

UNIVERSIDAD DE
Belgrano
BUENOS AIRES - ARGENTINA



“Turbinas StreamDiver – La nueva estrella en el sector energético y aporte diferencial en el recurso hídrico”

Alumno: Franco Marcelo Cardinali

Carrera: Ingeniería Civil

ID: 141348

Matricula: 80107468

Profesor Tutor: Ing Tito Lasanta

FIRMA:

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Tito Lasanta", written over a horizontal line.



INDICE

INDICE	1
INTRODUCCIÓN	3
RESUMEN.....	4
OBJETO	5
HIPÓTESIS.....	5
ALCANCE DE LA INVESTIGACION	6
ESTADO DEL ARTE.....	6
APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS DE BAJA CÁIDA DENTRO DE LA PROVINCIA DE MENDOZA	7
APROVECHAMIENTO TIBURCIO BENEGAS.....	7
APROVECHAMIENTO SALTO TRIPLE UNIFICADO	8
APROVECHAMIENTO CENTRAL SALTO 6	9
APROVECHAMIENTO MINI CENTRAL SALTO 7	10
APROVECHAMIENTO MINI CENTRAL SALTO 8.....	11
POSIBLES APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS Y SUS CARACTERISTICA - CANAL SAN MARTIN MENDOZA.....	12
CONTEXTO INTERNACIONAL DE APROVECHAMIENTO DEL RECURSO PARA EL SEGMENTO BAJO ESTUDIO	14
MARCO TEÓRICO.....	16
INVERSIONES Y FOMENTOS	16
REDUCCIÓN DE OBRA CIVIL	18
REDUCCION DE TAREAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	19
BENEFICIOS AMBIENTALES Y CALIDAD DEL AGUA	23
ORIGEN DE LOS DATOS	23
DESARROLLO	24
CENTRALES HIDROELECTRICAS – CLASIFICACIONES Y COMPONENTES.....	24
CLASIFICACIONES IMPORTANTES.....	25
SEGÚN SU POTENCIA INSTALADA	25



Turbinas StreamDiver – “La nueva estrella en el sector energético y su aporte diferencial en el recurso hídrico”

<i>SEGÚN EL SALTO APROVECHABLE.....</i>	<i>25</i>
<i>SEGÚN LA DEMANDA QUE SATISFACEN</i>	<i>25</i>
<i>SEGÚN EL TIPO DE PRESA UTILIZADA.....</i>	<i>26</i>
<i>COMPONENTES DE UN PEQUEÑO APROVECHAMIENTO</i>	<i>28</i>
<i>OBRA CIVIL.....</i>	<i>29</i>
<i>ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO DE UN PEQUEÑO APROVECHAMIENTO</i>	<i>39</i>
<i>ACLARACIONES IMPORTANTES</i>	<i>39</i>
<i>ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD.....</i>	<i>42</i>
<i>PERIODO SIMPLE DE RETORNO</i>	<i>43</i>
<i>ÍNDICE DE ENERGÍA</i>	<i>44</i>
<i>ÍNDICE DE POTENCIA.....</i>	<i>44</i>
<i>VALOR ACTUAL NETO (VAN).....</i>	<i>44</i>
<i>TASA INTERNA DE RENTABILIDAD, O TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)</i>	<i>45</i>
<i>CASO DE ESTUDIO</i>	<i>45</i>
<i>VARIANTE PROPUESTA</i>	<i>49</i>
<i>TURBINAS STREAM DIVER</i>	<i>50</i>
<i>OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES.....</i>	<i>52</i>
<i>OBRA CIVIL</i>	<i>55</i>
<i>SELECCIÓN DE LA TURBINA STREAMDIVER Y ANALISIS DIMENSIONAL.....</i>	<i>58</i>
<i>PRIMERAS APROXIMACIONES PARA EL MODELO HIDRÁULICO DEL APROVECHAMIENTO.....</i>	<i>66</i>
<i>CLASIFICACIONES IMPORTANTES.....</i>	<i>66</i>
<i>AGUAS ARRIBA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA</i>	<i>68</i>
<i>AGUAS ABAJO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA</i>	<i>70</i>
<i>RESULTADOS</i>	<i>75</i>
<i>RESULTADOS: VARIANTE KAPLAN.....</i>	<i>75</i>
<i>RESULTADOS: VARIANTE STREAM DIVER</i>	<i>78</i>
<i>COMPARATIVA ENTRE LAS VARIANTES.....</i>	<i>80</i>
<i>CONCLUSIONES</i>	<i>84</i>

INTRODUCCIÓN

En el transcurso de la presente investigación se hará hincapié en una central hidroeléctrica equipada con turbinas **StreamDiver** (© Voith Hydro), como variante de equipamiento Hidromecánico en las denominadas “Slow Head Hydro” o centrales de baja altura (salto entre 2 a 8 m), que emplean comúnmente turbinas Kaplan, Tubulares o Bulbo, con el propósito de ver las ventajas en sus Opex y Capex más allá del beneficio ambiental de utilizarlas. El termino Opex refiere a los gastos de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales, mientras que el Capex refiere a inversiones de capital que generan beneficios.

En la última década que ha pasado, Argentina poco a poco ha interpretado cual es el camino en materia de energía, buscando diversificar su matriz de energía eléctrica pese a la gran participación de fuentes no renovables tales como el petróleo y el gas.

En cuanto a la República Argentina, y en lo que se refiere a la Hidroelectricidad a pequeña escala (menores a 50 MW de potencia instalada), en la actualidad se cuentan con 502 MW de potencia instalada, distribuida en todo el territorio nacional de acuerdo a la siguiente forma (ver columna cuarta):

Región	 Eólica (MW)	 Fotovoltaica (MW)	 Hidráulica (MW)	 Bioenergías (MW)	Total (MW)
Total	3292	1061	502	266	5121
CUY	0	307	185	0	492
NOA	158	693	119	72	1042
CEN	128	61	117	32	338
PAT	1576	0	47	0	1623
COM	253	0	32	2	287
LIT	0	0	2	10	12
NEA	0	0	0	109	109
BAS + GBA	1177	0	0	41	1218

CUADRO 1: Distribución de la potencia instalada en Argentina – Sector Renovable

Fuente: Cammesa



Provincias como Mendoza han llamado a licitaciones con el fin de proyectar nuevos aprovechamientos hidroeléctricos, no solo en ríos dentro de su territorio, sino que también en canales de irrigación y transporte de agua, incorporando un valor agregado económico adicional al agua, cuestión que no se había tenido en cuenta hasta ese momento dentro del territorio nacional.

La incorporación de estas nuevas energías renovables no solo aporta un beneficio medioambiental en la generación de energía eléctrica, sino que, gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, los precios finales de aquellas se van convirtiendo en competitivos y atractivos para inversionistas que están interesados en el segmento.

La demanda energética es posiblemente el principal problema de la vida moderna tal cual como la conocemos. Los usuarios comúnmente no cuestionan su fuente u origen a la hora de uso, ya sea doméstico, con fines comerciales o industrial. Si realizáramos un análisis histórico de cómo han evolucionado las energías y tecnologías aplicadas a las mismas en las distintas regiones del planeta, es de común entendimiento destacar que los primeros aprovechamientos energéticos utilizaban materia prima fósil como carbón, petróleo y gas, estas mismas han perdurado en el tiempo y se asentaron como fuente primordial en la generación eléctrica de las mayores potencias económicas.

En la actualidad está en auge la lucha contra el cambio climático y propender a la reducción de la huella de carbono, tanto en los procesos industriales como en la producción de energía, dando lugar a usinas eléctricas que utilizan fuentes renovables como el Sol, Mareas, Ríos, Biomasa y Geotérmica; que han ganado gran popularidad en el mundo hace ya varias décadas, habiéndose iniciado una corriente, por parte de todos los países que integran el mundo, de comenzar a transformar su matriz energética, disminuyendo la utilización de combustibles fósiles, adoptando estas tecnologías para poder suplir las demandas crecientes.

RESUMEN

La incorporación de nuevas tecnologías en el ámbito de la generación de energías ha dado un paso de suma importancia en la actualidad, gracias a ello, se han podido disminuir los costos de construcción de las usinas y los costos operativos dejando mayores ganancias a las empresas encargadas de la generación.

La cantidad de aprovechamientos de las características del estudiado en el presente informe (pequeños aprovechamientos hidroeléctricos) todavía están muy lejos de ser explotados al 100%. Considerando esto y la repotenciación de las presas de baja caída existentes, es un mercado de análisis muy atractivo para inversionistas interesados. Tan solo en el sistema de



canales Cacique Guaymallén y San Martín en la provincia de Mendoza podría significar una venta bruta de energía que se estima podrían alcanzar los 24 millones de USD/año.

Aquí es donde juega un papel muy importante la incorporación de estas nuevas turbinas **StreamDiver** (©Voith Hydro) planteadas con el fin de incorporarse a este nuevo mercado que está en auge y es poco aprovechado dentro del territorio nacional, por esto es muy importante destacarlo como un posible foco de atención en el futuro para poder recibir y realizar inversiones dentro del segmento energético que nos acerquen cada día más a los estándares medioambientales y económicos mundiales, siendo cada vez más fuerte en el sector.

Para el caso en cuestión que trata la investigación “Turbinas **StreamDiver** “la nueva estrella en el sector energético y su aporte diferencial en el recurso hídrico” se han obtenido resultados que justificarían la continuidad de los estudios de detalle para poder implementarlas.

Aplicando la tecnología **StreamDiver**, y comparando con la tecnología convencional (Kaplan de eje vertical), se perciben mejoras en los periodos de recuperación del capital inicial, se reduce el precio mínimo umbral de venta de la energía para el cual el proyecto puede considerarse rentable, y se obtienen menores índices de energía (USD/Kwh generado) y de potencia (USD/Kw instalado).

OBJETO

Analizar la viabilidad ingenieril y económico-financiera de la construcción de centrales hidroeléctricas con la instalación de Turbinas bulbo **StreamDiver** (©Voith Hydro), comparándolas con centrales ya construidas bajo una concepción clásica de layout y equipamiento, ubicadas en la provincia de Mendoza, República Argentina.

HIPÓTESIS

El propósito fundamental es demostrar que, construyendo un aprovechamiento hidroeléctrico con la misma capacidad instalada y generación anual que uno de tecnología convencional ya construido, los parámetros económicos (el precio final de la energía, tiempos de recuperación de la inversión, valor neto final y tasa de retorno para centrales hidroeléctricas con turbinas **StreamDiver**) son menores que los de aquel.



ALCANCE DE LA INVESTIGACION

Dado que el foco de interés del documento presente este puesto en establecer un marco comparativo en carácter de investigación y no como proyecto, se buscará con el mismo solamente hacer visible una unidad de negocios ligada a la venta de energía, que resulte interesante para inversionistas - tanto privados como públicos - que deseen explotar sus recursos hídricos de manera integral e innovadora incorporando las turbinas **StreamDiver** como equipamiento de una central hidroeléctrica.

Se utilizarán indicadores estadísticos estudiados por entes especializados en la tarea para hacer las primeras aproximaciones desde el punto de vista técnico y así con ellas plantear diversos escenarios económicos.

El proyecto de comparación se corresponde con un caso particular dentro de la provincia de Mendoza – Argentina, específicamente dentro de uno de sus canales de irrigación y transporte de agua (canal San Martín).

Más allá de lo anterior, lo expuesto en el desarrollo del presente trabajo puede aplicarse a múltiples aprovechamientos de características similares alrededor del país y el mundo.

De probarse la hipótesis sugerida queda entonces abierta la continuidad de la idea hacia otra etapa más avanzada a quienes estén interesados en el tema.

ESTADO DEL ARTE

Los diversos pequeños aprovechamientos hidroeléctricos proyectados en Argentina cuentan con el equipamiento tradicional, siendo las turbinas más empleadas las Kaplan de eje vertical para este tipo de centrales de baja caída.

Hasta la fecha no se cuenta con ninguna central emplazada en el territorio nacional que cuente con Turbinas **StreamDiver** como variante hidromecánica.

Dentro del territorio mendocino, objeto de nuestro estudio, se tienen los siguientes aprovechamientos de baja caída, todos ellos equipados con turbinas Kaplan.

APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS DE BAJA CAÍDA DENTRO DE LA PROVINCIA DE MENDOZA

Aprovechamiento Tiburcio Benegas



Ilustración 1: Aprovechamiento CENTRAL DIQUE TIBURCIO BENEGAS. Mendoza – Argentina.

Fuente: CEOSA constructora

El pequeño aprovechamiento Dique Tiburcio Benegas (PAH-DTB) es una central hidroeléctrica de paso, ubicada en un by-pass del canal Gran matriz San Martín, en la cuenca del río Tunuyán Inferior en el Departamento de Junín, Provincia de Mendoza.

El proyecto consta de dos turbinas tipo Kaplan de eje vertical con capacidad de generar 1.65 MW y una generación anual de 9.00GWh/año. El PAH se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea de media tensión perteneciente a la distribuidora EDESTE. La central hidroeléctrica genera la energía para ser consumidas aproximadamente por 3.000 hogares.

- Potencia: 1.65 MW
- Energía Media Anual: 9.00 GWh
- Caudal de generación: 40 m³/s
- Desnivel del salto: 5.00m

Este modelo de central podría ser reemplazado por una que cuente con 3, 4 o 5 unidades **StreamDiver** para generar la misma potencia (ejemplo estudiado más adelante en detalle)

Aprovechamiento Salto Triple Unificado



Ilustración 2 Aprovechamiento CENTAL SALTO TRIPLE UNIFICADO. Mendoza – Argentina.

Fuente: CEOSA constructora

El pequeño aprovechamiento Triple Salto Unificado (PAH-TSU) es una central hidroeléctrica de paso, emplazada en un by-pass del Canal San Martín, en la cuenca del río Tunuyán Inferior en el Departamento de Junín, Provincia de Mendoza. El aprovechamiento ha sido diseñado para un caudal instalado de 15m³/s, con un salto neto de 5.00m. Potencia instalada de 0.50MW y generación media anual de 3GWh/año. El PAH se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea de media tensión perteneciente a la distribuidora EDESTE. La central hidroeléctrica genera la energía para ser consumidas por 1.000 hogares.

- Potencia: 0.50 MW
- Energía Media Anual: 3.00 GWh
- Caudal de generación: 15 m³/s
- Desnivel del salto: 5.00m

Esta variante podría reemplazarse por una central que cuente con una sola turbina **StreamDiver**.

Aprovechamiento Central Salto 6



Ilustración 3 Aprovechamiento CENTAL SALTO 6. Mendoza – Argentina.

Fuente: CEOSA constructora

El pequeño aprovechamiento hidráulico Salto N°6 (PAH-SL6) es una central hidroeléctrica de paso ubicada sobre la traza del canal Cacique Guaymallén, en el Departamento de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza.

El proyecto ha sido diseñado para un caudal instalado de 25m³/s y un salto neto de 6.00m. La potencia instalada es de 1.20MW y una generación media anual de 4GWh/año.

El equipo de generación consiste en una turbina tipo Kaplan de eje vertical con capacidad de entregar energía para 1400 hogares.

El PAH se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea de media tensión perteneciente a la distribuidora EDEMSA.

- Potencia: 1.20 MW
- Energía Media Anual: 3.40 GWh
- Caudal de generación: 25 m³/s
- Desnivel del salto: 6.50 m

También podría existir plantear una variante que contemple la implementación de 2 a 3 unidades **StreamDiver** como variante hidromecánica.

Aprovechamiento Mini Central Salto 7



Ilustración 4 Aprovechamiento MINI CENTRAL SALTO 7. Mendoza – Argentina.

Fuente: CEOSA constructora

El pequeño aprovechamiento hidráulico Salto N°7 (PAH-SL7) es una central hidroeléctrica de paso ubicada sobre la traza del canal Cacique Guaymallén, en el Departamento de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza.

El proyecto ha sido diseñado para un caudal instalado de 25m³/s y un salto neto de 6.00m. La potencia instalada es de 1.20MW y una generación media anual de 4GWh/año.

El equipo de generación consiste en una turbina tipo Kaplan de eje vertical con capacidad de entregar energía para 1400 hogares.

El PAH se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea de media tensión perteneciente a la distribuidora EDEMSA.

- Potencia: 1.20 MW
- Energía Media Anual: 3.40 GWh
- Caudal de generación: 25 m³/s
- Desnivel del salto: 6.50m

De manera idéntica para el caso anterior, esta también puede ser reemplazada por una central que cuente con 2, 3 unidades **StreamDiver** para generar la misma potencia actual.

Aprovechamiento mini Central Salto 8



Ilustración 5 Aprovechamiento CENTRAL MINI SALTO 8. Mendoza – Argentina.

Fuente: CEOSA constructora

El pequeño aprovechamiento hidráulico Salto N°8 (PAH-SL8) es una central hidroeléctrica de paso ubicada sobre la traza del canal Cacique Guaymallén, en el Departamento de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza.

El proyecto ha sido diseñado para un caudal instalado de 25m³/s y un salto neto de 6.00m. La potencia instalada es de 1.20MW y una generación media anual de 4GWh/año.

El equipo de generación consiste en una turbina tipo Kaplan de eje vertical con capacidad de entregar energía para 1400 hogares.

El PAH se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea de media tensión perteneciente a la distribuidora EDEMSA.

- Potencia: 1.20 MW
- Energía Media Anual: 3.40 GWh
- Caudal de generación: 25 m³/s
- Desnivel del salto: 6.50m

Esta central como el caso de el pequeño aprovechamiento salto 6 y 7 puede contar con 2 a 3 unidades **StreamDiver** como variante hidromecánica alternativa.

Dentro del sistema de canales de la provincia, se han realizado estudios por parte de la Universidad de Cuyo para aprovechar los desniveles topográficos en la traza de los canales San



Martin y Cacique Guaymallén, son 40 en total, 16 dentro del canal San Martin y 24 dentro del canal Cacique Guaymallén.

En los 40 casos en total a la hora de pensar en el equipamiento de generación solo se contemplaron alternativas de turbinas Kaplan de eje vertical y turbinas tubulares (Kaplan Horizontales) tipo “S”.

Las siguientes tablas que nos proporciona el estudio anteriormente mencionado, enuncian el salto neto aprovechable, potencia y generación anual media.

POSIBLES APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS Y SUS CARACTERISTICA - CANAL SAN MARTIN MENDOZA.

Tabla 1: POSIBLES APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS Y SUS CARACTERISTICA – CANAL SAN MARTIN -MENDOZA.

Fuente: Universidad de cuyo – Departamento general de irrigación – Instituto Tecnológico Universitario.

CANAL SAN MARTIN			
APROVECHAMIENTO	SALTO	POTENCIA	ENERGIA ANNUAL
Nro	(m)	(Mw)	(GWh)
1	9,5	3,5	13,52
2	6,2	2,3	8,82
3	8	2,9	11,34
4	13	4,75	18,48
5	15,3	5,62	21,86
6	7,5	2,75	10,68
7	4,3	1,52	5,86
8	10,9	3,82	14,65
9	10,9	3,29	11,98
10	8,8	2,5	9,39
11	12	3,47	12,78
12	5,2	1,5	5,51
13	1,6	0,45	1,66
14	12,4	3,15	11,47
15	11,3	2,88	10,48
16	12,2	3,1	11,27
	Total	47,5	179,75

Para el sistema del canal San Martin, se cuenta con una capacidad total total de 47.5 MW de potencia instalada y una generación anual de 179.75 GW



Turbinas StreamDiver – “La nueva estrella en el sector energético y su aporte diferencial en el recurso hídrico”

Tabla 2: POSIBLES APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS Y SUS CARACTERISTICA – CANAL CACIQUE GUAYMALLEN -MENDOZA.

Fuente: Universidad de cuyo – Departamento general de irrigación – Instituto Tecnológico Universitario.

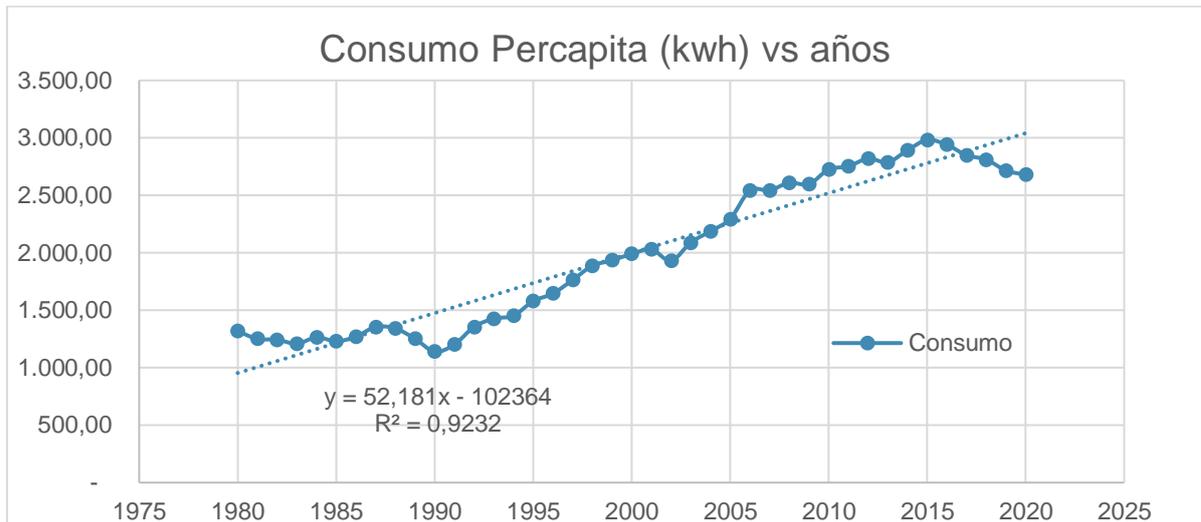
CANAL SAN MARTIN			
APROVECHAMIENTO	SALTO	POTENCIA	ENERGIA ANNUAL
Nro	(m)	(Mw)	(GWh)
1	4,5	1,3	5,06
2	3,4	1	3,58
3	6,4	1,8	6,7
4	2,3	0,65	2,41
5	2,9	0,82	3
6	1,9	0,53	1,97
7	3,4	0,97	3,6
8	2,8	0,71	2,58
9	4	1	3,65
10	2,6	0,5	1,72
11	2,9	0,57	1,97
12	5	1	3,41
13	3,1	0,61	2,1
14	4	0,78	2,69
15	3	0,58	2
16	5,2	1	3,52
17	1,8	0,31	1
18	3,6	0,57	1,92
19	2,9	0,45	1,52
20	2,7	0,42	1,41
21	2,7	0,42	1,41
22	5	0,81	2,7
23	1,6	0,26	0,87
24	2,5	0,4	1,34
	Total	17,46	62,13

Para el sistema del canal Cacique Guaymallen, se cuenta con una capacidad total total de 17.46 MW de potencia instalada y una generación anual de 62.13 Gwh.

