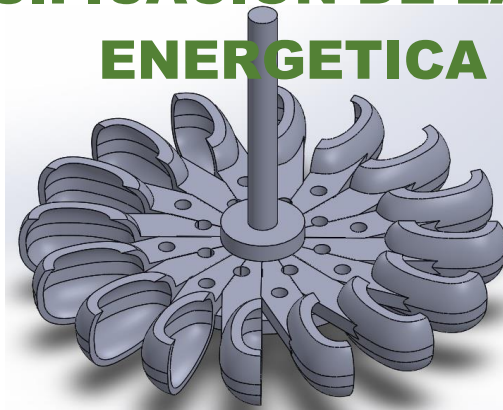




Universidad
Nacional
de Córdoba

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES

**DIVERSIFICACION DE LA MATRIZ
ENERGETICA**



**DISEÑO DE UNA MICRO
TURBINA TURGO**

**PRACTICA SUPERVISADA
INGENIERIA CIVIL**

Autor: Martin Gabriel Mohaded.

Tutor: Dra. Ing. Civil Teresa Reyna.

Supervisor Externo: Mag. Ing. Civil María Labaque.

Diciembre de 2018 – Córdoba, Argentina.

PRESENTACION

El presente informe tiene como objetivo dejar plasmado en forma concisa y ordenada el trabajo realizado por el alumno Martín Gabriel Mohaded en el marco del convenio de Práctica Supervisada, en la empresa CEAS S.A. dentro de la cual se desarrollaron las tareas a fin de ser evaluada y calificada por un tribunal examinador.

La actividad ejecutada se basa en el del diseño hidráulico de una Micro Turbina Hidráulica para implementarla en localidades rurales aisladas de la Provincia de Córdoba.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	7
1.1. Objetivos	9
1.2. Objetivos Particulares.....	9
1.3. Metodología	9
CAPÍTULO 2. ENERGIAS RENOVABLES.	12
2.1. Definición.	12
2.2. Distintas Fuentes Renovables de Energía.	15
2.2.1. Energía Eólica.	16
2.2.2. Energía Solar Térmica.....	18
2.2.3. Energía de Biomasa.....	20
2.2.4. Energía Geotérmica.	22
2.2.5. Energía Mareomotriz.....	24
2.2.6. Mini y Micro Hidráulica.....	27
2.3. Contexto Mundial.....	29
CAPÍTULO 3. MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA	34
3.1. Generalidades	34
3.2. Situación actual de Argentina en torno al uso de Energías Renovables.....	37
3.2.1. Proyecto PERMER.....	37
3.2.2. Marco Legal.....	39

3.2.3.	Energía Eólica en la República Argentina.....	46
3.2.4.	Energía Solar en la República Argentina.....	51
3.2.5.	Energía de Biomasa en Argentina.....	55
3.2.6.	Energía de Geotérmica en Argentina.....	59
3.2.7.	Energía de Mareomotriz en Argentina.....	62
3.2.8.	Pequeño aprovechamiento Hidroeléctricos en Argentina.....	62
CAPÍTULO 4. MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....		69
4.1.	Desarrollo.....	69
4.2.	Contexto actual.....	70
4.3.	Ventajas respecto a otras fuentes de Energías Renovables.....	71
4.4.	Definición de Aprovechamientos Hidroeléctricos.....	72
4.4.1.	Beneficios de Micros Aprovechamientos Hidroeléctricos.....	74
4.4.2.	Condicionantes del Diseño.....	75
4.5.	Tipos de centrales hidroeléctricas.....	77
4.5.1.	Centrales de Agua Fluyente.....	77
4.5.2.	Centrales a Pie de Presa.....	79
4.5.3.	Aprovechamientos de Usos múltiples.....	81
4.5.4.	Aprovechamientos Reversibles.....	81
CAPÍTULO 5. MÁQUINAS HIDRAULICAS - TURBINAS HIDRAULICAS.....		83
5.1.	Máquinas Hidráulicas. Definición.....	83
5.1.1.	Clasificación de las Máquinas Hidráulicas.....	83

5.2.	Turbomáquinas Hidráulicas.....	84
5.2.1.	Clasificación de las Turbomáquinas Hidráulicas.....	84
5.2.2.	Partes de una Turbina Hidráulica.....	85
5.2.3.	Fenómenos en las Turbinas Hidráulicas.....	87
5.3.	Tipos de Tubomáquinas Motoras.....	88
5.3.1.	Turbinas de Acción.....	89
5.3.2.	Turbina Pelton	89
5.3.3.	Turbina Michell - Banki	91
5.3.4.	Turbinas de Reacción.....	92
5.3.5.	Turbina Francis.....	93
5.3.6.	Turbina Kaplan	96
CAPÍTULO 6.	TURBINA TURGO.	99
6.1.	Definición.	99
6.2.	Principio de Funcionamiento.	100
6.3.	Campo de aplicación.....	102
CAPÍTULO 7.	MEMORIA DE CÁLCULO	105
7.1.	Cálculo de la Potencia Utilizable.....	105
7.2.	Ecuación de Euler y Triángulo de Velocidades.	106
7.2.1.	Triángulo de Velocidades	106
7.2.2.	Ecuación de Euler	108
7.2.3.	Forma de las componentes energéticas.....	109

7.2.4.	Grado de reacción.....	110
7.3.	Proyecto del Inyector de la Turbina.....	114
7.3.1.	Distribuidor	114
7.3.2.	Inyector.....	114
7.3.3.	Geometría del Inyector	115
7.3.4.	Diámetro de Salida de la Tobera	116
7.4.	Proyecto del Rodete de la Turbina.....	118
7.4.1.	Álabes	119
7.4.2.	Geometría del Rodete.	120
7.4.3.	Paso Máximo y Número de Cucharas.	124
7.4.4.	Eje.....	128
7.4.5.	Chaveta	128
7.5.	Proyecto del Alternador.	130
7.5.1.	Selección de los rodamientos.....	130
7.5.2.	Alternador	133
7.5.3.	Cálculo de la correa de acople	133
7.5.4.	Selección de las poleas	140
CAPÍTULO 8. ANÁLISIS TENSIONAL		142
8.1.	Modelación.....	142
8.2.	Cálculo de la tensión sobre el álabe.....	143
8.2.1.	Fuerza centrífuga sobre un álabe	143

8.2.2.	Fuerza total sobre un álabe.....	143
8.2.3.	Momento flector máximo sobre un álabe	145
8.2.4.	Tensión máxima sobre un álabe	145
8.3.	Diseño del eje del rotor.....	147
CAPÍTULO 9.	DISEÑO FINAL Y RECOMENDACIONES.....	152
CAPÍTULO 10.	CONCLUSIONES	154
CAPÍTULO 11.	BIBLIOGRAFÍA.....	156

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El siguiente informe consiste en el diseño de una **Micro Turbina Hidráulica** denominada **TURGO** que forma parte del Proyecto general de análisis, estudios, modelización y posterior ejecución de diferentes Micro Turbina Hidráulica, que cuenta con el financiamiento del SECyT (Secretaría de Ciencia y Tecnología, de la UNC), siendo la Directora del mismo la Dra. Ing. Civil Teresa María Reyna y Co-Directora Mag. Ing. Civil María Labaque.

Dicho proyecto tiene como Objetivo General continuar en la identificación de los potenciales hidroeléctricos a escala de Micro turbinas en la Provincia de Córdoba, y como objetivo específico, desarrollar con mano de obra local una turbina modelo para experimentar las complicaciones o no de su diseño, su costo y mantenimiento, como así también, familiarizar a profesionales y alumnos de la carrera de grado y posgrado sobre el uso de las mismas como alternativa para la generación de energía que apunta a asegurar el abastecimiento del servicio eléctrico a comunidades rurales en forma sostenible, preferentemente mediante la utilización de fuentes de generación de Energías Renovables (limpias e inagotables en el tiempo), contribuyendo de ese modo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El desarrollo de las Energías Renovables es la consecuencia previsible de una mirada al tema energético desde la perspectiva del “Desarrollo Sustentable”. Esto ha implicado un cambio de paradigma donde no se piensa solamente en la gran central térmica y el consumo desenfrenado, sino que, por el contrario, se considera a todas las distintas fuentes de energía como posibles aportantes a la solución del problema y, al mismo tiempo, se plantea un uso racional de la energía que, aunque sea abundante, nunca será infinita. La promoción de tecnologías de energías renovables ofrece doble ventaja: *Diversificación de la Matriz Energética* (disminución de la dependencia de los combustibles fósiles en franco agotamiento) y la *esperanza de desarrollo para comunidades pobres y aisladas* que no están conectadas a las grillas de transporte y distribución eléctrica. El suministro de energía a las comunidades aisladas se concibe como soporte a las actividades productivas, domésticas y comerciales y es considerado como un componente estratégico dentro de un marco de trabajo para el desarrollo futuro.

Es un proyecto de importante contenido social, ya que tiende al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades rurales dispersas, contribuyendo al alivio de la pobreza de las mismas y a evitar

la migración de pobladores hacia áreas urbanas. En América Latina más del 50% de la población rural no tiene acceso a la electricidad. La alternativa más común de electrificación en zonas rurales (mediante interconexión a la red) se va haciendo cada vez más complicada y costosa, debido al aislamiento progresivo en que se encuentran miles de centros poblados.

Si bien hace ya más de un Siglo se aprovecha la energía hidráulica para generar electricidad, las alternativas de generación de energía descentralizadas y de pequeñas potencias como lo es la Mini y Micro hidroenergía aún no son utilizadas en forma significativa para atender a estas comunidades, a pesar de que en muchas zonas existen abundantes recursos hídricos, de fácil explotación (en las cuales es posible establecer escenarios tecnológicos y económicamente factibles). Las *Micro Turbinas hidráulicas* podrían ser utilizadas en muchas zonas del país donde se disponen de arroyos y ríos con saltos y condiciones naturales adecuadas para su instalación sola o combinada con otros tipos de generación de energía renovable. Las *Micras Centrales hidroeléctricas* constituyen una alternativa para la generación que además de ser una energía renovable, es limpia, confiable y económica.

A pesar de todo, poco se conoce sobre experiencias de diseño y fabricación de micro generadores hidráulicos para el aprovechamiento de un recurso hídrico específico. Por lo general, los mismos se emplean considerando que han funcionado adecuadamente en un rango de valores de Carga (**H**) y Caudal (**Q**) determinados, pero se desconoce su eficiencia de acuerdo a las condiciones de operación a las cuales está siendo sometido. Por otro lado, no es común realizar experimentaciones a pequeña escala ya que, hasta hace unos años, la micro generación era considerada una actividad no rentable. Esta problemática plantea las siguientes preguntas:

1. ¿Cuál es la tecnología más correcta para el micro aprovechamiento?
2. ¿Qué ajustes se deberían realizar para un eficiente diseño de la turbina en los pequeños aprovechamientos?
3. ¿A través de la instalación de micros turbinas se podrá cubrir la necesidad de energía a comunidades aisladas?

El análisis de esta situación nos lleva al diseño de una **Micro Turbina Hidráulica**, donde el aspecto constructivo es analizado a partir de la información que se dispone de fabricantes especializados en

el tema, los cuales se basan en conocimientos empíricos, donde finalmente los resultados obtenidos se plasman en planos.

1.1. Objetivos.

El objetivo general de la Práctica Profesional Supervisada es la participación en el desarrollo de una **Micro Turbina Hidráulica** como forma de obtención de Energía Renovable limpia No Convencional (ERNC), estableciendo un soporte técnico y herramientas de trabajo para futuras generaciones con miras a fomentar su ejecución y extender esta propuesta a las localidades rurales aisladas, carentes del suministro de energía eléctrica.

1.2. Objetivos Particulares.

- I. Afianzar y ampliar los conocimientos adquiridos durante el cursado de la carrera y aprender a aplicarlos en un ámbito profesional de trabajo.
- II. Tomar contacto con diversas herramientas y ramas existentes en el campo de la Ingeniería Civil y utilizarlas para generar soluciones técnicas y económicamente viables.
- III. Introducirse en el ámbito laboral, participando en un grupo de trabajo profesional e interactuando con distintos Ingenieros Civiles.
- IV. Redacción de una Memoria de trabajo fundamentada, mejorando y afianzando los conceptos estudiados en el cursado de la carrera.

1.3. Metodología

La metodología propuesta es un análisis general del contexto en el que se encuentran las energías renovables, volcándonos finalmente en la hidráulica.

Se analiza el tipo de turbina para las condiciones de diseño adoptadas, Caudal (Q)= 0,01 [m³/s]; Carga (H)= 26 [m]. Siguiendo los lineamientos propuestos por la bibliografía se diseñó una **Micro Turbina Turgo**. De manera de cumplir con los objetivos establecidos y la metodología propuesta se plantea la siguiente estructura:

Capítulo 1: Introducción.

En este capítulo se detallan los objetivos propuestos para esta Práctica Supervisada y se presenta un resumen de los contenidos de cada capítulo.

Capítulo 2: Energías Renovables.

Se realiza una breve introducción al tema realizando una clasificación, separación y posterior descripción de las distintas fuentes de Energías Renovables.

Capítulo 3: Matriz Energética actual de la República Argentina.

En este apartado se comenta la situación actual de Argentina en torno a su Matriz Energética, mencionando los proyectos desarrollados y previstos.

Capítulo 4: Micro Centrales Hidroeléctricas.

Se detallan los principios por los cuales se obtiene energía eléctrica a través del agua, mencionando los tipos de aprovechamientos, las pérdidas que pueden existir en el sistema y los parámetros fundamentales en este tipo de aprovechamientos: el salto neto y el caudal de diseño

Capítulo 5: Turbina Hidráulica.

Se lleva a cabo una descripción sobre los conceptos y elementos básicos para el correcto funcionamiento de las turbinas Hidráulicas. Se detalla una clasificación general de las mismas contrastando sus condiciones de operación con la zona de emplazamiento.

Capítulo 6: Turbina Turgo.

Desarrollo de lo expuesto en el capítulo anterior para el caso particular de la Turbina Turgo, describiendo sus características generales, principio de funcionamiento y pautas para el diseño.

Capítulo 7: Memoria de cálculo.

Se expone el cálculo de los principales elementos que componen la micro Turbina Turgo.

Capítulo 8: Análisis Tensional.

En este capítulo se lleva a cabo un análisis de la integridad estructural usando un software de elementos finitos.

Capítulo 9: Diseño final y Recomendaciones

Este capítulo contiene los planos e imágenes de la modelación 3D usando programas apropiados para tal fin.

Capítulo 10: Conclusiones.

Se expone una breve reseña final sobre la temática de la Practica Supervisada

Capítulo 11: Conclusiones.

Se detalla toda la bibliografía consultada y utilizada para llevar a cabo la Practica Supervisada.

CAPÍTULO 2. ENERGÍAS RENOVABLES.

2.1. Definición.

A medida que una sociedad crece y se desarrolla (traducidos en términos de progreso y bienestar social), la demanda energética también aumenta, y en orden de satisfacer esta creciente necesidad de energía, se consumen más recursos para su generación. Puesto que las fuentes de energía nuclear y fósil (a citar: carbón, petróleo y gas), comúnmente llamadas ENERGIAS CONVENCIONALES NO RENOVABLES, son finitas, es decir, se van agotando año tras año, es inevitable que en un determinado momento la demanda energética no pueda ser abastecida y todo el sistema “entre en colapso”, salvo que se “descubran” y desarrollen otras fuentes de energía que garanticen abastecimiento en el futuro; en este punto es donde toman relevancia las ENERGIAS RENOVABLES.

Al hablar de **Energía Renovable** nos referimos a aquellas que, a diferencia de las energías convencionales, usan como fuente de generación Recursos Renovables que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables (en relación al tiempo de vida del hombre en el planeta), ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales y atmosféricos. Entre las principales fuentes naturales existentes cabe mencionar las siguientes:

- ✓ El Sol
- ✓ El Viento
- ✓ El agua de los ríos
- ✓ El Mar
- ✓ El interior de la Tierra
- ✓ Los residuos.

A continuación, se observa en la Tabla 1 una comparativa entre las Energías Renovables y las No Renovables.

	ENERGIAS RENOVABLES	ENERGIAS NO RENOVABLES
DIFERENCIAS	Son limpias	Contaminan
	Sin residuos	Generan emisiones a la atmosfera
	Inagotables	Son limitadas
	Autóctonas	Provocan dependencia exterior
	Equilibran desajustes interterritoriales	Utilizan tecnología importada
VENTAJAS MEDIOAMBIENTALES	No producen emisiones de CO ₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera	Las Energías producidas a partir de combustibles fósiles Sí las producen
	No generan residuos de difícil tratamiento	Energía Nuclear y los combustibles fósiles generan residuos que suponen una amenaza durante generaciones
	Son virtualmente Inagotables	Los combustibles fósiles son finitos
VENTAJAS	Son autóctonas	Los combustibles fósiles existen sólo en zonas limitadas

ESTRATEGICAS	Disminuyen la dependencia Exterior	Sn importados en altos porcentajes
VENTAJAS SOCIO- ECONOMICAS	Contribuyen decisivamente al desarrollo de las zonas rurales aisladas	Las energías tradicionales se sitúan en general cerca de zonas desarrolladas
	Permiten desarrollar tecnologías propias	Utilizan en su mayoría tecnología importada

Tabla 1. Energías Renovables vs. Energías No Renovables. (www.energiasrenovadas.com)

2.2. Distintas Fuentes Renovables de Energía.

En consideración a su grado de desarrollo tecnológico y a su nivel de penetración en la Matriz Energética de los países, las Energías Renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables No Convencionales

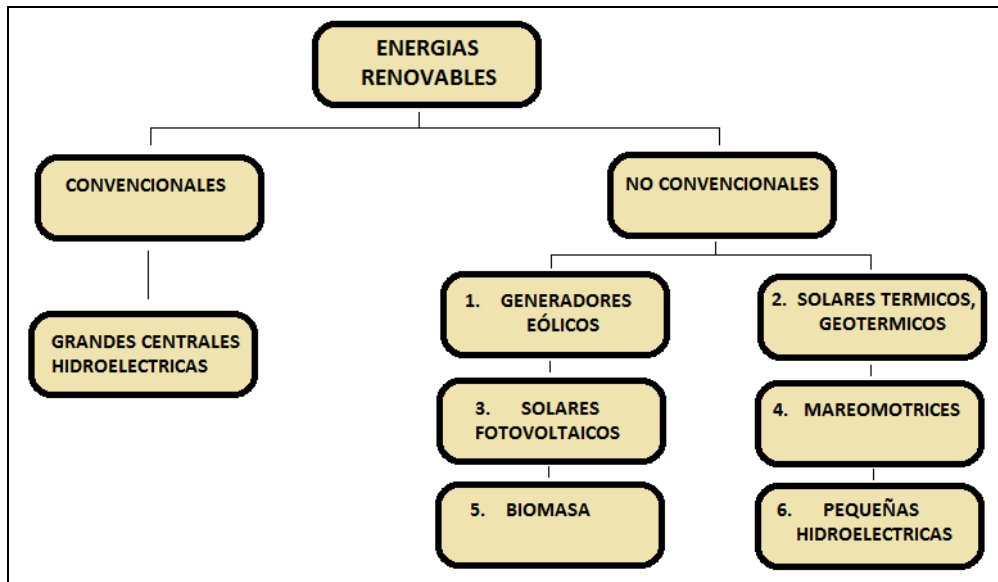


Figura 1. Clasificación de Energías Renovables. (IRENA 2008)

Dentro de las primeras (ERC) se consideran a las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las segundas (ERNC) se ubica a los generadores eólicos, solares fotovoltaicos, solares térmicos y geotérmicos, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas.



Figura 2. Energías Renovables No Convencionales. (Rivas 2011)

Se desarrollarán en detalle estas últimas.

2.2.1. Energía Eólica.

La Energía Eólica es obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. Está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. En la actualidad, la energía eólica se utiliza para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica. Los parques eólicos construidos en *tierra* suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva, e incluso más barata en muchas regiones que otras fuentes de energía convencionales.

Pequeñas instalaciones eólicas pueden proporcionar electricidad en regiones remotas y aisladas que no tienen acceso a la red eléctrica, al igual que la energía solar fotovoltaica. El auge de la energía eólica ha provocado también la planificación y construcción de parques eólicos *marinos* situados cerca de las costas. Es conveniente aclarar que la energía del viento es más estable y fuerte en el mar que en tierra, y los parques eólicos marinos tienen un impacto visual menor, pero sus costes de construcción y mantenimiento son considerablemente mayores.



Figura 3. Parque Eólico en aguas territoriales alemanas del Mar Báltico. (www.fierasdelaingenieria.com)



Figura 4. Campo de Aerogeneradores en Salamanca, España. (www.erenovable.com/energia-eolica)

Si bien la energía eólica es bastante estable y predecible a escala anual, presenta variaciones significativas a escalas de tiempo menores. Es por ello que, a falta de seguridad en la existencia de viento, la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de energía.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas/nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y los valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Para un correcto desempeño de los aerogeneradores es necesario que el viento alcance una determinada velocidad mínima de diseño y que, a su vez, esta no supere un valor máximo puesto que su estructura puede resultar dañada por los esfuerzos que aparecen en el eje.

La situación global de búsqueda de formas alternativas de obtención de energía impulsó la evolución y mayor implementación de la energía eólica, lo cual podemos ver plasmado en el siguiente gráfico.

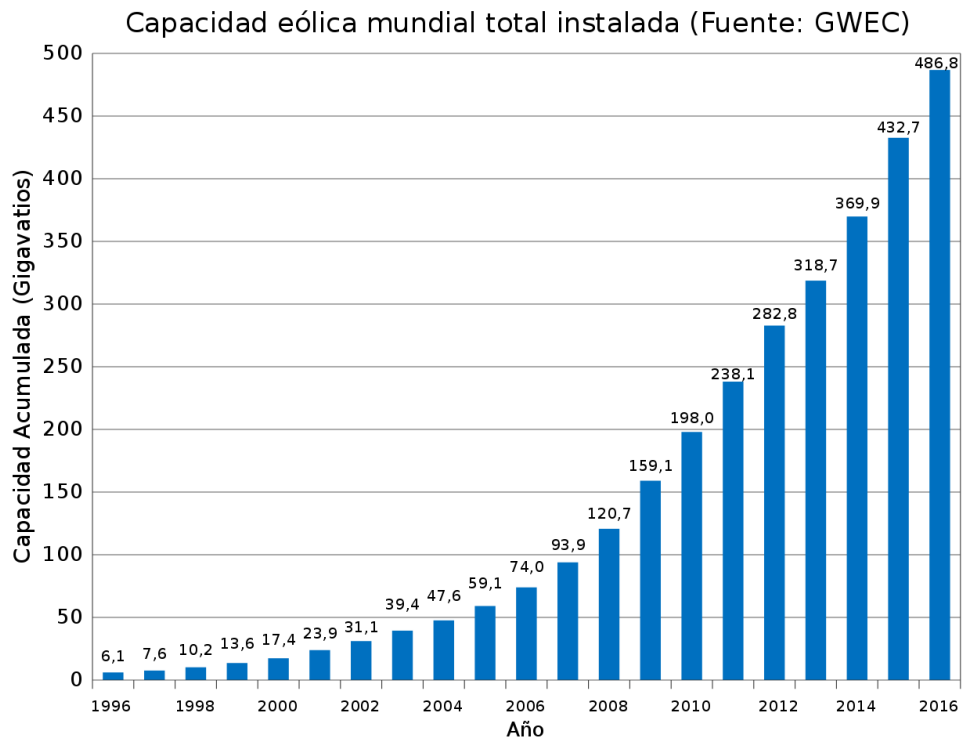


Figura 5.Capacidad Eólica total instalada en el mundo entre 1996 y 2016 (www.wikipedia.org)

2.2.2. Energía Solar Térmica.

Es aquella obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol. Las diferentes tecnologías solares se pueden clasificar en pasivas o activas según cómo capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las tecnologías activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores solar-térmicos para recolectar la energía. Entre las técnicas pasivas, se encuentran diferentes técnicas enmarcadas en la arquitectura bioclimática.

El autoconsumo fotovoltaico consiste en la producción individual a pequeña escala de electricidad para el propio consumo, a través de paneles solares fotovoltaicos algunos de ellos autoinstalables. Se puede complementar con el balance neto en las instalaciones autónomas o bien facilitar la independencia energética (instalaciones desconectadas).

La energía solar fotovoltaica consiste en la obtención de electricidad directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de

película fina. Son muy apropiados para proyectos de electrificación rural en zonas que no cuentan con red eléctrica, instalaciones sencillas en azoteas y de autoconsumo fotovoltaico.



Figura 6. Central de Energía Solar fotovoltaica en California, EEUU. Grupo T-Solar. (www.ewind.com/central-de-energia-solar-fotovoltaica)

La energía solar será año a año más competitiva cuando se presente una reducción del precio de los módulos solares. Esta situación se evidencia en la siguiente grafica con el crecimiento marcado a partir del año 2013 de la generación de energía solar fotovoltaica, previendo que esta tendencia continúe en los años siguientes.

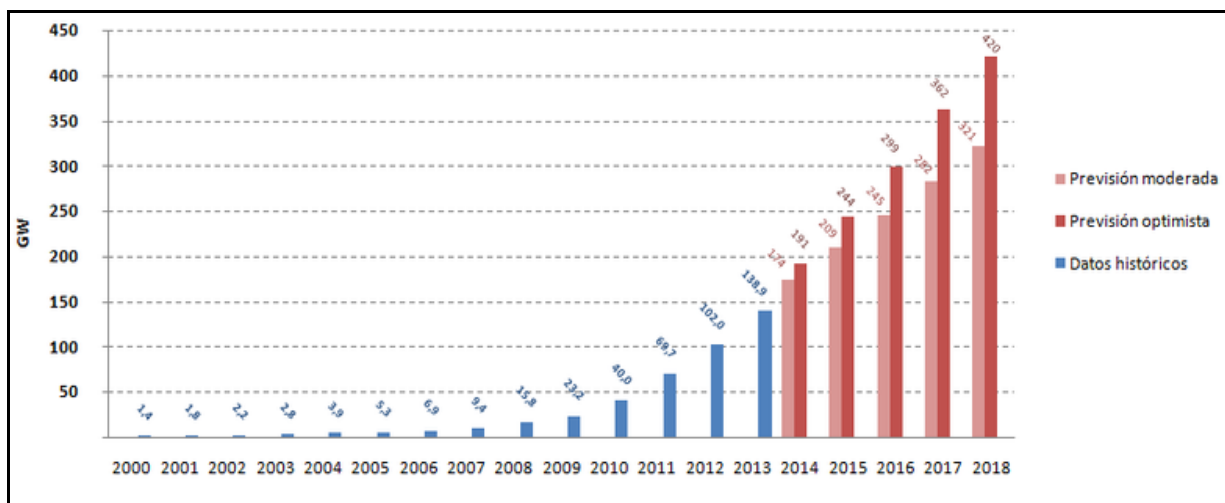


Figura 7. Evolución de la Energía Solar. (www.solarproargentina.com)

Una desventaja de este tipo de energía es que el nivel de radiación de la misma fluctúa de una zona a otra, y entre una estación del año y otra, lo que puede no ser tan atractivo para el consumidor; y, por otra parte, cuando se decide utilizar la energía solar para abastecer a una población, se necesitan grandes extensiones de terreno, lo que dificulta que se escoja este tipo de energía.

2.2.3. Energía de Biomasa.

El termino biomasa abarca a una variada serie de fuentes energéticas que van desde la simple combustión de la leña para calefacción hasta las plantas térmicas para producir electricidad usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso lo que se denomina cultivos energéticos, pasando por el biogás de los vertederos o lodos de depuradoras o los biocombustibles. Existe un enorme potencial energético derivado de la biomasa, siempre que se potencie desde los poderes públicos, puesto que las compañías eléctricas no están muy interesadas en su desarrollo.

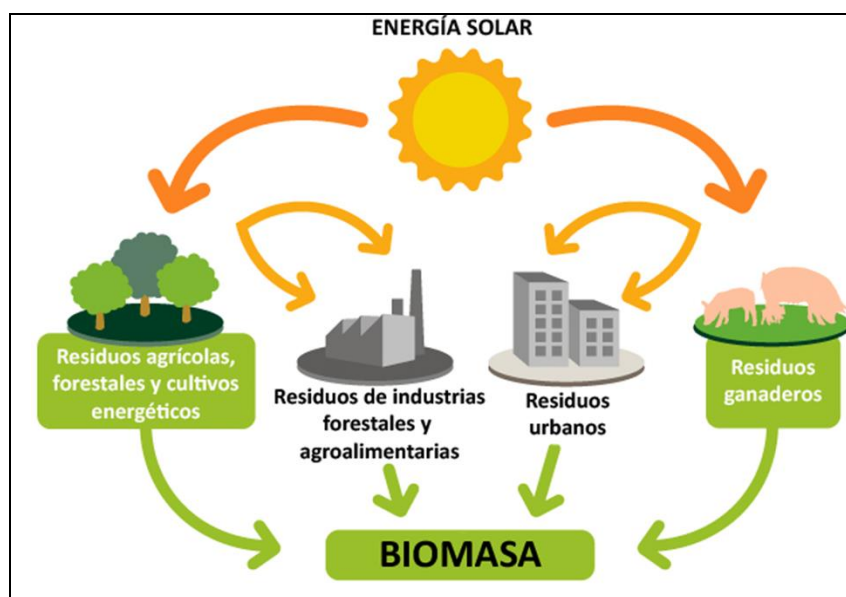


Figura 8. Diferentes fuentes de Energía de Biomasa. (www.planetaverde.net/biomasa)

Oficialmente se considera también la incineración de residuos urbanos como una fuente de energía renovable, aunque la mayor parte de los materiales que se emplean para la combustión no se pueden considerar como recursos renovables. Es de considerar que, para incinerar los residuos, se deben utilizar hornos especiales que eviten la emisión de

compuestos nocivos a la atmósfera. Por otra parte, tal como pone de manifiesto un estudio realizado por Greenpeace el potencial de ahorro energético de los materiales de la basura es 3,95 veces superior si se recicla que si se incineran.



Figura 9. Planta de Tees Renewable Energy, 299 MW, Reino Unido. (www.energiaestrategica.com)



Figura 10. Ubicación de la futura Planta Tees Renewable Energy. (www.structuralia.com)

2.2.4. Energía Geotérmica.

Se denomina Energía Geotérmica a aquella que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra y que se ha concentrado en el subsuelo en lugares conocidos como reservorios geotermales, que pueden producir energía limpia de forma indefinida. El gradiente térmico resultante de las altas temperaturas del centro de la Tierra (superiores a los mil grados centígrados), genera una corriente de calor hacia la superficie. El valor promedio del gradiente térmico es de 25º C por cada kilómetro, siendo superior en algunas zonas sísmicas o volcánicas. El potencial geotérmico almacenado en los diez kilómetros exteriores de la corteza terrestre supera en 2000 veces a las reservas mundiales de carbón.

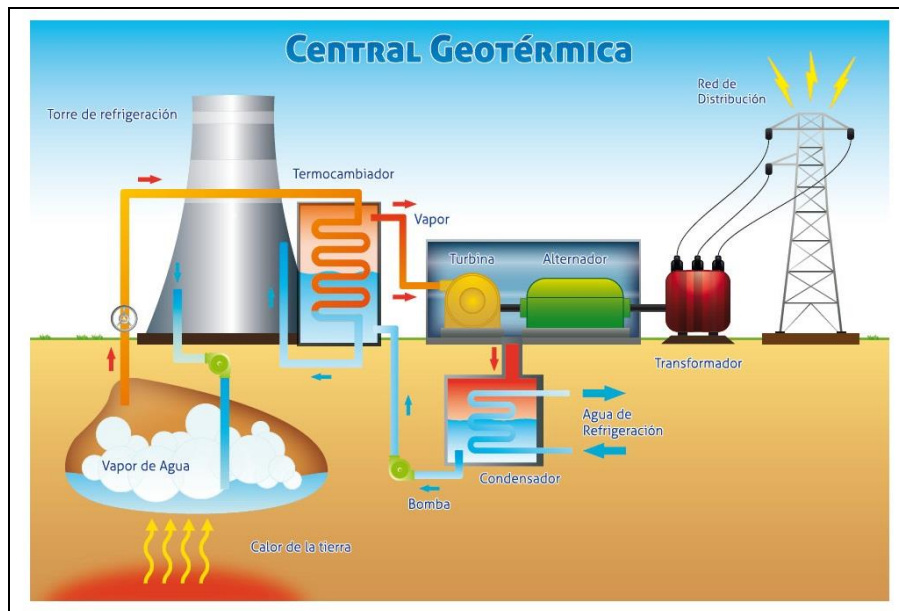


Figura 11. Esquema Central Geotérmica. (www.lasenergiasrenovables.weebly.com)

Puede considerarse que existen tres tipos de yacimientos geotérmicos, que se podrían llamar de la siguiente manera:

De agua caliente: contenidos en un acuífero, suelen tener caudales relativamente reducidos. En la mayoría de los casos la explotación debe hacerse con dos pozos (o un número par de pozos), de modo que por uno se obtiene el agua caliente y por otro se vuelve a inyectar en el acuífero, tras haber enfriado el caudal obtenido. Las ventajas de este sistema son múltiples: Hay menos probabilidades de agotar el yacimiento térmico, puesto que el agua reinyectada contiene todavía una importante cantidad de energía térmica. Tampoco se agota el agua del yacimiento, puesto que la cantidad total se mantiene.

Secos: hay una zona bajo la tierra, a profundidad no excesiva, con materiales o piedras calientes, en seco. Se inyecta agua por una perforación y se recupera, caliente por otra, se aprovecha el calor, por medio de un intercambiador y se vuelve a reinyectar.

Géiseres: Es un tipo especial de fuente termal que emite periódicamente una columna de agua caliente y vapor al aire. La actividad de los géiseres es causada por el contacto entre el agua superficial y rocas calentadas por el magma ubicado subterráneamente. El agua calentada geotérmicamente regresa a la superficie por convección a través de rocas porosas y fracturadas. Los géiseres se diferencian de las demás fuentes termales por su estructura subterránea; muchos consisten en una pequeña abertura a la superficie conectada con uno o más tubos subterráneos que conectan con las reservas de agua.

Ventajas

- ✓ Los residuos que produce son mínimos y ocasionan menor impacto ambiental que los originados por el petróleo y el carbón.
- ✓ No genera ruidos exteriores.
- ✓ No está sujeta a precios internacionales, sino que siempre puede mantenerse a precios nacionales o locales.
- ✓ El área de terreno requerido por las plantas geotérmicas por megavatio es menor que otro tipo de plantas. No requiere construcción de represas, ni tala de bosques.

Desventajas

- ✓ En yacimientos secos se han producido a veces microsismos como resultado del enfriamiento brusco de las piedras calientes, y su consiguiente figuración.
- ✓ En ciertos casos, se produce una significativa emisión de ácido sulfhídrico que en grandes cantidades no se percibe y es letal.
- ✓ Contaminación de aguas próximas con sustancias como arsénico, amoníaco, etc.
- ✓ Contaminación térmica.
- ✓ Deterioro del paisaje.



Figura 12. Planta Geotérmica de Nesjavellir, Islandia. (www.wikipedia.org)

2.2.5. Energía Mareomotriz.

La energía mareomotriz es aquella energía que aprovecha el ascenso y descenso del nivel del agua del mar producido por la acción gravitatoria del sol y la luna para generar electricidad de forma limpia. Se trata, por tanto, de una fuente de energía renovable e inagotable que utiliza la energía de las mareas producida en nuestros océanos. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una penetración notable de este tipo de energía. Los métodos de generación mediante energía de marea pueden clasificarse en tres distintas formas:

Generador de la corriente de marea: Los generadores de corriente de marea Tidal Stream Generators (o TSG por sus iniciales inglés) hacen uso de la energía cinética del agua en movimiento a las turbinas de la energía, de manera similar al viento (aire en movimiento) que utilizan las turbinas eólicas. Este método está ganando popularidad debido a costos más bajos y a un menor impacto ecológico en comparación con las presas de marea, ya que esto ocasiona que el agua suba 10 metros a nivel del mar sobre lo normal.



Figura 13. Generador Axial en Reino Unido. (www.wikipedia.org/Energía_mareomotriz)

Presas de marea: Las presas de marea hacen uso de la energía potencial que existe en la diferencia de altura (o pérdida de carga) entre las mareas altas y bajas. Las presas son esencialmente los diques en todo el ancho de un estuario, y sufren los altos costes de la infraestructura civil, la escasez mundial de sitios viables y las cuestiones ambientales.

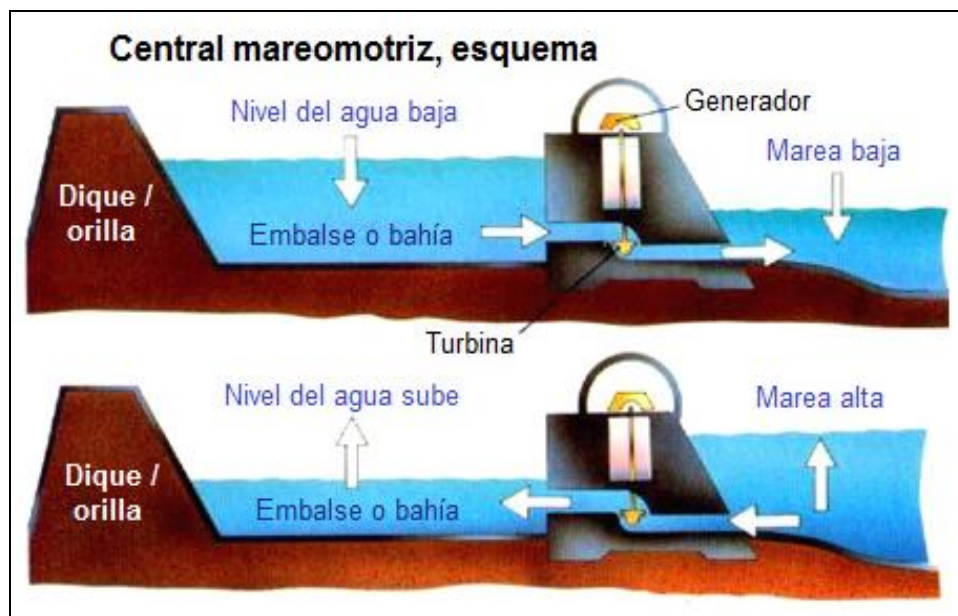


Figura 14. Figura 6. Esquema Central Mareomotriz. (Rivas, 2011)

Energía mareomotriz dinámica: La energía mareomotriz dinámica (Dynamic Tidal Power o DTP) es una tecnología de generación teórica que explota la interacción entre las energías cinética y potencial en las corrientes de marea. Se propone que las presas muy largas (por

ejemplo: 30 a 50 km de longitud) se construyan desde las costas hacia afuera en el mar o el océano, sin encerrar un área. Se introducen por la presa diferencias de fase de mareas, lo que lleva a un diferencial de nivel de agua importante (por lo menos 2.3 metros) en aguas marinas ribereñas poco profundas con corrientes de mareas que oscilan paralelas a la costa, como las que encontramos en el Reino Unido, China y Corea del Sur. Cada represa genera energía en una escala de 6 a 17 GW.



Figura 15. Central de Energía Mareomotriz, estuario del Rio Rance, Francia, 240 MW.
(www.fierasdelaingenieria.com)

2.2.6. Mini y Micro Hidráulica.

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de Energía Renovable No Convencional cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada como una forma de energía renovable convencional.

El agua en su transcurso por la superficie terrestre tiende, por gravedad, a ocupar las posiciones bajas y la energía que esto produce es explotable por las instalaciones hidroeléctricas (se hace pasar el agua por una turbina hidráulica la cual trasmite la energía a un alternador, el cual, posteriormente, la convierte en energía eléctrica).

Si bien este tipo de energía puede generar un cierto impacto ambiental en la cabecera de los ríos donde se instala, dicho impacto es de baja intensidad y puede minimizarse realizando un análisis de las condiciones particulares de la zona de emplazamiento.

