
Cada tubo puede entregar	[Nm3]	485,00	bajando 5 bar su presion	
Cantidad de tubos necesarios		6,00		

Tabla 4.4.3.1: Cantidad de Tanques de baja presión necesarios.

Para el caso de estudio se elige un tanque de almacenamiento de la empresa LINDE AG [4.5] (Ver anexos).

Se eligió esta empresa, debido a la larga experiencia en temas de Hidrógeno y a la gran calidad de sus productos.

Capacidad a 1 bar	[m3]	97,00
Capacidad de 1 tanque a 30 bar	[m3]	2910,00
Capacidad total de todos los tanques a 30 bar	[m3]	17.460,00
Cantidad de Tanques		6,00
Presion maxima de trabajo	[bar]	30,00

Tabla 4.4.3.2: Tanque de baja presión.

A modo ilustrativo, en la siguiente figura se puede visualizar varias unidades instaladas de tanques marca LINDE, cada uno de ellos de una capacidad similar a la aquí seleccionada.



Figura 4.4.3.3: Tanque de baja presión (Fuente LINDE [4.5])

Ahora, es necesario un segundo compresor de alta presión para cargar los tanques del vehículo. Según la propuesta de carga (ver párrafo 4.4.5.1), se deberá suministrar 190 m³ de H₂ por hora, durante 15 horas, es decir, se tardará aproximadamente una hora en cargar el tanque de un camión. Para lograr este caudal, se elige utilizar un compresor de alta presión, perteneciente a la marca suiza GREENFIELD, modelo D2M 203-GP (ver hoja de datos [4.6] en anexos) con una capacidad de compresión máxima de 210 m³/h a 450 Bar.



Figura 4.4.4.1: Compresor de alta presión de la empresa GREENFIELD, de la familia D2M (Fuente [4.6])

Considerando la curva presión vs caudal de la hoja de datos del compresor modelo D2M 203-GP, se puede saber que si la presión inicial de compresión es de 30 bar, el flujo de compresión sería de 190 m³/h.

Los datos del compresor seleccionado son:

Compresor de alta presión MARCA: GREENFIELD, modelo D2M 203-GP.		
Eficiencia	[%]	70,00
Potencia	[kW]	30,00
Capacidad maxima de compresion de H2	[m3/h]	210,00
Cantidad		1,00
Capacidad normal de compresion	[m3/h]	190,00
Capacidad maxima de compresion	[m3/h]	210,00
Presion maxima de compresion	[bar]	450,00
Pecio	[US\$/kW]	4.327,10

Tabla 4.4.4.2: Datos del compresor de alta presión seleccionado

4.4.5 Surtidores de Hidrógeno

Cuando no se conoce el régimen de carga en una estación de servicio normal, se utiliza un sistema de llenado “overflow” (ver Figura 4.4.5.1), en el cual la presión nominal del tanque de almacenamiento es mayor (350 bar) que la del vehículo a llenar luego de finalizada la carga. El llenado se produce únicamente, debido a la diferencia de presión entre el tanque de almacenamiento y la del tanque del vehículo.

La diferencia, en este estudio, es que el llenado de los vehículos se hará mediante un compresor de alta presión, que reemplazarían al sistema por diferencia de presión en la configuración overflow [4.2].

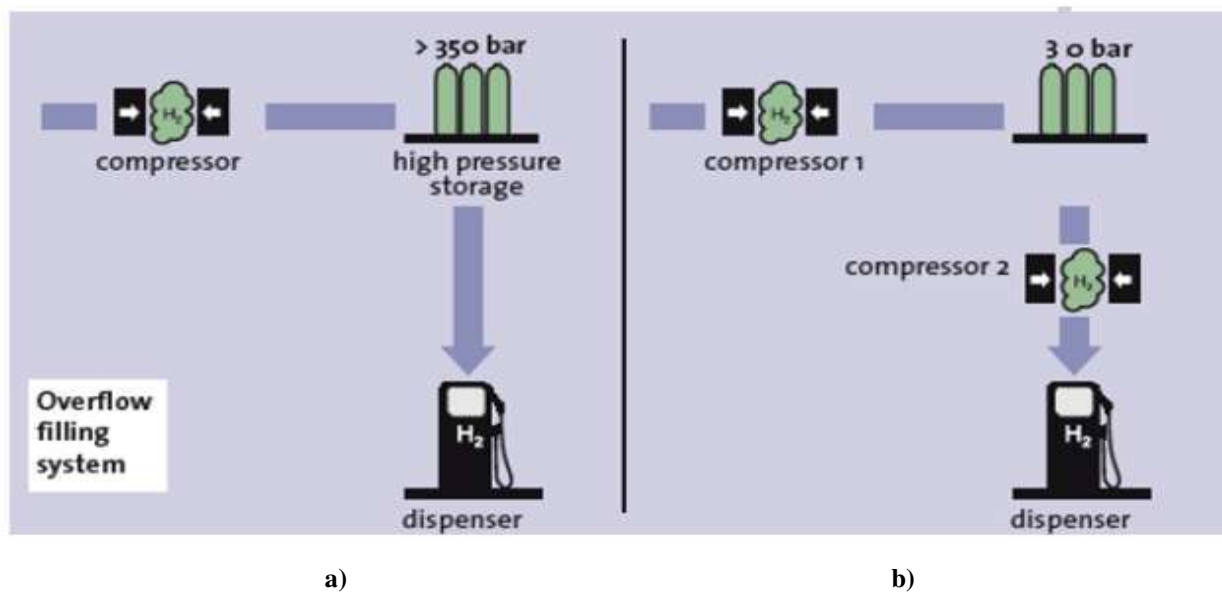


Figura 4.4.5.1: Sistema de carga de combustibles: a) llenado “Overflow”, b) sistema propuesto. Fuente ([4.8])



Figura 4.4.5.2: Estación “Hidrogenera” instalada en el aeropuerto de Munich [4.19]

La tecnología de los surtidores de hidrógeno es distinta a la de los surtidores convencionales de gasolina. Si bien la mayoría son experimentos piloto, todos están provisto de sensores de presión, caudal y temperaturas, y controlados por electrónica de alta precisión. Si bien el estudio de los surtidores esta fuera del alcance de este trabajo, a continuación se muestran imágenes de una surtidor experimental, exhibido en el congreso anual de tecnologías de hidrogeno durante el 2010, llevado a cabo en la Universidad Politécnica de Stralsund, Alemania.



Figura 4.4.5.3: Surtidor experimental de hidrógeno – Presión 350 bar

La mayoría de los surtidores están equipados con una boquilla surtidora de GH_2 modelo TK25 fabricada por la empresa Alemana WEH GmbH Gas Technology. Esta boquilla tiene una capacidad de trabajo 2.5 kg/min de H_2 , con un rango de presiones desde 250 a 350 bar (ver hoja de datos [4.7]). Esta empresa fabrica boquillas tanto para hidrogeno liquido como para gaseosos. No existen muchas empresas dedicadas a la fabricación de esta boquilla, por eso este modelo es bien conocido



Figura 4.4.5.4: Boquilla surtidora de H_2 . (Fuente [4.7] y [4.19])

Ingresando los datos en la herramienta de cálculo, se obtiene la siguiente tabla:

Estacion de Carga - Capacidad de los surtidores	[kg/min]	2,50
"	[kg/h]	150
"	[m ³ /h]	1668,52
Horas de trabajo al día	[h/día]	15,00
Horas de trabajo al mes	[h/mes]	450,00

Figura 4.4.5.5: Especificaciones de los surtidores

4.4.5.1 Plan de carga de combustible

Para determinar el funcionamiento de dicha planta, hay que tener en cuenta básicamente tres factores, uno es el régimen diario de recorrido de los camiones, otro es el régimen de funcionamiento de los equipos utilizados para la producción de hidrógeno y por último la capacidad de almacenamiento de hidrógeno en los camiones.

Régimen de los camiones: La flota a satisfacer está formada por 15 camiones recolectores de residuos, con recorridos de 280 km por día cada uno. Cada camión tardará aproximadamente una hora en cargar completamente su tanque de combustible y se hará una carga al día por camión. El primer camión comenzará a cargar a las 6 am y el último camión terminará la carga de GH₂ a las 21 pm. De esta forma se garantiza que todos los camiones estarán disponibles a la hora en que se inicia la recolección de residuos. Ver el régimen de carga propuesto en la tabla 4.4.5.1.1 en anexos.

Régimen de producción de hidrógeno: El electrolizador debe funcionar las 24 hs del día, para así utilizar el equipo de menor tamaño posible la mayor cantidad de horas al día, con objetivo de minimizar costos y hacer un uso eficiente del mismo.

Un compresor de baja presión enviará el hidrogeno gaseoso obtenido del electrolizador a un tubo de almacenamiento denominado de baja presión, diseñado para una presión de trabajo de 30 bar. Se eligió 30 bar porque el almacenamiento de hidrógeno a alta presión es costoso, y se necesitaría una gran cantidad de tanques de alta presión.

El tubo de almacenamiento a baja presión trabajará como “pulmon”, ya que según el régimen de carga propuesto, durante una jornada de trabajo no llegará a llenarse (por lo que no llegará a los 30 bar), y su punto de carga máximo estimado en 29,50 bar será antes de las 6 am, momento previo a iniciar la carga de los camiones (Ver Figura 4.4.5.1.3 en anexos).

Un compresor de alta presión servirá para cargar el hidrógeno gaseoso en los 15 camiones, por lo que se lo utilizará 15 horas al día. Este compresor elevará la presión desde la presión de trabajo en los tanques de almacenamiento (25-30 bar) hasta 250 bar, presión en el tanque de combustible de los camiones. (Ver Figura 4.4.5.1.4 en anexos).

Capacidad de almacenamiento en los camiones, estos estarán equipados con 5 tubos con un volumen de 165 litros cada uno, teniendo en cuenta que estará el hidrógeno a 250 bar, cada camión podrá disponer de una cantidad total equivalente de 206,25 Nm³ de GH₂. Por lo que podrá recorrer una distancia aproximada de 300 kilómetros. Si bien el recorrido fija es de 280 km por día, se tomo un 30% más de capacidad de almacenamiento, ya que los camiones se detienen constantemente, paran en los semáforos y utilizan la energía del motor para comprimir la basura, lo que aumenta su consumo de hidrógeno.

Si bien está fuera del alcance de este estudio, seleccionar y calcular la tecnología para el aprovechamiento del hidrógeno como combustible en los camiones recolectores de residuos, se recomienda que la tecnología sea un motor de combustión interna modificado para el aprovechamiento del hidrogeno gaseoso.

Ingresando los datos a la herramienta de cálculo se obtiene la siguiente tabla, donde se puede ver que para una autonomía no inferior de 280km se requieren 5 tubos de 165 l cada uno, que llenados a una presión de 250 bar alojan 206 Nm³ de hidrógeno gaseoso.

	CAMIÓN		
CAMIONES	Cantidad de Camiones		15
	1 Tubo	[l]	165
	1 Tubo	[Nm3]	0,165
	5 Tubos a presión Atmosférica	[Nm3]	0,825
	1 Tubo (teniendo en cuenta la presion en los tubos 250 bar)	[Nm3]	41,25
	Cantidad de Tubos por Camion		5 *
	Capacidad de almacenamiento de H2 por camión a 250 bar	[m3H2]	206,25 un 30% mas por seguridad
	Presion en el tubo	[bar]	250
	Cantidad de Km que puede recorrer un camión	[km/dia]	309,38
	Cantidad de kilometros a recorrer	[km/dia]	280,00

Tabla 4.4.4.5.1.3: Especificaciones para los camiones recolectores de basura.

En la Figura 4.4.5.1.2 en anexos, se puede ver que en el momento en que el compresor de alta presión comienza a funcionar para cargar los camiones, la cantidad de H₂ almacenada a baja presión comienza a disminuir, hasta llegar a su mínimo al terminar de cargar el último camión. Así, en el momento en que el compresor de alta presión deja de cargar el último camión, la cantidad de hidrógeno en el tanque de baja presión comienza a aumentar nuevamente.

4.4.5.2 La seguridad y manipulación del Hidrógeno en estaciones de servicio.

Si bien en este trabajo no nos detendremos a diseñar la estación de carga del hidrógeno producido, vamos a mencionar cuales son las normas que rigen en la Argentina en materia de manipulación del hidrógeno y su seguridad.

En todo momento, la estación de servicio debe ajustarse a todos los reglamentos gubernamentales pertinentes y cumplir con todos los códigos locales construcción y estándares de hidrógeno relacionados.

Recientemente, se ha publicado la segunda parte de la norma ISO 16110 sobre generadores de hidrógeno por vía del procesamiento de combustibles, la primera parte de la ISO 22734 sobre electrólisis, el TS 20100 sobre estaciones de carga y la ISO 26142 sobre aparatos de detección.

A nivel estrictamente local la principal novedad ha sido la creación del Subcomité de Mezclas de hidrógeno y gas natural dependiente del Comité local TC 197 sobre Tecnologías del hidrógeno que funciona dentro de la Gerencia de Energía y Desarrollo Sostenible de la Dirección de Normalización. Hasta el presente el TC 197 de ISO ha efectuado o recibido las siguientes publicaciones que pueden adquirirse vía sitio Web (www.iram.org.ar) o en la Sede de IRAM, de Argentina, calle Perú 552/556 (C1068AAB) Buenos Aires, República Argentina:

✔ ISO 13984:1999	Liquid H2 - Land vehicle fuelling system interface
✔ ISO 14687:1999/Cor 1: 2001	Hydrogen fuel - Product specification
✔ IRAM/ISO 14687	Combustible hidrógeno - Especificaciones de producto hidrógeno
✔ ISO/PAS 15594:2004	Airport hydrogen fuelling facility operations
✔ ISO/TR 15916:2004	Basic considerations for the safety of H2 systems
✔ ISO 13985:2006	Liquid hydrogen - Land vehicle fuel tanks
✔ ISO/TS 16111:2006	Transportable gas storage devices - Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
✔ ISO 17268:2006	Compressed hydrogen surface vehicle refuelling connection devices
✔ ISO 16110-1:2007	Hydrogen generators using fuel processing technologies Part 1: Safety
✔ IRAM/ISO 15916:2007	Consideraciones básicas de seguridad para sistemas de hidrógeno
✔ ISO 16111:2008	Transportable gas storage devices - Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
✔ ISO/TS 20100:2008	Gaseous hydrogen - Fuelling stations
✔ ISO 22734-1:2008	Hydrogen generators using water electrolysis process - Part 1: Industrial and commercial applications
✔ ISO 26142:2010	Hydrogen detection apparatus - Stationary Applications
✔ ISO 16110-2:2010	Hydrogen generators using fuel processing technologies -- Part 2: Test methods for performance

4.4.6 Equipamiento secundario

Si bien la descripción de todos los elementos del electrolizador (ver figura 3.4.2.1, párrafo 3.4.2) están fuera del alcance de este estudio, se nombrará brevemente los principales equipamientos secundarios.

Además del bloque de celdas en sí, una planta de electrólisis consta del equipamiento encargado del suministro de insumos operacionales, tales como el agua y la electricidad, de la limpieza de los gases generados y del monitoreo y regulación de todo el sistema. En Anexos se describen, las tareas y funciones de estos componentes de la planta, para electrolizadores alcalinos convencionales. En los sistemas con mayor producción, se pueden combinar varios electrolizadores en un ensamblaje común utilizando instalaciones auxiliares, que es una de las principales razones por las que las plantas más grandes requieren más bajos costos de capital específico.

Las funciones que cumplen los equipamientos secundarios son:

- Suministro de corriente continua (Analizada en la siguiente sección),
- Suministro de abastecimiento de agua,
- Sistema de circulación del electrolito,
- Separación y purificación del gas,
- Refrigeración,
- Suministro de gas inerte,
- Control de procesos,
- Suministro de potencia para equipos auxiliares.

La figura 3.4.2.1 (párrafo 3.4.2) muestra el diagrama de flujo de la planta con electrolizadores alcalinos convencionales y su equipamiento secundario.

La planta de hidrógeno deberá contar para su funcionamiento de una subestación capaz de brindar una potencia simultánea de 613 kW, que va a abastecer de energía al electrolizador y equipos auxiliares cuando no hay viento.

4.4.7 Elección de los aerogeneradores

El siguiente paso es la selección de los aerogeneradores para poder suministrar energía eléctrica al electrolizador, según la “Economía del Hidrógeno”.

Para este trabajo se consideraran los aerogeneradores de 2.5 MW y 3 MW pertenecientes a las empresas FURLÄNDER AG, la empresa VESTAS AG y la empresa NORDEX AG, su principal competencia.

El motivo del rango de potencia elegido, se debe a que en la actualidad no hay fabricantes que estén dispuestos a vender molinos de menor potencia debido a la baja rentabilidad, y sobre todo, es la potencia promedio actual que se tiende a manejar en nuevos parques onshore.

Estas empresas poseen fábricas en Brasil, por lo que su traslado a la Argentina implicaría menor trabajo de logística y costos, que si se exportaran desde Europa.

Ingresando los datos de cada fabricante en la herramienta de cálculo se obtienen las curvas de potencia de las turbinas elegidas:

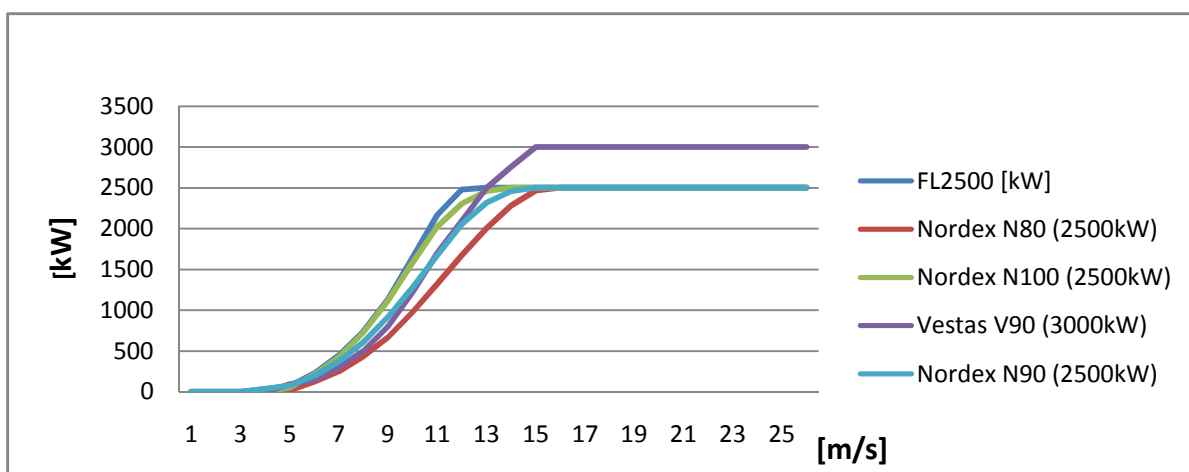


Figura 4.4.7.1: Curva de potencia de los aerogeneradores elegidos.

Según los catálogos técnicos [4.11] a [4.15], los modelos de Vestas y Fuhrländer tienen un diámetro de las palas de 90 metros y 100 m respectivamente, y una altura a la nariz de la góndola de 105 m y 117 m, mientras que los modelos de Nordex tienen un diámetro de rotor de 80 m (Nordex N80), 90 m (Nordex 90) y 99,8 m (Nordex N100), con alturas de las góndolas de 110 m en los tres casos. Esta es la razón de por qué los datos de viento fueron extrapolados a 100 m de altura en el párrafo 2.3.2, del capítulo II.

Las principales variables a comparar entre estas marcas son; *Producción de energía anual*, *Factor de capacidad*, *Relación precio energía*, *horas de carga total* y *costo unitario*, entre otras. Para calcular estas variables se ingresan las curvas de potencia de los aerogeneradores en la herramienta de cálculo, utilizando al mismo tiempo los parámetros y curvas de Weibull (a 100 m de altura) que se calcularon en el capítulo III, para caracterizar el viento de la ciudad de Mar del Plata (párrafo 2.3.2). De la herramienta de cálculo se obtienen las siguientes figuras y tablas:

Modelo Aerogenerador	Altura [m]	Potencia [kW]	Annual Energy Output [MWh/año]	Horas Equivalentes de Funcionamiento [h/año]	Capacity Factor [%]	Precio Unitario de la Turbina [US\$]	Precio del total de turbinas en el Parque [US\$]	Cociente Precio/Energía [US\$/kWh]	Potencia continuada [MW]
FL 2500 (2500 kW)	117	2500	5217,05	2086,82	24	3875000	3875000	0,743	59,555
Nordex N80 (2500kW)	110	2500	3209,82	1283,93	15	3200000	3200000	0,997	36,642
Noderx N90 (2500 kW)	100	2500	4317,43	1726,97	20	3500000	3500000	0,811	49,286
Nordex N100 (2500kW)	110	2500	4951,52	1980,61	23	3502569	3502569	0,707	56,524
Vestas V90 (3000kW)	105	3000	4025,40	1341,80	15	4500000	4500000	1,118	45,952

Figura 4.4.7.2: Comparación de los modelos de aerogeneradores para las condiciones de Mar del Plata.

La potencia continuada, es la potencia que se dispondría del aerogenerador si funcionará constantemente durante todo el año y resulta de la multiplicación del factor de potencia y la potencia de la turbina.

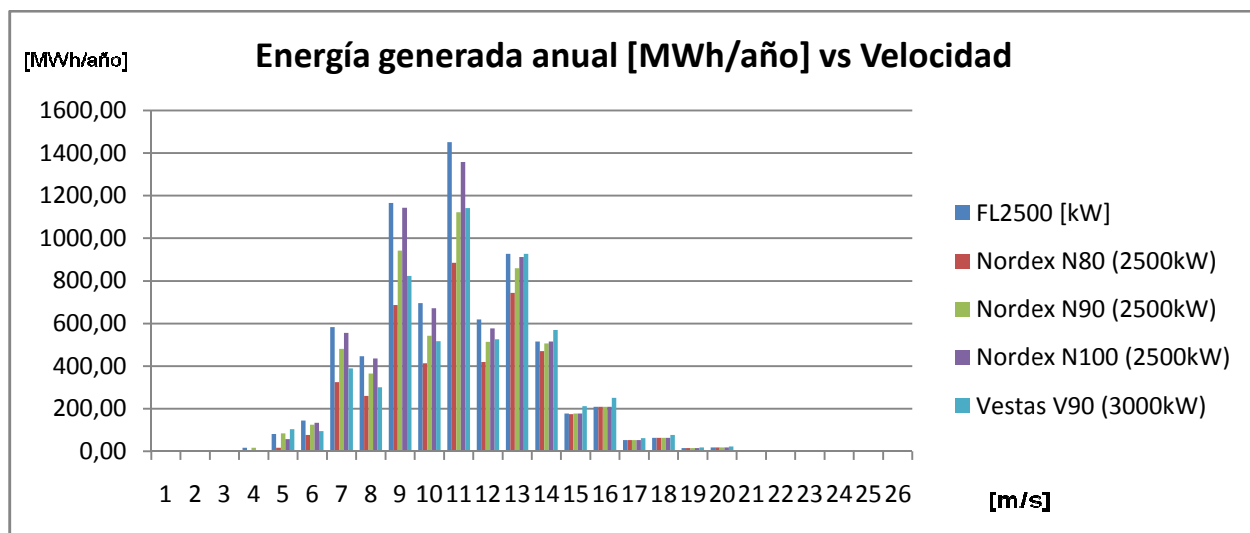


Figura 4.4.7.3: Energía anual generada vs velocidad.

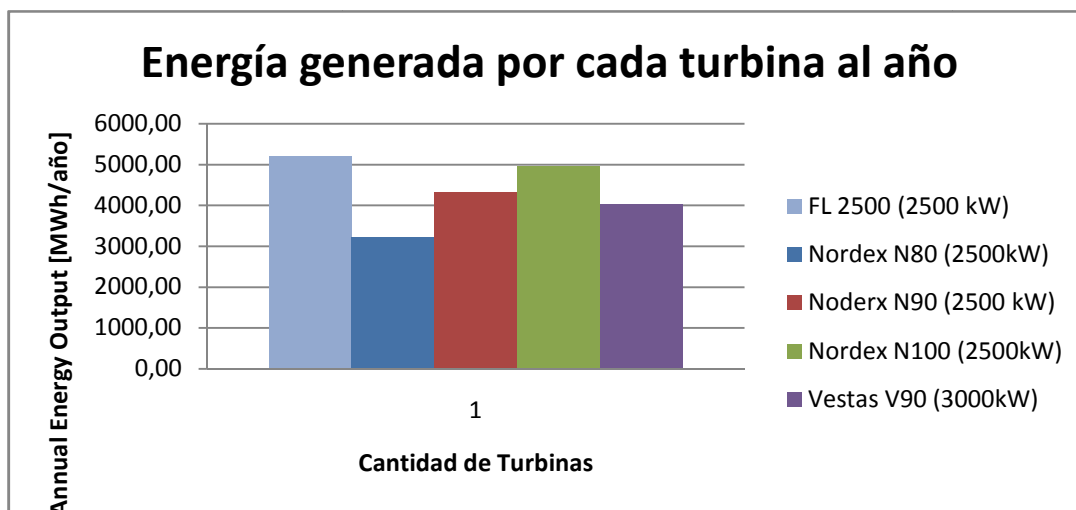


Figura 4.4.7.3: Energía total anual generada según cada modelo para las condiciones de Mar del Plata.

Para calcular la producción anual de energía, algunos autores utilizan el método que describe la figura 2.3.1.3 (ver párrafo 2.3.1). En este estudio, se utiliza la curva de probabilidades de Weibull (en horas equivalentes de permanencia del viento) en vez de la curva de frecuencias relativas h_i ilustrada en la figura.

Es válido aclarar que con la herramienta de cálculo diseñada para este estudio se puede calcular la energía anual producida por los aerogeneradores mediante la curva de Weibull, la curva de frecuencias relativas h_i , mediante Rayleigh y con la expresión de Betz, todas explicadas en el capítulo III.

Según los resultados obtenidos (figura 4.4.7.2), la mejor opción es el aerogenerador modelo FL2500 de la empresa Alemana Fuhrländer AG, ya que produce la mayor cantidad de energía anual, posee el mejor factor de capacidad y el menor costo por kWh producido.