Para poner números en claro la suma de potencias entre ambos sistemas es de 64.96 MW, esto representa el 13% del total instalado en el segmento de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (502 MW de potencia Instalada totales) y en cuanto a la generación sumados los dos sistemas es de 241,88 GWh lo que alcanzaría para cubrir la demanda entre 75.000 mil a 80.000 mil habitantes tomando como referencia el consumo promedio de 0,0033GWh proyectado al año 2024/2025 de acuerdo al siguiente grafico de elaboración propia tomando los datos de consumo per cápita de (<https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio->

[ambiente/electricidad-consumo/argentina](#)”) y haciendo una extrapolación lineal para escenarios futuros ya que se cuentan con datos hasta el 2020.

Grafico 1 - Consumo per cápita proyectado. Elaboración propia



Si tomáramos como referencia un precio de venta de la energía de 100 U\$/Mwh, que se acerca bastante al precio de venta para energías renovables en el segmento de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos por parte de Cammesa en lo establecido según los contratos para proyectos adjudicados en los programas de inversión Renovar, el valor anual bruto de venta de energía sería del orden de los 24 millones de U\$/año.

CONTEXTO INTERNACIONAL DE APROVECHAMIENTO DEL RECURSO PARA EL SEGMENTO BAJO ESTUDIO

Según los informes que se confeccionan año por año por parte de la “*Organización de las Naciones Unidas sobre el desarrollo mundial de pequeñas centrales hidroeléctricas*”, todavía estamos muy lejos de explotar plenamente el segmento menor a 10MW por cada aprovechamiento.

Hoy en día la cifra ronda el 50% total de los posibles sitios en explotación: En el siguiente grafico podemos ver como se compone esa diferenciación entre la capacidad instalada y la remanente para el mundo.

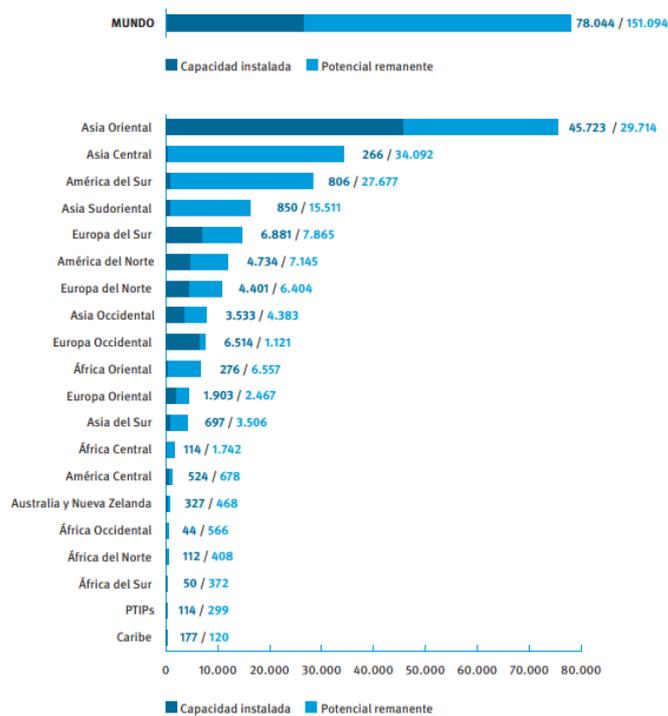


Ilustración 6: POTENCIAL HIDROELECTRICO MUNDIAL Y SU EXPLOTACION ACTUAL.

Fuente: UNIDO – Informe mundial sobre el desarrollo de la pequeña energía Hidroeléctrica

Es por esto que países como Noruega, Canadá, China, Rusia, India y Estados Unidos están desarrollando su potencial hidroeléctrico poco a poco, teniendo proyecciones de explotación futuras, desarrollando cada vez más la participación de la hidroelectricidad a baja escala (pequeñas, mini y micro) para satisfacer la demanda bajo el concepto de energías de origen renovable.

Ahí es en donde juega un papel muy importante la incorporación de estas nuevas turbinas **StreamDiver** planteadas con el fin de incorporarse a este nuevo mercado que está en auge y es poco aprovechado. Para Argentina esto es muy importante destacarlo como un posible foco de atención en el futuro para poder recibir y realizar inversiones dentro del segmento energético que nos acerquen cada día más a los estándares medioambientales y económicos mundiales.

Ya se han realizado diferentes tipos de aprovechamientos en sitios muy distintos unos a los otros con el fin de probar la versatilidad de estas nuevas máquinas, como muestra la siguiente ilustración.



Ilustración 7: Ubicación de centrales hidroeléctricas con turbinas StreamDiver en el Mundo.

Fuente: Voith

En total se encuentran hoy en día hasta la fecha construidos 10 aprovechamientos hidroeléctricos en todo el mundo con la variante de la tecnología **StreamDiver**, esto en relación a las clásicas turbinas Kaplan utilizadas globalmente hace décadas representa una minúscula parte, pero veremos más adelante en el transcurso de la investigación si esto podría revertirse de acuerdo a los resultados obtenidos en la misma.

MARCO TEÓRICO

Para establecer las bases de la investigación se tendrá en cuenta 4 temas principales a tratar.

INVERSIONES Y FOMENTOS

Las diferentes rondas de inversiones y fomentos en materia energética dentro de la República Argentina en el área de energías renovables han permitido dar lugar a la inserción de pequeños aprovechamientos que antes estaban fuera de foco.

Es así como en el transcurso del año 2021 han sido habilitados 187 nuevos proyectos que incorporarían 5.181.7 MW de potencia instalada nuevos al Sistema Interconectado Nacional en la siguiente distribución.

Eolica	Solar	Bios	PAH
Nro de proyectos: 63	Nro de proyectos: 37	Nro de proyectos: 41	Nro de proyectos: 46
MW: 3.311,9	MW: 1.060,3	MW: 264,4	MW: 545

Tabla 3: Nuevos proyectos energéticos renovables en Argentina según Tecnología.

Fuente: Ministerio de energía – Rondas Renovar.

Estas nuevas propuestas, algunas de ellas ya licitadas, algunas otras todavía en etapa de evaluación e investigación se encuentran distribuidas por el territorio nacional argentino de la siguiente manera como se enuncia en la imagen siguiente.

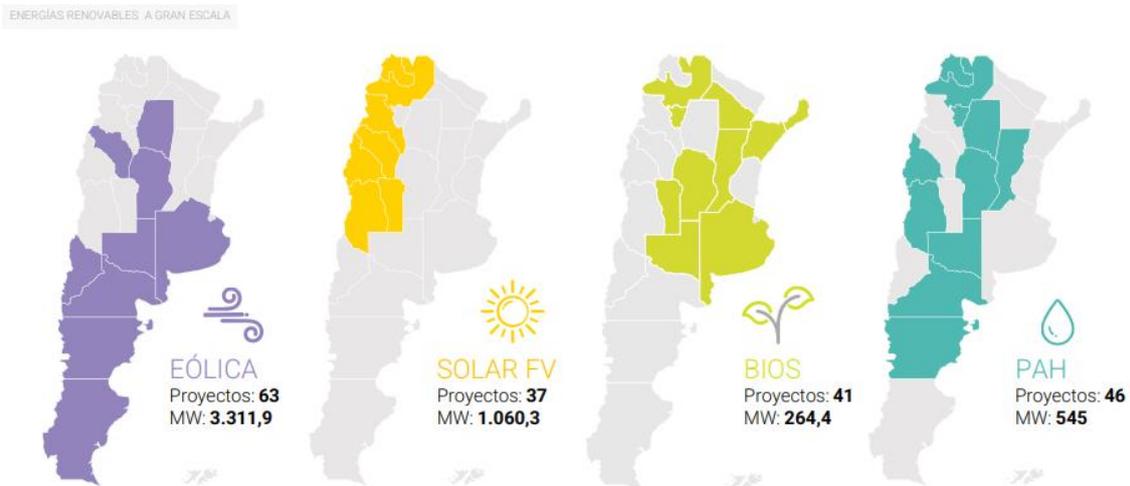


Ilustración 8: Nuevos proyectos de energía renovable por tecnología en Argentina.

Fuente: Ministerio de energía y minería de la Nación Argentina – Rondas renovar.

De esta manera, poco a poco se está buscando concretar el alcance de la Ley Nro. 27.191 cuyo objetivo es poder cubrir el 20% de la demanda energética por fuentes renovables para el año 2025. Durante el año 2021 se ha alcanzado un máximo de alrededor de 18.000 GWh representando un 13 % de la cobertura de la demanda total con una proyección de cubrir 13.3% para el año 2022.

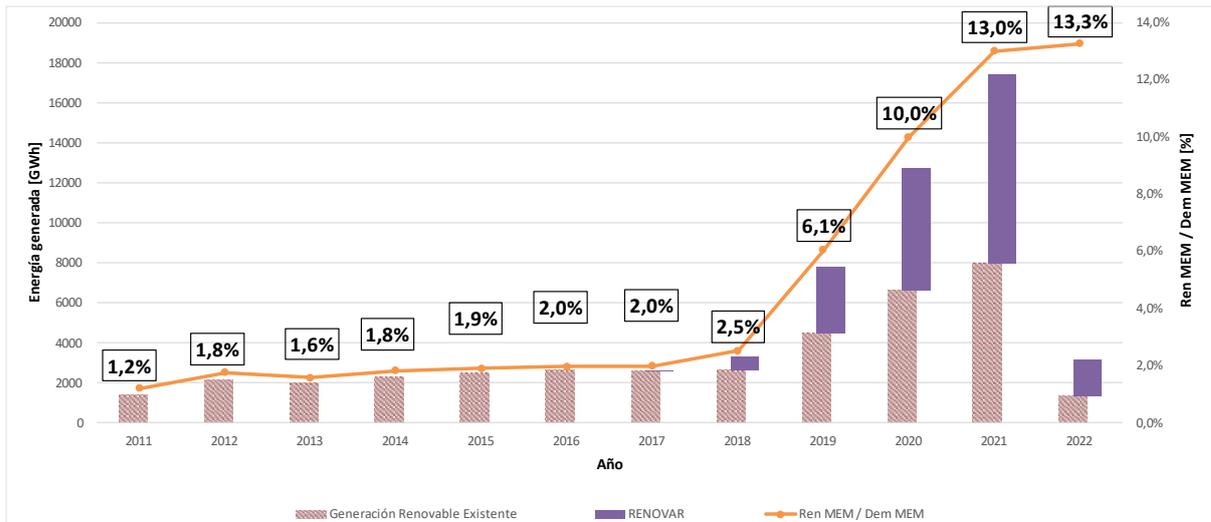


Ilustración 9: Impacto de las rondas de inversión en sector renovable y su participación en el cubrimiento de la demanda.

Fuente: Cammesa – Portal Renovable

REDUCCIÓN DE OBRA CIVIL

Dado que el foco de interés de esta investigación está basado en los aprovechamientos hidroeléctricos a pequeña escala (menos a 50MW de potencia instalada) y el fin de esta es demostrar la conveniencia de un menor precio de la energía con la incorporación de nuevas tecnologías no implementadas en el país hasta la fecha, veremos a continuación cual es la inversión necesaria para emplazar un aprovechamiento de estas características y cuáles son sus principales elementos que la constituyen.

Es necesario conocer cuál es la distribución porcentual en los componentes del proyecto para establecer un orden de prioridades, en el caso de los aprovechamientos a pequeña escala el organismo IRENA “Agencia Internacional de las Energías Renovables / International Renewable Energy Agency” encargado de realizar proyecciones de costos para el segmento en todo el mundo establece el siguiente orden de prioridad en el informe que se titula “Renewable Power Generation Costs in 2020 ”

Componentes del Proyecto	Porcentajes de inversión requerida en el total del proyecto
Obra Civil	45%
Equipamiento Mecánico	33%
Planificación	13%
Conexión a la red	6%
Costos de tierras	3%

Tabla 4: Componentes del proyecto principales y sus costos porcentuales.

Fuente: IRENA “International Renewable Energy Agency”

Dada la anterior clasificación de componentes y sus porcentajes, destacamos dos de ellas como principales y como foco de estudio, tanto la obra civil como el equipamiento mecánico en estos aprovechamientos repercuten fuertemente en la inversión inicial para poder ejecutarlos, es por eso que es necesario tomar una accionar sobre las mismas presentando nuevas tecnologías para bajar dichos costos al mínimo posible.

REDUCCION DE TAREAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Otro de los factores de suma importancia, dentro de todos los aprovechamientos de diferentes fuentes, que repercuten directamente sobre el precio final de la energía es el de la operación y mantenimiento de la usina generadora, este mismo es un costo que se tiene año por año en la explotación de las mismas.

Tomando como referencia también la documentación brindada por el ente IRENA en el documento previamente mencionado, esta ha establecido precios porcentuales de acuerdo a potencias para los aprovechamientos hidroeléctricos de diferentes escalas de la siguiente manera.

Costo de operacion y mantenimiento segun potencias instaladas	
Rango	Pot > 1000 Mw : 1.8% de la Inversión Inicial
Rango	500 < Pot < 1000 Mw : 1.9 % de la Inversión Inicial
Rango	200 < Pot < 500 Mw: 2.2 % de la Inversión Inicial
Rango	100 < Pot < 200 Mw : 2.5% de la Inversión Inicial
Rango	Pot < 100 Mw : 3% de la Inversión Inicial

Tabla 5: Costo Operación y Mantenimiento Anual según el rango de potencia de la central.

Fuente: IRENA “International Renewable Energy Agency”



Por otra parte ese costo de operación y mantenimiento anual que se le realiza a la central tiene la siguiente subdivisión porcentual de acuerdo a lo siguiente.

SECTOR	PORCENTAJE
COSTO OPERACIONAL	51%
SALARIO	39%
IMPREVISTOS Y GASTOS ADMINISTRATIVOS	16%
MATERIALES	4%

Tabla 6: distribución porcentual en tareas de Operación y mantenimiento.

Fuente: IRENA “International Renewable Energy Agency”

Para exponer estos 3 puntos fundamentales de la investigación, Obra civil, equipamiento mecánico, operación y mantenimiento, se expondrá un caso real de la utilización de esta nueva tecnología en el país vecino de Brasil (Central Hidroeléctrica Nogueira, situada en el río Chopim, en el estado de Parana).

Dicho caso de ejemplo se ha tomado como base para enunciar estos beneficios antes de entrar en detalle dentro de la investigación en un aprovechamiento hidroeléctrico en la República Argentina.

La central Hidroeléctrica de Nogueira está equipada con siete turbos generadores **StreamDiver** y su potencia instalada es de 5.5 MW en un salto de 8.2 m.

La iniciativa por parte del país líder en hidroelectricidad en toda la región latinoamericana ha puesto en escena el desarrollo tecnológico en la región, buscando que dichos aprovechamientos que se ajusten a la escala de lo propuesto puedan adecuar nuevas ideas para poder ser estudiadas generando un seguimiento continuo sobre ellas.

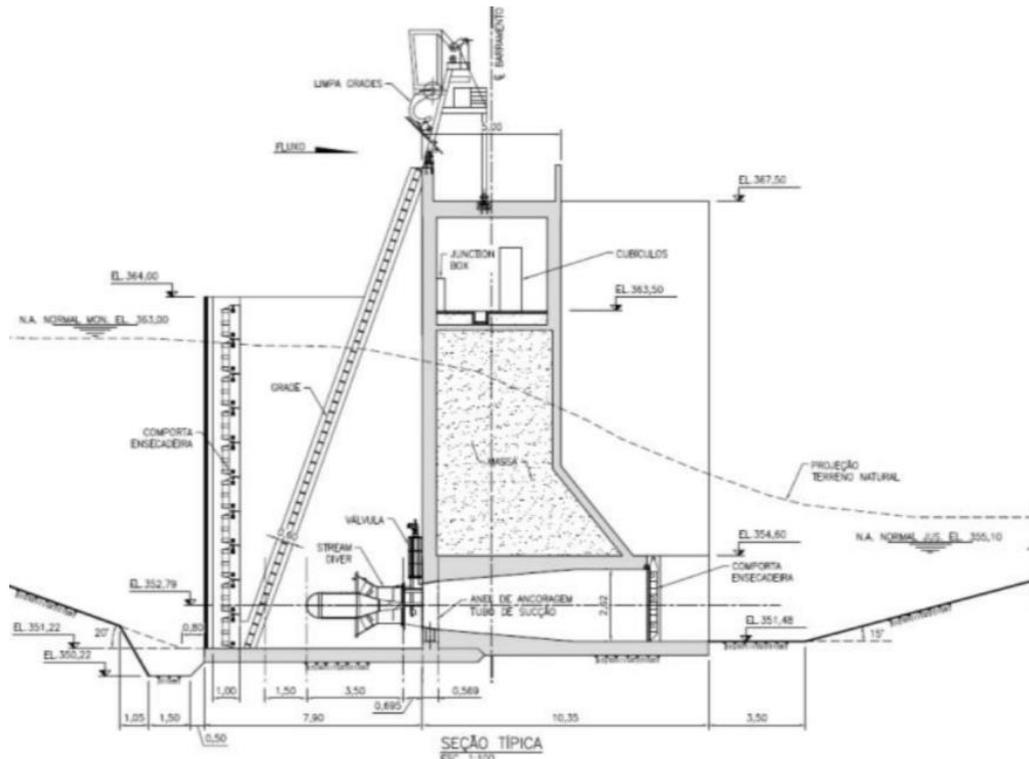


Ilustración 10: Corte transversal Central Nogueira – Brasil.

Fuente: ZEC HYDRO

El ahorro significativo en tiempo de ejecución de la obra en comparación a la propuesta de utilizar turbinas Kaplan de eje vertical fueron de 4 meses, lo que equivale a 4 meses de beneficios operativos en venta de energía adicionales.

Referido a la obra civil se estimó que se redujo el volumen de excavación necesario para emplazar el aprovechamiento en un 50 % y un significativo ahorro en acero y hormigón para ejecutar la obra de toma, cámara de carga y tubo de aspiración del orden del 60% menos.

En cuanto a la operación y mantenimiento de los equipos hidromecánicos, en comparación con las turbinas convencionales, la complejidad reducida del sistema garantiza que los intervalos de inspección se puedan programar de manera confiable una vez cada cinco años y que los gastos de mantenimiento se puedan reducir a más de la mitad.

Los montajes simples de la máquina permiten que las unidades se retiren en cuestión de minutos. Opcionalmente, la planta puede equiparse con un sistema de elevación y recuperación que permite desinstalar la maquinaria bajo el agua y luego sacarla.



Ilustración 11: Central Hidroeléctrica Nogueira - Brasil. Izaje de unidad StreamDiver.

Fuente: ZEK HYDRO

Las principales visitas de servicio de Voith están programadas con un intervalo de diez años. En tres días se reemplazan los cojinetes, los sensores y las juntas, y se inspeccionan los cables y los conectores, si se solicita, también el motor eléctrico. Los costos de servicio del **StreamDiver** son alrededor de un 55 % más bajos que los de una turbina de bulbo Kaplan convencional.

Como último punto importante a descartar en la incorporación de esta nueva tecnología es que para la misma potencia instalada puede ser mayor la cantidad de máquinas, es decir, si en una central de 2 MW de potencia con una propuesta de turbinas Kaplan de eje vertical se pueden poner 2 turbinas, con las nuevas turbinas **StreamDiver** pueden colocarse 2, 3, 4, 5 o 6 dependiendo de las características del salto y del caudal, esto si bien aumenta el precio de equipamiento mecánico nos permite tener una generación más flexible, es decir, si en el caso de tener una central con dos turbinas hay que realizar una parada para mantenimiento de una de ellas la central estaría produciendo solo a una capacidad del 50 %, en cambio si tenemos para misma potencia 6 máquinas y hay que realizar trabajos de mantenimiento sobre una de ellas la usina estaría produciendo al 83% de su capacidad total.

Este caso de estudio es el más importante dentro de los emplazados en el mundo, dado que en el mismo salto se cuentan con dos centrales hidroeléctricas, una de ellas emplea una turbina Kaplan de eje vertical tipo “S” y la otra central las mencionadas **StreamDiver**, esto se ha realizado así para poder estudiar en detalle la comparativa de ambas variantes, sus pros y



contras a la hora de ejecución y operación, dando como resultado todo lo anteriormente mencionado.

BENEFICIOS AMBIENTALES Y CALIDAD DEL AGUA

El conjunto sellado que compone a la turbina y al generador tiene una tecnología de refrigeración de los elementos móviles de la maquina por medio del agua, de esta manera se elimina todo tipo de uso de aceites en la lubricación de las mismas, este es un punto importante para destacar en primera medida porque las aguas conducidas por los canales que se estudiaran tendrá fines de irrigación y consumo humano. Eliminando la posibilidad de volcamientos al recurso hídrico, significa esto un punto muy atractivo desde lo ambiental dando lugar a una tecnología amigable con el medio ambiente como variante a las clásicas turbinas refrigeradas por aceites.

Los tiempos de ejecución y envergadura de las obras ligadas a emplazar dichos aprovechamientos tienen un impacto importante en la emisión de CO2 en la atmosfera durante su proceso constructivo, el uso de maquinarias para transporte de materiales, construcción y transporte de personal tiene alta incidencia en estos parámetros, es por eso que reducir al mínimo posible el tiempo de duración de las obras es un tema importante de estudiar y tener en consideración.

ORIGEN DE LOS DATOS

ZEK HYDRO – International hidro: Central Hidroeléctrica Nogueira características.

https://issuu.com/zekmagazin/docs/zek_international_2021

VOITH HYDRO – Tecnología Stream Diver

<https://voith.com/corp-en/hydropower-components/streamdiver.html>

Ministerio de energía y minería argentina / Rondas Renovar 3.0

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>

CAMMESA: Portal renovable

<https://cammesaweb.cammesa.com/inicio-renovables/>



Estudio explicativo para el aprovechamiento de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas en áreas de estudio pertenecientes al oasis norte de la provincia de Mendoza. SECYT - IDE UNCUYO – Departamento general de irrigación – Instituto Tecnológico Universitario

https://bdigital.uncu.edu.ar/objetos_digitales/4578/informe-minicentrales-copia2.pdf

UNIDO : Informe mundial sobre el desarrollo de la pequeña energía Hidroeléctrica

<https://www.unido.org/our-focus-safeguarding-environment-clean-energy-access-productive-use-renewable-energy-focus-areas-small-hydro-power/world-small-hydropower-development-report>

IRENA : “Agencia Internacional de las Energías Renovables / International Renewable Energy Agency

<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>

DESARROLLO

CENTRALES HIDROELECTRICAS – CLASIFICACIONES Y COMPONENTES

Para introducirnos en el tema, es necesario poner en contexto y explicar brevemente en que consiste la producción de energía a través de una Central Hidroeléctrica.