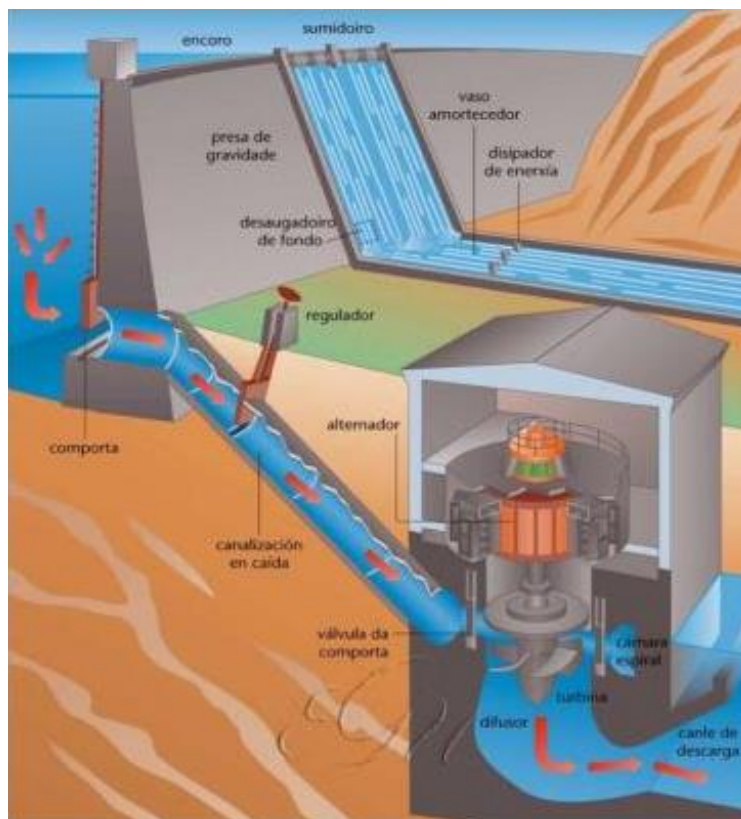


Figura 16. Esquema de pequeñas Centrales Hidroeléctricas. (Rivas, 2011)

Ventajas

- ✓ Se trata de un Tipo de Energía Renovable Limpia (no emite emisiones toxicas al medioambiente ni produce residuos) de alto rendimiento energético.
- ✓ Los embalses permiten el almacenamiento del agua para la realización de actividades recreativas y el abastecimiento del agua para uso doméstico o sistemas de riego.
- ✓ Pueden regular el caudal del río evitando riesgos de inundación en caso de crecidas inusuales.
- ✓ Larga vida Útil
- ✓ Empleo de recursos y mano de obra nacionales. Tanto en la construcción de la obra civil como del equipamiento hidro-electro-mecánico

Desventajas

- ✓ La construcción de grandes embalses puede inundar importantes extensiones de terreno y podría significar pérdida de tierras fértiles (suelo productivo), dependiendo del lugar donde se construyan.
- ✓ Destrucción de la flora y fauna autóctona y ecosistemas acuáticos.
- ✓ Cambia los ecosistemas en el río aguas abajo, puede dar como resultado la erosión de los márgenes de los ríos.
- ✓ Mayores periodos de estudio y construcción.
- ✓ Eventual relocalización de poblados, con todo el trastorno social y cultural que implica cambiarles el hábitat a las personas.

2.3. Contexto Mundial.

El actual sistema energético a nivel mundial está basado en la generación de energía a partir de combustibles fósiles tales como el petróleo, el carbón mineral y el gas. La generación de energía a partir de estas materias está siendo ampliamente replanteada por varias razones:

- a. Son recursos limitados que se encuentran en puntos concretos del planeta.
- b. Su uso a gran escala está provocando graves efectos sobre el medio ambiente y la salud de los seres humanos.
- c. Se están agotando las reservas naturales comprometiendo el futuro desarrollo de las nuevas generaciones.

La ciudadanía está cada vez más concientizada sobre la necesidad de proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía. Esto se debe en parte al amplio consenso alcanzado en la comunidad científica internacional sobre la existencia del cambio climático. De modo tal que, las energías renovables constituyen un complemento a las energías convencionales fósiles cuyo consumo cada vez más elevado, está provocando el agotamiento de los recursos y graves problemas ambientales. Esta situación se puede ilustrar en el siguiente gráfico:

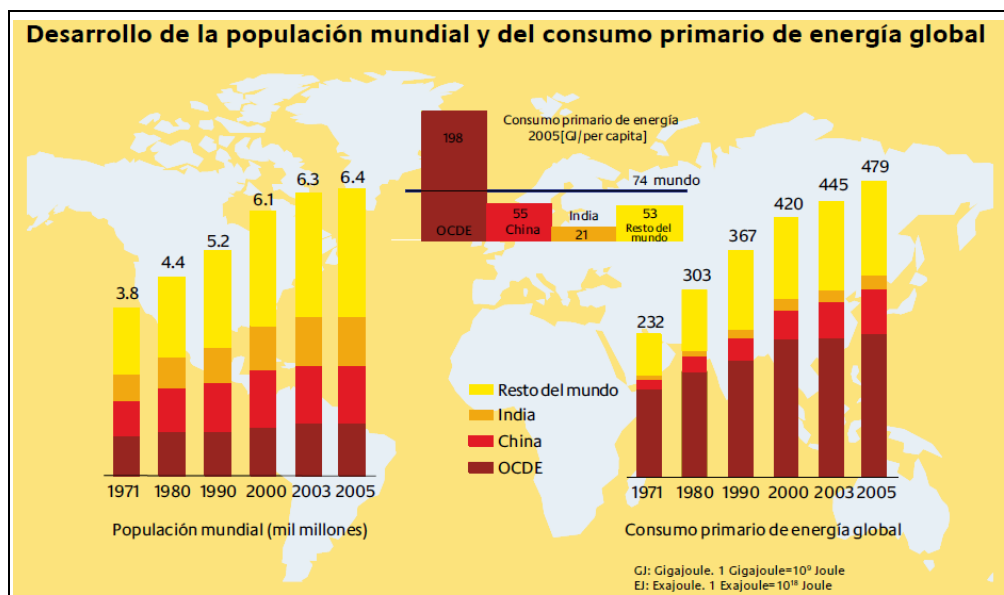


Figura 17. Consumo Energético Global. (IRENA, 2008)

Como esta situación es insostenible en el tiempo, diversos países impulsan la producción y el uso de energías renovables reconociendo la importancia de suplantar las energías tradicionales por aquellas de carácter sustentables.

Se ha constatado que la temperatura media de la Tierra ha sufrido un aumento durante el siglo XX de $0,6 \pm 0,2$ °C, además de que existe una disminución real de la cobertura del hielo ártico y un aumento de la frecuencia e intensidad de los denominados desastres naturales como huracanes, sequías y lluvias torrenciales

Estos hechos han provocado que en las tres últimas décadas se firmen una serie de compromisos políticos internacionales que apuestan por alcanzar un modelo de *Desarrollo Sostenible*, alguno de los cuales detallaremos a continuación:

Convención Macro de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC, Rio de Janeiro 1992) – se trata de uno de los tres instrumentos jurídicos ratificado por 195 países del mundo donde se da inicio al medio de colaboración de los países para limitar el aumento de la temperatura mundial y el cambio climático y hacer frente a sus consecuencias

En el transcurso del año 2015 el Consejo trato dos asuntos relacionados con la CMNUCC:

- ✓ La ratificación de la enmienda de DOHA al protocolo de Koto, relativa a los compromisos del segundo período, que transcurre de 2015 a 2020.
- ✓ Las negociaciones y la adopción de un nuevo acuerdo mundial sobre cambio climático que incluya a todos los países de la CMNUCC, destinado a lograr mayores recortes de las emisiones mundiales, que entraría en vigor en 2020

Protocolo de Kioto (adoptado en Diciembre de 1997, Kioto, Japón; entrando en vigencia recién en Febrero de 2005) – A mediados de la década de 1990 los firmantes de la CMNUCC se dieron cuenta de que hacían falta normas más estrictas para reducir las emisiones. De modo tal que, dieron origen al Protocolo de Kioto, instrumento que introducía objetivos jurídicamente vinculantes de reducción de emisiones para los países desarrollados.

El segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto comenzó el 1 de enero de 2013 y finalizará en 2020. Participan en él 38 países desarrollados, incluida la UE y sus 28 Estados

miembros. A este segundo periodo se aplica la enmienda de Doha, con arreglo a la cual los países participantes se han comprometido a reducir las emisiones en un 18% como mínimo con respecto a los niveles de 1990. La UE se ha comprometido a reducir las emisiones en este periodo en un 20 % por debajo de los niveles de 1990.

La principal carencia del Protocolo de Kioto radica en que únicamente obliga a actuar a los países desarrollados. Dado que los Estados Unidos no firmaron el Protocolo de Kioto, que Canadá se retiró antes del final de primer periodo de compromiso y que Rusia, Japón y Nueva Zelanda no participan en el segundo periodo de compromiso, ahora solo se aplica aproximadamente al 14% de las emisiones mundiales. Con todo, más de 70 países desarrollados y en desarrollo han asumido varios compromisos no vinculantes de reducción o limitación de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Conferencia sobre el Cambio Climático de París – (nuevo acuerdo mundial, llevado a cabo entre el 30 de noviembre y el 11 de diciembre de 2015). El 12 de diciembre, las partes alcanzaron un nuevo acuerdo mundial en materia de cambio climático. El acuerdo presenta un resultado equilibrado con un plan de actuación para limitar el calentamiento global «muy por debajo» de 2 °C. El Consejo Europeo desempeñó un papel fundamental en la puesta a punto del marco de actuación en materia de clima y energía para la Unión Europea, que constituye una base esencial de la posición de la UE respecto al nuevo acuerdo mundial sobre el cambio climático. El 23 de octubre de 2014, al acordar el marco hasta el año 2030, el Consejo Europeo ratificó asimismo el objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La UE cumplirá colectivamente el objetivo vinculante de una reducción interna del 40% como mínimo con la participación de todos los Estados miembros.

Atento a las problemática antes mencionada (agotamiento de los recursos naturales en materia energética con sus correspondientes efectos medioambientales) los líderes mundiales tomaron nota de ello y comenzaron a analizar lo que hoy se denomina **Matriz Energética Global**, -una representación estimada de las distintas fuentes primarias de donde proviene la energía que se consume a nivel mundial cuantificada en Mtoe-. Vale recordar que Toe es la traducción al inglés de tonelada equivalente de petróleo (una unidad de medida que representa la energía que rinde una tonelada de petróleo). Uno de los organismos de mayor referencia que elabora este tipo de estudios es la International Energy Agency, institución creada en el marco de la

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico con el objetivo de coordinar la política energética de sus países miembros.

En su última publicación denominada “Key World Energy Statistics” (2016), la IEA elabora el siguiente esquema comparativo de la evolución de la Matriz Energética Global entre 1973 y 2014.

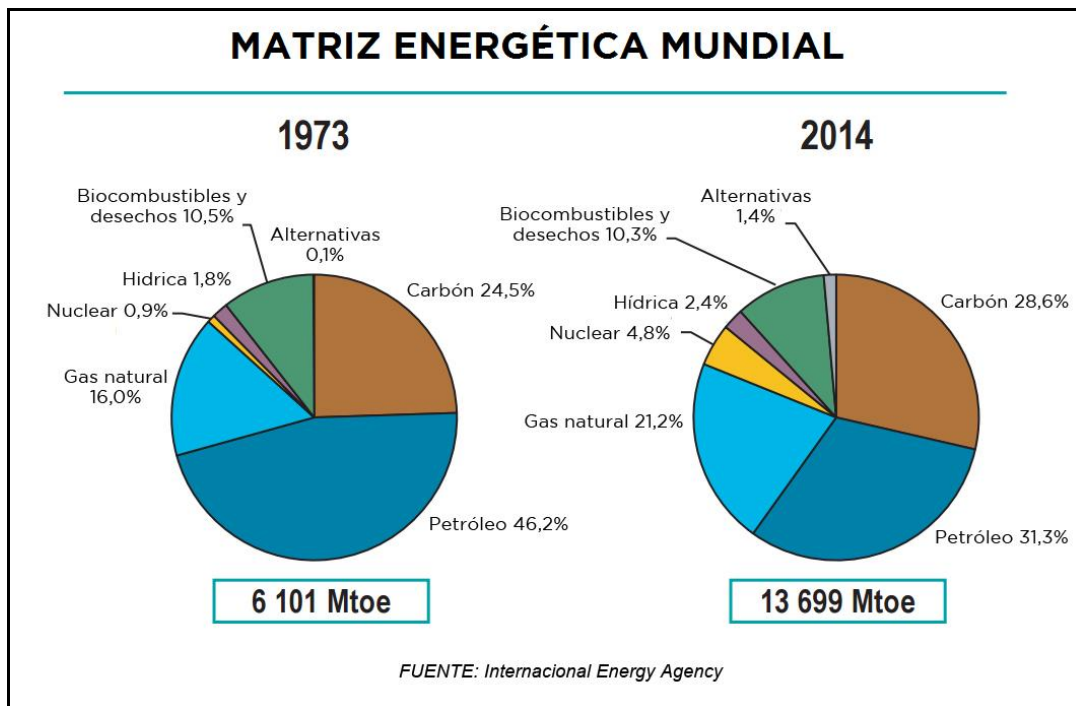


Figura 18. Evolución de la Matriz Energética Global entre 1973 - 2014. (www.gestar.org.ar)

Como se puede apreciar en la Figura 16, tras 41 años se evidencia una menor dependencia energética del petróleo en términos porcentuales, aunque otros combustibles fósiles como el gas natural y el carbón han aumentado su participación en la “torta energética mundial”, esté último impulsado por potencias como Estados Unidos y China, que utilizan el carbón para generar el 49%, y el 71% de su energía eléctrica, respectivamente. Es considerable también el aumento del consumo de energía de origen nuclear (del 0,9% al 4,8%), mientras que la proveniente de biocombustibles y desechos se mantiene en un nivel similar al de hace más de cuatro décadas atrás. Lo preocupante, sin duda alguna, es la aún baja participación en la matriz energética mundial de las energías “limpias”: tanto la proveniente de fuentes hídricas como la proveniente de fuentes alternativas o renovables (eólica o solar, entre otras). La energía surgida del aprovechamiento de los movimientos del agua aumentó su participación del 1,8% al 2,4%, mientras que las fuentes alternativas incrementaron su proporción del 0,1% al 1,4%. Si

bien en este último caso se verifica en la actualidad un aumento de más de 14 veces la participación en la matriz energética global desde 1973, llama la atención el acotado lugar que se le da a esta fuente de energía. ¿Por qué si las energías renovables son una fuente de energía inagotable y menos nociva para el medioambiente continúan siendo poco utilizadas? Las razones son variadas: un alto costo de inversión inicial en relación a la energía que se obtiene de este tipo de recursos naturales, como así también la necesidad creciente de energía de las sociedades modernas que hace que muchos países apelen a combustibles con mayor capacidad de generación de potencia energética son algunos de los motivos por los cuales las energías renovables no son aún un actor predominante en el mercado energético mundial.

CAPÍTULO 3. MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

3.1. Generalidades.

Se estima que, en la República Argentina, del total de la población (a saber, aproximadamente unos 40 millones de habitantes, según el último Censo Nacional llevado a cabo en el año 2010), unos 35 millones viven en zonas urbanas o semiurbanas, conectadas o con posibilidades de conectarse a las redes eléctricas. De los 5 millones restantes, que es población netamente rural, unos 2,5 millones corresponden a viviendas rurales aisladas que no están conectados a red eléctrica alguna, siendo altamente improbable que lleguen a estarlo en un futuro cercano, debido a los altos costos de este tipo de obras.

Es por ello que, menos del 2% de la producción energética argentina se consume en las zonas rurales. Debido a los costos elevados de suministrar energía eléctrica a estas zonas a través de las redes de distribución, las empresas prestatarias de dicho servicio no han podido acelerar la electrificación rural. Esto ha generado un impacto negativo con respecto a la densidad demográfica rural y ha contribuido a una migración de la población a zonas urbanas.

Adicionalmente, cabe mencionar que existe una concientización limitada de los consumidores respecto del uso racional de fuentes de energía: la protección del medio ambiente mediante el uso racional, así como la aplicación de fuentes renovables de energía no son consideradas aun como un problema serio por las autoridades nacionales y provinciales. Solo recientemente, debido a la preocupación internacional respecto de contaminación ambiental y a la necesidad de una mejor administración de los recursos, aparece una toma de conciencia sobre la conservación de los recursos energéticos mediante la aplicación de tecnologías apropiadas y el uso de energías no convencionales y renovables, en zonas rurales y urbanas.

Actualmente la **Matriz Energética Argentina** es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles (se observa claramente en la Figura siguiente), básicamente petróleo y gas, que representan el 88% de la oferta energética total. En cuanto a la generación eléctrica, el 60% proviene del gas natural, un recurso no renovable, y que genera emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), responsables del cambio climático.

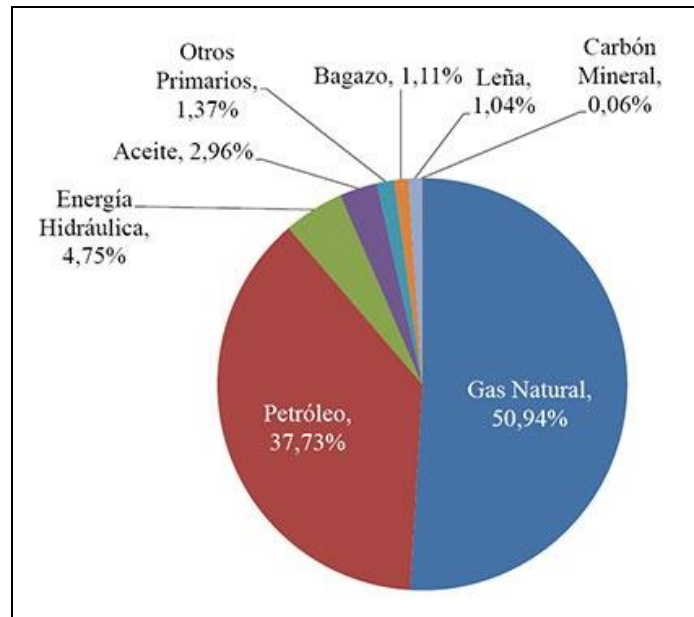


Figura 19. Fuentes de Energía en Argentina (Ensinck - Assefh 2015, El Cronista, 12/02/2016)

El país importa combustibles por u\$s 14.000 millones anuales, dejando en evidencia el déficit energético. En la actualidad, la generación eléctrica en la Argentina se sostiene por medio de subsidios, los cuales (entre energía y transporte) están por encima de los 4 puntos del PBI y representan más del 20% del gasto público. (Ensinck – Assefh).

Si bien se considera que las tecnologías para la obtención de energía renovable son costosas respecto a los combustibles fósiles y nucleares, conforme pasa el tiempo, se vuelven más competitivas al tener en consideración el costo que producen los daños causados a personas y el medio ambiente. A su vez, por otro lado, contribuyen a diversificar y aumentar el suministro nacional, con lo cual se reducen los gastos de la importación de combustibles fósiles, es decir, transformar el gasto público en una inversión donde se aprovechen las fuentes disponibles de energías renovables.

Las energías renovables son ilimitadas, están disponibles universalmente y pueden cubrir la necesidad de soluciones energéticas concretas para áreas rurales. De este modo, hasta las regiones más remotas pueden obtener suministro de energía y acceder por esta vía al desarrollo, dado que las energías renovables pueden aprovecharse en lugares alejados de centrales de producción de electricidad.

Para acelerar la aplicación de sistemas alternativos en las zonas rurales, y hacer de esta una práctica habitual, se necesita desarrollar equipos adecuados, adaptarlos para su producción

progresiva en las industrias locales, y establecer un sistema de financiación en colaboración con los bancos locales para asistir a los usuarios y propietarios potenciales. Existe entonces una demanda insatisfecha de equipos robustos y confiables que puedan suministrar pequeñas cantidades de energía a bajo costo.

Cualquiera sea el sistema elegido, los equipos deben brindar un servicio confiable en condiciones de trabajo continuo y escaso mantenimiento, las turbinas empleadas deben tener robustez y confiabilidad. Se debe tratar de lograr la incorporación de la mayor cantidad de piezas y componentes producidos por la industria local. El empleo de elementos locales brinda seguridad respecto de la disponibilidad de repuestos, lo cual puede definir, en muchos casos, la aplicación del equipamiento propuesto.

Las Administraciones Publicas locales y los responsables de energía y medioambiente tienen un papel fundamental para el desarrollo de estos sistemas alternativos favoreciendo su difusión a través de instrumentos de programación y planificación, de incentivos y de adhesión a proyectos e iniciativas locales. Estas acciones deben estar acompañadas con la labor de los profesionales, quienes deben identificar las potencialidades del territorio para el futuro emplazamiento de los sistemas de energías alternativas, como así también definir proyectos pilotos que ayuden a la difusión e implementación.

Se debe llevar a cabo un enfoque financiero, social, técnico y organizacional para la determinación clara de objetivos, a citar: quien será el responsable de la manutención y funcionamiento, si estará o no regulada gubernamentalmente, si se le otorgarán subsidios para que pueda ser competitiva con otras energías, entre otros.

3.2. Situación actual de Argentina en torno al uso de Energías Renovables.

3.2.1. Proyecto PERMER.

En línea con lo expresado anteriormente, a mediados del año 2000, en la República Argentina se dio inicio al “Proyecto de Energías Renovables en Mercados Eléctricos Rurales” (**PERMER**) el cual es un proyecto de inversión y asistencia técnica que apunta a asegurar el abastecimiento del servicio eléctrico a esa porción de la población en forma sostenible preferentemente mediante la utilización de fuentes de generación de energías renovables, (sistemas fotovoltaicos, eólicos, micro turbinas hidráulicas, sistemas de energía solar térmica para calefacción, calentamiento de agua y cocción de alimentos en escuelas, entre otros).

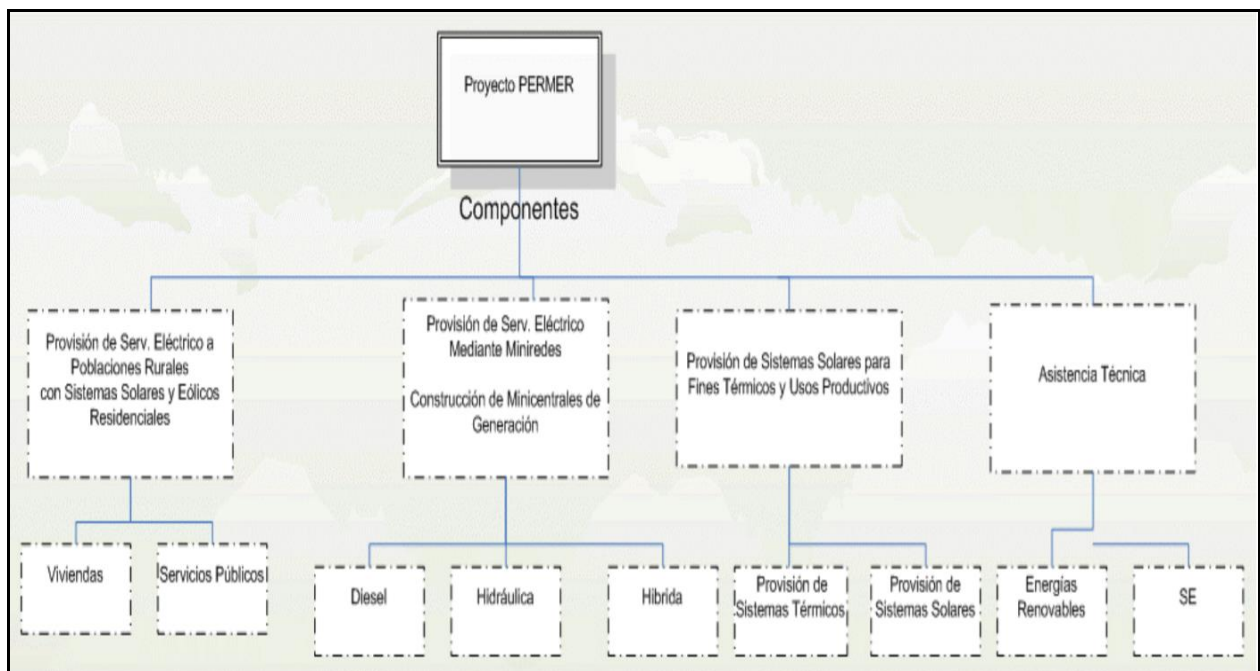


Figura 20. Componentes del Proyecto PERMER. (www.permer.se.gob.ar/contenidos)

Este Proyecto lo lleva a cabo la Secretaria de Energía de la Nación a través de la Unidad Coordinadora del proyecto con sede en dicha Secretaria y de Unidades Ejecutoras Provinciales, quedando el suministro a cargo de concesionarios tanto públicos como privados. El Proyecto se financia mediante un préstamo del Banco Mundial y una donación del GEF (Fondo Mundial para el Medio ambiente).

Este es uno de los típicos proyectos considerado por el Banco Mundial de alivio a la pobreza con alto contenido social cuyos objetivos son atender al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades rurales dispersas promoviendo el arraigo de los pobladores al medio y a la mitigación de la migración rural.

Dentro de este marco, PERMER ha permitido el suministro eléctrico mediante energías renovables a aproximadamente 3260 viviendas, 540 escuelas y 76 servicios públicos (salas de emergencia médica, destacamentos policiales y de gendarmería, entre otros). En proceso de instalación se hallan, además, 1049 sistemas en escuelas, 3100 en viviendas y 200 servicios públicos adicionales. En las siguientes imágenes se observan algunos de los proyectos ejecutados. (www.permer.minem.gob.ar)



Figura 21. Proyecto de Paneles solares e instalaciones internas en Escuela Rural en Salta, Diciembre 2009
(www.entereguladorsalta.gov.ar)



Figura 22. Proyecto de Paneles solares e instalaciones internas en Escuela Rural en Jujuy, Febrero 2010
(www.permerjujuy.gov.ar)

3.2.2. Marco Legal.

La Ley Nacional Nº 26.190, sancionada el 6 de Diciembre de 2006 y promulgada el 27 de diciembre del mismo año, establece el *“Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica”*, declarando de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

El objetivo del citado régimen es lograr que las contribuciones de fuentes de energía renovables alcancen el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional en el plazo de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen. Esta Ley es complementaria de la Ley Nº 25.019/1998, que declara de interés Nacional la generación de energía de origen Eólica y Solar promoviendo la investigación y uso de energías no convencionales a tal fin, extendiéndose a las demás fuentes renovables (energía geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás).

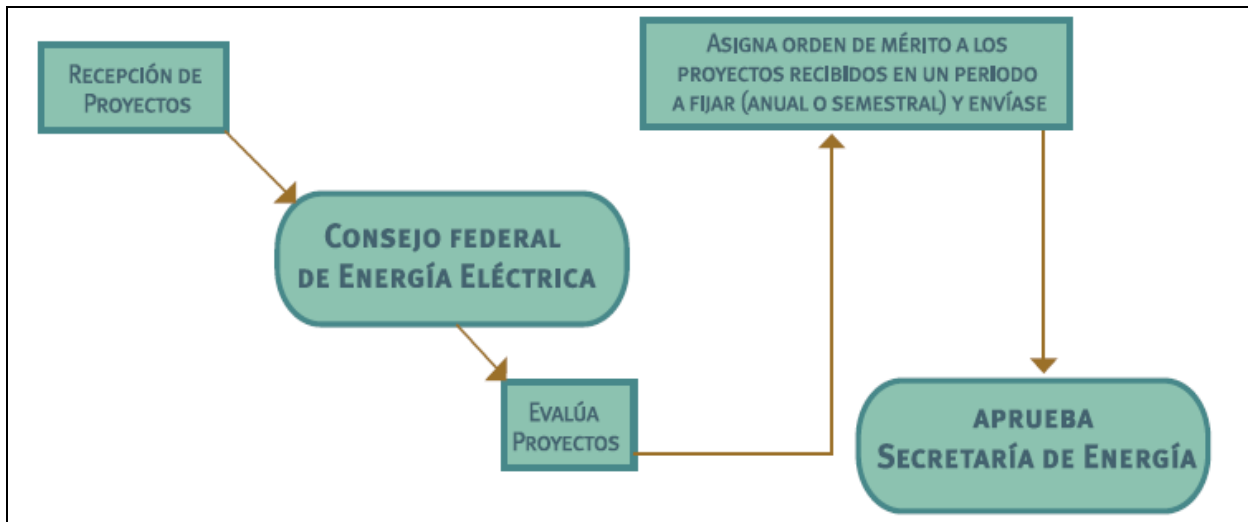


Figura 23. Mecanismo de presentación de Proyectos. (Leal, 2013)

Indica que serán beneficiarios del régimen instituido, las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y/o concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica, generada a partir de fuentes de energías renovables con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al mercado eléctrico mayorista y/o la prestación del servicio público de electricidad. La Ley indica que se dará especial prioridad, en el marco del régimen de inversiones, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y que propongan una integración con bienes de capital de origen nacional. Así mismo indica un mecanismo de presentación de proyectos que se inicia ante el Consejo Federal de la Energía Eléctrica quien los evalúa y les asigna un orden de mérito, el que finalmente debe aprobar la Secretaria de Energía.

Actualmente, el día 17 de mayo de 2016 se sancionó la Ley Nacional Nº 27.191 como una modificación y ampliación de la ya citada Ley Nº 26.190, en la cual, considerando que el uso de las fuentes renovables con destino a la producción eléctrica, constituye una política de Estado de largo plazo con aptitud para asegurar los beneficios de las energías limpias para el país y sus habitantes, se incluyen entre otros, los siguientes aspectos: (i) Creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER); (ii) Establecimiento de la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al cumplimiento de los objetivos del Régimen de Fomento; y (iii) Tratamiento de la Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables.

La Ley Nº 27.191 establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica Nacional, al

31 de diciembre de 2017, incrementándose hasta el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica, al 31 de diciembre de 2025.

Que la expansión del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica –como finalidad principal del Régimen de Fomento- tiene consecuencias favorables para el país ya que implica, entre otras, una mayor *Diversificación de la Matriz Energética Nacional*, la expansión de la potencia instalada, la reducción tanto del consumo de combustibles tipo fósil como la emisión de gases de efecto invernadero y la contribución a la mitigación del cambio climático.

El actual Presidente de la Nación, Ing. Civil Mauricio Macri, en conjunto con el Ex Ministro de Energía y Minería, Ing. Químico Juan José Aranguren, y el Ministro de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Sergio Berman; dieron comienzo al programa **RenovAr** de energías renovables para el periodo 2016-2025, en la cual a través de las resoluciones 71/2016 y 72/2016 del Ministerio de Energía y Minería se dio inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación con un requerimiento total de 1000 Megavatios, bajo el denominado “Programa RenovAr-Ronda 1”.

A partir de este proceso se busca la incorporación de 1.000 MW de potencia que se sumarían a la oferta energética del país, divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólicos, 300 MW Solares, 65 MW de Biomasa, 20 MW de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos y 15 MW de Biogás. El plazo de ejecución máximo de los contratos es de hasta 24 meses, con una inversión estimada de entre 1.500 y 2.000 millones de dólares.

El detalle de los proyectos adjudicados refleja que en energía eólica se instalarán 708 MW de potencia, distribuidos en las provincias de Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén y La Rioja. El precio mínimo recibido fue de U\$ 49,10, el precio de corte decidido por el Gobierno para la adjudicación de los corredores Patagónico y Comahue fue de U\$ 66 y de U\$ 67,2 para el resto del país, lo que permitió alcanzar un precio medio adjudicado de U\$59,4 dólares.

En el caso de la solar fotovoltaica los 4 proyectos adjudicados por 400 MW corresponden a las provincias de Salta y Jujuy, a un precio mínimo recibido de U\$ 59 dólares por MW/hora y un corte de U\$ 60, lo que permitió un precio promedio de U\$ 59,7; mientras que el único en Biogás es por 1,2MW en la provincia de Santa Fe a U\$ 118.

Aranguren había estimado que el total de las ofertas recibidas le permitía al país un ahorro de hasta 5.500 millones de dólares en los 20 años de contratos en que se planteó la actual licitación respecto a lo que el país pagaba hasta fines de 2015, y acercarse a los valores que se manejan en la región que se mantienen todavía algunos dólares por debajo.

A continuación, se observa en detalle las ofertas adjudicadas y la zona de emplazamiento, por tecnología, en los términos establecidos en la resolución MEYN N° 136 E/2016, al día Viernes 7 de Octubre de 2016.

ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA

RenovAr - Ronda 1

Total de Proyectos Adjudicados: 29

Tecnología	Proyectos	MW	GWh/año	u\$/MWh
 Eólica	12	708	3002	59
 Solar	4	400	959	60
 Biogás	6	9	58	154
 Biomasa	2	15	121	110
 PAH (Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos)	5	11	65	105
Totales	29	1143	4205	63

3.1% del Consumo Eléctrico Nacional
PROYECTOS ADJUDICADOS: OFERENTES

TECNOLOGIA	ID	Nombre del Proyecto	MW	OFERENTE	Provincia	Localidad
 BIOGÁS	BG-06	C.T. Biogás Ricardone	1.2	MARTIN NACARATO/OTROS	SANTA FE	Ricardone
	BG-04	C.T. San Pedro Verde	1.4	ADECO AGROP SA	SANTA FE	Christophersen
	BG-03	C.T. Yanquetruz	1.2	Bioenergía Yanquetruz	SAN LUIS	Juan Herrera
	BG-05	C.T. Huinca Renancó	1.6	FECOFE LIMITADA	CORDOBA	Huinca Renancó
	BG-01	C.T. Río Cuarto 1	2.0	Biomass Crop SA	CORDOBA	Río Cuarto
	BG-02	C.T. Río Cuarto 2	1.2	Biomass Crop SA	CORDOBA	Río Cuarto
 SOLAR	SFV-38	P.S. Cauchari 1	100	JEMSE	JUJUY	Cauchari
	SFV-39	P.S. Cauchari 2	100	JEMSE	JUJUY	Cauchari
	SFV-40	P.S. Cauchari 3	100	JEMSE	JUJUY	Cauchari
	SFV-13	P.S. La Puna	100	FIELDFARE/ ISOLUX	SALTA	San Antonio de los Cobres
 EÓLICA	EOL-14	P.E. García del Río	10	ENVISION / SOWITEC	BUENOS AIRES	Bahía Blanca
	EOL-17	P.E. Vientos del Secano	50	ENVISION	BUENOS AIRES	Burativich
	EOL-06	P.E. Villalonga	50	GENNEIA	BUENOS AIRES	Villalonga
	EOL-16	P.E. Los Meandros	75	ENVISION	NEUQUEN	Confluencia
	EOL-15	P.E. Cerro Alto	50	ENVISION	RIO NEGRO	Pilcaniyeu
	EOL-44	P.E. Corti	100	C. T. LOMA DE LA LATA	BUENOS AIRES	Bahía Blanca
	EOL-22	P.E. Garayalde	24	PAE / 3 GAL	CHUBUT	Garayalde
	EOL-35	P.E. La Castellana	99	CP RENOVABLES	BUENOS AIRES	Villarino
	EOL-33	P.E. Kosten	24	ENAT / SEG / OTAMENDI / NUEVO CERRO DRAGÓN	CHUBUT	Pampa del Castillo
	EOL-05	P.E. Vientos Los Hércules	97	EREN	SANTA CRUZ	Las Heras
	EOL-08	P.E. Chubut Norte	28	GENNEIA	CHUBUT	Puerto Madryn
EOL-46	P.E. Arauco II (Etapa 1 y 2)	100	ARAUCO S.A.P.E.M.	LA RIOJA	Arauco	
 BIOMASA	BM-01	C.T. Generación Biomasa Santa Rosa	13	ENERGIABIO CORRIENTES SA	CORRIENTES	Santa Rosa
	BM-05	C.T. Pindó Eco	2	PINDO SA	MISIONES	Puerto Esperanza
 PAH (Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos)	PAH-05	P.A.H. Río Escondido	7	PATAGONIA ENERGIA SA	RIO NEGRO	El Foyel
	PAH-03	P.A.H. Dique Tiburcio Benegas	2	EMESA	MENDOZA	Luján de Cuyo
	PAH-02	P.A.H. Canal Cacique Guaymallén - Salto 6	1	EMESA	MENDOZA	Luján de Cuyo
	PAH-01	P.A.H. Canal Cacique Guaymallén - Salto 8	1	EMESA	MENDOZA	Luján de Cuyo
	PAH-04	P.A.H. Triple Salto Unificado	1	EMESA	MENDOZA	Junín

 Tabla 2. Proyectos adjudicados Programa RenovAr - Ronda 1. (www.portalweb.cammesa.com/Pages/RenovAr)

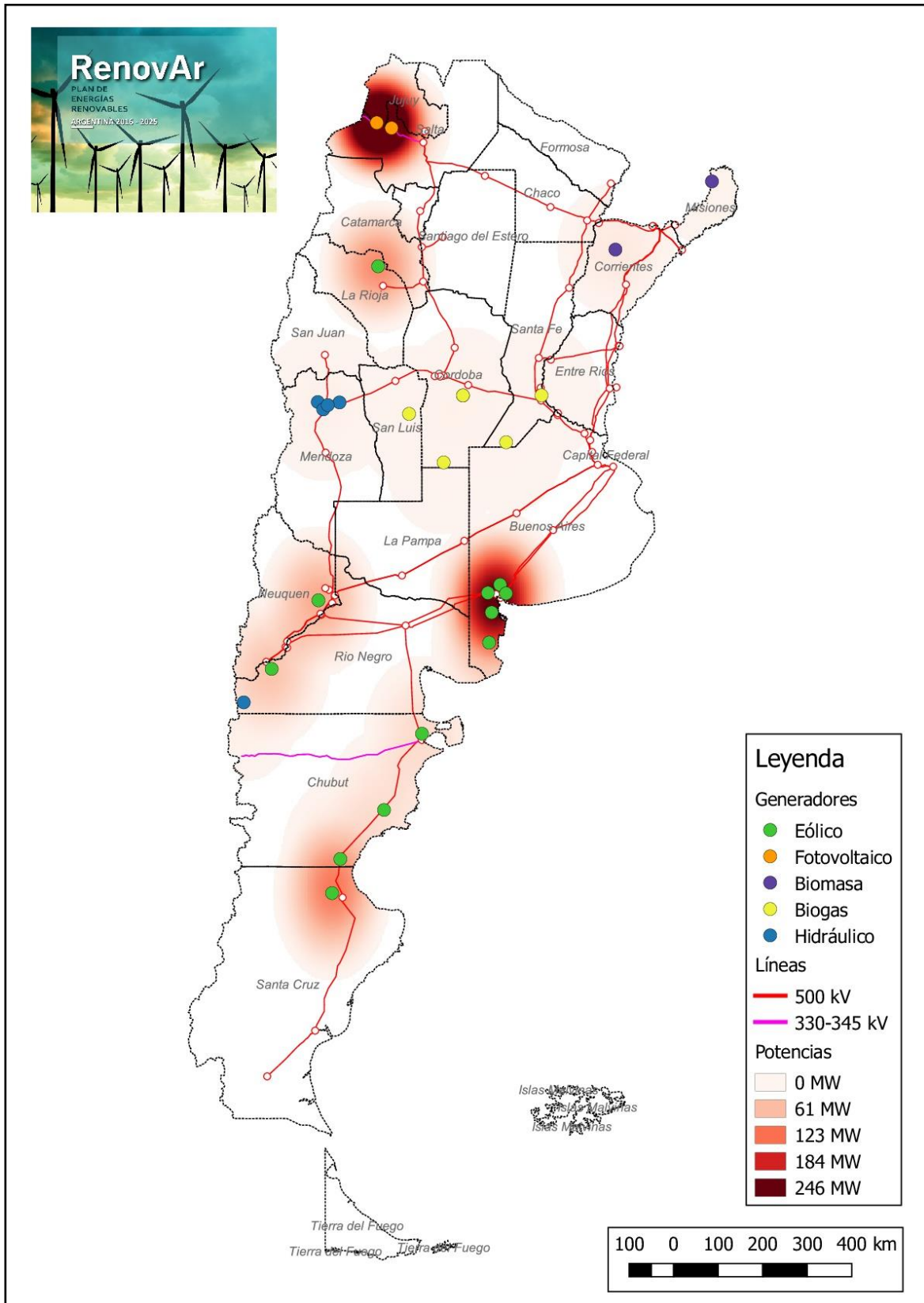


Figura 24. Ubicación geográfica de Proyectos Adjudicados en Programa Renovar - Ronda 1.
 (www.portalweb.cammesa.com/Pages/RenovAr)

Siguiendo en línea con las políticas de producción de Energía Renovable a través del programa “Renovar” anteriormente mencionado por el estado Nacional, el día Viernes 25 de Noviembre de 2017 se anunciaron los proyectos adjudicados de la “Ronda 1,5 del Programa RenovAr”

En una conferencia de prensa realizada en el Micro cine del Palacio de Hacienda, los funcionarios dieron a conocer los proyectos finalmente adjudicados en esta convocatoria. Resultaron adjudicados 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US\$/MWh (7,3 US\$/MWh por debajo del promedio adjudicado en la Ronda 1): 10 proyectos de tecnología Eólica por 765,4 MW y 20 de tecnología Solar por 516,2 MW.

