



Universidad Nacional del Noroeste de la Provincia de Buenos Aires

Instituto de Posgrado

Maestría en Energías Renovables y su Gestión Sustentable

*PUESTA EN VALOR Y GENERACIÓN
SOSTENIBLE: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE
UN PEQUEÑO APROVECHAMIENTO
HIDRÁULICO EN LA HISTÓRICA TURBINA DE
ALPA CORRAL*

Maestrando: Hernán Andrés Rovere

Director: Mg. Ing. Osvaldo Navarro Barreiro

Co-Director: Dr. Juan Carlos Amatti

2025

TÉRMINOS Y DEFINICIONES RELEVANTES

PAH: Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico, es el objeto central del estudio, para Argentina según la Ley 27.191 son aquellas que disponen de una potencia instalada menor a 50MW.

Microgeneración hidráulica: Producción de hidroelectricidad a pequeña escala. Este tipo de generación no requiere grandes presas ni infraestructuras complejas.

Generación Distribuida: Esquema de producción de electricidad mediante pequeñas unidades generadoras ubicadas cerca o en el lugar donde se consume la energía.

Turbinas Hidráulicas: Máquinas cuya función principal es convertir la energía potencial del agua en energía motriz. Los tipos más relevantes mencionados en la tesis y su aplicación son:

Turbina Francis: Turbina de reacción utilizada en saltos de altura media, seleccionada como la más apropiada para el proyecto de Alpa Corral.

Turbina Pelton: Turbina de acción considerada para saltos elevados.

Turbina Kaplan: Turbina de flujo axial empleada en proyectos de mediana a baja altura y mucho caudal.

Salto Bruto (H_b): La diferencia de altura entre la toma de agua (azud o presa) y el punto de descarga del agua turbinada al río.

Salto Neto (H_n): La diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga en todas las conducciones, representando la máxima energía que se puede transformar en trabajo en el eje de la turbina.

Pérdidas de Carga (H_p): Pérdidas de energía por fricción del agua contra las paredes de la conducción, válvulas, rejillas, etc.

Caudal Ecológico (Qeco): Caudal mínimo de agua que debe mantenerse en el río aguas abajo de la toma para asegurar el funcionamiento del ecosistema fluvial.

Caudal de Equipamiento (Qe): Caudal que se utiliza para generar energía a través de una turbina, buscando maximizar la producción energética.

Caudal Mínimo Técnico (Qmt): El caudal mínimo requerido para que la turbina pueda funcionar de manera efectiva.

Curva de Duración de Caudales: Técnica utilizada en estudios hidrológicos que representa la relación entre las magnitudes de caudal y los porcentajes de tiempo en que dichos caudales son iguales o excedidos.

Curva de Régimen Medio: Gráfico que representa los caudales medios mensuales de un río a lo largo del tiempo, mostrando su variabilidad estacional.

Velocidad Específica (Ns): Indicador clave utilizado para clasificar los tipos de turbinas y seleccionar la más adecuada para un emplazamiento específico.

Cavitación: Fenómeno indeseable que deteriora los rotores de las turbinas debido a la formación y colapso de burbujas de vapor en el agua, y cuya prevención es crucial.

Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Métrica que calcula el precio de equilibrio al que debe venderse la electricidad generada para compensar los costos totales de producción durante la vida útil del proyecto.

Valor Presente Neto (VPN): Herramienta de evaluación económica que calcula el valor actual de los flujos de fondos futuros de un proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Tasa de descuento que iguala el VPN a cero, utilizada para medir la rentabilidad de una inversión.

CAPEX (Capital Expenditure / Inversión Inicial): Los gastos de capital iniciales necesarios para la construcción o rehabilitación de la infraestructura del proyecto.

OPEX (Operating Expenditure / Gastos de Operación y Mantenimiento): Los costos recurrentes asociados a la operación y el mantenimiento de la central a lo largo de su vida útil.

Estudio de Impacto Ambiental (EIA): Proceso esencial para analizar la relación entre un proyecto y el entorno que podría verse afectado, identificando impactos y medidas de mitigación.