La energía potencial gravitatoria que nos provee cierta masa de agua en conjunto con un desnivel entre dos puntos nos permite transformar aquella en electricidad. Para ello se hace circular el agua a través de una turbina, la cual es encargada de transformar la energía cinética de movimiento del agua en energía mecánica, para que, finalmente, el generador la transforme en energía eléctrica.

Dado que el caso de estudio se trata de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico veremos a continuación cuales son las clasificaciones generales que lo enmarcan en dicho segmento.

CLASIFICACIONES IMPORTANTES

Para las próximas definiciones se tomó de la publicación “PAH en la republica Argentina” por parte del Ministerio de energía y minería de la República Argentina las siguientes clasificaciones:

Según su potencia Instalada

Categoría	Rango de potencias (KW)
Pico - central	0 a 5
Micro - central	5 a 50
Mini - central	50 a 500
SPequeña central	500 a 30.000
Mediana central	30.000 a 50.000
Gran central	> 50.000

Tabla 7: Tipo de central de acuerdo al rango de potencias

Fuente: Ministerio de energía y Minería – Republica argentina

Según el salto aprovechable

Categoría	Salto (m)
Baja Caída	2 a 30
Media Caída	30 a 100
Alta Caída	>100

Tabla 8: Clasificación según el salto

Fuente: Ministerio de energía y Minería – Republica argentina

Según la demanda que satisfacen

Centrales de Base	Centrales de Punta
Suministro de energía eléctrica casi de forma constante y uniforme a lo largo del tiempo	suministro de energía eléctrica principalmente en horas pico de consumo energético

Tabla 9: Clasificación según demanda

Fuente: Ministerio de energía y Minería – Republica argentina

Según el tipo de presa utilizada

Centrales a pie de presa

Es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo. La característica general de este tipo de instalaciones es que sus embalses, por su tamaño relativo respecto al aporte del río, 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 de consumo, o para establecer una planificación estacional, anual y hasta plurianual de los aportes de energía.

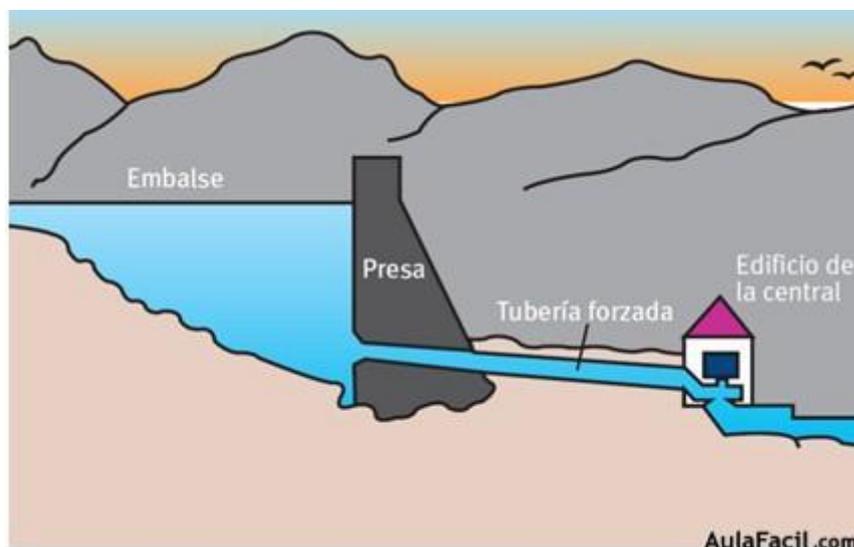


Ilustración 12: Esquema básico de una central a pie de presa

Centrales de agua fluyente

Es aquel aprovechamiento en el que se desvía parte del agua del río, arroyo, o canal mediante una toma, y a través de una canalización o conducciones por tuberías forzadas se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río, arroyo o canal.



Ilustración 13: Esquema básico de una central de agua fluyente

Cuando un aprovechamiento de tipo agua fluyente es emplazado en un canal de irrigación o transporte de agua, pueden presentarse tres escenarios de acuerdo a las maniobras con el recurso hídrico: dos de ellas devuelven al canal el caudal tomado del mismo, mientras que la última vierte los excedentes del canal en un cuerpo o curso de agua cercano (trasvase). Se distinguen entonces tres tipos de esquemas:

Aquellos que utilizan el desnivel existente en el propio canal, mediante la instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal de riego, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en canal.

Aquellos que utilizan el desnivel existente en el propio canal debido a estructuras ya construidas. Aprovechando esta situación se construye un By-Pass paralelo al canal existente emplazando la casa de máquinas.

Aquellos que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes del canal, derivándolas hacia aquél.

De acuerdo con las clasificaciones previamente mencionadas el caso de estudio que trata la investigación puede considerarse de la siguiente manera

Clasificaciones	
Tipo de Presa	Agua Fluyente
Emplazamiento	Canal de Irrigacion
Metodo constructivo	By-Pass
Potencia	Pequeña
Salto	Baja caida
Demanda	De Base

Tabla 10: Clasificación del caso de estudio

COMPONENTES DE UN PEQUEÑO APROVECHAMIENTO

Los trabajos de construcción de una minicentral hidroeléctrica y los equipos hidromecánicos son muy reducidos en comparación con las grandes centrales hidroeléctricas, sus impactos sobre el medio ambiente pueden ser minimizados si se desarrollan las medidas correctoras necesarias para ello.

El caso particular de estudio es el escenario en el que se construye un by pass, exponiéndose a continuación el esquema general de obras y la ubicación de las mismas.

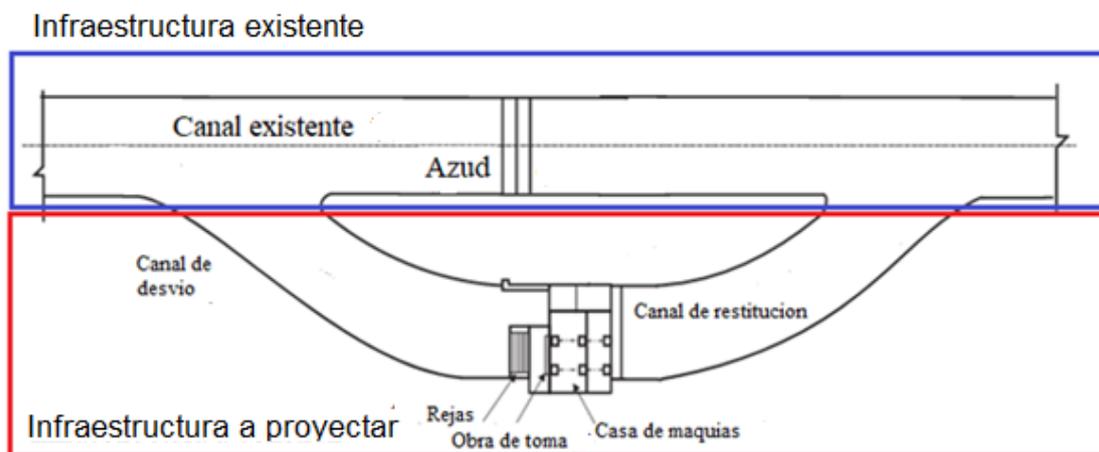


Ilustración 14: Disposición de obras existentes y a proyectar, esquema de aprovechamiento de tipo By-Pass



Obra Civil

La obra civil engloba las infraestructuras ya existentes y a proyectar necesarias para derivar, conducir, aprovechar y restituir el agua turbinada, estas mismas se diseñan con el fin de albergar los equipos electromecánicos, el sistema eléctrico general y de control que se verán más adelante en el capítulo de instrumentación.

Aclarado esto, se comienza a hacer una diferenciación entre los componentes dentro de la obra civil que ya fueron proyectados.

Infraestructura existente

Canal

Es la estructura por la cual se transporta el recurso hídrico, dependiendo de su fin puede ser de un solo uso o de usos múltiples como por ejemplo el caso de transporte para consumo poblacional, industrial o irrigación. En cuanto a su geometría estos presentar diferentes diseños en su sección transversal dependiendo del proyecto, pudiendo ser rectangulares, trapezoidales, circulares, etc.

El canal del proyecto lleva el nombre de Canal Matriz San Martín, es uno de los principales canales dentro del sistema de canalización del Río Tunuyán en la provincia de Mendoza.

Operativamente puede conducir un volumen de agua máximo de 60 m³/s, provenientes en primera medida del Dique Carrizal, que son volcados en el Dique Tiburcio Benegas y posteriormente conducidos hacia el canal nombrado.

En el tramo de análisis presenta una sección rectangular cuyo ancho es $b = 18$ m seguido de un cuenco disipador, que salva la diferencia topográfica entre dos puntos del mismo canal, aguas abajo del cuenco el canal presenta una sección rectangular de ancho $b = 13$ m

Azud y cuenco disipador

El azud es un tipo de presa que se emplea comúnmente en canales para salvar diferencias de nivel, produciendo una condición de remanso aguas arriba de su coronamiento y conduciendo el agua hacia el cuenco disipador.

El principio del cuenco disipador también se aplica al diseño de una caída de canal (o descenso de canal). Es una estructura construida para asegurar un descenso en la superficie del agua de un canal y una destrucción segura de la energía liberada de esta manera (resalto hidráulico).

Caminos secundarios y de servicio

Son los caminos por los cuales se transitará en mayor medida en las etapas constructivas del aprovechamiento, por lo general y comúnmente se procede a hacerle mejoras mientras se realiza el trabajo de limpieza del terreno.

Puentes

El puente ya existente fue proyectado con el fin de tener acceso al canal por posibles reparaciones o inspecciones. Gracias al trabajo de ejecución previo permite conectar la ruta existente que corre paralela al canal en este tramo, facilitando los trabajos posteriores cuando intervengan camiones para el movimiento de suelos en el área del aprovechamiento.

Se pueden observar dos, uno destinado al movimiento de vehículos, y otro de acceso peatonal cercano al emplazamiento de la central.

Ruta existente

La ruta cuya traza en el tramo analizado corre paralela canal es la Ruta Provincial Nro. 61, tiene un recorrido aproximado de 41 kilómetros con orientación sudoeste desde su inicio en Palmira a una altitud de 662 msnm hasta su finalización en El Dique Carrizal de Abajo a 804 msnm dentro de la provincia de Mendoza.

A continuación, podemos observar en la ilustración 17 la disposición de las obras previamente mencionadas.



Ilustración 15: Disposición de las obras existentes previas a la construcción del aprovechamiento



- 1: Canal existente
- 2: Azud y Cuenco disipador
- 3: Caminos secundarios y de servicio
- 4: Puentes
- 5: Ruta existente

Infraestructura a proyectar

Movimiento de suelo

En lo referente al movimiento de suelos por efectuarse para el emplazamiento de la central hidroeléctrica podemos dividir las tareas en dos, limpieza y excavación para esta etapa preliminar

Limpieza del terreno

Se dispone en el área delimitada para efectuar los futuros trabajos de excavación, así mismo también se deberán construir caminos auxiliares que posibilite el ingreso al sitio de trabajo.

Excavación

Contempla la necesaria para realizar la obra de desvío, vertedero pico pato, casa de máquinas, canal de restitución y reconexión al canal existente. Todas las estructuras previamente mencionadas están diseñadas para minimizar el impacto visual en el terreno.

Canal de Desvío

Se empalmará al canal existente un nuevo tramo con sección rectangular, el mismo será el indicado de conducir el flujo desde el canal principal hacia la obra de toma gracias al desvío producido por un nuevo azud que denominaremos vertedero pico pato, el nivel del agua se mantendrá constante en todo el tramo nuevo del canal de desvío. Su dimensión es menor a la del canal principal, teniendo un ancho de $b= 15m$



Vertedero

El vertedero pico de pato es construido en el lecho del canal existente, su propósito fundamental es derivar el flujo del agua desde el canal hacia el canal de desvío, el desborde del mismo se efectúa cuando el caudal en el canal supere el caudal de diseño de la central hidroeléctrica, en este caso 40 m³/s, evacuando los excedentes hacia el cuenco previamente construido.

Cámara de Carga

La cámara de carga es una estructura hidráulica que se construye entre el final del canal de conducción y la cámara espiral que alberga la turbina, que cumple con las siguientes funciones: Crea un volumen de reserva que permite satisfacer puntualmente las necesidades de las turbinas durante los aumentos de demanda, reduce la velocidad del flujo antes de ingresar a las turbinas, mantiene a la turbina con una altura de agua suficiente para evitar la entrada de aire.

Cámara espiral

Estructura fija en forma de espiral donde parte de la energía de presión del agua que entra se convierte en energía cinética, dirigiendo el agua alrededor del distribuidor.

Casa de Maquinas

En cuanto al edificio de la central o casa de máquinas, es el emplazamiento donde se sitúa el equipamiento de generación y de operación: puente grúa, turbinas, generadores, tableros eléctricos, sistemas de control, etc.

La ubicación del edificio debe analizarse muy atentamente, considerando los estudios topográficos, geológicos y geotécnicos, y la accesibilidad al mismo.

El edificio puede estar junto al azud o presa, situarse al pie de éste, estar separado aguas abajo cuando hay posibilidad de aumentar la altura del salto, e incluso puede construirse bajo tierra. Esta última opción se realiza cuando las excavaciones van a ser más económicas, además de evitar el impacto visual que acompaña a este tipo de construcciones.

Independientemente del lugar donde se ubique, el edificio contará con las conducciones necesarias para que el agua llegue hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles. Además, hay que realizar el desagüe hacia el canal de descarga.

El proyecto final del edificio va a depender del tipo de maquinaria que vaya a ser utilizado, que a su vez depende del caudal de equipamiento y del salto del aprovechamiento. Es muy importante que en el diseño de la central los costos económicos se minimicen al máximo, así como el impacto visual.

Tubo de aspiración y canal de restitución

El primero es un tubo de formato divergente que recupera parte de la energía cinética del agua, entregando el mínimo hacia fuera de la Central Hidroeléctrica, de manera de hacer más eficiente la utilización del salto disponible.

Una vez elevada la presión luego del tubo difusor de la central, el canal de restitución es el encargado de conducir los caudales turbinados a la traza antigua del canal. Para esto se debe construir aparte la nueva vinculación, con un diseño que armonice las descargas desde la Central Hidroeléctrica con el campo de velocidades normal imperante en el canal al cual se devuelve el agua

A continuación, podemos observar en la imagen X la disposición de las obras previamente mencionadas.



Ilustración 16: ubicación de las obras a proyectar

- 1: Canal de desvío
- 2: Vertedero Pico de pato
- 3: Cámara de carga y cámara espiral
- 4: Casa de Maquinas
- 5: Tubo de aspiración y canal de restitución



Equipamiento mecánico e hidromecánico

Compuertas

La Central Hidroeléctrica consta de compuertas, equipamiento hidráulico mecánico cuyo fin es regular el pasaje del agua hacia las demás estructuras del canal, una presa o una esclusa. En este caso son 4 Compuertas planas tipo Wagon con izaje c/actuador eléctrico, así como también otro tipo de compuertas denominadas ataguías (no controlan flujo, solamente para aguas con equilibrio hidrostático), que son colocadas tanto a la entrada de las turbinas como a la salida, en caso de tener que realizar tareas de mantenimiento sobre los equipos, sellándolas del ingreso del agua.

Rejas y Limpia rejas

Las rejas son las encargadas de evitar el ingreso de material grueso, con el fin de mitigar y proteger a las turbinas del ingreso de sólidos a las mismas, que podrían ser altamente perjudiciales para sus partes móviles, y que de no ser tenidas en cuenta podrían significar muchas tareas de mantenimiento sobre los grupos generadores y posible recambio de máquinas por averías.

También consta de limpia rejas, para poder mantener las mismas desobturadas y de esta manera minimizar la pérdida de carga en las mismas, que reducen el salto útil disponible para la generación de energía.

Puente Grúa

El puente grúa es un equipamiento electromecánico cuyo fin es ayudar a las tareas de mantenimiento dentro de la usina sobre todo cuando se trabaja sobre algún equipo generador. Las operaciones de izaje de las mismas son tareas de riesgo que deben ser operadas por mano de obra calificada, el mismo este sujeto a inspecciones anuales para corroborar el estado para asegurar su utilización (certificación).

Turbinas hidráulicas

La turbina hidráulica es el elemento clave de la minicentral. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica. Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción. En una turbina de acción la presión del



agua se convierte primero en energía cinética. En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.

Este último tipo de turbinas cuentan con un diseño de rotor que permite aprovechar la presión que aún le queda al agua a su entrada para convertirla en energía cinética. Esto hace que el agua al salir del rotor tenga una presión por debajo de la atmosférica. Las turbinas de reacción más utilizadas en centrales en canales de irrigación son las Kaplan, Semi Kaplan y Bulbo .

Turbinas Hélice, Semi-Kaplan y Kaplan

Las instalaciones con turbina hélice se componen básicamente de una cámara de entrada abierta o cerrada, un distribuidor regulable, un rodete con palas fijas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración.

La turbina Kaplan incorpora un rodete regulable que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de una mayor complejidad y un costo un poco más elevado. El rendimiento puede ser superior al 90% para el caudal nominal y disminuye a medida que nos alejamos de él, pero de manera suave.

Este tipo de turbinas se emplean generalmente para saltos pequeños y caudales variables o grandes en función de las características del aprovechamiento y de los aspectos técnicos y económicos.

Para una central de tipo fluyente, con un salto prácticamente constante y un caudal muy variable, es aconsejable la utilización de una turbina Kaplan o Semikaplan.

La turbina de hélice se aconseja utilizar en centrales con regulación propia que funcionan con caudal casi constante entre unos niveles máximo y mínimo de embalse.

Las curvas de rendimiento en función del porcentaje del caudal nominal de diseño muestran la versatilidad de cada uno de los tipos de turbina mencionado, y que dependen básicamente de las condiciones de funcionamiento impuestas por el sistema que alimenta a la central hidroeléctrica, tal como mencionado más arriba. En la siguiente figura se aprecia lo mencionado.

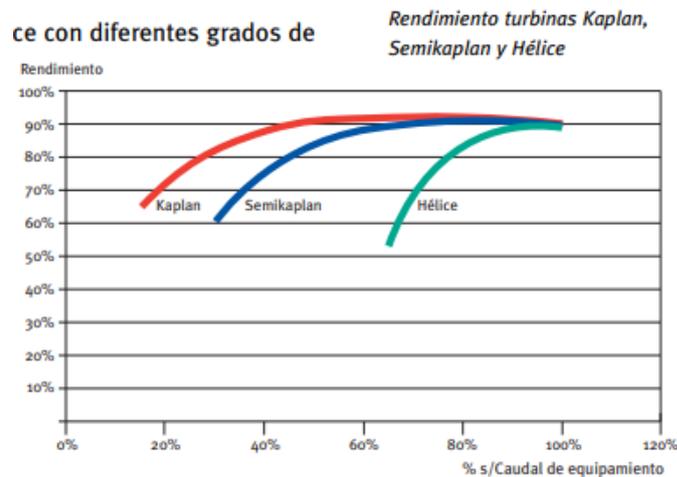


Gráfico 2: curvas de rendimiento para diferentes tipos de turbinas Kaplan de eje vertical

La implantación de este tipo de turbinas suele ser con eje vertical, en cámara abierta o cerrada, aunque en ocasiones es más conveniente otro tipo de instalaciones con eje horizontal o ligeramente inclinado, como las turbinas tubulares o bulbo.

Tubular. Se denominan turbinas tubulares o en “S”. Su implantación puede ser de eje horizontal, inclinado o vertical, y tiene un rendimiento ligeramente superior a las Kaplan en cámara, de entre un 1% o 2%.

Bulbo. El generador está inmerso en la conducción protegido por una carcasa impermeable. El rendimiento es aproximadamente un 1% superior al de la turbina tubular. Tiene la ventaja de que la obra civil necesaria se reduce, pero los equipos son más complejos y esto dificulta el mantenimiento

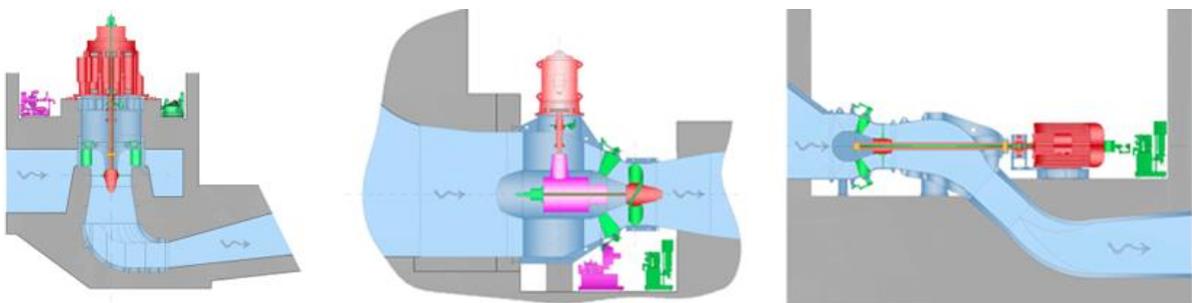


Ilustración 17 - Disposición según tipo de turbinas Kaplan. De izquierda a derecha, Kaplan Clásica vertical, Kaplan Bulbo, Kaplan tubular tipo S

La mayoría de estas turbinas se componen casi siempre de los siguientes elementos:



Distribuidor

Lo componen dos coronas concéntricas; el estator o redistribuidor (corona exterior de álabes fijos) y el rotor o distribuidor propiamente dicho (corona de álabes móviles), este mismo es el encargado de regular la cantidad de agua que entra en la turbina y trabaja en conjunto con los alabes móviles del rodete para dirigir el agua hacia la posición mas optima para su aprovechamiento.

Rodete

Es un elemento móvil que transforma la energía cinética y de presión del agua en energía mecánica. Consta de un cubo y de álabes que le dan la forma característica de “hélice de barco”.