TECNOLOGÍA	REGIÓN	ID	PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	MW	PRECIO ADJUDICADO (USD/MWH)
 SOLAR	RESTO SOLAR	SFV-31	SAN JUAN	P.S. Sarmiento	SOENERGY INTERNATIONAL INC.	35	53,0
		SFV-46	SAN JUAN	P.S. Ullum N1	FIDES GROUP S.A.	25	53,7
		SFV-49	SAN JUAN	P.S. Iglesia - Guañizuli	JINKOSOLAR HOLDING CO.LTD.	80	54,1
		SFV-45	SAN JUAN	P.S. Ullum N2	ALEJANDRO IVANISSEVICH	25	55,2
		SFV-37	SAN JUAN	P.S. Ullum 4	COLWAY 08 INDUSTRIAL	14	56,5
		SFV-32	SAN JUAN	P.S. Ullum3	ALEJANDRO IVANISSEVICH	32	57,6
		SFV-57	SAN JUAN	P.S. Las Lomitas	LATINOAMERICANA ENERGIA	2	59,2
		SFV-41	SAN LUIS	P.S. La Cumbre	DIASER S.A.	22	56,7
		SFV-36	SAN LUIS	P.S. Caldenes del Oeste	QUAATRO PARTICIPACOES S.A.	25	58,9

RONDA 1.5- PROYECTOS ADJUDICADOS: SOLAR

TECNOLOGÍA	REGIÓN	ID	PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	MW	PRECIO ADJUDICADO (USD/MWH)
 SOLAR	NOA	SFV-21	CATAMARCA	P.S. Saujil	ENERGÍAS SUSTENTABLES S.A.	23	51,9
		SFV-20	CATAMARCA	P.S. Tinogasta	ALEJANDRO IVANISSEVICH	15	53,4
		SFV-18	CATAMARCA	P.S. Fiambalá	ENERGÍAS SUSTENTABLES S.A.	11	53,7
		SFV-12	SALTA	P.S. Cafayate	ISOLUX INGENIERIA S.A.	80	56,3
		SFV-15	LA RIOJA	P.S. Nonogasta	FIDES GROUP S.A.	35	56,4
	RESTO SOLAR	SFV-34	MENDOZA	P.S. Anchoris	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	21	48,0
		SFV-06	MENDOZA	P.S. General Alvear	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	18	55,0
		SFV-04	MENDOZA	P.S. La Paz	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	14	55,0
		SFV-01	MENDOZA	P.S. Lavalle	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	18	55,0
		SFV-02	MENDOZA	P.S. Lujan de Cuyo	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	22	55,0
		SFV-05	MENDOZA	P.S. PASIP	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	1	52,0

RONDA 1.5- PROYECTOS ADJUDICADOS: EÓLICA

TECNOLOGÍA	REGIÓN	ID	PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	MW	PRECIO ADJUDICADO (USD/MWh)
 EÓLICA	BUENOS AIRES	EOL-45	BUENOS AIRES	P.E. Pampa	SINOHYDRO CORPORATION LIMITED	100	46,0
		EOL-48	BUENOS AIRES	P.E. Vientos de Necochea 1	CENTRALES DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A.	38	55,5
		EOL-29	BUENOS AIRES	P.E. Miramar	ISOLUX INGENIERIA S.A.	98	56,4
	COMAHUE	EOL-19	LA PAMPA	P.E. La Banderita	FACUNDO FRAVEGA	37	50,0
		EOL-09	RIO NEGRO	P.E. Pomona I	GENNEIA S.A.	100	54,9
	PATAGONIA	EOL-20	SANTA CRUZ	P.E. Del Bicentenario	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIAS S.A.	100	49,5
		EOL-27	CHUBUT	P.E. Loma blanca 6	ISOLUX INGENIERIA S.A.	100	53,5
	RESTO EOLICA	EOL-32	MENDOZA	P.E. El Sosneado	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍAS S.A.P.E.M.	50	55,0
		EOL-47	LA RIOJA	P.E. Arauco II (Etapa 3 y 4)	PARQUE EÓLICO ARAUCO S.A.P.E.M.	95	56,7
		EOL-37	CORDOBA	P.E. Achiras	CP RENOVABLES S.A.	48	59,4

Figura 25. Proyectos adjudicados Programa RenovAr - Ronda 1,5.
(www.portalweb.cammesa.com/Pages/RenovAr)

3.2.3. Energía Eólica en la República Argentina.

En el marco del Plan Estratégico Nacional Eólico y a fin de ampliar el conocimiento del recurso, el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) en conjunto con la UTN y con apoyo del MINPLAN, realizó el Desarrollo del Atlas Eólico del Potencial del Sur Argentino para cada una de las provincias que lo componen. Estos datos se han volcado a un SIG Eólico disponible online, que ofrece información de los vientos para cualquier punto; y gracias a esta información se puede estimar que el potencial eólico técnicamente aprovechable en nuestro país es de 5000MW aproximadamente. (www.energia.gov.ar, 2009).

Entre 1994 y 2002 Argentina contaba con solo 30 MW eólicos de media/alta potencia instalados, muchos de ellos pertenecientes a cooperativas eléctricas locales, según puede verse en el cuadro siguiente. Durante ese año las turbinas existentes entregaron cerca de 62 GWh, constituyendo una contribución aproximada del 0.06% de la generación total de electricidad.

Esta situación fue cambiando rápidamente a partir de la licitación del Programa de Generación Eléctrica a partir de Energías Renovables (**GENREN**). El 30 de junio de 2010 tuvo lugar la adjudicación del Programa, licitación que se llevó a cabo a través de la estatal ENARSA y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Resultaron adjudicados

proyectos por 754 MW, de los cuales se encuentran en marcha cerca de 130 MW y existen otros 100 MW en fase de construcción (www.wikipedia.org)

En relación a la energía eólica de baja potencia, según el censo nacional agropecuario 2002, en dicho año había 1.162 aerogeneradores instalados para producción de electricidad. Suponiendo un valor promedio de 500 W por equipo, se obtiene una capacidad instalada aproximada de 0,6 MW.

A pesar de las excepcionales condiciones naturales que colocan a Argentina como uno de los mayores potenciales eólicos del mundo, y de contar con herramientas tecnológicas para el desarrollo del sector, el país presenta algunos impedimentos para expandir la industria eólica, entre ellos, la dificultad para captar financiamiento para los proyectos a tasas blandas y la necesidad de mejoras en el marco regulatorio.

PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN ARGENTINA							
Localidad	Provincia	Puesta en servicio	Potencia Total [kW]	Detalle de maquinas	Marca y modelo	VMA (m/s)	Propietario-operator
C. Rivadavia	Chubut	19/01/94	500	2 x 250kW	MICON M530	9,4	PECORSA
Cutral-Co	Neuquén	20/10/94	400	1 x 400 kW	MICON M750-400/100	7,2	COPELCO Coop. Ltda.
Pehuen-Co	Bs. As.	17/02/95	400	1 x 400 kW	MICON M750-400/100	7,3	Coop. E. de Punta Alta
Tandil	Bs. As.	26/05/95	800	2 x 400 kW	MICON M750-400/100	7,2	CRETAL Coop. Ltda.

PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN ARGENTINA							
Localidad	Provincia	Puesta en servicio	Potencia Total [kW]	Detalle de maquinas	Marca y modelo	VMA (m/s)	Propietario-operador
Rada Tilly	Chubut	18/03/96	400	1 x 400 kW	MICON M750-400/100	10,2	CO AGUA Coop. Ltda.
C. Rivadavia	Chubut	12/09/97	6000	8 x 750 kW	NEG-MICON NM750/44	9,4	SCPL Com. Riv.
Mayor Buratovich	Bs. As.	22/10/97	1200	2 x 600 kW	AN BONUS 600kW/44	7,4	Coop. De M Buratovich
Darregueira	Bs. As.	19/09/97	750	1 x 750 kW	NEG-MICON NM750/44	7,3	CELDA Coop. Ltda.
Punta Alta	Bs. As.	10/12/98	1800	3 x 600 kW	AN BONUS 600kW/44	7,8	Coop. E. de Punta Alta
Claromecó	Bs. As.	26/12/98	750	1 x 750 kW	NEG-MICON NM750/48	7,3	Coop. E de Claromecó
Pico Truncado	Sta. Cruz	05/03/01	2400	4 x 600 kW	ENERCON E-40	10,3	Municipalidad de Pico Truncado
Diadema	Chubut	12/09/11	6300	7 x 900 kW	ENERCON E-44	23	Hychico S.A.
Rawson	Chubut	30/09/11	77400	42 x 1800 kW	VESTAS V-90	18,8	GENNEIA (ex Emgasud)

PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN ARGENTINA							
Localidad	Provincia	Puesta en servicio	Potencia Total [kW]	Detalle de maquinas	Marca y modelo	VMA (m/s)	Propietario-operador
Arauco	La Rioja	18/10/12	50400	24 x 2100 kW	IMPESA IWP-83	52,5	Gobierno de La Rioja y ENARSA
Loma Blanca	Chubut	22/07/13	51000	17 x 3000 kW	Alstom ECO-100	7,5	Isolux Corsan S.A.
C. Rivadavia	Chubut	10/01/13	10560	16 x 660 kW	GAMESA G-47	9,4	SCPL Com. Riv.
Gral. Acha	La Pampa	11/02/13	1800	2 x 900 kW	NEG-MICON NM900/52	7,2	COSEGA Ltda.
Veladero	San Juan	09/07/13	200	1 x 200 kW	DEWIND D8.2	...	BARRICK GOLD Corp.
El Jume	Santiago del Estero	08/10/15	8000	4 x 2000 kW	IMPESA IWP-100	7,5	Sociedad ENERSE SAPEM
POTENCIA TOTAL			221060				

En el transcurso del año 2011, el Área de Energías Renovables, comenzó a estudiar y desarrollar proyectos eólicos en el Sur-Oeste de la Provincia de Córdoba. Entre estos, el Proyecto Aguada del Molle tiene como objetivo el diseño, construcción, puesta en marcha y operación de un Parque Eólico, en cooperación con empresas privadas como Conipa, Radio trónica de Argentina,

Sutec, WpD, empresa líder en el mercado alemán de energía eólica, entre otras. El propósito de esta obra es el de incorporar al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) aprox. 110 MW de potencia eólica, desde la Provincia de Córdoba, en las proximidades de la localidad de Achiras (Río Cuarto), a 850 mts. sobre el nivel del mar, una zona conocida por sus fuertes y constantes vientos. Durante el año 2012 se avanzó en varias etapas y fases críticas para el desarrollo del proyecto; en 2013 se comenzó el estudio del recurso eólico para lo cual se realizó la compra de dos torres meteorológicas a la empresa Provener S.A., que se instalaron en regiones aledañas a Río Cuarto con el propósito de relevar datos estadísticos de los vientos.

A partir de una serie de estudios llevados a cabo por el ENARSA en los últimos años, se llegó a la conclusión que la potencia instalada existente en el país aumento de 26,5 MW en 2003 a 149,5 MW en 2012, representando un incremento del 465%. Ello es resultado de la puesta en marcha de los nuevos parques eólicos de gran escala, a citar: 50,4 MW del parque Arauco en La Rioja y 86,7 MW de diferentes parques en Chubut (Rawson 77,4 MW, El Tordillo 3 MW y Diadema 6,3 MW. Del total de la potencia eólica instalada en el presente, solo 111,8 MW de potencia nominal se encontraban unificados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a fines de septiembre de 2012, mientras que el resto operaba de manera aislada al SADI.

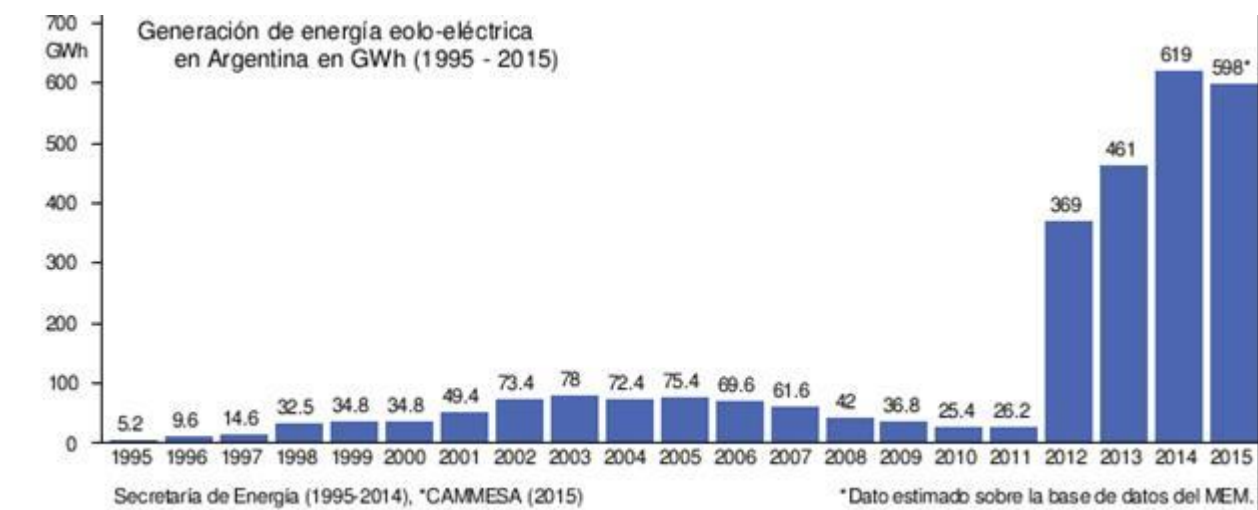


Figura 26. Generación de Energía Eólica en Argentina, periodo 1995-2015. (www.wikipedia.org)



Figura 27. Parque Eólico Rawson. 77,40 MW potencia instalada, Prov. De Chubut.
(www.genneia.com.ar/energia-renovable)



Figura 28. Parque Eólico Arauco. 50,40 MW Potencia Instalada, Prov. de La Rioja.
(www.parqueolicoarauclr.com.ar)

3.2.4. Energía Solar en la República Argentina.

En nuestro país se tiene un razonable conocimiento del recurso solar disponible y de su distribución geográfica, sin embargo, existen regiones donde se deberían realizar estudios en mayor detalle, por lo que se requiere continuar la medición del recurso mejorando la cobertura espacial y la instrumentación utilizada. En la siguiente imagen, se presenta la distribución

espacial del promedio de la irradiación solar global diaria correspondiente a los meses de enero y junio. La misma ha sido expresada en unidades convenientes para la conversión fotovoltaica, en kWh/m²-día (www.energia.gob.ar 2009).

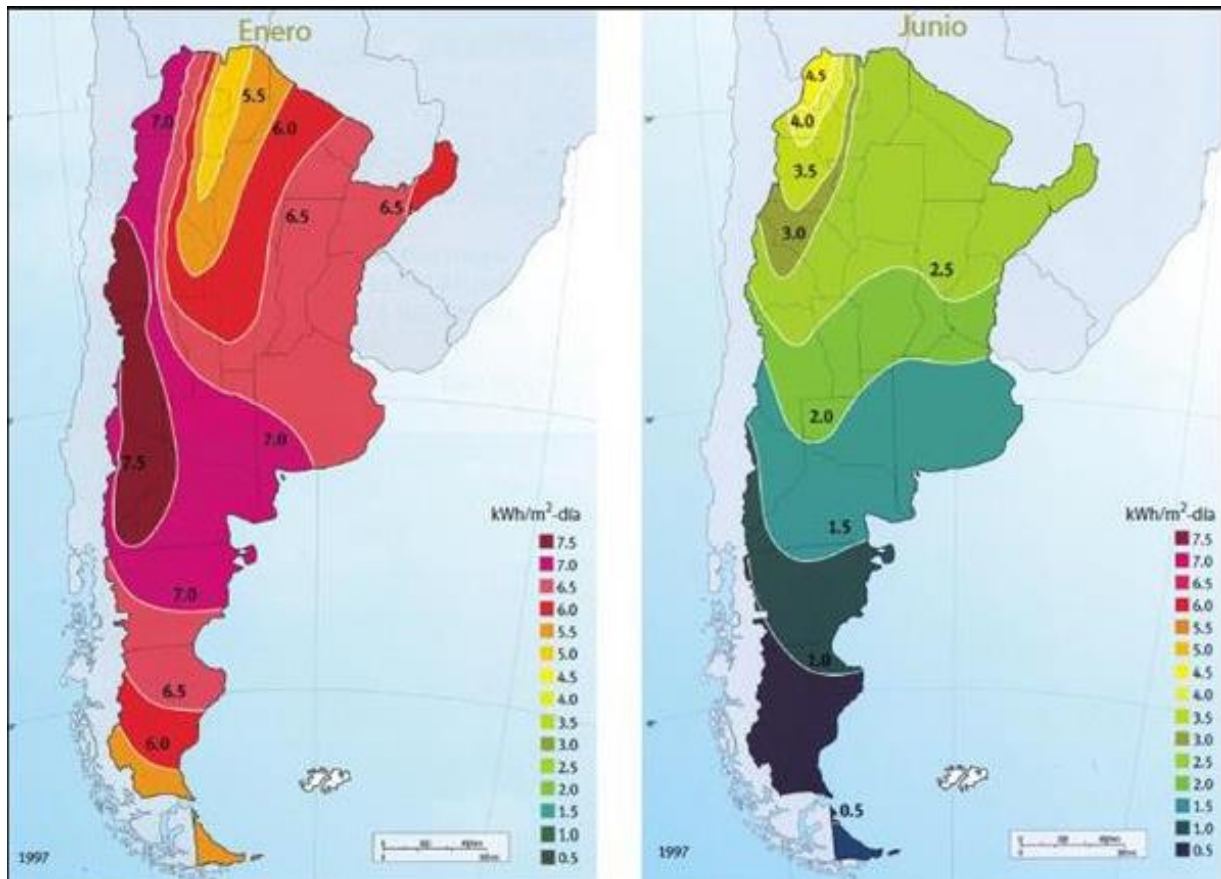


Figura 29. Irradiación Solar (www.energia.gob.ar,2009)

Analizando las isohietas, se observa que solamente una pequeña franja del noroeste del país (parte occidental de Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja y San Juan) presenta irradiación alta (superior 5 kWh/m²-día), que potencialmente podría abastecer a toda la demanda de energía eléctrica del país (excepto por el hecho de que la demanda se produce también durante la noche y el recurso solar está disponible obviamente de día, lo cual sugiere la prioridad de investigar sobre sistemas de almacenamiento de energía solar).

Sin embargo, gran parte de la superficie del país presenta irradiaciones que permitirían su aprovechamiento en proyectos de generación eléctrica de baja potencia y sobre todo en calentamiento de agua.

En el Área de Energías Renovables de ENARSA se mantiene el compromiso de promover y desarrollar proyectos de energía solar, tanto fotovoltaica como termoeléctrica, y las industrias locales asociadas, para contribuir a una matriz energética más diversificada y limpia, y contribuyendo a asegurar el abastecimiento futuro con fuentes de energía inagotables.

Con el objeto de desarrollar proyectos de centrales solares, en distintas provincias se está próximo a firmar acuerdos con las siguientes Empresas: Solaria Energía y Medio Ambiente de España, Aldar de Argentina, QSolar de Italia y Milenio Solar de España; todas con una vasta experiencia en soluciones energéticas mediante la utilización de energía solar.

El objetivo de San Juan es convertirse en un polo de desarrollo tecnológico de la industria solar fotovoltaica. Las empresas Sky Solar y Bauen Efacec, en conjunto con ENARSA, y EPSE (Energía Provincial Sociedad del Estado de San Juan) desarrollaron un proyecto para la construcción de una planta de energía solar fotovoltaica ubicada en el departamento de Ullúm, San Juan, en terrenos aledaños a la central fotovoltaica que ya posee EPSE de 1,2MWp (San Juan Solar I). En este proyecto se estima una generación total de 37.666 M+Wh/año con una disponibilidad técnica del 98%. En el diseño de dicha planta se proyecta instalar alrededor de 93600 módulos solares fijos, que generaran una potencia pico total de 22 MW (www.epsesanjuan.com.ar/web/energia).



Figura 30. Imagen 13. Planta Solar San Juan 1. (www.epsesanjuan.com.ar)

En el marco de la licitación pública e internacional N° 1/2009 (GENREN) fueron adjudicados seis (6) contratos para parques solares fotovoltaicos por un total de 20 MW, de los cuales dos de ellos ya fueron habilitados y puestos en marcha el 1 de Junio de 2012 en la provincia de San

Juan (Cañada Honda I con una Potencia instalada de 2 MW y Cañada Honda II con una potencia instalada de 3 MW). Quedan por construir otras cuatro centrales: Cañada Honda III (5 MW), Chimbera I (2 MW), Chimbera II (3 MW) y Chimbera III (5 MW).



Figura 31. Planta Solar Fotovoltaica Cañada Honda I y II, San Juan. (www.tiempodesanjuan.com/plantas-fotovoltaicas)

A lo largo del año 2011 se realizaron estudios de pre-factibilidad para el desarrollo de una planta solar fotovoltaica en la zona de Hornaditas, en la Quebrada de Humahuaca, Jujuy. El terreno del emplazamiento estudiado es propiedad de la provincia y se encuentra a la vera de la Ruta Nacional N° 9. En el diseño general del proyecto se estima una capacidad total de 10 MW de potencia pico, generado a partir de módulos fotovoltaicos fijos de 230 W cada uno. En este caso se estiman necesarios alrededor de 52.000 módulos que serían ubicados en una superficie total de 30 Hectáreas. Por otro lado, se han realizado simulaciones de producción y pérdidas, arrojando como resultado para el total de energía anual a producir unos 23.816 MWh/año.

3.2.5. Energía de Biomasa en Argentina.

Para estimar el potencial de biomasa en nuestro País sería necesario considerar como tal a toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial, clasificándola de la siguiente forma:

- a. biomasa natural: producida en la naturaleza sin la intervención humana.
- b. biomasa residual: generada por cualquier actividad humana, principalmente en procesos agrícolas, ganaderos y los del propio hombre, tales como basuras y aguas residuales.
- c. biomasa producida: cultivada con el propósito de obtener biomasa transformable en combustible, en algunos casos al conocimiento del recurso disponible como la caña de azúcar, orientada a la producción de etanol para carburante.

La Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO), dentro del marco institucional conformado por la Secretaría de Energía, la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, la Secretaría de Agricultura Ganadería, Pesca y Alimentación y el INTA, ha llevado adelante una evaluación de la biomasa natural a nivel detallado, utilizando el modelo WISDOM (Woodfuel Integrated Supply/Demand Overview Mapping). Dicha evaluación contempla una estimación realizada en base a información secundaria proveniente de estadísticas productivas con datos sobre la distribución geográfica del potencial de leña, otra biomasa leñosa (generada por el procesamiento de los rollizos), del bagazo, y de residuos agrícolas y agroindustriales.

El estudio del proyecto de FAO indica que la biomasa total accesible y potencialmente contabilizada por el modelo utilizado, ascendió a más de 148 millones de Ton, en tanto que la denominada "Biomasa Comercial" accesible y potencialmente disponible alcanzó a más de 124 millones de toneladas. (www.infoleg.gob.ar)

A fin de acotar el potencial disponible, la Secretaría de Energía ha realizado un relevamiento de Proyectos Identificados destinados a la generación de electricidad con biomasa, cuantificado mediante estudios de campo. Ese relevamiento indica un potencial de casi 422 MW.

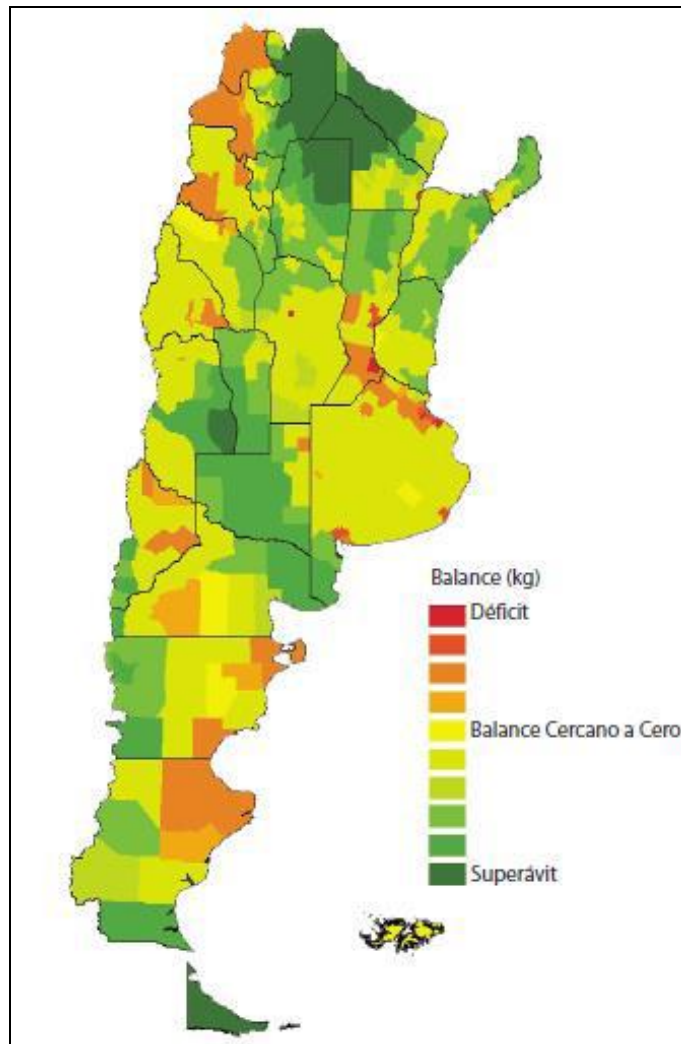


Figura 32. Potencial de Biomasa (www.infoleg.gob.ar)

Dentro de los proyectos identificados, merecen especial mención los que se describen a continuación:

En la Provincia de Entre Ríos:

- San Salvador, con un potencial de generación de 7,5 MW utilizando residuos de cáscara de arroz y con tecnología de combustión en lecho fluidizado y grilla vibrante (actualmente en proceso de licitación).
- Villaguay, con un potencial de generación de 2 MW utilizando residuos de cáscara de arroz y con tecnología de grilla vibrante.
- Concordia, un potencial de generación de 25 MW, utilizando residuos foresto industriales, mediante tecnología de gasificación y combustión.

- Federación con un potencial de 25 MW, utilizando residuos foresto-industriales, con tecnología de gasificación y combustión (actualmente en proceso de licitación).

En la Provincia de Corrientes:

- La planta propuesta para la población de San Antonio Isla es un sistema de gasificación de 10 kW. la planta sería operada manualmente y necesita 300 kg/día de residuos.

En la Provincia de Misiones:

- Para la población de Picada Unión, se propone un sistema de gasificación con una potencia de 20 kW, con operación manual, precisando 300 kg/día de residuos.

En la Provincia de Mendoza:

- Localidad de San Martín, esta planta podría abastecerse con 142.563 tn/año de biomasa (proveniente de industria vitivinícola), con lo que la potencia instalada sería de 26 MW.
- Localidad de Villa General Gutiérrez (Maipú), con 112.523 tn/año de biomasa (proveniente de industria vánica, aserraderos y residuos de industria aceitera) y una potencia de 20mW.
- Localidad de Cordón del Plata, departamento de Tupungato, con disponibilidad de 48.757 tn/año de biomasa (proveniente de industria vitivinícola), se podría generar 6 MW.
- Localidad de San Rafael, con un potencial biomásico de 53.391 tn/año (proveniente de industria vitivinícola), podría instalarse una planta de 6 MW.

Uno de los mayores aprovechamientos de la biomasa en la actualidad es el empleo de bagazo de caña de azúcar como combustible para las calderas en ingenios azucareros. En algunos casos, este recurso permite la autosuficiencia energética de los mismos y en otros, los excedentes de energía eléctrica son entregados a la red de servicio Público. (www.infoleg.gob.ar/basehome/actos_gobierno/actosdegobierno21-12-2009)

Otra fuente energética considerada como un subcomponente de la biomasa natural está relacionada a la producción de estiércol de origen pecuario, asociado al número de cabezas de

los principales animales de campo y su respectiva producción diaria de estiércol seco. Para determinar el estiércol aprovechable, se debe afectar a la producción total por un porcentaje, el que varía según el tipo de animal que de origen al estiércol y que refleja el potencial que podría recolectarse.

Finalmente, cabe destacar que, si bien gran parte de este residuo pecuario estaría disponible, en muchos casos sería de difícil recolección por la gran dispersión de los animales sobre el terreno. Los residuos más accesibles serían aquellos recolectados en tambos, corrales de engorde o en establecimientos avícolas. Además, a diferencia de lo que sucede con los residuos agrícolas, la utilización de los residuos pecuarios para la producción de biogás no resta nutrientes a los suelos ya que uno de los productos obtenidos es una excelente enmienda orgánica que se puede compostar o mezclar con otros materiales orgánicos y agregar directamente al suelo. En relación a todo lo que se ha ilustrado anteriormente, Argentina se va posicionando a nivel regional en este segmento, disponiendo de un gran potencial de biomasa para la producción de energéticos, ya sea de cultivos especiales para la bioenergía, como de residuos de las actividades agrarias en general, y de residuos sólidos urbanos (RSU).

Aquí podemos mencionar el resultado de la licitación pública e internacional N° 1/2010 (Biogás): la puesta en marcha el 19 de mayo de 2012 en el CEAMSE de la central San Martín Norte III-A de 5,1 MW de potencia instalada (habilitada el 25/05/2012), y la puesta en marcha el 30 de Agosto de 2012 también en el CEAMSE de la central San Miguel Norte III-C de 11,5 MW de potencia instalada (habilitada el 05/10/2012). Estos dos proyectos son los primeros en su tipo en el SADI.



Figura 33. Planta de Biogás Central en predio de CEAMSE, Prov. Bs As. (www.ceamse.gov.ar)

Recientemente, a partir del día Lunes 24 de Julio de 2017 entro en operación el primer proyecto licitado del “Programa Renovar – Ronda 1” anteriormente mencionado.

Se trata del proyecto de Biogás “Rio Cuarto I” (adjudicado a Biomas Crop S.A.) ubicado en la localidad homónima, en la Prov. De Córdoba, que genera 2 MW de electricidad a partir del uso de silo de vinaza, estiércol y maíz. Es el resultado del asociativismo de productores agropecuarios, sumándose así al sistema interconectado nacional y abriendo una nueva etapa para las energías limpias en el país. Para producir un megavatio por hora, estas usinas consumen en su biodigestor 45 toneladas de maíz picado por día y seis toneladas de estiércol animal. El proceso también genera subproductos como energía térmica (agua caliente) y biofertilizantes (www.energiaestrategica.com).



Figura 34. Planta de Biogás "Rio Cuarto I", Prov. de Córdoba. (www.bioelectrica.com)

3.2.6. Energía de Geotérmica en Argentina.

El Departamento de Geotermia de la Dirección de Recursos Geológico-Mineros del Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR) de la Secretaría de Minería realizó estudios de reconocimiento del potencial teórico del recurso geotérmico en la Argentina. Este trabajo constituye un importante avance en el conocimiento del recurso geotérmico en todo el territorio nacional, dado que permite conocer previamente los principales parámetros de los fluidos termales, en futuras prospecciones. A su vez tiene un dispar grado de profundización según las regiones del país que se considere, pero el nivel de conocimiento permite caracterizar todos los recursos geotérmicos y delimitar las zonas que ocupan los yacimientos hidrotermales.

Según el SEGEMAR: "El grado de avance en el conocimiento del recurso termal de la Argentina en la actualidad es satisfactorio, no así, el grado de utilización que se realiza de las Áreas Termales investigadas. Se tiene cubierto, con estudios de reconocimientos, un 90% de las regiones del país con posibilidades de alta entalpía (más de 150 °C) y mediante trabajos de reconocimiento o expeditivos, a un 75% de las regiones con posibilidades de baja entalpía que presentan indicios superficiales. Estas investigaciones se vienen realizando en las regiones andina y extra andina de la Argentina". En base a las recomendaciones derivadas de los trabajos de reconocimiento se profundizaron los estudios en 25 zonas geotérmicas con características favorables, en las que se continuó con la etapa siguiente de prefactibilidad.

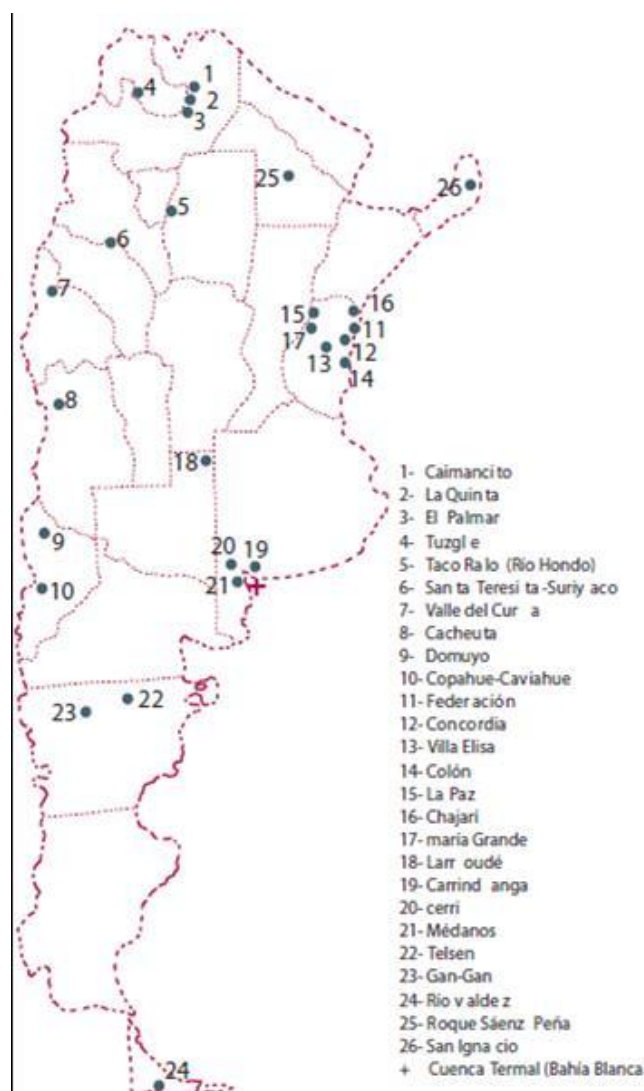


Figura 35. Potencial teórico del recurso Geotérmico en Argentina (www.infoleg.gov.ar/SEGEMAR)

Los mismos se desarrollaron para proyectos de alta entalpía, en las áreas volcánicas constituidas por cuatro reservorios: Tuzgle, Domuyo, Copahue-Caviahue y Valle del Cura.

Para proyectos de baja entalpía, se realizaron estudios en las áreas de Cerri, Médanos, Carrindanga, Caimancito, La Quinta, El Palmar, Tacorralo-Río Hondo, Río Valdéz, Santa Teresita-Suriyaco, Colón, Villa Elisa, Federación, Concordia, La Paz, Chajarí, Larroude, Telsen, Gan, Roque Saenz Peña y San Ignacio. Se continuó con la fase de factibilidad, donde se realizaron perforaciones termales en los campos geotérmicos de Copahue-Caviahue, Tacorralo-Río Hondo, Cerri, Médanos, Carrindanga, Colón, Villa Elisa, Federación, Concordia, La Paz, Chajarí y Larroude.

Recientemente se firmó un convenio entre la empresa Geotermia Argentina y la estatal Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) por el cual instalarán una central de generación ubicada en la zona Despoblados, en el Valle del Cura, que aportará al sistema eléctrico provincial de San Juan, 5 MW, en una primera etapa. Se han realizado declaraciones indicando que podría concretarse una segunda etapa, en la que se alcanzaría una potencia de 150 MW.

El campo geotérmico de Copahue es el más estudiado y tiene un potencial comprobado de 30 MW eléctricos, razón por la cual el gobierno provincial, a través de la Agencia para la Promoción y Desarrollo de Inversiones (ADI-NQN-SEP), ha convocado a inversionistas privados a construir y operar la planta de generación de energía eléctrica de 30 MW de potencia instalada, denominada "Las Mellizas de Copahue". El proyecto aprovechará los vapores endógenos del yacimiento y demandará una inversión de 70 millones de dólares.

Los principales usos de la geotermia en Argentina son: balneología, deshielo de calles y rutas, invernaderos, calefacción y acuicultura (Pesce, 1998b). Según el SEGEMAR "en la actualidad existen ciento treinta y cuatro (134) emprendimientos con una capacidad instalada anual de 25,7 mWt, que utilizan los fluidos termales en uso directo. De los diversos tipos de uso la balneología es el tipo dominante con el 52,7% que representa una equivalencia a capacidad instalada anual de 13,56 mWt.; otros tipos comunes son: el uso doméstico con 24,6% de capacidad instalada anual (6,33 mWt); la calefacción domiciliaria con el 4,6%, equivalente a 1,17 mWt; invernaderos con 4,5% de capacidad instalada (1,14 mWt); acuicultura con el 1,5% con un equivalente de 0,38 mWt; usos industriales con el 6,7% de la capacidad instalada (1,72 mWt) y derretimiento de nieve con el 5,4% que corresponde a una capacidad instalada de 1,4 mWt". (www.energia.gob.ar, 2009).

3.2.7. Energía de Mareomotriz en Argentina.

Con respecto a las energías undimotriz y mareomotriz, el Área de Energías Renovables de ENARSA ha comenzado los estudios preliminares para el desarrollo de proyectos de energía mareomotriz en la cuenca atlántica de la provincia de Santa Cruz, una de las zonas del mundo con mayor amplitud de mareas, para el aprovechamiento de las mismas y la generación de energía eléctrica. En el transcurso del año 2011, ENARSA firmó un Memorando de Entendimiento, Cooperación y Confidencialidad, con la empresa RUSHYDRO (“Empresa Federal de Generación Hidroeléctrica”) que es la principal compañía rusa de generación hidroeléctrica, siendo además la compañía líder en Rusia en la producción de energía procedente de fuentes renovables.

El propósito de este acuerdo se centra en la identificación de potenciales proyectos energéticos de aprovechamientos mareomotrices, undimotrices y centrales hidroeléctricas, así como también en el intercambio de cooperación de experiencias en la rama de eficiencia energéticas, y en el diseño y construcción de grandes centrales hidroeléctricas. En el marco de este acuerdo se han analizado y visitado, en compañía de personal de RUSHYDRO, las posibles localizaciones de los proyectos en Santa Cruz, recolectando datos necesarios para los estudios de prefactibilidad correspondientes. Se prevé un potencial de generación eléctrica de aproximadamente 1000 MW entre los tres diferentes puntos visitados en el estuario del río Santa Cruz, el estuario del río Gallegos y el de Puerto Deseado.

3.2.8. Pequeño aprovechamiento Hidroeléctricos en Argentina.

En Argentina la generación hidroeléctrica posee una alta cuota de participación en la generación eléctrica total. Históricamente, la construcción de los grandes aprovechamientos que hoy prestan servicios ha favorecido la creación de empleo, la promoción económica y social de sus zonas de influencia, y la concreción de importantes obras de infraestructura para riego, provisión de agua potable, turismo y control de inundaciones. Como aspecto saliente de este desarrollo actual y potencial se pueden mencionar:

- a. El 38% de la capacidad instalada es hidroeléctrica (cerca de 9761 MW).

b. De casi un centenar de centrales en servicio, sólo 3 grandes plantas (Yacretá, Piedra del águila y Salto Grande) contribuyen con casi el 50% de la generación hidráulica total.

c. Yacretá será la central eléctrica más grande del país cuando esté terminada.

La Secretaría de Energía de la Nación cuenta con un inventario nacional de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), que cubre 116 proyectos de potencias menores de 15 MW y representan una oferta de potencia de casi 430 mW y una energía media anual de más de 1.900 gWh. El mapa siguiente indica la localización de los principales PAH proyectados y en servicio.

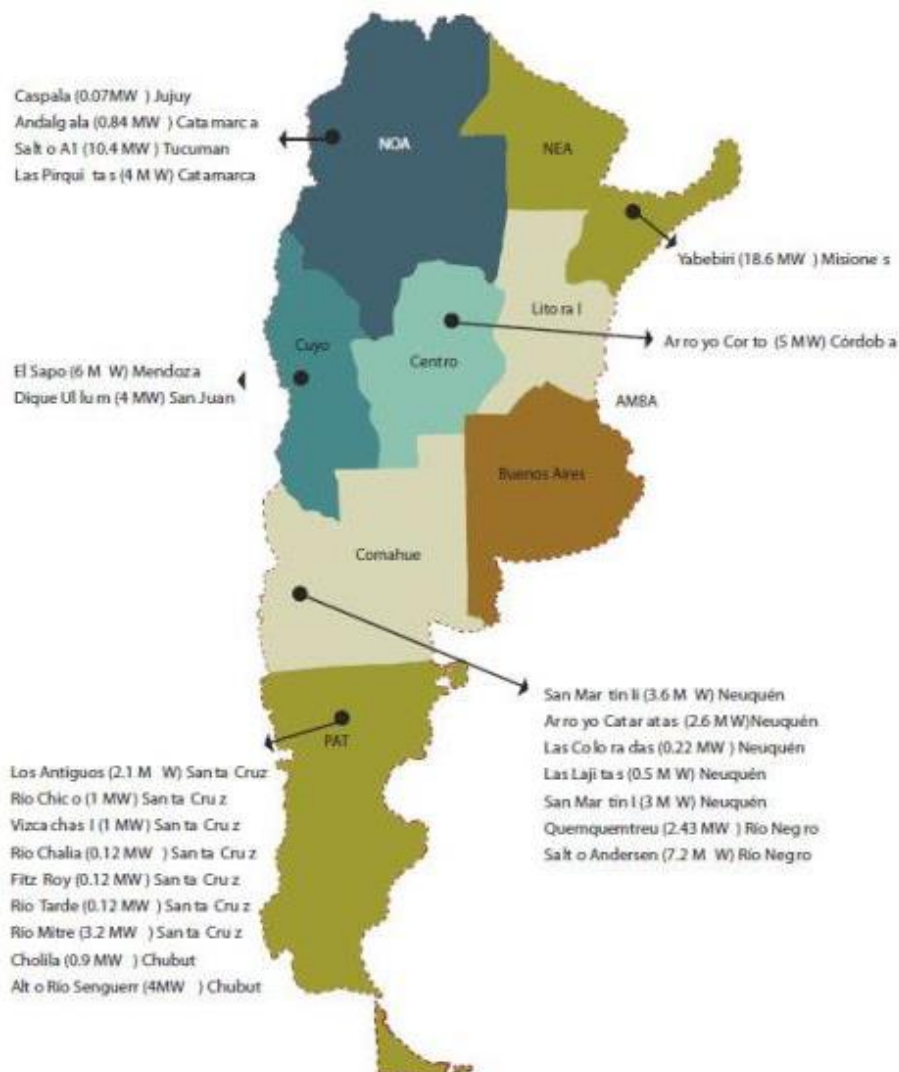


Figura 36. Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos proyectados y en servicio según la Secretaría de Energía. (www.infoleg.gob.ar/PROINSA)

Los resultados del estudio mencionado favorecen entre otros a los PAH que se encuentran en la región sur del país y que, en general, están aislados, lo cual mejora los resultados económicos de los mismos. Sin embargo, el nivel de desarrollo de los estudios es bajo ya que, de los 116 proyectos analizados, hay sólo 4 que han llegado a nivel de Proyecto Ejecutivo y 20 a nivel de Factibilidad.