Una vez elegido el electrolizador, sus equipos auxiliares, compresores, tanques de almacenamiento y el aerogenerador, se está en condiciones de obtener desde la herramienta de cálculo, graficas anuales de de consumo energético, producción de hidrógeno, energía comprada de la red, consumo de los equipos auxiliares y energía vendida a la red. Esta información es mostrada en la tabla 4.4.7.4 y figura 4.4.7.5.

De estas gráficas se destaca que en los meses de Enero, Junio, Agosto, Septiembre, Octubre y Noviembre, el aerogenerador será capaz de producir más energía eléctrica que la demanda por la unidad de producción de hidrógeno, por lo que la energía restante será vendida a la red.

De la misma forma, se puede destacar que en los meses de Febrero, Marzo, Abril, Mayo, Julio y Diciembre hay déficit de viento, por lo que el aerogenerador no será capaz de producir energía eléctrica suficiente para bastecer a la unidad de producción de hidrógeno. Durante ese lapso, será necesario consumir energía eléctrica de la red para su producción.

	Energía eólica Generada	Consumo Unidad de Produccion de H2						Energía inyectada a la Red		Energía Consumida de la Red	
Mes	Windenergie [MWh/mes]	Consumo Unidad de ELY [MWh/mes]	Compresores [MWh/mes]	Consumo Electrico Estacion [MWh/mes]	Consumo Unidad de H2+Estacion [MWh/mes]	Consumo Energía eolica de la Unidad de ELY [MWh/mes]	Consumo Unidad de ELY [%]	Wind Energy in Netz [MWh/mes]	Wind Energy in Netz [MWh/mes]	Energy from Netz [MWh/mes]	Ely Consumption [%]
Enero	453,82	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	95,15	22,00	22,00	0,00	0,00
Febrero	310,81	406,57	24,30	0,95	431,81	310,81	138,93	-121,00	0,00	121,00	38,93
Marzo	303,93	406,57	24,30	0,95	431,81	303,93	142,08	-127,89	0,00	127,89	42,08
Abril	351,56	406,57	24,30	0,95	431,81	351,56	122,83	-80,26	0,00	80,26	22,83
Mayo	347,56	406,57	24,30	0,95	431,81	347,56	124,24	-84,25	0,00	84,25	24,24
Junio	691,32	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	62,46	259,50	259,50	0,00	0,00
Julio	427,94	406,57	24,30	0,95	431,81	427,94	100,91	-3,88	0,00	3,88	0,91
Agosto	529,67	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	81,52	97,86	97,86	0,00	0,00
Septiembre	558,70	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	77,29	126,89	126,89	0,00	0,00
Octubre	439,88	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	98,17	8,07	8,07	0,00	0,00
Noviembre	648,40	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	66,60	216,58	216,58	0,00	0,00
Diciembre	154,50	406,57	24,30	0,95	431,81	154,50	279,49	-277,31	0,00	277,31	179,49
	5218,09	4878,84	291,60	11,34	5181,78	4878,84			730,90	694,59	
	Annual Eolic Energy Output [MWh/año]	Consumo ELY Anual Total [MWh/año]	Consumo Equip. Aux. Anual Total [MWh/año]	Consumo Total luminacion U de H2 [MWh/año]	Consumo Total Unidad de H2+Estacion [MWh/año]	Consumo Energía eolica de la Unidad de ELY [MWh/año]			Windenergie direct [MWh/año]	Energy from Netz [MWh/año]	

Tabla 4.4.7.4: Balance energético mensual del sistema.

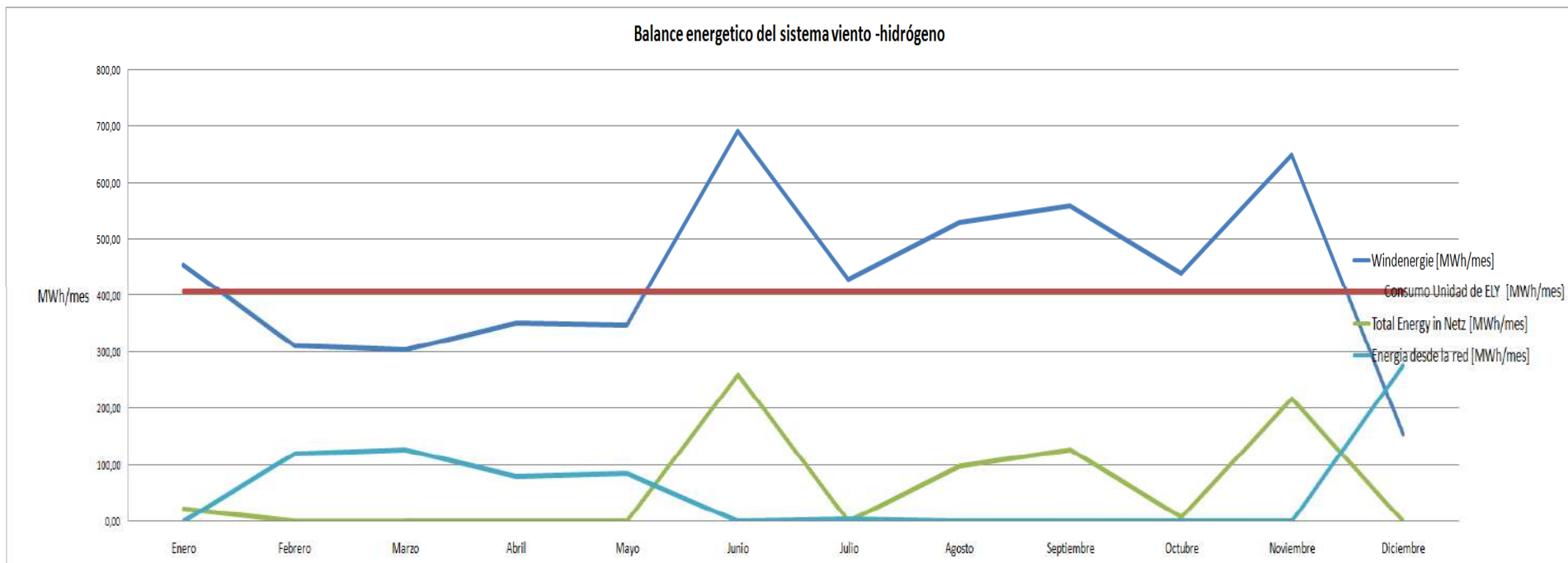


Grafico 4.4.7.5: Balance energético mensual del sistema.

4.5 Ubicación del sistema

En este estudio se propone que el sistema viento-hidrógeno sea instalado en las cercanías del relleno sanitario, en dónde los camiones de basura inician y terminan su recorrido.

El predio de disposición final de residuos, está ubicado al sur de la ciudad, sobre la Av. Antártida Argentina, camino viejo a Miramar Km 5.



Figura 4.9.1: Imagen Aérea del relleno sanitario. (Fuente Google Earth)



Figura 4.9.2: Imagen en Google Earth del aerogenerador Fuhrländer 2500 (2.5 MW) (Fuente: WindPro-Google Earth)

Esta zona presenta pocos obstáculos que influyan en las condiciones de viento y baja densidad poblacional.

4.6 Resumen

En este estudio fué desarrollada una herramienta de análisis con el objetivo final de obtener el precio requerido de venta del hidrógeno para una capacidad de diseño de la planta y una tasa interna de retorno o TIR definidas como variables de entrada de la herramienta.

Para el objetivo de abastecer 15 camiones destinados a la recolección de residuos y limpieza urbana en la ciudad de Mar del Plata, pertenecientes a la empresa 9 de Julio SA, será necesario generar 116,16 Nm³ de H₂ por hora.

El electrolizador elegido es del tipo alcalino atmosférico, con una potencia de 564 kW, capaz de producir 122 Nm³ de H₂ cada hora. Sus accesorios complementarios para su correcto funcionamiento vienen incluidos como parte del equipo en la compra del mismo.

El compresor de baja presión de hidrogeno es de tipo pistón, con una presión de salida para este uso de 30 Bars, con un flujo máximo de 125 m³/h de H₂.

Los 6 tanque de almacenamiento de hidrogeno a baja presión tendrá una capacidad volumétrica total de 17.460 Nm³ de H₂ y una capacidad de presión máxima de 30 Bars.

El compresor de hidrógeno de alta presión es de tipo pistón, con una presión de salida máxima de de 450 Bars y un flujo de 210 m³/h de H₂.

La compresión y almacenamiento del oxígeno producido no se detallan, ya que están fuera del alcance del presente proyecto. Pero cabe destacar que por su calidad y pureza, el mismo puede ser vendido para diferentes usos, como ser el medicinal y o destinado para actividades de soldadura.

Un electrolizador, tal como el descrito más arriba, no puede operar por si solo. Además del bloque de celdas en si, una planta de electrólisis consta del equipamiento encargado del suministro de insumos operacionales, tales como el agua y la electricidad, de la limpieza de los gases generados y del monitoreo y regulación de todo el sistema. El agua de alimentación de un sistema de abastecimiento de agua o de agua subterránea o río aún debe ser desmineralizada por una planta de intercambio iónico y en algunos casos mediante osmosis inversa. Dicho proceso es llevado a cabo por la unidad de hidrogeno.

Una continua circulación del electrolito a través de convección natural o con ayuda de una bomba, garantiza el suministro adecuado de la solución de electrolitos a todas las celdas del electrolizador, previene las diferencias de concentración en el ánodo y el cátodo, y elimina residuos de calor que aparecen en el bloque de celdas. Las gotas de electrolito se eliminan del gas con separadores de gas, enfriadores y depuradores del gas, que luego se devuelven al ciclo del electrolito. Los restos de oxígeno contenido en el gas de hidrógeno, e hidrógeno en el gas de oxígeno se convierten en agua en un catalizador. El calor que resulta de la reacción fuertemente exotérmica se extrae mediante un cooler de contra flujo. Adsorbentes térmicamente regenerados se utilizan para eliminar el agua de los flujos de hidrógeno. El proceso es a menudo designado como la de adsorción por oscilación de temperatura, en inglés: Temperature Swing Adsorption (TSA). La instalación debe contar entre sus equipos auxiliares de un sistema de refrigeración adecuado, gas inerte, equipos de vigilancia y control.

Para alimentar este sistema de producción de hidrogeno con energía a eléctrica se eligió según los resultados obtenidos (figura 4.4.7.2), un aerogenerador modelo FL2500 de la empresa Alemana Fuhrländer AG, mostrando la mayor energía anula producida y por ende el mejor factor de capacidad.

En este estudio se propone que el sistema viento-hidrógeno sea instalado en las cercanías del relleno sanitario, en dónde los camiones de basura inician y terminan su recorrido.

El predio de disposición final de residuos, está ubicado al sur de la ciudad, sobre la Av. Antártida Argentina, camino viejo a Miramar Km 5.

Capítulo V IMPACTO AMBIENTAL

En éste capítulo se evalúan de forma resumida los principales impactos ambientales derivados de la instalación de una unidad productora de hidrógeno utilizando energía eólica, analizando las etapas de transporte, construcción y operación de la misma en las cercanías de la ciudad de Mar del Plata.

Si bien este capítulo no pretende ser una evaluación de impacto ambiental como un proyecto de esta envergadura merece, se cuantificarán los impactos ambientales de cada una de las actividades a realizar utilizando las recomendaciones de la resolución 477/2001, del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, Argentina.

5.1 Matriz de impacto ambiental

Una matriz de impacto ambiental es una forma de representar gráficamente los impactos ambientales de las actividades más importantes que deben realizarse durante la concreción de un proyecto. Estas actividades están agrupadas en etapas: transporte, construcción y operación, y para cada una de estas etapas se evalúan los efectos de las actividades sobre el agua, el suelo, la biota y el medio socioeconómico.

Se ha cuantificado el impacto ambiental de cada uno de las actividades del proyecto utilizando las recomendaciones de la resolución 477/2001. Se establecen los atributos Carácter, Intensidad, Riesgo de Ocurrencia, Extensión, Duración, Desarrollo, Reversibilidad y Calificación Ambiental, en base a los parámetros o criterios mostrados en la Tabla 5.4.1.

Una vez valorado cada atributo, determinamos una Calificación Ambiental (CA) mediante la siguiente ecuación

$$CA= Ca \times (I + E + Du + De + Re) \times Ro /5$$

PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	RANGO	CALIFICACION
CARÁCTER (Ca)	Define las acciones o actividades de un proyecto, como perjudicial o negativa, positiva, neutra o previsible (difícilmente calificable sin estudios específicos)	Negativo Positivo Neutro Previsible	-1 +1 0 X
INTENSIDAD (I)	Expresa la importancia relativa de las consecuencias que incidirán en la alteración del factor considerado. Se define por interacción del Grado de Perturbación que imponen las actividades del proyecto y el Valor Ambiental asignado al recurso.	Muy alta Alta Mediana Baja	1,0 0,7 0,4 0,1
EXTENSION (E)	Define la magnitud del área afectada por el impacto, entendiéndose como la superficie relativa donde afecta el mismo.	Regional Local Puntual	0,8-1,0 0,4-0,7 0,1-0,3
DURACION (Du)	Se refiere a la valoración temporal que permite estimar el periodo durante el cual las repercusiones serán detectadas en el factor afectado	Permanente (más de 10 años) Larga (5 a 10 años) Medía (3 a 4 años) Corta (hasta 2 años)	0,8-1,0 0,5-0,7 0,3-0,4 0,1-0,2
DESARROLLO (De)	Califica el tiempo que el impacto tarda en desarrollarse completamente, o sea la forma en que evoluciona el impacto, desde que se inicia y manifiesta hasta que se hace presente plenamente con todas sus consecuencias	Muy rápido (<1 mes) Rápido (1 a 6 meses) Medio (6 a 12 meses) Lento (12 a 24 meses) Muy lento (>24 meses)	0,9-1,0 0,7-0,8 0,5-0,6 0,3-0,4 0,1-0,2
REVERSIBILIDAD (Re)	Evalúa la capacidad que tiene el factor afectado de revertir el efecto	Irreversible Parcialmente reversible Reversible	0,8-1,0 0,4-0,7 0,1-0,3
RIESGO DE OCURRENCIA (Ro)	Califica la probabilidad de que el impacto ocurra debido a la ejecución de las actividades del proyecto	Cierto Muy probable Probable Poco probable	9-10 7-8 4-6 1-3

Tabla 5.4.1: Atributos sugeridos por la resolución 477/2001 para ser evaluados en un estudio de impacto ambiental

El dividir por cinco permite ponderar los parámetros en forma uniforme y analizar luego las calificaciones por rango nulo, bajo, medio o alto según la siguiente tabla:

VALORIZACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES							
IMPACTO	ALTO	MEDIO	BAJO	NULO	BAJO	MEDIO	ALTO
VALORES	8 a 10	4 a 7	1 a 3	0	1 a 3	4 a 7	8 a 10
	POSITIVO				NEGATIVO		

Tabla 5.4.2: Valorización de impactos ambientales.

Las actividades que producen un impacto ambiental y los resultados de esta valoración se muestran en las siguientes tablas:

A C T I V I D	INSTALACION DEL SISTEMA VIENTO-HIDRÓGENO	AFEC. AL AIRE							AFEC. AL SUELO							AFEC. AL AGUA							AFEC. A LA BIOTA							AFEC. SOCIOECONÓMICA																		
		Caracter	Intensidad	Extensión	Duración	Desarrollo	Reversibilidad	Riesgo Ocurrencia	CALIF. AMBIENTAL	Caracter	Intensidad	Extensión	Duración	Desarrollo	Reversibilidad	Riesgo Ocurrencia	CALIF. AMBIENTAL	Caracter	Intensidad	Extensión	Duración	Desarrollo	Reversibilidad	Riesgo Ocurrencia	CALIF. AMBIENTAL	Caracter	Intensidad	Extensión	Duración	Desarrollo	Reversibilidad	Riesgo Ocurrencia	CALIF. AMBIENTAL	Caracter	Intensidad	Extensión	Duración	Desarrollo	Reversibilidad	Riesgo Ocurrencia	CALIF. AMBIENTAL							
		IMPACTOS DE LA FASE TRANSPORTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,9	0,2	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alteración por erosión y sedimentación de caminos y accesos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,9	0,4	2,0	-0,7	-1,0	0,1	0,2	0,3	0,9	0,4	2,0	-0,8	-1,0	0,1	0,1	0,3	0,9	0,4	2,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Riesgo de contaminación con hidrocarburos por pérdidas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación de ruido y vibraciones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación de mano de obra	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,1	0,1	0,1	0,4	0,1	4,0	0,0
Emisión de gases y particulado al medio	-1,0	0,1	0,1	0,1	0,4	0,1	9,0	-1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	-0,2	-0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Muerte de animales por el tránsito de vehículos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación de vallados y desvío del tránsito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	0,7	0,4	0,1	0,9	0,1	9,0	-

Tabla 5.4.3 Matriz de Impacto ambiental fase transporte.

5.2 Análisis de los resultados obtenidos

De acuerdo con los resultados de la matriz de evaluación de impacto se han identificado los siguientes impactos negativos y positivos más importantes:

Impactos Ambientales en la fase de Transporte

Durante la fase transporte se ha identificado como impacto negativo medio la circulación de maquinaria pesada dentro del recinto del relleno sanitario. Como medida de mitigación proponemos la utilización de los caminos existentes o en su defecto la utilización de los cortafuegos existentes como caminos en la medida de lo posible, a fin de minimizar la circulación de vehículos por el campo. La colocación del aerogenerador en la zona de transición es una medida de mitigación en sí misma.

Generación de vallados y desvío del tránsito: en la ciudad se presentan como un impacto socioeconómico negativo. Como medida de mitigación se propone recorrer la ciudad durante la noche, bajando la intensidad de las molestias que se pueden ocasionar en el tránsito de la ciudad.

Impactos Ambientales en la fase de Instalación

Daños en la vegetación, alteración y movimiento de suelo: Durante la fase de construcción vemos como impacto negativo medio la alteración y movimiento de suelo para la realización de la base del aerogenerador y planta de producción de hidrógeno. Se propone como medida de mitigación que la capa vegetal procedente de las vías de servicio, excavaciones para cimentación, etc, se retire de forma selectiva para ser utilizada en la restauración de posibles áreas degradadas. Los estériles procedentes de excavaciones se deberían reutilizar en primera medida para rellenos de viales, terraplenes, etc.; el resto se deberá verter en escombrera debidamente autorizada, que será restaurada una vez finalizada la obra. Los accesos para acopio, excavación, hormigonado, plataformas de izado y drenajes deben ser debidamente restaurados. Se evitará en lo posible hormigonar las plataformas de trabajo de las grúas.

Impermeabilización del terreno: La acción de mitigación que se propone, es la forestación de 4 m² por cada 1 m² de terreno que se impermeabilice.

Impactos Ambientales en la fase de Operación

Generación de energía sin emisiones de GEI: En la fase de operación, la utilización de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica genera un ahorro en las emisiones de los gases GEI. Por cada MWh de electricidad generada mediante un aerogenerador se ahorran 0,545 ton de CO₂ [5.4]. Según estos datos y con la tecnología propuesta en este estudio, se ahorrarían 3.921,40 ton de CO₂ al año, los cuales serían vendidos como bonos de carbono (CER's), lo que genera tal vez el mayor impacto ambiental positivo del proyecto.

Colisión con aves: El obstáculo que los rotores representan para el vuelo de las aves fue evaluado como negativo ya que en el relleno sanitario hay muchas aves que se alimentan de los residuos que depositan los camiones recolectores de basura. es por eso que existe la posibilidad que impacten mayor cantidad de aves que en un lugar lejano al relleno sanitario. Por otro lado, la experiencia obtenida hasta el momento ha demostrado que la probabilidad de choque es sumamente baja, debido a la rotación lenta de las máquinas, a que solo se instalaría una máquina.

Se propone como medida de mitigación, solicitar que el relleno sanitario sea cubierto, y que deje de funcionar a cielo abierto, reduciendo así

Generación de ruido y vibraciones: El ruido es otro aspecto que recibe una calificación negativa baja. La intensidad del ruido generado por las máquinas eólicas ha sido investigada por la NASA mediante un prototipo de 100 kW. El estudio acústico abarcó un espectro de frecuencias comprendido en el rango de audición entre 15 y 20.000 Hz. El nivel acústico medido cerca de la máquina fue de 64 dB para las frecuencias comprendidas en el rango audible, con un nivel de ruido de fondo de 52 dB, observándose que el ruido de la máquina es inaudible por encima del ruido de fondo a distancias del orden de 200 metros. El ruido generado por una máquina de 2,5 MW a pie de torre es similar, en cuanto al tipo de intensidad, al de un automóvil circulando por una autopista, desapareciendo el ruido a una distancia relativamente pequeña de la máquina [5.1]. La maquina FL2500 elegida produce un ruido de 104.6 dB a potencia nominal. [5.2]

Generación de energía sin consumo de combustible: Se destaca como impacto positivo en lo socioeconómico, el hecho de que aumentara la potencia instalada de energía en la ciudad, se reducirán las emisiones de gases GEI y se generará energía sin el uso de combustibles.

5.3 Impacto ambiental del Uso de hidrógeno en los motores de combustión interna

Si bien el alcance de este trabajo es la producción de hidrógeno hasta su punto de venta (surtidor), vamos a mencionar con ejemplos, cuáles serían los impactos ambientales de usar hidrógeno en motores de combustión interna modificados, ya que se recomienda utilizar el hidrógeno producido en los camiones recolectores de basura de Mar del Plata.

Para dar una idea clara, se mencionaran un proyecto piloto que fue aplicado a la vida diaria en Alemania [5.5]:

La empresa Alemana Daimler-Benz situada en la ciudad de Stuttgart, modificó motores Turbo-Diesel de 6 cilindros de 200 kW con 12 litros a una relación de compresión aire-hidrógeno de 10,4:1. Estos motores pertenecían a colectivos de línea de un piso para 35 pasajeros. Estos poseían 40 kg de GH_2 repartidos en 13 tanques a una presión de 300 bar. Tenían una autonomía de 200 km.

Los resultados de impacto ambiental bajo las normas estandarizadas EURO-II, dieron que los gases de escape contenían:

- 10,4% de NO_x
- menos de 1 % de CO y HC (sin catalizador)
- no fue detectada la presencia de CO_2

A modo de ejemplo, el camión de Mercedes-Benz Clase G 400 CDI Station Wagon Corto con una cilindrada de 3996 CC, una potencia de 250 (183) CV (kW) y un consumo de 12,8/100 km, emite 343 gCO_2/km [5.4].

Así, se hace notar el beneficio de utilizar hidrógeno como combustible para motores de combustión interna, ya que estos emiten prácticamente una baja cantidad de NO_x y nula de CO_2 .

Resumen

Se ha cuantificado el impacto ambiental de cada uno de las actividades del proyecto utilizando las recomendaciones de la resolución 477/2001. Se establecen los atributos Carácter, Intensidad, Riesgo de Ocurrencia, Extensión, Duración, Desarrollo, Reversibilidad y Calificación Ambiental.

Los Daños en la vegetación, alteración y movimiento de suelo durante la fase de construcción se presentan como impacto negativo para la realización de la base del aerogenerador y planta de producción de hidrógeno.

Se destaca como impacto positivo en lo socioeconómico, el hecho de que aumentara la potencia instalada de energía en la ciudad, se reducirán la emisiones de gases GEI y se generara energía sin el uso de combustibles

Por cada MWh de electricidad generada mediante un aerogenerador se ahorran 0,545 ton de CO₂ [5.4]. Según estos datos y con la tecnología propuesta en este estudio, se ahorrarían 3.921,40 ton de CO₂ al año, los cuales serían vendidos como bonos de carbono (CER's), lo que genera tal vez el mayor impacto ambiental positivo del proyecto.

Capítulo VI EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.1 Introducción

En este capítulo se llevará a cabo un análisis económico, y se explicarán los costos de aplicación de la tecnología propuesta en el capítulo IV con la herramienta de análisis desarrollada, con el objetivo final de obtener el precio requerido de venta del hidrógeno para una capacidad de diseño de la planta y una tasa interna de retorno (TIR) definidas como variables de entrada principal de la herramienta.

En este capítulo, se realiza un análisis de la inversión y costos de producción del proyecto para el parque eólico y la unidad de producción de hidrógeno por separado. De esta forma se puede conocer el costo de producción del MWh eólico y estimar su precio de venta.

De igual forma se puede conocer el costo de producción del m³ de hidrógeno generado y su precio de venta. En este caso si se tiene en cuenta la inversión y los costos de producción del parque eólico, ya que el precio de venta de la energía eólica influye en el precio de venta del hidrógeno.

6.2 Inversión Total

La inversión total de un proyecto es la suma de la inversión fija (I_f) mas el capital de trabajo (I_w)

$$\text{Inversion Total es } I_t = I_f + I_w$$

Para esto, es necesario calcular la inversión fija y el capital de trabajo.

6.2.1 Calculo de la inversión Fija - I_f

Es la cantidad de dinero necesaria para construir totalmente una planta de proceso, con sus servicios auxiliares y ubicarla en situación de producir. Pueden ser tangibles o intangibles.

La inversión fija se divide en a) Componentes directos y b) Componentes indirectos.

a) Componentes directos - Inversión directa:

Gastos de estudio e investigaciones previas al proyecto.	Instalación eléctrica.
Equipos principales.	Instalación de equipos.
Cañerías instaladas.	Instrumentación y control.
Construcción.	Servicios auxiliares.
Terreno y mejoras.	Costo de puesta en marcha.
Intereses durante la construcción.	

b) Componentes indirectos – Inversión indirecta:

Ingeniería y supervisión.	Gastos de construcción.
Honorarios del contratista.	Contingencias.

Los valores de los componentes anteriormente dependen de la naturaleza del proyecto y se estiman por separado. En éste proyecto hay componentes que no se tienen en cuenta.

6.2.1.1 Componentes directos de la inversión fija

En este párrafo se describe cuales fueron los criterios para la estimación de las inversiones más importantes de este estudio. El resto se puede ver en la tabla 6.2.3.1, la cual se desprende de la herramienta de cálculo.

Equipos principales

Aerogeneradores

A través del departamento de ventas de la empresa Fuhrländer AG, mediante el Dr. Ing Jan Ross se sabe que el precio de venta del modelo del aerogenerador elegido FL2500 (de 2500 kW), se estima en U\$S 1550 el kW instalado. Con este dato, la inversión fija de los aerogeneradores debería ser aproximadamente de U\$S 3.875.000.