Matriz de Leopold: Herramienta de análisis utilizada para evaluar el impacto ambiental de un proyecto, identificando interacciones entre acciones del proyecto y factores ambientales.

CADEL (Cooperativa de Electricidad y Servicios Públicos de Alpa Corral LTDA.): La cooperativa local directamente involucrada en el proyecto, su historia y contexto operacional son fundamentales para el estudio.

Gases de Efecto Invernadero (GEI): Gases en la atmósfera que contribuyen al efecto invernadero y al cambio climático, cuya reducción es un beneficio clave de las energías renovables

Smarts Grids: Se traduce al castellano como, Redes inteligentes. Se define como, una red de distribución de electricidad que utiliza tecnologías digitales, sensores y software para mejorar la eficiencia, fiabilidad y sostenibilidad del suministro eléctrico.

PROINSA: Es una organización que se dedica al estudio, relevamiento y análisis de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en Argentina, incluyendo la evaluación de su potencial energético, económico y de mitigación de emisiones, y la elaboración de informes relacionados con estos proyectos.

IPSEP: Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia (UNRC).

1. RESUMEN

Este trabajo final de Maestría explora la factibilidad de instalar un sistema de generación microhidráulica en la central histórica de Alpa Corral. El proyecto busca no solo generar energía limpia, sino también contribuir al desarrollo sostenible, integrando tecnología, patrimonio cultural y cuidado ambiental.

La investigación incluyó un análisis técnico, económico y ambiental. Desde la perspectiva técnica, se evaluó el potencial hidrológico del río Las Barrancas, determinando parámetros clave como el salto neto y el caudal. Se identificó una variabilidad estacional que inhabilita la operación en junio, julio y agosto. Sin embargo, se concluyó que la infraestructura civil existente puede refuncionalizarse con rehabilitación y modernización, incluyendo automatización y control remoto para optimizar la operación y el mantenimiento.

El análisis ambiental reveló que el proyecto podría transformar un área degradada en un activo ambiental y cultural, con beneficios paisajísticos significativos. La Matriz de Leopold confirmó que, con una gestión adecuada del caudal ecológico y medidas correctoras, el impacto ambiental general sería predominantemente positivo.

Finalmente, la evaluación económica y financiera demostró la rentabilidad intrínseca del proyecto al considerar el ahorro de costos por la energía sustituida. No obstante, la viabilidad financiera depende crucialmente del apalancamiento financiero, idealmente mediante deuda con tasas que reflejen objetivos sociales y ambientales.

En síntesis, este estudio arroja un resultado positivo para la revitalización de la central histórica de Alpa Corral, delineando un proyecto que promete una fuente de energía limpia, un punto de interés cultural y un ejemplo de desarrollo sostenible.

2. AGRADECIMIENTOS

A mi familia, mis tres pilares fundamentales, por su amor incondicional y por sostenerme día a día.

A mis padres, por confiar siempre en mí y por brindarme la posibilidad de formarme.

A mi director, por su guía y vocación de excelencia.

A mi co-director, por acompañarme y alentarme en este proceso.

A los integrantes del IPSEP quienes me permitieron realizar la maestría y acompañarme en el camino.

A todos quienes, de una u otra forma, apoyaron este recorrido.

3. ÍNDICE DE CONTENIDO:

TÉRMINOS Y DEFINICIONES RELEVANTES	2
1. RESUMEN	5
2. AGRADECIMIENTOS.....	6
3. ÍNDICE DE CONTENIDO:	7
4. ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	11
5. INTRODUCCIÓN	14
5.1 Estado actual de las energías renovables en argentina	15
5.1.1 Matriz energética Argentina	15
5.1.2 Marco regulatorio de energías renovables en Argentina	17
5.2 Objetivo General	19
5.3 Objetivos específicos.....	20
5.4 Problemática	20
6. MARCO TEÓRICO.....	25
6.1 Potencial en Argentina de Mini, Micro y Nano Hidroeléctrica	25
6.2 Tipología de minicentrales	27
6.3 Turbinas hidráulicas	32
6.3.1 Turbinas de acción.....	32
6.3.2 Turbinas de reacción	36
6.4 Estructuras de centrales hidráulicas	40
7 CARACTERIZACIÓN, HISTORIA Y METODOLOGÍA	52
7.1 Localidad de Alpa Corral.....	52
7.2 Cooperativa de Electricidad y Servicios Públicos de Alpa Corral LTDA. (CADEL)	55
7.3 Historia de la turbina.....	56
7.4 Metodología	63