Se estima entonces que se cuenta en principio con un potencial superior a los 400 mW pero se ha considerado posible incorporar una potencia instalada nueva de 100 mW en el término de 10 años en diferentes regiones del país. Los proyectos de PAH en desarrollo suman 30 mW, mientras que los existentes y en funcionamiento suman casi 380 mW. La producción de energía de las mismas es de 1,152 gWh. Esta potencia mini hidráulica representa cerca del 1.3% de la potencia total instalada en la Argentina y el 3.7% de la potencia hidroeléctrica total. En términos de energía representan el 1.1% y 3.0% de la energía total producida en Argentina y de la energía hidroeléctrica respectivamente.

Considerando que, desde los comienzos de la producción de electricidad, la hidráulica ha sido, y sigue siendo, la primera fuente renovable utilizada para su generación, resulta sensato pensar en la mini hidráulica como la primera alternativa para suministrar de energía eléctrica a pequeñas comunidades y de este modo evitar la declinación rural y fomentar el desarrollo de las regiones aisladas. Fuente de información: PROINSA. Proyectos de Ingeniería S.A. "Estudio para Mejorar el Conocimiento y la Promoción de Oferta Hidroeléctrica en Pequeños Aprovechamientos", elaborado por Proyectos Hidroeléctricos en la República Argentina de potencias menores.

El país posee sólo 8 grandes centrales hidroeléctricas (de más de 400 Mw de potencia instalada), siendo dos de ellas binacionales: Yacyretá, con Paraguay, y Salto Grande, con Uruguay. El río Limay, en la región del Comahue, es el que provee el mayor porcentaje de energía hidroeléctrica al país, con 4 grandes aprovechamientos: El Chocón, Piedra del Águila, Alicura y Planicie Banderita, además de otros de menor envergadura. Son 13 las provincias del país que producen actualmente hidroenergía. Neuquén y Río Negro son las de mayor producción, seguidas de Entre Ríos y Córdoba. Próximamente Santa Cruz se sumará con dos grandes emprendimientos que ya están licitados.

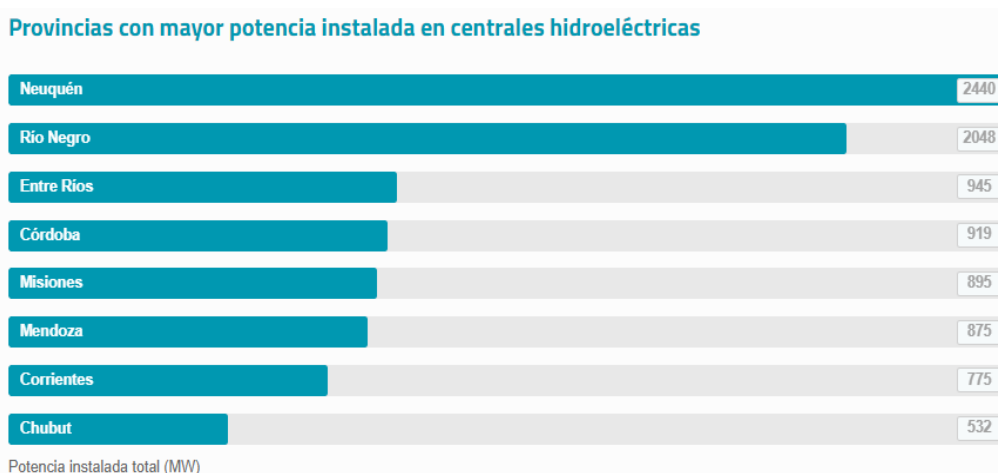
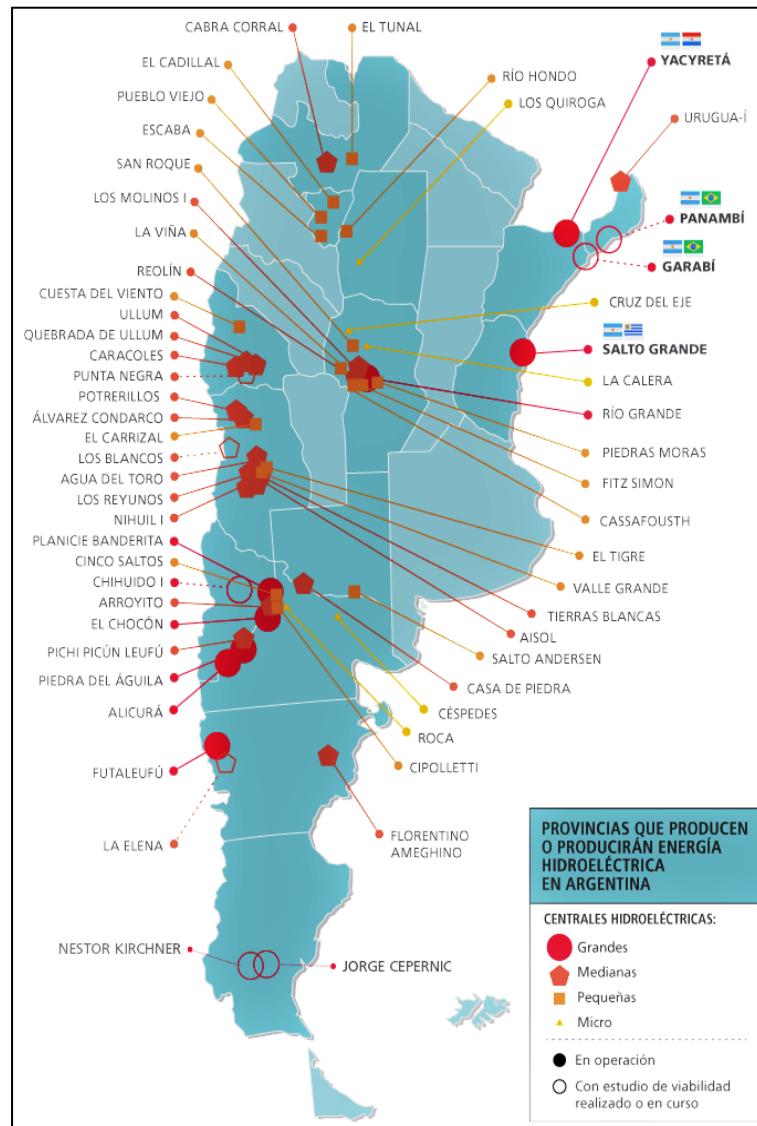


Figura 37. Ubicación de Grandes, Medianas y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en la República Argentina. (www.garabipanambi.com.ar/electricidad_en_argentina)



Figura 38. Central Hidroeléctrica "Los Reyunos", San Rafael, Mendoza. Potencia instalada: 224 MW.
(www.es.wikipedia.org/)

A continuación, se hace una breve descripción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas existentes en la Provincia de Córdoba para poder familiarizarse con las mismas.

✓ *Central La Viña.*

Central sobre el Río de los Sauces. Puesta en marcha en 1959, cuenta con turbinas tipo Francis de eje vertical (potencia: 10.723 HP, velocidad: 600 rpm), una potencia instalada de 16 MW, salto bruto de 96 m y dos grupos generadores.

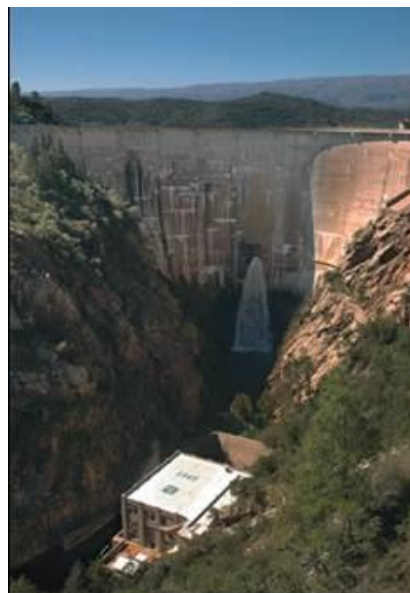


Figura 39. Central Hidroeléctrica "La Viña", Quebrada Los Pozos, Córdoba. (www.epec.com.ar)

✓ *Central San Roque.*

Central sobre el Río Suquía. Puesta en marcha en 1959, cuenta con turbinas tipo Francis de eje vertical (potencia: 6,5 MW, velocidad: 600 RPM, caudal: 6 m³ /seg.), una potencia instalada de 24 MW, un salto nominal de 118 m y cuatro grupos generadores.



Figura 40. Central Hidroeléctrica "San Roque", La Calera, Córdoba. (www.epec.com.ar)

✓ *Central Fitz Simon.*

Central a pie de presa sobre el Río Ctalamochita o Tercero. Puesta en marcha en 1943, cuenta con turbinas tipo Francis de eje vertical (potencia de la turbina: 4.200 HP, velocidad: 375 RPM, caudal: 10m³/seg), una potencia instalada de 10,5 MW, un salto bruto de 40 m y tres grupos generadores.



Figura 41. Central Hidroeléctrica "Fitz Simon", Embalse, Córdoba. (www.epec.com.ar)

✓ *Central Piedras Moras.*

Central sobre el Río Ctalamochita o Tercero. Puesta en marcha en 1995, cuenta con una turbina tipo Kaplan de eje vertical con regulación en distribuidor y palas (potencia: 6,3 MW, velocidad: 250 RPM, caudal nominal: 30 m³/seg.), una potencia instalada de 6,3 MW y un grupo generador.



Figura 42. Central Hidroeléctrica “Piedras Moras”, Almafuerte, Córdoba. (www.epec.com.ar)

✓ *Central Cassafousth.*

Central sobre el Río Ctalamochita o Tercero. Puesta en marcha en 1952–1953, cuenta con turbinas tipo Francis de eje vertical (velocidad: 300 RPM, caudal: 17 m³/seg), una potencia instalada de 17,2MW, un salto de 40 m y tres grupos generadores.



Figura 43. Central Hidroeléctrica “Cassafousth”, Embalse, Córdoba. (www.epec.com.ar)

CAPÍTULO 4. MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

4.1. Desarrollo.

La disponibilidad de energía eléctrica y la capacidad de explotar este potencial han sido siempre esenciales para el crecimiento y el desarrollo de las sociedades modernas, ya que no solo permiten cubrir las necesidades de consumo y bienestar, sino también condiciona las actividades productivas de esa sociedad y el grado de especialización técnica que esas puedan emplear.

Bajo esta óptica, las áreas rurales aisladas presentan un importante desafío al momento de satisfacer la demanda de energía eléctrica, demanda que muchas veces resulta postergada ya sea por los elevados costos que implica la extensión de las redes de electricidad existente o por los grandes impactos en el medioambiente que presenta el uso de fuentes de energía fósil.

Actualmente las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces al momento de cubrir las demandas energéticas. Razones que, sumado a una creciente concientización sobre los efectos medioambientales que conllevan los actuales sistemas de generación, impulsan al desarrollo de proyectos donde las energías renovables sean protagonistas.

Dentro de los proyectos que utilizan energías renovables, **Las Micro Centrales Hidroeléctricas** constituyen una de las alternativas más estudiadas y desarrolladas por el Hombre. Fundamentalmente este tipo de centrales utilizan las mismas soluciones técnicas que las centrales convencionales. Sin embargo, al tratarse de pequeñas instalaciones, se pretende que los costes iniciales de la construcción y los posteriores de mantenimiento sean lo más reducidos posibles. Cabe destacar como otra de las ventajas a mencionar que las micro centrales independientes pueden ser diseñadas y construidas por personal local y organizaciones más pequeñas cumpliendo con requisitos menos estrictos y usando componentes de fabricación casera y maquinaria fabricada localmente, evitando incurrir en los grandes costos de las Líneas de Transmisión.

Otra serie de ventajas son:

- ✓ Contribuir a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas.
- ✓ Energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio.
- ✓ Una vez instalada tiene un costo energético nulo.
- ✓ Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo.
- ✓ Tipo de instalación fácilmente modulable, con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades.
- ✓ Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el costo y aumentar el rendimiento.

4.2. Contexto actual.

La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2.600 [TWh], lo que representa aproximadamente el 19% del total de la energía eléctrica producida. La potencia hidroeléctrica instalada en todo el mundo asciende a 700 [GW].

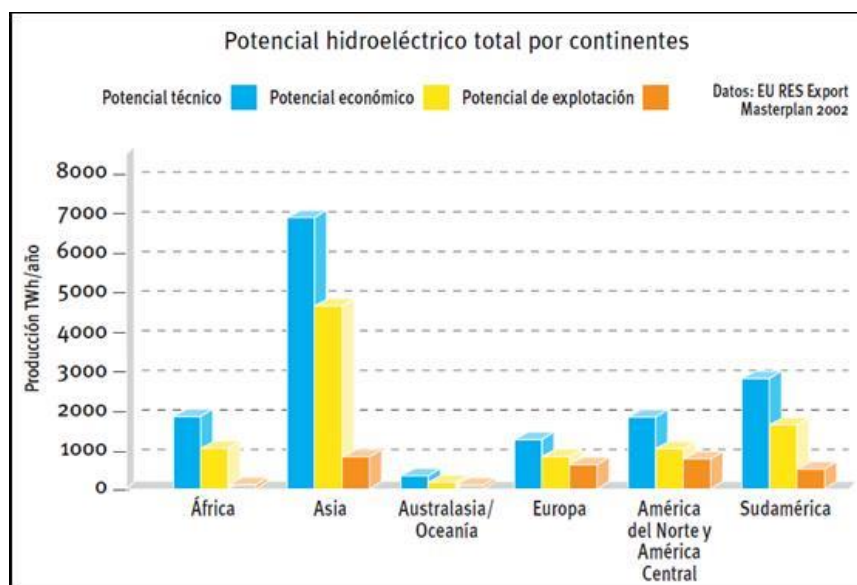


Figura 44. Potencial Hidroeléctrico Total por Continente (www.unesdoc.unesco.org)

A gran escala esta fuente de energía tiene un campo de expansión limitado, ya que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con una o varias centrales, y en los países en vías de desarrollo los grandes proyectos pueden chocar con obstáculos de carácter financiero, ambiental y social.

A menor escala, sin embargo, la generación de electricidad con Micro Centrales Hidroeléctricas sí ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías. A pesar de la existencia de este tipo de alternativas, la Agencia Internacional de la Energía concluye que mientras aumentan las previsiones de crecimiento del consumo de petróleo, bajan las reservas a nivel mundial.

El uso de petróleo en la generación de energía crea una dependencia exterior de los países importadores, haciendo a la vez vulnerable su sistema energético frente a posibles crisis del sector petrolífero. Por todo esto, las energías renovables nuevamente se convierten en una fuente segura de energía, que minimizaría la dependencia energética exterior al permitir mayor autonomía de los sistemas energéticos nacionales.

4.3. Ventajas respecto a otras fuentes de Energías Renovables.

Dada su naturaleza renovable, la hidroeléctrica es una forma de generación de energía que no implica la producción de desechos ni la emisión de gases de efecto invernadero, reportando una serie de ventajas, entre las que es posible señalar:

- ✓ Generación limpia, económica y virtualmente inagotable.
- ✓ Sustitución de combustibles fósiles y ahorro de sus emisiones contaminantes.
- ✓ Posibilidad de beneficios adicionales como riego, agua potable, turismo y recreación, además de la generación de electricidad.
- ✓ Larga vida útil.
- ✓ Empleo de recursos nacionales y de mano de obra local.

Es menester sostener que no hay formas de generación que no tenga impacto ambiental de mayor o menor severidad, y los grandes aprovechamientos hidroeléctricos no están exentos.

Conocer la magnitud del impacto provocado sobre el medio natural, económico y social en la zona de afectación del proyecto, obliga a los grandes aprovechamientos a que su estudio, proyecto y construcción queden supeditados a la racional explotación y preservación de todos los recursos naturales vinculados a la cuenca hídrica en la que se hallan emplazados. Entre las principales desventajas de orden ambiental y económico es oportuno citar:

- a. Mayor costo unitario [\$/kW] que otro tipo de centrales.
- b. Mayores períodos de estudio y construcción.
- c. Posible inundación de zonas aledañas.
- d. Eventual relocalización de poblados.

En este sentido, los *Pequeños Aprovechamientos* se caracterizan por no requerir los prolongados estudios técnicos, económicos y ambientales, asociados a los grandes proyectos, pudiéndose iniciar y completar más rápidamente, lo que los torna en una opción viable para la generación eléctrica en aquellas zonas aisladas dentro del país no servida por sistemas convencionales.

Cabe destacar que no existe una oposición entre grandes y pequeños aprovechamientos, ya que mientras los primeros abastecen al sistema interconectado nacional, los segundos proveen electricidad a zonas remotas de una manera comparativamente más económica y ambientalmente benigna.

4.4. Definición de Aprovechamientos Hidroeléctricos.

La Generación Hidroeléctrica consiste fundamentalmente en transforman *la Energía Potencial Gravitatoria* presente en un curso de agua (caracterizado por su Caudal [Q] y aprovechando la diferencia de desnivel existente entre dos puntos [H]) en *Energía Mecánica* en la Turbina Hidráulica. A continuación, ésta, activa el generador que transforma, en un segundo paso, la *Energía mecánica* en *Energía eléctrica*.

Aunque no exista un consenso a nivel Mundial respecto a la máxima Potencia instalada que puede llegar a tener las diferentes centrales hidroeléctricas, una primera clasificación de las mismas, sería:

Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas			
De acuerdo a la Potencia Instalada		De acuerdo al salto de Diseño	
Tipología de Central Hidroeléctrica	Potencia Máxima [Kilovatios]	Categoría	Salto [m]
Mediana Central	10.000 a 100.000	Alta	$H > 100$
Pequeña Central	1.000 a 10.000	Media	$30 > H > 100$
Mini Central	100 a 1.000	Baja	$30 > H > 2$
Micro Central	10 a 100		
Pico Central	0 a 10		

Tabla 3. Clasificación de Centrales Hidroeléctricas en función de la Potencia Instalada. (IRENA, 2008)

La potencia instalada no constituye en sí mismo un criterio básico para diferenciar una micro central de una central hidroeléctrica convencional. Dicho de otro modo, una micro central no es una central convencional a escala reducida. Esto quiere decir que, una turbina de unos cientos de kilovatios [kW] tiene un diseño hidráulico completamente distinto del de otra de unos cientos de megavatios [MW].

Desde el punto de vista de la obra civil, la Micro Central obedece a principios completamente distintos respecto a las grandes centrales alimentadas por enormes embalses. Se localizan en áreas apartadas y permiten el suministro de energía eléctrica a las poblaciones rurales (tal como hemos enunciado anteriormente).

4.4.1. Beneficios de Micros Aprovechamientos Hidroeléctricos.

Entre las principales ventajas de estos sistemas, podemos mencionar los siguientes:

- I. Alta eficiencia, pudiendo operar con bajos caudales y pequeños saltos.
- II. Los costos de operación, mantenimiento y aprovechamiento son relativamente bajos.
- III. La vida útil puede llegar a oscilar entre 30 y 150 años, dependiendo de la calidad de construcción, maquinaria utilizada y del mantenimiento de su estructura.
- IV. Confiabilidad, pueden producir un suministro continuo de energía eléctrica en comparación con otras alternativas de generación en la misma escala.
- V. Bajo impacto ambiental, la mayoría de los sistemas son de tipo agua fluyente, es decir, que el agua pasa al generador y es devuelto al flujo principal con pequeño impacto en el ambiente local.
- VI. Poca variación en el flujo suministrado, dicho de otro modo, la variación en la energía generada fluctúa gradualmente de día a día, no de minuto a minuto como con otras tecnologías (a citar, eólicas, solar).

A su vez, dentro de los beneficios que traen aparejadas las centrales hidroeléctricas de pequeña escala, podemos citar:

- I. Disposición y acceso a la utilización de energía eléctrica favoreciendo al sector social, ambiental y económico.
- II. En términos Sociales, contribuyen al mejoramiento de la calidad de vida de las personas en zonas rurales aisladas ya sea: abasteciendo de energía eléctrica a los hogares, centro de asistencia médica, centros educativos, agua potable por bombeo, comunicación y recreación; entre otros.
- III. En términos Ambientales, dicha forma de generación eléctrica favorece en la disminución del consumo del petróleo, carbón y leña; y con ello las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

- IV. *En términos Económicos*, activación del sector productivo, comercial e industrial, siendo participe de la generación de empleos y negocios de pequeña, mediana y gran escala, como mercados municipales y comunales, turismo, comercios, etc.

4.4.2. Condicionantes del Diseño.

Las *Micro Centrales Hidroeléctricas* están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presenta el lugar donde vayan a ser ubicadas. Cuando se vaya a poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

El sistema de generación depende del **Salto (H)** que se pueda materializar y del **Caudal (Q)** que se derive hacia la turbina; y la **Potencia (P)** generada es directamente proporcional a estos parámetros. De ello se desprende que, en un sistema donde la caída sea baja se necesita derivar más caudal para generar la misma cantidad de energía eléctrica que genera un sistema con un salto mayor.

Determinación del Salto Neto.

El **Salto (H)** es uno de los parámetros fundamentales a determinar para el diseño de una Turbina, y deberá ser el máximo permitido por la topografía del terreno, teniendo en cuenta los límites que marcan los impactos al medio ambiente y la viabilidad económica de las inversiones necesarias para su materialización.

Resulta útil definir una serie de conceptos:

- ✓ Salto bruto (H_b): Altura existente entre el punto de la toma de agua del azud y el punto de descarga del caudal turbinado al río.
- ✓ Salto útil (H_u): Desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.
- ✓ Salto neto (H_n): Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina.
- ✓ Pérdidas de carga (H_p): Son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobre todo en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc.

Para una primera aproximación, se puede estimar el salto bruto mediante un plano con curvas de nivel de la zona de emplazamiento. No obstante, para una determinación más correcta y exacta, será necesario realizar mediciones en la zona.

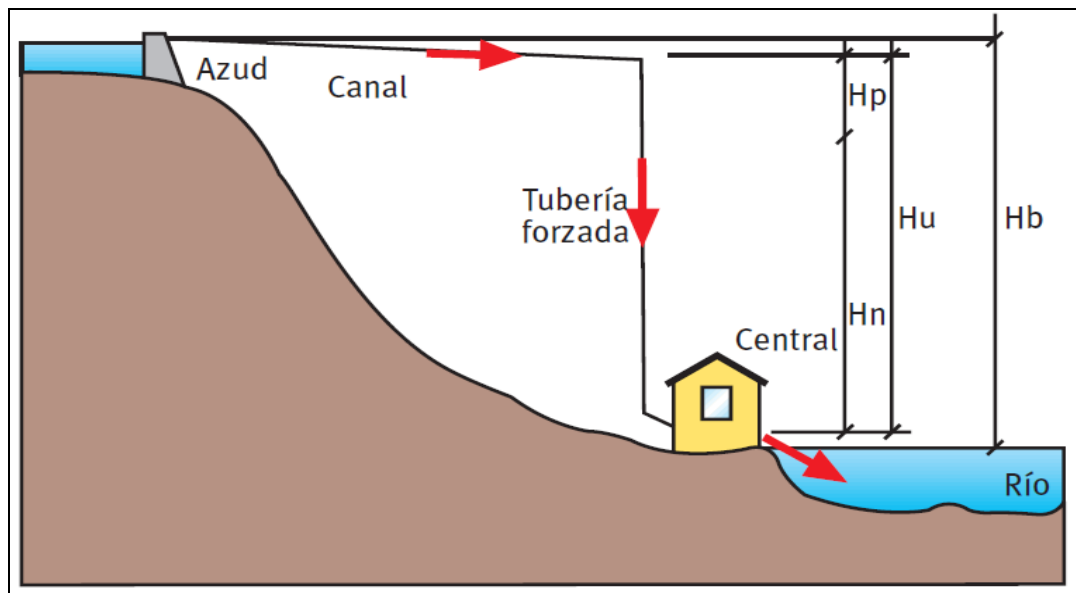


Figura 45. Determinación del Salto Neto, parámetro de diseño de una Turbina. (www.wikipedia.org)

Determinación del Caudal de Diseño.

Es fundamental la elección de un **Caudal (Q)** de diseño adecuado para definir el equipamiento necesario a instalar, de forma tal que la energía producida sea la máxima posible en función de la hidrología. Es poco probable que en un esquema de derivación se use un caudal mayor al caudal medio del río o arroyo, ya que esto no sería ambientalmente aceptable ni económicamente atractivo por la dimensión de las obras de derivación. La medición de los caudales de los ríos se realizan en las estaciones de aforo, donde se registran los caudales instantáneos que circulan por el tramo del río donde está ubicada la estación. Si no se cuenta con datos de esta naturaleza, se puede recurrir a series de datos pluviométricos en la zona y realizar un análisis de las mismas para transformar el dato de precipitación en un dato de caudal. Pero cuando no existen datos de aforos, se deben recurrir a mediciones directas del caudal en una sección del río, pero realizar una medida del caudal instantáneo resulta un registro aislado que aporta relativamente poco a la definición de este parámetro del sistema. Debido a las variaciones que experimenta el caudal de un río a lo largo del año, las mediciones instantáneas del caudal deben tomarse regularmente a lo largo de al menos un año.

4.5. Tipos de centrales hidroeléctricas.

Desde el punto de vista del **Emplazamiento** de la central hidroeléctrica, se realiza la siguiente clasificación general:

1. **Centrales de agua fluyente.** Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado, se devuelve al río
2. **Centrales a pie de presa.** Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.

4.5.1. Centrales de Agua Fluyente.

Es aquel aprovechamiento hidroeléctrico en el cual se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se la transporta hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica, el agua es devuelta nuevamente al cauce del río.

Será necesaria la construcción de todos o solo algunos de los siguientes elementos:

- Azud
- Toma
- Canal de derivación
- Cámara de carga
- Tubería forzada
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico
- Canal de descarga
- Subestación y línea eléctrica

Dentro de este grupo hay diversas formas de realizar el proceso de generación de energía. La característica común a todas las centrales de agua fluyente es que dependen directamente de la hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y éste es muy variable. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal que pasa por el río.

En algunos casos se construye una pequeña presa en la toma de agua para elevar el plano de ésta y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se conduce hasta la cámara de carga, de donde sale la tubería forzada por la que pasa el agua para ser turbinada en el punto más bajo de la central.



Figura 46. Esquema de Central Hidroeléctrica de Aguas Fluyente.

Para que las pérdidas de carga sean pequeñas y poder mantener la altura hidráulica, los conductos por los que circula el agua desviada se construyen con pequeña pendiente, provocando que la velocidad de circulación del agua sea baja, puesto que la pérdida de carga es proporcional al cuadrado de la velocidad. Esto implica que, en algunos casos, dependiendo de la orografía, la mejor solución sea optar por construir un túnel, acortando el recorrido horizontal.

Otros casos que también se incluyen en este grupo, siempre que no exista regulación del caudal turbinado, son las centrales que se sitúan en el curso de un río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de un Azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada.

4.5.2. Centrales a Pie de Presa.

Es aquel aprovechamiento hidroeléctrico en el cual existe la posibilidad de construir un embalse en el propio cauce del río para almacenar las aportaciones del mismo, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo. Mediante la construcción de una presa de una altura determinada se genera un desnivel apreciable. El nivel de agua alcanzara entonces, un punto sensiblemente cercano al extremo superior de la presa.

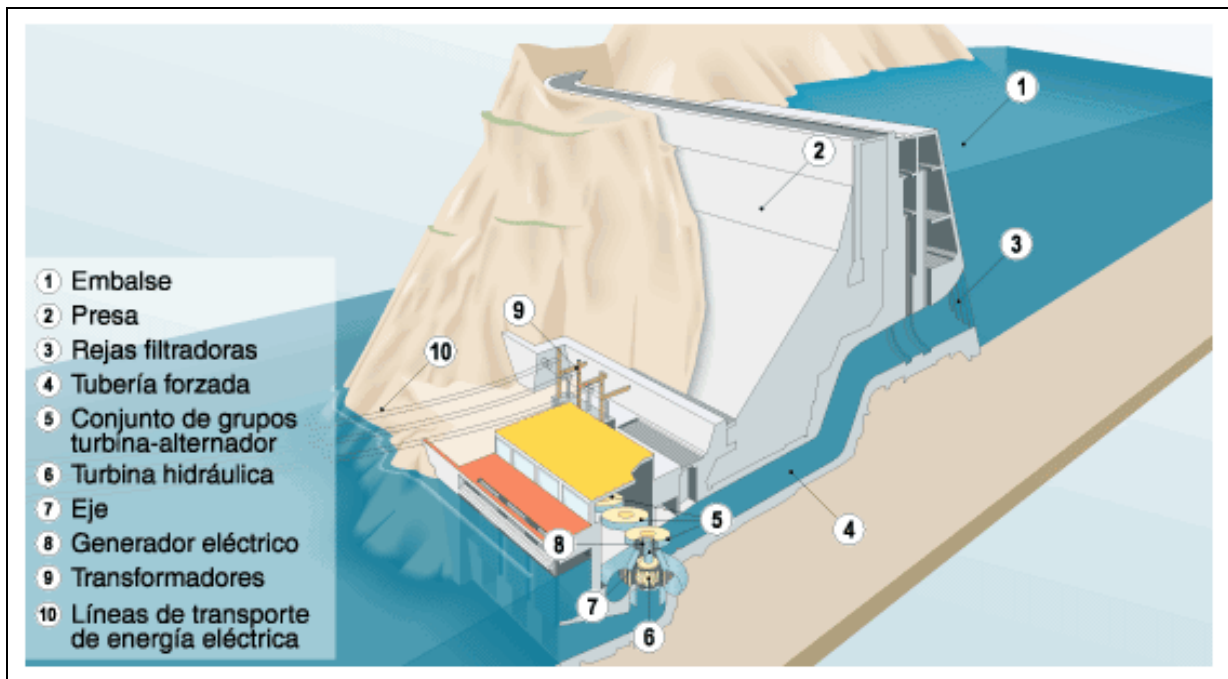


Figura 47. Esquema de Central Hidroeléctrica a Pie de Presa. (www.es.slideshare.net)

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, para aprovechar el volumen de embalse a cota superior; y en la base inferior -aguas debajo de la presa- se ubica la sala de máquinas, que aloja al grupo (o grupos) turbina-alternador. La energía liberada por el agua al caer por una conducción forzada que atraviesa la presa es transformada, mediante dicho grupo, en energía eléctrica. El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética, es decir, adquiere velocidad. Al llegar a las máquinas, actúa sobre los alabes del rodete de la turbina, haciéndolo girar.

La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta del consumo.

En las micro centrales hidroeléctricas el volumen de almacenado suele ser pequeño, permitiendo por ejemplo producir energía eléctrica un número de horas durante el día, llenándose el embalse durante la noche.

También se incluye en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riego o abastecimiento de agua potable en poblaciones. Dependiendo de los fines para los que fue creada la presa, se turbinan los caudales excedentes, los caudales desembalsados para riego o abastecimiento, e incluso los caudales ecológicos.

Las obras o instalaciones necesarias para construir la micro central a pie de presa serán:

- Adaptación o construcción de las conducciones.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
- Toma de agua con compuerta y reja.
- Subestación y línea eléctrica.
- Tubería forzada hasta la central.

4.5.3. Aprovechamientos de Usos múltiples.

Se denominan así a aquellos aprovechamientos hidráulicos que se construyen para atender distintos tipos de usos, como son el abastecimiento de agua potable, el riego, la regulación general de la cuenca o una parte de ella. En estos aprovechamientos, aunque su origen está basado en la satisfacción de las demandas consuntivas consideradas prioritarias, es posible también el aprovechamiento hidroeléctrico de los caudales desembalsados mediante una central generalmente ubicada a pie de presa, donde se turbinan caudales que luego se destinaron a los demás usos. La energía producida por estos aprovechamientos puede no adecuarse en cierta medida a las necesidades del sistema eléctrico.

4.5.4. Aprovechamientos Reversibles.

Una central hidroeléctrica de bombeo, o reversible, es un tipo especial de central hidroeléctrica que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua (por ejemplo, subiéndola a un embalse) consumiendo para ello energía eléctrica.

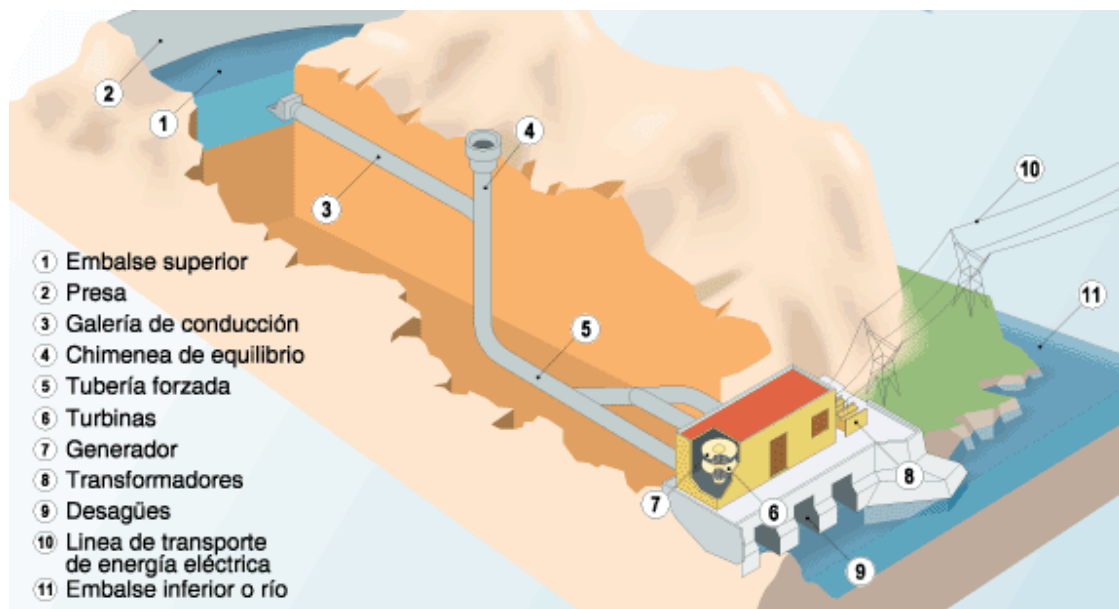


Figura 48. Esquema de Central Hidroeléctrica de Bombeo. (www.unesa.es/electrico)

Están concebidas principalmente para satisfacer la demanda energética en las horas pico de consumo (funcionando como una central hidroeléctrica convencional) y luego, durante las horas valle, las de menor demanda, se bombea el agua que ha quedado almacenada en el

embalse inferior, al embalse superior, de manera que el agua pueda volver a ser utilizada en un nuevo ciclo. A pesar de que en un ciclo bombeo-turbinación se producen pérdidas energéticas de cierta importancia (del orden del 25-30%), en términos económicos, esas pérdidas suelen ser menores que la relación de costes de generación entre las horas punta y valle. Son, en definitiva, una forma económica de almacenar energía en forma de agua embalsada en el depósito superior. Para satisfacer su objetivo primordial posee dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en la cota más baja (embalse inferior) puede ser elevada, durante las horas valle, mediante bombas al depósito situado en la cota más alta (embalse superior) con el fin de reutilizarla posteriormente para la producción de energía eléctrica.

CAPÍTULO 5. MÁQUINAS HIDRAULICAS - TURBINAS HIDRAULICAS.

5.1. Máquinas Hidráulicas. Definición.

Son dispositivos mecánicos que emplean para su funcionamiento las propiedades de un fluido, tal que la densidad de los mismos se puede considerar que no varía sensiblemente a su paso por la máquina; y, por lo tanto, con fines de cálculo y diseño, pueden considerarse incompresibles ($\rho = \text{cte.}$). Por ejemplo, las bombas, los ventiladores y las turbinas hidráulicas. En contraposición, si el fluido cambia sensiblemente el valor de su densidad a su paso por la máquina, estas máquinas ya no se denominan hidráulicas sino máquinas térmicas. Por ejemplo, los turbocompresores, las turbinas de gas y las turbinas de vapor. En cualquier caso, ambas categorías de máquinas pertenecen a las llamadas máquinas de fluido.

5.1.1. Clasificación de las Máquinas Hidráulicas.

Las máquinas hidráulicas se clasifican en:

- a. Máquinas de desplazamiento positivo: Son aquellas en las cuales el elemento intercambiador de energía cede su energía al fluido o viceversa en forma de energía de presión creada por una variación de volumen ($\rho \neq \text{cte.}$). Aquí, los cambios de dirección del flujo y la magnitud de la velocidad no tienen mayor importancia. Pertenecen a esta clasificación las máquinas de transmisión hidráulica y neumática, por ejemplo, las bombas de émbolo, de engranajes, de paletas, etc. y los cilindros hidráulicos y neumáticos.
- b. Turbomáquinas Hidráulicas: Son aquellas máquinas destinadas a transformar la energía de un fluido incompresible que pasa a través de la misma en energía mecánica. Toda Turbina convierte la energía del agua presente como energía potencial y energía cinética, en el trabajo mecánico existente en un eje de rotación.

5.2. Turbomáquinas Hidráulicas.

Una **Turbina Hidráulica** es accionada por el agua en movimiento, la cual es debidamente conducida hacia el distribuidor de la turbina, el cual **distribuye, regula y direcciona** el caudal que incide sobre el rotor o rodete. La energía potencial del tipo gravitatorio del agua se convierte en energía cinética al pasar sucesivamente por el distribuidor y el rodete. En consecuencia, se provocan cambios en la magnitud y dirección de la velocidad del fluido (se analizan a través del diagrama vectorial del triángulo de velocidades), lo que hace que se produzcan fuerzas tangenciales en el rodete, generándose energía mecánica al girar el mismo.

El intercambio de energía entre el rodete y el fluido está gobernado por la ecuación de transferencia de energía de Euler.

Estas máquinas presentan rendimientos elevados, rondando el 90%, después de considerar las pérdidas hidráulicas por fricción, por choque, mecánicas, entre otras.

5.2.1. Clasificación de las Turbomáquinas Hidráulicas.

Se clasifican a su vez en:

- a. **Turbomáquinas Generadoras:** En ellas la transferencia de energía se efectúa desde el rotor de la máquina hacia el fluido, es decir, la misma comunica energía al fluido. De modo tal que, la energía del agua aumenta en su paso por la misma. Absorben potencia para incrementar la presión del fluido. Ejemplo: Bombas, Compresores, Ventiladores.
- b. **Turbomáquinas Motoras:** En ellas la transferencia de energía se efectúa del fluido (incompresible) hacia un rotor provisto de alabes mientras el flujo pasa a través de estos, logrando de esta forma, convertir la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica de rotación (dicho de otro modo, son máquinas que absorben energía del fluido y restituyen energía mecánica).

Dentro de Las **Turbinas Motoras** existe una sub-clasificación de las mismas en relación al tipo de energía que utilizan para su funcionamiento; aquellas que sólo utilizan la **Energía Cinética (Ec)** del fluido para su accionamiento reciben el nombre de **Turbinas de Impulso o de Acción** y a este grupo pertenecen las llamadas Turbinas Pelton, Michelle Banki y Turbina Turgo; y por

contrapartida, aquellas que aprovechan la *Energía de Presión (Ep)* reciben el nombre de **Turbinas de Reacción**, a este grupo corresponden las turbinas conocidas como Francis y Kaplan. Más Adelante lo analizaremos en detalle.

5.2.2. Partes de una Turbina Hidráulica.


Una Turbomáquina elemental se compone básicamente de Tres (3) órganos diferentes que el fluido va atravesando sucesivamente en su recorrido, ellos son:

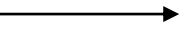
I. Distribuidor.

Es un elemento estático, pues no posee velocidad angular (órgano fijo) y en él no se produce trabajo mecánico. Sus funciones son:

- Acelerar el flujo de agua al transformar la energía potencial del agua en energía cinética. Cabe señalar que en las turbinas centrípetas y en las axiales está precedido de una cámara espiral (voluta) que conduce el agua desde la sección de entrada, asegurando un reparto simétrico de la misma en la superficie de entrada del distribuidor
- Dirigir el agua desde la sección de entrada hacia el rodete, siguiendo una dirección adecuada.
- Actuar como un órgano regulador de caudal, desde cerrar el paso totalmente ($Q=0$ m³/s) hasta el Caudal máximo (Q_{Max}).