Generador

Es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética. El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

Subestación, transformador y línea eléctrica

El equipamiento eléctrico es necesario en la central hidroeléctrica, ya que es el encargado de la transformación de la tensión, de la medición de los diferentes parámetros de la corriente eléctrica, de la conexión a la línea de salida y de la distribución de la energía. El transformador de tensión es uno de los elementos fundamentales de este equipamiento. Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser baja/media o media/alta tensión. El objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para permitir el transporte de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas posibles.

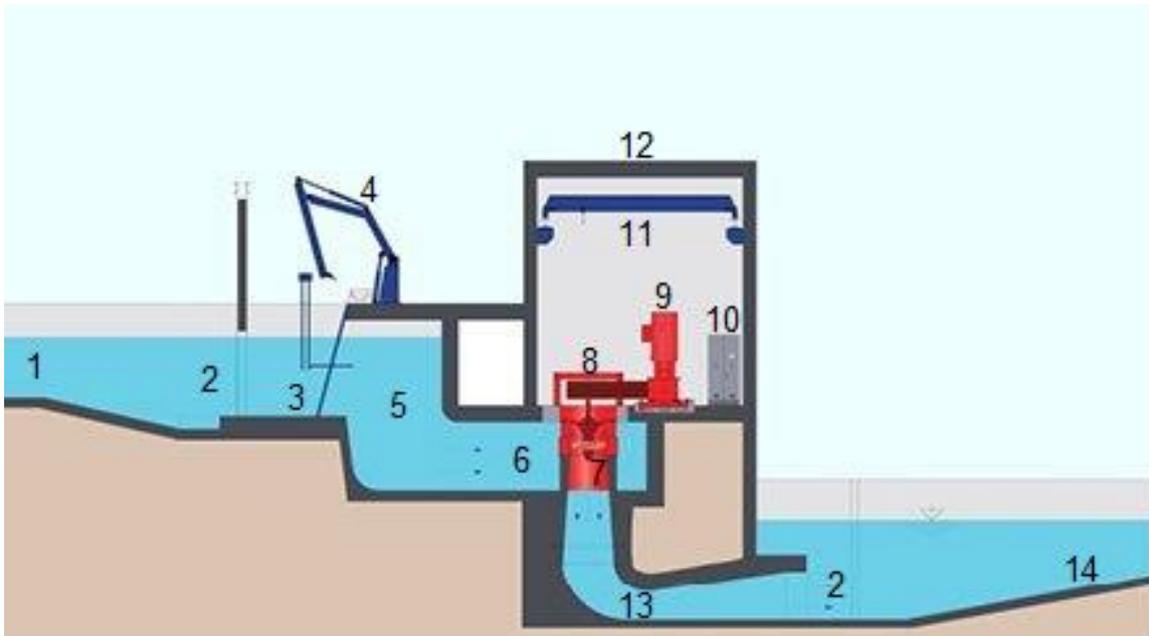


Ilustración 18 - Esquema de una central hidroeléctrica

- 1- Canal de desvío
- 2- Compuertas de cierre
- 3- Rejas
- 4- Limpia rejas
- 5- Cámara de Carga
- 6- Cámara espiral
- 7- Turbina
- 8- Rotor y estator
- 9- Generador
- 10- Caseta de control
- 11- Puente grúa
- 12- Casa de maquinas
- 13- Tubo de aspiración
- 14- Canal de fuga/salida

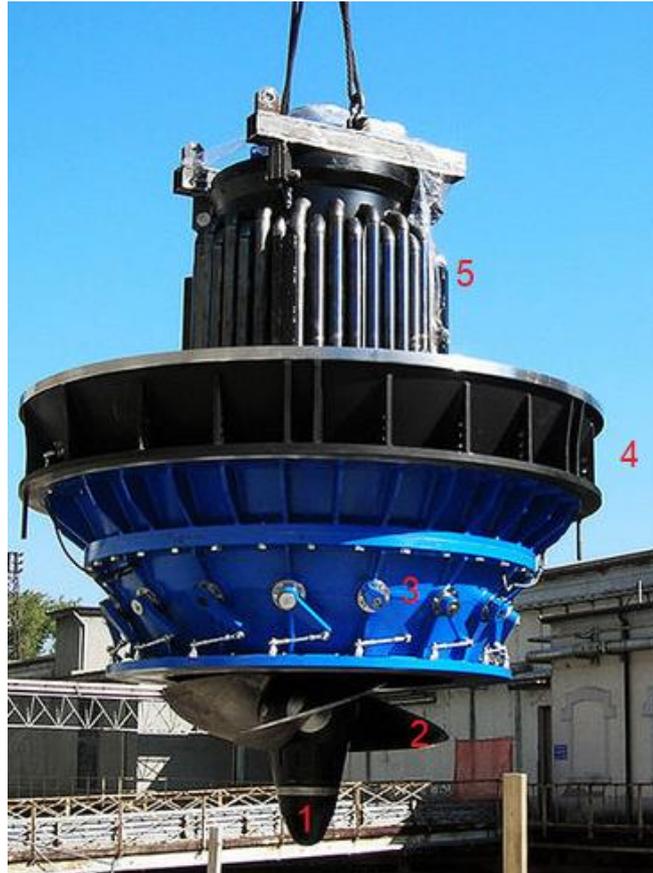


Ilustración 19 - Turbina Kaplan de eje vertical para pequeños aprovechamientos.

1. Rodete
2. Alabes móviles
3. Distribuidor
4. Rotor y estator
5. Generador

ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO DE UN PEQUEÑO APROVECHAMIENTO

ACLARACIONES IMPORTANTES

El uso de las maquinarias descritas anteriormente, labores llevadas a cabo, materiales y personal, son costos incluidos en los índices estadísticos en los que se basa la investigación,



pueden retribuirse a los efectos del análisis básico de proyectos establecidos por organismos internacionales como IRENA “International Renewable Energy Agency”, basándose en sus consideraciones y experiencia, se procede a ajustar estas variables al proyecto.

Debido a que no se tienen datos sobre las condiciones hidrológicas en el distribuidor Benegas aguas arriba del aprovechamiento, el cual es el encargado de erogar los caudales al canal San Martín, se establecerá un caudal fijo de 40 m³/s (caudal de diseño).

Como la generación de energía está íntimamente ligada a las condiciones de hidrología y a la cantidad de horas anuales de funcionamiento del aprovechamiento, para establecer un estudio comparativo entre las dos alternativas se parte de la base en que ambas variantes poseen la misma potencia instalada y generación anual. Esto puede suponerse así ya que los rendimientos de ambos grupos generadores son similares para la misma condición de funcionamiento. Aclarado estos puntos se procede entonces a enunciar las bases del estudio económico y financiero.

En el marco teórico de la investigación se ha mostrado en gran medida las variables de ajuste de acuerdo a la distribución porcentual en los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos tomados del organismo IRENA en su publicación más reciente “[Renewable Power Costs in 2020](#)”, en el mismo se establece la siguiente clasificación de la cual partimos para el comienzo del análisis.

Componentes del Proyecto	Porcentajes de inversión requerida en el total del proyecto
Obra Civil	45%
Equipamiento Mecánico	33%
Planificación	13%
Conexión a la red	6%
Costos de tierras	3%

Tabla 11: Componentes del proyecto principales y sus costos porcentuales.

Fuente: IRENA “International Renewable Energy Agency”

Otro de los factores a tener en cuenta en el costo de los estudios es el de la ingeniería, dependiendo de la etapa en la que se encuentre el proyecto se estima que el mismo está representado de acuerdo a la siguiente clasificación brindada por IRENA.

Costos de Ingeniería	
Estado	Porcentaje
I: Inventario	30% de la inversión Inicial
P: Prefactibilidad	20 % de la inversión Inicial
F: Factibilidad	20 % de la inversión inicial
PE: Proyecto Ejecutivo	16% de la inversión inicial

Tabla 12: Costos relacionados a la ingeniera

La operación y el mantenimiento de la usina generadora es también un punto de interés para la investigación, los costos debido a las mismas se tienen año a año durante la explotación del aprovechamiento. La clasificación que brinda el ente IRENA fija parámetros de acuerdo a potencia instalada, ubicando mayores valores costos para un rango bajo de potencia. Lo anteriormente mencionado puede observarse en la siguiente tabla que también fue mencionada en el marco teórico de la investigación.

Costo de operación y mantenimiento según potencias instaladas	
Rango	Pot > 1000 Mw : 1.8% de la Inversión Inicial
Rango	500 < Pot < 1000 Mw : 1.9 % de la Inversión Inicial
Rango	200 < Pot < 500 Mw: 2.2 % de la Inversión Inicial
Rango	100 < Pot < 200 Mw : 2.5% de la Inversión Inicial
Rango	Pot < 100 Mw : 3% de la Inversión Inicial

Tabla 13: Costo Operación y Mantenimiento Anual según el rango de potencia de la central.

Fuente: IRENA “International Renewable Energy Agency”

Estas tareas de operación y mantenimiento tienen la siguiente distribución internamente.

SECTOR	PORCENTAJE
COSTO OPERACIONAL	51%
SALARIO	39%
IMPREVISTOS Y GASTOS ADMINISTRATIVOS	16%
MATERIALES	4%

Tabla 14: Distribución porcentual dentro de la operación y mantenimiento

Fuente: IRENA “International Renewable Energy Agency”



Por otro lado, es importante destacar la potestad de las provincias sobre los recursos naturales en donde se encuentran dichos proyectos, es por esto que las mismas exigen un porcentaje de las ganancias percibidas por la venta de la energía dentro de sus jurisdicciones, a este pago se lo conoce como regalías y están sujetos a la ley Nro. 15.336 y modificatoria ley Nro. 23164 / art 1 del año 1984. La misma establece lo siguiente:

Art. 43.- Las provincias en cuyos territorios se encuentren las fuentes hidroeléctricas percibirán mensualmente el doce por ciento (12%) del importe que resulte de aplicar a la energía vendida a los centros de consumo, la tarifa correspondiente a la venta en bloque determinada según los mecanismos establecidos en el artículo 39.

En el caso de que las fuentes hidroeléctricas se encuentren en ríos limítrofes entre provincias, o que atraviesen a más de una de ellas, este porcentaje del doce por ciento (12%) se distribuirá equitativamente racionalmente entre ellas.

(Artículo sustituido por art. 1° de la [Ley N° 23.164](#) B.O. 6/11/1984).

Fuente: Información legislativa – Ministerio de justicia y derechos humanos

De este modo con la información anteriormente mencionada se fija un porcentaje de 12% para las regalías en concepto de venta de energía.

Es así como se fija la base para los ingresos y egresos para el cálculo económico del proyecto que se presenta a continuación:

Año 0 – 1: egresos por costos de ingeniería

Año 1 – 2: egresos por inversión inicial distribuida linealmente en dichos años durante la construcción

Año 3 – 32: balance de ingresos (venta de energía) y egresos (regalías + operación y mantenimiento) en periodo de explotación

ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD

El periodo de evaluación usual para este tipo de proyectos es de 30 años, dicho lapso surge por analogía con los períodos de los contratos de concesión del Estado Nacional Argentino para grandes obras hidroeléctricas, y también por los períodos que se estima puede considerarse como primer ciclo económico de explotación, previo a la necesidad de intervenciones económicas importantes en los equipamientos de generación de energía (modernización/rehabilitación).

Para la estimación de los distintos índices de rentabilidad, se necesitan los datos de la inversión inicial (I_0), la energía generada disponible para vender (E_{anual}) y los ingresos (I_{anual}) por venta de energía y gastos (G_{anual}) anuales.

Para poder establecer los ingresos por venta de energía es necesario conocer cuáles son las tarifas fijadas para la venta de energía por las rondas Renovar cuando se adjudicaron los proyectos. Para el caso del aprovechamiento en estudio la tarifa está fijada en 105 USD/MWh (Fuente: Cammesa), como se muestra a continuación.

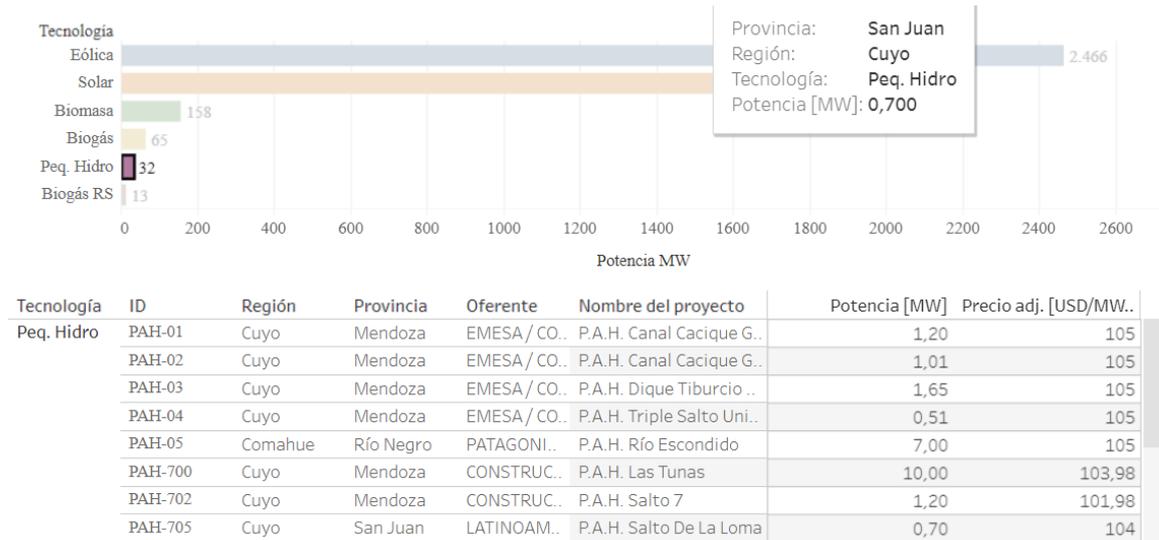


Ilustración 20: precios de venta de energía para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

Se establecera un rango de precios con respecto a la venta de energía que varía de 20 USD/Mwh a 130 USD/Mwh para analizar el punto de inflexión donde el proyecto comienza a ser económicamente rentable de acuerdo a los ingresos de la venta de energía y gastos anuales correspondientes a regalías, operación y mantenimiento

Periodo simple de retorno

Es el tiempo aproximado en el que se recupera la inversión inicial, sin tener en cuenta medios de financiación externos ni las fluctuaciones de los precios. Se calcula se la siguiente manera:

$$P. R. = I_0 \text{ (USD)} / (I_{\text{anuales}} - G_{\text{anuales}}) \text{ (USD/ año)}$$



Índice de Energía

El índice de energía es el costo del KWh de energía eléctrica generada cada año y se obtiene dividiendo la inversión inicial entre la energía anual. Su unidad es el U\$/KWh.

$$I. E. = I_0 \text{ (USD)} / E_{\text{anual}}(\text{KWh})$$

Índice de Potencia

El índice de potencia es el coste del KW de potencia instalado y se calcula dividiendo la inversión inicial entre la potencia instalada. Su unidad es el U\$/KW

$$IP = I_0 \text{ (USD)} / P_{\text{instalada}} \text{ (Kw)}$$

Valor Actual Neto (VAN)

Se denomina VAN a la cantidad que, durante n años de vida útil del proyecto, con una tasa de interés i, generarían los beneficios de la central, descontando la inversión inicial de esta.

Para pequeñas centrales, como la que analizamos, se ha considerado que el período de vida es de 30 años, por las razones anteriormente mencionadas. En cualquier caso, esta estimación no afecta demasiado al VAN, puesto que éste depende fundamentalmente de los ingresos en los primeros años de funcionamiento.

La tasa de interés, es la parte más difícil de estimar, puesto que es difícil valorar las condiciones de la evolución de los precios a futuro de manera aproximada, sobre todo en contextos de alta volatilidad como el actual (2022), tanto de carácter regional como global, así como el riesgo que desea asumir el inversor frente a dichos escenarios a la hora de analizar la factibilidad de una inversión. Como valor meramente indicativo, ESTABLECEREMOS UNA TASA DE CORTE DEL 5% (en USD) COMO CRITERIO DE ACEPTABILIDAD DEL INVERSOR. Con tasas por debajo de ese valor, se asume que la inversión no resultara atractiva.

La fórmula que se utiliza para su cálculo es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^n \frac{I_{\text{anuales}} - G_{\text{anuales}}}{(1 + i)^n}$$



Tasa interna de rentabilidad, o tasa interna de retorno (TIR)

es la tasa de interés que hace que el VAN de una inversión sea igual a cero. Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, es decir, El TIR se puede tomar como la tasa de interés que el proyecto es capaz de proporcionar.

Entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor. Se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$VAN = 0 \quad I_o = \sum_{n=1}^n \frac{I_{anuales} - G_{anuales}}{(1 + TIR)^n}$$

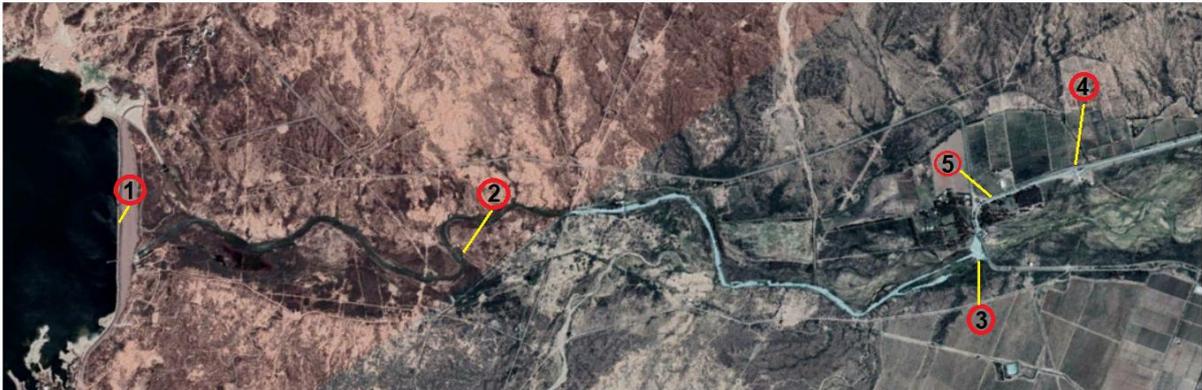
Este método para calcular la rentabilidad tiene mayor dificultad. Se realiza, generalmente, por iteración o interpolación lineal, aunque hoy en día, y en este caso, las hojas de cálculo facilitan esta estimación.

CASO DE ESTUDIO

El proyecto pequeño aprovechamiento hidroeléctrico Dique Tiburcio Benegas (PAH-DTB) consiste en una pequeña central hidroeléctrica de paso ubicada sobre la margen derecha del canal de riego San Martín, en la cuenca del río Tunuyán inferior, departamento de Junín, Mendoza, Argentina.

El aprovechamiento ha sido diseñado para un caudal de 40,0 m³/s, Un salto bruto de 5.5 metros y pérdidas de carga del 10% dejando un salto nominal de 5 metros emitiendo una potencia de 1,65 MW mediante la instalación de dos turbinas Kaplan.

UBICACION GEOGRAFICA	
País	Argentina
Provincia	Mendoza
Departamento	Junin
Latitud y Longitud	33° 14` 35,82 `` S – 68° 40 ` 49.98 `` O



- 1 Presa el Carrizal y Embalse el Carrizal**
- 2 Río Tunuyan**
- 3 Dique Tiburcio Benegas**
- 4 PAH Tiburcio Benegas**
- 5 Canal Matriz San Martín**

Dentro de los trabajos civiles de la obra se encuentran el vertedero, canal de aducción, casa de máquinas, canal de restitución, subestación transformadora y obras auxiliares.

Salto bruto: 5,5

Perdidas de Carga en el salto: 10%

Salto nominal: 5,0 m

Potencia instalada: 1,65 MW

Generación media anual: 9 GWh

Horas de Funcionamiento Anual: 5454 hrs

Turbinas: Kaplan eje Vertical x 2 unidades

Eficiencia turbina/generador: 0.85

Hogares abastecidos: 3.150

Emisión CO2 evitada por año: 3.600 ton

Inversión: 4.3 M USD

Tiempo de Construcción: 24 meses / 2 años

Hormigón: Hormigón 3040 m3

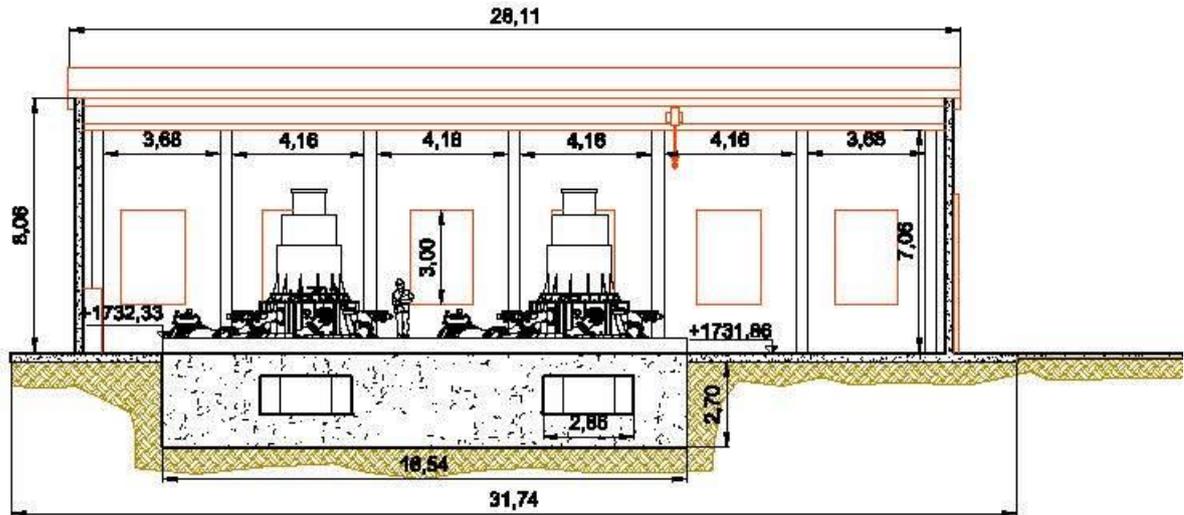


Ilustración 23- Corte transversal sobre el eje de la casa de máquinas – Fuente Hydrotec SA



Ilustración 24 - Turbina Kaplan eje vertical del aprovechamiento de estudio



Ilustración 25- Dos unidades generadoras del aprovechamiento

VARIANTE PROPUESTA

Para el siguiente capítulo de la investigación se tomarán en cuenta casos reales de acuerdo a la información brindada por la compañía fabricante de turbinas Voith, gracias a esta misma podremos establecer las bases comparativas de manera estadística sin necesidad de realizar primeras aproximaciones en la ingeniería de detalle del proyecto, la cual no es el foco de estudio de la investigación.