Para detallar esta inversión, se pueden considerar los costos de los componentes del aerogenerador estimados por la EWEA (Asociación Europea de Energía Eólica²⁹), se puede considerar como parte de la inversión directa:

- Equipos principales: el costo del aerogenerador sin instalar, 76 % de la inversión total.
- Instalación de equipos: para la fundación o base de la torre, 4 % de la inversión total.
- Instalación eléctrica: para la instalación en BT, 5% de la inversión total.
- Conexión a la red: 5% de la inversión total.
- Consultoría: 3% de la inversión total.
- Costos financieros: 2% de la inversión total.

Tomando como parte de la inversión indirecta:

Ingeniería y construcción: 2% de la inversión total

²⁹ www.ewea.org

Contingencias: 3% de la inversión total

Terreno: 2% de la inversión fija

Valor residual: 0,35% de la inversión fija sin terreno

Es probable que el valor de la inversión fija sea levemente diferente al nombrado, ya que los costos de ingeniería y construcción, contingencias, terreno y valor residual se estiman según los métodos utilizados en la cátedra de Ingeniería económica de la facultad de ingeniería de la universidad nacional de Mar del Plata.

Unidad de producción de hidrógeno

Como se menciona anteriormente, la unidad de producción de hidrógeno deberá ser echa a mediana, por no existir electrolizadores comerciales de la potencia requerida. El producto del costo específico de la unidad y la potencia de esta, da el costo total de la unidad de generación de hidrógeno.

Según el Ing. Florencio Gamallo, especialistas de la empresa ENERTRAG AG, el costo de la unidad de producción de hidrógeno es de 4000 € el kW instalado en el rango de 400 a 700 kW. Considerando que el electrolizador elegido es de 564 kW y el cambio del euro al dólar es de 1.37, el precio de la unidad de producción de hidrógeno será de: U\$S 3.094.446 incluyendo el equipamiento secundario.

Cámara de Transformación:

Según información provista por el Ing. David Morris de la empresa EDEA, la estación de transformación debe ser suministrada por el cliente, ya que se estaría comercializando energía en MT.

Equipo auxiliares

Gracias al aporte de información del Ing. Florencio Gamallo de la empresa ENERTRAG se construyó una tabla de costos de los equipos auxiliares en función del régimen de producción de hidrógeno necesario (kg/h). Luego se encontró una función que describe una curva de costos en función de capacidad de producción. Así, ingresando con régimen de producción de hidrógeno, se encuentra el costo de los equipos auxiliares.

US\$	kg/h	US\$/(kg/h)	Futente
221.769	11	20.562	Enertrag-F. Gamallo Comunicación
315.775	32	9.759	Enertrag-F. Gamallo Comunicación
383.949	54	7.120	Enertrag-F. Gamallo Comunicación
2.130.303	615	3.465	Enertrag-F. Gamallo Comunicación
6.416.131	2.427	2.644	Enertrag-F. Gamallo Comunicación

Tabla 6.4.1.1.1: Costos de los equipos auxiliares en función de diversas bibliografías.

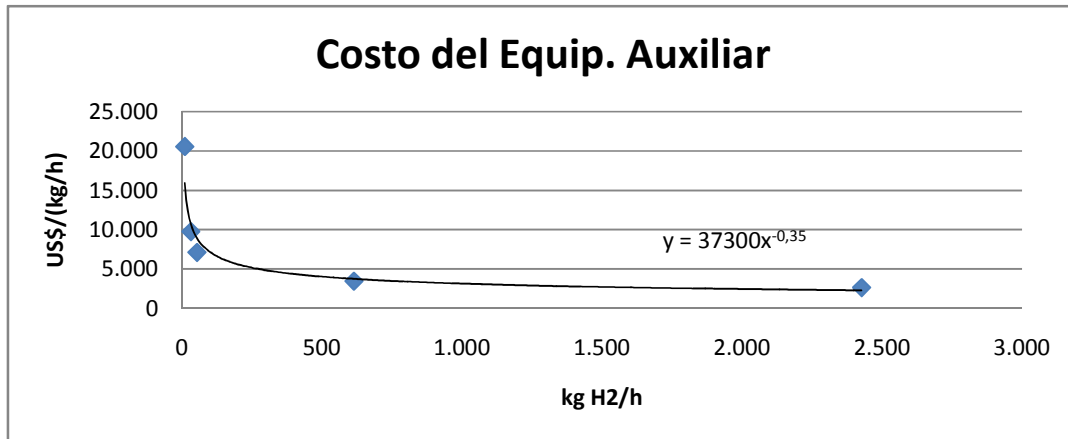


Gráfico 6.4.1.1.2: Curva de costos de los equipos auxiliares.

Los costos del equipo secundario resultan;

Costo Equip. Aux.	[US\$/(kg/h)]	15.821
Costo Equip. Aux.	[US\$]	173.524,8

Compresor de baja presión

El producto del costo específico de los compresores y la potencia de compresión dan el costo total del sistema de compresión de hidrógeno. Según [6.1] el costo de un compresor con presión de salida de 30 bar (de baja presión) y 15 kW de potencia, es de 5457 US\$/kW.

Debido que este compresor funcionara las 24 hs, se considera la compra de 2 equipos, para tener uno como compresor auxiliar, en caso de que el principal falle.

Tanque de almacenamiento de baja presión (30 bar) de H₂

El precio del tanque elegido se calcula de forma lineal sabiendo para un tanque de 95 m³ perteneciente a la empresa LINDE, cuesta 103200 € [6.2].

A este precio se le agrega un 30%, ya que el precio del acero aumento con respecto al 2001 (año de referencia). Ver resumen de costos en párrafos siguientes.

Volumen	95 m ³
Diámetro	3 m
Largo	15,2 m
Peso	27 t
Presión Máxima	30 bar
Material	WstE 355
Precio	€ 103.200

Tabla 6.4.1.1.3: Datos de almacenamiento de H₂ gaseoso. (Fuente [4.6]-Linde AG).

Compresor de alta presión

El producto del costo específico de los compresores y la potencia del compresor dan el costo total del sistema de compresión de hidrógeno de alta presión. Se puede estimar el costo específico de compresores de alta presión, construyendo una curva utilizando diversas fuentes bibliográficas. A partir de esta curva se encuentra una función que permita encontrar el costo específico del compresor en función de la potencia del mismo.

De la herramienta de cálculo se desprende la siguiente tabla y gráfico:

Calculo del precio del compresor de alta presión - 450 bar		
kWe	\$/kWe	FUENTE
10	8.580	Zittel and Wurster
75	3.120	Taylor et al
250	1.073	Zittel and Wurster
2.700	1.122	Taylor et al
3.700	845	Taylor et al
4.500	913	Taylor et al

Tabla 6.4.1.1.4: Cotos de compresores de alta presión según diversas fuentes bibliográficas.

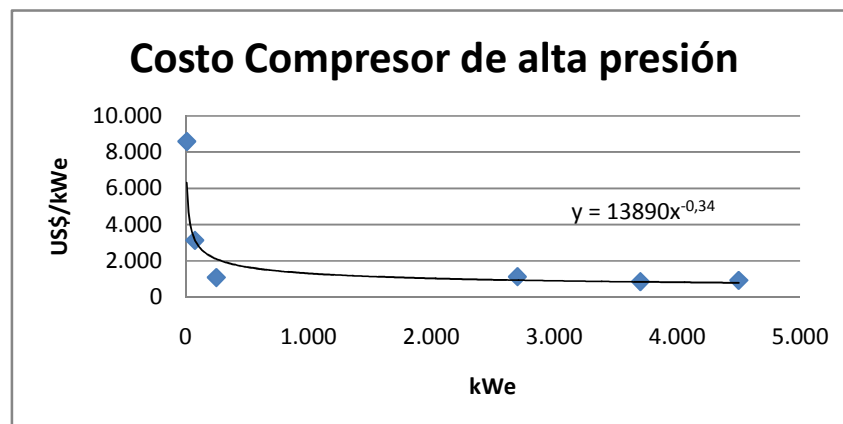


Gráfico 6.4.1.1.5: Curva de cotos de compresores de alta presión.

Ingresando a esta curva una potencia de 30 kWe del compresor elegido, se obtiene que el costo específico es de 4.327 US\$/kWe.

Surtidor

De acuerdo a [6.3], podemos considerar el costo de cada surtidor como un valor constante por unidad e igual a 22.400 US\$.

La boquilla de carga propuesta en este trabajo está incluida en dicho precio.

Terreno

El costo del terreno se estima como el 2% de la inversión fija sin terreno, según los métodos utilizados en la cátedra de Ingeniería económica de la facultad de ingeniería de la universidad nacional de Mar del Plata.

El resto de los componentes directos se muestran en la tabla 6.4.1.

6.2.1.2 Componentes indirectos de la inversión fija

Para este estudio se consideran tanto para el parque eólico como para la unidad de producción de hidrogeno, los siguientes componentes indirectos:

Ingeniería y construcción: se estimó el 2 % de la inversión directa total.

Contingencias: 3 % de la inversión directa total.

Resumiendo, la inversión fija total es:

Parque eólico $I_f = 3.590.187$ US\$

Unidad de producción de hidrógeno $I_f = 8.523.451$ US\$

6.2.2 Calculo del capital de trabajo - I_w

Es el capital necesario para que una vez que la planta se encuentre instalada y puesta en régimen normal de operación, pueda operar a los niveles previstos en los estudios técnico-económicos.

Los rubros que lo integran son: Materia primas, productos semi-elaborados, repuestos, otros materiales de operación., Caja, Crédito a los compradores, cuentas a cobrar., Crédito de los proveedores.

En este estudio el capital de trabajo (I_w) se considero como 2 meses del costo total sin depreciación³⁰. Así;

$$I_w = 2 \text{ meses} \times C_T \text{ (sin dep.)}$$

El cálculo de $C_T \text{ (sin dep.)}$ se muestra en los próximos párrafos.

De esta forma, la inversión total para el aerogenerador es de:

$$I_T = I_f + I_w = 3.909.705 \text{ US\$}$$

La inversión para el parque de producción de hidrógeno es de:

$$I_T = I_f + I_w = 9.202.627 \text{ US\$}$$

6.2.3 Resumen de inversión

Resumen inversión del parque eólico

INVERSION DIRECTA - Eólica			
Aerogeenrador (76% de la Itotal)	2.945.000,0		
Instalacion electrica BT (4% de la Itotal)	155.000,0		
Foundation (3% de la Itotal)	116.250,0		
Conxion a la Red (4,65% de la Itotal)	180.187,5		
Consultoria (3% de la Itotal)	116.250,0		
Costos Financieros (2 % de la Itotal)	77.500,0		
INVERSION DIRECTA TOTAL (Inversion fija)	3.590.187,50		
	3.590.187,50		
INVERSION INDIRECTA - Eólica			
Ingeniería y construccion (2% I directa total)	77.500,00		
Contingencias (3% I directa total)	116.250,00		
INVERSION INDIRECTA TOTAL	193.750,00		
	193.750,00		
INVERSION FIJA SIN TERRENO	3.783.938		
TERRENO (2% If s/ terreno)	75.679		
INVERSION FIJA DEPRECIABLE	2.459.559		
VALOR RESIDUAL (0,35*If sin terreno)	1.324.378		
INVERSION FIJA TOTAL (If+Terreno)		IfT	3.859.616
Capital de trabajo (2 meses)		Iw	50.088
INVERSION TOTAL (Solo eólica)		IT	3.909.705

Tabla 6.2.3.1: Calculo de la Inversión total del parque eólico.

³⁰ Apuntes de la cátedra de Ingeniería Económica – Facultad de Ingeniería - UNMdP

Resumen inversión de la unidad de producción de hidrógeno

INVERSION DIRECTA		[US\$]		
Wind Energy	Aerogenerador (76% de la Itotal)	2.945.000,0		
	Instalacion electrica BT (4%de la Itotal)	155.000,0		
	Foundation (3% de la Itotal)	116.250,0		
	Conxión a la Red (4,65% de la Itotal)	180.187,5		
	Consultoria (3% de la Itotal)	116.250,0		
	Costos Financieros (2 % de la Itotal)	77.500,0		
	Sub. Estación de MT de 20m2 - EDEA	198.757,76		\$ 800.000
H2	Construcción de la estacion de servicio solo infraestructura	20.000,00		
	Mejoras del terreno	5.000,00		
	Electrolizador y equipo Secundario- ELT	3.094.446,40		2.258.720 €
	- Electrolyzer			
	- Desoinizador de Agua			
	- Filtro y tanque de KOH			
	- Water storage tank			
	- Transformer			
	- Dashboard			
	- Gas sensor			
	- Dryer and purifier			
	Compresor y equipamiento (Baja Presión 30 bar) (se consideran 2 compresores - Repuesto)	163.710,00		
	- Compresor			
	- Recipient (Lung)			
	- KOH- Demister/Schrubber			
	Hydrogen storage (Low pressure) - 30 bar - 96 m3 (incluida la cant de tanques)	1.126.011,94		821.907 €
	- Storage tank			
	- Equipment			
	Equipamiento Auxiliar	173.524,80		
	- Circuito cerrado de agua de enfriamiento			
- Aire de instrumentacion				
- Tuberias y equipos (repuestos)				
- Equipamiento para la utilizacion de Nitrogeno				
Compressor and equipment (High pressure) - 450 bar	129.813,13			
- Compresor				
- Equipment				
Surtidor y equipamiento	22.000,00			
- Surtidor	20.000,00			
- Equipamiento	2.000,00			
	INVERSION DIRECTA TOTAL (Inversion fija)	8.523.451,54	[US\$]	
		8.523.451,54	[US\$]	
INVERSION INDIRECTA				
	Ingenieria y construccion (2% I directa total)	170.469,03		
	Contingencias (3% I directa total)	255.703,55		
	INVERSION INDIRECTA TOTAL	426.172,58	[US\$]	
		426.172,58	[US\$]	
	INVERSION FIJA SIN TERRENO If(sin terreno)	8.949.624,11	[US\$]	
	TERRENO (2% If sin terreno, es decir la que esta arriba de este casillero)	178.992,48	[US\$]	
	INVERSION FIJA DEPRECIABLE (Ifd= If-terreno-L)	5.817.255,67	[US\$]	
	VALOR RESIDUAL (L = 0,35*If sin terreno) (Es el valor de reventa)	3.132.368,44	[US\$]	
	INVERSION FIJA TOTAL (=If+Terreno)		Ifr [US\$]	9.128.616,59
	Capital de trabajo (Iw)(2 meses)		Iw[US\$]	74.060,96
	INVERSION TOTAL		It [US\$]	9.202.677,55

Tabla 6.2.3.2: Calculo de la Inversión total de la unidad de producción de hidrógeno.

6.3 Estimación de los costos de producción

Para la estimación de los costos de producción se tiene en cuenta la producción de energía eólica y la unidad de producción de hidrogeno por separado. De esta manera se puede estimar el costo de energía eólica y el costo de hidrógeno generado.

6.3.1 Costos variables

Costos variables del Parque eólico

1) **Materia prima:** no se estiman ya que la materia prima es viento

2) **Envases:** no se consideran

3) **Mano de obra:**

Para este proceso, que proponen un solo supervisor, de monitoreo continuo, con un costo de mano de obra de 5 US\$/ h-h.

$$1 \text{ hombre} * 8 \text{ hs/día} * 30 \text{ días/mes} * 12 \text{ mese/año} * 5 \text{ U\$/hora} = 15600 \text{ US\$ / año}$$

4) **Supervisión:** Se calculo anteriormente

5) **Servicios:** no se tienen en cuenta

6) **Mantenimiento:** se considero un 2,5% I_f (gran mantenimiento)

7) **Laboratorio:** no se tiene en cuenta

8) **Regalías y patentes:** no se tienen en cuenta

Costos variables de la unidad de hidrógeno

1) **Materia prima:**

El consumo de agua que se necesita para el proceso de electrólisis y el consumo del agua de refrigeración se tomaran de un pozo de agua en el mismo sitio de instalación del sistema de producción de hidrógeno. Esto se debe a que no existe instalación de agua corriente en el lugar, pero se corre con la ventaja de que si existen posos de agua, ya que el agua subterránea que se encuentra en el relleno sanitario debe ser monitoreada constantemente.

2) **Envases:** no se consideran

3) **Mano de obra:**

Para este proceso, que proponen 6 operarios en 2 turnos y 1 supervisor en un turno.

Los estándares de salarios se estiman en un costo de mano de obra de 3 US\$/ h-h y los de supervisión e ingeniería en 5 US\$ /h-h. Se lo multiplica por 13 meses para contar el aguinaldo.

$$1 \text{ hombre} * 8 \text{ hs/día} * 30 \text{ días/mes} * 13 \text{ mese/año} * 5 \text{ U\$/hora} = 15600 \text{ US\$ / año}$$

$$6 \text{ hombres} * 8 \text{ hs/día} * 30 \text{ días/mes} * 13 \text{ mese/año} * 3 \text{ U\$/hora} = 56160 \text{ US\$ / año}$$

4) **Supervisión:** Se calculo anteriormente

5) **Servicios:**

- Costo del consumo de energía del ELY de la red eléctrica

De la herramienta de cálculo se desprende que durante los periodos de calma del viento no se genera energía eólica, por lo que el ELY, compresores, equipos auxiliares y los sistemas de iluminación deberá consumir energía eléctrica de la RED.

Para calcular la potencia que se debe contratar y la energía que se debe comprar durante el año, se utiliza el cuadro tarifario de EDEA que rige a partir del 1° de noviembre de 2010 (Ver anexos), eligiendo la tarifa T3MT – Grandes demandas, para suministros mayores a 300 kW de demanda – (usuarios finales), en media tensión.

Los precios indicados en esta tarifa (T3MT) no incluyen el impuesto al valor agregado ni demás tributos establecidos en la legislación vigente, por lo que se le deberán sumar los conceptos de la LEY 23681, IVA percepción R.G. 3337, LEY 11769 art 74 y 75 y el IVA de responsable Inscripto. La suma de estos impuestos es del 36,66% (redondeado 37%). Por lo tanto, los precios en (pesos Argentinos) de potencia contratada y de la energía, vigentes son:

COSTO DE LA POTENCIA CONTRATADA								
	Unidad		Tarifa Suministros Mayor o Igual a 300 KW de Demanda	LEY 23681	IVA percepcion R.G. 3337	LEY 11769 art 74 y 75	IVA Res. Inscripto	
				0,60%	3,00%	6,06%	27%	
CARGO FIJO GDES DEM B TENSION	\$ mes		144,36	0,60%	3,00%	6,06%	27%	
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW-mes		28,36	0,60%	3,00%	6,06%	27%	
CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO	\$/kW-mes		12,16	0,60%	3,00%	6,06%	27%	
COSTO DEL CONSUMO DE ENERGIA								
CONSUMO DE ENERGIA	-							
PICO - 18 a 23 hs.	\$/kWh		0,1312	0,60%	3,00%	6,06%	27%	
RESTO - 5 a 18 hs.	\$/kWh		0,1244	0,60%	3,00%	6,06%	27%	
VALLE - 23 a 5 hs.	\$/kWh		0,1223	0,60%	3,00%	6,06%	27%	

Tabla 6.3.1.1: Costo de la potencia contratada y energía. (Fuente: EDEA)

Según el asesoramiento de un departamento técnico de la empresa EDEA (fuente Ing. David Morris) se aplica la Resolución SE N° 1281, la cual establece que todo cliente que supere los 300KW en su potencia registrada, pasa a formar parte de una categoría de cliente a la que se penaliza la energía que exceda a la consumida en mismo mes del 2005, en el caso que no tenga consumo en el 2005 penaliza toda su energía consumida.

El costo mensual de la energía excedida es variable y tiene que ver con el costo de generación de cada mes, por ejemplo en el invierno 2010 llegó a valer 750\$/MWh ya que se genera bastante con combustible fósil, mientras que en el último verano estuvo en el orden de los 100\$/MWh.

De todo esto se concluye que el costo anual de la energía será:

$$Costo_{\text{eléctrica}} = (\text{Costo}_{\text{Energía consumida}} + \text{Costo}_{\text{potencia_contratada}}) \cdot 1,37 + \text{Costo}_{\text{Penalización}} \cdot 12\text{meses}$$

Para saber cuáles serán los costos anuales de energía consumida ($Costo_{EnergíaConsumida}$) y la potencia a contratar que determinará el costo de potencia contratada ($Costo_{Potencia_contratada}$), es necesario estimar cual es la potencia simultánea y la energía que se va a consumir durante los periodos de PICO (18 a 23hs), VALLE (23 a 5 hs) y RESTO (5 a 18hs).

Potencia simultánea en horario pico:

La potencia simultánea es la suma de la potencia del electrolizador, el compresor de baja presión, compresor de alta presión y la iluminación general, según el plan de carga propuesto.

La suma de esta potencia es de:

$$Potencia_sumul\ tan\ ea_{pico} = Pot_{ELY} + Comp_{baja} + Comp_{Alta} + P_{Iluminación}$$

$$Potencia_de_consumo = 564kW + 15kW + 30kW + 3.5kW = 613kW = 0.613MW$$

Potencia simultánea en horario fuera de pico:

Potencia simultánea fuera de pico coincide con la potencia de horario pico.

$$Potencia_simul\ tan\ ea_{fuera\ de\ pico} = Pot_{ELY} + Comp_{baja} + Comp_{Alta} + P_{Iluminación}$$

$$Potencia_de_consumo = 564kW + 15kW + 30kW + 3.5kW = 613kW = 0.613MW$$

Energía consumida:

En los casos en que la energía eólica generada sea menor a la consumida se comprará energía de la red. Debido a que el viento no se puede predecir, no podemos estimar realmente cual será la energía comprada, pero si se puede hacer a modo de balance energético una aproximación, ya sea mensual o anual. Esto es posible, ya que se conoce la energía eólica generada mensualmente (por consiguiente anualmente) y la energía que se demandará durante este tiempo. Esto se resume en la siguiente tabla:

Mes	Energía eólica Generada	Consumo Unidad de Produccion de H2						Energía inyectada a la Red		Energía Consumida de la Red	
	Windenergie [MWh/mes]	Consumo Unidad de ELY [MWh/mes]	Compresores [MWh/mes]	Consumo Electrico Estacion [MWh/mes]	Consumo Unidad de H2+Estacion [MWh/mes]	Consumo Energia eolica por la Unidad de ELY [MWh/mes]	Consumo de energia eolica por la Unidad de ELY [%]	Energía inyectada a la red [MWh/mes]	Energía inyectada a la red [MWh/mes]	Energía desde la red [MWh/mes]	Consumo de energía de la red por la unidad de ELY [%]
Enero	453,82	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	95,15	22,00	22,00	0,00	0,00
Febrero	310,81	406,57	24,30	0,95	431,81	310,81	100,00	0,00	0,00	121,00	38,93
Marzo	303,93	406,57	24,30	0,95	431,81	303,93	100,00	0,00	0,00	127,89	42,08
Abril	351,56	406,57	24,30	0,95	431,81	351,56	100,00	0,00	0,00	80,26	22,83
Mayo	347,56	406,57	24,30	0,95	431,81	347,56	100,00	0,00	0,00	84,25	24,24
Junio	691,32	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	62,46	259,50	259,50	0,00	0,00
Julio	427,94	406,57	24,30	0,95	431,81	427,94	100,00	0,00	0,00	3,88	0,91
Agosto	529,67	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	81,52	97,86	97,86	0,00	0,00
Septiembre	558,70	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	77,29	126,89	126,89	0,00	0,00
Octubre	439,88	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	98,17	8,07	8,07	0,00	0,00
Noviembre	648,40	406,57	24,30	0,95	431,81	431,81	66,60	216,58	216,58	0,00	0,00
Diciembre	154,50	406,57	24,30	0,95	431,81	154,50	100,00	0,00	0,00	277,31	179,49
	5218,09	4878,84	291,60	11,34	5181,78	4878,84			730,90	694,59	
	Annual Eolic Energy Output [MWh/año]	Consumo ELY Anual Total [MWh/año]	Consumo Equip. Aux. Anual Total	Consumo Total luminacion U de H2 [MWh/año]	Consumo Total Unidad de H2+Estacion	Consumo Energia eolica de la Unidad de ELY [MWh/año]			Energía eolica inyectada a la Red [MWh/año]	Energía consumida de la Red [MWh/año]	

Tabla 6.3.1.2: Balance de generación de energía eólica y consumo de energía de la red eléctrica

Cálculo de la energía demandada mediante un balance anual:

Conociendo el régimen de trabajo del ELY y según el plan de carga de combustible propuesto, se puede considerar que la demanda de energía durante cada mes del año es constante y es igual a:

$$DemEnergia_{mes} = 431 \frac{MWh}{mes}$$

Lo que equivale a un total de

$$DemEnergia_{año} = 5181 \frac{MWh}{año}$$

En este mismo período, la energía generada por el aerogenerador es de 5218,09 Mwh. Obsérvese que el generador elegido aporta en forma anual toda la energía que demanda la unidad productora de hidrógeno.

Como puede verse en la tabla 6.3.1.2 existen meses donde la generación supera al consumo y meses en los que existe el situación inversa. El balance anual indica que debido a la variabilidad mensual del recurso eólico local, se debe comprar de la red 694,6 MWh/año, que al referirlas a la potencia simultánea representan aproximadamente 1132 horas anuales de compra.

$$Horas_{Demanda Red} = \frac{694 MWh / año}{0,6132 MW} = 1132 \frac{h}{año}$$

Esta cantidad de horas, es una estimación del tiempo durante el cual no habrá energía del viento suficiente para abastecer el consumo de la planta.

Considerando la hipótesis que durante un día entero no se generó energía eólica, y se consume toda la energía de la red, se puede distinguir la energía que se consumirá en PICO, VALLE, y RESTO, según el régimen de carga de los camiones propuesto anteriormente:

Energía consumida en PICO:

$$Energia_{consum_PICO} = Pot_{ELY} \cdot 5h + Pot_{Compbaja} \cdot 5h + Pot_{Compalta} \cdot 3h + Pot_{Illum} \cdot 3h = 3.006 \text{ kWh-día}$$

Energía consumida en RESTO:

$$Energia_{consumRESTO} = Pot_{ELY} \cdot 13h + Pot_{Compbaja} \cdot 13h + Pot_{Compalta} \cdot 12h + Pot_{Illum} \cdot 2h = 7.903 \text{ kWh-día}$$

Energía consumida en VALLE:

$$Energia_{\text{consu_VALLE}} = Pot_{ELV} \cdot 6h + Pot_{Compbaja} \cdot 6h + Pot_{Ilum} \cdot 6h = 3.499 \text{ kWh-día}$$

El total diario es:

$$Energia_{\text{consu_diaria}} = Energia_{\text{consum_PICO}} + Energia_{\text{consum_RESTO}} + Energia_{\text{consu_VALLE}}$$

$$Energia_{\text{consu_diaria}} = 14.408 \text{ kWh-día} = 14,4 \text{ MWh-día}$$

Esta es la energía que se consumiría de la red en un día si no hay viento, y por ende no existe producción de energía eólica.