7.4.1 Etapa de trabajo de campo	64
7.4.2 Etapa documental	65
7.4.3 Etapa de análisis, elaboración de resultados y síntesis.....	65
8 EVALUACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO Y RELEVAMIENTO TOPOGRÁFICO.....	66
8.1 Planimetría y altimetría zona de toma, conducción y descarga	69
8.1.1 Determinación del salto neto:.....	71
8.2 Evaluación del recurso hidroeléctrico.....	73
8.2.1 Curva de régimen medio	78
8.2.2 Caudal ecológico	79
8.2.3 Caudal de equipamiento	79
8.2.4 Caudal mínimo técnico.....	80
8.3 Evaluación y selección de tecnologías disponibles de turbina.....	81
8.3.1 Velocidad específica:.....	82
8.3.2 Cavitación	84
8.4 Energía que aportaría al sistema eléctrico de Alpa Corral.....	86
9 ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DEL PROYECTO.	89
9.1 Evaluación de proyectos energéticos.....	89
9.2 Limitaciones del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)	90
9.2.1 Limitaciones del VPN:.....	90
9.2.2 Limitaciones de la TIR:.....	90
9.3 El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) como métrica superior	91
9.3.1 Ventajas del LCOE:.....	91
9.4 Contexto global y argentino de las energías renovables y el LCOE.....	93
9.5 Metodología de evaluación económica y financiera	94
9.5.1 Evaluación económica.....	94
9.5.2 Evaluación financiera	94
9.5.3 Parámetros específicos del proyecto	95
9.6 Evaluación económica.....	96

9.7 Evaluación financiera	97
9.7.1 100% Capital Propio:	98
9.7.2 60% Deuda y 40% Capital Propio:	98
9.7.3 99% Deuda y 1% Capital Propio:	98
9.8 Consideraciones finales.....	99
10 ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PROYECTO.....	100
10.1 Impacto ambiental en aprovechamientos hidroeléctricos	101
10.1.1 Posibles impactos ambientales generales de minicentrales hidroeléctricas.....	102
10.1.2 Efectos positivos de la energía hidroeléctrica.....	103
10.2 Análisis ambiental específico del proyecto en Alpa Corral	103
10.2.1 Situación ambiental actual del sector	104
10.2.2 Potenciales impactos ambientales del proyecto.	106
10.2.3 Beneficios ambientales del proyecto en Alpa Corral	107
10.3 Matriz de Leopold de la turbina histórica de Alpa Corral	108
10.4 Conclusión del análisis ambiental	111
11 RESULTADOS	112
11.1 Resultados del análisis hidrológico y caracterización del recurso hídrico	112
11.1.1 Determinación de caudales característicos y curva de duración de caudales.....	112
11.1.2 Determinación de la altura neta de salto.....	113
11.1.3 Selección de la turbina	114
11.1.4 Estimación de la energía generable y producción eléctrica.....	114
11.2 Resultados de la evaluación de impacto ambiental.....	114
11.2.1 Situación ambiental actual.....	114
11.2.2 Impactos negativos potenciales y medidas de mitigación.....	115
11.2.3 Impactos positivos identificados	115
11.3 Resultados de los aspectos económicos y financieros del proyecto	116
11.3.1 Resultados de análisis económico.....	116
11.3.2 Resultados de análisis financiero	117

12.	CONCLUSIÓN	118
13.	BIBLIOGRAFÍA	122
14.	ANEXOS	124
14.1	Planos antiguos proporcionados por CADEL:	125
14.2	Carta permiso de divulgación de información.	126

4. ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

ILUSTRACIÓN 1 POTENCIA INSTALADA 2024	16
ILUSTRACIÓN 2 VARIACIÓN INTERANUAL GENERACIÓN RENOVABLE 2024	17
ILUSTRACIÓN 3 PRESA SOBRE EL RÍO DE LAS BARRANCAS	22
ILUSTRACIÓN 4: ESQUEMA DE CENTRAL DE PELO DE AGUA DE ALTA PRESIÓN	29
ILUSTRACIÓN 5 ESQUEMA DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE AGUA FLUYENTE.	30
ILUSTRACIÓN 6 ESQUEMA DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PIE DE PRESA	31
ILUSTRACIÓN 7 TURBINA PELTON	33
ILUSTRACIÓN 8 TURBINA TURGO	34
ILUSTRACIÓN 9 TURBINA MICHEL-BANKI	35
ILUSTRACIÓN 10 TURBINA FRANCIS DE PEQUEÑA ESCALA	37
ILUSTRACIÓN 11 ALABES DE DISTRIBUIDOR DE TURBINA FRANCIS	38
ILUSTRACIÓN 12 RODETE Y ÁLABES DE TURBINA FRANCIS	38
ILUSTRACIÓN 13 TURBINA KAPLAN DE FABRICACIÓN NACIONAL	40
ILUSTRACIÓN 14 PRESA DE ALPA CORRAL.....	41
ILUSTRACIÓN 15 DIQUE DERIVADOR DE ALPA CORRAL	42
ILUSTRACIÓN 16 TOMA DE AGUA ALPA CORRAL	43
ILUSTRACIÓN 17 TOMA DE AGUA DE MONTAÑA.....	44
ILUSTRACIÓN 18 CANAL DE ALPA CORRAL EN ESTADO ACTUAL	45
ILUSTRACIÓN 19 ESQUEMA DE CÁMARA DE CARGA.....	46
ILUSTRACIÓN 20 CÁMARA DE CARGA ALPA CORRAL.....	47
ILUSTRACIÓN 21 TUBERÍA FORZADA DE ALPA CORRAL	48
ILUSTRACIÓN 22 MATERIALES DE TUBERÍA FORZADA	49
ILUSTRACIÓN 23 TUBO DE DESCARGA ALPA CORRAL	50
ILUSTRACIÓN 24 CASA DE MÁQUINAS DE ALPA CORRAL	51
ILUSTRACIÓN 25 MAPA TURÍSTICO DE ALPA CORRAL.....	52
ILUSTRACIÓN 26 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	53
ILUSTRACIÓN 27 DATOS ESTADÍSTICOS	54
ILUSTRACIÓN 28 PRESUPUESTO	58
ILUSTRACIÓN 29 PLANO DE CORTE DE PROYECTO	62
ILUSTRACIÓN 30 PLANO DE PLANTA DEL PROYECTO	63
	11

ILUSTRACIÓN 31 PRESA Y TOMA DE AGUA.....	66
ILUSTRACIÓN 32 TURBINA Y SALA DE MÁQUINAS	67
ILUSTRACIÓN 33 PLANIMETRÍA	69
ILUSTRACIÓN 34 PLANIALTIMETRÍA.....	70
ILUSTRACIÓN 35 TUBO DE DESFOGUE, FOTO Y RECORTE DE PLANO ORIGINAL MEJORADO	72
ILUSTRACIÓN 36 ESQUEMA CENTRAL CON TURBINA FRANCIS DE EJE VERTICAL	73
ILUSTRACIÓN 37 CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES.....	75
ILUSTRACIÓN 38 EJEMPLOS DE CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES.....	76
ILUSTRACIÓN 39 INFORME SISTEMA NACIONAL DE INFORMACIÓN HÍDRICA.....	77
ILUSTRACIÓN 40 CURVA DE RÉGIMEN MEDIO.....	78
ILUSTRACIÓN 41 FACTOR DE PROPORCIONALIDAD K.....	80
ILUSTRACIÓN 42 TIPO DE TURBINA SEGÚN CAUDAL Y ALTURA.....	81
ILUSTRACIÓN 43 SELECCIÓN DE LA TURBINA POR VELOCIDAD ESPECÍFICA	83
ILUSTRACIÓN 44 CÁLCULO DE ENERGÍA	87
ILUSTRACIÓN 45 FLUJO DE FONDOS	97
ILUSTRACIÓN 46 MATRIZ DE ESCENARIOS FINANCIEROS	99
ILUSTRACIÓN 47 FOTO SATELITAL DEL AÑO 2008.....	105
ILUSTRACIÓN 48 FOTO SATELITAL DEL AÑO 2023.....	105
ILUSTRACIÓN 49 MATRIZ DE LEOPOLD- ALPA CORRAL	110

5. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía eléctrica a nivel mundial, junto con la necesidad imperante de mitigar el cambio climático, ha impulsado la búsqueda de alternativas energéticas limpias y sostenibles. En este escenario, las energías renovables se presentan como pilares fundamentales para la transición hacia un modelo energético más respetuoso con el medio ambiente.

Dentro de este abanico de opciones, la generación hidráulica con micro centrales emerge como una solución particularmente atractiva para aprovechar el potencial energético de pequeñas corrientes de agua y saltos existentes, minimizando el impacto ambiental. Esta tecnología, definida como la generación de energía eléctrica a pequeña escala utilizando la fuerza del agua, se caracteriza por su bajo costo de operación y mantenimiento, su alta eficiencia energética y su capacidad de generar energía de base, contribuyendo a la estabilidad de la red eléctrica.

La provincia de Córdoba, con su vasta experiencia en el aprovechamiento de los recursos hídricos, desde los históricos tajamares y molinos hasta las imponentes centrales hidroeléctricas, se posiciona como un escenario propicio para la implementación de proyectos de microgeneración hidráulica.

La central histórica de Alpa Corral, abandonada en la década del 80, representa una oportunidad única para conjugar la revalorización del patrimonio histórico con la producción de energía limpia y distribuida.

Este trabajo final de Maestría en Energías Renovables y su Gestión Sustentable se adentra en el estudio de factibilidad de un sistema de generación micro hidráulica en la estructura existente de la central histórica de Alpa Corral.

5.1 Estado actual de las energías renovables en argentina

A lo largo de su historia, Argentina ha sido un país productor por excelencia. El primer uso masivo de la electricidad tuvo lugar en la ciudad de La Plata en 1886, convirtiéndose en la primera ciudad de Sudamérica con alumbrado eléctrico. En 1887, Buenos Aires instaló su primera usina. En 1968, se inició la construcción de la primera central nuclear de Argentina, Atucha I, la primera de su tipo en América Latina, conectándose al sistema en 1974. Pese a estos logros, la matriz energética del país sigue siendo altamente dependiente de los recursos fósiles e hidráulicos. La demanda de energía es una necesidad constante a satisfacer por parte del Estado.

Consciente de esta situación, las políticas argentinas comenzaron a incluir las energías renovables como una opción para la diversificación de la matriz energética, desarrollando un marco regulatorio basado en incentivos fiscales y competencia de mercado. Argentina cuenta con un gran potencial en energías renovables, pero además ostenta una alta dependencia de los recursos fósiles e hidráulicos convencionales, siendo el gas natural una de sus principales fuentes, con un enorme potencial en Vaca Muerta. Sin embargo, los planificadores buscan una transición energética a las renovables, considerando la política mundial del cambio climático.

5.1.1 Matriz energética Argentina

La Argentina, al igual que el resto del mundo, utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. El petróleo y el gas alcanzan casi el 60% del total de la potencia eléctrica instalada del país, aunque no consume cantidades significativas de carbón (0,9% del total), a diferencia de otros países.

Tal como indica en la Ilustración, la Argentina posee una matriz energética altamente dependiente de recursos no renovables, principalmente gas natural.