En función del tipo de Turbina que se seleccione, el Distribuidor puede adoptar formas diferentes, a saber:

a) Turbinas de Reacción:  Forma radial, semi-axial y/o axial.

b) Turbinas de Acción:  Se materializa a través de un Inyector.

- i. Forma Tangencial: el agua se mueve en el rodete esencialmente en un plano tangencial (Ej. Turbinas Pelton, Turgo)

II. Rodete.

Llamado también Rotor o rueda, este elemento es el órgano fundamental de las turbinas hidráulicas ya que es el lugar donde se produce el intercambio energético con el fluido, mediante la aceleración y desviación, o por la simple desviación del flujo de agua a su paso por los álabes.

Consta esencialmente de un disco provisto de un sistema de álabes, paletas o cucharas, que está animado por una cierta velocidad angular (órgano móvil).

La geometría con la cual se realizan los álabes es fundamental para permitir el intercambio energético con el fluido; de modo tal que sobre ellas reposa parte importante del rendimiento global de toda la turbomáquina y el tipo de cambio energético generado (si la energía será transferida por cambio de presión o velocidad). Atendiendo a que la presión varíe o no en el rodete, las turbinas se clasifican en turbinas de reacción o turbinas de acción, como hemos mencionado anteriormente.

III. Difusor o Tubo de Aspiración

El difusor o tubo de aspiración, es el elemento por el cual desagüa el agua que sale del rodete, generalmente con ensanchamiento progresivo (es decir, tiene la forma de un conducto divergente; recto o acodado) y la conduce hasta el canal de fuga, permitiendo cumplir las siguientes funciones:

- Recupera la altura entre la salida del rodete y el nivel del canal de desagüe.
- Recupera una parte de la energía cinética correspondiente a la velocidad residual del agua en la salida del rodete, a partir de un diseño del tipo difusor.

Si por razones de explotación el rodete está instalado a una cierta altura por encima del canal de fuga, un simple difusor cilíndrico permite su recuperación, que de otra forma se perdería.

Si la turbina no posee tubo de aspiración, se la llama de escape libre. En las turbinas de acción, el empuje y la acción del agua, coinciden, mientras que, en las turbinas de reacción, el empuje y la acción del agua son opuestos. Este empuje es consecuencia de la diferencia de velocidades

entre la entrada y la salida del agua en el rodete, según la proyección de la misma sobre la perpendicular al eje de giro.

Carcasa

Si bien este elemento no interviene en el rendimiento de la turbomaquina, tiene la función general de cubrir y soportar a las partes de la turbina. Tiende a evitar que el agua, posterior a su paso por el rodete, no salpique hacia el resto del equipo y/o sala de máquinas, manteniendo el orden y la limpieza. En las turbinas Francis y Kaplan, por ejemplo, tiene la forma de una espiral.

Con el diseño de micro turbinas aparece en consideración el tema de los costos de fabricación y mantenimiento. Al proyectar la máquina, el procedimiento de fabricación apunta hacia minimizar los costos de manufactura y mantenimiento. Deben cuidarse en extremo las tolerancias dimensionales y las rugosidades superficiales, debido a que al tratarse de equipos de reducidas dimensiones los errores relativos adquieren relevancia. Esto toma capital importancia en la construcción de los elementos destinados a la conversión de la energía hidráulica en mecánica (rodete, álabes), siendo necesarios la precisión en las dimensiones de diseño y que su terminación superficial sea adecuada al tamaño de la máquina, sin incrementar notablemente los costos de la misma.

5.2.3. Fenómenos en las Turbinas Hidráulicas.

Cavitación: Consiste en la formación, dentro del seno del fluido, de espacios huecos o cavidades llenas de gas, producidas por una vaporización local del agua debido a acciones dinámicas: se produce una reducción de presión dentro del seno del líquido cuando se mueve a grandes velocidades. Al restituirse la presión a valores normales, las burbujas colapsan y las fuerzas involucradas pueden dañar al equipo. (Benito 2010)

Golpe de ariete: Al interrumpir bruscamente el caudal de agua que circula con cierta velocidad a través de un conducto, se producen fuertes variaciones de presión sobre las paredes interiores de este y del elemento que corta al caudal suministrado como consecuencia del cambio brusco en el movimiento del agua.

Además de las deformaciones motivadas por las sobrepresiones y depresiones mencionadas, se presentan vibraciones y otros efectos perjudiciales que pueden ocasionar roturas, aplastamientos, etc.

Efecto ventilante: Se produce dentro de la carcasa cuando se tiene un espacio muy grande entre esta y el rodete. Se debe a un mal diseño de la carcasa donde el aire actúa oponiendo resistencia al giro del rodete.

5.3. Tipos de Tubomáquinas Motoras.

Como se señaló anteriormente, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción. A estos dos grupos corresponden las turbinas modernas que hoy en día se emplean en las centrales hidráulicas, sean estas pequeñas o grandes.

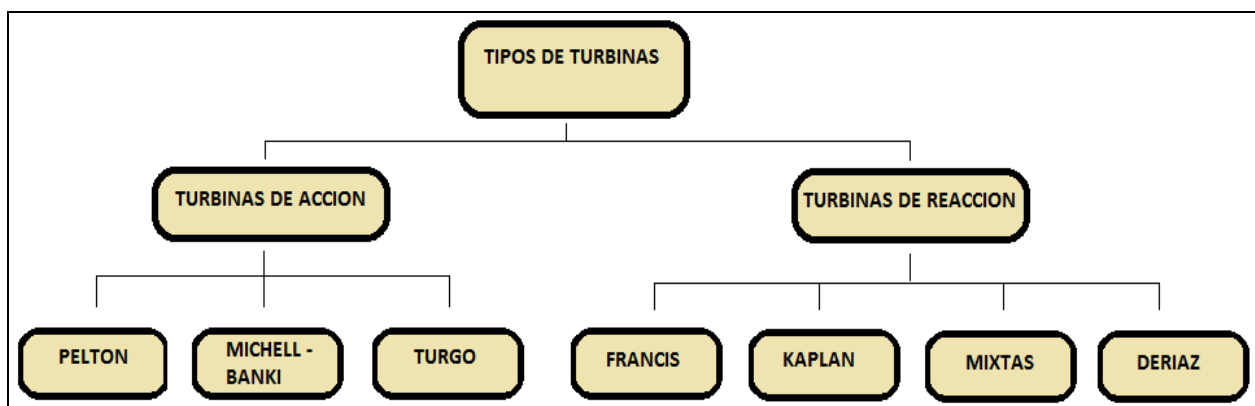


Figura 49. Tipos de Turbomáquinas Motoras. Libro: “Manuel Polo Encinas”. FCEfYn -UNC-

5.3.1. Turbinas de Acción.

La energía del agua que sale del distribuidor es totalmente cinética (la transformación de energía potencial a cinética, se produce al pasar el agua a través de una aguja que provoca un estrechamiento del diámetro del conducto forzado). A lo largo de todo el recorrido a través del rodete, el fluido se encuentra a la presión atmosférica. Se utiliza esta clase de turbinas en los grandes saltos donde las pérdidas de altura resultan de escasa importancia.

- a) Turbinas Pelton de 1 o más inyectores
- b) Turbinas Turgo
- c) Turbinas Michell-Banki

El agua se mueve en el rodete esencialmente en un plano Tangencial

5.3.2. Turbina Pelton

Las turbinas de impulso o de acción tienen la peculiaridad de aprovechar solamente la energía cinética del fluido; no existe pues, gradiente de presión entre la entrada y la salida de la máquina. El grado de reacción es cero.

Es una Turbomáquina motora, de flujo radial, admisión parcial y de acción. Consiste en un Rodete (rueda o rotor) dotada de cucharas en su periferia, las cuales están especialmente desarrolladas y diseñadas para convertir la energía de un chorro de agua que incide sobre los alabes en forma de cucharas.

La rueda Pelton, cuyo nombre proviene del ingeniero estadounidense Lester Allen Pelton, quien buscando oro en California, concibió la idea de una rueda con cucharas periféricas que aprovechara la energía cinética de un chorro de agua, proveniente de una tubería de presión, incidiendo tangencialmente sobre la misma. Ensayó diversas formas de alabes hasta alcanzar una patente de la rueda en 1880, desde cuya fecha ha tenido gran desarrollo y aplicación.

El alabe tiene la forma de doble cuchara, con una arista diametral sobre la que incide el agua, produciéndose una desviación simétrica en dirección axial, buscando un equilibrio dinámico de la máquina en esta dirección. Por ser el ataque del agua en sentido tangencial a la rueda se la

denomina también turbina “tangencial”; por tener el fluido un recorrido axial a su paso por el alabe, se clasifica también entre las máquinas de tipo axial.

Encuentra justa aplicación en aquellos aprovechamientos hidráulicos donde la ponderación de la carga es importante respecto al caudal. En este tipo de turbinas el agua se conduce desde un depósito a gran altura a través de un canal o una tubería forzada hasta una boquilla eyectora que convierte la energía cinética del agua en un chorro a presión.

Desde el punto de vista de diseño, existe adaptabilidad para diferentes caudales y alturas. La turbina Pelton puede estar equipada con una, dos o más toberas para mayores salidas. En la fabricación se usa comúnmente la fundición para el rotor, siendo los materiales, acero o bronce.

Un chorro de agua de alta velocidad, emerge de una tobera incidiendo en las paletas y poniendo la rueda en movimiento. La velocidad de rotación está determinada por la magnitud de caudal, y la velocidad del agua es controlada por medio de una aguja en la tobera (la turbina funciona más eficientemente cuando la rueda gira a un medio de la velocidad del chorro).



Figura 50. Rodete de una Turbina Pelton (www.wikipedia.com).

Si la carga en la rueda disminuye súbitamente, el deflector de chorro desvía parcialmente el chorro que proviene de la tobera hasta que la aguja ha reducido adecuadamente el caudal. Este arreglo es necesario debido a que, si en la eventualidad de una disminución súbita de la carga,

la aguja fuera cerrada rápidamente, el flujo de agua se reducirá demasiado abruptamente, causando el fenómeno del "golpe de ariete" en el sistema hidráulico.

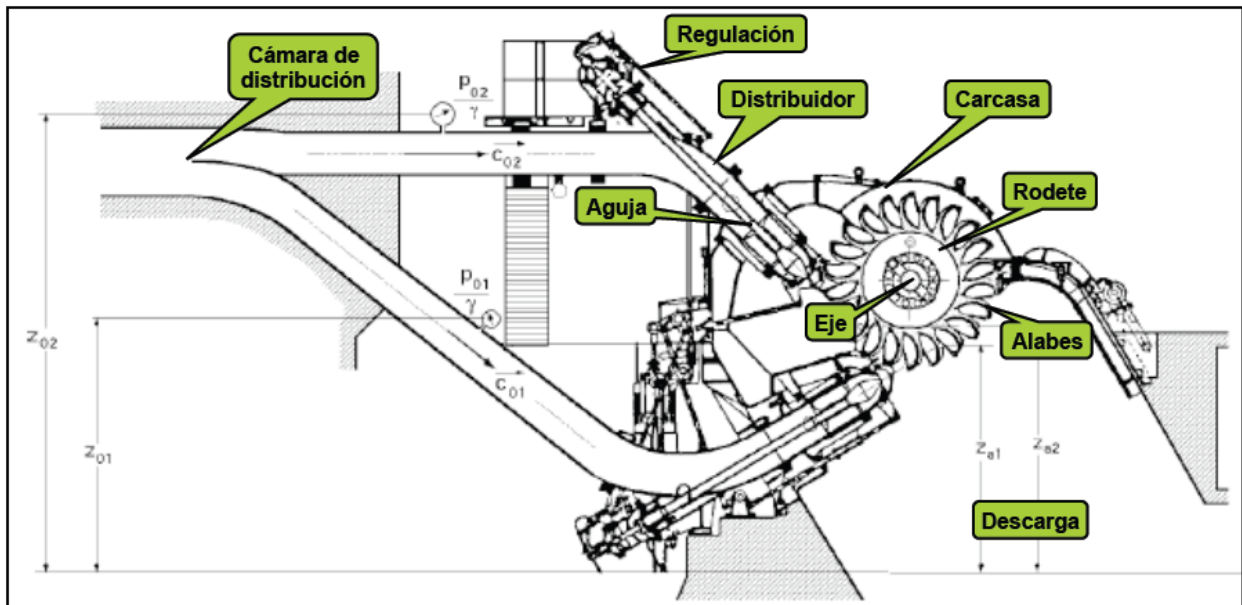


Figura 51. Componentes de una Turbina Pelton de eje horizontal, con 2 inyectores. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYN -UNC-.

5.3.3. Turbina Michell - Banki

La característica principal de la turbina de flujo cruzado es el chorro de agua de sección transversal rectangular que pasa dos veces a través de los álabes del rotor, ubicados en la periferia del rotor cilíndrico, perpendicular al eje de éste. El agua fluye a través de los álabes, primero desde la periferia hacia el centro y entonces, después de cruzar el espacio abierto del rotor, desde dentro hacia fuera.

La conversión de energía tiene lugar dos veces; primero en la incidencia del agua sobre el álabe en la entrada y luego cuando el agua golpea el álabe en el escape desde el rotor. Es una turbina de libre desviación, de admisión radial y parcial. Debido a su número específico de revoluciones cuenta entre las turbinas de régimen lento.

A diferencia de la mayoría de turbinas hidráulicas, que tienen un flujo axial o radial, en la turbina de flujo transversal el fluido atraviesa los álabes de forma diagonal. Como en una rueda hidráulica el agua entra en el borde de la turbina saliendo por el interior. Tras atravesar el vano central sale por el lado opuesto. Es una máquina de acción.

Al pasar dos veces se obtiene una eficiencia elevada para flujos variables, además de limpiar el rotor de residuos. La máquina es de baja velocidad, apta para bajas alturas, pero elevados caudales. Gracias a su simplicidad constructiva, suelen ser máquinas de coste reducido. Todo ello lo hace apropiado para centrales de pequeño tamaño

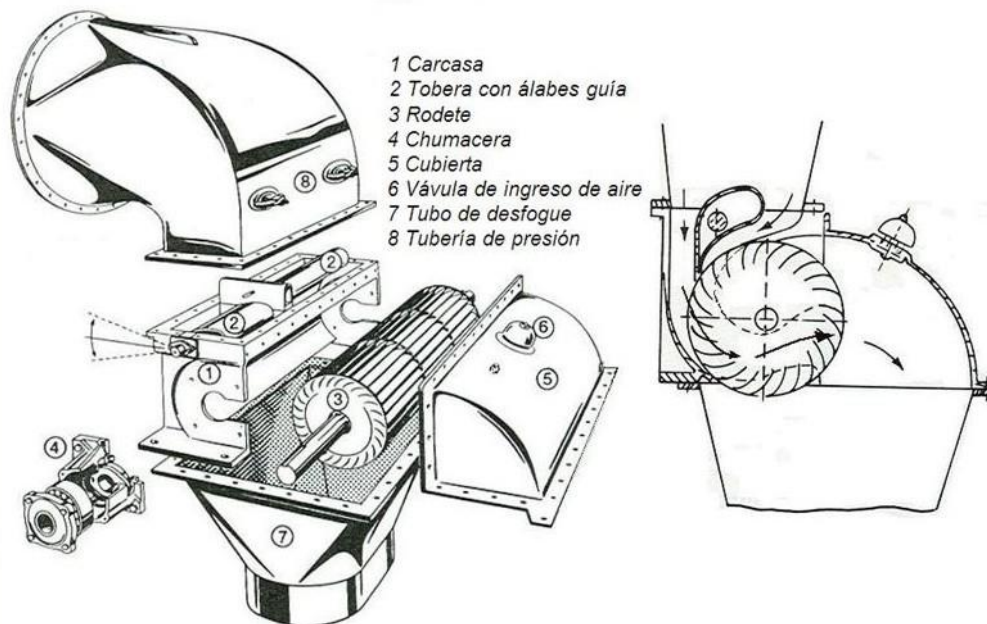


Figura 52. Componente de Turbina Michell-Banki (www.wikipedia.com)

La turbina de flujo cruzado puede aplicarse sobre un rango de alturas de caída desde menos de 2 m a más de 100 m. Una gran variedad de caudales puede acomodarse con un diámetro constante del rotor.

5.3.4. Turbinas de Reacción.

La energía del agua que sale del distribuidor es en parte cinética y en parte de presión (la transformación de potencial a cinética que se produce en el distribuidor no es completa: el agua sale con una velocidad inferior a la de las turbinas de acción, pero con una presión no nula). Al moverse el agua por los espacios que hay entre los álabes del rodete, que se encuentran llenos de agua, ocurre una aceleración; así pues, en el mismo álabe se transforma aún parte de la energía potencial en cinética. El chorro de agua que sale, ejerce entonces una reacción sobre la cámara de álabes, cuya componente horizontal se convierte en una fuerza centrífuga.

Las turbinas de reacción trabajan completamente sumergidas en el agua y en la parte final tienen un difusor.

a) Turbinas Francis, en sus variantes: lenta, normal y rápida

- i. *Forma radial*: El agua fluye centrípetamente en dirección radial hacia el eje de la máquina (Ej: Turbina Francis muy lenta).
- ii. *Forma semi-axial o flujo mixto*: el agua fluye también centrípetamente, pero desplazándose simultáneamente en la dirección axial (Ej. Francis rápida).

b) Turbina Deriaz

c) Turbinas Kaplan y de hélice

- i. *Forma axial*: el agua se mueve axialmente en cilindros concéntricos al eje de la máquina, sin desplazamiento radial.

d) Turbinas axiales, en sus variantes: tubular, bulbo y de generador periférico.

5.3.5. Turbina Francis

Se trata de una turbina de reacción de flujo interno que combina conceptos tanto de flujo radial como de flujo axial, se pueden diseñar para un amplio rango de saltos y caudales, siendo capaces de operar en rangos de desnivel que van de los treinta metros hasta varios cientos de metros y con caudales que a veces alcanzan los 200 m³/s y otras solo de 10 m³/s. Esta versatilidad, junto con su alta eficiencia, ha hecho que este tipo de turbina sea la turbina hidráulica más generalizada en el mundo hasta el momento actual. De acuerdo con la ponderación de la carga sobre el caudal o viceversa, se originan unas particulares características en la máquina, que dan lugar a dos tipos, no siempre completamente definidos: la Francis pura y la Francis Mixta.

- Francis puramente radial \longrightarrow Toda la transferencia energética de fluido a rotor se efectúa mientras el agua pasa a través de los alabes, todo el tiempo, en la dirección radial y de afuera hacia adentro, con un aprovechamiento máximo de la

acción centrípeta, para lo cual se procura siempre dar al agua un recorrido radial relativamente largo. Uso: Cargas grandes y caudales reducidos.

- Francis Mixta → El agua recorre los alabes en dirección radial y de afuera hacia dentro sólo en una parte de los mismos (superior), terminando el agua su recorrido por entre los alabes en dirección axial, en cuya fase final trabaja como turbina axial. Uso: Saltos de agua mediana a bajas con caudales relativamente grandes.

Lleva su nombre en honor al ingeniero James Bichano Francis (1815-1892) de origen inglés.

La admisión tiene forma de espiral. Los álabes directores dirigen el agua tangencialmente hacia el rodete. Este flujo radial actúa sobre los álabes del rodete, causando que este gire. Los álabes directores, también conocidos como álabes giratorios, pueden ser ajustables para permitir un funcionamiento eficiente en un rango amplio de condiciones del caudal de agua.



Figura 53. Cámara espiral de entrada de una Turbina Francis. (www.wikipedia.com)

Es el Rodete el corazón de la Turbina, ya que aquí tiene lugar el intercambio de energía entre la máquina y el fluido. En forma general, la energía del fluido al momento de pasar por el rodete es una suma de energía cinética, energía de presión y energía potencial. La turbina convierte esta energía en energía mecánica que se manifiesta en el giro del rodete.

El rodete a su vez transmite esta energía por medio de un eje a un generador eléctrico dónde se realiza la conversión final en energía eléctrica. El rotor puede tener diversas formas dependiendo del número específico de revoluciones para el cual esté diseñada la máquina, que a su vez depende del salto hidráulico y del caudal de diseño.



Figura 54. Rodete de una Turbina Francis. (www.wikipedia.com)

El tubo de desfogue o difusor da salida al agua de la tubería y al mismo tiempo procura una ganancia en carga estática hasta el valor de la presión atmosférica, debido a su forma divergente. Se tiene así a la salida del rotor una presión más baja que la atmosférica, y por tanto, un gradiente de presión dinámica más alta a través del rodete.

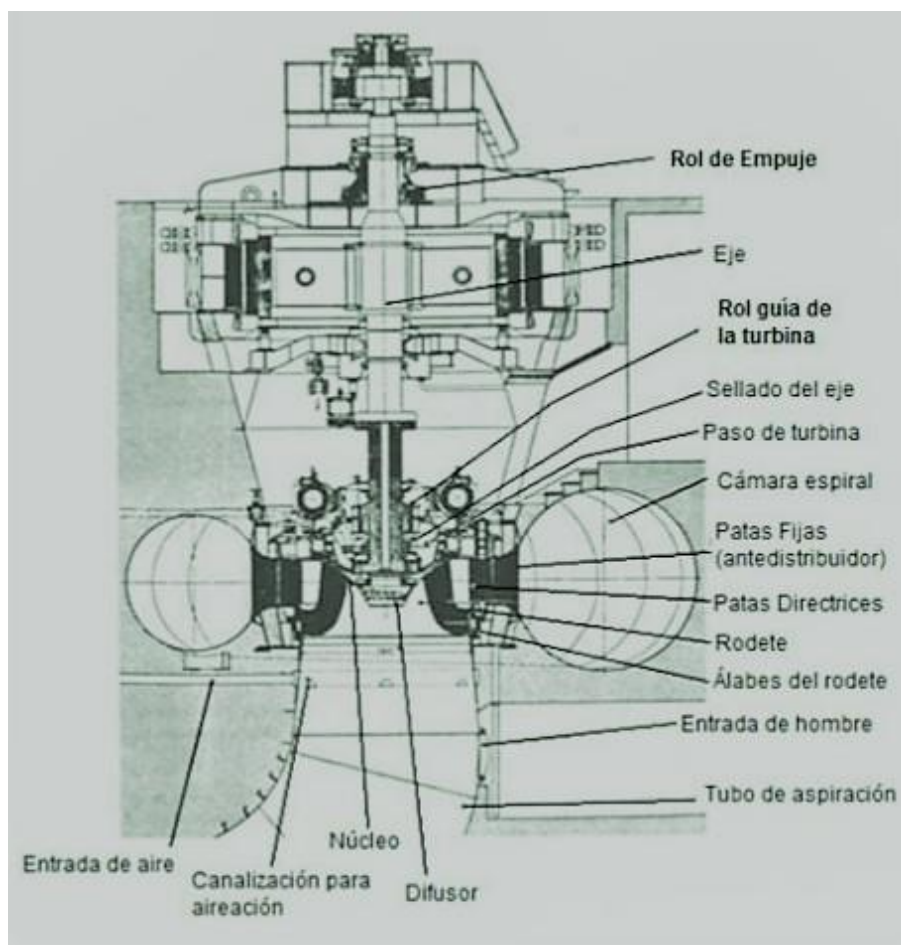


Figura 55. Componentes de una Turbina Francis. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYN -UNC-.

5.3.6. Turbina Kaplan

Se señala a la *Turbina Kaplan* como la Turbina Hidráulica típica de reacción de **Flujo Axial** que tiene verdadera importancia en la actualidad. La misma es una turbina de hélice con **alabes ajustables**, de forma tal que la incidencia del agua en el borde de ataque del alabe pueda producirse en las condiciones de máxima acción, cualesquiera que sean los requisitos de caudal o de Carga. Se logra de esta manera mantener un rendimiento elevado a diferentes valores de Potencia. Esta es característica importantísima para un rotor de hélice, pues es una de las deficiencias más notables que se advierten en las turbomaquinas de hélice de alabe fijo, en las cuales la incidencia del agua sobre el borde de ataque se produce bajo ángulos inapropiados, dando lugar a separación y/o choque, que reducen fuertemente el rendimiento de la unidad.

La Turbina Kaplan debe su nombre al Ingeniero Víctor Kaplan (1876-1934) de origen Austriaco, quien concibió la idea de corregir el paso de los alabes automáticamente con las variaciones de la Potencia (fenómeno impensado a principios del Siglo XX pero que fue imponiéndose primero en Europa y después en el mundo entero a medida que progresaba el desarrollo tecnológico). La Turbina Kaplan encuentra aplicación en una gama de cargas que varían aproximadamente de 1 metro a 90 metros, si se incluyen a las turbinas de bulbo, que también son de hélice con paso variable.

Esta turbina, además de mantener buen rendimiento en la regulación del gasto o con las oscilaciones de la carga por variación de la cota de nivel del embalse, permite también aumentar el caudal por unidad, para una determinada carga y por tanto la potencia, con lo cual se puede reducir el número de unidades en ciertos aprovechamientos hidráulicos y en consecuencia disminuir los costos de primera instalación.

Los órganos principales de una Turbina Kaplan son:

- a) Cámara de Alimentación: suelen ser de concreto debido a la gran capacidad de gasto.
- b) Distribuidor: Regula el gasto y además imprime al agua el giro necesario, en una zona de vórtices libres, que precede al rotor, propiciando el ataque adecuado del agua a los alabes para una transferencia de energía eficaz.
- c) El Rotor: constituido por un robusto cubo en el cual van empotrados los alabes encargados de efectuar la Transferencia de energía del agua al eje de la unidad.

Los álabes del rodete en las turbinas Kaplan son siempre regulables y tienen forma de una hélice, mientras que los álabes de los distribuidores pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables, se dice que la turbina es una turbina Kaplan verdadera; si solo son regulables los álabes del rodete, se dice que la turbina es una turbina Semi-Kaplan. Las turbinas Kaplan son de admisión radial mientras que las semi-Kaplan pueden ser de admisión radial o axial.

Para su regulación, los álabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manijas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina. Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento

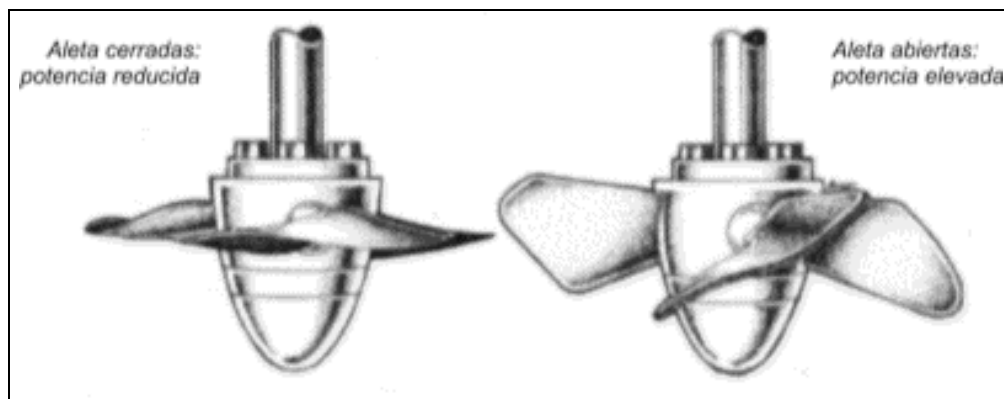


Figura 56. Ajuste de Alabes en el Rotor de Turbina Kaplan. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYN -UNC-.

Los álabes del rotor tienen perfil de ala de avión y desarrollo helicoidal. El perfil de ala permite obtener una acción útil del agua sobre el alabe en el movimiento que aquella tiene respecto a este. La forma helicoidal se justifica en virtud de que la velocidad relativa del flujo varía en dirección y magnitud con la distancia al eje de giro.

d) Tubo de Desfogue: Casi siempre acodado y semejante al de la turbina Francis.

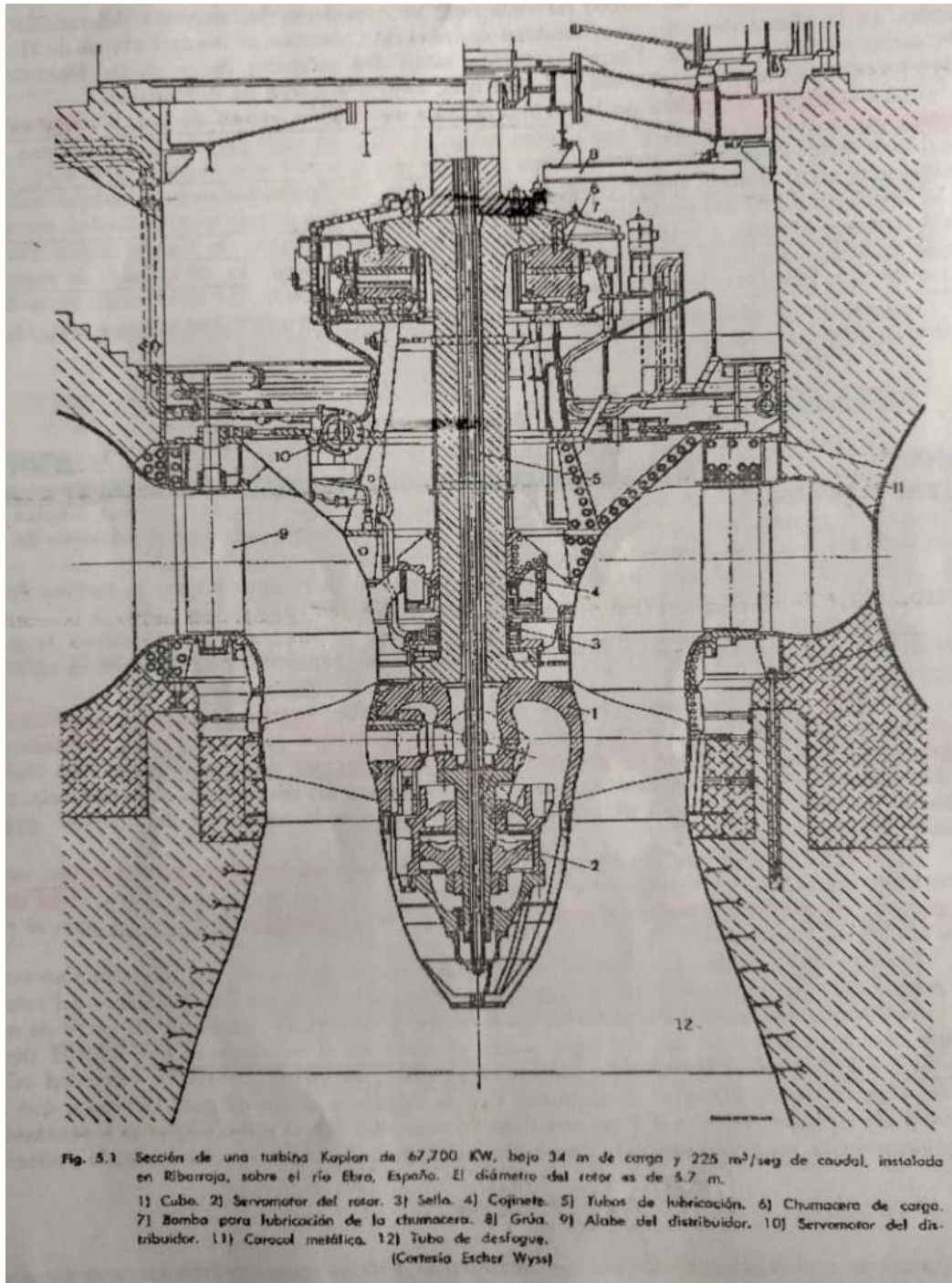


Figura 57. Componentes de una Turbina Kaplan. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYn -UNC-.

CAPÍTULO 6. TURBINA TURGO.

6.1. Definición.

La **Turbina Turgo** es una Turbina Hidráulica de **Impulso** diseñada para saltos de desnivel medio. Es una Turbomáquina Motora de **Acción**, a chorro libre. Fue diseñada por Eric Crewdson, director general de la compañía “Gilbert Gilkes & Gordon Ltd”, con sede en Kendal, Reino Unido; en el año 1919, a partir de una serie de modificaciones de la Turbina Pelton.



Figura 58. Imagen de una Turbina Turgo en Banco de prueba. Universidad Pública de Lima.

El **Distribuidor** de la Turbina Turgo consiste básicamente en un inyector del tipo Pelton (consta esencialmente de una tobera y de una válvula de aguja) que proyecta un chorro de agua inclinado respecto al eje del Rodete, en un ángulo de 15° a 22.5° .

El **Rodete** se asemeja a un medio rodete Pelton, como si a este se le dividiera mediante un plano que pasa por las aristas de las cucharas y sea perpendicular al eje. De modo tal que, para una misma potencia, el rodete Turgo tiene la mitad del diámetro que el de un rodete Pelton y dobla la velocidad específica.

La Turbina Turgo puede manejar un mayor flujo de agua que el Pelton debido a que el agua que sale no interfiere con las cucharas adyacentes. Esta turbina puede ser montada con eje horizontal o vertical.



Figura 59. Turbina Turgo de Eje Horizontal. (www.spanish.smallhydropurbines.com)



Figura 60. Turbina Turgo de Eje Vertical. (www.spanish.smallhydropurbines.com)

6.2. Principio de Funcionamiento.

En la **Tobera** se acelera el agua, transformándose prácticamente toda la altura neta de la Turbina (energía potencial gravitatoria) en altura cinética del chorro, salvo las pérdidas propias en el inyector. Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando a los álabes, obteniéndose el trabajo mecánico deseado.

La Potencia de la Turbina se regula variando el Caudal. Éste varía mediante el desplazamiento rectilíneo de la válvula de aguja, gobernada por el regulador de velocidad, que cierra más o menos el orificio de salida de la tobera o inyector, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por esta, al objeto de mantener constante la velocidad del rodete, evitándose

embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada al generador.

Las formas cóncavas de los álabes hacen cambiar la dirección del chorro de agua, saliendo éste con muy poca energía, por el borde lateral opuesto (invirtiendo pues, su flujo) sin ninguna incidencia posterior sobre los álabes. De este modo, el impulso resultante hace girar el rodete de la turbina, comunicando la energía al eje de la turbina, donde queda transformada instantáneamente en energía Mecánica.

Según la definición de toda Turbomáquina de Acción, la presión del agua debe ser constante en la zona del rodete, dicho de otro modo, no hay variación de la presión cuando el chorro de agua pasa a través de los álabes. Normalmente ésta es la presión atmosférica (chorro libre).

Se instalan una o varias toberas o inyectores por rodete. Incrementando el número de inyectores se incrementa la velocidad específica del rodete en la raíz cuadrada del número de chorros (cuatro chorros rinden dos veces la velocidad específica de un chorro para la misma turbina).

Normalmente no tienen tubo de aspiración. Esto tiene la ventaja de que pueden instalarse en cualquier altura de suspensión H_s sin peligro de cavitación como en las turbinas de Reacción.

Como se observa en la siguiente figura, en las turbinas Turgo, sólo unos pocos álabes están activos simultáneamente, lo cual es otra de las características principales de dichas turbinas, que por esta razón se las denomina de **Admisión Parcial**.

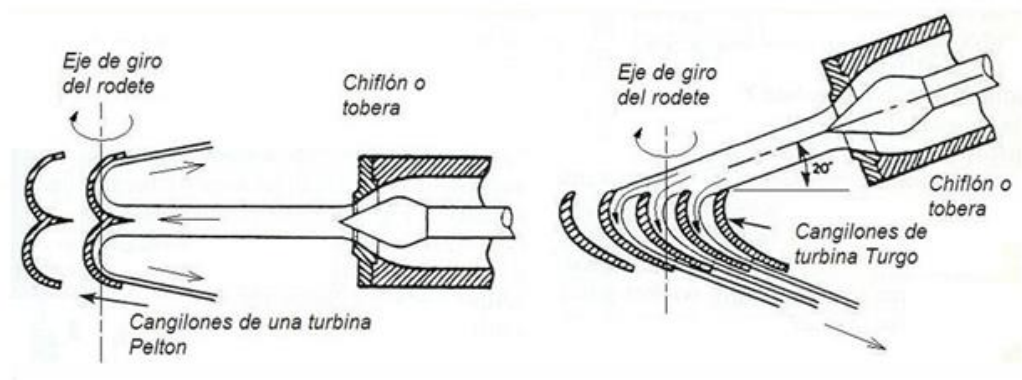


Figura 61. Comparativa de Angulo de incidencia del chorro de agua Sobre Alabes entre Turbina Pelton y Turgo. Libro: "Turbomaquinas Hidraulicas". Mataix.

6.3. Campo de aplicación.

Utilizada mayormente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción, lo que las hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala.

Las turbinas Turgo operan en un rango de desniveles en el cual se solapan las turbinas Pelton, Francis y (BANKI), tal como se observa en la siguiente figura. Tienen varias ventajas respecto a las Turbinas Francis y Pelton en determinadas aplicaciones. A citar:

- a) En primer lugar, el rodete es más barato de fabricar que el de una Pelton.
- b) En segundo lugar, no necesita una carcasa hermética como la Francis.
- c) Por último, tiene una velocidad específica más elevada y puede manejar un mayor flujo para el mismo diámetro que una turbina Pelton, conllevando por tanto una reducción del coste del generador y de la instalación.

Se puede realizar una selección rápida de la turbina para una micro central hidroeléctrica, utilizando el siguiente diagrama en la que aparecen las diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

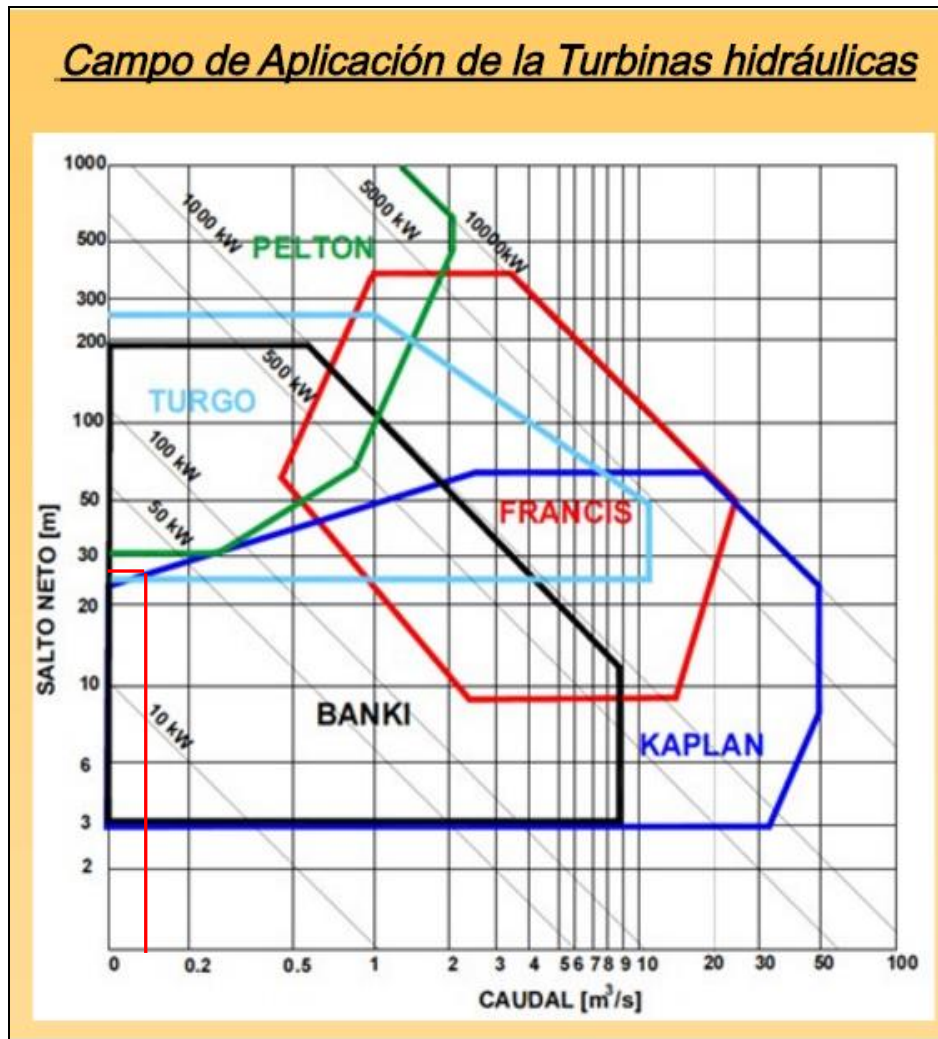


Figura 62. Campos de aplicación de las Turbinas Hidraulicas. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYN -UNC-.

Según esta figura Dado un caudal de 0,010 m³/s y un salto neto de 26 m, podemos seleccionar el diseño de una Turbina Turgo. En el capítulo siguiente se llevará a cabo la Memoria de Calculo Correspondiente.