Aplicando los costos de energía de EDEA (ver tabla 6.3.1.1), a la energía consumida diariamente en PICO, VALLE y RESTO, se podría saber cuál es el costo diario del consumo energético en caso de no haber viento.

Lo explicado se resume en el siguiente cuadro:

COSTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN UN DÍA																
EQUIPO			ELY		COMPRESOR DE BAJA		COMPRESOR DE ALTA		GENERAL ILUMINACION		TOTAL-ENERGIA					
POTENCIA [kW]			564,68		15,0		30,0		3,50							
POTENCIA CONTRATADA T3	Unidad	En pesos	Hs	Costo [\$]	Hs	Costo [\$]	Hs	Costo [\$]	Hs	Costo [\$]	[%]	[kWh-día]	[MWh/día]	[\$/día]	[\$/h]	[\$/año]
CARGO VARIABLE POR ENERGIA EN PICO	\$/kWh-día	0,131	5	370,43	5	9,84	3	11,81	5	2,30	0,21	3.006		394		
CARGO VARIABLE POR ENERGIA EN RESTO	\$/kWh-día	0,124	13	913,20	13	24,26	12	44,78	2	0,87	0,55	7.903		983		
CARGO VARIABLE POR ENERGIA VALLE	\$/kWh-día	0,122	6	414,36	6	11,01		0,00	6	2,57	0,24	3.499		428		
												14.408	14,4	1.805	75,23	85.214

Tabla 6.3.1.2: Consumo de energía de la red.

De esta forma, el costo diario en pesos solo de la energía consumida es de:

$$\text{Costo}_{\text{Energía consumida}} = 1.805 \text{ [$/ día]}$$

Para saber este valor en horas, se lo divide por 24 hs, entonces:

$$\text{Costo}_{\text{Energía consumida}} = \frac{1.802 \text{ $/ día}}{24 \text{ h / día}} = 75,23 \text{ [$/ h]}$$

Sabiendo que durante un año se deberá comprar energía eléctrica durante 1132,8 h/año y que el costo de la energía por hora es de $75,07 \frac{\$}{h}$, podemos estimar cual será el costo anual de la energía:

$$\text{Costo}_{\text{Energía consumida}} = 75,23 \frac{\$}{h} \cdot 1132 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 85.214 \frac{\$}{\text{año}}$$

Cálculo de la energía demandada mediante un balance mensual:

Si bien se ha estimado el costo anual (sin considerar aún los impuestos ni señalización), se puede hacer otra estimación con los datos mensuales. Para realizar este cálculo se asume que la energía que se deberá comprar esta distribuida proporcionalmente entre los horarios PICO, VALLE y RESTO

Considerando que la energía consumida por día es de 14.408 kWh y que la energía demandada en horario PICO es de 3.006 kWh, se desprende que en dicho horario se consume el 21% de la energía diaria. De esta manera se calculan los demás porcentajes en RESTO y VALLE:

- en pico se consume el 21% de la energía diaria
- en valle se consume el 24% de la energía diaria
- en resto se consume el 55% de la energía diaria

De esta forma, se puede estimar el costo mensual, multiplicando estos porcentajes por la energía mensual comparada de la red y por su costo en PICO, VALLE y RESTO. Por ejemplo, para el mes de febrero se tiene;

$$121 \frac{MWh}{mes} \cdot 0,21 \cdot Precio_{pico} + 121 \frac{MWh}{mes} \cdot 0,24 \cdot Precio_{valle} + 121 \frac{MWh}{mes} \cdot 0,55 \cdot Precio_{resto} = 15.164 \frac{\$}{mes}$$

Lo explicado anteriormente se calcula para cada mes a partir de los datos de la tabla 6.3.1.2 y se resumen en la siguiente tabla:

Mes	Energía comprada de red [MWh/mes]	[\$/mes]
Enero	0,00	0,00
Febrero	121,00	15.164,46
Marzo	127,89	16.027,27
Abril	80,26	10.058,11
Mayo	84,25	10.558,86
Junio	0,00	0,00
Julio	3,88	486,04
Agosto	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00
Diciembre	277,31	34.754,01
	694,59	87.048,76

Costo mensual de la energía y suma anual.

Este último costo, es cercano al de $85.214 \frac{\$}{año}$ calculados anteriormente por el análisis anual, considerando las horas anuales de consumo.

Debido a que este trabajo tiene el propósito de un anteproyecto, se considera solo la estimación del costo de la energía como se mostró anteriormente.

Es válido aclarar que el cálculo del costo de la energía demandada, puede ser aún más detallado, ya que si se dispone de los datos de viento medidos cada 5 minutos, ya que se podría conocer la energía generada por hora, y estimarse con mayor precisión el costo de la energía demandada en PICO, VALLE y RESTO.

Costo de la potencia contratada;

Para el cálculo del costo de la potencia contratada se debe considerar que cantidad de potencia se consume en hora pico y cual en fuera de pico.

Como ya se dijo, la potencia que se registra en PICO es:

$$Pot_{PICO} = Pot_{ELY} + Pot_{Compbaja} + Pot_{Compalta} + Pot_{Illum} = 613kW$$

Y la potencia que se registra en Fuera de PICO es:

$$Pot_{FueraPICO} = Pot_{ELY} + Pot_{Compbaja} + Pot_{Compalta} + Pot_{Illum} = 613kW$$

Aplicando el cuadro tarifario vigente para la categoría T3MT (ver tabla 6.3.1.1) se obtiene la siguiente tabla:

		[kW]	[\$/mes]	TOTAL - POTENCIA	
				[\$/mes]	[\$/año]
CARGO FIJO			144,36		
Potencia en PICO		613,2	17.390		
Exceso potencia PICO					
Potencia fuera de PICO		613,2	7.456		
Exceso potencia Fuera					
				24.990	299.885

Tabla 6.3.1.3: Costo de la potencia contratada.

De esta forma, el costo anual de la potencia contratada será de:

$$Costo_{potencia_contratada} = Costo_{fijo} + Costo_{potPICO} + Costo_{potFueraPICO} = 299.885 \$ / año$$

Costo de la Penalización según RE 1281/06:

Otro costo se debe a penalización del 100% de la energía consumida según la Resolución SE N° 1281 ya que no se tiene consumo registrado en el 2005. Si bien es una estimación anual, el costo mensual de la energía excedida es variable como se comento anteriormente.

Para estimar esta penalización, se toma como parámetro el costo de la energía en el mes Enero del 2011 aplicado por EDEA, que fue de 370 \$/MWh. Estos datos y método de penalización, fue proveído por el Ing. David Morris de EDEA como se mencionó.

Por ejemplo, cálculo de esta penalización para el mes de febrero se muestra en color amarillo en la siguiente tabla:

PENALIZACION Resolución SE N° 1281													
	Periodo	Tarifa	Energía pico en exceso (kWh)	Energía valle en exceso (kWh)	Energía resto en exceso (kWh)	Total energía en exceso (kWh)	Precio real (\$/MWh)	Cargo real (\$)	Precio aplicado (\$/MWh)	Demanda aplicada (kWh) Penalización 50%	Cargo aplicado (\$/mes)	Saldo transacción (\$/mes)	saldo acumulado
Enero: Fuente EDEA	ene-11	T3MT	2.908,9	7.936,0	3.568,0	14.412,9	313,9	4.524,0	370,0	7.206,5	2.666,4	-1.857,6	0,0
	feb-11	T3mt	25.269,2	29.415,1	66.435,4	121.002,0	313,9	37.980,7	370,0	60.501,0	22.385,4	-15.595,3	-15.595,3
	Penalización Anual	[\$/año]		128.499									

Tabla 6.3.1.4: Penalización según Resolución SE N° 1281.

De esta forma, se podría calcular esta penalización para cada mes del año, teniendo en cuenta la energía comprada en cada mes y tomando el cargo aplicado constante, pero sabiendo que se comete cierto error, ya que éste será variable durante el año.

Al mismo tiempo, se puede hacer el mismo cálculo teniendo en cuenta la energía anual comprada, y considerando que se penaliza el 50%:

$$Costo_{penalizacion} = Energia_{total_exceso} \cdot Precio_{aplicado} \cdot 50\%$$

$$Costo_{penalizacion} = 694,59 \frac{MWh}{año} \cdot 370\$ \cdot 0.5 = 128.499 \frac{\$}{año}$$

Resumiendo, el costo de la energía eléctrica comprada a la red, será la suma de la energía consumida, la potencia contratada, el cargo impositivo y la penalización aplicada por EDEA en cumplimiento de la resolución 1281/06. Por lo tanto:

$$Costo_{electrica} = (Costo_{Energia\ consumida} + Costo_{potencia\ contratada}) \cdot 1,37 + Costo_{Penalizacion}$$

$$Costo_{electrica} = ((Energia_{consum_PICO} \cdot Precio_{PICO} + Energia_{consum_RESTO} \cdot Precio_{RESTO} + Energia_{consum_VALLE} \cdot Precio_{VALLE}) + (Costo_{fijo} + Costo_{potPICO} + Costo_{potFueraPICO})) \cdot 1,37 + Costo_{penalizacion}$$

De esta forma se estima que el costo anual total de la compra de energía eléctrica existiendo el generador eólico es:

$$Costo_{\text{eléctrica}} = 652.233 \frac{\$}{\text{año}} = 162.045 \frac{US\$}{\text{año}}$$

El cambio peso - dólar se considera 4 a 1 (Marzo 2011).

6) **Mantenimiento**: se considero un 6% I_f (sin terreno)²

7) **Laboratorio**: no se tiene en cuenta

8) **Regalías y patentes**: no se tienen en cuenta

6.3.2 Costos fijos

Costos fijos del Parque eólico

1) Costos de inversión³¹

1.1) Depreciación: Utilizamos el método de línea recta (donde n=20 años).

$$e = 1/n = 0,05$$

Valor residual $L = 35\% I_f$ (sin terreno)

Inversión fija depreciable $I_{fd} = I_f$ (sin terreno) - L

Depreciación $D = I_{fd} \times e$

1.2) Impuestos: se considero un 1% de la inversión fija

1.3) Seguros: se considero un 0,5% de la inversión fija

2) Ventas y distribución: No se tiene en cuenta

3) Dirección y administración: No se tiene en cuenta

5) Investigación y desarrollo: No se tiene en cuenta

Costos fijos de la unidad de hidrógeno

1) Costos de inversión³²

1.1) Depreciación: Utilizamos el método de línea recta (donde n=20 años).

$$e = 1/n = 0,05$$

Valor residual $L = 35\% I_f$ (sin terreno)

Inversión fija depreciable $I_{fd} = I_f$ (sin terreno) - L

Depreciación $D = I_{fd} \times e$

³¹ Apuntes de la cátedra de ingeniería económica de la UNDP

³² Apuntes de la cátedra de ingeniería económica de la UNDP

- 1.2) Impuestos: se considero un 1% de la inversión fija
- 1.3) Seguros: se considero un 0,5% de la inversión fija
- 2) Ventas y distribución: No se tiene en cuenta
- 3) Dirección y administración: No se tiene en cuenta
- 5) Investigación y desarrollo: No se tiene en cuenta

Una vez descriptos los costos fijos y variables, se depende la siguiente tabla de la herramienta de cálculo:

6.3.3 Resumen de la Estimación de los costos de producción del parque eólico

		COSTOS VARIABLES - AEROGENERADORES	
Cv	Materia prima	US\$ 0	
	Mano de obra directa [US\$/año]	US\$ 15600	
	Mantenimiento 6% If(sin terreno) [US\$/año]	US\$ 227036	
	TOTAL DE COSTOS VARIABLES	US\$ 242636	US\$ 242636
		COSTOS FIJOS - AEROGENERADORES	
CF	Depreciacion - (Depreciation)	122.978	
	Impuetos (se considero un 1% de la If)	38.596	
	Seguros (se considero un 0,5% de la If)	19.298	
	TOTAL DE COSTOS FIJOS - (Total fixed costs)	180.872	180.872
		COSTOS DE PRODUCCIÓN - (Production costs)	423.508
		COSTOS DE PRODUCCIÓN SIN DEPRECIACIÓN - (Production cost whit out de	300.530

Tabla 6.3.3.1: Resumen de la Estimación de los costos de producción del parque eólico.

6.3.4 Resumen de la estimación de los costos de producción de la Unidad de producción de hidrógeno

		COSTOS VARIABLES - COSTOS DIRECTOS - UNIDAD DE PRODUCCION DE HIDROGENO	
Cv - H2	Mano de obra directa + cargas sociales (Cargas Sociales (34% del sueldo neto)) [US\$/año]	71.760,00	
	Materia Prima - Insumos [US\$/año]	0,00	
	Costo de la energía de Red consumida por la unidad ELY (durante las horas que no hay viento) [US\$/año]	162.045,47	
	Costo de la energía Eólica consumida por la unidad ELY [US\$/año]		
	Costos de Compresion (baja presion) [US\$/año]	3.139,11	
	Costos de Compresion (alta presion) [US\$/año]	3.923,89	
	Operación y Mant. 1% Ifija [US\$/año]	89.496,24	
	TOTAL DE COSTOS VARIABLES [US\$/año]	330.364,71	330.364,71
		COSTOS FIJOS - COSTOS INDIRECTOS - UNIDAD DE PRODUCCION DE HIDROGENO	
Cf-H2	Depreciacion (= Ifd x e) (e=1/n Metodo de la Linea recta) [US\$/año]	290.862,78	
	Impuetos (se considero un 1% de la If) [US\$/año]	91.286,17	
	Seguros (se considero un 0,5% de la If) [US\$/año]	45.643,08	
	TOTAL DE COSTOS FIJOS - (Total fixed costs) [US\$/año]	427.792,03	427.792,03
		TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROGENO -(Production costs) [US\$/año]	758.156,75
		TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN SIN DEPRECIACIÓN -(Production cost whit out depreciation) [US\$/año]	467.293,96

Tabla 6.3.3.2: Resumen de la Estimación de los costos de producción de la Unidad de producción de hidrógeno.

6.4 Análisis y determinación del precio de venta del producto en función de los datos del mercado

Para comenzar el análisis de rentabilidad del proyecto se debe fijar un precio de venta de la energía eólica y del hidrógeno generado.

Si bien la ley argentina nacional y provincial, 25.467 y 26.190 establecen el reconocimiento de 0,01 \$/kWh eólico inyectado a la red, el valor de venta real de la energía eléctrica en materia de energía eólica, se establece de común acuerdo entre el gobierno nacional, el provincial y los inversores. Esta manera de actuar del gobierno Argentino se desprende de las últimas licitaciones del programa GENRED durante el año 2010.

6.4.1 Precio de venta de la energía eólica

Para fijar el precio de venta de la energía eólica, se tienen en cuenta tres aspectos:

1) Promedio del costo de la energía, del informe mensual de CAMMESA. PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS MENSUALES (\$/MWh). No incluyen Transporte ni FONINVEMEM.

De la herramienta de cálculo se desprende la siguiente tabla;

	de venta de energía eléctrica en Argentina año 2009											
	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09
Precio energía en el mercado [\$/MWh]	108,8	106,7	109,2	104,2	89,3	85,8	92,2	100,9	93,9	97,5	88,6	92,8
Precio monomico [\$/MWh]	176,2	178,7	183,7	177,6	161,8	203,6	246,4	224,0	176,4	148,7	131,0	137,3

Fuente: CAMMESA 2009

Promedio MONOMICO	178,8	
Precio prom =	97,49	[\$/MWh]
	24,22	[US\$/MWh]
	0,02	[US\$/kWh]

Tabla 6.4.1: Precio de venta de la energía eléctrica en argentina año 2009. (Fuente CAMMESA)

2) La adjudicación dentro del programa GENREN permite asegurar la venta de energía a un precio fijo en dólares durante un plazo de 20 años y a un monto atractivo para los inversores (entre 120 y 135 USD/MWh). Un aspecto importante a la hora de evaluar los riesgos de estos proyectos es el hecho de que el programa no esté basado en una ley nacional sino más bien en decretos presidenciales y resoluciones de la Secretaría de [6.5].

3) Se tiene en cuenta también los costos de producción, que resulta del cociente del costo anual total de producción y la energía anual generada por el molino eólico.

De la herramienta de cálculo se desprende la siguiente tabla sobre el costo de producción de la energía eólica generada;

COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN	[US\$/año]	423.508,46
PRODUCCION ANUAL TOTAL (Energía producida por el aerogenerador)	[kWh/año]	5.218.086,21
COSTOS DE PROD. POR kWh EOLICO GENERADO	[US\$/kWha]	0,081
PRODUCCION ANUAL DESTINADO AL ELY (Es lo que consume la unidad de ELY+Estacion de carga)	[kWh/año]	5.181.775,20
PRODUCCION ANUAL INYECTADO A LA RED	[kWh/año]	730.900,68

Tabla 6.4.2: Costo de generación del kWh eólico.

De esta forma se elige que, el precio de venta de la energía eléctrica a la red es de: 125 US\$/MWh. Éste, es un valor conservador, dentro de los precios considerados en el programa GRNREN y superior a los costos de producción.

Resumiendo;

Precio de venta a la red (sugerido)	[US\$/kWh]	0,125
	[US\$/MWh]	125,00

Tabla 6.4.3: Precio de venta de la energía eólica.

Resultando que las ventas netas al año de energía eólica inyectada a la red son:

VENTAS NETAS DE LA ENERGIA EOLICA INYECTADA A LA RED	[US\$/año]	91.362,59
---	------------	-----------

6.4.2 Precio de venta del hidrógeno

El precio de venta del hidrógeno se fija teniendo en cuenta los costos de producción del hidrogeno y precios de venta de los proyectos europeos, ya que es difícil encontrar proyectos similares en Latinoamérica. Análogamente, el costo del Nm³ generado es resulta del cociente del costo de producción anual de hidrógeno y la cantidad anual de hidrogeno generada.

De la herramienta de cálculo se desprende la siguiente tabla sobre costos de producción de hidrógeno;

TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROGENO	[US\$/año]	759.204,28
PRODUCCION ANUAL DE H2	[Nm ³ H ₂ /año]	1.054.080,00
COSTOS DE PROD. POR Nm ³ de H2 GENERADO	[u\$\$/Nm ³]	0,72
COSTOS DE PROD. POR KG de H2 GENERADO	[US\$/Kg]	8,01
CANTIDAD DE H2 DESTINADO A CAMIONES	[Nm ³ H ₂ /año]	1.008.000,00

Tabla 6.4.4: Costo de generación del Nm³ de hidrogeno generado.

El precio de venta actual en estaciones de servicio de hidrógeno en Europa varia de 6 a 8 €/kg de hidrógeno.

Si se calculan distintos beneficios, se tiene;

		Benefit (50%)	Benefit (75%)	Benefit (100%)	Elección (%)
Costo Unitario [US\$/m3 de H2]		0,72	0,72	0,72	
Precio de Venta [US\$/m3 de H2]		1,080	1,260	1,441	1,080

Considerando un beneficio del 50% en el precio de venta resulta:

Precio de venta H2 (sugerido) [US\$/Nm3]	1,080
Precio de venta H2 (sugerido) [US\$/kg]	12,013

Tabla 6.4.5: Precio de venta sugerido del Nm³ de hidrógeno.

Resultando que las ventas netas de H₂ al año son:

VENTAS NETAS DE H2	[US\$/año]	1.138.406,40
--------------------	------------	--------------

El valor de venta elegido es de similar magnitud a los precios europeos.

Una vez fijados los precios de venta, tanto de la energía eólica como así también del hidrógeno, estamos en condiciones de analizar la rentabilidad del proyecto.

6.4.3 Venta de bonos de carbono

La utilización de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica genera ahorro en las emisiones de los gases GEI. Por cada MWh de electricidad generada mediante un aerogenerador se ahorran,

- 0,545 ton de CO₂ [5.4]

Teniendo en cuenta la energía eléctrica generada durante un año por la turbina FL2500, se tiene que:

$$0,545 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{MWh}} \cdot 5.218 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} = 2843.86 \text{ton} \frac{\text{CO}_2}{\text{año}}$$

Esta cantidad de CO₂, serían vendidos como bonos de carbono CER's.

Los bonos de carbono son uno de los mecanismos internacionales de descontaminación propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero.

El objetivo es que los países que más emiten gases GEI, reduzcan sus emisiones (comprando bonos) y que los países en vías de desarrollo puedan crecer sin incrementar sus emisiones (vendiendo estos bonos).

La compra de un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono.

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países industrializados (de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kyoto). Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, etc.

Las condiciones generales que se están manejando para parques eólico Argentinos es de entre 10-15 mil CERs por año. Así, consiguiendo un comprador antes de iniciar el proyecto se tendría:

- Comprador paga el desarrollo del PDD³³, los costos de la DOE³⁴ para validación, los costos de desarrollo del Monitoring Report y los costos de DOE para Verificación.
- El comprador se asegura la compra de los bonos (Pagando los costos de desarrollo) a un precio de 80% del precio del mercado (es decir, cuando se entregan los CERs, se mira el precio del mercado y de ese valor se paga el 80%). El precio del mercado del CER ronda actualmente (Febrero 2011) los 14 USD.

Según esta información, el precio de venta sería $US\$ 14 \times 0,8 = US\$ 11,2$

ton CO2/MWh desplazadas	[tonCO2/MWh]	0,543
Cantidad de tonCO2 al Año	[tonCO2/año]	2.843,86
Ganancia de venta de la tonelada de CO2 - Equivalencia a un Bono CER's	[US\$/ton]	11,20
VENTAS NETAS DE CO2 AL AÑO	[US\$/año]	31.851,20

Tabla 6.4.3 Ventas anuales de los bonos de carbono.

Así, se obtiene que la venta de bonos de carbono para este proyecto, sería de 31.851 US\$/año.

³³ Programa de Desarrollo Directivo

³⁴ Entidad independiente que realiza una evaluación técnica de la documentación del proyecto a fin de determinar si el mismo se adecua a los parámetros necesarios para considerarlo MDL (Mecanismo de desarrollo limpio).

6.5 Cuadro de fuentes y usos de fondos

Teniendo en cuenta las ventas de los productos y los costos de producción, de la herramienta de cálculo se desprende el siguiente cuadro de fuentes y usos para este proyecto.

FUENTE (ingresos)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Capital propio (Es igual a la inversión total IT)	9.206.498,9					
Ingresos venta de bonos de CO ₂ - CER's	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2
Ley Nac \$ 0,01/kWh (Considero la parte de la producción anual que se inyecta en la red)	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9
Ley Prov \$ 0,01/kWh (Considero la parte de la producción anual que se inyecta en la red)	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9
Ingresos por quemar biogas (ver los papers del GEEAA que se gana en esto)						
Ingresos venta de Hidrogeno	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4
Ingresos venta de Oxigeno						
Ventas netas - VENTAS DE LA ENERGIA EOLICA DESTINADA A PRODUCIR H2	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4
Ventas netas - VENTAS DE LA ENERGIA EOLICA INYECTADA A LA RED	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6
TOTAL 1 (TOTAL A)	10.892.312,3	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4
USOS (costos explotación)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Activo fijo (= a la INVERSION FIJA TOTAL (If+Terreno)) (Parte eolica + parte de H2)	9.128.616,6					
Activo de trabajo (= al Capital de trabajo (2 meses))	77.882,3					
Costos de producción total (con depreciación) (H2 + Eolica)	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2
TOTAL 2 (TOTAL B)	10.388.164,1	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Beneficio neto antes de impuestos BNAI (TOT 1-TOT 2)	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2
BENEFICO NETO BN= (1- t) * BNAI	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9
DEPRECIACION D = (1/e)* Ifd	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8
FLUJO DE CAJA FC = BN+D	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7
ACUMULAD (= -TOTAL 2+ Activo de Trabajo + Terreno + Valor residual)	-6.998.920,9	-6.405.569,2	-5.812.217,5	-5.218.865,8	-4.625.514,1	-4.032.162,4

Cuadro 6.5.1: Cuadro de usos y fuentes.

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2	31.851,2
1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9	1.815,9
1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4	1.138.406,4
420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4	420.561,4
91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6	91.362,6
1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.685.813,4	1.683.997,5	1.683.997,5	1.683.997,5	1.683.997,5	1.683.997,5	1.683.997,5
Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2
1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2	1.181.665,2
Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	504.148,2	502.332,3	502.332,3	502.332,3	502.332,3	502.332,3	502.332,3
302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	302.488,9	301.399,4	301.399,4	301.399,4	301.399,4	301.399,4	301.399,4
290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8	290.862,8
593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	593.351,7	592.262,2	592.262,2	592.262,2	592.262,2	592.262,2	592.262,2
-4.032.162,4	-3.438.810,7	-2.845.459,0	-2.252.107,3	-1.658.755,6	-1.065.404,0	-472.052,3	121.299,4	714.651,1	1.306.913,3	1.899.175,4	2.491.437,6	3.083.699,7	3.675.961,9	4.268.224,0

Cuadro 6.5.1: Cuadro de usos y fuentes - Continuación

6.6 Rentabilidad

Los parámetros que interesan en este estudio para el análisis de la rentabilidad son la TIR, el valor presente (VL), el tiempo de repago

Ante la pregunta: ¿Cuál es el mejor criterio de rentabilidad?, la respuesta es, que en la práctica no usaremos un solo criterio, sino que considerará el empleo de varios criterios para compensar las ventajas y desventajas de cada uno. (Cunningham, 1980).