De esta manera recopilando casos de estudio veremos cuales son los beneficios de la implementación de la misma, como impacta en dos elementos fundamentales y centrales, la obra civil del aprovechamiento y la operación y mantenimiento de la misma, así como también y no menos importante el impacto medio ambiental.

Comencemos entonces hablando de la turbina **StreamDiver** propuesta, cuáles son sus características principales y cuantas de ellas son necesarias para cubrir la producción existente de 9 GWh/año.

TURBINAS STREAM DIVER



Ilustración 26 - Turbinas Stream Diver - VOITH HYDRO

Las denominadas turbinas **StreamDiver** son una nueva innovación tecnológica en el segmento de la generación de energía hidroeléctrica. A diferencia de las turbinas previamente mencionadas, las cuales son las que comúnmente se vienen utilizando en casi todo el mundo para aprovechamientos de baja caída, estas cuentan con un nuevo diseño, en lugar de que el conjunto generador, eje, distribuidor, rodete y alabes estén por separados la misma propone una unidad sellada ubicando los elementos previamente mencionados de la siguiente manera.

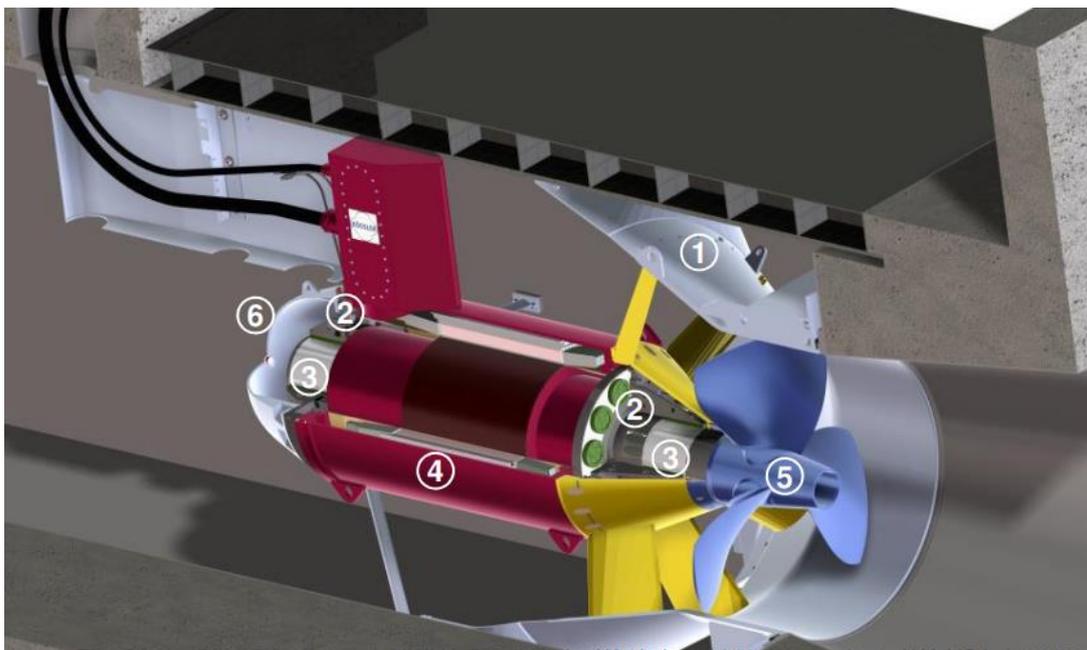


Ilustración 27 - Turbina Stream Diver - Detalle de componentes



- 1- Carcasa de turbina con álabes guía
- 2- Rodamiento radial y axial
- 3- Extremo del eje
- 4- PMG generador
- 5- Hélice
- 6- Bulbo

Si bien comparándolas con sus predecesoras presentan mejoras con respecto al peso en toneladas por unidad para la misma potencia es necesario aclarar que son maquinas con una mayor complejidad constructiva, lo que representaría un mayor precio por unidad.

Para el proyecto existente mencionado en la anterior parte de la investigación las turbinas utilizadas fueron dos unidades Kaplan de eje vertical, en conjunto ambas suman una potencia instalada de 1.65 MW.

Gracias a la colaboración de la empresa Voith para con la investigación, se ha indicado según el fabricante que es necesario emplear 3 unidades **StreamDiver** de diámetro 1695 mm para generar la misma potencia de salida.

Head = 5 m

Q = 13,33 m³/s per unit, 40 m³/s overall

3 units StreamDiver 16,95 (non-regulated) with 1695 mm runner diameter

Each 250 rpm and ~ 550 kW

Price Estimation: U\$D 2.100.000,-

Scope of supply: 3x StreamDiver incl. PM generator, shut-off valve, seaworthy packing, shipment, supervision of erection and commissioning

Por tanto, y de acuerdo con la información brindada el costo total de los componentes electromecánicos para este aprovechamiento es de U\$D 2.100.000 contemplando tanto el traslado como la puesta en marcha de los equipos, esto es un 30 % más caro que la variante anterior.

Desde otro punto de vista operativo, contar con tres equipos de generación en contraste a dos, presenta un beneficio en la flexibilidad a la hora de la producción de energía, cada una de ellas es encargada de producir un 33.3% de la generación total: En caso de que una unidad requiera una parada para realizar tareas de inspección u operación y mantenimiento la usina seguiría generando al 66.6 % de la capacidad a comparación del 50% de la variante ya estudiada, frente a la salida de servicio de una unidad.



Operación y mantenimiento de las unidades

Un claro objetivo de la tecnología **StreamDiver** es ofrecer una solución técnica que pueda integrarse en presas existentes. Para hacer frente a este requisito se ha desarrollado una turbina compacta y sumergible que evita cualquier sistema periférico. Por lo tanto, la premisa de el diseño del sistema y su concepto de operación y mantenimiento (O&M) es reducir el riesgo de las interrupciones no planificadas y las intervenciones del servicio en general. Como efecto secundario, el enfoque reduce el tiempo de inactividad del sistema y, por lo tanto, los riesgos de pérdida de ingresos.

Para alcanzar los objetivos relacionados con el desempeño de O&M, el **StreamDiver** sigue una consecuente estrategia de diseño, que se puede resumir de la siguiente manera.

Tabla 15 - Turbinas Stream Diver - objetivos para O&M (operación y mantenimiento)

Premisa	Objetivo	Ejecución
Reducción de Sistema Complejidad	Acorte el trabajo y el tiempo de montaje Reducir la probabilidad de falla Aumentar la disponibilidad del sistema	Ausencia de sistemas de apoyo. (lubricación de aceite y refrigeración sistema de agua) Diseño de transmisión simplificado Número reducido de componentes sujetos a desgaste
Alta calidad y normas	Aumentar el rendimiento Aumentar la vida útil Minimizar fallas	Pruebas de modelos hidráulicos Ensayos de durabilidad de rodamientos Uso de material de alta calidad. (por ejemplo, cuchillas hechas de acero inoxidable)
Compacidad y modularidad	Alta disponibilidad de repuestos Reducir los esfuerzos logísticos Diseño de planta compacta	5 tamaños fijos de turbina módulos Turbina compacta e integrada unidad generadora Dimensiones de transporte limitadas y pesos

Sistema remoto de condición y supervisión	Minimizar el personal en el sitio Mejorar las operaciones Permitir servicio planificado	Acceso remoto a la planta Operación: análisis de datos y mejoramiento Planificación de servicios interactivos
---	---	---

Conforme a información de proyectos en los que esta tecnología se encuentra operativa, se obtendrán datos adicionales sobre la dinámica operacional de los turbogeneradores de la central.

La central Nussdorf en Austria construida en el año 2005, entrega una potencia de 4.8 MW con 12 unidades generadoras. Las características del proyecto son las siguientes:

Tipo de turbinas: **Streamdiver** SD13.10

Diametro: 1310 mm

Velocidad del generador y frecuencia: 330 rpm, 55 Hz

Voltaje nominal: 690 V

Altura Nominal y Altura máxima: 3.58 m / 4.68 m

Caudal: 9.96 m³/s

Potencia nominal y potencia máxima: 315 / 450 KW

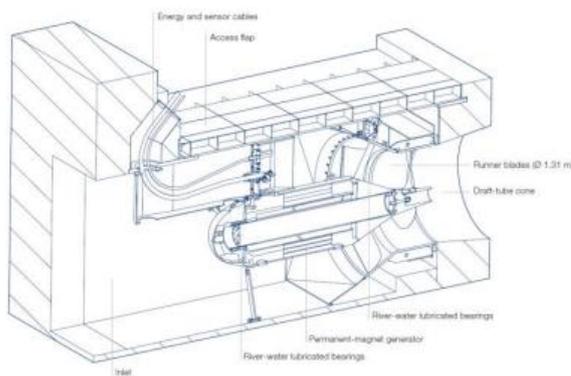


Ilustración 28 - Turbinas Stream Diver – Esquema teórico y real

La primera inspección programada a la central fue después de 4 años de operatividad plena, dado que las condiciones en el Canal Danube en el cual está ubicado el proyecto, el flujo corre



los 365 días del año. Se obtuvieron los datos de más de 30.000 Hrs de operación durante ese periodo.

Horas de operación: 30.000 hrs
Energía entregada: 8.000 Gwh
Inspección de visita: 2
Tareas de mantenimiento: 0

Las tareas de inspección de visita consisten principalmente en medir los siguientes parámetros:

(A) Inspección visual general

Temperatura del generador

Temperatura del estator

(B) Medir el desgaste en los cojinetes

Inspección visual general

Medición de juegos y desplazamientos del tren de transmisión

Medición de detección de grietas mediante pruebas de penetración según ISO 3452-1

Rugosidad superficial

Medición del desgaste de la capa de revestimiento duro del extremo del eje mediante un medidor de espesor de revestimiento

(C) Cualquier daño que requiera mantenimiento

En ninguna de las dos visitas programadas se observó un daño general en las estructuras de generación. Con estos valores se pueden confirmar durante las mediciones completas después de la recuperación completa del prototipo (es decir, al final de la instalación piloto), las hipótesis de vida útil proyectada para la carga específica del proyecto dado y las condiciones del agua serían alrededor de 90.000 horas de funcionamiento. Para el funcionamiento de 365 días como en Nussdorf, esto significa 10 años para cada intervalo de mantenimiento.



Esto da como resultado reducción de costos de mantenimiento de personal y materia, mayor índice de disponibilidad debido a intervenciones de servicio planificables, y menor riesgo de interrupciones inesperadas y, por lo tanto, pérdida de ingresos

Condiciones aplicadas al proyecto del presente trabajo

Si anteriormente la operación y mantenimiento de la central fue proyectada para un 3% de la inversión inicial, y conociendo los beneficios de implementación de la **StreamDiver** supondremos que para el caso de estudio las siguientes premisas:

- 1- Costo operacional: reducción de tiempo en las horas de operación, reducción de complejidad de las obras. Paradas de servicio para inspección cada 10 años.
- 2- Salario: reducción de personal, equipamiento para control y asistencia remota.

De acuerdo a lo anteriormente enunciado y a los casos de estudio de referencia como la central hidroeléctrica Nogueira en Brasil visto en el marco teórico de la investigación, se adoptará su premisa de que las tareas de operaciones y mantenimiento para estos grupos generadores y central hidroeléctrica en un periodo de 30 años son 50% menor en referencia a las centrales convencionales.

Ya que el caso de estudio se planteo con un porcentaje del 3% de la inversión inicial para calcular el costo de la operación y mantenimiento de acuerdo a los índices presentados por el ente IRENA, para la variante propuesta será del 1,5% de la inversión inicial.

Obra civil

La aplicación del tipo de desvío es similar a las centrales eléctricas convencionales y se puede implementar como las de los ríos, arroyos y canales de irrigación, pero tiene algunos beneficios económicos decisivos en comparación con las centrales eléctricas convencionales con turbinas Kaplan horizontal o vertical.

En primer lugar, el diseño es mucho más simple. No es necesario moldear formas complejas para los canales de entrada o salida. La cámara de entrada consiste en un pozo abierto y la salida es un cono de tubo de tiro horizontal. La ingeniería puede ser procesado mucho más rápido debido al diseño modular y estandarizado.

En la siguiente imagen se podrá observar cuan menos complejo es el modelo civil a proyectar para la variante propuesta y otras dos con turbinas Kaplan de eje vertical y bulbo.

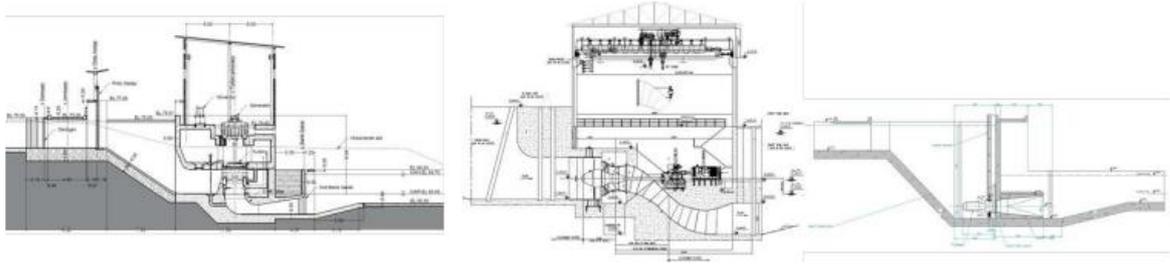


Ilustración 29 - Esquemas Comparativos de centrales según tipo de turbinas. De izquierda a derecha Kaplan, Bulbo y StreamDiver

Este esquema presentado no solo es una imagen para mostrar la simplicidad en la ejecución de la obra, sino que también se trata de un estudio real. Las tres variantes se realizaron para estudiar un aprovechamiento de 6 MW de potencia instalada cuyas características por aprovechamiento es la siguiente.

-	Unidad	Vertical kaplan	Horizontal Kaplan	Streamdiver
Nro de turbinas	-	3	2	6
Vol de concreto	M3	3600	2300	1200
Porcentaje	%	100	64	33

Tabla 16 – Cómputos para centrales según tipo de turbinas. De izquierda a derecha Kaplan, Bulbo y StreamDiver

El ahorro es significativo en materiales, pues si para la misma potencia se requiere solo un 33 % de lo que corresponde a una variante Kaplan, aporta un punto de inflexión en la proyección de dichos aprovechamientos.



Ilustración 30 - Esquema típico de central con variante Stream Diver



Ilustración 31 - Unidad de generacion Stream Diver.

SELECCIÓN DE LA TURBINA STREAMDIVER Y ANALISIS DIMENSIONAL

En primer lugar, se pretende evidenciar que la adopción de la tecnología **StreamDiver** (© Voith Hydro) es viable para un aprovechamiento como el estudiado, de manera tal de visualizarlo como una alternativa respecto de equipamientos mas tradicionales, como ser el de las turbinas Kaplan de eje vertical existentes en la central hidroeléctrica “Dique Tiburcio Benegas”.

Para ello se utilizó una herramienta disponible en el sitio web de la firma, cuya dirección electrónica es la siguiente:

<https://voith.com/corp-en/products-services/hydropower-components/mini-hydro/calculator.html>

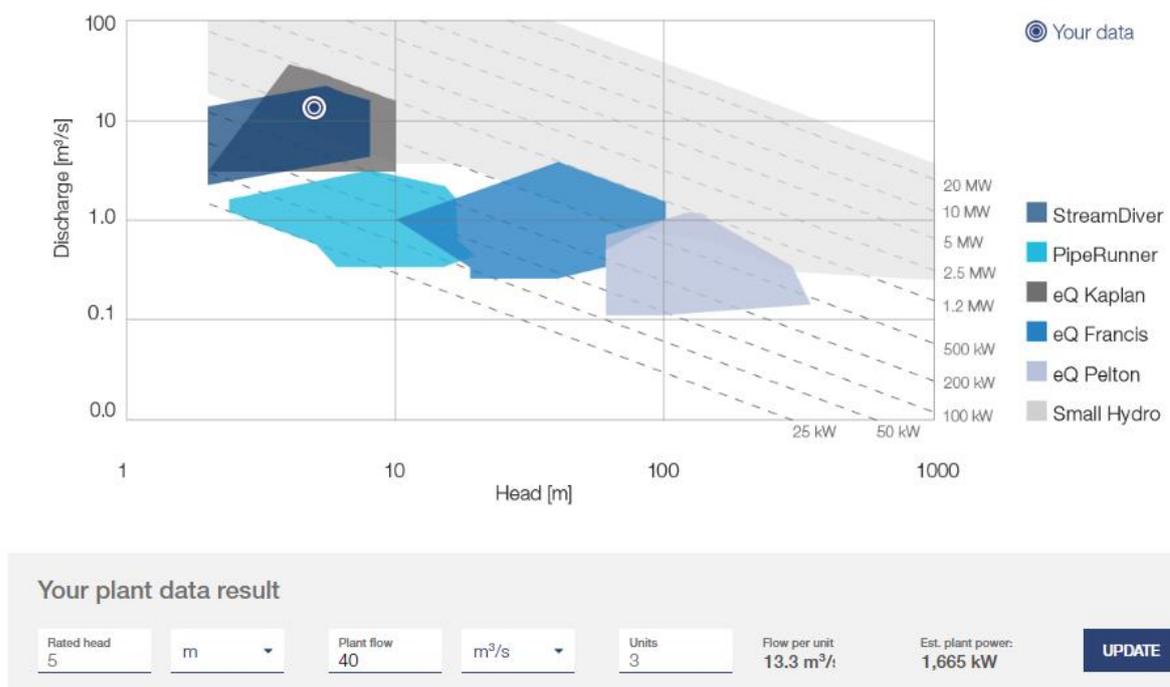


Ilustración 32: rango de aplicación para distintas tecnologías de turbinas.

Como puede observarse del resultado obtenido de dicha aplicación, para las condiciones de funcionamiento generales de la central hidroeléctrica ambas tecnologías son posibles de utilizar.

Habiendo adoptado como hipótesis de trabajo la instalación de turbinas **StreamDiver**, se utilizó la información disponible en las publicaciones del fabricante, en especial de “Utilizing new hydropower potential – **StreamDiver**”, cuya información puede verse en la ilustración 33.

Con ello se busca, bajo condiciones idénticas de potencia instalada total de la central hidroeléctrica Tiburcio Benegas actualmente existente, encontrar el equivalente bajo la tecnología **StreamDiver** objeto del presente trabajo

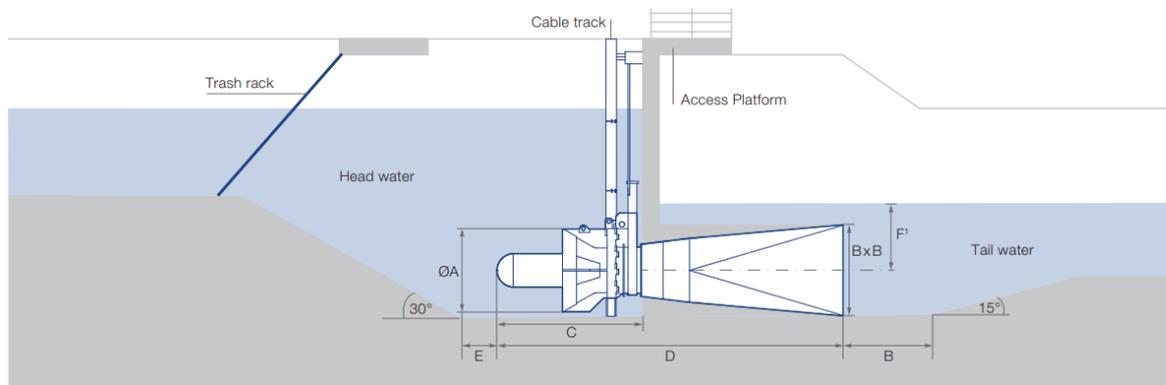


Ilustración 33: esquema geométrico dimensional de las turbinas StreamDiver.

Main Diagram:

	ØA	B	C	D	E
SD Module	mm	mm	mm	mm	mm
SD 7.9	1 380	1 580	2 500	6 000	600
SD 8.95	1 560	1 790	2 750	6 700	700
SD 10.15	1 770	2 030	3 000	7 600	800
SD 11.55	2 020	2 310	3 400	8 700	900
SD 13.10	2 380	2 620	3 800	9 900	1 000

Tabla 17: valores dimensionales las turbinas StreamDiver.

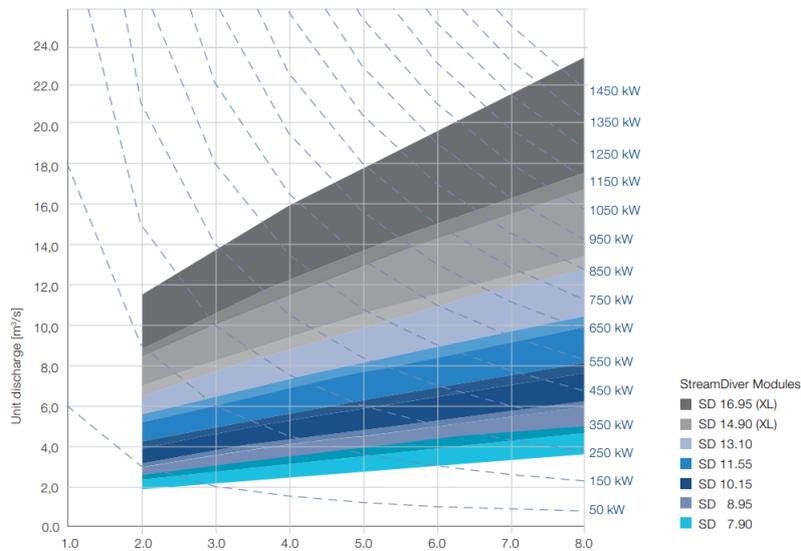


Ilustración 34: diagrama de selección de turbinas StreamDiver

Analizada la información disponible en la publicación “*Utilizing new Hydropower potencial StreamDiver*” de la firma Voith Hydro, existen zonas de solapamiento para la elección del equipamiento, con lo cual corresponde la opinión experta para la selección de la más adecuada. En tal sentido se consideró prudente efectuar una consulta específica al fabricante Voith Hydro en cuanto a la selección de mejor turbina dadas las condiciones de salto disponible y potencia unitaria.

De la respuesta de dicha firma (Se extracta textual en el idioma inglés), se observa lo siguiente:

Head = 5 m
 Q = 13,33 m³/s per unit, 40 m³/s overall
 3 units StreamDiver 16,95 (non-regulated) with 1695 mm runner diameter
 Each 250 rpm and ~ 550 kW

Habiendo recibido dicha respuesta se procedió a ubicar los parámetros dentro del diagrama de la ilustración 34 más arriba expuesta. Los resultados obtenidos se muestran en la ilustración 35.