El rango de aplicación de toda turbina está definido por los números específicos de

revoluciones n_q y n_s \longrightarrow

$$n_s = \frac{N_*(P)^{1/2}}{(H)^{5/4}} \qquad n_q = \frac{N_*(Q)^{1/2}}{(H)^{3/4}}$$

Donde:

- P es la potencia de la Turbina, en [CV].
- Q es el caudal total que fluye por la turbina, en [m³/s]. En el caso que se instalen más de una tobera, el Caudal total será la sumatoria de los caudales que fluyen por cada una de ellas.

- H es el salto neto de la central, en [m].
- N es la velocidad de giro de la turbina, en [rpm].

Datos obtenidos para el diseño

Parámetro	Valor	Unidad
H	26,00	metro
Q	10	litro/seg
z	1	inyector
η	0,89	eficiencia

Este tipo turbina se diseña para operar aprovechando saltos de hasta 280 metros, se generará aproximadamente 2 [kW] y su eficiencia estará comprendida entre 80% - 92%.

La principal ventaja de este tipo de turbinas esta proporcionada por las elevadas eficiencias que se obtienen en su operación a bajas cargas, ésta es una de las razones por la cual se justifica la utilización de turbinas Turgo en este tipo de proyectos como lo son las pequeñas centrales hidroeléctrica.

CAPÍTULO 7. MEMORIA DE CÁLCULO

A continuación, se describen y realiza el cálculo de los principales elementos que componen la Micro Turbina proyectada. Los pasos a seguir para un correcto dimensionado son:

1. Cálculo de la Potencia utilizable.
2. Ecuación de Euler y Triángulo de Velocidades.
3. Proyecto del Inyector.
4. Álabes del Rodete.
5. Proyecto del Rodete de la Turbina Turgo.
6. Cálculo de Fuerzas Actuantes

7.1. Cálculo de la Potencia Utilizable.

Como hemos mencionado anteriormente, un sistema de generación hidráulica requiere de un caudal y de una diferencia de altura (conocida como "salto") para producir potencia útil. Se trata de un sistema de conversión de energía, es decir, se toma energía en la forma de caudal y salto y se entrega energía en forma de electricidad o energía mecánica en el eje.

Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como la que absorbe, pues una parte de la energía se pierde en el sistema mismo en forma de fricción, calor, ruido, etc. La capacidad del aprovechamiento respecto del tiempo nos da el valor máximo. Este valor nos permite conocer el valor mínimo de puesta en red, así como el intervalo acotado de diseño.

Para el diseño de la turbina se consideraron los siguientes parámetros:

Datos:

$$Q = 0,01 \text{ m}^3/\text{s}$$
$$g = 9,806 \text{ m}/\text{s}^2$$
$$H = 26 \text{ m}$$
$$\rho = 1.000 \text{ kg}/\text{m}^3$$

Calculamos luego la potencia con la siguiente ecuación:

$$P_t = \gamma * H * Q = \rho * g * H * Q$$

$$P_t = 1.000 \frac{kg}{m^3} * 9,806 \frac{m}{s^2} * 26 m * 0,01 \frac{m^3}{s} = 2,55 kW$$

Considerando un rendimiento de aproximadamente 60% para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos obtenemos una potencia útil de:

$P_u = 0,60 * 2,55 kW = 1,53 kW$	→	Micro Central Hidroeléctrica
----------------------------------	---	------------------------------

7.2. Ecuación de Euler y Triángulo de Velocidades.

7.2.1. Triángulo de Velocidades

El triángulo de velocidades a la entrada y a la salida del rotor juega siempre un papel importante en el estudio de las Turbomáquinas. Considerando nuestro caso particular de estudio se ha superpuesto el diagrama de velocidades del chorro de agua a la entrada y a la salida, para una mayor comprensión del fenómeno. Esto se grafica en las siguientes imágenes.

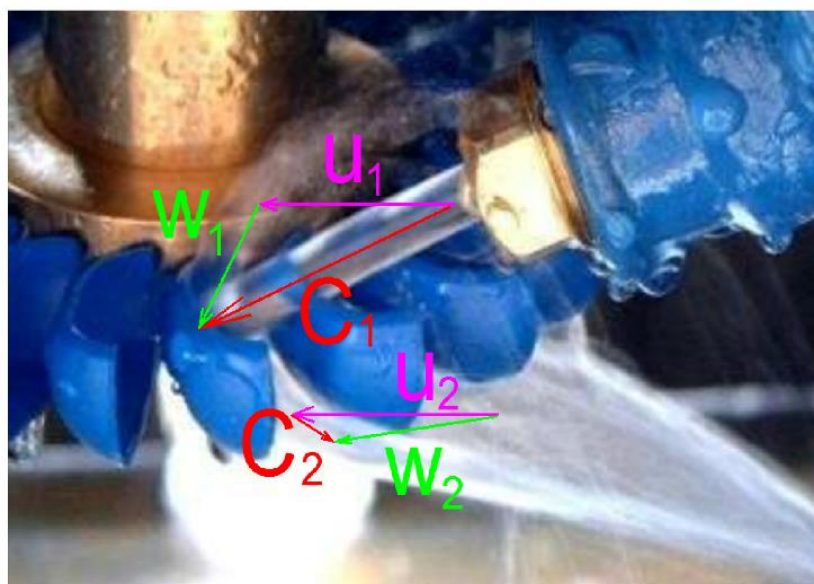


Figura 63. Diagrama de velocidades del chorro de agua a la entrada y salida de una Turbina Turgo.

El vector velocidad absoluta **C**, es tangente a la trayectoria del agua a la salida del inyector. Es importante destacar las componentes de **C**:

- i. Una tangente al plano del rodete o componente giratoria **C_u**. Califica la Transferencia energética.
 - ii. Una Componente meridional **C_m**. Condiciona el gasto.
- a) En la zona de acción del rotor aparece la velocidad tangencial de los álabes, velocidad de arrastre o velocidad base que se expresa por **U**, cuyo vector tiene una dirección tangente al plano del rodete.
- b) La velocidad relativa **W_r** del fluido respecto al álabe. La misma se puede definir por medio de la ecuación vectorial que liga la velocidad absoluta del fluido C con la velocidad base U, según los principios de la Dinámica, así:

$$\vec{C} = \vec{U} + \vec{W}_r$$

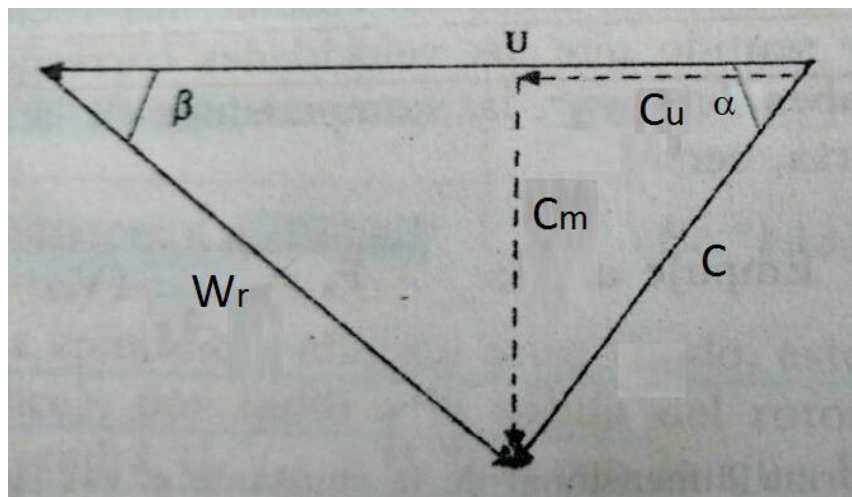


Figura 64. Triángulo de velocidades. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYN -UNC-.

Para las condiciones de diseño los contornos del álabe son líneas de corriente, siendo la velocidad relativa del fluido tangente al álabe. El ángulo que forma esta velocidad relativa (**W_r**) con la dirección de la velocidad de arrastre del álabe (**U**), se llama ángulo del álabe y se representa generalmente por la letra griega **β**.

7.2.2. Ecuación de Euler

El fluido a su paso por entre los álabes ejerce sobre ellos acciones reductibles a fuerzas, en virtud de los cambios de las cantidades de movimiento con el tiempo se traduce en una ganancia de energía y movimiento del rotor. El cálculo de la energía transferida se realiza bajo las condiciones de flujo estable, (representa el paso del flujo en un canal).

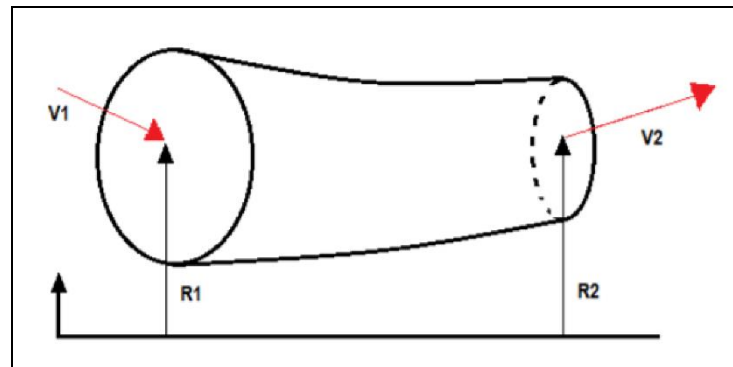


Figura 65. Paso del fluido en un volumen de control. Libro: "Turbomaquinas Hidraulicas". Mataix.

El momento exterior M o par transmitido al rotor, es igual al cambio en el momento de la cantidad de movimiento con relación al tiempo, entre la entrada y la salida del fluido de los álabes, o sea:

$$M = \dot{m}(C_{U1}R_1 - C_{U2}R_2)$$

Si el rotor gira a una velocidad constante (ω), la potencia transferida entre fluido y rotor será

$$P = M\omega = \dot{m}\omega(C_{U1}R_1 - C_{U2}R_2)$$

Por otra parte, sabemos que $U = \omega R$, sustituyendo en la ecuación anterior resulta

$$P = M\omega = \dot{m}(C_{U1}U_1 - C_{U2}U_2)$$

De modo tal que, El *Trabajo* hecho por el fluido sobre los alabes o expresión de la *Energía Transferida* entre álabes y fluido será:

$$E = \frac{1}{g} (C_{U1}U_1 - C_{U2}U_2)$$

La cual es conocida como la **ECUACIÓN DE EULER** para máquinas motrices

Se advierte que tiene su origen en el cambio que sufren las velocidades tangenciales del fluido y del álabe entre la entrada y salida del rotor. En nuestro caso, una Turbina donde $V_{u1} U_1 > V_{u2} U_2$, E expresa la energía o trabajo, por unidad de masa, que se tiene en la flecha como consecuencia de la cesión energética hecha por el fluido.

7.2.3. Forma de las componentes energéticas

Como hemos dicho anteriormente, la ecuación de Euler es una expresión matemática que cuantifica la energía transferida entre fluido y rotor, mientras el fluido pasa a través de los álabes. Dicha ecuación no da noticia de la naturaleza de la energía transferida, ni de la ponderación que pueda tener una forma de energía respecto de otra, esto es, la cuantificación de la energía cinética o potencial sobre la total trasferida. Pero la ecuación de Euler puede ser fácilmente modificada en otra que señale las componentes energéticas específicas.

Del triángulo de velocidades se tiene

$$C_m^2 = (C^2 - C_U^2)$$

$$C_m^2 = W_r^2 - (U - C_U)^2$$

Igualando miembro a miembro y operando resulta

$$UC_U = \frac{1}{2} (C^2 + U^2 - W_r^2)$$

Sustituyendo en la ecuación de Euler y operando llegamos a la conclusión que:

$$E_{tot} = \frac{1}{2g} [(C_1^2 - C_2^2) + (U_1^2 - U_2^2) + (W_{r2}^2 - W_{r1}^2)]$$

Ecuación de la transferencia bajo la forma de componentes energéticas.

Donde

$\frac{1}{2g} (C_1^2 - C_2^2)$ Representa el cambio de energía cinética transferido por unidad de gasto de masa, por lo que esta componente se la denomina también **carga dinámica**.

$\frac{1}{2g} [(U_1^2 - U_2^2) + (W_{r2}^2 - W_{r1}^2)] \longrightarrow$ Ambos términos representan el cambio en **energía estática o carga estática** perdida por el fluido como consecuencia de su paso por el rotor. En las máquinas que emplean un fluido incompresible como el agua, la carga estática es solo de presión y posición, fundamentalmente de presión.

7.2.4. Grado de reacción

Se llama Grado de reacción a la relación de la carga estática a la carga total transferida. En términos numéricos es por definición:

$$G_R = \frac{E (estática)}{E (total)} = \frac{\frac{1}{2g} [(U_1^2 - U_2^2) + (W_{r2}^2 - W_{r1}^2)]}{\frac{1}{2g} [(C_1^2 - C_2^2) + (U_1^2 - U_2^2) + (W_{r2}^2 - W_{r1}^2)]}$$

En las Turbinas de Acción el Grado de Reacción es igual a cero (0), por lo tanto, la Carga estática es nula, es decir que se puede demostrar que el escurrimiento a través del rotor es a presión constante, o sea, $p_1 = p_2 = cte$. En definitiva, a la entrada y salida del rodete reina la presión atmosférica. De modo tal que, en este tipo de turbinas, toda la energía potencial del salto se transmite al rodete en forma de energía cinética:

$$\text{Siendo } G_R = 0 \text{ y } U = cte. \therefore \overrightarrow{W_{r1}} = \overrightarrow{W_{r2}}$$

Debido a las características particulares de la **Turbina Turgo**, en el Diseño hidráulico de la misma, se debe modificar el principio de máxima utilización de la energía (en lo referente a la relación de velocidades). Esto se debe a que el agua no ingresa en forma totalmente paralela al plano longitudinal que contiene al eje como ocurre en una turbina Pelton. Esta modificación traerá aparejada una variación en los ángulos de entrada del fluido, considerados óptimos.

Para toda Turbina Pelton, la ecuación que representa la condición para obtener la máxima utilización de energía es de la forma:

$$\frac{U}{C_1} = \frac{1}{2}$$

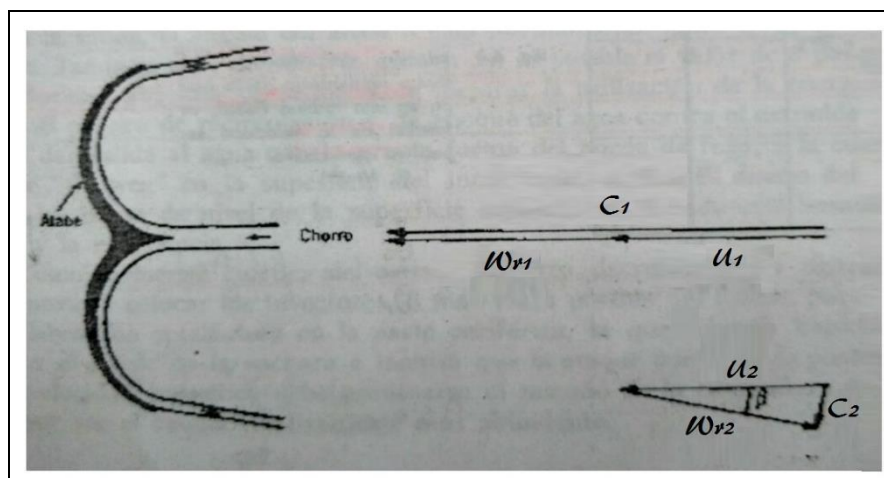


Figura 66. Componentes de Velocidad para Turbina Pelton. Libro: "Manuel Polo Encinas". FCEfYN -UNC-.

"Cabe mencionar que hemos mantenido la misma ecuación, pero asociada a la componente tangencial de la velocidad absoluta."

Para el caso de la Turbina Turgo se desprende que, para mantener la misma condición, deberá cumplirse la siguiente relación entre las velocidades:

$$U = \frac{C_{U1}}{2}$$

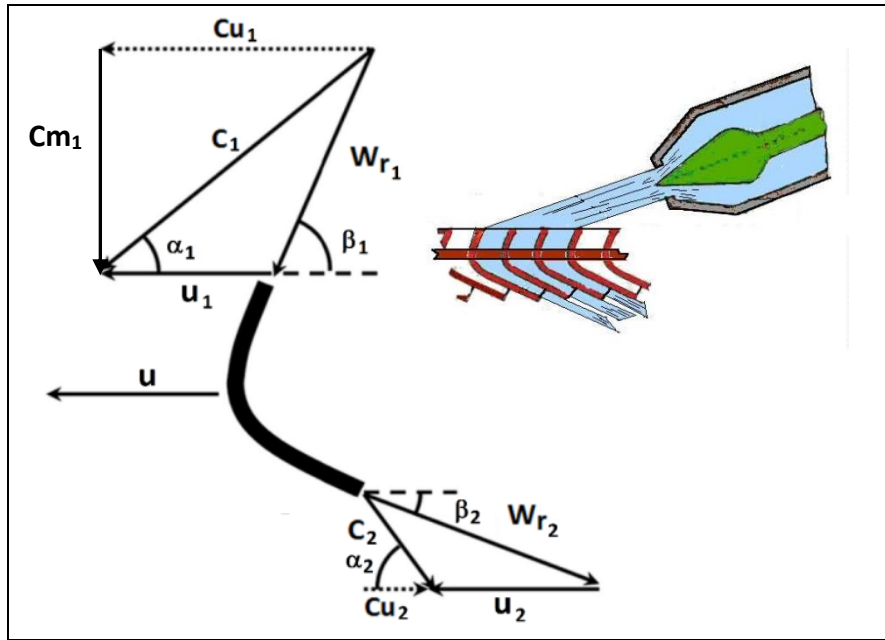


Figura 67. Componentes de velocidad para toda Turbina Turgo. Libro: "Turbomaquinas Hidraulicas". Mataix.
 La velocidad absoluta de entrada del agua en el inyector para una máquina de acción está dada por:

$$C_1 = K_c * \sqrt{2 * g * H}$$

Donde:

Kc: coeficiente de velocidad a la salida del inyector debido a pérdidas en el mismo, oscila entre 0,97 y 0,99 (se adopta 0,976).

De acuerdo a esto, analizando los triángulos de velocidades y aplicando el principio de máxima utilización y el teorema del coseno resulta:

$$W_{r1}^2 = C_1^2 + U_1^2 - 2 * C_1 * U_1 * \cos \alpha_1$$

Operando y posteriormente agrupando términos, obtenemos:

$$W_{r1}^2 = C_1^2 + \left(\frac{C_{U1}}{2}\right)^2 - 2 * C_1 * \frac{C_{U1}}{2} * \cos \alpha_1$$

$$W_{r1}^2 = C_1^2 + \left(\frac{C_1 * \cos \alpha}{2}\right)^2 - 2 * C_1 * \frac{C_1 * \cos \alpha}{2} * \cos \alpha_1$$

$$W_{r1}^2 = C_1^2 \left[1 - \left(\frac{3}{4} * \cos \alpha_1^2\right)\right]$$

Cumpléndose lo siguiente:

$$C_{m1} = W_{r1} * \sin \beta_1 \quad \left\{ \quad C_{m1} = C_1 * \sin \alpha_1 \right.$$

Relacionando las ecuaciones anteriores, se puede despejar el valor del ángulo:

$$\beta_1 = \sin^{-1} \frac{\sin \alpha_1}{\sqrt{1 - \frac{3}{4} * \cos \alpha_1^2}}$$

De acuerdo a esta ecuación, el valor de ambos ángulos se encuentra relacionado y la forma en que varía el valor β se muestra a continuación:

Teniendo en cuenta que en el diseño hidráulico del Rotor, el **ángulo β_1 influye en la orientación de los alabes**, es conveniente tratar de utilizar valores que faciliten dicha construcción. De acuerdo a esto se adopta un ángulo α_1 de 16, 102° con lo que se obtiene un ángulo β_1 de 30°.

α_1	β_1
14,00	26,50
15,00	28,19
16,00	29,83
16,102	30,000
16,30	30,32
16,50	30,64
16,70	30,97
17,00	31,44

Resolución del Triángulo de velocidades. Aplicando el teorema del Seno, tenemos:

$$\frac{C_1}{\sin (180^\circ - \beta_1)} = \frac{W_{r1}}{\sin \alpha_1} \longrightarrow \frac{C_1 * \sin \alpha_1}{\sin (180^\circ - \beta_1)} = W_{r1}$$

Así se obtiene: $C_1 = 0,976 * \sqrt{2 * 9,806 * 26} = 22,039 \text{ m/s}$

$$C_{V1} = C_1 \cos \alpha_1 = 21,175 \text{ m/s}$$

$$U_1 = \frac{C_{V1}}{2} = 10,587 \text{ m/s}$$

$$W_{r1} = \frac{22,039 \text{ m/s} * \text{sen } 16,102^\circ}{\text{sen } (180^\circ - 30^\circ)} = 12,225 \text{ m/s}$$

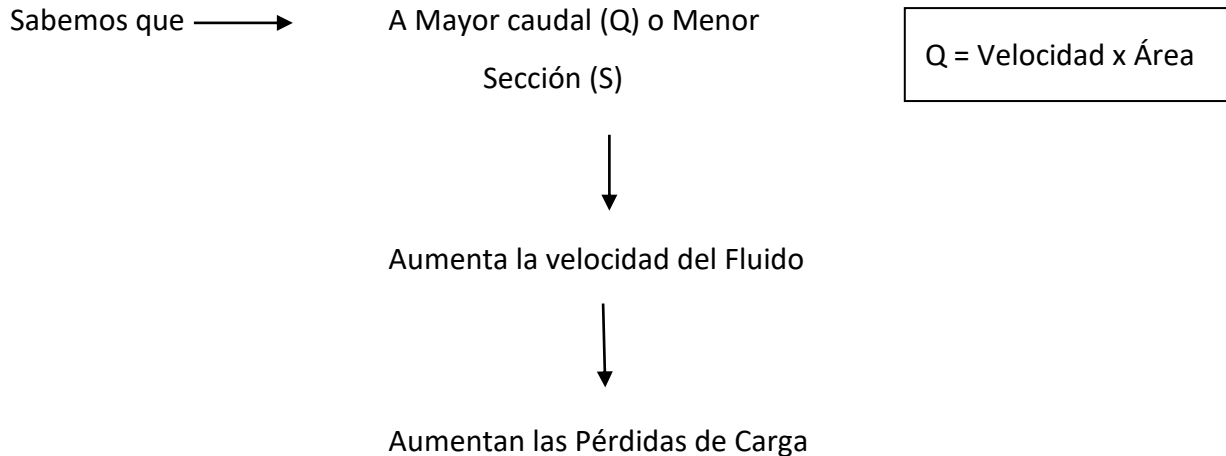
7.3. Proyecto del Inyector de la Turbina.

7.3.1. Distribuidor

Está constituido por uno o varios equipos de inyección de agua. Cada uno de dichos equipos, formado por determinados elementos mecánicos, tiene como misión dirigir convenientemente el chorro de agua (aproximadamente cilíndrico y de sección uniforme), que se proyecta sobre el rodete, así como también, regular el Caudal (Q) que ha de fluir hacia el mismo.

7.3.2. Inyector

El Inyector es una tobera diseñada para reducir el Caudal (Q) hasta los valores deseados, y con ello, las pérdidas de carga en la conducción. Las mismas se producen por fricción (rozamiento) del fluido con la superficie de la tubería de conducción forzada. Las pérdidas de carga dependen de la naturaleza de las paredes internas de dicha conducción, del caudal, de la sección y de la longitud de las mismas.



A mayor longitud de la tubería mayor son dichas pérdidas.

Este dispositivo contiene una aguja de cierre, cuyo movimiento disminuye o aumenta la apertura de la boquilla y con esto el caudal. Se puede construir de acero inoxidable al níquel, esmerilada y pulida para reducir el rozamiento. El movimiento de esta aguja se logra mediante un mecanismo de control.

Cuando la carga disminuye súbitamente, hay que actuar sobre el caudal más rápidamente de lo que interesa a efectos de evitar el fenómeno llamado "Golpe de Ariete". Para ello, cada inyector lleva incorporado un deflector que intercepta el chorro inmediatamente parcial o totalmente, cerrando la aguja más lentamente y así evitar el golpe de ariete.

7.3.3. Geometría del Inyector

Los inyectores de la Turbina Turgo (al igual que en toda Turbina Pelton) están formados por un codo de sección circular el cual decrece en forma progresiva, un tramo recto de sección circular donde se monta una aguja con cabeza en forma de bulbo y una boquilla que orienta el flujo de agua en forma tangencial al rodete.

Si el agua transporta arena, la erosión local en la cabeza de la tobera y en la punta de la válvula pueden deteriorar estos órganos muy rápidamente. De aquí que se justifica la construcción de los mismos (de bronce o acero inoxidable) en unidades separadas, para facilitar su recambio.

7.3.4. Diámetro de Salida de la Tobera

Para facilitar la regulación es conveniente diseñar el inyector de manera que exista proporcionalidad entre la potencia de la Turbina y la traslación x de la aguja, medida a partir de la obturación total de la tobera. Suponiendo, como sucede en la realidad que K_{c1} (coeficiente de velocidad de la tobera) no varía sensiblemente con el caudal, la potencia será proporcional al caudal y este a la sección de paso A de la tobera normal al flujo (siendo x el avance de la aguja para que se cumpla la proporcionalidad indicada).

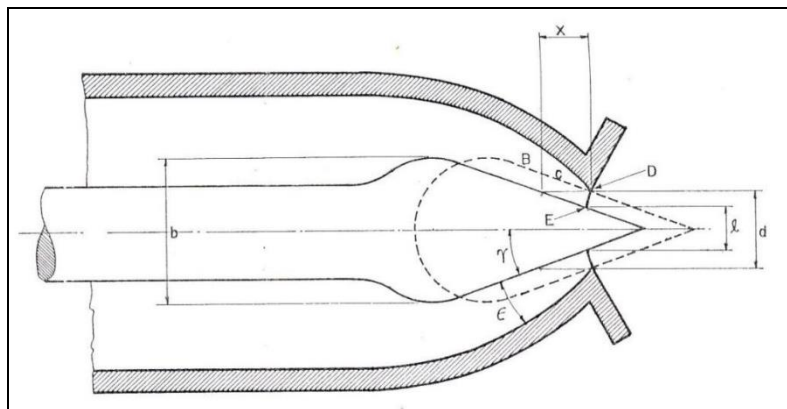


Figura 68. Sección de paso de la tobera Turbina Turgo. Libro: "Turbomaquinas Hidraulicas". Mataix.

Las **Dimensiones** de la tobera están en función del diámetro del chorro, el cual se determina de la siguiente manera:

Ecuación de Continuidad

$$\frac{Q}{z} = C_1 * A = k_c * \sqrt{2 * g * H} * \frac{\pi * d_o^2}{4}$$



$$d_o = \sqrt{\frac{4 * Q}{\pi * z * k_c * \sqrt{2 * g * H}}}$$

Donde:

Q= Caudal

K_c = Coeficiente de velocidad de la tobera.

C_1 = Velocidad del flujo

g = Gravedad

A= Sección de paso de la tobera.

H= Altura

d_o = Diámetro del chorro.

Siendo Z = número de chorros. En este caso $Z = 1$

$$d_o = \sqrt{\frac{4 * 0,01 \frac{m^3}{s}}{\pi * 1 * 0,976 * \sqrt{2 * 9,806 \frac{m}{s^2} * 26 m}}} \quad \boxed{d_o = 0,024 m \cong 25 mm}$$

El Caudal Nominal de la Turbina Turgo será entonces:

$$Q = C_1 * \frac{\pi * d_o^2}{4} \rightarrow Q = 22,039 \frac{m}{s} * \frac{\pi * (0,025 m)^2}{4} \rightarrow \boxed{Q = 0,0108 \frac{m^3}{s}}$$

El diámetro calculado d_o es el diámetro del chorro en la vena contracta donde la velocidad es C_1 . El diámetro d de salida de la tobera será:

$$d = \frac{1}{C_c} * d_o \rightarrow d = 1,25 * d_o = 1,25 * 0,025 m \rightarrow \boxed{d = 0,0312 m \cong 31 mm}$$

Siendo C_c = *coeficiente de contracción*. Valor de $C_c = 0,8$.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se detallan las dimensiones de los elementos de la tobera en función del diámetro del chorro y en la Figura 69 se observan las referencias.

Proporciones de la tobera en función del diámetro del chorro

A	1,42 d	0,0355	[m]	b	3,25 d	0,08125	[m]
α_0	$40^\circ < \alpha_0 < 60^\circ$	45	[°]	d_2	4,5 d	0,1125	[m]
d_t	1,1 d	0,0275	[m]	l	6 d	0,15	[m]
X	0,5 d	0,0125	[m]	r	15 d	0,375	[m]
d_v	0,58 d	0,0145	[m]	d_1	2,5 d	0,0625	[m]

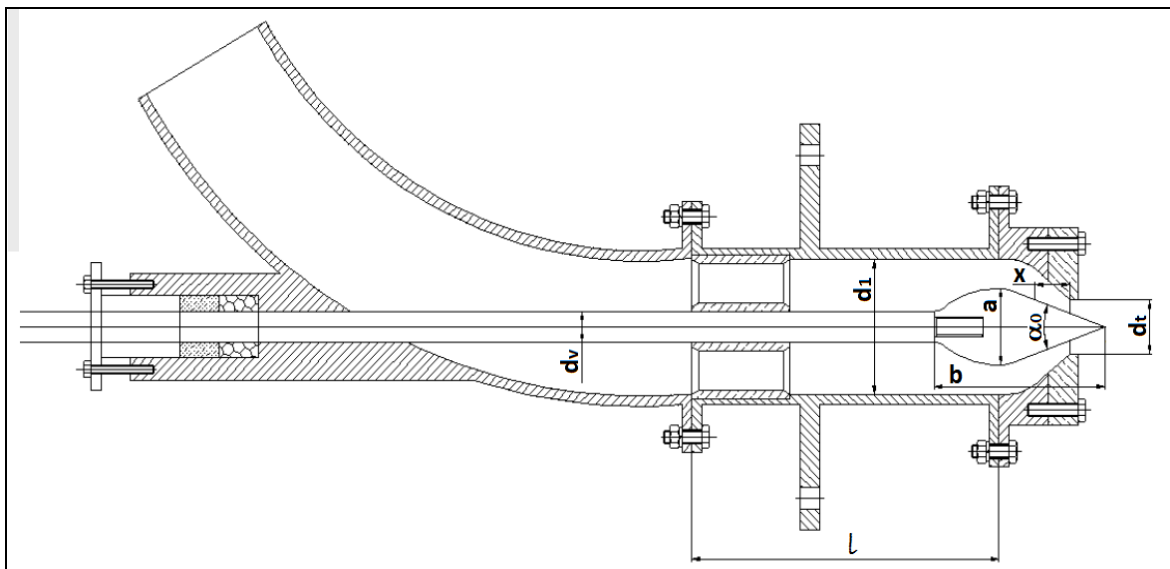


Figura 69. Dimensiones de la tobera de Turbina Turgo. "Turbomaquinas Hidraulicas". Mataix.

7.4. Proyecto del Rodete de la Turbina.

El elemento principal de toda turbina hidráulica es el **Rodete** mismo. Sin embargo, el rodete por sí solo no puede hacer mucho, requiere de ciertos accesorios, ya sea para la distribución, direccionamiento, control, etc.

Consta de una rueda principal en la cual van montados los Álabes en todo su perímetro, también llamadas Cucharas, sobre las que actúa el chorro inyector. El tamaño y número de álabes dependen de las características de la instalación y de la velocidad específica n_s . Cuanto menor sea el caudal y mayor la altura del salto, menor será el diámetro del chorro. Las dimensiones de los álabes vienen ligadas directamente por el diámetro del Chorro.

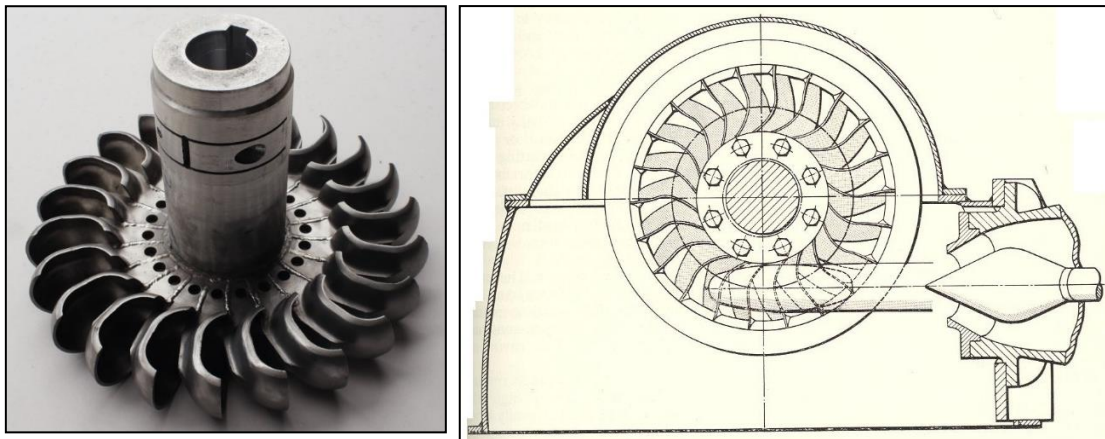


Figura 70. Rodete de la Turbina Turgo. "Turbomaquinas Hidraulicas". Mataix.

El estudio del Rodete pretende determinar:

1. El número óptimo de cucharas.
2. La orientación de las cucharas en el rodete.
3. La Forma de las Cucharas.

7.4.1. Álaves

El dimensionado de las cucharas es la parte más importante de la Turbina. Su construcción ha de poder resistir el empuje máximo provocado por el chorro cuando la turbina está parada, y la fuerza centrífuga máxima cuando el rodete se embala. La forma de la cara anterior, constituye el diseño hidráulico que estudiaremos en la sección siguiente, mientras que la de la cara posterior ha de ser tal que no perturbe la evacuación del agua de la cuchara precedente.

Las Cucharas se construyen individualmente o por pares, provistas en cada caso de patas para su fijación por bulones al disco del rodete (véase la siguiente figura), el cual a su vez va enchavetado al eje de la Turbina. Esta construcción tiene la ventaja de poder reemplazar los álaves deteriorados sin necesidad de instalar un nuevo rodete. Sin embargo, con el fin de abaratar costes, modernamente se tiende a fundir el disco y las cucharas en una sola pieza.

Para saltos pequeños las cucharas se construyen de fundición de hierro. Es recomendable que luego de su fundición se realice un pulido final de las mismas con el fin de disminuir las pérdidas por fricción y evitar concentración de esfuerzos que pueden producir agrietamientos.



Figura 71. Diferentes tipos de alabes de con material de Fundición. (www.wikipedia.com)

7.4.2. Geometría del Rodete.

La geometría del *Rodete de la Turbina Turgo* está definida principalmente en función de la *velocidad Tangencial del Ábabe [U]* y por consiguiente de la *velocidad de giro del mismo [N]*.

$$U = \omega * R = \frac{2 * \pi * N}{60} * \frac{D}{2} \longrightarrow D = \frac{60 * U}{\pi * N}$$

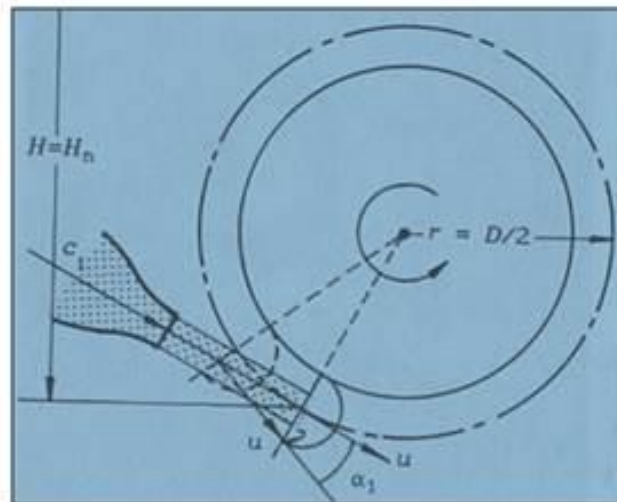


Figura 72. Velocidad Tangencial del álabe. “Turbomaquinas Hidraulicas”. Mataix.

Es preciso aclarar que no hemos especificado el valor de **[N]** aún, de modo tal que, a continuación, introduciremos un valor adimensional (definido con letra griega **[δ]**), cuyo significado es la relación existente entre el Diámetro Turgo (D_t) y el diámetro de la sección transversal del chorro (d_0).

$$\delta = \frac{d_0}{D}$$

1. El Número Específico de Revoluciones **[n_s]** resulta:

$$n_s = 576 * K_v * K_c * \sqrt{\eta_t} * \sqrt{z} * \delta \quad \longrightarrow \quad n_s = 238 * \sqrt{z} * \delta$$

Siendo K_v el coeficiente de velocidad periférica que se obtiene de laboratorio. El mismo oscila entre 0,44 y 0,47. En nuestro caso se adopta $K_v = 0,46$

2. La Velocidad Especifica Adimensional **[n₀]** resulta:

$$n_0 = 2,98 * K_v * K_c * \sqrt{\eta_t} * \sqrt{z} * \delta \quad \longrightarrow \quad n_0 = 1,31 * \sqrt{z} * \delta$$

Siendo K_c

Nótese que el valor de n_o es independiente del rendimiento, lo que no sucede con el valor de n_s , que varía con éste habiéndose tomado para calcular su valor $\eta_t = 89\%$

Al disminuir δ (o equivalentemente al disminuir n_o) aumenta el *rendimiento total* de la Turbina, como se indica en la 0: $\eta_t = 89\%$

Variación del rendimiento de las Turbinas de impulso con la relación de diámetros

Relación de diámetros $\delta = d_o/D$	1/6,5	1/7,5	1/10	1/20
Rendimiento total $\eta_{tot} (\%)$	82	86	89	90

Variación del rendimiento de las turbinas de impulso con la relación de diámetros

Cabe aclarar 2 posibles escenarios en la elección de la relación δ :

1. Si fuese excesivamente **pequeña**, el chorro pierde calidad, al tener que recorrer un largo camino desde la salida del inyector hasta el rodete.
2. Si por el contrario fuese **muy grande**, puede resultar imposible aprovechar un determinado caudal debido a que la dimensión de las cucharas resultaría tan grande que serían imposible alojarlas en el rodete.

Límites máximos y mínimos de la relación de diámetros y del número específico de revoluciones de las Turbinas de Impulso de un solo choro			
Límite de aplicación	Relación de diámetros $\delta = d_o/D$	Velocidad específica adimensional $n_o = 1,31 * \delta$	Numero específico de revoluciones $n_s = 238 * \delta$
Límite mínimo (mal rendimiento)	1/100	0,01	2,40
Límite mínimo práctico (buen rendimiento)	1/30	0,044	7,90
Límite máximo (mal rendimiento)	1/7	0,187	34
Límite máximo práctico (buen rendimiento)	1/9	0,145	26,40

Figura 73. Límites máximos y mínimos de la relación de diámetros con n_s y n_o

A continuación, se detallan los valores definitivos y el Diámetro del Rodete resultante:

$$n_s = 238 * \frac{1}{10} = 23,80$$

$$n_o = \frac{N * P \alpha^{1/2}}{H^{5/4}}$$

$$N = \frac{n_s * H^{5/4}}{P \alpha^{1/2}}$$

$$n_o = 1,31 * \frac{1}{10} = 0,13$$

$$N = \frac{23,80 * (26 \text{ m})^{5/4}}{(2.052 \text{ CV})^{1/2}} \quad N = 975,50 \text{ rpm}$$

$$D = \frac{60 * U}{\pi * N} \quad D = \frac{60 * 10,587 \text{ m/s}}{\pi * 975,50 \text{ rpm}} \quad D = 0,207 \text{ m} \cong 21 \text{ cm}$$

7.4.3. Paso Máximo y Número de Cucharas.

Para Simplificar el estudio supondremos que la arista de entrada del Álabe es una recta paralela al eje de rotación, y que el chorro es un cilindro perfecto constituido por partículas dotadas todas de la velocidad $[C_1]$.

El número de álabes $[z]$ y el paso angular $[\theta]$ están ligados por la siguiente relación:

$$\theta = \frac{2 * \pi}{z} \quad \boxed{1}$$

El cálculo del paso del álabe de un rodete Turgo se determina en función a diferentes pasos, como lo son el paso angular y paso medio circunferencial.

En la Siguiete Figura se analiza en detalle el álabe II en el momento en que su punta toca el extremo inferior del chorro B. B y B' son los puntos en que la componente tangencial de la trayectoria (de las partículas inferiores) del chorro corta al diámetro $[D_p]$, o diámetro de la punta de los álabes.

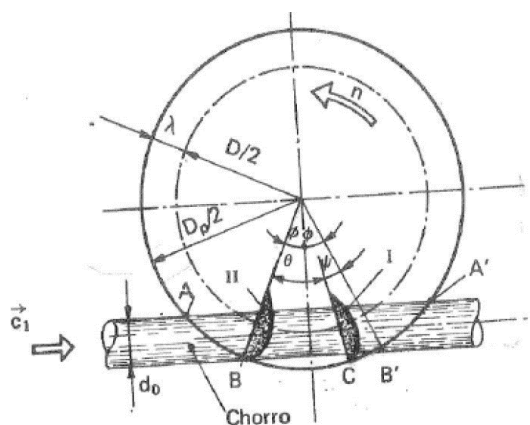


Figura 74. Detalle del álabe. “Turbomaquinas Hidraulicas”. Mataix.