Para el análisis de la rentabilidad se suele tomar los siguientes valores;

PROYECTO	TIEMPO DE REPAGO	TIR %
RIESGOSO	<2	>20
NORMAL	<5	15
POCO RIESGOSO		<10

Tabla 6.6.1: Valores para el análisis de rentabilidad. (Fuente: Cátedra de Ing. Económicas, UNMDP)

A este proyecto se lo caracteriza como riesgoso, ya que se trata de tecnologías nuevas y en la argentina existe una continua inflaciones y crisis económicas que pueden atentar con la rentabilidad del proyecto. De todas formas, tiempo de repago se lo considerara rentable si es menor a 5 años.

6.6.1 Calculo del Valor presente – VAN

El valor presente (VAN) tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Resumiendo el VAN, es la plata que se gana con el proyecto en los 20 años, trayéndolo al día de hoy. Es una sumatoria de las ganancias durante los años.

Para la Argentina se considera una tasa de interés del 30 al 35 %, que es una tasa alta comparada con proyectos en Europa, que rondan los 20%. Esto se debe a que la Argentina está considerada como un país de alto riesgo al momento de considerar proyectos de inversión.

De esta forma se considera para este estudio una tasa de interés del 35% (k).

Otra forma de definir el valor presente, es la cantidad adicional que será requerida al comienzo del proyecto, usando una tasa de interés pre asignada (k), para producir ingresos iguales a y al mismo tiempo que, al inversión total.

Si el VP es positivo, es rentable, si es negativo es no rentable, y se expresa como la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja anuales de fondo y la inversión inicial total:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+k)^j} - I_T$$

Utilizando la herramienta de cálculo se desprende:

simbolo k	Tasa de descuento / Tasa de interes anual / Rentabilidad minima requerida	[%]	35
VAN - VP - Net present value - VALOR PRESENTE (ver cuadrato mas a la derecha)		[US\$]	-5.555.863,63

Tabla 6.6.1.1: Valor Presente – VAN

De esta forma, este monto (VAN) es la cantidad que sumada a la inversión total dará la suma la suma que deberá invertirse al 35% para obtener flujos de caja anuales iguales a, y al mismo tiempo que los estimados por la inversión recomendada.

Según este método, debido a que el valor presente no es positivo, el proyecto no es rentable.

6.6.2 Calculo de la tasa interna de retorno – TIR

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Por otra parte, el método de la tasa interna de retorno TIR, tiene en cuenta la modificación del valor del dinero con el tiempo y brinda resultados más reales que los otros métodos.

Este método tiene en cuenta el valor temporal del dinero.

La tasa de retorno que se obtiene por este método es equivalente a la máxima tasa de interés que podría pagarse para obtener el dinero necesario para financiar la inversión y tenerla totalmente paga la final de la vida útil del proyecto.

Para este proyecto se establece un estándar financiero del 25%. De esta forma si la TIR es mayor a dicho valor, es proyecto es rentable.

La expresión para el cálculo de la TIR es:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} - I_T$$

donde r es la TIR.

De la herramienta de cálculo se desprende

TIR - r - Rentabilidad que me entrega el Proyecto	[%]	5,46%
tasa de rentabilidad minima aceptable para este proyecto	r	20%
i - Coste de oportunidad establecido - estandar financiero (del banco)	i	10%

Tabla 6.6.2.1: Valor de la TIR

Esta tasa TIR encontrada es la tasa de interés a la que el dinero original (inversión total) podría ser invertido para proporcionar ingresos tales y al mismo tiempo que los calculados para la inversión propuesta.

Debido a que la TIR no es mayor al 20%, el proyecto no es rentable.

6.6.3 Cálculo del tiempo de repago

Es el mínimo período de tiempo teóricamente necesario para recuperar la inversión original en forma de flujo de caja del proyecto.

El tiempo de repago no considera apropiadamente los últimos años de la vida útil del proyecto.

Normalmente, un proyecto se considera rentable si el tiempo de repago es menor a la mitad de la vida del proyecto, es decir menor a 10 año.

Como a este proyecto se lo caracteriza como riesgoso-normal, debido a que es una tecnología totalmente nueva, y de poca experiencia en su utilización, se considera que el tiempo de repago deberá ser menos a 3 años.

Como en este estudio los flujos de caja son iguales se puede usar la siguiente expresión:

Tiempo de repago = (I_{fd}/FC_p) , que es el cociente entre la inversión fija depreciable y el promedio de los flujos de caja.

De la herramienta de cálculo se desprende;

Tiempo de repago = (I_{fd}/FC_p) Uso esta forma porque los flujos de caja son iguales	[Años]	14,00
---	--------	-------

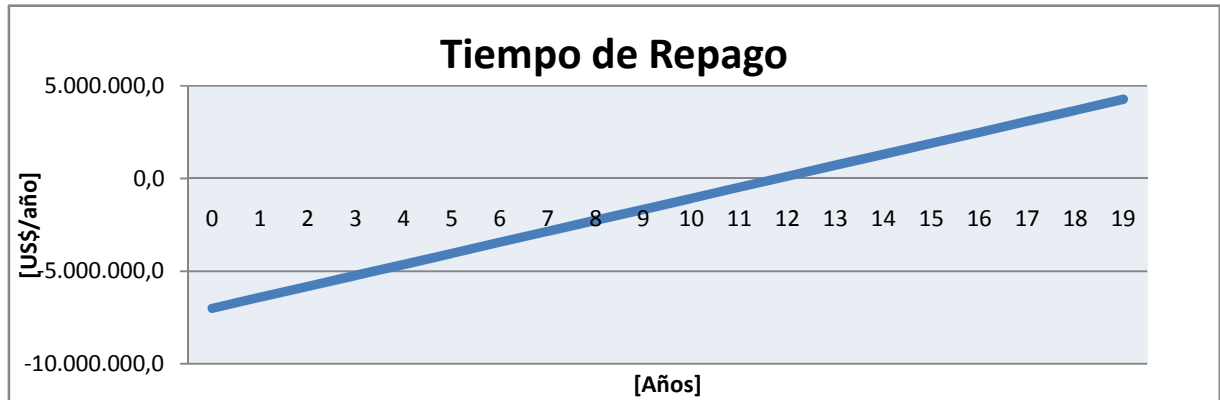


Grafico 6.6.3: Tiempo de repago

Según este método, el proyecto no es rentable, ya que el tiempo de repago es mayor a 5 años.

6.7 Análisis de sensibilidad y precio de venta recomendado

Del análisis anterior, se puede saber cuál sería el precio de venta recomendado o ideal (tanto del hidrógeno como el de la energía eólica), para así obtener un valor presente positivo.

Se debe ir variando precios de venta del hidrógeno y la energía eólica en la planilla de cálculo económica.

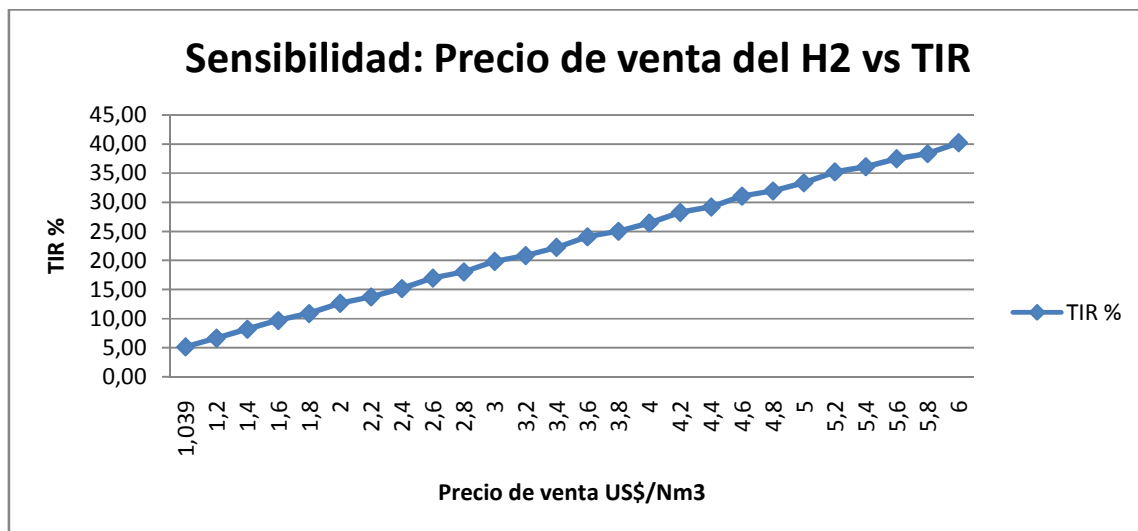


Grafico 6.7.1: Análisis de sensibilidad

Este análisis muestra que; para un valor de venta de 5,2 US\$/Nm3, el valor de la TIR es 35,22%, y el valor presente comienza a ser positivo con un valor de VAN = US\$ 47.415.

Es este entonces el precio que se recomienda, para que el proyecto sea rentable.

Mediante el tiempo de repago el proyecto también sería rentable, con un valor de 1,98 años.

6.8 Resumen

El costo de producir hidrógeno a través de procesos electrolíticos actuales depende ampliamente del costo de la energía eléctrica, la eficiencia del sistema y el costo de capital de los equipos.

Ante la pregunta: ¿Cuál es el mejor criterio de rentabilidad?, la respuesta es, que en la práctica no usaremos un solo criterio, sino que considerará el empleo de varios criterios para compensar las ventajas y desventajas de cada uno. (Cunningham, 1980). El tiempo de repago no considera apropiadamente los últimos años de la vida útil del proyecto. Por otra parte, el método de la tasa interna de retorno tiene en cuenta la modificación del valor del dinero con el tiempo y brinda resultados más reales que los otros métodos.

De allí que de estos métodos obtenemos como resultado que el proyecto no es rentable.

Esto puede deberse a que se eligió una TIR alta y un tiempo de repago menor a 5 años, debido a que la Argentina es un país considerado como de “riesgo” en términos de inversión y al ser un proyecto de innovación, hace que se lo considere un proyecto de riesgo.

Al mismo tiempo, teniendo una moneda devaluada, hace que comparar maquinaria extranjera sea complicado y la facilidad de obtener créditos no sea una realidad.

El precio de venta que se recomienda para el hidrógeno es de 5,2 US\$/Nm³, lo que equivaldría a 57,8 US\$/kg de H₂.

Con este precio de venta, se puede hacer una analogía con el precio del Diesel, sabiendo que los camiones deben recorrer 280 km. Sabiendo que con 20 litros de diesel un camión recorre 100 km, entonces con 56 litros recorrerá los 280 km/día impuestos en este trabajo, gastando 62 US\$ por día. Para saber cuánto se gastaría con hidrógeno, se sabe que la cantidad de H₂ necesaria por día es de 186,67 Nm³/día, lo que costaría con el precio recomendado, unos 970 US\$/día. Lo explicado se resume en la siguiente tabla.

[km/día]	Diesel [l/día]	Pesos [\$/Lts]	[US\$/Lts]	[US\$/día]
280	56	4,5	1,12	62,61
[km/día]	Cant. H ₂ [Nm ³ /día]	Pesos [\$/Nm ³]	[US\$/Nm ³]	[US\$/día]
280	186,67	20,93	5,20	970,67

Tabla 6.8.1: Analogía de precios entre el Diesel y el Hidrógeno

Este trabajo demuestra que es técnicamente posible el aprovechamiento del hidrógeno, pero económicamente no es viable.

En Europa, este tipo de proyectos de carácter innovador es impulsado por varias entidades financieras y no por una sola. En Alemania, la empresa ENERTRAG AG trabaja en conjunto con el gobierno alemán para impulsar la primer planta hibrida del mundo, que combina energía eólica, biogás y producción de hidrógeno.

Conclusiones finales

En este estudio, en modo similar a un anteproyecto, se analizaron mediante balances energéticos, los aspectos técnicos y económicos para la producción de hidrógeno electrolítico, en la ciudad de Mar del Plata, Argentina.

La electrólisis alcalina ha demostrado ser la tecnología más práctica y utilizada para la producción a gran escala de hidrógeno electrolítico. Las plantas de electrólisis alcalina a gran escala han tomado lugar en el pasado y la tecnología es hoy día bien conocida. Sin embargo, el mercado todavía no está desarrollado y los costos de inversión siguen siendo muy elevados.

Debido a que la Argentina se considera un país de riesgo en tema de inversiones, y considerando que el proyecto es carácter innovador, se considero una TIR alta y tiempo de repago bajo, resultando del análisis de sensibilidad, un precio de venta recomendado demasiado alto comparado con precios de venta del H₂ de proyectos europeos de similares características.

Este tipo de proyectos debe ser impulsado por varias instituciones y no por un solo inversor. Las instituciones involucradas deberían ser el Gobierno Nacional Argentino, los fabricantes de electrolizadores y aerogeneradores, ya que como se comentó, el costo de producir hidrógeno a través de procesos electrolíticos actuales depende ampliamente del costo de capital de los equipos. Al estar involucradas dichas instituciones, se podría bajar el costo de los equipos, bajando los costos de producción y aumentando la posibilidad de aumentar las ganancias.

Al mismo tiempo, la tecnología involucrada en este proyecto, como el electrolizador, no posee una alta oferta, y considerando que debe ser fabricado a medida produce, que su precio se consideradamente alto.

Las tecnologías para el aprovechamiento del hidrógeno, como las celdas de combustibles y/o los motores de combustión interna reformados, deben ser tema de investigación constante, para permitir que el aprovechamiento del H₂ tenga un mercado de mayor aplicación.

La matriz energética nacional tiene un alto grado de dependencia de los combustibles fósiles, lo que hace inviable la producción de hidrógeno a partir de estas fuentes. Por este motivo, un paso previo a la producción de hidrógeno en la Argentina, debería ser el aumento de la potencia instalada de energías renovables, para disponer de fuentes que si sean viables para dicha producción, según la economía del hidrógeno.

Haciendo una comparación entre el costo de la energía eléctrica comprada y el costo de la generación eólica, se puede distinguir que, el MWh comprado a la red eléctrica resultaría:

$$\frac{\text{Costo}_{\text{eléctrica}}}{\text{Energía}_{\text{comprada}}} = \frac{162.045 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}}{694 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}} = 233 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

Al mismo tiempo, el MWh generado con el aerogenerador FL 2500 resulto ser de $81 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$.

Comparando estos valores, se puede observar que económicamente conviene genera energía eléctrica con el aerogenerador destinada a la producción de hidrógeno, antes que comprar energía de la red. Pero esto lleva la contra que requiere una inversión inicial muy alta.

La matriz de impacto ambiental no arroja gran cantidad impactos ambientales negativos significativos, mientras que existen actividades de mitigación para los impactos detectados.

Si bien este estudio no considera el aprovechamiento del oxígeno, hay que destacar que las ventas de este podrían aumentar la rentabilidad del proyecto.

Si bien en la Argentina hay un comité técnico que está evaluando normativas extranjeras para la implementación tecnología del hidrógeno (tanto producción como aprovechamiento), aún se está lejos de contar con el marco regulatorio necesario local.

Recomendaciones

Este estudio ha demostrado que si bien hoy día la tecnología no es viable económicamente, posee un enorme potencial de gran importancia para el futuro energético de nuestro país.

La investigación y el desarrollo de estudios tanto científicos como analíticos resultan de fundamental importancia para la implementación de la tecnología y la Argentina, especialmente el sur, ofrece un escenario único altamente favorable para su desarrollo con la energía eólica.

El objetivo que debe ser perseguido de ahora en más es el de habilitar laboratorios de investigación, que tengan por objeto la experimentación con celdas de combustible, electrolizadores y distintos métodos de almacenamiento de hidrógeno con el objetivo de familiarizarse mejor con la tecnología, estudiar sus aspectos de operación y seguridad, e introducir el hidrógeno a la sociedad como un combustible renovable y sustentable, producido en Argentina y para la Argentina.

El presente trabajo puede ser ampliado en cualquiera de los aspectos estudiados, desde el cálculo de la alimentación eléctrica hasta los sistemas de aprovechamiento de hidrógeno, dando la posibilidad de que otros alumnos puedan seguir estudiando el tema del hidrógeno.

Para todo lo antes expuesto, puedo concluir que el hidrógeno será una importante solución ante la dependencia energética del país sobre los combustibles fósiles. Es una tecnología bien conocida y está siendo constantemente desarrollada en países del primer mundo. Siendo un combustible de contaminación cero, puede producirse a través de la energía eólica que es una fuente de energía renovable, favoreciendo la preservación del medio ambiente y el desarrollo sostenible.

Lucas D. Troitiño
Autor

Bibliografía

Introducción

[i.1] Ullmann, F., Elvers, B., Hawkins, S., & Schulz, G. *Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry: fifth, completely revised edition*. (1991).

Capítulo I - LAS ENERGIAS RENOVABLES Y EL HIDRÓGENO

- [i.2] Andrew McWilliams. *Building the Global Hydrogen Economy: Technologies and Opportunities*. (2007)
- [1.1] J. Schindler, R. Wurster, M.Zerta, V. Blandow and W. Zittel. European Hydrogen Association (EHA). “Where will the energy for Hydrogen Production come from?”. (2005)
- [1.2] Escenario Greenpeace - Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC). (2009)
- [1.3] Ing. Sergio Raballo, Ing. Jorge LLera. C.A.P.S.A. - *Capex S.A. Group*. “Large Scale Wind Hydrogen Production in Argentine Patagonia”. (2004)
- [1.4] AAEE – Energía eólica en argentina 2009.
- [1.5] Secretaria de Energía República Argentina “Energías Renovables Diagnostico, barreras y Propuestas”. (Junio 2009)
- [1.6] AAEE - Panorama de la Energía Eólica en la Argentina 2010.
- [1.7] http://www.sotaventogalicia.com/area_tecnica/py_produccion_hidrogeno.php (Enero de 2007).
- [1.8] “Patagonia wind “Exported” as liquid hydrogen”. F Gamallo – S.L.Garcia Nuñes – J. Maislin. Hipotesis IV-Hydrogen power – Theoretical and Engineering Solution- International Syposium- 9-14 September 2001- Stralsund – Germany.
- [1.9] Andreassen, K., & Bünger, U. *Norwegian hydro energy in Germany (NHEG) Executive summary*. Porsgrunn [Norway]: Norsk Hydro a.s., Research Centre Porsgrunn. (1992).
- [1.10] CONVERSION Y ALMACENAMIENTO DE ENERGIA EN BASE A HIDROGENO. ESTRATEGIAS EN EL MERCOSUR. Dr. Arnaldo Visintin, (Autor Principal), Instituto de Investigaciones Físicoquímicas Teóricas y Aplicadas (INIFTA), Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de La Plata.
- [1.11] Crabtree, G. W., Dresselhaus, M. S., & Buchanan, M. V. The Hydrogen Economy. *Physics Today*. 57 (12), 39. (2004).
- [1.12] [1.13] Ullmann, F., Elvers, B., Hawkins, S., & Schulz, G. *Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry: fifth, completely revised edition*. (1991).

- [1.14] Ulleberg, O. Modeling of advance alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*. 28, 21-33. (2003).
- [1.15] Winter, C. J., & Nitsch, J. Hydrogen as an energy carrier: technologies, systems, economy. Berlin: Springer-Verlag. (1988).
- [1.16] J. Schindler, R. Wurster, M.Zerta, V. Blandow. European Hydrogen Association (EHA) and Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. Hidrógeno y Celdas de Combustible, los Aliados de las Energías Renovables. (2010).

Capítulo II – EL POTENCIAL ENERGÉTICO LOCAL

- [2.1] M. Menna, G. Murcia, J. Branda, E. Garín, G. Belliski, E. Moschione - GEEAA - UNMDP “Aplicación de un modelo cinético de primer orden para la estimación de las emisiones de metano en la disposición final de residuos sólidos de Mar del Plata con fines energéticos”, 2006
- [2.2] M. Menna, G. Murcia, J. Branda, E. Garín, G. Belliski, E. Moschione “Estudio de pre-factibilidad Técnico Económica sobre la Generación de Electricidad a partir de las Emisiones de Metano en la Disposición Final de Residuos de Mar del Plata – Argentina” , 2007
- [2.3] Trabajo Final Biogas MDQ - Propuesta de Aprovechamiento y Distribución de la Energía Eléctrica obtenida de Relleno Sanitario – Abrilla ; Bastos, 2008
- [2.4] Instalaciones Aisladas Parques INDIC - Jordi Segalàs Coral, Cátedra UNESCO de Sostenibilidad (UPC), 2007
- [2.5] Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb - vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage 2005 - Robert Gaseh, Jochen Twele - 2005
- [2.6] ANTECEDENTES HISTORICOS Y FUENTES EOLICAS - UNIVERSIDAD DE CANTABRIA - Pedro Fernández Díez - 2003
- [2.7] Petersen E.L., Moltensen N.G., Landberg L., HøjstruP J., Frank H.P.: *Wind Power Meteorology*, Ris0-I-1206, 1997

Capítulo III – TECNOLOGIAS PARA LA GENERACIÓN APROVECHAMIENTO DEL HIDRÓGENO.

- [3.1] Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb - Robert Gaseh, Jochen Twele – 2005
- [3.2] Energía Eólica. Universidad de Cantabria, Pedro Fernández Díez. (2003)
- [3.3] Instalaciones aisladas y grandes parques eólicos. Cátedra UNESCO de Sostenibilidad (UPC) (2007)

- [3.4] CONVERSION Y ALMACENAMIENTO DE ENERGIA EN BASE A HIDROGENO.
Dr. Arnaldo Visintin, (Autor Principal), Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas (INIFTA), Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de La Plata, Argentina.
- [3.5] Technical concepts of wind turbines. Prof. Dr.-Ing. Jochen Twele. HTW Berlín. Studiengang „Regenerative Energiesysteme“. (Berlín, 17.07.2010)
- [3.6] Sistemas mecánicos, eléctricos, electrónicos y de adquisición de datos. Eva Martínez González. Dep. Ing. Mecánica y Lab. Ing. Acústica y Mecánica (LEAM, UPC). (2007)
- [3.8] Seminario de Energía eólica- Jochen Twele, 16 Julio 2010
- [3.9] Winter, C. J., & Nitsch, J. Hydrogen as an energy carrier: technologies, systems, economy. Berlin: Springer-Verlag. (1988).
- [3.10] Ulleberg, O. Modeling of advance alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*. 28, 21-33. (2003).
- [3.11] Comunicación personal con el Ing. Florencio Gamallo de la FH Stralsund, Alemania. Octubre 2010
- [3.12] Amos, W. A. *Costs of storing and transporting hydrogen*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL). (1998).
- [3.13] Myers, Duane B., Greg D. Ariff, Brian D. James, John S. Lettow, and Reed C. Kuhn. *Cost and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Fueling Appliances*. Report for the Hydrogen Program Office, Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy. (2002).
- [3.14] Lanz, A., Heffel, J., & Messer, C. *Hydrogen fuel cell engines and related technologies*. Palm Desert, Calif: College of the Desert, Energy Technology Training Center. (2001).
- [3.15] Comunicación personal con el Ing. Florencio Gamallo de la FH Stralsund, Alemania. Octubre 2010.
- [3.16] Shimko, M. A. *Combined Reverse-Brayton Joule Thompson Hydrogen Liquefaction Cycle*. Gas Equipment Engineering Corporation. Milford, CT. (2005). www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review05/pdp_46_shimko.pdf
- [3.17] Lehmann J., Luschtinetz T., Sponholz C., Miede A., Gamallo F. *Wind Hydrogen Systems*. Fachhochschule Stralsund. (2007).
- [3.18] Hidrógeno-Aplicación en motores de combustión interna - Marc Fàbrega, 2007

Capítulo IV - DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

- [4.1] Trabajo Final Biogás MDQ - Propuesta de Aprovechamiento y Distribución de la Energía Eléctrica obtenida de Relleno Sanitario – Abrilla ; Bastos, 2008
- [4.2] Reunión personal con el Ing. Florencio Gamallo. Universidad de Stralsund, Alemania Diciembre 2010.
- [4.3] Comunicación telefónica con el Ing. Jochen Schmidt de la empresa ELT, Alemania. Agosto 2010.
- [4.4] Hoja de datos del Electrolizador Atmosférico – ELT, 2009. – Ver Anexos
- [4.5] Hoja de datos del tanque de almacenamiento a 30 bar - LINDE AG, 2010. – Ver Anexos
- [4.6] Hoja de datos del compresor de alta presión de 450 bar, GREENFIELD, 2010. – Ver Anexos
- [4.7] Surtidor - TK25H2-DataSheet- WEH GmbH Gas Technology, 2010.
- [4.8] EvoBus GmbH. *CUTE Clean Urban Transport for Europe detaile summary of achievements.* (2006). www.fuel-cell-bus-club.com
- [4.9] Lee, S. Encyclopedia of chemical processing. New York: Taylor & Francis. (2006).
- [4.10] Ullmann, F., Elvers, B., Hawkins, S., & Schulz, G. Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry: fifth, completely revised edition. (1991).
- [4.11] Hoja de datos del aerogenerador VESTAS V90-3 MW – Ver Anexos
- [4.12] Hoja de datos del Aerogenerador Nordex N80 – Ver Anexos
- [4.13] Hoja de datos del Aerogenerador Nordex-N100 – Ver Anexos
- [4.14] Hoja de datos del Aerogenerador Nordex N90 2500kw - Anexos
- [4.15] Hoja de datos del aerogenerador FUHRLÄNDER FL 2500 – Ver Anexos
- [4.16] Lanz, A., Heffel, J., & Messer, C. *Hydrogen fuel cell engines and related technologies.* Palm Desert, Calif: College of the Desert, Energy Technology Training Center. (2001).

CAPÍTULO V – IMPACTO AMBIENTAL

- [5.2] Hoja de datos del aerogenerador FUHRLÄNDER FL 2500 - Ver a nexos.
- [5.1] Energía Eolica - Universidad de Cantabria - Pedro Fernández Díez – 2003

- [5.4] TECHNOLOGY STATUS OF HYDROGEN ROAD VEHICLES by Thomas A. Doyle
Technology Consultant Gavirate (VA), Italy, January 1998.
- [5.3] Comunicación personal con el departamento de ventas de la empresa Fuhrländer AG,
Septiembre 2010

CAPÍTULO VI – EVALUACIÓN ECONÓMICA

- [6.1] Wurster, R., & Zittel, W. *Hydrogen in the Energy Sector*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. GmbH. (2007).<http://www.hyweb.de/Knowledge/w-ienergiew-eng.html>
- [6.2] Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks „Killer-Kriterien“, grobe Auslegung und Kostenabschätzung, L-B-Systemtechnik GmbH, Matthias Altmann, Susanne Gaus, (2001).
- [6.3] Lipman, T. E. *What will power the hydrogen economy? present and future sources of hydrogen energy*. Davis, California: Institute of Transportation Studies, University of California, Davis. (2004).