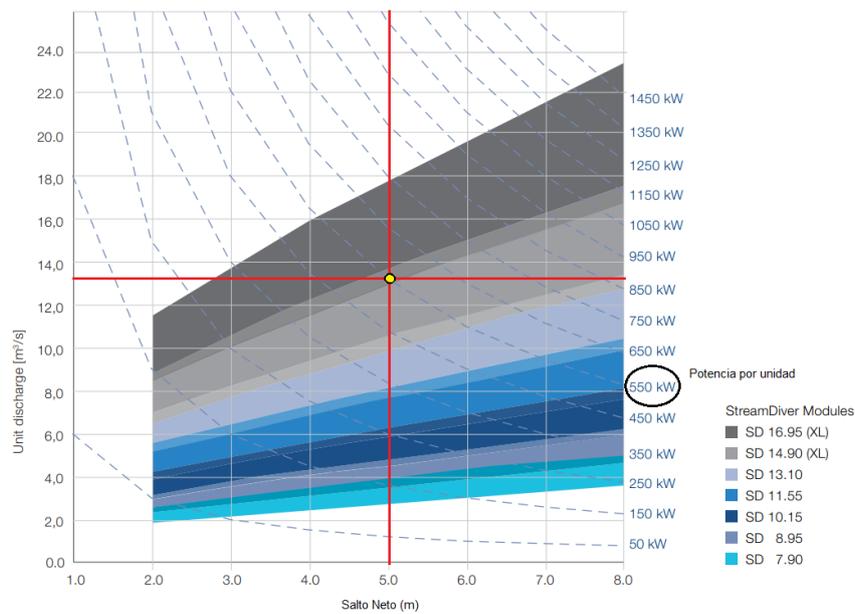


Ilustración 35: ubicación del punto de funcionamiento de la turbina StreamDiver

Como puede observarse, el punto cae en el solape de dos equipamientos suministrados por el fabricante, lo cual ratifica la pertinencia de haber efectuado la consulta correspondiente a los efectos de la mejor selección del equipamiento.

Aun así, la información publicada por el fabricante no es completa para todas las versiones de equipamiento ofrecidas, y tampoco la respuesta obtenida lo es, razón por la cual, para poder avanzar en el análisis dimensional se efectuó una evaluación de la información disponible y la posibilidad de realizar una extrapolación que permitiera alcanzar el objetivo buscado.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos que deben leerse con los correspondientes a la ilustración 33.

MODELO	Diametro Rodete	pi a	b	c	d	e	Potencia	Salto Neto
sd 7.9	790	1380	1580	2500	6000	600	150	5
sd8.95	895	1560	1790	2750	6700	700	170	5
sd10.15	1015	1770	2030	3000	7600	800	250	5
sd11.55	1055	2020	2310	3400	8700	900	330	5
sd13.10	1310	2380	2620	3800	9900	1000	410	5

Tabla 18: Información de la tabla 17 e ilustración 33 para el punto de operación de las turbinas.

A partir de dicha información se construyeron curvas de las diferentes dimensiones características de las maquinas en función de la potencia. Se observa de las mismas que para potencias crecientes existe una fuerte linealidad en las dimensiones. En función de ello se adoptaron modelos de regresión lineal que resultaron con coeficientes de correlación altos. Ambas características dan cierta confiabilidad de que las extrapolaciones que se efectúen tengan validez, sobre todo considerando la naturaleza de lo que se desea evaluar, y el rango de extrapolación.

Los resultados se presentan en el grafico 3.

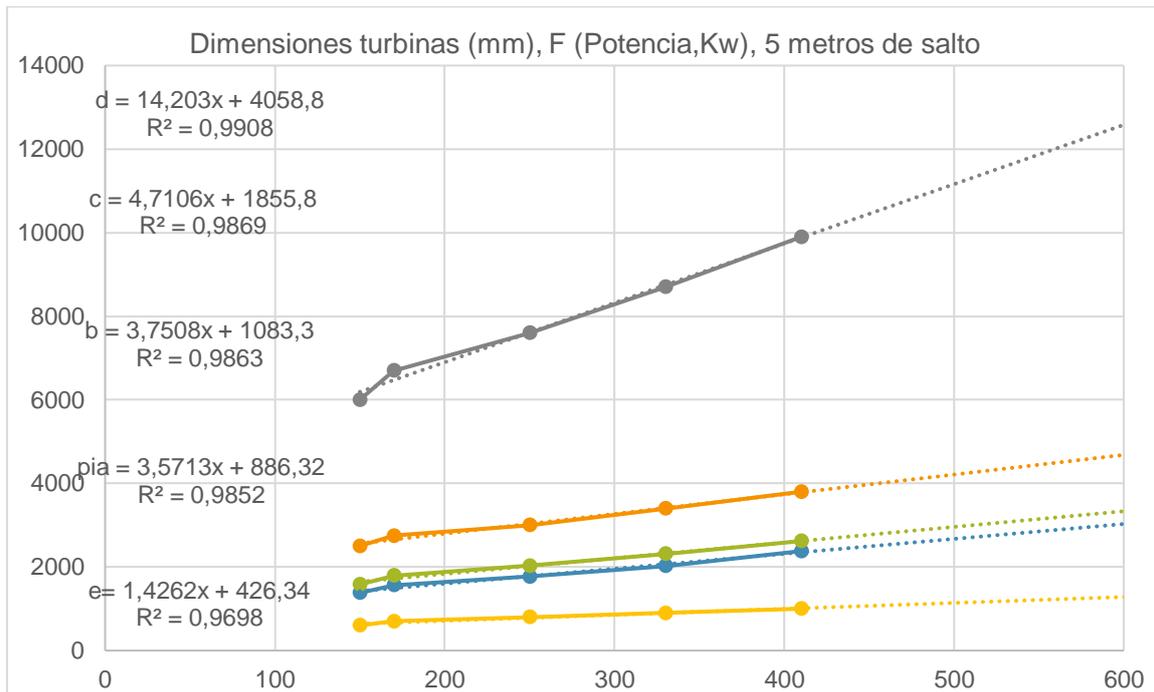


Gráfico 3: funciones de ajuste para extrapolación dimensiones características de turbinas StreamDiver

Los resultados obtenidos de la extrapolación efectuada con dichas funciones lineales para la potencia de la turbina recomendada por el fabricante son los siguientes:

Potencia ->	550	kw
Pia	2851	mm
b	3146	mm
c	4447	mm
d	11870	mm
e	1211	mm

Tabla 19: Estimación de las dimensiones características de la turbina seleccionada.

Calculadas las dimensiones características para nuestro aprovechamiento, es posible realizar un esquema general de las estructuras de aproximación, de descarga y su diseño hidráulico general, cuestión que se ve a continuación

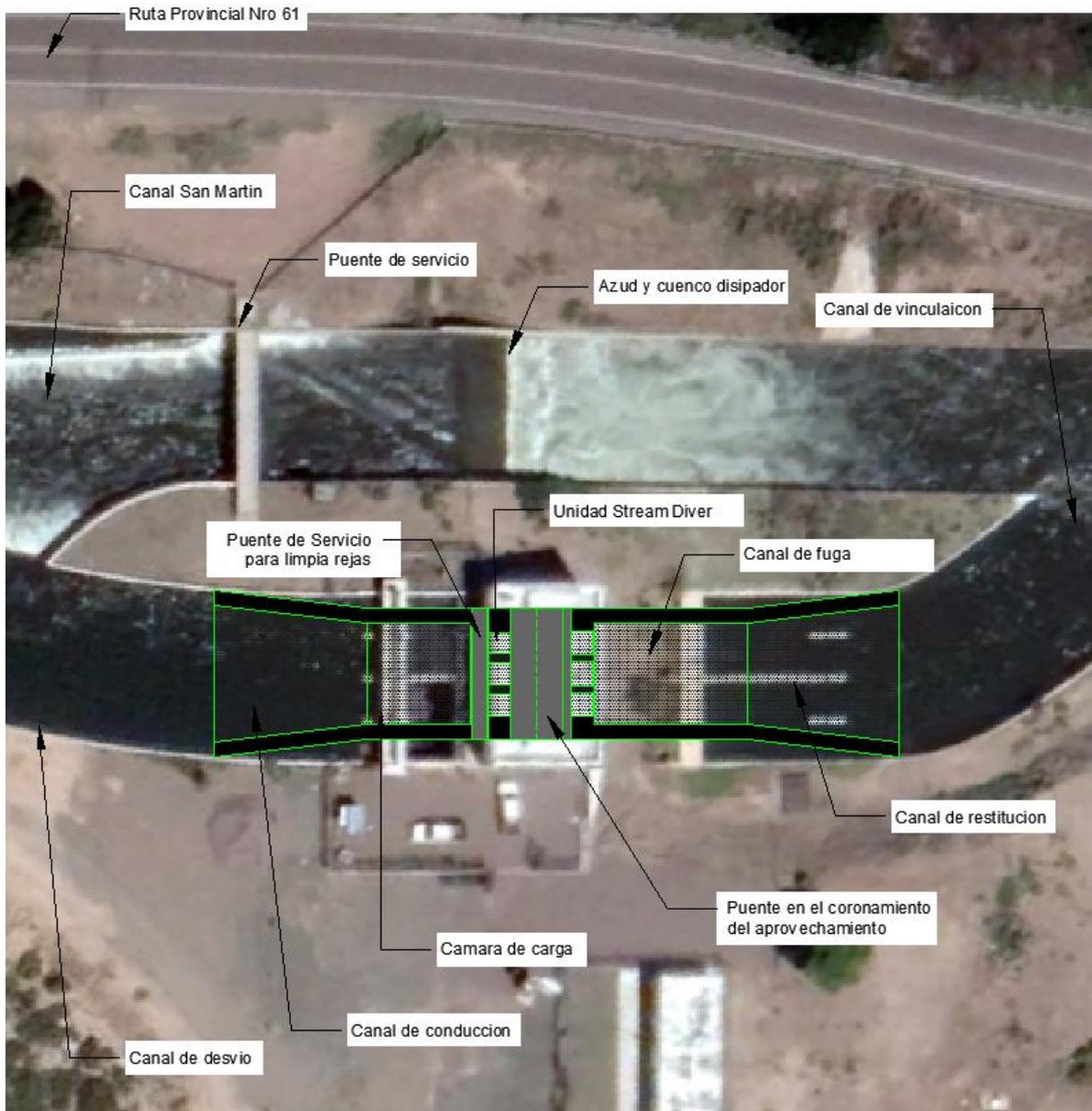
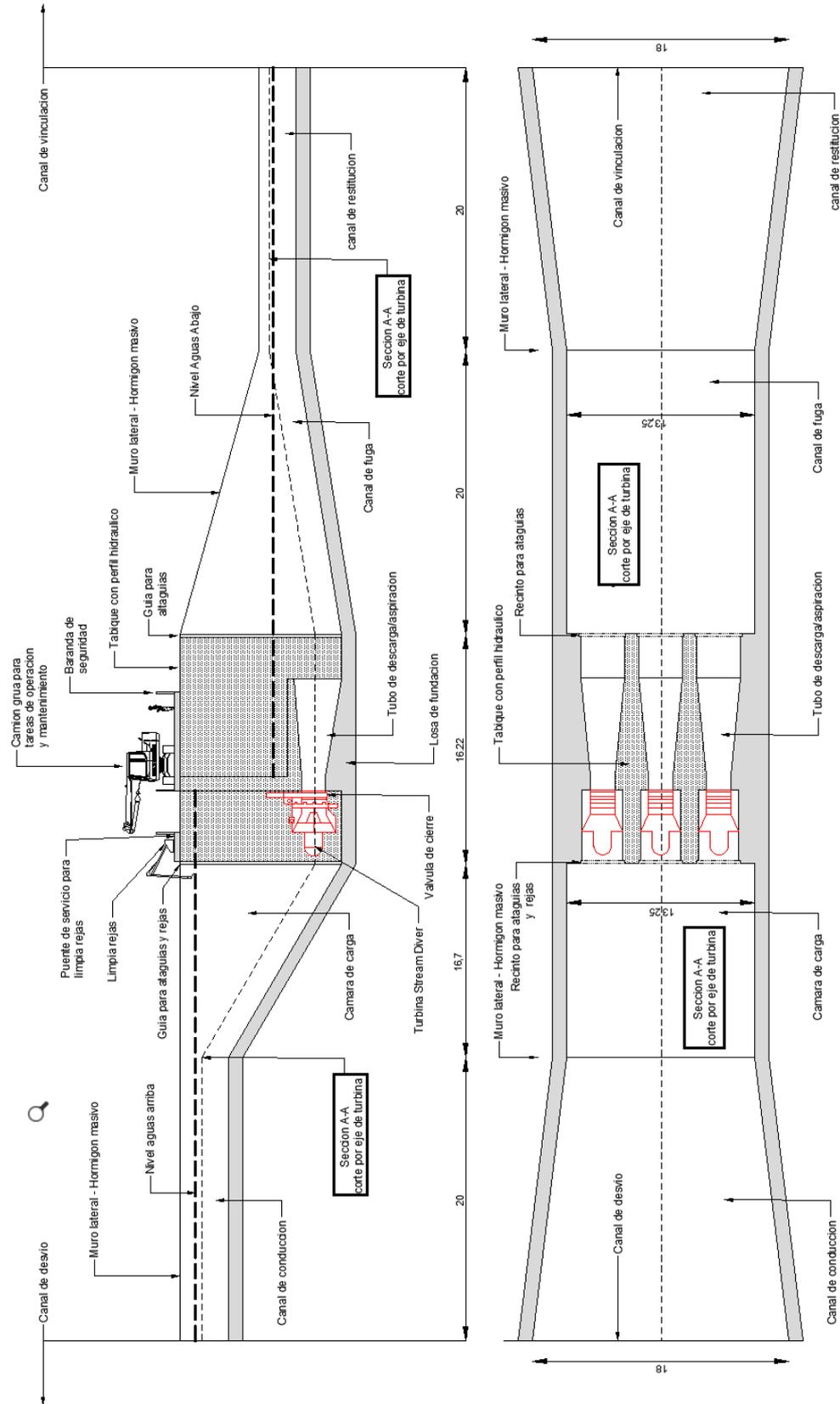


Ilustración 28 - Esquemas propuestos para el aprovechamiento actual con turbinas Stream Diver – Elaboracion propia.



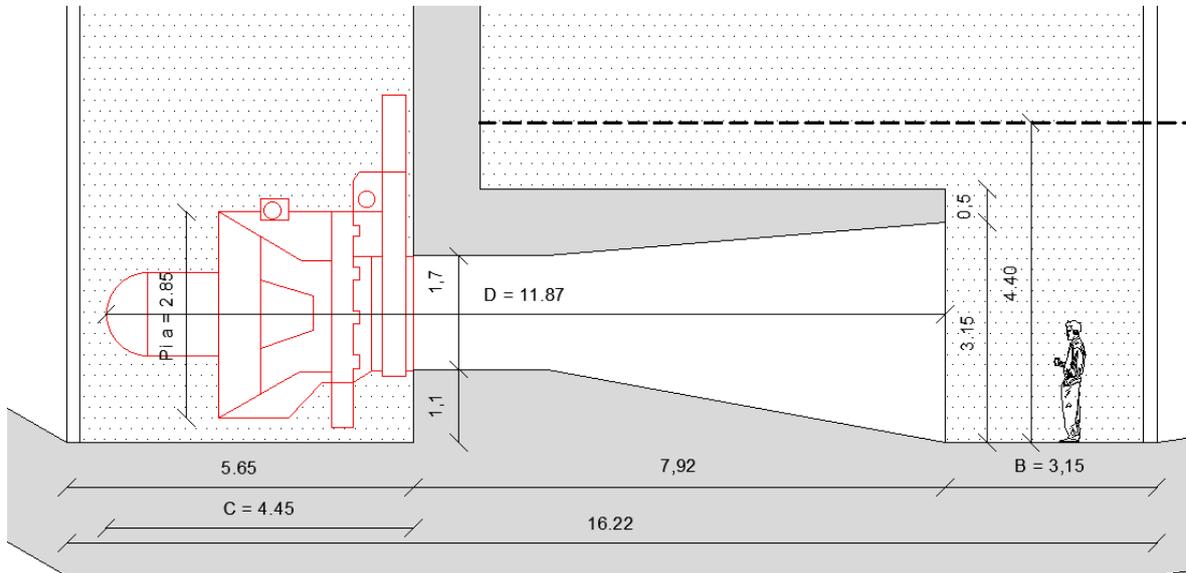


Ilustración 37 - Esquemas propuestos para el aprovechamiento actual con turbinas Stream Diver – Elaboración propia.

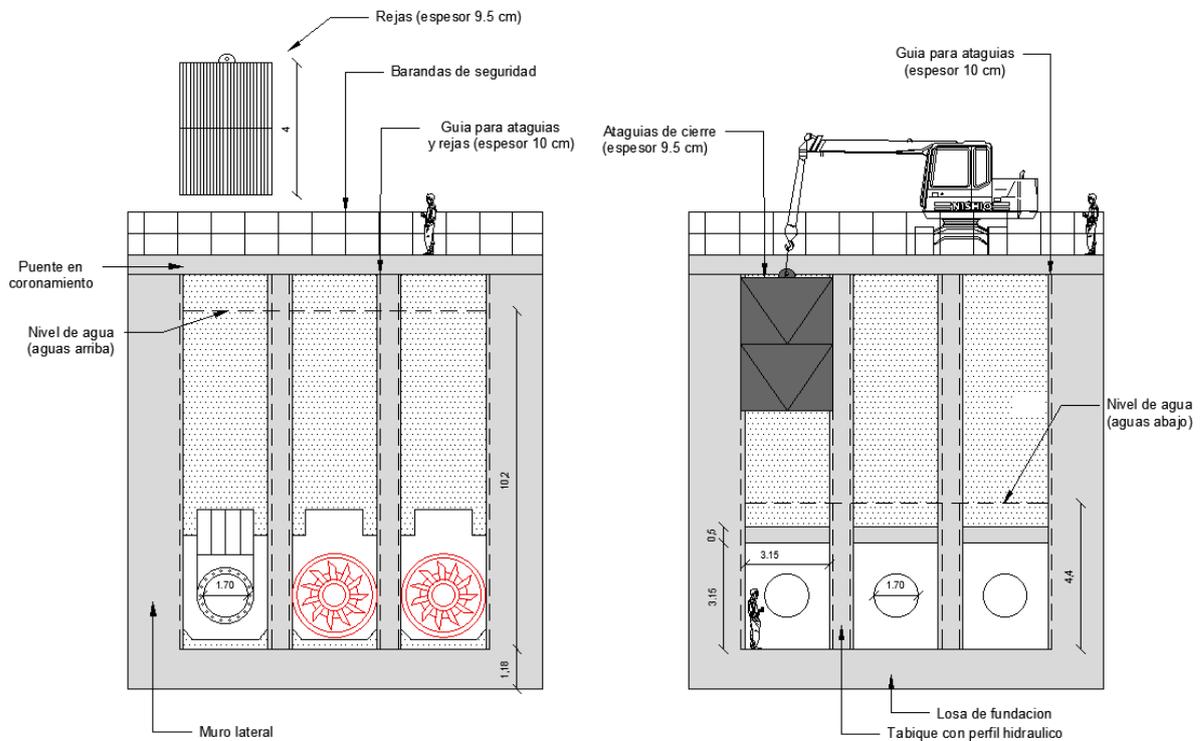


Ilustración 38 - Esquemas propuestos para el aprovechamiento actual con turbinas Stream Diver – Elaboración propia.

PRIMERAS APROXIMACIONES PARA EL MODELO HIDRÁULICO DEL APROVECHAMIENTO

CLASIFICACIONES IMPORTANTES

Para las primeras aproximaciones en el diseño hidráulico del aprovechamiento propuesto que albergaran las turbinas **StreamDiver**, se partirá de las siguientes premisas

- a- Todo el cálculo se estudiará bajo la condición de régimen permanente
- b- Los tirantes aguas arriba y aguas abajo del aprovechamiento se supondrán como constantes como el tirante en el umbral y en la restitución.
- c- Tanto los canales de desvío como de restitución y vinculación al canal existente son de sección rectangular
- d- Se verificará que la descarga del caudal por medio de los orificios ahogados proyectados para emplazar las turbinas en dicha ubicación pueda cumplir con el caudal de diseño propuesto.
- e- Como propuesta de diseño, la velocidad del flujo en la restitución debe ser menor a 1 m/s para evitar problemas erosivos.

Para empezar a tener las primeras aproximaciones para el proyecto es necesario partir de las condiciones de caudal y altura para el aprovechamiento previamente mencionadas en la investigación.

El esquema general en planta del aprovechamiento existente (Google Earth) es el siguiente:



Ilustración 39: Vista aérea del aprovechamiento Dique Tiburcio Benegas, Mendoza, Argentina.

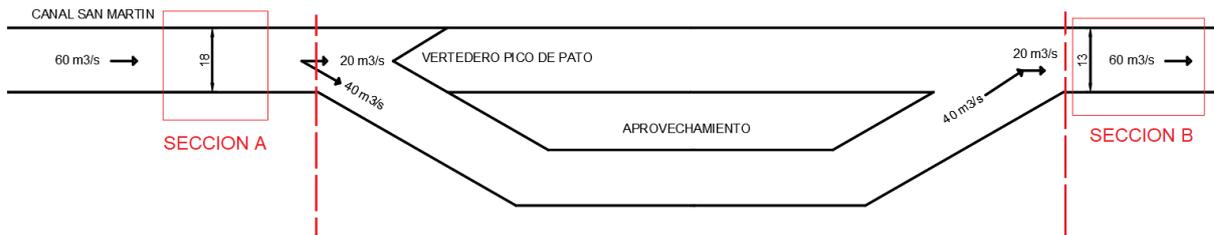


Ilustración 40: esquema de distribución de caudales dentro del aprovechamiento

Para el caso entonces fijaremos el de mayor caudal que puede transportar el Canal San Martín Gran Matriz el cual es de 60 m³/s en su traza original.

Dada la condición del By-Pass propuesta para la obra civil se busca captar por el canal de desvío 40 m³/s, estos serán los turbinados para producir energía en la central, los restantes 20 m³/s serán evacuados por el vertedero pico de pato. Esta es la condición equivalente a la del diseño de la central ya existente.