Se observa que:

$$\cos\varphi = \frac{\frac{D + d_p}{2}}{\frac{D_p}{2}} = \frac{D + d_p}{\frac{D}{2} + \lambda}$$

Siendo **[D]** la distancia entre el eje del Rodete y el Centro de masa de los álabes.

Teniendo en cuenta que, el valor de **[λ]** es la distancia existente entre el diámetro de la punta de los álabes y el diámetro característico de la cresta de la cuchara, resulta:

$$\lambda = \frac{D_p - D}{2} = k * d_o \quad \longrightarrow \quad k = \frac{1}{2} * \frac{D_p * D}{d_o}$$

Reemplazando y operando en la ecuación anterior, tenemos:

$$\cos\varphi = \frac{\frac{D + d_p}{2}}{\frac{D}{2} + k * d_o} = \frac{\frac{1}{2}}{\frac{1}{2}} * \frac{D + d_o}{D + 2 * k * d_o} = \frac{\frac{D + d_p}{D}}{\frac{D + 2 * k * d_o}{D}}$$

$$\cos\varphi = \frac{1 + \delta}{1 + 2 * k * \delta}$$

$$\varphi = \arccos \frac{1 + \delta}{1 + 2 * k * \delta}$$

a)

La partícula de agua que se encontraba en B justo antes de que la punta del álabe II llegara a B, no pudo ser desviada por éste, y habrá de ser desviada por el álabe precedente I, a fin de que su energía no se pierda; dicho de otro modo, la punta del álabe I se habrá de encontrar en un punto C tal que dicha punta tarde en llegar a B' (o en recorrer el arco CB'), el mismo tiempo τ_0 que tardaría una partícula de fluido no desviada en recorrer en línea recta la distancia BB'. La condición límite se expresará así:

$$\tau_0 = \frac{\overline{BB'}}{C_1} = \frac{\psi}{\omega} \quad \text{b)}$$

Siendo entonces:

$$\theta = 2\varphi - \Psi \quad 2 \quad \longrightarrow \quad \text{El Paso Angular}$$

El paso circunferencial medido en el diámetro D será:

En una cuerda:

$$dl = r d\theta$$

$$t = \frac{D}{2} (2\varphi - \Psi) \quad 3$$

dl = r dθ

El ángulo φ es conocido, basta calcular Ψ . Desarrollando la ecuación b) resulta:

$$\text{sen } \varphi = \frac{\frac{BE'}{2}}{\frac{D\varphi}{2}} = \frac{\frac{BE'}{2}}{\frac{D}{2} + \lambda} \quad \frac{\text{sen } \varphi * (D + 2 * k * \delta)}{C_1} = \frac{\Psi}{\frac{2 * U_1}{D}}$$

$$\Psi = \frac{2 * U_1}{C_1} * (1 + 2 * k * \delta) * \text{sen } \varphi \quad c)$$

Por otra parte:

$$\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1 \quad \longrightarrow \quad \sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$$

Reemplazando en la ecuación c) y operando, llegamos a la siguiente conclusión:

$$\Psi = \frac{2 * U_1}{C_1} * \sqrt{(1 + 2 * k * \delta)^2 - (1 + \delta)^2} \quad d)$$

Las Ecuaciones 1, 2 y 3, junto con la ecuación d) nos dan el valor del paso máximo angular Θ , del paso máximo τ en la circunferencia D y el número mínimo de álabes.

A continuación, mostramos los valores obtenidos.

$$D_p = D + 2f = 0,21 \text{ m} + 2 * 0,031 \text{ m} = 27,25 \text{ cm}$$

$$k = \frac{1}{2} * \frac{27,25 \text{ cm} - 21 \text{ cm}}{2,5 \text{ cm}} = 1,25$$

$$\varphi = \cos^{-1} \frac{1 + \frac{1}{10}}{1 + 2 * 1,25 * \frac{1}{10}} = 30,41^\circ$$

$$\Psi = 2 * \frac{10,587 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{21,175 \frac{\text{m}}{\text{s}}} * \sqrt{\left(1 + 2 * 1,25 * \frac{1}{10}\right)^2 - \left(1 + \frac{1}{10}\right)^2} = 36,16^\circ$$

$$\theta = 2\varphi - \Psi = 2 * 30,41^\circ - 36,16^\circ = 24,66^\circ$$

$$\theta = \frac{2\pi}{z} \therefore z = \frac{2\pi}{\theta} = \frac{360^\circ}{24,66^\circ} \cong 14,60 \text{ cucharas}$$

Debido a las condiciones estructurales de la máquina se propone utilizar 16 cucharas con un paso de 22,5°.

En la 0 y la Figura 75 se han acotado las dimensiones del Álabes en función del diámetro del chorro.

Dimensiones de la cuchara en función del Diámetro d_0 del chorro							
B	1,50 d	3,75	[cm]	f	1,25 d	3,125	[cm]
L	2,5 d < L < 2,8 d	6,25	[cm]	β_1	calculado	30	[°]
D	0,8 d	2	[cm]	M	1,2 d	3	[cm]

Dimensiones de la cuchara en función de d_0

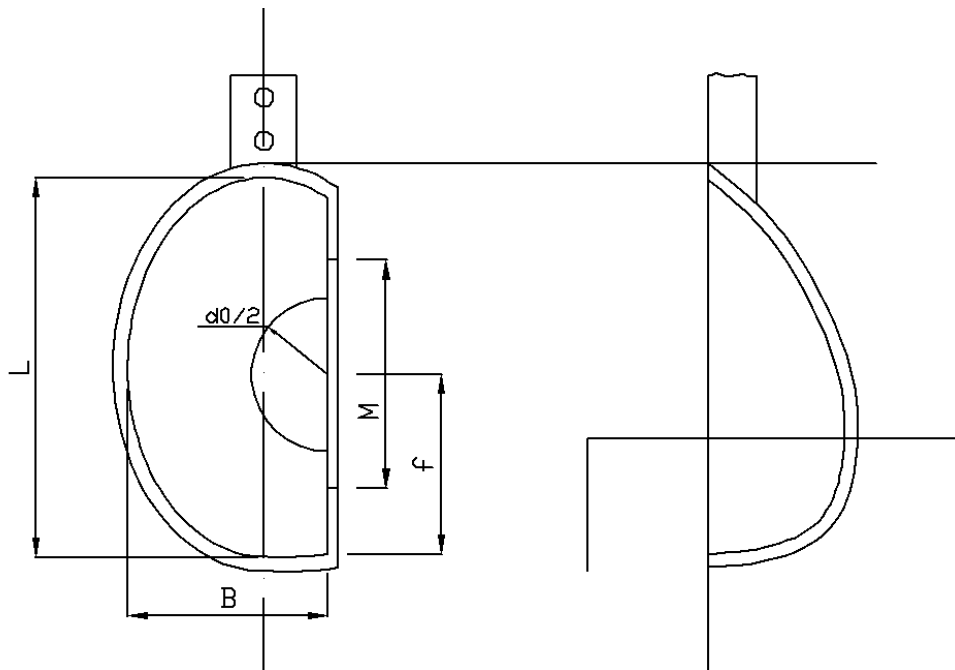


Figura 75. Dimensiones de la cuchara de la Turbina Turgo. Dibujo en Autocad 2014

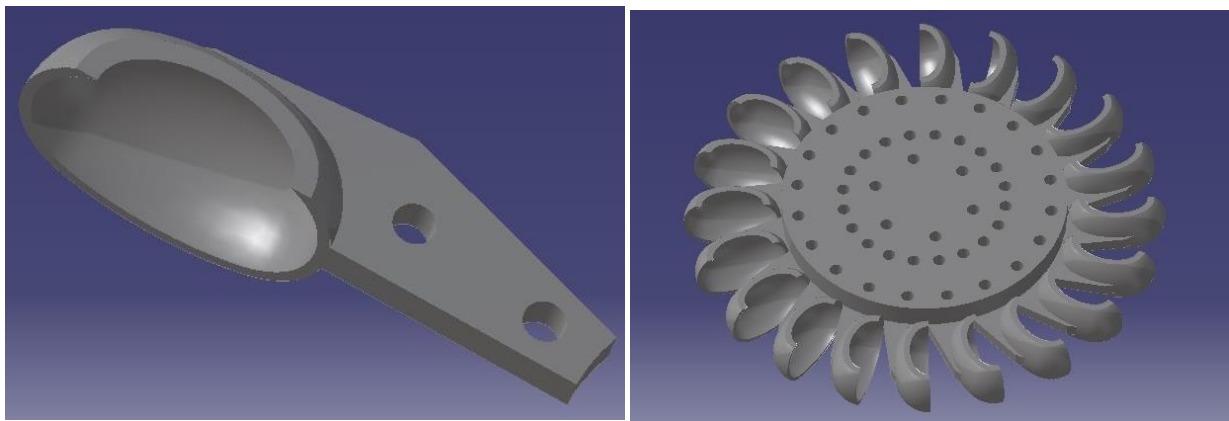


Figura 76. Imagen de un Alabe y el rodete de la Turbina Turgo Realizado en SolidWorks.

7.4.4. Eje

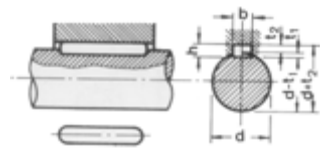
Se propone un eje de 35 mm de diámetro según las condiciones antes dispuestas para la transferencia de energía. El mismo será de acero tratado superficialmente para evitar el desgaste, en especial en contacto con los retenes.

7.4.5. Chaveta

La chaveta debe permitir la transmisión de la potencia entre los elementos unidos. Esto implica dos posibles mecanismos de falla: falla por cizallamiento y falla por aplastamiento. El

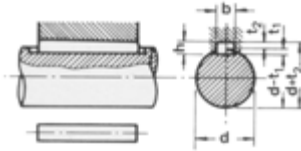
procedimiento de dimensionado consiste en la selección de la sección de la chaveta a partir del diámetro del eje, utilizando las tablas que proporciona la norma.

En la 0 se esquematiza una unión con una chaveta de dimensiones $b \times h$.



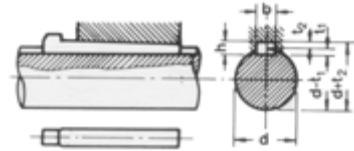
Chaveta paralela

S/DIN-6885/1



Chaveta de cuña

S/DIN-6886



Chaveta de cuña con cabeza

S/DIN-6887

Figura 77. Tipos de Chaveta

Figura 78.

Figura 79.

Ø eje d mm desde- hasta	Medidas chaveta b x h mm	Medidas del chavetero en el cubo		Medidas del chavetero en el eje para chavetas paralelas y de cuña		Medidas de los ejes en el cubo de la rueda		
		Chaveta paralela S/DIN 6885/1		Chaveta de cuña S/DIN 6886 y 6887		Tol. admisible (en altura) m/m	Ø m/m desde- hasta	
		d + t ₂ m/m	Tol. admisible (en altura) m/m	d + t ₂ m/m	Tol. admisible (en altura) m/m			t ₁ m/m
17-22	6x6	d+2,6	+0,1	d+2,1	+0,1	3,5	10-18	+0,018 0
22-30	8x7	d+3,0		d+2,4		4,1		
30-38	10x8	d+3,4		d+2,8		4,7	30-50	+0,025 0
38-44	12x8	d+3,2	+0,2	d+2,6	+0,2	4,9		
44-50	14x9	d+3,6		d+2,9		5,5		

50-58	16x10	d+3,9		d+3,2		6,2			0
-------	-------	-------	--	-------	--	-----	--	--	---

Dimensiones de chaveteros y chavetas según Normas DIN.

Para el caso de la chaveta que une el eje de la turbina con el de la polea mayor, las dimensiones serán: 10x8. Para aquella que une la polea menor con el alternador, las dimensiones serán: 6x6.

7.5. Proyecto del Alternador.

7.5.1. Selección de los rodamientos

A continuación, se procede a seleccionar los rodamientos o rulemanes a utilizar. En la parte superior del eje de la turbina se adopta un rodamiento de rodillos cilíndricos, ubicados dentro del porta ruleman adecuado, mientras que en la parte inferior del eje un ruleman axial a bolas.

Se adoptan rulemanes normalizados y se fabrican los porta rulemanes conforme a los mismos. La selección de los rulemanes se realiza de un catálogo comercial tipo en función del diámetro adoptado del eje que se muestra en la Figura 80y la Figura 81.

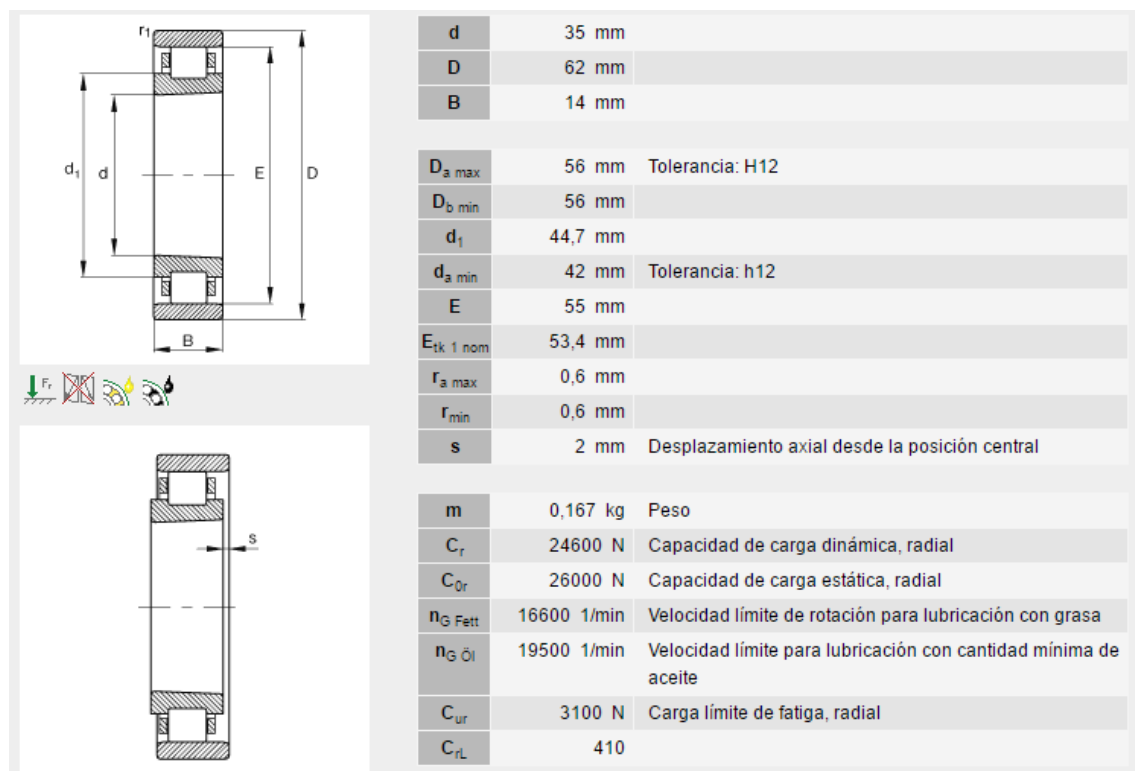


Figura 80. Ruleman de rodillos cilíndricos

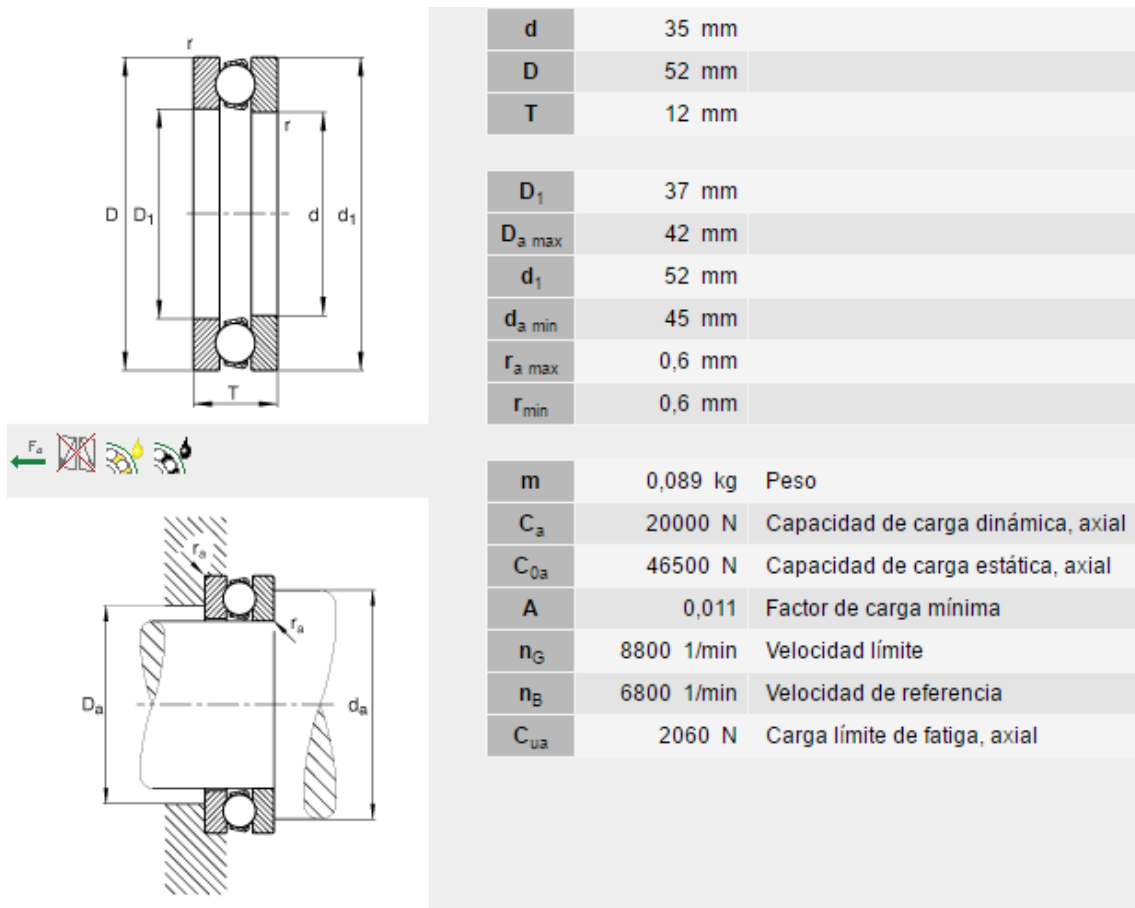


Figura 81. Ruleman axial a bolas

A su vez, se seleccionan los retenes a colocar para evitar el ingreso de agua a los rulemanes y al sistema de poleas. Esta selección se realiza también conforme al diámetro del eje y el diámetro exterior del ruleman según las siguientes Tablas.

RTV-916A	35	62	5
RTV-917	35	62	6
RTV-918	35	62	7
RTV-919	35	62	8

RTV-920	35	62	10
---------	----	----	----

Ruleman de rodillos cilíndricos

RTV-903	35	52	6
RTV-904	35	52	7
RTV-905	35	52	8
RTV-906	35	52	10
RTV-906A	35	52	12

Ruleman axial a bolas

7.5.2. Alternador

De acuerdo a las condiciones de diseño de la turbina (Potencia = 1,53 kW), se adopta el alternador que se observa en la imagen siguiente:



CARATTERISTICHE / CHARACTERISTICS / CARACTERISTIQUES / TECHNISCHE MERKMALE / CARACTERISTICAS																
Tipo Type Type Typ Tipo	115/230V 50Hz 3000 RPM					120/240V 60Hz 3600 RPM					Peso Weight Poids Gewicht Peso	J	T.H.D.			
	kVA	η 4/4 1 p.f. %	Volume d'aria Air volume Volume d'air Luftmenge Volumen de aire m³/min	Rumore Noise Bruit Gerausch Ruido		kVA	η 4/4 1 p.f. %	Volume d'aria Air volume Volume d'air Luftmenge Volumen de aire m³/min	Rumore Noise Bruit Gerausch Ruido					Kg	Kgm²	%
				7m dBA	1m dBA				7m dBA	1m dBA						
S15W-45	1,2	68,7	2,1	55	71	1,45	69,7	2,9	58	76	8,1	0,0031	< 5			
S15W-60	1,8	70,2	2,1	55	71	2,2	71,2	3	58	76	10,4	0,0040	< 5			
S15W-75	2,1	71,4	2,1	55	71	2,5	71,8	3	58	76	12,4	0,0049	< 5			
S15W-85	2,4	71,8	2,1	55	71	2,9	72,2	3	58	76	13,4	0,0055	< 7,5			
S15W-102	2,8	72	2,1	55	71	3,4	72,3	3	58	76	14,8	0,0066	< 5			

$$2,8 \text{ kVA} * 0,72 = 2,02 \text{ KW}$$

7.5.3. Cálculo de la correa de acople

Se selecciona un alternador de 2,8 kVA con una velocidad de 3.000 rpm.

A continuación, se efectúa el dimensionamiento de las correas de vinculación entre ambas máquinas considerando el tipo de funcionamiento y características de la misma.

1) Debido a que las máquinas conducidas tienen formas particulares de funcionamiento, se deben prevenir fallas debidas a los golpes, vibraciones o tirones. De forma similar, las máquinas motoras tienen formas particulares de funcionamiento, algunas son más suaves que otras, o tienen un impulso inicial o un giro a tirones. Estas situaciones se consideran a través de un factor de servicio (C1) que aumenta la potencia a transmitir para obtener la potencia de diseño que considera las características de la máquina y el motor utilizado. Para este caso particular de acoplamiento a generadores el coeficiente resulta de 1,20.

2) Con la potencia de diseño y la velocidad del eje más rápido se consulta el siguiente grafico en el cual se aprecian las 5 secciones más típicas de las correas, cada sección como una zona de un color particular.

Para ingresar al gráfico mencionado se utilizan los siguientes datos:

Potencia: $1,53 \text{ kwatt} / 0,735 = 2,08 \text{ HP}$.

Potencia corregida: 2,50 HP

Revoluciones por minuto = 3.000 rpm.

Con los datos anteriores se adopta como solución correas del tipo “A”.

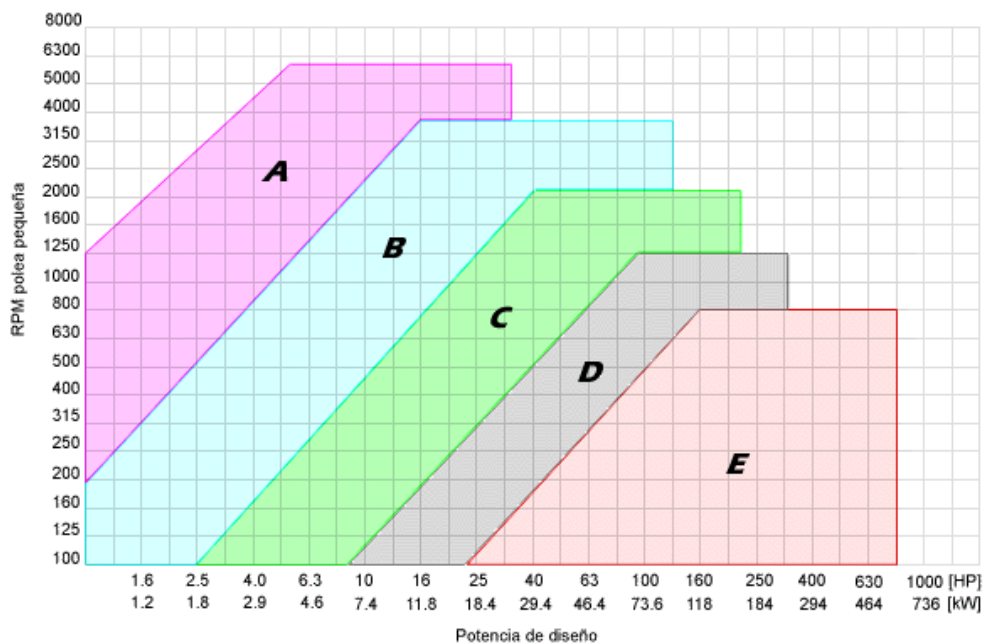


Figura 82. Selección del tipo de correa

Conociendo el tipo de sección de la correa, se obtienen las dimensiones de la misma conforme a la Figura 83:

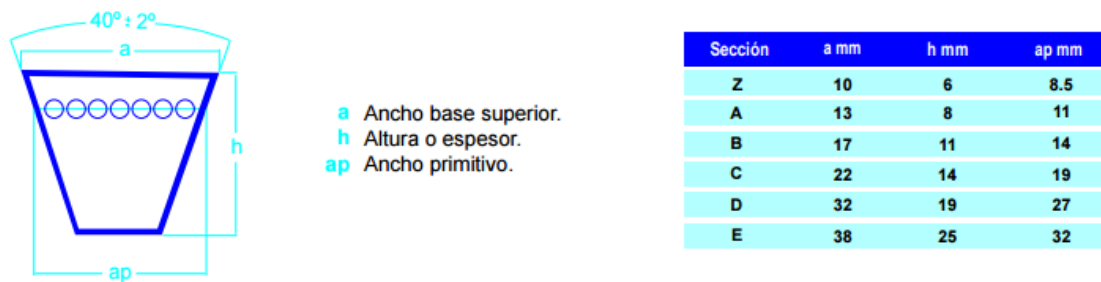


Figura 83. Dimensiones de la correa

Conociendo la sección a utilizar se procede a obtener la relación de transmisión entre ejes "i".

Se define como relación "1:i" a la razón entre las velocidades del eje rápido dividido por el eje lento. Considerando que la velocidad de giro de la turbina resulta de 975,5 rpm la relación de diámetros de las poleas será:

$$K = \frac{n_2}{n_1} = \frac{3.000 \text{ rpm}}{975,5 \text{ rpm}} = 3,07 = \frac{D}{d}$$

Donde:

n_1 = Revoluciones por minuto del alternador

n_2 = Revoluciones por minuto de la polea motriz

D = Diámetro de la polea de la turbina

d = Diámetro de la polea del alternador

Con la relación anterior se determina la relación de diámetros primitivos de las poleas. El diámetro de la polea del alternador (d) se establece en 90 mm, por lo tanto, el diámetro de la polea de la turbina resulta de:

$$D = d * 3,07 = 63 * 3,07 = 193,75 \text{ mm}$$

Se utilizará entonces una polea de diámetro primitivo de 190 mm.

A continuación, se determina la distancia entre los ejes de las poleas con el siguiente criterio:

$$l \geq \frac{(k+1)d}{2} + d = 0,191 \text{ m}$$

La longitud de la correa, para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$L = 2l + 1,57(D + d) + \frac{(D - d)^2}{4l}$$

Donde:

L = Longitud de la correa (m).

l = Distancia entre ejes (m). Se adopta de 36,25 cm > 19,10 cm.

D,d = Diámetros primitivos de poleas mayor y menor respectivamente (m)

$$L = 2 * 0,3625 + 1,57 * (0,063 + 0,190) + \frac{(0,190 - 0,063)^2}{4 * 0,3625} = 1,26 \text{ m}$$

Ingresando a Tabla siguiente con la longitud, se determina el N° comercial de la correa, ésta es de tipo "A39".

Tabla N° 6 Longitud primitiva nominal						
Correa (in)	Sección Z (mm)	Sección A (mm)	Sección B (mm)	Sección C (mm)	Sección D (mm)	Sección E (mm)
15	-	414	-	-	-	-
16	-	439	-	-	-	-
17	-	465	-	-	-	-
18	482	490	-	-	-	-
19	508	516	-	-	-	-
20	533	541	-	-	-	-
21	558	566	-	-	-	-
22	584	592	-	-	-	-
23	609	618	-	-	-	-
24	635	641	-	-	-	-
25	660	670	-	-	-	-
26	685	694	-	-	-	-
27	711	718	-	-	-	-
28	735	756	-	-	-	-
29	762	774	771	-	-	-
30	787	794	796	-	-	-
31	812	822	822	-	-	-
32	838	853	859	-	-	-
33	863	880	870	-	-	-
34	889	906	899	-	-	-
35	914	922	928	-	-	-
36	939	954	962	-	-	-
37	965	978	981	-	-	-
38	990	1001	1004	-	-	-
39	1016	1029	1032	-	-	-
40	1041	1052	1054	-	-	-

Número comercial de las correas

Se determina también, ingresando en la Tabla siguiente, el factor de corrección de longitud de correa en función de la misma. Así, $Fcl = 1,14$.

Tabla N° 4		Sección de la correa				
Longitud correa	Z	A	B	C	D	E
16	0.80	-	-	-	-	-
24	0.83	-	-	-	-	-
26	0.84	0.81	-	-	-	-
31	0.89	0.84	-	-	-	-
35	0.92	0.87	0.81	-	-	-
38	0.93	0.88	0.83	-	-	-
42	0.95	0.90	0.85	-	-	-
46	0.97	0.92	0.87	-	-	-
51	0.99	0.94	0.89	0.80	-	-
55	1.00	0.96	0.90	0.81	-	-
60	-	0.98	0.92	0.82	-	-
68	-	1.00	0.95	0.85	-	-
75	-	1.02	0.97	0.87	-	-
80	-	1.04	0.98	0.89	-	-
81	-	1.04	0.98	0.89	-	-
85	-	1.05	0.99	0.90	-	-
90	-	1.06	1.00	0.91	-	-
96	-	1.08	1.02	0.92	-	-
97	-	1.08	1.02	0.92	-	-
105	-	1.10	1.04	0.94	-	-
112	-	1.11	1.05	0.95	-	-
120	-	1.13	1.07	0.97	0.86	-
128	-	1.14	1.08	0.98	0.87	-
144	-	-	1.11	1.00	0.90	-
158	-	-	1.13	1.02	0.92	-
173	-	-	1.15	1.04	0.93	-

Factor de corrección en función de la longitud de la correa

El arco de contacto \tilde{N} de la correa sobre la polea menor será:

$$\tilde{N} = 180 - 57 \frac{D - d}{l} = 160,03^\circ$$

Se selecciona el factor de corrección de arco de contacto de la Tabla de Abajo:

Tabla Nº 5	Factor de corrección	
	Arco de contacto sobre polea menor	Poleas acanaladas
180°	1.00	0.75
175°	0.99	0.76
170°	0.98	0.77
167°	0.97	0.78
164°	0.96	0.79
160°	0.95	0.80
157°	0.94	0.81
154°	0.93	0.81
150°	0.92	0.82

Factor de corrección en función del arco de contacto

El factor de corrección será $F_{c\tilde{N}} = 0,95$.

Luego, obtenemos la velocidad tangencial con la siguiente ecuación:

$$V_t = \frac{\pi * d * N}{60 * 1.000} = 9,90 \text{ m/s}$$

Además, se calcula la prestación adicional por relación de transmisión (valores obtenidos de la 0):

$$P_{bk} = P_b + \text{Prestación adicional} = 0,84 \text{ HP} + 0,5 \text{ HP} = 1,34 \text{ HP}$$

Calculamos entonces la cantidad de correas necesarias para la potencia deseada:

$$N^{\circ} \text{ correas} = \frac{P_c}{P_e} = \frac{2,50}{1,45} = 1,72 \cong 2 \text{ correas}$$

7.5.4. Selección de las poleas

De acuerdo a las dimensiones adoptadas en el punto anterior se seleccionaron las poleas considerando las revoluciones, potencia a transmitir, perfil de correa y diámetros primitivos. A continuación, se muestran las dimensiones generales de las dos poleas (alternador y turbina) cuyas referencias se encuentran en la figura siguiente.

Polea Trapecial Ciega SPA-A														
Ø primitivo dw (mm)	Nº canales	Figura	M (mm)	L (mm)	Ø primitivo dw (mm)	Nº canales	Figura	M (mm)	L (mm)	Ø primitivo dw (mm)	Nº canales	Figura	M (mm)	L (mm)
50	1	P	32	35	118	1	D	60	35	250	1	3R	75	50
	2	P	40	45		2	D	60	45		2	3R	75	50
	3	P	40	54		3	D	70	50		3	3R	75	50
				4		P	70	50	4		3R	88	60	
				5		P	80	50	5		3R	96	65	
56	1	P	35	35	125	1	D	55	35	280	1	3R	68	50
	2	P	40	45		2	D	60	45		2	3R	75	50
	3	P	40	54		3	D	68	50		3	3R	75	50
				4		D	68	50	4		3R	88	60	
				5		D	80	50	5		3R	96	65	
63	1	P	40	35	132	1	D	55	35	300	1	3R	75	50
	2	P	40	45		2	D	60	45		2	3R	75	50
	3	P	40	54		3	D	68	50		3	3R	88	60
	4	P	40	68		4	D	68	50		4	3R	88	60
	5	P	40	84		5	D	80	50		5	3R	96	70
71	1	P	40	35	140	1	D	60	35	315	2	3R	75	50
	2	P	50	45		2	D	60	45		3	3R	88	60
	3	P	52	54		3	D	68	50		4	3R	88	60
	4	P	52	68		4	D	68	50		5	3R	96	70
	5	P	52	84		5	D	80	50					
75	1	P	40	35	150	1	D	60	40	355	2	3R	88	60
	2	P	50	45		2	D	60	45		3	3R	88	60
	3	P	52	54		3	D	68	50		4	3R	88	60
	4	P	52	68		4	D	68	50		5	3R	96	70
	5	P	52	84		5	D	80	50					
80	1	P	45	35	160	1	D	60	40	400	2	6R	88	60
	2	P	50	45		2	D	60	45		3	6R	96	65
	3	P	62	54		3	D	68	50		4	6R	96	65
	4	P	62	68		4	D	80	50		5	6R	96	70
	5	P	62	84		5	D	80	50					
85	1	D	45	35	170	1	D	60	40	450	2	6R	88	60
	2	P	50	45		2	D	60	45		3	6R	96	65
	3	P	62	54		3	D	68	50		4	6R	104	70
	4	P	62	68		4	D	80	50		5	6R	104	70
	5	P	62	84		5	D	80	50					
90	1	D	45	35	180	1	D	65	40	500	2	6R	88	60
	2	P	60	45		2	D	68	50		3	6R	96	65
	3	P	62	54		3	D	68	50		4	6R	104	70
	4	P	68	68		4	D	80	60		5	6R	104	70
	5	P	68	84		5	D	80	65					
95	1	D	45	35	190	1	D	65	40	560	2	6R	88	60
	2	P	60	45		2	D	68	50		3	6R	96	65
	3	P	62	54		3	D	68	50		4	6R	104	70
	4	P	68	68		4	D	80	60		5	6R	104	70
	5	P	68	84		5	D	80	65					

Figura 84. Tipos de poleas

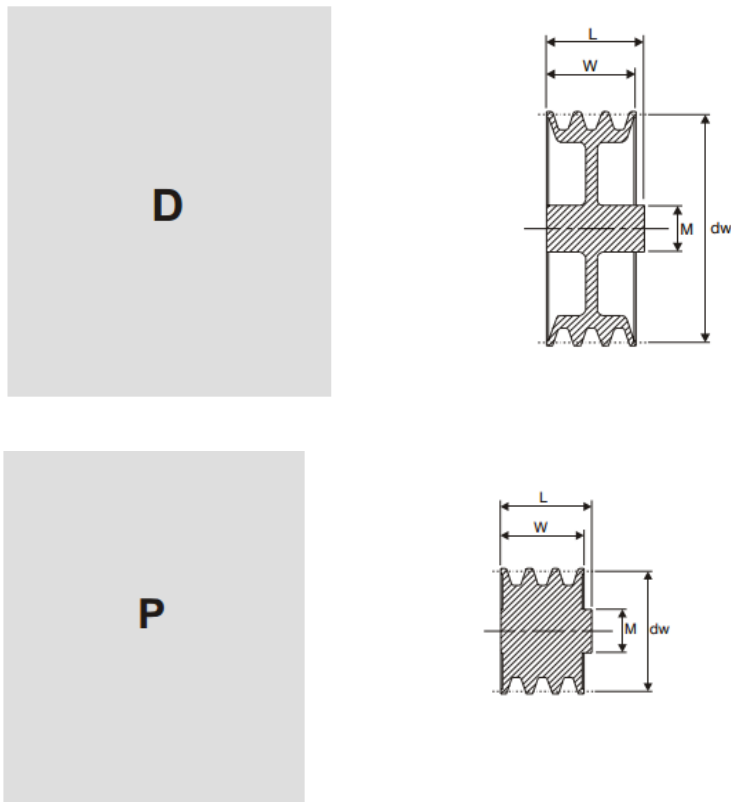


Figura 85. Tipos de poleas

CAPÍTULO 8. ANÁLISIS TENSIONAL

8.1. Modelación

Para el diseño del microgenerador, se empleó la metodología presentada en el diagrama de flujo de la Figura 63. Las variables de entrada para el diseño son las condiciones hidráulicas del sitio final de instalación (caudal y altura), la potencia eléctrica que se desea generar, la velocidad de giro de la turbina y la eficiencia global de generación de energía.

Al definir la eficiencia global de generación, la velocidad de giro de la turbina y la potencia eléctrica requerida es posible definir una relación entre los valores de caudal y altura que pueden proporcionar la potencia requerida, cumpliendo con las recomendaciones del rango de velocidad específica reportadas en la literatura para este tipo de máquinas.

La potencia hidráulica aprovechada por la turbina está dada por la relación entre las características (Q, H) del sitio donde se utiliza el microgenerador. Además, está en función de la rugosidad superficial del álabe; de la velocidad de rotación de la turbina; del ángulo y de la velocidad de entrada y de salida del agua al álabe. Debido a que el chorro de agua está muy cerca del álabe, se supone que la magnitud de la velocidad de salida del chorro es la misma que la velocidad de entrada del agua al álabe. Todos estos parámetros se relacionan entre sí mediante el triángulo de velocidades mostrado en la Figura 64, donde: α_2 es el ángulo absoluto con el cual el agua sale del álabe, β_2 es el ángulo de salida del álabe, U_1 y U_2 son las velocidades tangenciales, W_1 y W_2 son las velocidades relativas y C_1 y C_2 son las velocidades absolutas del chorro de agua a la entrada y a la salida del álabe, respectivamente.

Conociendo la velocidad de salida del chorro y el caudal aplicado, se calcula el diámetro nominal que debe tener el chorro. Las dimensiones del inyector dependen de este valor. Se debe garantizar que la variación de la posición de la aguja reguladora permita disminuir y aumentar el diámetro del chorro alrededor del valor nominal calculado con el fin de variar la potencia hidráulica aplicada a la turbina.

Ya que el diámetro nominal del chorro está relacionado con la potencia aprovechada por la turbina, se utiliza este valor como parámetro para calcular algunas dimensiones de los componentes de la turbina (álabe y rodete).

Otras dimensiones, como por ejemplo el diámetro del eje de la turbina y el espesor del rodete de la turbina, son calculadas con base a las características del material y el análisis de la integridad estructural usando un software de elementos finitos. El Grupo de Energía Alternativa de la Universidad de Antioquia, usando la metodología enunciada, con el apoyo del Centro de Investigación e Innovación en Energía CIEN y la misma Universidad de Antioquia, ha diseñado un microgenerador que genera 5 kW de energía eléctrica para los siguientes parámetros de entrada: 0.03 m³ /s caudal de diseño; velocidad de rotación de la turbina, 400 rpm; cabeza hidráulica, 30 m; eficiencia de generación 51%.

8.2. Cálculo de la tensión sobre el álabe

8.2.1. Fuerza centrífuga sobre un álabe

La fuerza centrífuga sobre un álabe viene dada por la siguiente expresión:

$$F_c = 0,895 * \frac{P_a * H_n}{D}$$

De donde, al reemplazar los valores correspondientes se obtiene el siguiente valor:

$$F_c = 0,895 * \frac{0,45 * 25}{0,20} = 50,34 \text{ kg}$$

8.2.2. Fuerza total sobre un álabe

La fuerza total se calcula para el caso más desfavorable, aquel para el que la resultante entre las fuerzas hidráulica y centrífuga que actúan sobre el álabe es mayor. Este caso se muestra en la figura N° 12, donde se observa que:

$$R_x = F_{hr} * \cos \lambda$$

$$R_y = F_{hr} * \sen \lambda + F_c$$

$$R_T = \sqrt{R_x^2 + R_y^2}$$

Donde:

R_x = Resultante total horizontal de las fuerzas actuantes sobre el álabe (kg).

R_y = Resultante total vertical de las fuerzas actuantes sobre el álabe (kg).

R_T = Resultante total de las fuerzas actuantes sobre el álabe (kg).

λ = Ángulo entre la fuerza hidráulica sobre el álabe y la dirección horizontal (°).