Anexos

**CAPÍTULO III - TECNOLOGIA PARA LA GENERACIÓN Y
APROVECHAMIENTO DEL HIDROGENO**

CAPÍTULO IV - DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

CAPÍTULO VI – EVALUACIÓN ECONÓMICA

ANEXOS

CAPÍTULO III - TECNOLOGIA PARA LA GENERACIÓN Y APROVECHAMIENTO DEL HIDRÓGENO

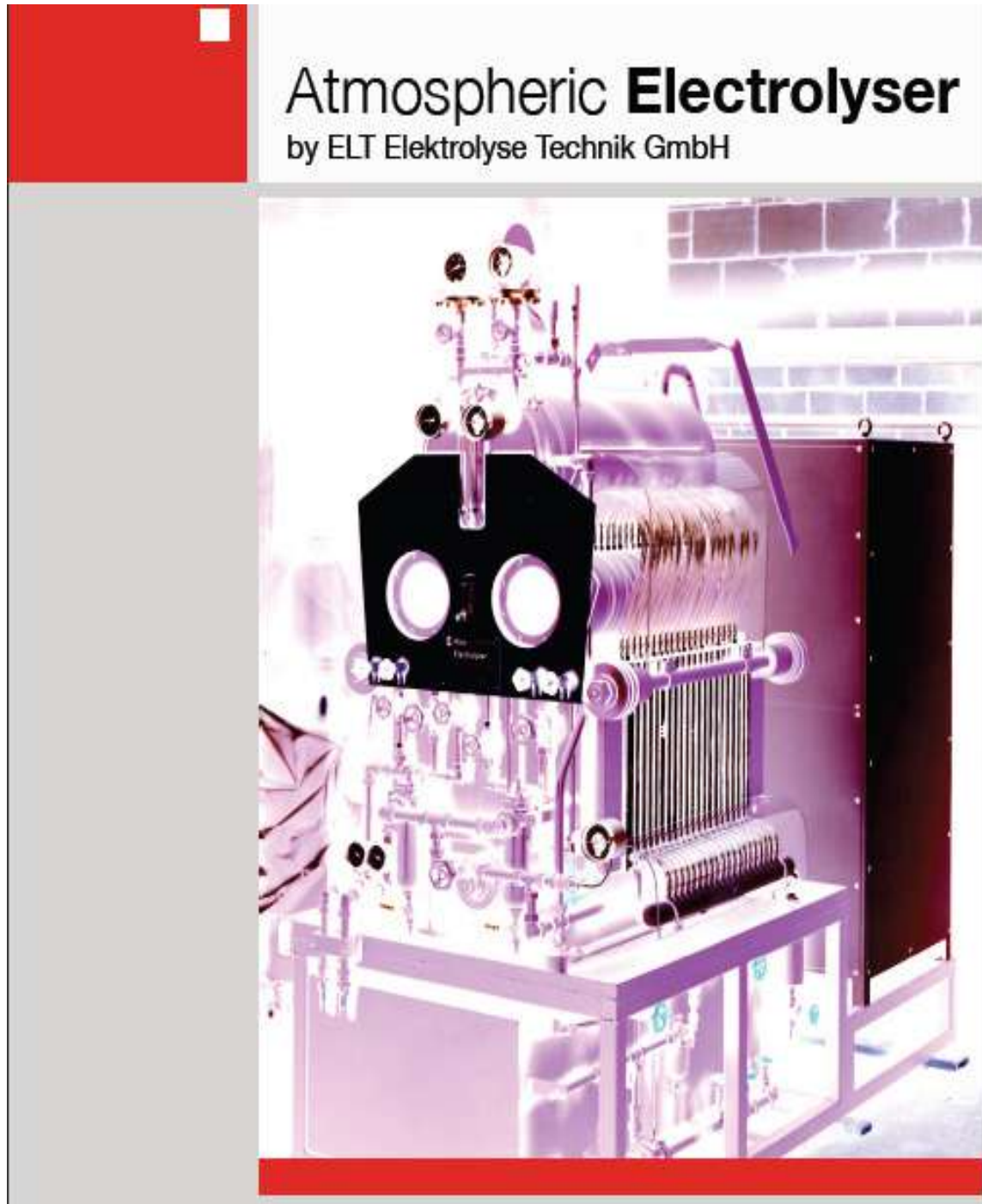
Tabla 3.4.3.1: Comparación entre Electrolizadores Hydro y ELT.

Models	ELT	HYDRO
Production and gas quality		
Production of H2	10-122 Nm3/h	20-120 Nm3/h
Production of O2	0-61 Nm3/h	10-60 Nm3/h
Purity of H2	≥ 99,9% +/- 0,1%	≥ 99,9% +/- 0,1%
Purity of O2	≥ 99,6Vol %	≥ 99,5% +/- 0,3%
H2 Purity after cleaning and drying	≥ 99,995 Vol % ≤ 10 ppm (V)	≤ 5 ppm (V)
Output pressure	1,030 bar	1,020 bar
Other data		
Dimensions	4.900x1.850x3.400	5.560x2.820x2.000
Weight	19.000 Kg.	
Efficiency	4,63 Kwh a 122 Nm3/h	4,3 Kwh/Nm3H2 (5.150A)
Life	20-30 años	
Electrolyzer system data		
Max/Min. Working Temperature	60-80°C	80°C
Change of pressure	Electrolyzer: 1,03 bar	Electrolyzer: 1,03 bar
	Compressor: 31 bar	Compressor: 31 bar
Part Load	0-100%	17-100%
Maximum N° of stops and turned	20/hs. With temp ≥ 60°C	without limits
Specifications		
Temperature range	2 - 25°C	2 - 25°C
water input	1 L/Nm3 H2 (≤ 5 μs/cm)	1 L/Nm3 H2 (≤ 5 μs/cm)
Alimentation	3x400V/50 Hz+N+P; 800kVA	6-22kV AC, 50/60Hz; 3ph
Power	564,48 kW	543 kW
Current per cell	4.200 A	5.150 A
Cooling water	8,4m3/L a 25°C.	7,5m3/L a 25°C.
Purge gas	5-7Nm3 Nitrógeno ≥ 99,5%	
Air for instrumental	1Nm3/H Without humidity and oil	1Nm3/H Without humidity and oil
Electrolyte (KOH)	8 m3	0,1g/Nm3/h.

ANEXOS

CAPÍTULO IV - DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

[4.4] Hoja de datos del Electrolizador Atmosférico – ELT



Introduction

About ELT

Beside of being a major component in the chemical industry Hydrogen is the energy source of the future for many people. It is the most common element in the universe, offering a nearly unlimited availability to us and, on top of this: A renewable production.

Unfortunately we can't find Hydrogen in the nature as a pure element, it has to be extracted from chemical compounds like water. But the good news is, we can help you to produce high purity hydrogen (and oxygen) ... You just need to contact us.

ELT was founded in 1995 by two of the leading water electrolysis specialists from LURGI and BAMAG. With this foundation we were able to take over the extensive experience and the key personnel regarding the LURGI and BAMAG type electrolysers.

Our engineers have 10 to 40 years experience in worldwide water electrolysis projects covering all related activities from basic design up to commissioning, start-up and maintenance. Our broad experience is based on several hundreds of atmospheric electrolysers (System BAMAG) and more than hundred pressure electrolysers (System LURGI) in the past 40 years.

Furthermore, we constantly improve and modify these established electrolyser systems to stay on top of the technical possibilities and we are also working on new trend-setting developments.

More detailed information's about ELT and the product range can be found on our webpage at www.elektrolyse.de



Overview

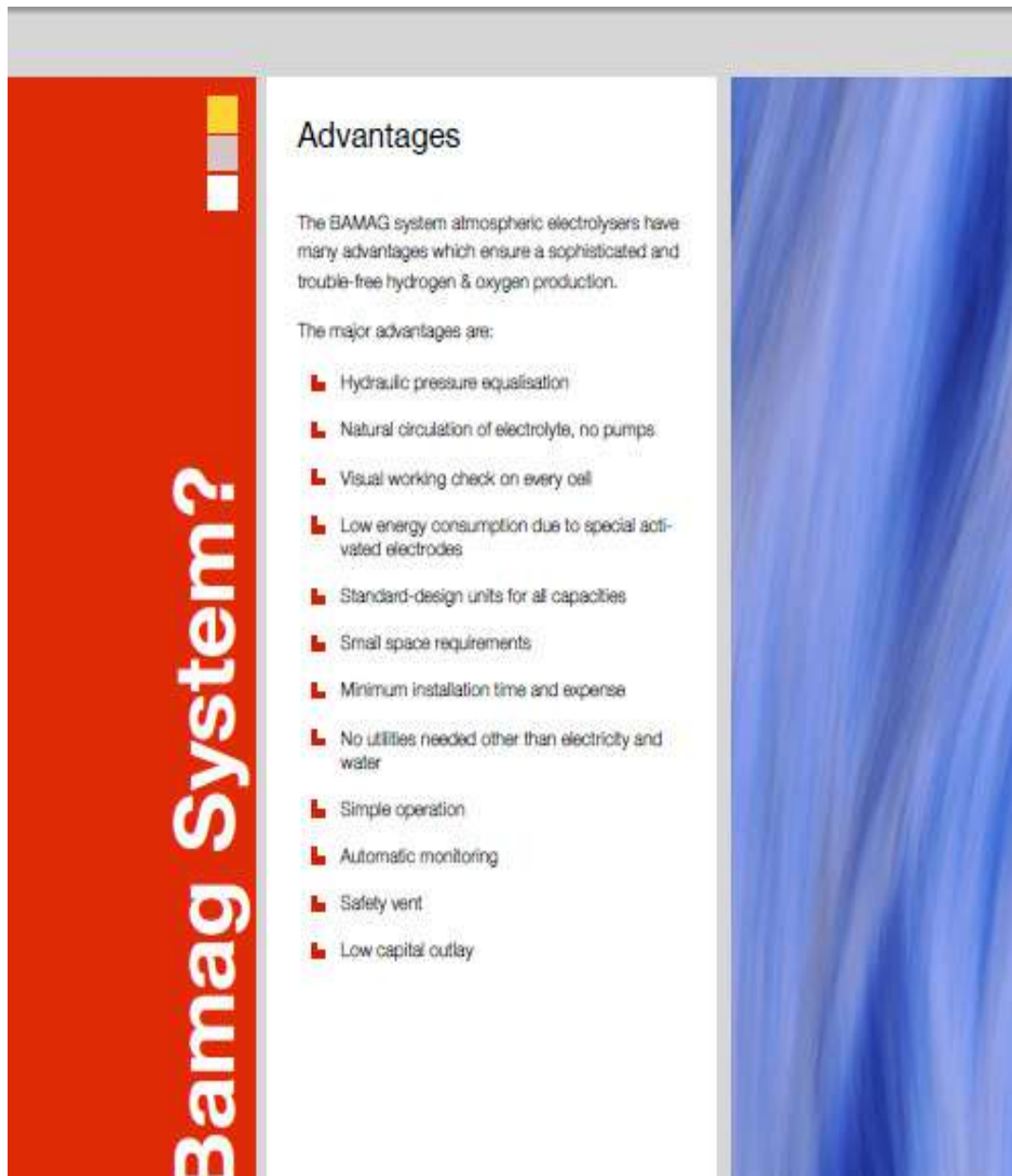
The electrolysis of water is a process for production of high purity hydrogen and oxygen. Active in this field for over 60 years, BAMAG accumulated a rich fund of experience resulting from a total of more than 400 water electrolyzers constructed and commissioned to date.

By taking over the know-how (and personnel) regarding the BAMAG type electrolyzers, ELT is today qualified to supply electrolyser plants that will fulfil the highest demands. The advanced engineering of electrolyzers according to the system BAMAG assures a high level of plant reliability and availability coupled with long life and low investment costs. This results in an optimum cost-to-benefit ratio.

The electrolyzers are constructed as filter-press type units with bipolar cells. In order to reduce energy consumption, the electrodes are activated with a special method. Diaphragms may be made either of conventional material or of new materials featuring high environmental acceptability.

The electrolyte used is 25% potassium hydroxide solution. Separation of gas from the electrolyte and cooling of the product takes place in special optimised electrolyte drums and gas coolers mounted above the cells. Due to this configuration, natural circulation of the electrolyte is achieved. No pumps are needed to circulate the electrolyte in the electrolyser.

Gas purification takes place in scrubbers working with automatic hydraulic pressure equalisation, which doubles as a safeguard against system overpressure.



The image shows a slide titled "Bamag System?" with a list of advantages. The slide has a red vertical bar on the left with the text "Bamag System?" and a blue vertical bar on the right. The main content is on a white background.

Bamag System?

Advantages

The BAMAG system atmospheric electrolyzers have many advantages which ensure a sophisticated and trouble-free hydrogen & oxygen production.

The major advantages are:

- Hydraulic pressure equalisation
- Natural circulation of electrolyte, no pumps.
- Visual working check on every cell
- Low energy consumption due to special activated electrodes
- Standard-design units for all capacities
- Small space requirements
- Minimum installation time and expense
- No utilities needed other than electricity and water
- Simple operation
- Automatic monitoring
- Safety vent
- Low capital outlay



Range of Supply

The BAMAG system atmospheric electrolysers are available in unit capacities of 3 - 330 Nm³/h hydrogen and 1,5 - 165 Nm³/h oxygen output. Larger capacities can be obtained by operating a multiple number of units in parallel.

Four standard types are available, based on the same advanced technology but with varying electrode surface areas:

- S 25E (0,25 m² per cell)
- S 100E (1,0 m² per cell)
- S 150E (1,5 m² per cell)
- S 300E (3,0 m² per cell)

The capacity of the atmospheric electrolyser is matched to the given gas demand by modifying the number of cells between 10 and 100 depending on the electrolyser type, meaning that any capacity within the standard range can be accommodated by our standard type units.

In addition to the electrolyser, the overall plant comprises

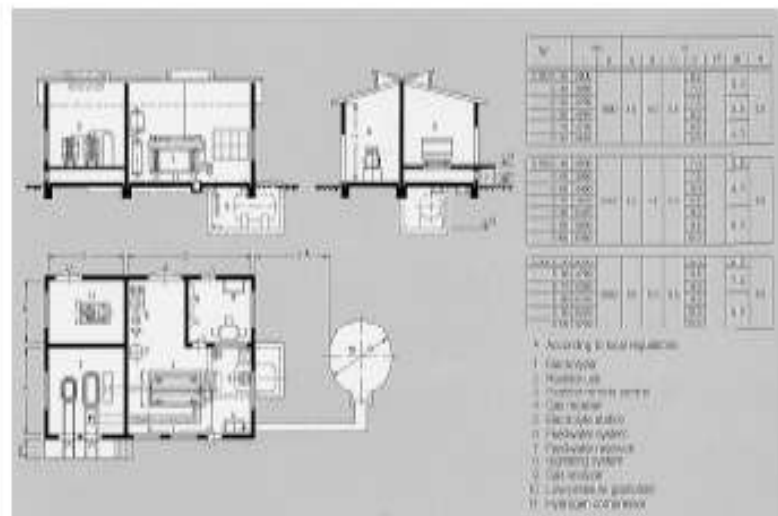
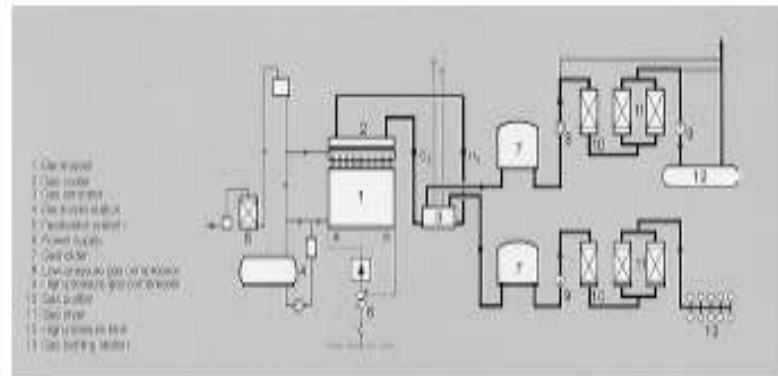
- Transformer/Rectifier
- Feedwater system
- Electrolyte station
- Low pressure gas holder
- Gas analysis station

Auxiliary equipment to suit the intended use of the product hydrogen and oxygen is also available, including:

- Catalytic gas purifiers for the production of highest purity H₂ and O₂ (residual impurities < 1 ppm)
- Gas dryers to reduce residual moisture to less than 1 ppm
- Gas compressors, for instance to deliver gas at bottling pressure (200 bar)
- Gas bottling units
- Gas storage tanks
- Modern signaling and monitoring systems

Process Layout & Space Requirements

Here you can see the flow diagram of the BAMAG atmospheric electrolyser and the standard space requirements for one unit. More detailed and customised arrangement plans can be delivered on request.





Operating Data

Hydrogen and oxygen are generated at a atmospheric pressure of approx. 20 mbar.

Gas purities

Hydrogen: 99,6 - 99,9 vol%

Oxygen: 99,5 - 99,8 vol%

Residual impurities in product gases:

O₂ in H₂: 0,1 - 0,2 vol%

H₂ in O₂: 0,2 - 0,5 vol%

H₂O: approx. 1 - 2 g/Nm³

KOH: < 0,1 mg/Nm³

The product gases are free from CO, CO₂, CH₄ and sulphur or chlorine components.

Utilities consumption

Energy: 3,90 - 4,22 kWh/m³ H₂
(gas at 20°C, 1013 mbar, moist)

Energy: 4,3 - 4,6 kWh/Nm³ H₂
(gas at 0°C, 1013 mbar, dry)

Feedwater: 0,85 l/Nm³ H₂

Cooling water: 80 l/Nm³ H₂

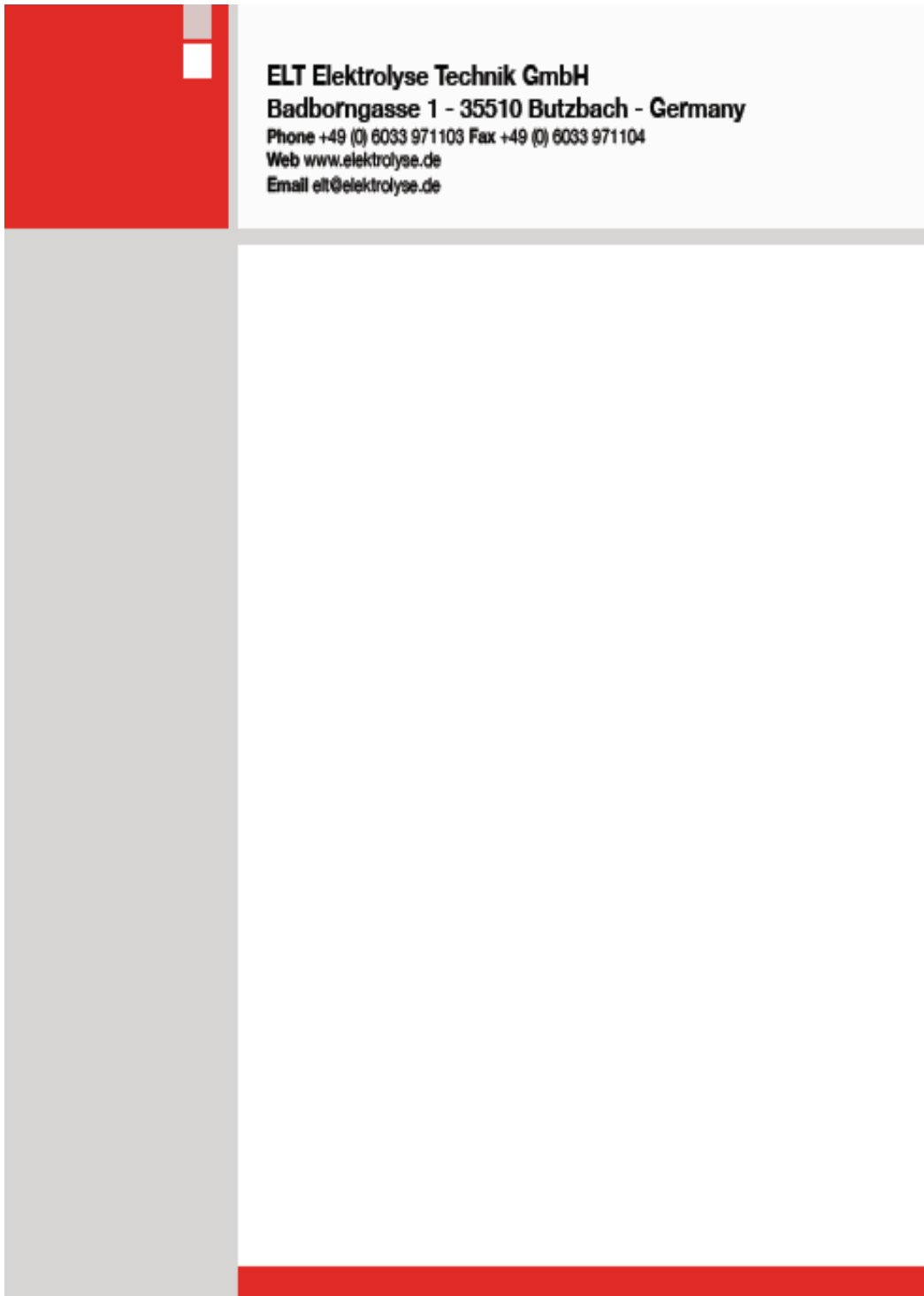
Gas production rate is variable between 25% and 100% of the nominal capacity on every electrolyser.

Maintenance

The BAMAG system atmospheric electrolysers are designed for many years of uninterrupted operation and during that time are essentially free from maintenance requirements.

An overhaul of the plant is recommended after 10 years in service. By reason of extensive standardisation, all parts needed for routine overhaul can be delivered in advance. This minimises the duration of the shutdown for maintenance.

ELT can offer you full after-sales services from inspections, maintenance support, qualified advices if any problems arise to optimisation of operating parameters.



[4.5] Hoja de datos del tanque de almacenamiento a 30 bar - LINDE AG 2010.



ELT was founded in 1995 by two of the leading water electrolysis specialists from LURGI and BAMAG. With this foundation we took over the extensive experience and the key personnel regarding the development and the support of the established LURGI and BAMAG type electrolyzers.

Until 2003 we worked close together with the Swiss company GTec (formerly GIOVANOLA Freres SA) in the field of water electrolysis. In this co-operation our responsibility was the whole technical part, as you can see more in detail listed in the Services part of this portfolio.

The ELT engineers have each 10 to 40 years experience in worldwide water electrolysis projects covering all related activities from basic design up to commissioning, start-up and maintenance. Our broad experience is based on several hundreds of atmospheric electrolyzers (System BAMAG) and more than hundred pressure electrolyzers (System LURGI) in the past 40 years.

Furthermore, we constantly improve and modify our electrolyser systems to stay on top of the technical possibilities and we are also working intensive on new developments.

You can find more information about us, our recent projects, plant references and detailed specifications regarding our water electrolyser plants on our website www.elektrolyse.de

In any case, we will do our best to solve your hydrogen issues.

Gas Storage Systems

Besides delivering the water electrolysis plants we are able to supply various systems for storing the produced hydrogen and oxygen. ELT offers different gas storage systems (e.g. tanks, steel-bottles, steel-cylinders) with capacities of up to several thousand Nm³. The huge tank storage system you can see in the two pictures below was installed in 1999 by ELT in Monthey, Switzerland.

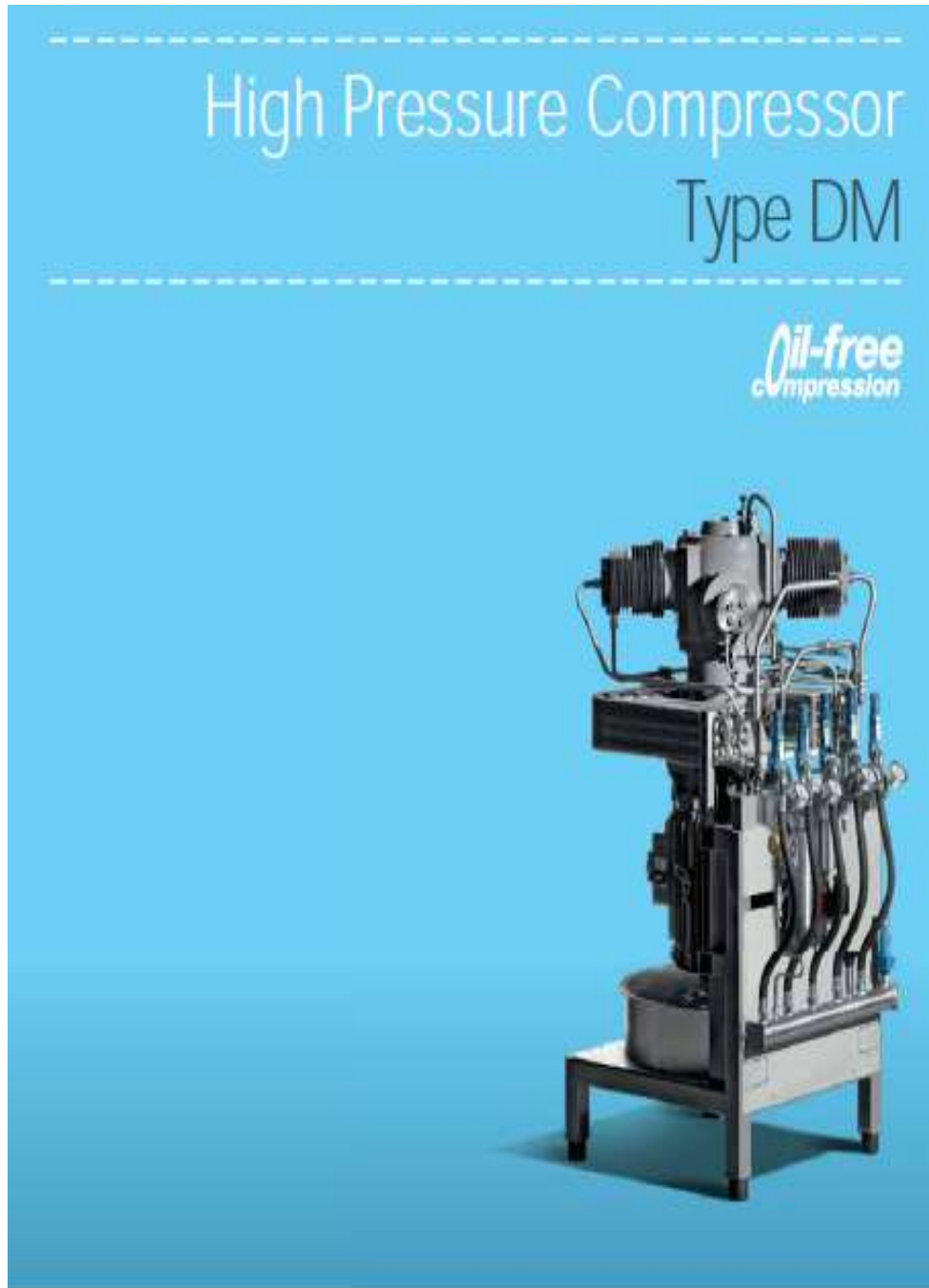
The storage system parameters are:

- X 13.200 Nm³ Hydrogen (extendable)
- X 8.100 Nm³ Oxygen (extendable)
- X Operating pressure: 30 bar



ELT Elektrolyse Technik GmbH
Badborngrasse 1 • D-35510 Butzbach • GERMANY
Tel.: +49 (0) 6033 971103 • Fax: +49 (0) 6033 971104
www.elektrolyse.de • elt@elektrolyse.de

[4.6] Hoja de datos del compresor de alta presión de 450 bar, GREENFIELD, 2010.