El inicio del flujo de aproximación, dada la presencia de un umbral vertedor lateral y al no poseer la totalidad de la geometría del canal y estructuras para su evaluación completa, complejiza la definición de los parámetros hidráulicos en el canal de entrada al aprovechamiento, razón por la cual - y para este caso - se toman hipótesis simplificadoras para el tirante de agua de entrada. Tomando el caudal de diseño de 40 m³/s y el ancho de canal que surge de la vista aérea (18 m), se asume un tirante de 3 m, de manera tal que permita una velocidad de aproximación moderada. El cálculo arroja que la misma es de 0,74 m/s.

Idéntico razonamiento al de las estructuras de entrada, se utiliza para definir las condiciones de borde de las de salida, puesto que el canal a la altura de la misma se encuentra en condiciones de remanso que son desconocidas por las razones anteriormente expuestas

Para hacer un planteo de tipo simétrico desde el punto de vista de las energías cinéticas de entrada y salida al sistema, se planteó una condición de borde aguas abajo de manera tal que la energía cinética en la entrega sea del mismo orden que la energía cinética en la entrada.

La elección de estas variables tiene también en consideración el criterio de generar profundidades de agua suficientes para garantizar las condiciones de funcionamiento adecuadas de las turbinas, en particular en atinente a las sumergencias.

En la ilustración 41 puede observarse un corte longitudinal del esquema propuesto, a los fines conceptuales.

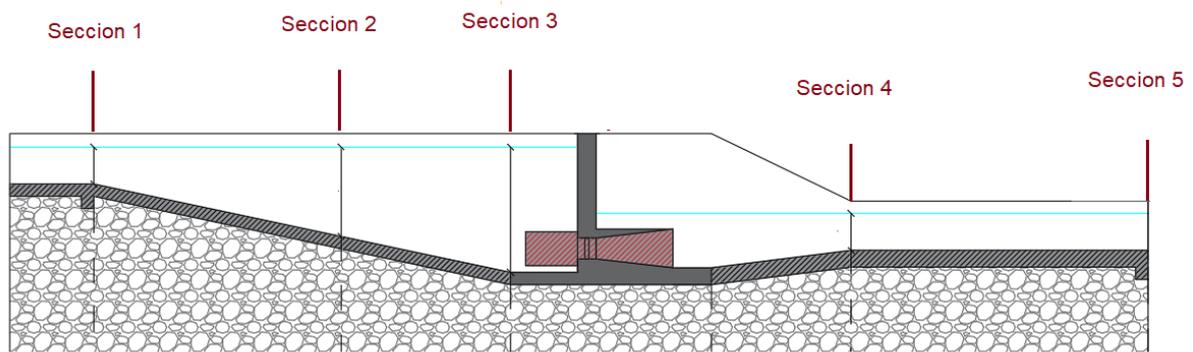


Ilustración 41: Esquema hidráulico conceptual del aprovechamiento

Las secciones transversales propuestas, todas de forma rectangular, son presentadas a continuación junto con los parámetros hidráulicos resultantes.

Seccion	Q	Ancho	Tirante	V media	E cinetica	Comentario
ID	m ³ /s	m	m	m/s	m	-----
1	40	18	3	0.74	0.03	Entrada al sistema
2	40	13.2	7.3	0.42	0.01	En aprovechamiento
3	40	13.2	10.2	0.30	0.00	En aprovechamiento
4	40	13.2	3	1.01	0.05	En aprovechamiento
5	40	18	3	0.74	0.03	Salida del sistema

Tabla 20: Secciones transversales propuestas para el esquema hidráulico.

Nota: la energía cinética se calcula a través de la expresión: Energía cinética = $\frac{V^2}{2g}$, donde V es la velocidad media en la sección y g es la aceleración de la gravedad.

A continuación, se presentarán mayores detalles, discriminados entre aguas arriba y aguas abajo de la central hidroeléctrica.

Aguas arriba de la central hidroeléctrica

Como característica a destacar se menciona que se adoptó el ángulo mucho más suave que los 30 grados entre el fondo de la sección final del canal de desvío y el fondo del inicio de la cámara de carga para la toma de las turbinas, conforme surge de los esquemas existentes en las publicaciones del fabricante para los equipos propuestos. De esta manera se conforma una cámara de carga más amplia con un comportamiento más gradual en la pérdida de energía y por tanto mejores condiciones en el flujo de entrada a la central hidroeléctrica. (Elaboración Propia)

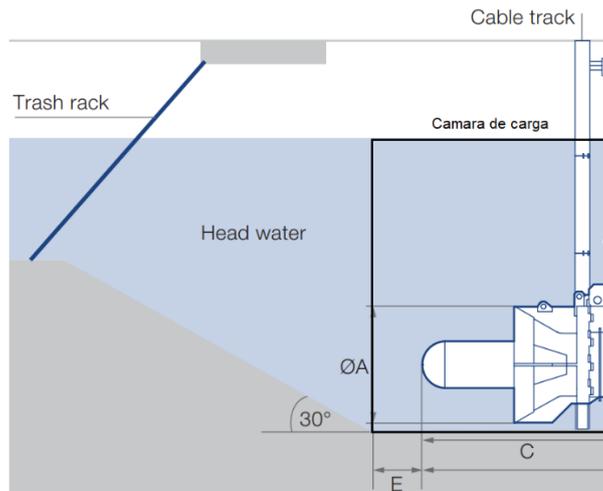


Ilustración 42: esquema de la cámara de carga

De esta manera se conforma una cámara de carga que minimiza la energía cinética de entrada a la central hidroeléctrica. Tal como surge de los valores de la tabla 20, a los efectos prácticos, puede considerarse prácticamente nula la energía cinética. Las dimensiones de la cámara de carga son:

Profundidad máxima a la entrada de las turbinas = 10.2 m

Ancho de cámara de carga = 13.2 m

Área máxima de la cámara de carga = 134.6 m²

Se construyen tabiques longitudinales entre unidades, que permiten aislar la entrada de cada turbina, con un flujo de entrada más orientado. Además de lo anterior, tienen la ventaja de poder generar recintos de mantenimiento estancos que pueden ser inspeccionados por secado y para el retiro de turbina en caso de necesidad de mantenimiento mayor, que incluye guías para ataguías de cierre. Pueden utilizarse las mismas guías para la incorporación de rejas, o generar un doble juego de guías independientes. Estos tabiques se extienden en una longitud equivalente a la suma de las dimensiones C y E que figuran en la ilustración 42.



Ilustración 43 – Tabiques Aguas debajo de la central, con guías para compuertas y rejas.

Aguas abajo de la central hidroeléctrica

Para el cálculo de descarga, se asume una analogía de las turbinas con orificios. Para que existan condiciones de funcionamiento conforme a las estipulaciones del fabricante, es necesario mencionar la condición de ahogamiento que deben tener aquellos. Para ello se considera una descarga ahogada del orificio cuando el nivel del pelo de agua está por arriba del canto superior del orificio, este ahogamiento puede ser parcial o total, para nuestro caso de estudio es un ahogamiento total. La siguiente imagen tomada del libro “Hidráulica general Vol. 1, autor: Sotelo Ávila”, ilustra lo mencionado.

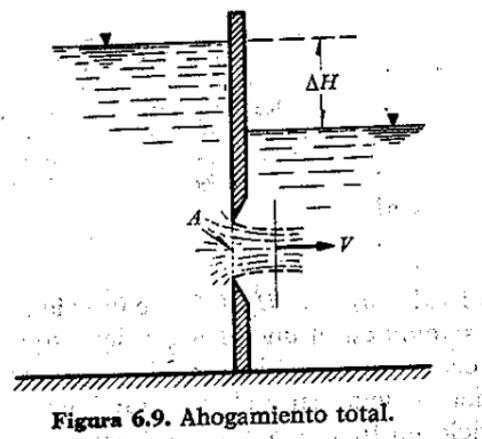


Ilustración 44: Esquema de orificio con descarga ahogada.



La ecuación de descarga de un orificio ahogado parte de la ecuación análoga de un orificio con descarga libre.

$$Q = Cd \cdot A \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h} \quad (3)$$

La única diferencia que presenta esta ecuación con la de los orificios ahogados es que la carga h en un orificio libre se considera como el desnivel entre la superficie libre y el centro de gravedad del orificio, mientras que cuando existe un ahogamiento, la descarga depende de la diferencia ΔH entre los niveles aguas arriba y aguas abajo del orificio, entonces nos queda de la siguiente manera la ecuación anteriormente mencionada.

$$Q = Cd \cdot A \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta h} \quad (4)$$

En donde

Q = Caudal evacuado

Cd = coeficiente de descarga de un orificio.

A = área del orificio

g = es la aceleración de la gravedad

ΔH = diferencia de nivel aguas arriba y aguas abajo del orificio ahogado.

De esta manera calculamos la capacidad de descarga de los orificios planteados para nuestro aprovechamiento de la siguiente manera.

$$Q = 40 \text{ m}^3/\text{s}$$

Área del orificio = $\pi \cdot R^2 = 2.269 \text{ m}^2$ (Tomando las dimensiones del diámetro del rodete de la turbina conforme información brindada por el fabricante $D=1.7 \text{ m}$)

Coeficiente de descarga = 0.6 (valor establecido por el Sotelo Ávila para el cálculo de un orificio de pared delgado ahogado). Si bien en función de la geometría de la turbina podría haberse adoptado un orificio de pared gruesa seguido de un tubo divergente, y de esta manera efectuar un cálculo más complejo del equivalente al coeficiente de descarga general de toda la instalación, el carácter preliminar de las estimaciones y la adopción de hipótesis de tipo conservadoras, aconseja la adopción del valor mencionado.

$$\Delta H \text{ (Bruto)} = 5.5 \text{ m}$$

Entonces tenemos que

$$Q = 0.6 * 2.269 * \sqrt{2 * 9,8 * 5,5}$$

$$Q = 14,1 \text{ m}^3/\text{s}$$

Este es el cálculo para un solo orificio, de modo que debe multiplicarse por tres para obtener la capacidad de descarga que tienen los tres en conjunto.

$$Qt = 3 * (14,1 \text{ m}^3/\text{s})$$

$$Qt = 42,4 \text{ m}^3/\text{s}$$

Como puede observarse la adopción de un coeficiente de descarga preliminar de 0,6 brinda resultados muy aproximados con los que el fabricante informara y que fueran explicitados en el correspondiente capítulo. Con el caudal informado por el fabricante de 13.33 m³/s el coeficiente de descarga sería de 0.57.

De esta manera podemos observar que el esquema dimensional propuesto para el diseño de la casa de máquinas (compatible con la información de turbinas brindada por el fabricante) tiene la capacidad de turbinar el caudal propuesto en el desvío por medio del by-pass el cual tiene una magnitud de 40 m³/s.

Por otra parte, es necesario definir el ancho de solera de la casa de máquinas que alberga las turbinas, para cuya estimación se utilizó información del fabricante, a través de la selección del equipamiento más adecuado a las características del proyecto que se está evaluando, tema que fue tratado en el capítulo de la selección de la turbina.

A continuación, se presenta el esquema representativo de la sección transversal inmediatamente aguas abajo de la salida de los tubos de aspiración de las turbinas. Las medidas están expresadas en metros.

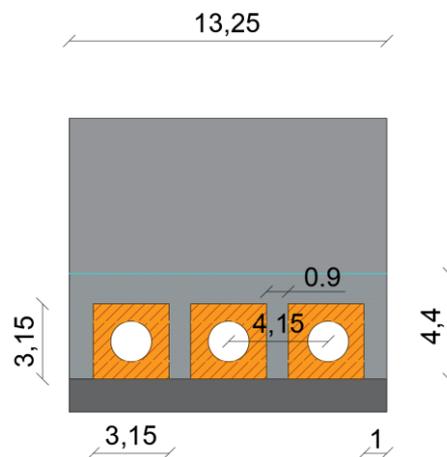


Ilustración 45: Sección transversal inmediatamente aguas abajo de los tubos de aspiración de las turbinas.



Como puede observarse la distancia entre los centros de turbinas en la sección del tabique central de soporte es de 4.15 m, con lo cual la separación entre bordes es de 2.45 m.

El cálculo continua con la evaluación de la velocidad media de salida del flujo por el tubo de aspiración, para de esta manera evaluar las condiciones de dicho flujo en la entrada del canal de restitución. De allí se obtiene que $B = 3.15$ m con lo cual $A = 9.9$ m². Con el caudal turbinado por cada unidad, de 13,4 m³/s, la velocidad media en dicha sección es de $V = 1,35$ m/s. Las medidas de las turbinas son las que surgen del análisis dimensional del capítulo anterior

El esquema de disposición adoptado para la sección inmediatamente aguas abajo responde a la geometría de la ilustración 40. Siendo la velocidad de salida en el tubo de aspiración de valor moderado no es necesario un espaciamiento importante entre unidades.

Este valor moderado de velocidad permite inferir un flujo tranquilo a la salida de la central hidroeléctrica y por tanto condiciones de funcionamiento adecuadas para lo que se espera en estructuras de estas características.

Para evitar la expansión lateral del flujo a la salida del tubo de aspiración y de esta manera evitar posibles interferencias con el flujo de salida de las turbinas adyacentes, se construyen tabiques longitudinales entre unidades. Además de lo anterior, tienen la ventaja de poder generar recintos de mantenimiento estancos que pueden ser inspeccionados por secado (incluye guías para ataguías de cierre). Estos tabiques se extienden en una longitud equivalente a la dimensión B que figura en la ilustración 46 y 47.

En cuanto a la sumergencia, la evaluación detallada de la misma implica efectuar cálculos que exceden el alcance del presente trabajo. Sin embargo, se decidió efectuar una verificación expeditiva sobre la base del esquema propuesto y de la información disponible.

Las dimensiones adoptadas para el canal de restitución y las de las turbinas seleccionadas pueden relacionarse entre si. De esta manera surge una relación de 0.9 entre la magnitud F^1 y la magnitud B del análisis efectuado tal como se observa en la ilustración 41 que se encuentra más abajo. El fabricante menciona en sus publicaciones que F^1 es un parámetro que lo define para cada proyecto en particular.

Ante la ausencia de dicha información, a los efectos de la validación buscada, y habiendo verificado que las dimensiones de las figuras publicadas por el fabricante se encuentran en escala para el rango de la turbina seleccionada, surge que el valor de F^1/B en dichas figuras es igual a 0,73.

El valor obtenido para el caso bajo análisis arroja una relación F^1/B de 0.9, que es un 23 % mayor al que surge de la figura del fabricante. Lo mencionado indica que en el esquema adoptado la

turbina tiene una sumergencia moderadamente mayor que la indicada por el fabricante en sus esquemas, cuestión que se considera no es desfavorable para el funcionamiento

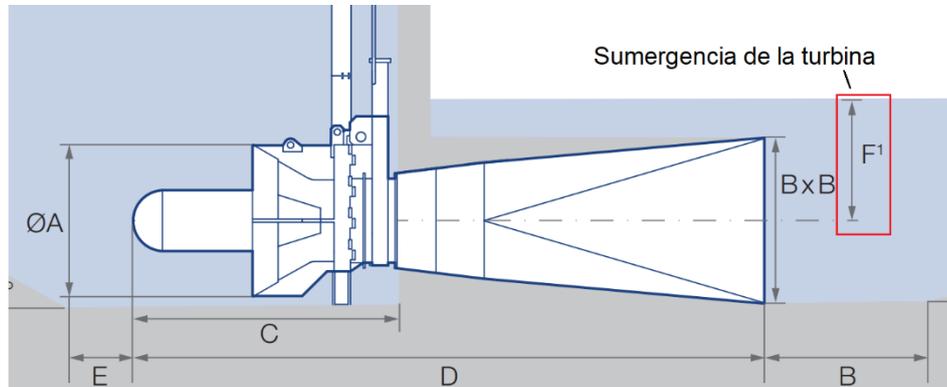


Ilustración 46: Sumergencia de la turbina.

En cuanto a condición aguas abajo para unir la sala de máquinas con el canal de vinculación se adoptó una transición con un ángulo vertical menor al recomendado por el fabricante de turbinas, que se considera como un límite superior, y que figura en la ilustración 47, y un abocinamiento con un ancho final de 18 m, que es simétrico a la sección de entrada al sistema. De esta manera se establece una condición más gradual de ordenamiento del flujo hacia aguas abajo, dado que se adoptó como premisa de diseño que la salida del canal de vinculación tenga una velocidad media menor a 1 m/s para evitar procesos erosivos, y devolviendo el caudal en las mismas condiciones de energía que las de entrada del sistema. Los valores ya fueron presentados en la Tabla 20.

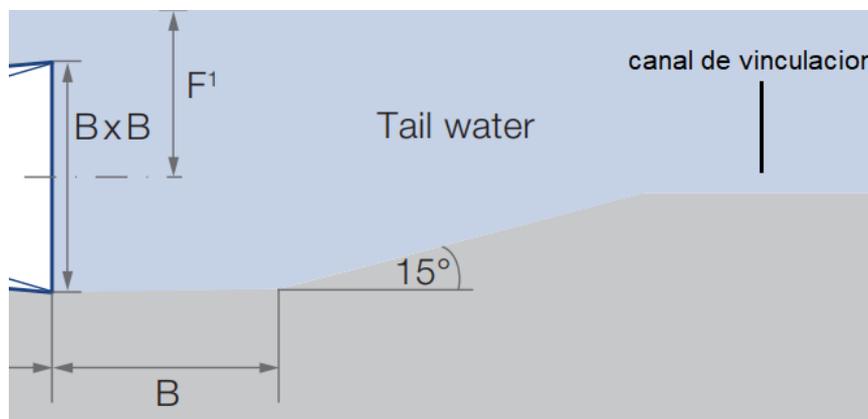
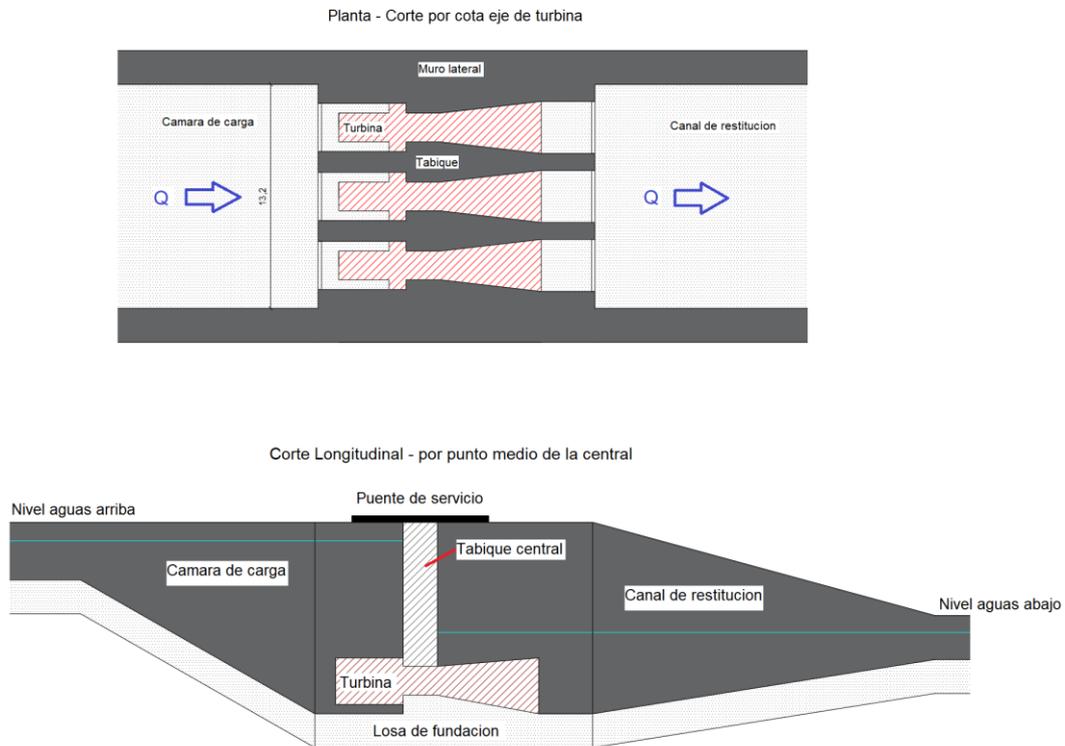


Ilustración 47: esquema de salida hacia el canal de vinculación.

De esta forma queda definidas las dimensiones principales para el aprovechamiento propuesto.

A continuación, se presenta el esquema hidráulico de las obras conforme las consideraciones expuestas en el presente capítulo.



RESULTADOS

En este capítulo se hará una recopilación de la información tratada en toda la investigación con el propósito de demostrar la hipótesis planteada al inicio de la misma.

Para llevar a cabo esto es necesario estudiar los casos por separado para luego compararlos, es por esto que se procederá en primer lugar a estudiar el aprovechamiento con la variante hidromecánica ya existente

RESULTADOS: VARIANTE KAPLAN



Inversión inicial: 4.300.000 USD

Precios según componentes:

Componentes del Proyecto	Porcentajes de inversión requerida en el total del	Variante KAPLAN (USD)
Obra Civil	45%	\$ 1.935.000
Equipamiento Mecánico	33%	\$ 1.419.000
Planificación	13%	\$ 559.000
Conexión a la red	6%	\$ 258.000
Costos de tierras	3%	\$ 129.000

Tabla 21- Precio según componente para variante Kaplan

Costo de la ingeniería: adoptando que se trata de un proyecto en estado de “proyecto ejecutivo” se toma entonces que el mismo representa el 16 % de la inversión inicial: 516.000 USD

Operación y mantenimiento: 3% de la inversión inicial: 129.000 USD

Regalías: 12 % de la venta de energía

Precio de la energía: 20 USD a 130 USD para estudiar el punto de inflexión en el que el proyecto comienza a ser rentable

Año 0 – 1: egresos por costos de ingeniería

Año 1 – 2: egresos por inversión inicial distribuida linealmente en dichos años durante la construcción

Año 3 – 32: balance de ingresos (venta de energía) y egresos (regalías + operación y mantenimiento) en periodo de explotación.

Tabla 22 - Resultados económicos para variante Kaplan

ANALISIS ECONOMICO ANTES DE IMPUESTOS (exceptuando regalías)

No se considera toma de crédito y amortización.