Potencia Instalada a Diciembre 2024

**POTENCIA
INSTALADA 2024:
43 351 MW**

FUENTE	2023	2024	% Variación	% Participación
Térmica	25 437	25 284	-0.6%	58%
Renovables	16 581	16 312	-1.6%	38%
Renovable HIDRO > 50	10 834	9 639 (*)	-11.0%	22%
Renovable Según Ley 26.190	5 747	6 672	16.1%	15%
Nuclear	1 755	1 755	0.0%	4%
POTENCIA INSTALADA [MW]	43 774	43 351	-1.0%	100%

(*) La potencia para la central Yacyretá se corresponde con la potencia disponible firme para Argentina, 1 550 MW. La potencia total instalada de la misma es de 3 100 MW

ILUSTRACIÓN 1 POTENCIA INSTALADA 2024

Fuente: Informe Anual Cammesa 2024

Debido a lo antes mencionado es que el país ha enfocado en los últimos 10 años parte de sus esfuerzos en desarrollar políticas para la diversificación energética. Es muy importante, tomar el camino de la diversificación con fuentes renovables, para así llegar a un desarrollo sostenible de la nación y lograr una mayor soberanía energética.

Es posible observar en la ilustración que el porcentaje de energía renovable según la ley 26.190 asciende a un 15%, muy próximo al objetivo planteado por la misma.

La demanda de energía eléctrica en Argentina ha aumentado en los últimos años, pero el país ha respondido con una estrategia clara. Los esfuerzos en la promoción de energías renovables han sido claves para limitar la participación de las centrales térmicas convencionales a menos del 60% de la matriz. Este cambio se refleja en un crecimiento

significativo de la potencia instalada de fuentes renovables e hidroeléctricas, lo que diversifica la matriz y contribuye a una transición energética más sostenible.