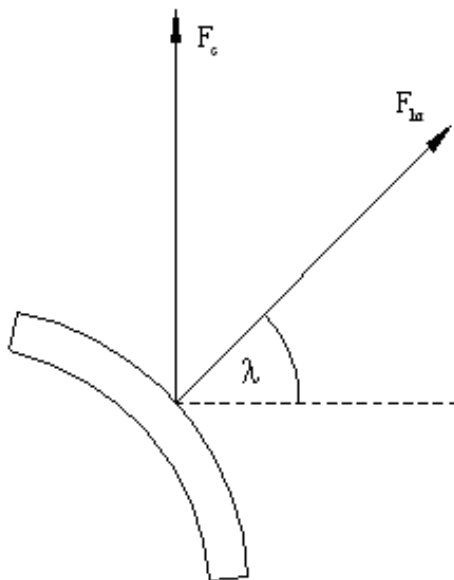


Figura 86. Composición de fuerzas sobre el álabe

Teniendo en cuenta que:

$$\operatorname{tg} \lambda = \frac{F_{hy}}{F_{hx}} = \frac{82,48}{46,19} = 1,79 \quad \lambda = 60,75^\circ$$

$$R_x = F_{hr} * \cos \lambda = 94,53 * \cos 60,75^\circ = 46,19 \text{ kg}$$

$$R_y = F_{hr} * \operatorname{sen} \lambda + F_c = 94,53 * \operatorname{sen} 60,75^\circ + 50,34 = 132,82 \text{ kg}$$

$$R_T = \sqrt{R_x^2 + R_y^2} = \sqrt{46,79^2 + 132,82^2} = 140,62 \text{ kg}$$

8.2.3. Momento flector máximo sobre un álabe

Teniendo en cuenta las rigideces relativas entre los discos laterales del rotor y los álabes, se considera al álabe como una barra prismática biempotrada en sus extremos. Adoptada esta condición de borde, el momento flector máximo sobre un álabe viene dado por:

$$M = \frac{R_T * B}{12} = \frac{140 * 25}{12} = 292,96 \text{ kg cm}$$

8.2.4. Tensión máxima sobre un álabe

Aplicando la expresión de Navier para flexión de vigas se obtiene la máxima tensión mediante la siguiente expresión:

$$\sigma = \frac{M}{W}$$

Donde:

σ = Tensión normal (Kg/cm²).

M = Máximo momento flector sobre el álabe (kgcm).

W = Módulo resistente de la sección (cm³).

Se considera como material de diseño un acero típico con un límite de fluencia de 2400 Kg/cm² y un factor de seguridad $f_s = 2$, por lo que la relación siguiente debe ser verificada:

$$\sigma \leq \frac{2.400}{f_s} = \frac{2.400}{2} = 1.200 \text{ kg/cm}^2$$

El momento de inercia menor principal de un álabe para las dimensiones que han sido adoptadas del mismo, posee el siguiente valor:

$$I_{min} \cong 1.002 \text{ mm}^4 = 0,1002 \text{ cm}^4$$

Por lo tanto, el módulo resistente de un álabe puede ser aproximado por:

$$W \cong \frac{I_{min}}{\frac{e_a}{2}} = \frac{0,1002}{\frac{0,516}{2}} = 0,389 \text{ cm}^3$$

Finalmente, la máxima tensión a la que se encuentra solicitado un álabe es:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{292,96}{0,389} = 753,11 \text{ kg/cm}^2$$

Con lo que se verifica que:

$$\sigma = 753,11 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} < 1.200 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

8.3. Diseño del eje del rotor

Para el diseño del eje del rotor se hace uso del diagrama de fuerzas de la Figura 87:

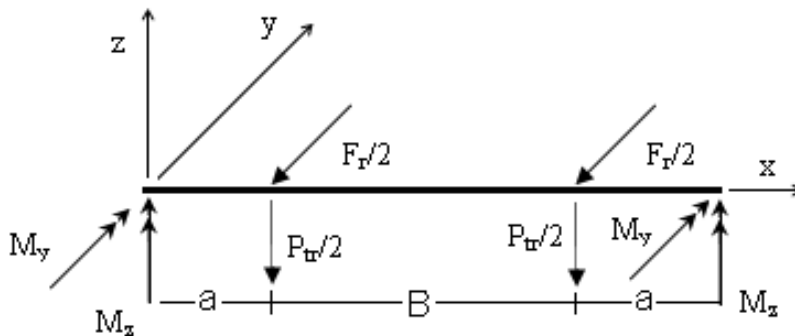


Figura 87. Diagrama de fuerzas sobre el eje

El diámetro mínimo del eje del rotor se dimensiona utilizando la fórmula de la ASME para el caso en que el eje es sometido simultáneamente a los esfuerzos de flexión y torsión:

$$d^3 = \frac{16}{\pi * Sd} \sqrt{(k_m * M_{max})^2 + (k_t * T_{max})^2}$$

Donde:

d = Diámetro del eje del rotor (cm).

Sd = Tensión admisible del acero (kg/cm²).

Km = Factor de momento flector (para carga estable = 1,50).

Kt = Factor de momento torsor (para carga estable = 1,00).

Mmax = Momento flector máximo sobre el eje del rotor (kgcm).

Tmax = Momento torsor máximo sobre el eje del rotor (kgcm).

A continuación, se calculan los esfuerzos máximos que solicitan al eje. El máximo momento torsor resulta:

$$T_{max} = 974 * \frac{PT}{n}$$

Donde:

PT = Potencia de la turbina (kwatt).

n = Velocidad nominal de la turbina (rpm).

La potencia de diseño de la turbina se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PT = \rho_{agua} * g * Q * H_n * \eta_h$$

Y al reemplazar los valores correspondientes se obtiene:

$$PT = 1.000 * 9,81 * 0,12 * 25 * 0,80 = 23.520 W = 23,52 kW$$

Con el valor anterior y el calculado para la velocidad de diseño (n=982 rpm), el valor del torque máximo es:

$$T_{max} = 974 * \frac{23,52}{982} = 23,33 \text{ kgm}$$

La fuerza tangencial que actúa sobre el eje viene dada por la siguiente expresión:

$$T_{max} = F_r * \frac{d}{2} \quad F_r = 1.948 * \frac{PT}{n * d}$$

Por lo tanto, el valor de la fuerza tangencial es:

$$F_r = 1.948 * \frac{23,52}{982 * 0,20} = 233,28 \text{ kg}$$

Con el valor anterior se procede a calcular el momento flector en la dirección del eje z mediante la siguiente expresión:

$$M_z = \frac{F_r * a}{2}$$

Donde:

M_z = Momento flector en dirección z (kgm).

F_r = Fuerza tangencial sobre el eje (kg).

a = Distancia desde el disco a la chumacera (m).

Adoptando un valor de $a = 110$ mm, se tiene:

$$M_z = \frac{233,28 * 0,11}{2} = 12,83 \text{ kgm}$$

Por otro lado, el momento flector en dirección del eje y viene dado por la siguiente expresión:

$$M_y = \frac{P_{tr} * a}{2}$$

Con:

$$P_{tr} = Z * P_a + 2 * P_l + 2 * P_p + P_e$$

Donde:

M_y = Momento flector en dirección y (kgm).

P_{tr} = Peso total del rotor (kg).

P_l = Peso de un disco lateral (kg).

P_p = Peso de un disco periférico (kg).

P_e = Peso del eje (kg).

Se calculan los volúmenes de los elementos que intervienen en la expresión (50), obteniéndose:

$$v_l = 334.666,44 \text{ mm}^3 = 3,35 * 10^{-4} \text{ m}^3$$

$$v_p = 120088,92 \text{ mm}^3 = 1,20 * 10^{-4} \text{ m}^3$$

$$v_e = 654845,39 \text{ mm}^3 = 6,55 * 10^{-4} \text{ m}^3$$

Donde:

v_l = volumen de un disco lateral (m3).

v_p = volumen de un disco periférico (m3).

v_e = volumen del eje (m3).

Considerando que el eje, los discos laterales y discos periféricos de vinculación se encuentran contruidos de acero; con una densidad media de $\rho_{\text{acero}} = 7850 \text{ kg/m}^3$, se obtiene el siguiente valor aproximado del peso total del rotor:

$$P_{tr} = 22 * 0,45 + 7.850 * (2 * 3,35 + 2 * 1,20 + 6,55) * 10^{-4} = 22,19 \text{ kg}$$

Calculado el valor de la masa del rotor, el momento flector es:

$$M_y = \frac{22,19 * 0,11}{2} = 1,22 \text{ kgm}$$

Debido a la presencia de momentos flectores en distintas direcciones, se deben componer vectorialmente con el fin de determinar la resultante de los mismos, utilizándose para ello la siguiente expresión:

$$M_{max} = \sqrt{M_z^2 + M_y^2}$$

Reemplazando los momentos flectores de cada dirección en la (51), el momento flector máximo posee el siguiente valor:

$$M_{max} = \sqrt{M_z^2 + M_y^2} = \sqrt{12,83^2 + 1,22^2}$$

Considerando un valor de $S_d=600 \text{ kg/cm}^2$, el diámetro mínimo del eje viene dado por la (44):

$$d^3 = \frac{16}{\pi * 600} \sqrt{(1,50 * 1.289)^2 + (1,00 * 2.333)^2} = 25,72 \text{ cm}^3$$

$$d_{min} = \sqrt[3]{25,72} = 2,95 \text{ cm}$$

Finalmente, teniendo en cuenta el valor mínimo: $d_{m}=295\text{mm}$ obtenido mediante el diseño mecánico, y el valor máximo: $d_{max}=66\text{mm}$ dado por el diseño hidráulico; se adopta un eje con diámetro de 35 mm.

CAPÍTULO 9. DISEÑO FINAL Y RECOMENDACIONES

Una vez concluido el dimensionamiento de los componentes principales de la turbina, tanto desde el punto de vista del diseño hidráulico como del diseño mecánico, se realizaron los planos mecánicos correspondientes. En estos se detallan los accesorios no contenidos en el cálculo previo, como ser: tornillos, tuercas, perfiles, etc.; y además las dimensiones de todas las piezas de chapa que ensambladas componen la carcasa de la máquina.

Para llevar a cabo el diseño de maquinaria se confeccionaron de manera simultánea los planos del sistema en dos y en tres dimensiones. De esta manera, se pudo evaluar continuamente el correcto ensamblaje de cada pieza y la no interferencia de la misma con otro elemento estructural del conjunto o con el flujo del agua según sea el caso de la pieza analizada.

Para el desarrollo de los planos se consideraron estrictamente los valores determinados en el diseño del presente informe, como también los valores comerciales dados por los fabricantes de todos aquellos elementos estandarizados que componen el conjunto (perfiles, tornillos, tuercas, polea, etc.).

Finalmente, una vez terminados los planos generales del sistema, se procedió a confeccionar los planos en detalles correspondientes al conjunto del rotor y al conjunto de la carcasa.

A continuación, se presenta el plano de proyecto de la Turbina Turgo diseñada en esta Práctica Supervisada conforme al cálculo previamente ejecutado.

El mismo incluye, entre sus partes principales:

1. Dimensiones del Rodete.
2. Tamaño, posición y cantidad de los alabes directores.
3. Tamaño y posición del inyector; como así también el Angulo de ataque del chorro de agua propiamente dicho en función de la eficiencia analizada y alcanzada.

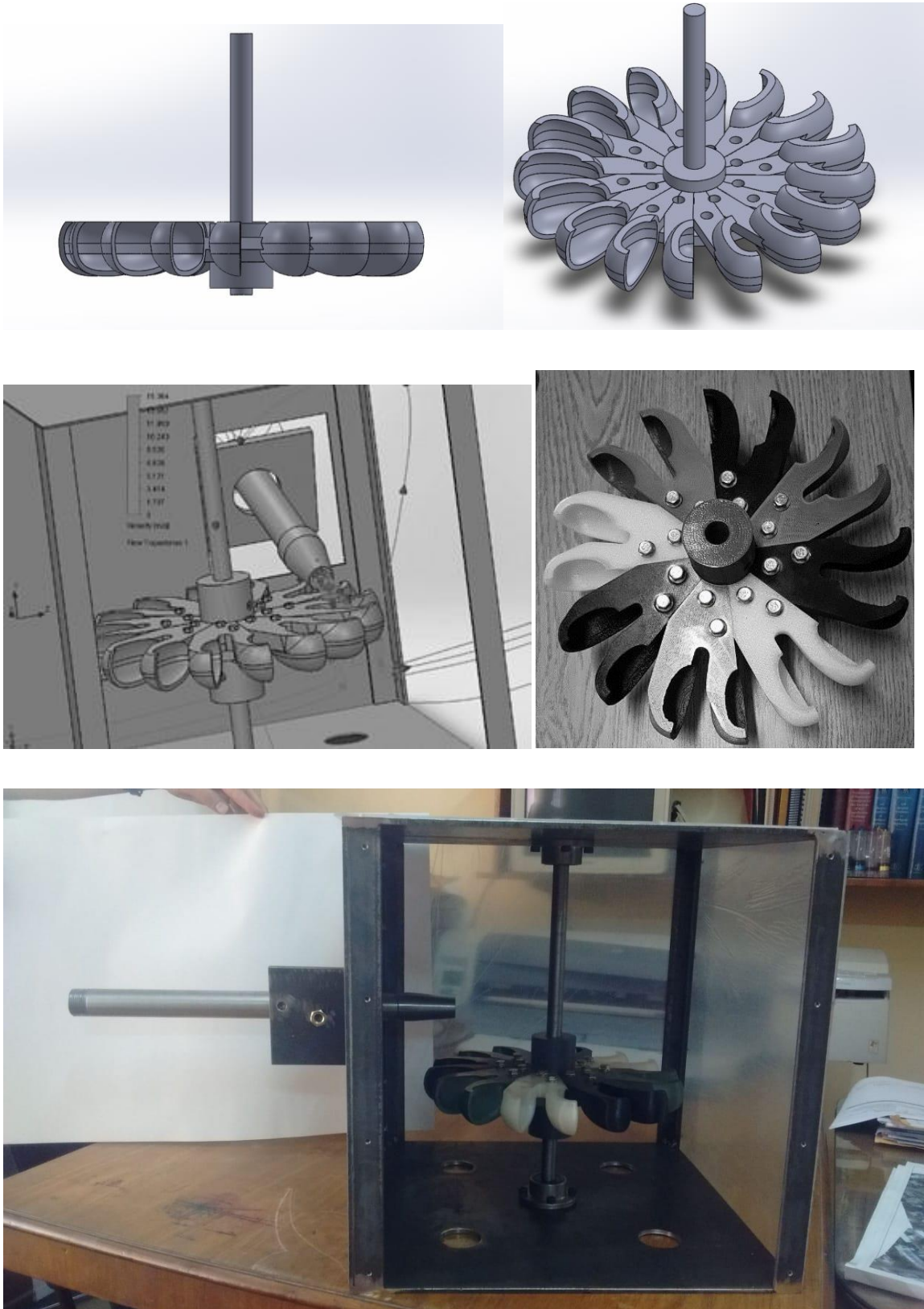


Figura 88. Imágenes de la Turbina Turgo Resultante en SolidWork y materializada en Impresión 3D. Se observa el Rotor con los alabes y el inyector próximo a ser instalados en el banco de prueba del Laboratorio de Hidráulica para ser sujeto de estudio por futuras Generaciones.

CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES

A modo de cierre de mi Práctica Supervisada, creo conveniente retomar y refrescar algunos conceptos antes mencionados y poner de manifiesto el boom del desarrollo de las Energías Renovables como motor de la diversificación de la Matriz Energética a nivel global y en particular para la República Argentina.

En primer lugar, se expuso la necesidad de cambiar las matrices energéticas que se encuentran hoy fuertemente vinculadas a los combustibles fósiles hacia matrices con mayor base en fuentes de energías renovables. El desarrollo de las energías renovables es la consecuencia previsible de una mirada al tema energético desde la perspectiva de la sustentabilidad.

Las promociones de tecnologías de energías renovables ofrecen doble ventaja: diversificación energética y la esperanza de desarrollo para comunidades pobres y aisladas que no están conectadas a las grillas de transporte y distribución eléctrica.

El Éxito de una medida de mitigación como el descrito en este trabajo, es el establecimiento de acciones que permitan a la sociedad mitigarlos con medidas que se adaptan a ella y le permitan además seguir desarrollándose. Estas medidas tienen que acompañar el desarrollo de cada sociedad, con sus singularidades socioeconómicas, políticas, culturales y tecnológicas. Como se expresa Juan Carlos del Olmo secretario general de WWF España: Estamos viviendo a costa de los recursos naturales de las futuras generaciones.

Para acelerar la aplicación de sistemas alternativos en las zonas rurales, y hacer de esta una práctica habitual, se necesita desarrollar equipos adecuados, adaptarlos para su producción progresiva en las industrias locales, y establecer un sistema de financiación en colaboración con los bancos locales para asistir a los usuarios y propietarios potenciales. Existe una demanda insatisfecha de equipos robustos y confiables que puedan suministrar pequeñas cantidades de energía a bajo costo.

Los proyectos que enmarcaron los estudios que se presentan en este trabajo sobre micro hidro generación buscaban aplicar tecnologías simples de energías limpias hidroeléctricas sin represamiento, de bajo costo que permitieran su construcción e instalación para aplicarlo a diversas comunidades aisladas y que fuese incorporándose en la sociedad a través del vínculo

con las nuevas generaciones. El interés es desarrollar máquinas, realizar la construcción y la instalación para permitir el abastecimiento descentralizado de electricidad que permitiera replicarlo en distintas comunidades que por sus características no pueden vincularse al sistema interconectado nacional y cuya difusión pueda apoyarse tanto desde el sector privado como público. Se busca también, desde el Ámbito de la Universidad Nacional de Córdoba divulgar y acercar estas tecnologías a los futuros profesionales y a la población en general de manera de incorporarlos como opción a la hora de buscar soluciones a los problemas de generación energética.

El vínculo desarrollado con una escuela técnica secundaria permite que los profesionales e investigadores puedan transmitir sus conocimientos a la sociedad y generar desarrollos tecnológicos a niveles locales.

La ventaja de las micro centrales hidroeléctricas distribuidas sobre el territorio no es tanto la aportación energética que puede darse a la necesidad eléctrica nacional, cuanto el valor de la utilización del recurso hídrico a nivel local teniendo en cuenta que la energía hidroeléctrica es un tipo de energía renovable con impacto ambiental mínimo si se usa la fuerza hídrica sin represarla.

La aplicación de energías renovables hoy no solo es del campo de los investigadores, sino que es reclamado por la sociedad que ve con preocupación cada vez mayor como los recursos se agotan y requieren de alternativas que hagan sostenible el desarrollo de la sociedad, desafío que hoy necesita del encuentro de los distintos sectores de la sociedad.

CAPÍTULO 11. BIBLIOGRAFÍA

Cambridge Institute for Sustainability Leadership (CISL) (2017) Cambio Climático: Implicaciones para el Sector Energético. Hallazgos Claves del Quinto Informe de Evaluación (AR5) del Grupo Intergubernamental de Expertos. www.cisl.cam.ac.uk/ipcc

Fernández Mosconi, J., Audisio, O. & Marchegiani A. (2003). Pequeñas Centrales Hidráulicas. Apuntes de clase. Universidad Nacional del Comahue. Facultad de Ingeniería. Neuquén, Argentina.

IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. ISBN 978-92-9169-131-9. Sitio web: <http://www.ipcc.ch/report/srren/>

Labandeira, X., Linares, P. & Würzburg, K. (2012). Energías Renovables y Cambio Climático – Economics for Energy. WP 06/2012.

Mataix, C. (2009). Turbomáquinas Hidráulicas. Turbinas hidráulicas, bombas, ventiladores. Universidad Pontificia Comillas. 1ª ed., 1ª. 1720 páginas; 24x17 cm. ISBN: 8484682528 ISBN-13: 9788484682523

Polo Encinas, M. (1976). Turbomáquinas Hidráulicas. México. LIMUSA.

Reyna T, Reyna, S., Lábaque M., Riha C, Groso F. (2016) Applications of Small Scale Renewable Energy. Journal of Business and Economics, USA. Academic Star Publishing Company. ISSN: 2155-7950.

Reyna, T., Reyna, S., Lábaque, M., Riha, C. & Giménez, E. (2012). Aplicaciones de Usos de Energías Renovables. Microturbinas de Generación Hidroeléctrica. XXV Congreso Latinoamericano de Hidráulica S.J., Costa Rica. 9 al 12 de septiembre de 2012.

AGRADECIMIENTOS

En primer medida, Como hombre nacido en la Fe cristiana quiero agradecer a Dios por sobre todas las cosas por haberme acompañado en todos estos años (con alegrías y frustraciones) para llegar hoy a culminar una etapa importante de mi vida siendo siempre mi guía espiritual.

A mis dos Abuelos: Jetdo Faiez Mohaded y Elías Flores, que aunque nunca logre conocerlos Físicamente en este mundo sé que han iluminado mi camino y estarán orgullosos tanto de mi cosecha, como la de mis hermanos a lo largo de estos años.

A mis dos Abuelas: Rosa Flores y Adela Neme (recientemente Fallecida); a las que si tuve el agrado de verlas sonreír, muchas gracias por ser el mapa de la familia y recordarme que a la vida hay que vivirla y disfrutarla porque el tiempo pasa y los recuerdos se amontonan.

A los Cuatro hoy les dedico este Logro y Brindo desde donde quieran que estén!

A mis padres, Miguel Ángel Mohaded y Maria Adela Flores, Que decir! Primero pedirles disculpas por haberlos hecho esperar tanto este momento, sabiendo de todo el sufrimiento que les he causado, días de angustia y tristezas; y segundo, Gracias por Haber criado a los Cuatro Hijos maravillosos que tienen, con el sentido de Respeto, Compromiso, Responsabilidad, Pasión, mucha Dedicación y fundamentalmente con la cultura al Trabajo, siendo Honestos en todo momento. Verlos juntos y Felices es motivo de admiración, Los Quiero!

Con mi Titulo Miguel Mohaded hoy nos estamos recibiendo los Dos de Ingenieros Civiles, eso quédate tranquilo que ya es un hecho. Acá cerramos la cuenta pendiente.

A mis Tres Hermanos: Cr Marcelo Miguel Mohaded, Dra. Mariana Mabel Mohaded y Lic. Ana Carolina Mohaded, les agradezco por el hermoso equipo que somos juntos, por la unión que tenemos, porque todos los días me alimentan el deseo de superación y las ganas de progresar. Trabajadores, luchadores, responsables, triunfadores, etc, como para sintetizar un poco. Esto también es para ustedes, que de seguro deben estar igual e incluso más felices que yo por este logro.

Al Amor de mi vida, Cra. Maria Evangelina Gigena, la Luz de mi camino, mi angelito Guardián, la persona que desde aquel 5 de Marzo de 2011 me hizo conocer el Significado de la Palabra

Amor, me lleno de alegría mi vida, me dio motivos para sonreír y la mujer con la cual desde ese día hemos ido construido los cimientos de una hermosa Familia que pronto haremos realidad. Gracias por tu paciencia, por tu tiempo, por tus sonrisas, por tu brillo, por tu pureza, por tu vocación a tener una vida mejor Juntos. Simplemente Gracias. Este logro también es tuyo

A mis dos Sobrinitas, Amira y Ambar Mohaded Monteagudo, que desde que vinieron a este mundo están llenando de magia y Amor todos los rincones de la familia. Gracias por enseñarme que en la inocencia de todo niño está la fuente de Paz que los grandes la tenemos olvidada. Hoy más que nunca te voy a “llevar al Cielo” princesita Amira.

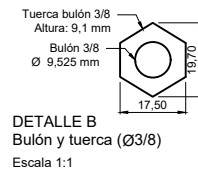
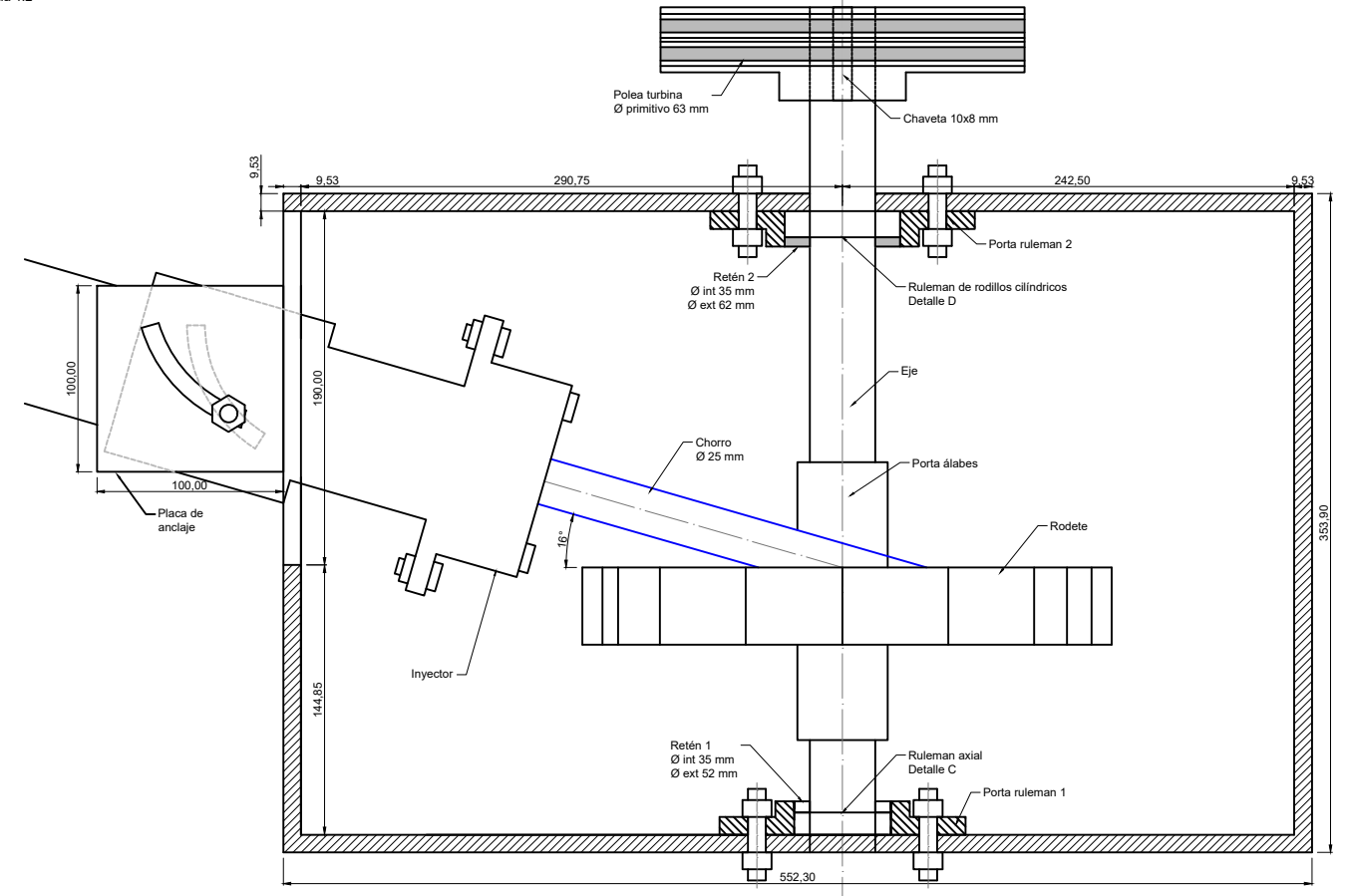
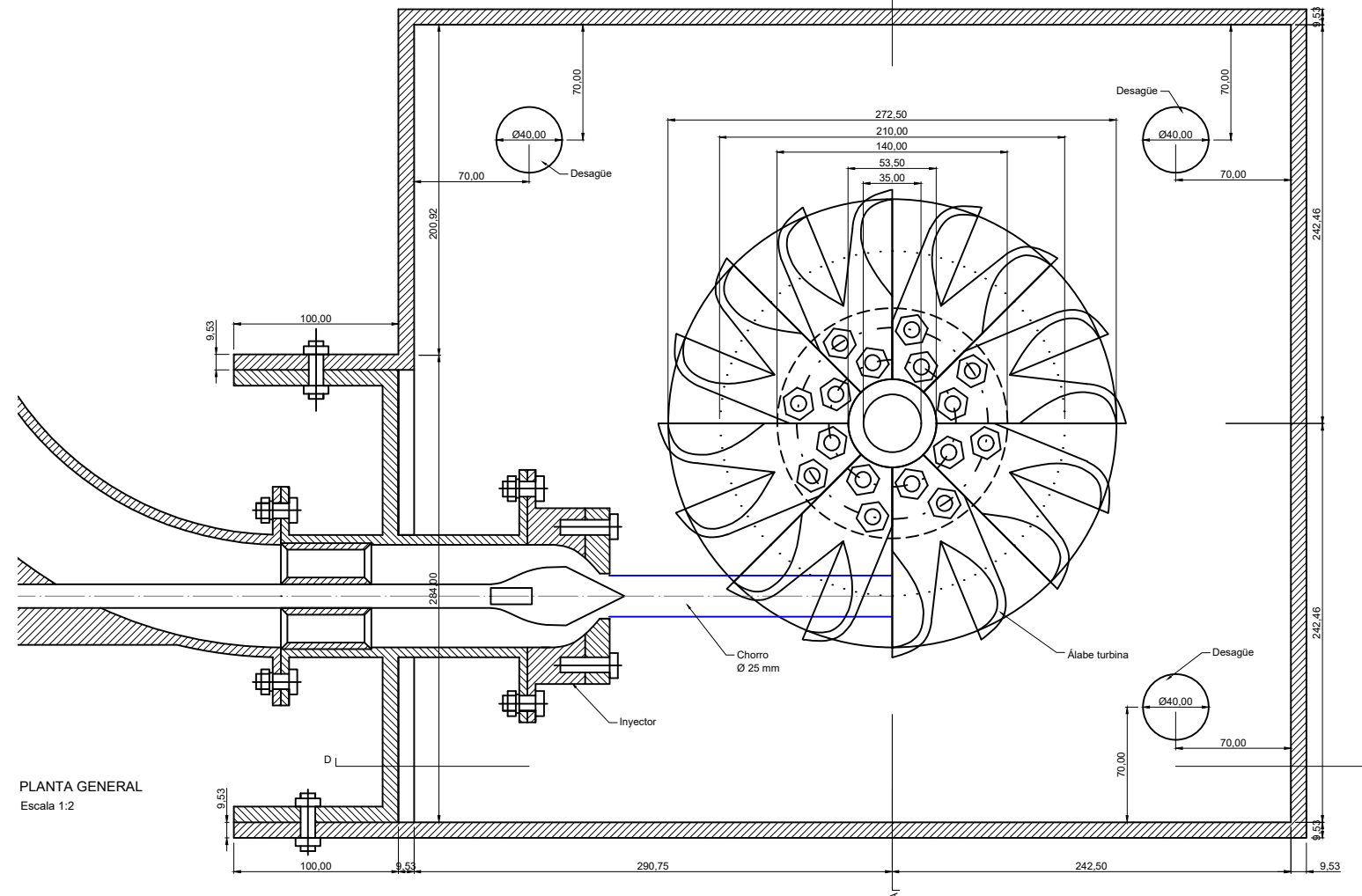
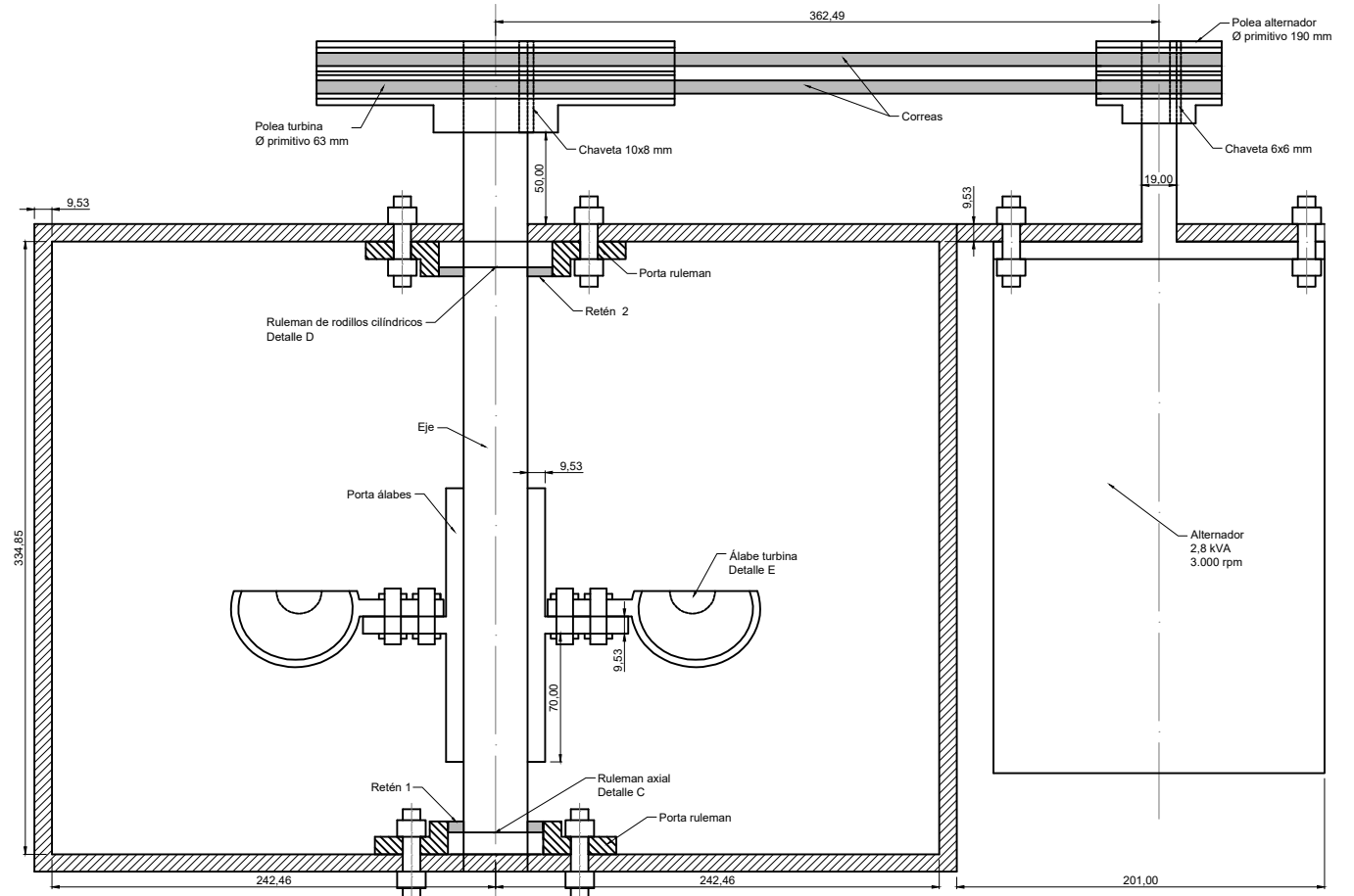
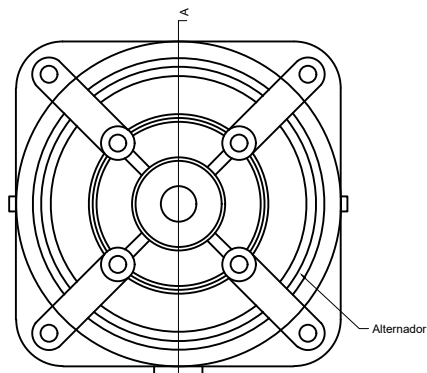
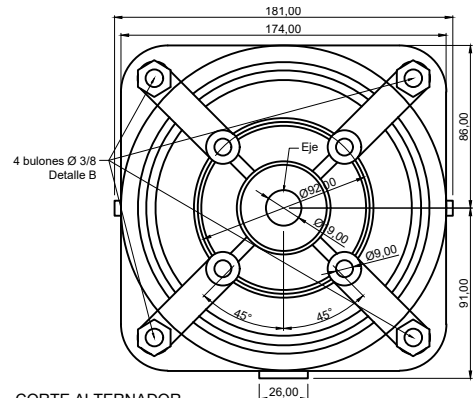
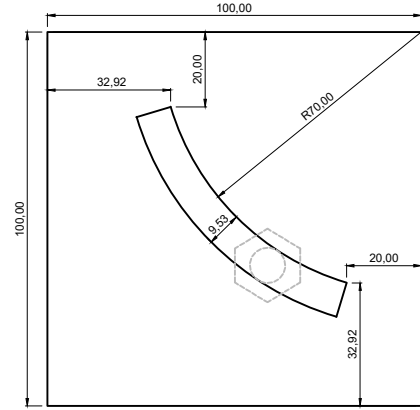
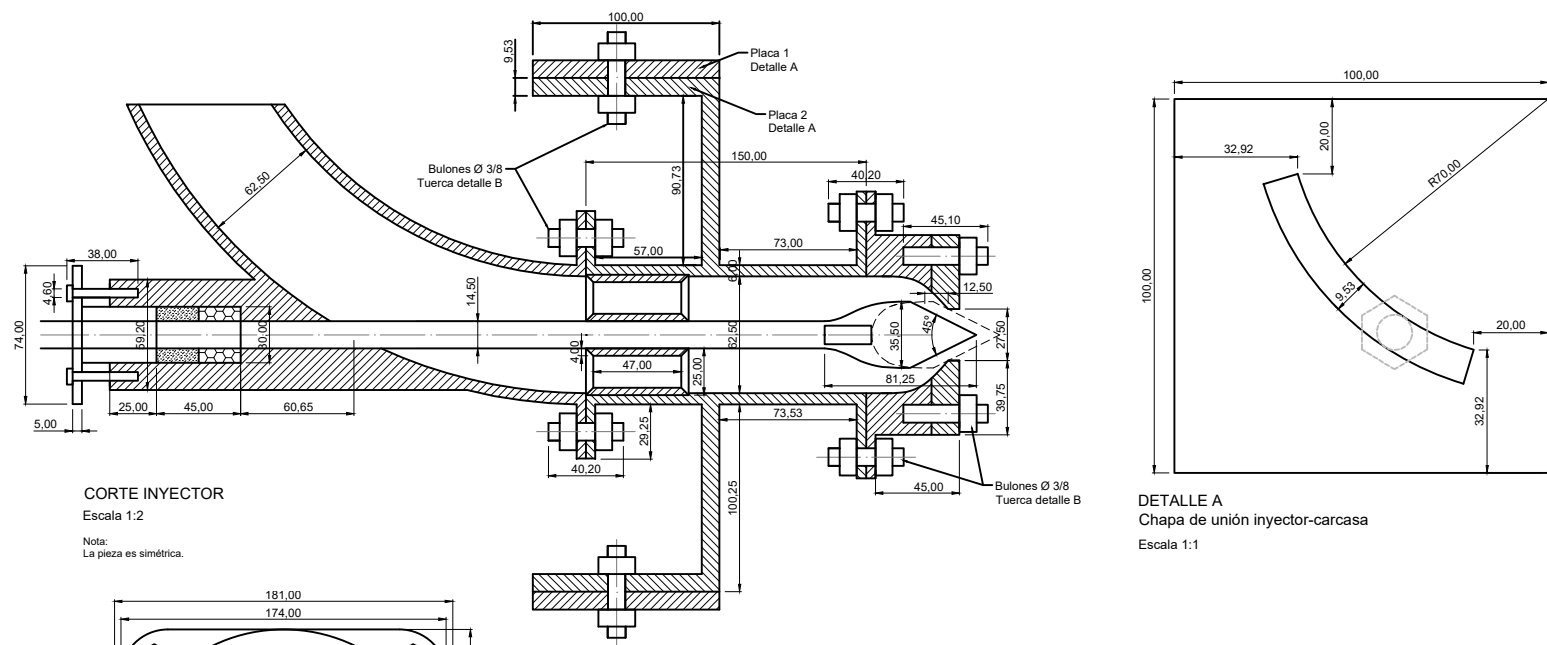
A mis Amigos de toda la Vida, los hermanos que uno elige dice la frase repetida, esos que el Barrio Maipú y el Club de Básquet me dio, porque a pesar que vamos creciendo y afrontando diferentes etapas de la vida; fuimos, somos y seremos del mismo equipo. Los Admiro, los quiero, los banco y siempre estaré presente para festejar los triunfos y lamentar Derrotas. A Uds les dedico este hermoso logro.

A los amigos que esta casa de Estudios me dio, gracias por haber transitado este camino Juntos y haberme bancado en esta hermosa locura que es la Ingeniería. Hoy cierro la etapa de estudiante. Hemos forjado lazos muy fuertes por más que la profesión nos mantenga alejados en espacio y tiempo, que la vida nos siga regalando éxitos.

A la Familia de mi Pareja, que siempre están con una sonrisa para compartir buenos momentos y jugosas charlas. Gracias por todo el aguante que me han dado durante todos estos años, al fin y al cabo pude llegar a la meta.

A esta casa de Estudios, Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la UNC, que por más que hayan sido más los momentos de frustraciones, me abrió las puertas para desarrollarme como profesional y me dio las herramientas para que me haga camino al andar.

Y Finalmente, Mención especial para la Dra Ing Civil Teresa Reyna y Mg Ing Civil Maria Labaque por haberme encaminado en la tarea de Ejecución de la Practica Supervisada. Hoy llego a su fin y en parte se lo debo a Uds, Simplemente gracias.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA		
OBRA:	MICROTURBINA "TURGO"	
PLANO:	PLANTA, DETALLES INYECTOR Y CORTES CARCASA	
DIRECCIÓN:	COORDINADOR GENERAL:	
PROYECTO:	DESIGNACIÓN:	HOJA: 01
DIBUJO:	ESCALA GENERAL:	FECHA:
TOLERANCIA:	VARIAS	
RUGOSIDAD:		