Precio Energía	VAN	TIR	Periodo de retorno
USD/MWh	USD	%	Años
20	-\$ 3.775.707	-9,1%	Mayor a 30
25	-\$ 3.257.761	-5,1%	Mayor a 30
30	-\$ 2.739.816	-2,6%	Mayor a 30
35	-\$ 2.221.871	-0,7%	Mayor a 30
40	-\$ 1.703.925	0,8%	29
45	-\$ 1.185.980	2,2%	25



Turbinas StreamDiver – “La nueva estrella en el sector energético y su aporte diferencial en el recurso hídrico”

50	-\$	668.034	3,5%	22
55	-\$	150.089	4,7%	20
60	\$	367.856	5,8%	17
65	\$	885.802	6,8%	16
70	\$	1.403.747	7,8%	15
75	\$	1.921.692	8,8%	14
80	\$	2.439.638	9,8%	13
90	\$	3.475.529	11,6%	12
100	\$	4.511.419	13,4%	11
105	\$	5.029.365	14,3%	10
110	\$	5.547.310	15,2%	10
120	\$	6.583.201	16,9%	9
130	\$	7.619.092	18,6%	9

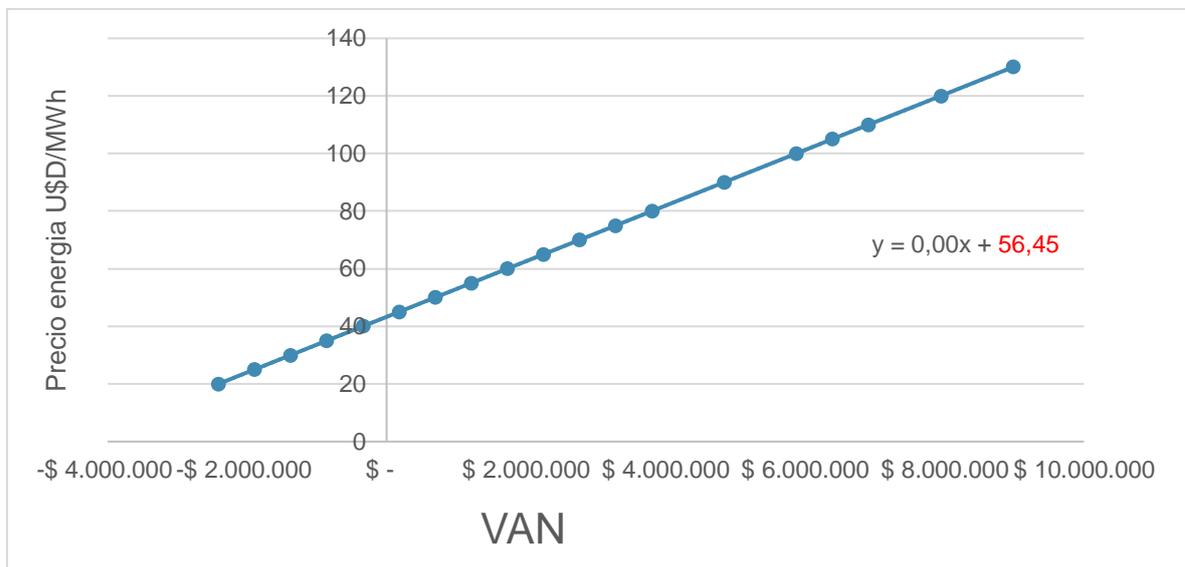


Gráfico 4 - Evolución del VAN para variante Kaplan

Índice de Energía

$$I. E. = I_o \text{ (USD)} / E_{\text{anual}} \text{ (KWh)}$$

$$I. E. = 4.300.000 / 9.000.000 = 0,477 \text{ USD/KWh}$$

Índice de Potencia:

$$IP = I_o \text{ (USD)} / P \text{ instalada (Kw)}$$

$$IP = 4.300.000 / 1.650 = 2606 \text{ USD/Kw}$$

RESULTADOS: VARIANTE STREAM DIVER

Para el caso **StreamDiver** aplicaremos todas las hipótesis preliminares de trabajo planteadas en la investigación.

Para la obra civil se adopta para la propuesta un valor que, de acuerdo a los casos de referencia y estudio, es 66% menor que la variante Kaplan, de carácter preliminar, dadas las características de esta investigación. En caso de plantearse un análisis más profundo se debe tener la información total de la distribución de las obras dentro del aprovechamiento, que para este caso excede el alcance de la investigación.

Para el equipamiento hidromecánico se adopta según lo consultado con el fabricante un precio de USD 2.100.000, representado esto un 30% mayor a la variante Kaplan

Para la planificación, conexión a la red y costos de tierra se mantendrán los valores adoptados para el proyecto con la variante Kaplan.

De este modo nos queda la siguiente tabla para estimar la inversión inicial de la cual partiremos para realizar el cálculo económico.

Componentes del Proyecto	Variante StreamDiver (USD)
Obra Civil	\$ 638.550
Equipamiento Mecánico	\$ 2.100.000
Planificación	\$ 559.000
Conexión a la red	\$ 258.000
Costos de tierras	\$ 129.000
INVERSION IO	\$ 3.684.550

Tabla 23 - Precio según componentes para variante StreamDiver

Inversión inicial: adoptaremos entonces un valor de 3.700.00 USD para redondear.

Costo de la ingeniería: adoptando que se trata de un proyecto en estado de “proyecto ejecutivo” se toma entonces que el mismo representa el 16 % de la inversión inicial: 516.000 USD



Operación y mantenimiento: se adopta un 50 % menor al caso de la variante Kaplan: 64.500 USD

Regalías: 12 % de la venta de energía

Precio de la energía: 20 USD a 130 USD para estudiar el punto de inflexión en el que el proyecto comienza a ser rentable

Año 0 – 1: egresos por costos de ingeniería

Año 1 – 2: egresos por inversión inicial distribuida linealmente en dichos años durante la construcción

Año 3 – 32: balance de ingresos (venta de energía) y egresos (regalías + operación y mantenimiento) en periodo de explotación

Tabla 24 - Resultados económicos para variante StreamDiver

ANALISIS ECONOMICO ANTES DE IMPUESTOS (exceptuando regalías)
No se considera toma de crédito y amortización.

Precio Energia		VAN	TIR	Periodo de retorno
USD/MWh		USD	%	Años
20	-\$	2.413.781	-2,7%	Mayor a 30
25	-\$	1.895.836	-0,6%	Mayor a 30
30	-\$	1.377.890	1,2%	28
35	-\$	859.945	2,7%	23
40	-\$	341.999	4,1%	20
45	\$	175.946	5,4%	18
50	\$	693.891	6,6%	16
55	\$	1.211.837	7,8%	15
60	\$	1.729.782	8,9%	14
65	\$	2.247.727	10,0%	13
70	\$	2.765.673	11,1%	12
75	\$	3.283.618	12,1%	11
80	\$	3.801.564	13,1%	11
90	\$	4.837.454	15,1%	10
100	\$	5.873.345	17,1%	9
105	\$	6.391.290	18,0%	8
110	\$	6.909.236	19,0%	8
120	\$	7.945.127	20,9%	7
130	\$	8.981.017	22,8%	7

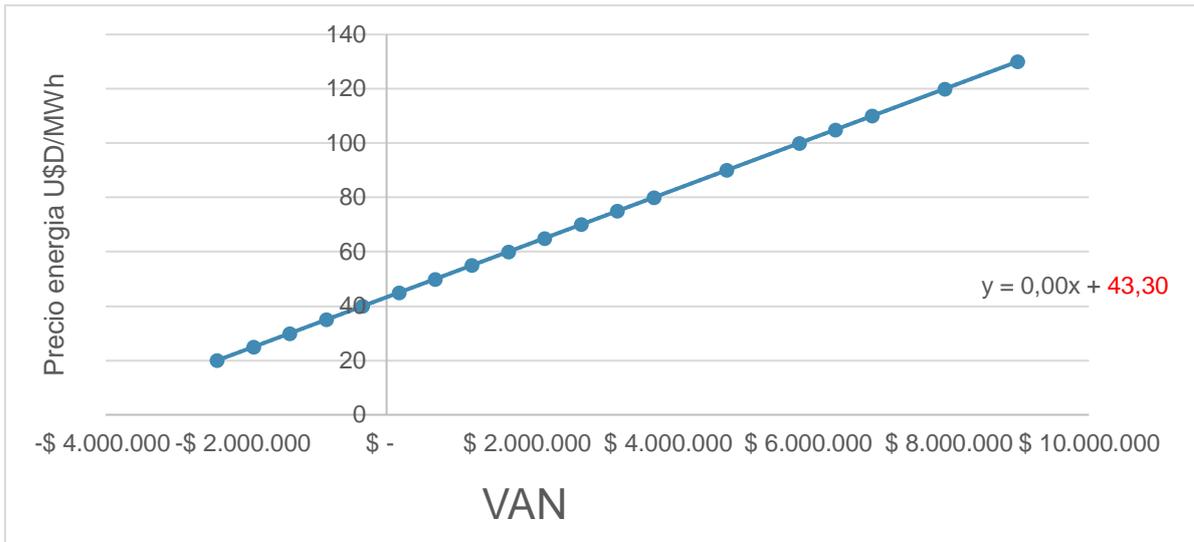


Gráfico 5 - Evolución del VAN para variante StreamDiver

Índice de Energía

$$I. E. = I_0 \text{ (USD)} / E_{\text{anual}} \text{ (KWh)}$$

$$I. E. = 3.700.000 / 9.000.000 = 0,411 \text{ USD/KWh}$$

Índice de Potencia:

$$IP = I_0 \text{ (USD)} / P \text{ instalada (Kw)}$$

$$IP = 3.700.000 / 1.650 = 2242 \text{ USD/Kw}$$

COMPARATIVA ENTRE LAS VARIANTES

Tabla 25 - Comparativa de variantes y sus variables económicas

Precio	VARIANTE STREAM DIVER				VARIANTE KAPLAN		
	VAN (U\$D)	TIR	Periodo de retorno	VAN (U\$D)	TIR	Periodo de retorno	
20	-\$ 2.413.781	-2,7%	Mayor a 30	-\$ 3.775.707	-9,10%	Mayor a 30	
25	-\$ 1.895.836	-0,6%	Mayor a 30	-\$ 3.257.761	-5,10%	Mayor a 30	
30	-\$ 1.377.890	1,2%	28	-\$ 2.739.816	-2,60%	Mayor a 30	
35	-\$ 859.945	2,7%	23	-\$ 2.221.871	-0,70%	Mayor a 30	

40	-\$	341.999	4,1%	20	-\$ 1.703.925	0,80%	29
45	\$	175.946	5,4%	18	-\$ 1.185.980	2,20%	25
50	\$	693.891	6,6%	16	-\$ 668.034	3,50%	22
55	\$	1.211.837	7,8%	15	-\$ 150.089	4,70%	20
60	\$	1.729.782	8,9%	14	\$ 367.856	5,80%	17
65	\$	2.247.727	10,0%	13	\$ 885.802	6,80%	16
70	\$	2.765.673	11,1%	12	\$ 1.403.747	7,80%	15
75	\$	3.283.618	12,1%	11	\$ 1.921.692	8,80%	14
80	\$	3.801.564	13,1%	11	\$ 2.439.638	9,80%	13
90	\$	4.837.454	15,1%	10	\$ 3.475.529	11,60%	12
100	\$	5.873.345	17,1%	9	\$ 4.511.419	13,40%	11
105	\$	6.391.290	18,0%	8	\$ 5.029.365	14,30%	10
110	\$	6.909.236	19,0%	8	\$ 5.547.310	15,20%	10
120	\$	7.945.127	20,9%	7	\$ 6.583.201	16,90%	9
130	\$	8.981.017	22,8%	7	\$ 7.619.092	18,60%	9

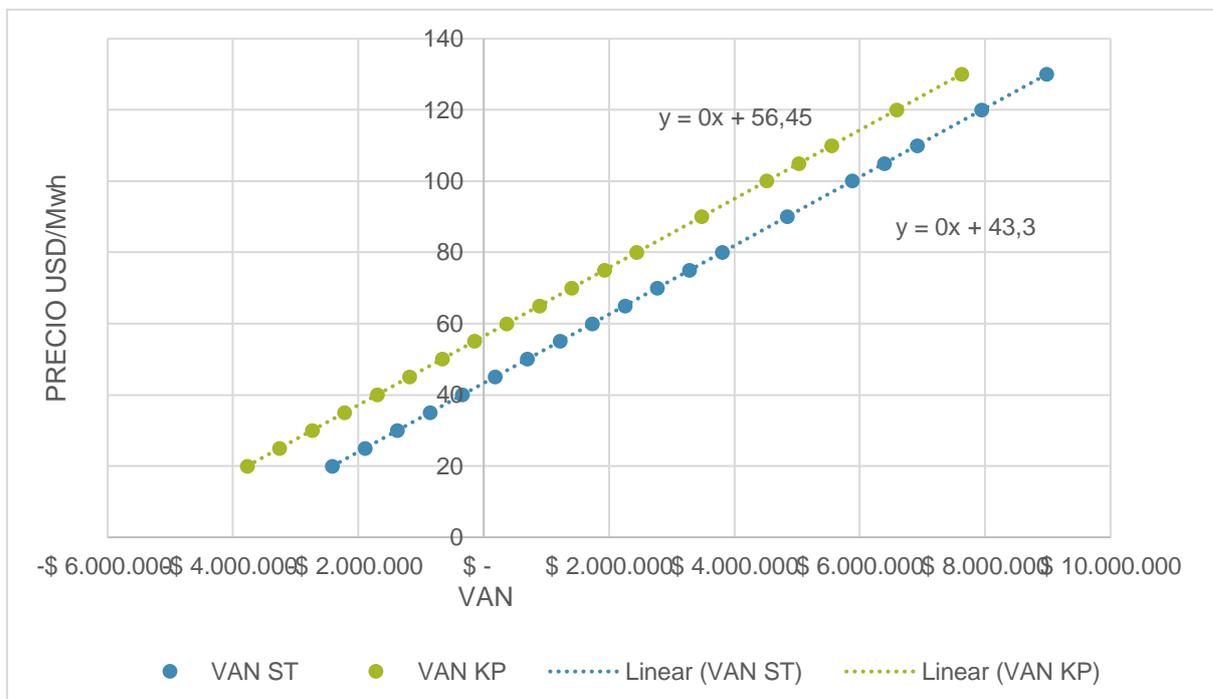


Gráfico 6 - Evolución del VAN para variantes Kaplan y StreamDiver

Ahora bien, los resultados obtenidos de la variante propuesta (**StreamDiver**) arrojan - en primera instancia - mejoras en las variables económicas para nuestro estudio, pero desde el punto de vista técnico hay que mencionar que al no contar con un distribuidor que regule la entrada de agua hacia las turbinas y alabes móviles que se posicionen en la condición más óptima para aprovechar el recurso, podría suponerse que posee un rendimiento algo menor para las mismas condiciones hidráulicas (caudal y salto).



Por no poseer información del fabricante respecto del rendimiento de estas máquinas **StreamDiver** a diferencia de las tan estudiadas Kaplan, se realiza un ensayo numérico que, variando la generación de las unidades **StreamDiver**, busca obtener el valor de generación mínima que “empate” con las variables económicas obtenidas para la central con equipamiento Kaplan para el precio establecido por las rondas Renovar (105 U\$/Mwh). Dichas variables son el VAN, la TIR y e Periodo de Retorno de la inversión. De esta manera se establece un umbral de generación para considerar la implementación de esta nueva tecnología.

Tabla 26 - Variación en la generación de Turbina StreamDiver y su impacto en las variables económicas

Generación	Precio		VAN	TIR	Periodo de retorno
2.000.000,00	105	-\$	1.924.343,47	-0,7%	Mayor a 30
2.200.000,00	105	-\$	1.682.635,63	0,2%	Mayor a 30
2.400.000,00	105	-\$	1.440.927,79	1,0%	28
2.600.000,00	105	-\$	1.199.219,95	1,7%	25
2.800.000,00	105	-\$	957.512,11	2,5%	23
3.000.000,00	105	-\$	715.804,27	3,1%	21
3.200.000,00	105	-\$	474.096,43	3,8%	20
3.400.000,00	105	-\$	232.388,58	4,4%	19
3.600.000,00	105	\$	9.319,26	5,0%	18
3.800.000,00	105	\$	251.027,10	5,6%	17
4.000.000,00	105	\$	492.734,94	6,2%	16
4.200.000,00	105	\$	734.442,78	6,7%	15
4.400.000,00	105	\$	976.150,62	7,3%	15
4.600.000,00	105	\$	1.217.858,46	7,8%	14
4.800.000,00	105	\$	1.459.566,30	8,4%	14
5.000.000,00	105	\$	1.701.274,15	8,9%	13
5.200.000,00	105	\$	1.942.981,99	9,4%	13
5.400.000,00	105	\$	2.184.689,83	9,9%	13
5.600.000,00	105	\$	2.426.397,67	10,4%	13
5.800.000,00	105	\$	2.668.105,51	10,9%	12
6.000.000,00	105	\$	2.909.813,35	11,4%	12
6.200.000,00	105	\$	3.151.521,19	11,9%	12
6.400.000,00	105	\$	3.393.229,03	12,3%	11
6.600.000,00	105	\$	3.634.936,88	12,8%	11
6.800.000,00	105	\$	3.876.644,72	13,3%	11
7.000.000,00	105	\$	4.118.352,56	13,8%	11
7.200.000,00	105	\$	4.360.060,40	14,2%	10
7.400.000,00	105	\$	4.601.768,24	14,7%	10
7.600.000,00	105	\$	4.843.476,08	15,2%	10
7.800.000,00	105	\$	5.085.183,92	15,6%	10



8.000.000,00	105	\$	5.326.891,76	16,1%	10
8.200.000,00	105	\$	5.568.599,61	16,5%	9
8.400.000,00	105	\$	5.810.307,45	17,0%	9
8.600.000,00	105	\$	6.052.015,29	17,5%	9
8.800.000,00	105	\$	6.293.723,13	17,9%	8
9.000.000,00	105	\$	6.535.430,97	18,4%	8

De esta manera se obtuvo que como mínimo para empatar con la variante Kaplan para un precio de venta de energía de 105 U\$D/MWh, las 3 turbinas **StreamDiver** tienen que producir 7.7 Gwh/año como mínimo.

Dicho de otra manera, un valor del 85.56% de la generación de la variable Kaplan (9 Gwh/año), define el umbral a partir del cual se aceptará como factible la propuesta de implementar las **StreamDiver**.

Asumiendo como hipótesis de trabajo que las centrales poseen el mismo factor de utilización, y que las variables hidráulicas (caudal y salto) son las mismas para ambas centrales, la diferencia anteriormente mencionada puede atribuirse al rendimiento global de las instalaciones. Debe entenderse como factor de utilización al cociente entre la energía media anual y la generada por la potencia máxima de salida durante las 24 horas de los 365 días del año.

Consecuentemente puede plantearse la siguiente relación, para poder cuantificarlo:

$$0.8556 * \gamma * Q * H * \eta_K * N_K = \gamma * Q * H * \eta_{SD} * N_{SD}$$

Siendo:

γ = Densidad del agua

Q = Caudal

H = salto

η_K = Rendimiento Kaplan

η_{SD} = Rendimiento StreamDiver

N_K = Nro de turbinas Kaplan

N_{SD} = Nro de turbinas StreamDiver

De lo anterior surge, despejando el rendimiento StreamDiver

$$\eta_{SD} = 0.8556 * \frac{N_K}{N_{SD}} * \eta_K = 0.8556 * \frac{2}{3} * \eta_K = 0.5704 * \eta_K$$



Asumiendo un valor estándar de rendimiento de una turbina Kaplan (0,85), el valor del rendimiento para la **StreamDiver** que igualaría los términos de la ecuación presentada más arriba es de 0.48, mucho menor que el rendimiento real de una turbina desarrollada por una empresa global de primer nivel como Voith.

Consecuentemente, aun con esta metodología indirecta puede afirmarse que la instalación de las turbinas **StreamDiver** para el caso analizado y bajo las hipótesis asumidas, es factible económicamente y conveniente frente a la variable Kaplan.

CONCLUSIONES

De carácter ingenieril

El planteo de la variante con turbinas **StreamDiver** implica la introducción de una tecnología novedosa sin antecedentes en la Argentina, con respaldo de una firma fabricante de primer nivel y con proyectos antecedentes suficientes.

Desde el punto de vista de la ingeniería civil, se logra una variante con dimensiones más reducidas que las de una alternativa clásica, y menor complejidad constructiva por ausencia de estructuras complejas, como por ejemplo la ausencia de cámara espiral y casa de máquinas convencional. Lo mencionado implica una reducción en los costos de la inversión y menores plazos de ejecución.

Asimismo, los procesos de montaje son más sencillos y con elementos de menor porte (grúa móvil), no siendo necesarios puentes grúa como los de las centrales convencionales. Esto también implica una ventaja desde el punto de vista del mantenimiento de las instalaciones.

Desde el punto de vista operacional, el caso analizado arroja para la alternativa **StreamDiver** condiciones más flexibles que la Kaplan, por poseer un mayor número de turbinas para la misma potencia total instalada.

De carácter económico

Los resultados obtenidos indican que variante propuesta con el equipamiento **StreamDiver** para el aprovechamiento Dique Tiburcio Benegas es factible en esta primera instancia de evaluación.

Se han obtenidos mejoras en los periodos de recuperación del capital inicial del orden de un 20%, para un precio pactado de por ejemplo 105 U\$/Mwh (ronda Renovar). De esta forma se recuperaría la inversión en 8 años mientras que en la variante Kaplan es de 10 años para el



mismo precio de la energía. Los resultados económicos en los 2 años de diferencia son del orden de 1.3 MM U\$D, a favor de la variante **StreamDiver**.

Analizando el precio estimado de la energía obtenido para el cual ambos proyectos poseen VAN=0 (umbral de rentabilidad positiva) se concluye que el resultado para el proyecto con variante **StreamDiver** es de 43.3 USD/Mwh representado un 23,3 % menor en comparativa con la propuesta Kaplan que fue de 56,45 USD/Mwh.

Para el caso de la variante **StreamDiver** el índice de energía es un 8% menor respecto de la variante Kaplan. Se recuerda que dicho índice representa el costo del KWh de energía eléctrica generada cada año y se obtiene dividiendo la inversión inicial entre la energía anual.

El índice de potencia para el caso de la variante propuesta es 14 % menor respecto de la variante Kaplan. Se recuerda que dicho índice representa el costo del KW de potencia instalado y se calcula dividiendo la inversión inicial entre la potencia instalada,

Reflexión final

Las nuevas tecnologías tienen un papel fundamental en el desarrollo de futuros proyectos energéticos, por lo que darles participación no solo implica beneficios económicos para aquellos que la implementen, como se ha demostrado en la investigación, sino también amplían el campo de estudio y recolección de datos para su implementación generalizada.