Peak Performance Compression Systems

GREENFIELD is your specialist for high-pressure systems. With a century of experience in this business we have been able to maintain and even improve our strong market position providing total solutions – from a single compressor to complete systems.

Today, GREENFIELD is the technology leader worldwide with its high-end premium products engineered in Switzerland.

With a century of experience in high-pressure technology and the fact of thousands of compressors installed worldwide, GREENFIELD is ready to serve your needs for peak performance and success in the market.

As part of the Atlas Copco Group GREENFIELD has global access to over 150 markets, which are served through our production facilities either in Switzerland or in the United States.

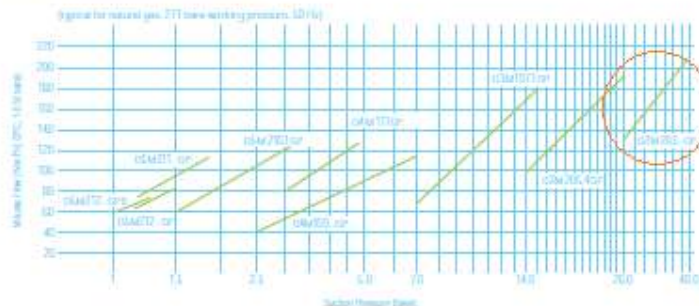
This comprehensive Sales and Service Network assures our customers direct access to the most reliable and technologically advanced equipment available.

The DM Gas Compressor

The DM compressor range utilizes GREENFIELD's revolutionary oil-free high-pressure technology, which assures that oil neither contaminates the gas nor does oil disposal contaminate the environment. The hermetically sealed compressor-motor-unit with magnetic coupling ensures no gas losses to atmosphere. Due to the scotch yoke drive and antivibration pads the DM has a low vibration and

noise level. The vertical arrangement allows an installation in an area of 0,7 m² only. As the design for 2, 3, 4 or 5 stage units remains the same, the compressor blocks can be easily exchanged if suction pressure conditions or location of the installation changes.

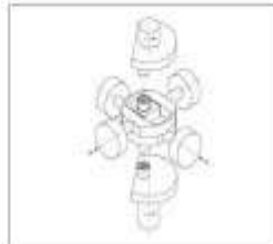
Flow Rate Diagramm



Technical Data

Suction pressure:	up to 40 bara
Working pressure:	up to 450 bara
Flow rate:	up to 210 Nm ³ /h
Motor power:	30 kW (37 kW for DSM3000-GP)
Size:	900 x 740 x 1700 mm (L x W x H)
Weight:	approx. 600 kg
Gases:	Natural gas, processed biogas, hydrogen, noble gases, typical industrial gases, etc.
Applications:	CNG and hydrogen refuelling stations, bottle filling, breathing air, test and special applications, etc.

Features, Options and Dimensions



Standard Features

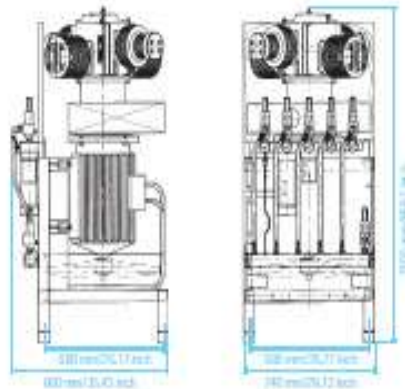
- 2 - 5 stage oil-free compression
- Frame-mounted unit with vertical arrangement
- Scotch yoke principle (balanced forces)
- Hermetically sealed crankcase
- Working pressures up to 311 bara
- Electric Motor drive with magnetic coupling
- Zone 2 classification
- Stainless steel tubing and interstage air-cooler
- Set of gauges and safety valves on suction, interstage and discharge side
- Pressure transmitter on suction and discharge side
- Temperature transmitter on discharge side
- Set of separators with automatic condensate drain
- Direct driven cooling-air fan
- Antivibration pads
- PED/ATEX conformity



Available Standard Options*

- Working pressures up to 450 bara
- Zone 1 classification (except D6M311.-GP)
- 3rd party inspection by TÜV

* Other non-standard options on request



The DM – All of the Benefits at a Glance:

- Low space requirements, reduction of construction costs thanks to small foundations
 - Highest reliability CNG compressor
 - Oil-free compression resulting in no oil carry-over into the gas, no additional costs for lubricating oil or its disposal
 - Ex-Zone 2 classification (TUV) due to compressor-motor-unit with magnetic coupling
 - No Methane emissions to atmosphere thanks to the hermetically sealed and pressure-tight crankcase
 - Low space requirements due to vertical arrangement
 - Extremely low vibration and noise level
 - Reduced power consumption due to utilisation of suction pressure
 - High efficiency, air-cooled
 - Low compression ratios in the individual stages, resulting in low wear and low thermal loads
 - Freedom from oil deposits means longer service life for valves and fittings
 - Long intervals between maintenance
 - Advanced maintenance concept for short downtimes
 - Low total costs of ownership
-

The design specifications of the product described herein are the property of the company and are not to be distributed outside the company.



GREENFIELD Europe
www.greenfield-corp.com

Part of the Atlas Copco Group



[4.7] Surtidor - TK25H2-DataSheet- WEH GmbH Gas Technology



Fuelling Nozzle

Type **TK25 H₂**

Patented fuelling nozzle for refuelling of gaseous hydrogen to be connected and disconnected under pressure (DN 12 mm)

Type TK25 meets all requirements placed on a fuelling nozzle for bus and truck refuelling. Thus making hydrogen refuelling as easy as diesel / gasoline refuelling.

Connecting procedure:
Place the nozzle onto the receptacle with a 180° turn of the handle, the filling procedure can start.

Features:

- Fuelling nozzle for Fast filling at self-serve fuelling stations
- Extremely high flow rate → short filling times
- Recirculation of vented gas
- Safety Features when not connected
- WEH-law locking mechanism
- High-grade materials
- Two different pressure ranges 250 bar or 350 bar
- Law coding will not allow connection to natural gas vehicles
- For testing purposes operating pressure up to max. 450 bar
- TÜV-Approval for hydrogen
- Electrical conductivity



Safety

TK25 offers state of the art safety features for the operator even in the case of a malfunction of the receptacle (e.g. leakage).

The TK25 remains connected to the receptacle until the void between inlet valve and receptacle is depressurized.

To achieve optimum performance it is recommended that the TK25 Fuelling nozzle is used with the WEH-TN5 receptacle.

For further information on the filling hoses (high-pressure and venting hoses) refer to page 36 of catalogue No. 50.

Pressure range / coding		Nozzle	
		250 bar	350 bar
Receptacle	250 bar	X	
	350 bar	X	X

X = Connection is possible

Date: 08/08
Rev.: 200403000163-3-3

WEH - Your H₂-Connection





Fuelling Nozzle

Type TK25 H₂

Technical Data:

Application:

Fast filling of buses and trucks with gaseous hydrogen at self-serve fuelling stations.

Temperature range:

-40°C up to +85°C

Flow rate:

Cv 2.2

Function tested:

100,000 cycles

Pressure ranges:

According to the coding

Pressure range 250 bar:

PN = 250

PS = 350

PT = 500

Pressure range 350 bar:

PN = 350 bar

PS = 450 bar

PT = 645 bar

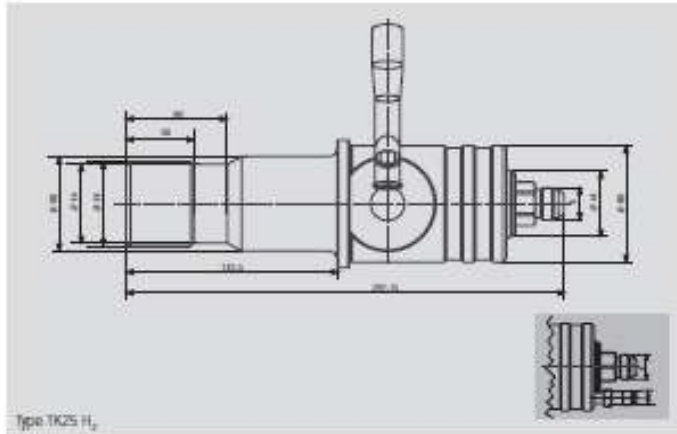
Design:

All parts corrosion-resistant steel with plastic thermal protection, vent pipe and dispenser mounting. Seals hydrogen compatible.

Registration:

PED 97/23/EC: CE 0036

Dimensions (mm):



Ordering:

Description	Inlet B*	Gas recirculation C* (mm)	Part No.
TK25 - 250 bar	UNF 7/8"-14 external thread	Tube UNF 9/16"-18 external thread	C1-62520
TK25 - 350 bar	UNF 7/8"-14 external thread	Tube UNF 9/16"-18 external thread	C1-62521
Mounting (switch actuated) with weather protection	—	—	C1-02153

* acc. to SAE J514 31"

Manufacturer:

WEH GmbH
Gas Technology

Siemerstraße 5
89257 Illertissen/Germany

Phone: +49 7303 95190-0
Fax: +49 7303 95190-9999

Email: sales@weh.com
http://www.weh.com

© All rights reserved, WEH GmbH 2009. Any unauthorized use is strictly forbidden. Subject to alteration.
No liability will be assumed for any content. Herewith previous versions are no longer valid.

[4.11] Hoja de datos del aerogenerador VESTAS V90-3 MW



TECHNICAL DATA FOR V90-3.0 MW

Power regulation	pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	3,000 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	15 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind Class - IEC	IEC IA (high wind) and IEC IIA (medium wind)
Operating temperature range	standard range -20°C to 40°C low temperature option -30°C to 40°C
Sound power (3.0 m above ground, hub height 80 m, standard air density 1,225 kg/m ³)	
4 m/s	97.9 dB(A)
5 m/s	100.9 dB(A)
6 m/s	104.2 dB(A)
7 m/s	106.1 dB(A)
8 m/s	107.0 dB(A)
9 m/s	106.9 dB(A)
Rotor	
Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Nominal revolutions	16.1 rpm
Operational interval	8.6 - 18.4 rpm
Air brake	full blade feathering with three pitch cylinders
Tower	
Type	tubular steel tower
Hub heights	80 m and 90 m (IEC IA) 105 m (IEC IIA)
Electrical	
Frequency	50 Hz/60 Hz
Generator type	4-pole asynchronous with variable speed
Gearbox	
Type	two planetary stages and one helical stage

Main dimensions	
Blade	
Length	44 m
Max. chord	3.5 m
Weight	6,700 kg
Nacelle	
Height for transport	4 m
Length	9.65 m
Width	3.65 m (3.85 m installed)
Weight	70 metric tonnes
Hub incl. nose cone	
Diameter	3.6 m
Max. width	4.2 m
Length	4.4 m
Weight	22 metric tonnes
Tower	
80 m (IEC IA)	
Weight (50 Hz)	145 metric tonnes
Weight (60 Hz)	155 metric tonnes
90 m (IEC IA)	
Weight (50 Hz)	205 metric tonnes
105 m (IEC IIA)	
Weight (50 Hz/60 Hz)	255 metric tonnes
Offshore	site specific towers

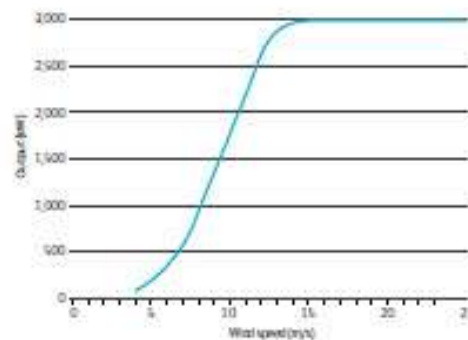
Copyright Notice

This document was prepared by Vestas Wind Systems A/S and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of this document may be reproduced or copied in any form or by any means such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S.

All specifications are for informational purposes and are subject to change without notice. Vestas does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information.

Power curve V90-3.0 MW

Noise reduced sound power modes are available.





[4.12] Hoja de datos del aerogenerador Nordex N80



FACTS AND FIGURES.

	N80/2500	N90/2300		N80/2500	N90/2300
Rotor					
Number of rotor blades	3	3	Tow system		
Rotor speed	10.6 to 16.6 rpm	8.6 to 16.6 rpm	Bearing	Ball bearing	Ball bearing
Rotor diameter	80 m	80 m	Brake	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Swept area	5,025 m ²	5,362 m ²	Drive	Two asynchronous motors with an integrated brake	
Power regulation	Pitch	Pitch	Speed	Approx. 0.3 rev	Approx. 0.5 rev
Cut-in wind speed	Approx. 2 m/s	Approx. 2 m/s	Control system		
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s	Type	PLC, Vector Field Controller (VFC)	
Rated power	From approx. 15 m/s	From approx. 12 m/s	GND connection	Via IGBT converter	Via IGBT converter
Survival wind speed	70 m/s - IEC type class 1	80.5 m/s - IEC type class 2	Scope of monitoring	Remote monitoring of more than 300 different parameters, e.g. temperature, hydraulic pressure, pitch parameters, wind speed and direction	
Pitch regulation	Individual pitch	Individual pitch	Recording	Production data, event data with filter function, long and short-term trends	
Weight	Approx. 32,000 kg	Approx. 35,000 kg	Visualization	Panel PC in control cabinet and Web-based access possible from any PC, adapter for laptop at the bottom of tower and in nacelle	
Rotor blades					
Length	30.8 m	32.6 m	Drives		
Material	GFRP	GFRP	Primary	Rotor blade pitch	Rotor blade pitch
Weight	Approx. 8,000 kg	Approx. 10,000 kg	Secondary	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Gearbox					
Type	Planetary gearbox	Planetary gearbox	Tower		
Gear ratio	1 : 68.7	1 : 77.6	Type	Modular tubular steel tower	
Weight	Approx. 12,500 kg	Approx. 10,500 kg	Lubrication	Lubric: hot-dip galvanneal	
Oil quantity	300 l	300 l	Hub heights		
Oil change	Semi-annual check, change as required		Tubular tower 40 m,	Tubular tower 70 m,	Tubular tower 70 m,
Rotor shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Cylindrical roller bearing	certificate IEC 1a	certificate IEC 2a	certificate IEC 2a
Generator					
Power	2,500 kW	2,300 kW	Tubular tower 70 m,	Tubular tower 90 m,	Tubular tower 90 m,
Voltage	690 V	690 V	certificate IEC 1a	certificate IEC 2a, IEC 2a, G1.2	certificate IEC 2a, IEC 2a, G1.2
Type	Asynchronous double-fed, liquid-cooled		Tubular tower 90 m,	Tubular tower 100 m,	Tubular tower 100 m,
Speed	180-1,200 rpm	180-1,200 rpm	certificate IEC 1a,	certificate IEC 2, IEC 2a	certificate IEC 2, IEC 2a
Insulation class	F 50	F 50	IEC 2, NEM 1a	Lattice tower 105 m,	Lattice tower 105 m,
Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg		certificate IEC 2	certificate IEC 2

POWER CURVE N80/2500

Wind speed (m/s)	Power (kW)	Power coefficient Cp
4	15	0.106
5	121	0.114
6	251	0.121
7	422	0.130
8	627	0.137
9	878	0.144
10	1218	0.149
11	1675	0.154
12	2064	0.157
13	2505	0.160
14	2962	0.162
15	3468	0.164
16	3968	0.165
17	4468	0.166
18	4968	0.167
19	5468	0.168
20	5968	0.168
21	6468	0.169
22	6968	0.169
23	7468	0.169
24	7968	0.169
25	8468	0.169

Rated value based on measurements of IEC and asymptotic calculation

POWER CURVE N90/2300

Wind speed (m/s)	Power (kW)	Power coefficient Cp
4	21	0.106
5	175	0.126
6	352	0.149
7	590	0.171
8	875	0.186
9	1227	0.193
10	1623	0.201
11	2072	0.208
12	2500	0.213
13	2900	0.218
14	3290	0.221
15	3680	0.224
16	4060	0.226
17	4440	0.228
18	4820	0.229
19	5200	0.230
20	5580	0.231
21	5960	0.231
22	6340	0.232
23	6720	0.232
24	7100	0.232
25	7480	0.232

Rated value based on measurements of IEC and asymptotic calculation



WE ARE REPRESENTED WITH OFFICES AND
SUBSIDIARIES WORLDWIDE.

Nordea AG
Borsberich 2
22848 Nordereisdorf
Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Fax: +49 40 30030 1701
E-mail: info@nordea-online.com

Sales Nordea Energy GmbH
Borsberich 2
22848 Nordereisdorf
Germany
Phone: +49 40 30030 1490
Fax: +49 40 30030 1481
E-mail: info@nordea-online.com

Service Nordea Energy GmbH
Borsberich 2
22848 Nordereisdorf
Germany
Phone: +49 40 30030 1300
Fax: +49 40 30030 1301
E-mail: info@nordea-online.com

Nordea Energy GmbH
Ench-Schleiergasse 50
18059 Rostock, Germany
Phone: +49 361 6663 2000
Fax: +49 361 6663 2020
E-mail: info@nordea-online.com

As of: 01/2008

Nordea Energy GmbH
C. S. Tingelns Vej 12
8000 Kolding, Denmark
Phone: +45 75 73 44 00
Fax: +45 75 73 41 47
E-mail: denmark@nordea-online.com

Nordea Sverige AB
Kungälvsvägen 21
73222 Uppsala, Sweden
Phone: +46 18 185 900
Fax: +46 18 185 227
E-mail: info@nordea-online.com

Nordea Energy GmbH Benelux
E Rooden 79
8502 CS Joure, Netherlands
Phone: +31 513 41 23 54
Fax: +31 513 41 85 88
E-mail: info@nordea-online.com

Nordea Energy Iberica S.A.
Calle Avaria Mar, 23 pml
08010 Barcelona, Spain
Sales Office:
Paseo de la Castellana, 22 2º-A
28046 Madrid, Spain
Phone: +34 91 7000295
Fax: +34 91 2159288
E-mail: apain@nordea-online.com

Nordea Polska Sp. z o.o.
Al. Jana Pawła II 80 m.222
00-175 Warszawa, Poland
Phone: +48 22 626 52 77
Fax: +48 22 627 20 01
E-mail: info@nordea-online.com

Nordea Energy GmbH
Joh. Thomas Annerg
Schönlagen 46
1180 Wien, Austria
Phone: +43 1 615 20 30 10
Fax: +43 1 615 20 30 20
E-mail: info@nordea-online.com

Nordea Italia S.r.l.
Viale Città d'Europa 473
00144 Roma, Italy
Phone: +39 06 82 46 20 01
Fax: +39 06 82 46 20 00
E-mail: info@nordea-online.com

Nordea UK Ltd.
Suite 4, Egerton House
The Towers Business Park
Ditchebury M20 2DX
United Kingdom
Phone: +44 181 445 99 00
Fax: +44 181 445 99 98
E-mail: uk@nordea-online.com

Nordea France S.A.S.
1, Rue de la Procession
92017 La Plaine Saint-Denis, France
Phone: +33 155 52 43 43
Fax: +33 155 52 43 40
E-mail: france@nordea-online.com

Nordea China
Room 808
First Shanghai Center, No. 29
Liangzizui Road
Chaoyang District
Beijing 100125, P. R. China
Phone: +86 10 84 53 51 88
Fax: +86 10 84 53 51 58
E-mail: china@nordea-online.com

Nordea USA, Inc.
300 South Wacker Drive, Suite 1500
Chicago, Illinois 60606, USA
Phone: +1 212 286 4100
Fax: +1 212 286 4101
E-mail: nordexUSA@nordea-online.com



[4.13] Hoja de datos del aerogenerador Nordex-N100



Technical Description

Nordex N100/2500

This document is a translation from German. In case of doubt, the German text shall prevail.
Document published in electronic form. Signed original at Central Engineering/ENS.

© Nordex Energy GmbH, Bombarch 2, D-22848 Norderstedt, Germany
All rights reserved. Observe protection notice ISO 16016.

Nordex N100/2500 – Technical Description



Depending on the conditions at the site and the thermal load of individual components, a reduction in performance is possible at temperatures above the temperature limits.

At low temperatures, the wind turbine will only restart once the individual components have reached their relevant start-up temperature. The duration of this warm-up phase varies depending on the temperature of the components before the warm-up phase begins.

Specific combinations of high wind speeds, high or low temperatures, high or low air density, and high or low voltage can result in a reduction in performance due to the design restraints of individual components of the wind turbine.

2 Rotor

The rotor consists of 3 blades, the hub, three pitch bearings and three pitch drives to change the pitch angle of the blades. The rotor blades are made of glass-reinforced plastic.

Each rotor blade is controlled and driven independently of the other blades. The blades are equipped with a lightning protection system including lightning receptors conduct the lightning to the rotor hub.

Rotor characteristics	
Rotor diameter	99.8 m
Swept area	7823 m ²
Maximum tip speed	approx. 77 m/s
Specific power	320 W/m ²
Speed range of rotor	9.6...14.85 rpm
Rotor tilt angle	5°
Blade cone angle	3.5°
Total weight	approx. 55 t

Rotor hub	
Material	spheroidal graphite cast iron EN-GJS-400-18U-LT
Total weight, incl. pitch system	approx. 25 t

Rotor blades	
Material	glass-reinforced plastic
Total length	48.7 m
Weight per blade	approx. 9.8 t

3 Rotor shaft

The drive train consists of the rotor shaft, the gearbox connected by a shrink disc, a coupling with overload protection and the generator.

Rotor shaft	
Material	42CrMo4 or 34CrNiMo6
Weight	approx. 10.3 t
Bearing	self-aligning roller bearing
Bearing housing	spheroidal graphite cast iron EN-GJS-400-18U-LT

4 Gearbox

The gearbox is designed as a multi-stage planetary and one-stage spur gear. Alternatively a linkage with power split is also possible. The gearbox is cooled through an oil-air cooling circuit with stepped cooling capacity. The bearings and toothings are constantly pump-fed lubricated with cooled oil. The temperatures of the bearings and the oil are constantly monitored.

K0801_010868_EN

Revision 04, 2009-06-22

4 / 11

[4.14] Hoja de datos del aerogenerador Nordex N90 2500kw

FACTS AND FIGURES

N90/2500	
Operating data	
Rated power	2,500 kW
Cut-in wind speed	Approx. 3 m/s
Cut-out wind speed	Approx. 25 m/s
Rotor	
Diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Speed	LS: 9.6–16.8 rpm, HS: 10.3–18.1 rpm
Max. tip speed	LS: approx. 70 m/s HS: approx. 75 m/s
Rotor bearing	Spherical roller bearing
Power regulation	Individual electromechanically driven pitch system
Gearbox	
Type	Two-stage planetary gearbox with one spur-gear stage or differential gearbox
Ratio	LS: 1: 72.6 (50 Hz)/1: 93.2 (60 Hz) HS: 1: 72.0 (50 Hz)/1: 86.3 (60 Hz)
Generator	
Type	Double-fed asynchronous generator with cascade converter, liquid-cooled
Voltage (frequency)	660 V (50/60 Hz)
Speed	740–1,300 rpm (50 Hz)/890–1,560 rpm (60 Hz)
Yaw system	
Drive	3–4 asynchronous motors with integrated brakes
Brake	Hydraulic disk brake
Control	
Type	Nordex Control™ (PLC) with remote control, remote monitoring and data reporting
Grid connection	Via IGBT converter
Visualisation	PC in switch cabinet, web-based access from any PC, laptop connection at base of tower and in nacelle
Brake system	
Primary brake	Rotor blade pitch (3 independent systems with emergency power supply)
Secondary brake	Hydraulic disk brake
Lightning protection	
Fully compliant with EN 62305	
Tower	
Type	Modular tubular steel tower
Rotor hub height/Certificates	LS: 80 m IEC 2a, DIB1-3 100 m IEC 3a, Dibs 2 HS: 70 m IEC 1b 80 m IEC 1b

Wind speed (m/s)	Power (kW)	
	HS	LS
3.5	17	27
4.0	62	73
4.5	119	129
5.0	188	197
5.5	269	277
6.0	363	371
6.5	472	480
7.0	599	608
7.5	746	754
8.0	912	916
8.5	1,097	1,092
9.0	1,299	1,279
9.5	1,515	1,473
10.0	1,744	1,671
10.5	1,988	1,870
11.0	2,149	2,054
11.5	2,288	2,203
12.0	2,389	2,317
12.5	2,456	2,399
13.0	2,482	2,455
13.5	2,500	2,482
14.0	2,500	2,499
14.5 - 25.0	2,500	2,500

WE ARE REPRESENTED
with offices and subsidiaries worldwide.

Nordec SE
Bombarth 2, 22848 Nordenskiöld
Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Fax: +49 40 30030 1101
E-mail: info@nordec-online.com

Nordec Energy GmbH
Bombarth 2, 22848 Nordenskiöld
Germany
Phone: +49 40 30030 1200
Fax: +49 40 30030 1301
E-mail: info@nordec-online.com

Nordec Energy GmbH
Carnegie 25A, 43047 Oberhausen
Germany
Phone: +49 206 8241 120
Fax: +49 206 8241 105
E-mail: SalesGermany@nordec-online.com

Nordec Energy GmbH
Nælske Søvej 12 B, 8000 Kolding, Denmark
Phone: +45 75 73 44 00
Fax: +45 75 73 41 47
E-mail: SalesDenmark@nordec-online.com

Nordec UK Ltd.
Suite 4, Egerton House
The Ipswich Business Park, Wymondley Road,
Didsbury M20 2JX, United Kingdom
Phone: +44 161 445 50 00
Fax: +44 161 445 50 00
E-mail: SalesUK@nordec-online.com

Nordec Energy Ireland Ltd.
Clonal House, Fomhar Way
Swords, Co. Dublin, Ireland
Phone: +353 1 827 5000
Fax: +353 1 827 5200
E-mail: SalesIreland@nordec-online.com

Nordec Energy GmbH
Am Wasser 20, 4755 Zeil an der Rhain
Austria
Phone: +43 7764 82200
Fax: +43 7764 82200 20
E-mail: SalesAustria@nordec-online.com

Nordec Energy Ibérica S.A.
Pto. de la Castellana, 22 2º-A
28046 Madrid, Spain
Phone: +34 91 7600266
Fax: +34 91 2192388
E-mail: SalesSpain@nordec-online.com

Nordec Sverige AB
Kungälvsvägen 21, 75320 Uppsala, Sweden
Phone: +46 18 185 200
Fax: +46 18 185 227
E-mail: SalesSweden@nordec-online.com

Nordec Energy GmbH Benelux
B Reijndi 73, 6522 CE Joun, Netherlands
Phone: +31 513 41 33 54
Fax: +31 513 41 02 68
E-mail: SalesBenelux@nordec-online.com

Nordec Italia S.p.A.
Viale Citta d'Europa 679, 00144 Roma, Italy
Phone: +39 06 82 40 30 1
Fax: +39 06 82 40 30 00
E-mail: SalesItaly@nordec-online.com

Nordec Polska Sp. z o.o.
Ul. Kruczkowicza 12, 60-200 Górnik, Poland
Phone: +48 56 7320200
Fax: +48 56 7320200
E-mail: SalesPoland@nordec-online.com

Nordec enerji A.Ş.
Hüsnüpaşa Kavşağı SGG Business Park B Blok
33 Sok. Kat: 16 No: 402, Yeşiltepe/Şişli, Turkey
Phone: +90 212 485 38 03
Fax: +90 212 485 38 04
E-mail: SalesTurkey@nordec-online.com

Nordec France S.A.S.
1, Rue de la Proclamation
92217 La Plaine Saint-Denis, France
Phone: +33 1 55 53 43 43
Fax: +33 1 55 53 43 40
E-mail: SalesFrance@nordec-online.com

Nordec Energy GmbH
Bombarth 2, 22848 Nordenskiöld, Germany
Phone: +49 40 30030 1400
Fax: +49 40 30030 1401
E-mail: info@nordec-online.com

Nordec USA, Inc.
305 South Wacker Drive, Suite 1500
Chicago, Illinois 60606, USA
Phone: +1 312 388 4100
Fax: +1 312 388 4100
E-mail: SalesUSA@nordec-online.com

Nordec China
Room 808, First Shanghai Center, No. 38
Liangmang Road, Chaoyang District
Beijing 100125, P. R. China
Phone: +86 10 84 53 51 58
Fax: +86 10 84 53 51 58
E-mail: SalesChina@nordec-online.com


© NORDEX 2010. All rights reserved. The contents of this document are for informational purposes only and may be subject to change without notice. No representation of warranty, whether expressed or implied, is given or should be taken upon use of this document and its contents. Reproduction, use or distribution of this paper without our written consent, is not permitted.



[4.15] Hoja de datos del aerogenerador FUHRLÄNDER FL 2500

FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!
 File O:\Windcat\WTG under edit\FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!.wtg

Company	FUHLÄNDER	This model is distributed by Fuhrlander.
Type/Version	FL 2500-100	Lattice tower also available.
Rated power	2.500.0 kW	Final confirmation of data by manufacturer is pending.
Secondary generator	0.0 kW	
Rotor diameter	100.0 m	
Tower	Tubular	
Grid connection	50/60 Hz	



Origin country	DE
Blade type	LM48.8/EU100
Generator type	One generator
Rpm, rated power	14.5 rpm
Rpm, initial	9.4 rpm
Hub height(s)	100.0; 85.0; 117.0; 141.0; 160.0 m
Maximum blade width	4.30 m
Blade width for 90% radius	1.50 m
Valid	Yes
Creator	EMD
Created	23-09-2005 13:29
Edited	23-09-2005 13:29

Power curve: Level 0 - theoretical - EU100 - 08/2005
 Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
12-08-2005 00:00	EMD	05-03-2004 14:13	01-12-2008 13:36	No	25.0	1.225	0.0	Pitch	Standard pitch

According to specification WD402-G014-TECA-W2E-304-011-1-E dated 12/8-2005

Power curve

Wind speed [m/s]	3.50	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Power [kW]	36.20	71.30	126.80	226.90	449.90	742.10	1,133.80	1,641.00	2,162.30	2,477.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00
Ce	0.176	0.232	0.377	0.433	0.450	0.460	0.468	0.449	0.387	0.301	0.237	0.189	0.154	0.127	0.106

Wind speed [m/s]	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00
Power [kW]	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00
Ce	0.089	0.076	0.065	0.056	0.049	0.043	0.038	0.033

Ct curve

Wind speed [m/s]	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00
Ct	0.10	0.10	0.10	0.80	0.82	0.84	0.79	0.72	0.66	0.59	0.53	0.46	0.40	0.33	0.28	0.23	0.20	0.16	0.13	0.12	0.12	0.11	0.11	0.10	0.10

Power curve: Level 0 - theoretical - LM48.8
 Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
21-11-2008 00:00	EMD	26-10-2008 15:29	21-11-2008 15:05	Yes	25.0	1.225	0.0	Pitch	User defined

Ct values calculated with LM blades.

Power curve

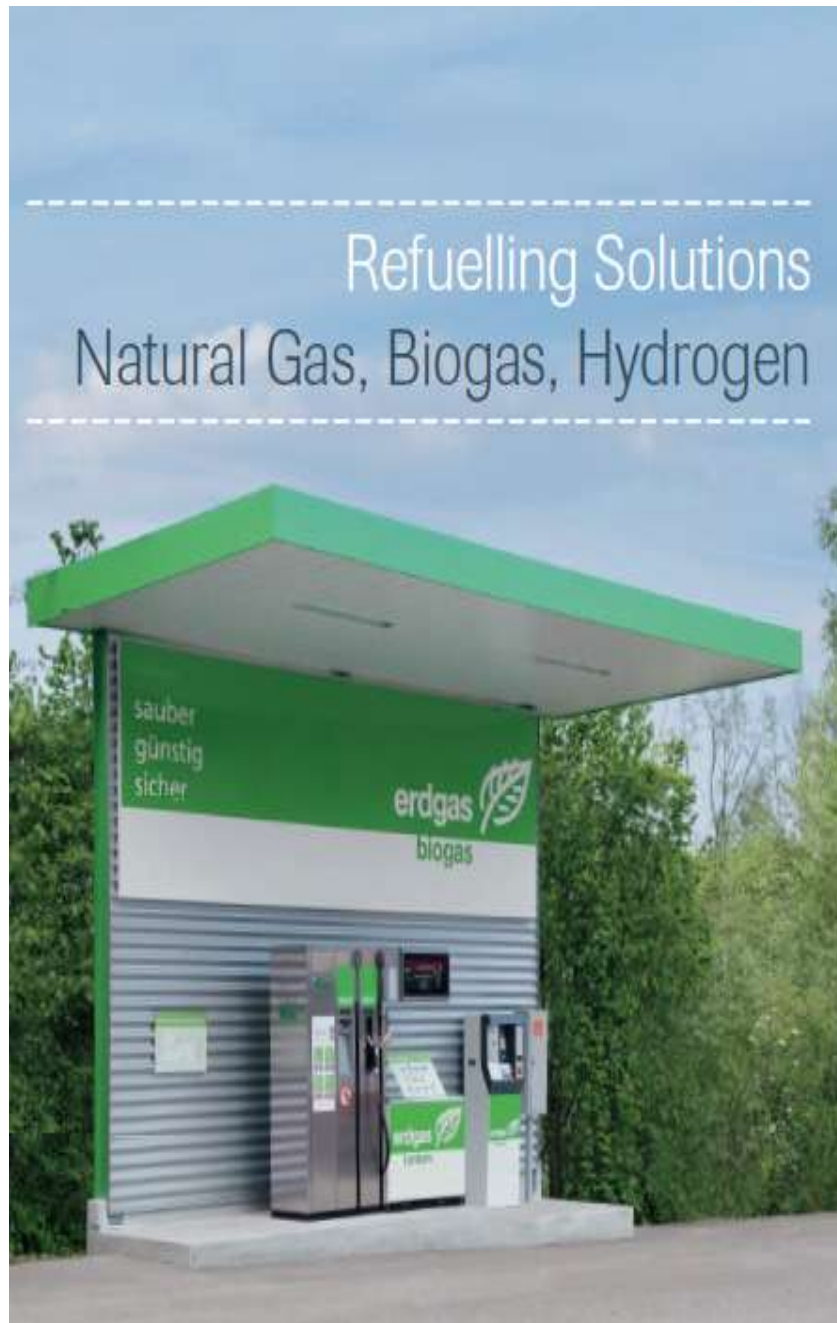
Wind speed [m/s]	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Power [kW]	59.50	205.50	412.40	696.70	1,051.00	1,513.80	2,011.80	2,395.80	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00
Ce	0.190	0.342	0.397	0.416	0.427	0.432	0.418	0.374	0.301	0.237	0.189	0.154	0.127	0.106	0.089

Wind speed [m/s]	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00
Power [kW]	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00
Ce	0.076	0.065	0.056	0.049	0.043	0.038	0.033

Ct curve

Wind speed [m/s]	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Ct	0.88	0.85	0.85	0.85	0.82	0.78	0.67	0.40	0.31	0.24	0.20	0.16	0.14	0.11	0.10

[4.17] Hoja de datos compresor de baja presión



Peak Performance Compression Systems

GREENFIELD is your specialist for high-pressure systems. With a century of experience in this business we have been able to maintain and even improve our strong market position providing total solutions – from a single compressor to complete systems, including dispensing, storage, enclosure and other accessories required for a successful installation.

Today, GREENFIELD is the technology leader worldwide with its high-end premium products engineered in Switzerland.

With a century of experience in high-pressure technology and the fact of thousands of compressors installed worldwide, GREENFIELD is ready to serve your needs for peak performance and success in the market.

As part of the Atlas Copco Group GREENFIELD has global access to over 150 markets, which are served through our production facilities either in Switzerland or in the United States.

This comprehensive Sales and Service Network assures our customers direct access to the most reliable and technologically advanced equipment available.

General

Natural Gas (CNG/NGV), Biogas and H₂ Refuelling

GREENFIELD's modular refuelling stations are compact high-performance installations designed for the refuelling of:

- Passenger cars
- Indoor utility vehicles
- Light duty vehicles
- Buses and Heavy duty trucks
- Ferries, canal boats and special vehicles

If fast-fill, slow-fill or mother-daughter systems, we have the perfect solution for our customers, who can choose from our standard program or from our customized stations.

Total Solution Provider



Being a total solution provider GREENFIELD, apart from the complete range of equipment, offers customers services like pre planning and station layouts, preparation of specifications, assistance with authorities approval procedures, project management, and more ...

GREENFIELD Compressors – the Heart of Peak Performance Compression Systems and Refuelling Stations.

GREENFIELD compressors offer field-proven efficiency and reliability. The gas and pressure-tight crankcase design ensures no gas losses to atmosphere. Our D-Series oil-free units assure that oil neither contaminates the gas nor does oil disposal contaminate the environment. GREENFIELD's compressors are available up to 501 bars. Higher pressure applications on demand.

C-Series

Lubricated trunk-piston compressors. Air- and water-cooled execution available. Gas tight up to 18 bara (260 psig):

- Type CT up to 1 600 Nm³/h (1 000 scfm)
- Type CU up to 850 Nm³/h (500 scfm)
- Type CC up to 250 Nm³/h (150 scfm)
- Type CN up to 80 Nm³/h (50 scfm)

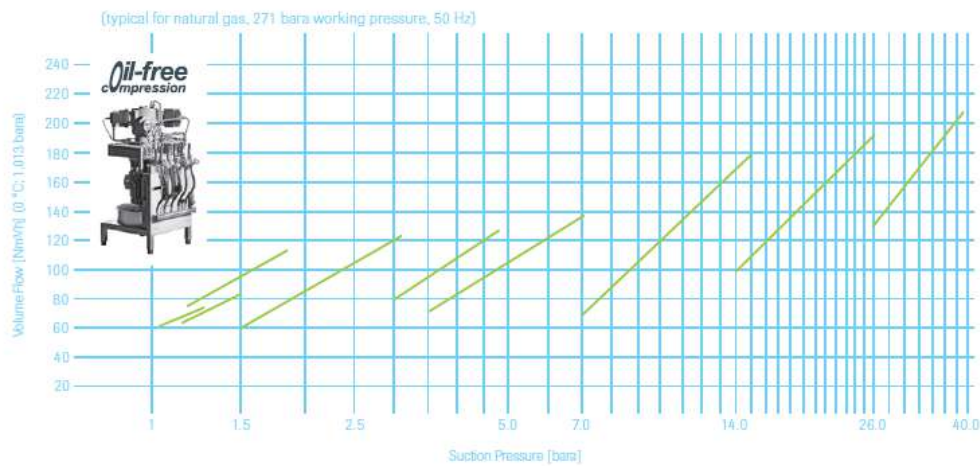
DM-Series

Totally oil-free, hermetically sealed compressors. This compressor range utilizes GREENFIELD's revolutionary oil-free high-pressure technology. Gas tight up to 40 bara (570 psig):

- Type DM up to 210 Nm³/h (125 scfm)

Flow Rate Diagrams

Type DM



Your Benefits:

GREENFIELD Refuelling Solutions – Benefits at a Glance:

- One-stop resource for compressors, dispensers, solutions and services
- Leader in NGV refuelling technology
- More than 1 800 NGV-installations in operation worldwide
- Main supplier for most important European NGV-Programs
- Standard and customized solutions
- Energy efficient equipment – low total costs of ownership
- High class production facilities in Switzerland
- Global presence with local focus – Part of the Atlas Copco Group
- PED/ATEX conformity



GREENFIELD Europe
www.greenfield-comp.com

Part of the Atlas Copco Group



Figura 4.4.5.1.2: Almacenamiento de GH_2 en el régimen de carga propuesto

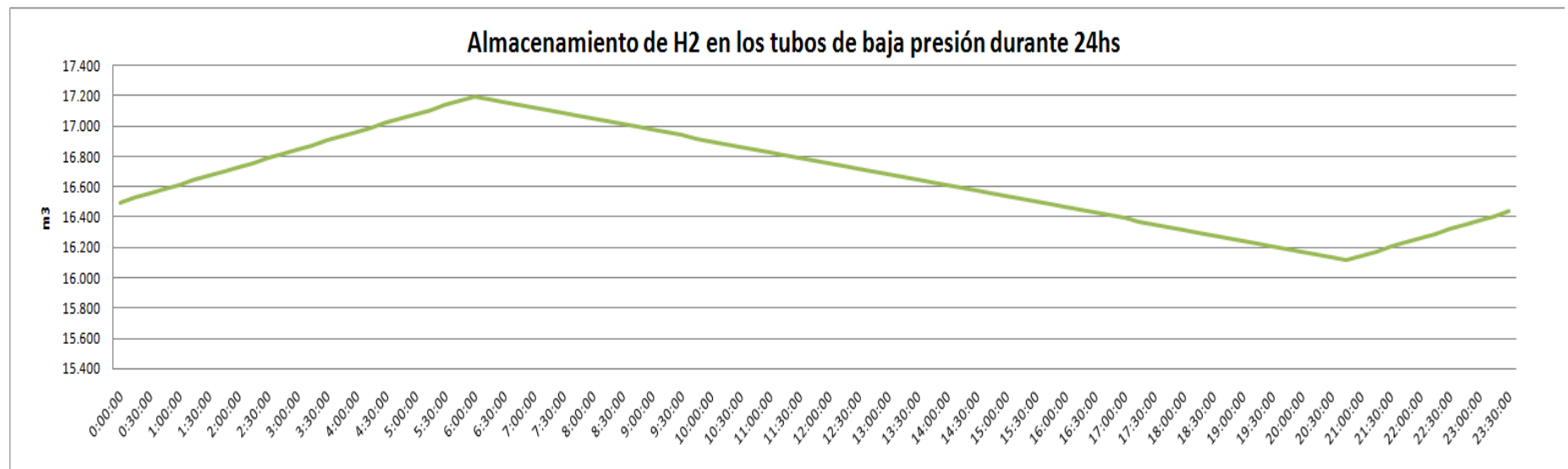


Figura 4.4.5.1.3: Presión en el tubo de baja presión durante un día normal de funcionamiento.

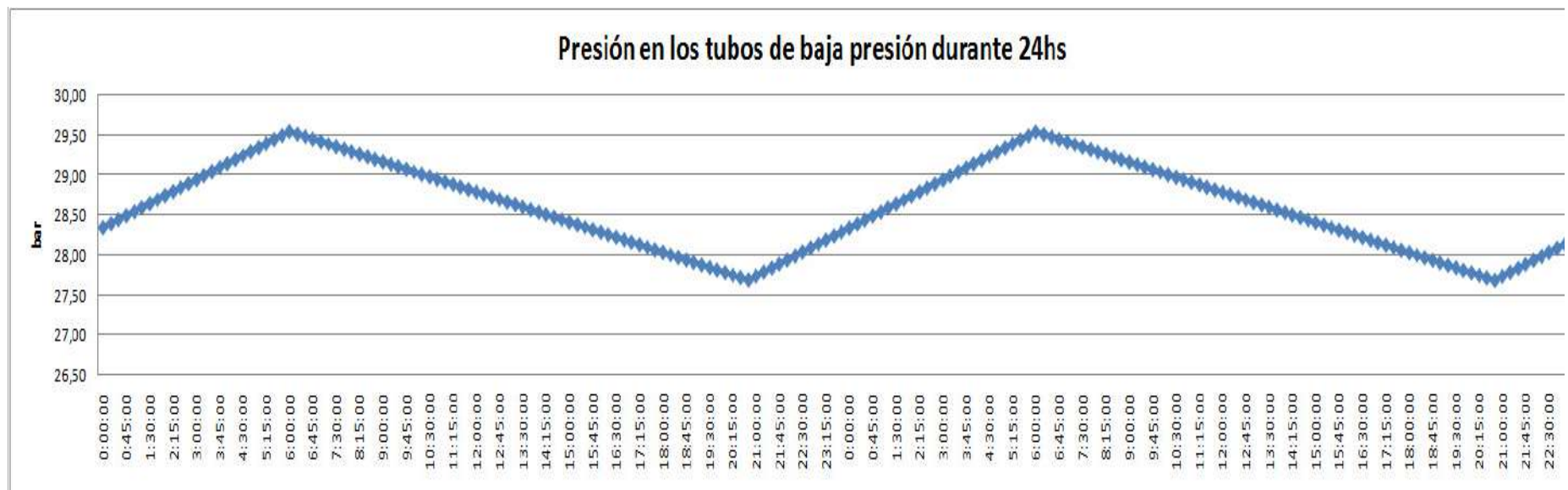
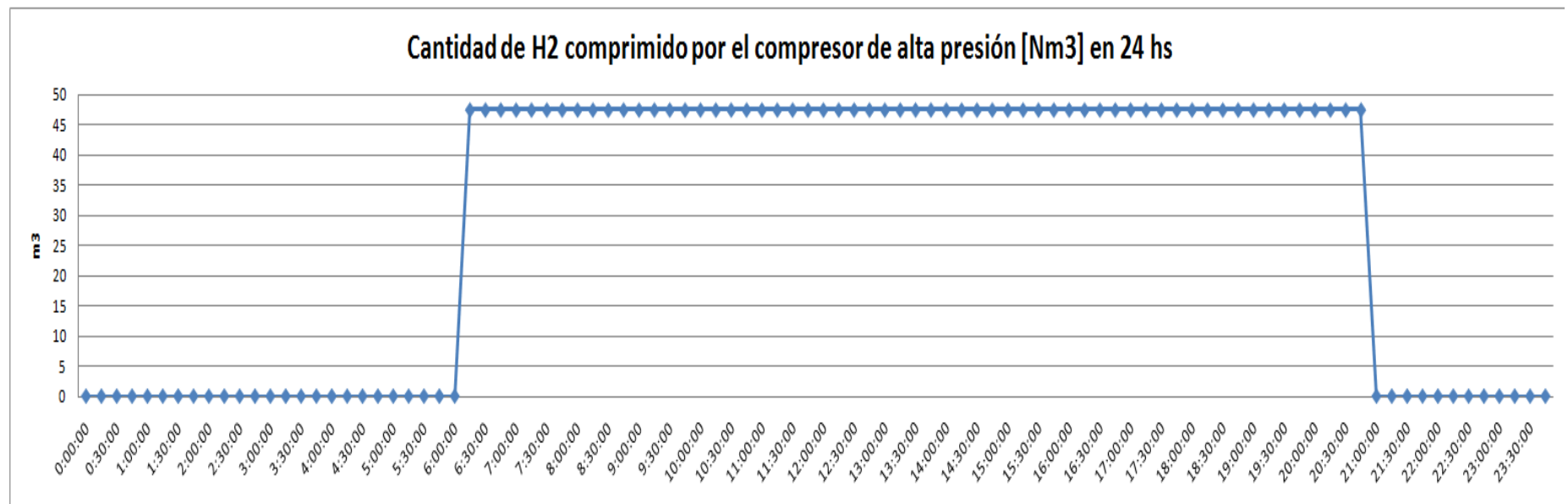


Figura 4.4.5.1.4: Cantidad de H₂ comprimida por el compresor de alta presión durante un día normal de funcionamiento.



4.4.6-Bis. Equipamiento secundario

Agua de alimentación

La exigencia que el abastecimiento de agua tiene que cumplir, es alrededor de $0,85 \text{ l/Nm}^3$ de H_2 . El agua de alimentación de un sistema de abastecimiento de agua o de agua subterránea o río aún debe ser desmineralizada por una planta de intercambio iónico. Este proceso es llevado a cabo en la misma unidad de hidrógeno.

Circuito cerrado del electrolito

Una continua circulación del electrolito a través de convección natural o con ayuda de una bomba, garantiza el suministro adecuado de la solución de electrolitos a todas las celdas del electrolizador, previene las diferencias de concentración en el ánodo y el cátodo, y elimina residuos de calor que aparecen en el bloque de celdas. Según la empresa ELT se debe utilizar una solución de KOH al 25% como electrolito. Más electrolitos deben añadirse durante la operación en pequeñas cantidades para compensar las pérdidas debidas a las pequeñas fugas. Los gases producidos hidrógeno y oxígeno que salen de la celda electrolizador contienen vapor de agua y electrolitos. Las gotas de electrolito se eliminan del gas con separadores de gas, enfriadores y depuradores del gas, que luego se devuelven al ciclo del electrolito.

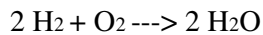
Purificación del gas

Un equipo de secado en frío con un intercambiador de calor a gas/refrigerante reduce la humedad residual a los valores de 0,8 a 0,3 g/Nm^3 (correspondiente a un punto de rocío a presión normal de 20 a 30 ° C). Si aún estos valores son demasiado altos, un contenido de humedad residual de 0,009 a 0,002 g/m^3 (correspondiente a un punto de rocío de 60 a 70 ° C) se puede lograr utilizando una planta interconectada de adsorción/secado reaprovechando el agente de secado. Los restos de oxígeno contenido en el gas de hidrógeno, e hidrógeno en el gas de oxígeno se convierten en agua en un catalizador.

Grados de pureza de hasta el 99,998% son alcanzables. El proceso de purificación del gas depende de los requisitos de pureza establecidos para el gas y puede ser una simple condensación para eliminar la humedad presente. Para mayor pureza son necesarios procesos adicionales.

Desoxidador Catalítico

El hidrógeno a partir de la electrólisis (contraria al hidrógeno producido a partir de otros procesos de reducción) muy a menudo contiene oxígeno en de hasta 1%. Este oxígeno se elimina en reactores desoxidadores.



Pequeños niveles de platino y paladio en materiales base típicos, proporcionan altamente actividad catalizadora para la conversión (por ejemplo, el paladio un 0,3% en alúmina). El catalizador está activo, incluso a temperatura ambiente, aunque por lo general se utilizan temperaturas más altas.

Otro método de eliminación de oxígeno es el uso de metales no nobles catalíticamente activos, tales como cobre o níquel, en los materiales base, por ejemplo, dióxido de silicio.

Ambos procesos catalíticos para la eliminación de oxígeno son muy selectivos, alcanzando el grado de pureza de 1 ppm (ml/m³) de oxígeno.

Instalaciones auxiliares

Sistema de refrigeración. Según la empresa ELT, el sistema de refrigeración de funcionamiento constante requiere 80 l/Nm³ de agua de refrigeración (a 15 ° C).

En algunos casos se utilizan ciclos intercooler o sistemas de refrigeración abiertos.

Gas inerte. Antes de la primera vez de operación o para la reactivación, las líneas de gas del electrolizador y los diferentes espacios se purgan con gas inerte y se llenan para evitar la formación de mezclas explosivas.

Vigilancia. Control de funcionamiento y regulación de los mecanismos de seguimiento de la planta entera, intervenir en el caso de los errores y cambiar a diferentes modos de funcionamiento.

Si estas instalaciones auxiliares que se describen aquí son cuidadosamente adaptadas a las necesidades de toda la planta, un funcionamiento totalmente automático y continuo, fiable y sin problemas es prácticamente garantizado en el pleno con las condiciones de carga con ocasionales inspecciones y mantenimientos hasta que sea revisado, por lo general después de varios años.

ANEXO CAPÍTULO VI – EVALUACIÓN ECONÓMICA