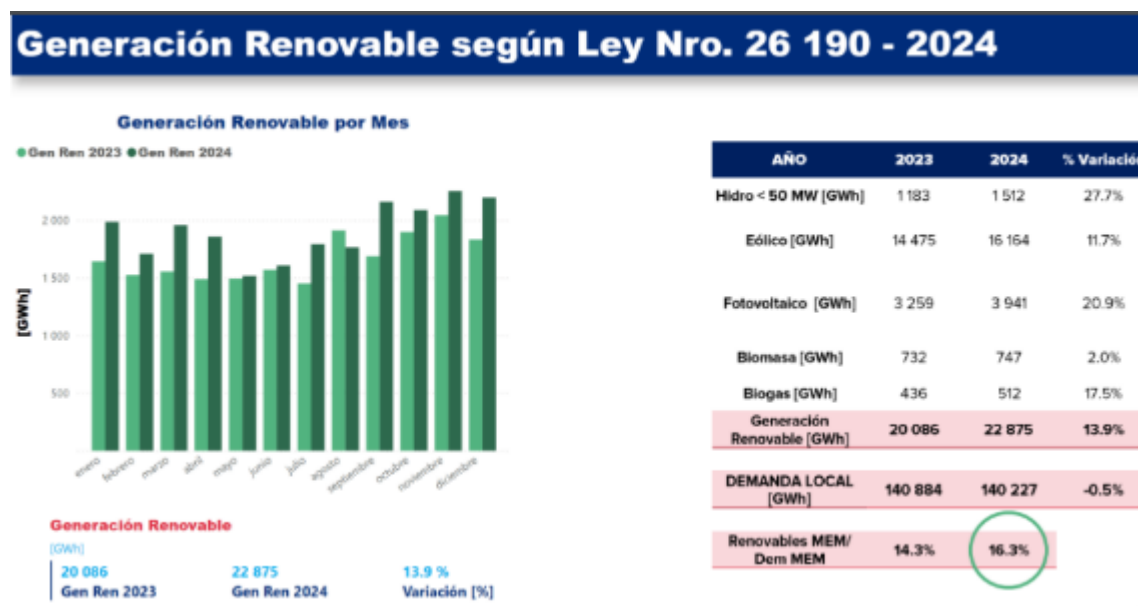


ILUSTRACIÓN 2 VARIACIÓN INTERANUAL GENERACIÓN RENOVABLE 2024

Fuente: Informe Anual Cammesa 2024

En la ilustración 2 se destaca que la generación de energías renovables aumento un 13,9% entre 2023 y 2024, reforzando la idea anterior de la creciente de potencia instalada renovable de los últimos años. Pero es más destacable que la energía Hidro < 50MW aumentó un 27.7% respecto al 2023, lo que indica que creció que el promedio y sobre todo que es la que más creció comparada a las demás categorías. Con estos datos es posible inferir el potencial de recurso para la instalación de PAH y su competitividad respecto a otros aprovechamientos energéticos.

5.1.2 Marco regulatorio de energías renovables en Argentina

- Ley 25.019 “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”: Esta ley representó el primer acercamiento a un marco regulatorio para el fomento de las energías

renovables en Argentina. Introdujo por primera vez beneficios promocionales para proyectos de energía eólica y solar en el país, marcando el inicio de la regulación del sector renovable argentino. Además, fijó un objetivo de participación de las fuentes renovables en el 8% del consumo de energía eléctrica nacional en un plazo de 10 años e impulsó la creación de emprendimientos de producción renovable a nivel nacional.

- Ley 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” (modificada por la Ley 27.191): La Ley 26.190 estableció el objetivo de alcanzar una contribución de las fuentes renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el 31 de diciembre de 2017. Redefinió las fuentes renovables incluyendo una gama más amplia de tecnologías y amplió el límite de generación hidroeléctrica para acogerse al régimen de fomento. Posteriormente, la Ley 27.191 modificó la Ley 26.190, incrementando el compromiso con la diversificación energética y el cuidado del medio ambiente. Esta modificación fijó nuevas metas de participación de energías renovables: mantener el 8% para 2017 y alcanzar el 20% para el año 2025. Además, creó el FODER, modificó incentivos fiscales e introdujo la participación de grandes usuarios con compromisos de energía renovable.
- Decreto Reglamentario 531/2016 (reglamentación de la Ley 27.191): Este decreto reglamentó la Ley 27.191, estableciendo a futuro la posibilidad de incluir otras fuentes renovables que se desarrollen, siempre que sean no fósiles e idóneas para su aprovechamiento sostenible a largo plazo.
- Decreto Reglamentario 986/2018 (reglamentación de la Ley 27.424 de Generación Distribuida): Este decreto reglamentó la Ley 27.424 de fomento a la generación distribuida renovable, estableciendo un objetivo de instalación de 1.000 MW de potencia de generación distribuida renovable en un plazo de 12 años. También estableció que la conexión de equipos de generación distribuida no debe

comprometer el funcionamiento del sistema eléctrico, la seguridad de las personas ni las instalaciones de los usuarios. (Peña Rodríguez, 2020)

Como conclusión el programa GENREN (base del actual RenovAr) como el aspecto más relevante de la Ley 26.190, por ser novedoso en su momento al utilizar licitaciones de compra de energía a largo plazo mediante contratos de abastecimiento, permitió la instalación de varios proyectos renovables. Sin embargo, no lograron consolidar significativamente las energías renovables en el mercado eléctrico argentino, representando cerca del 1% de la matriz entre 2009 y 2015, lo que indica que el impulso inicial no fue suficiente.

El sistema regulatorio posterior (Ley 27.191 y su reglamentación), ha mostrado muy buenos resultados, pero también ha experimentado retrasos que han atenuado estos resultados, presentando incumplimientos en las metas de participación de energías renovables, por ejemplo, para 2018 se esperaba un aporte renovable del 8% por ley, pero la realidad fue del 2.2%. A pesar de los incumplimientos iniciales, parece muy buena política energética de largo plazo, lo que convierte al país en uno de los más atractivos para invertir. Esto se refleja en el importante crecimiento del sector, alcanzando cerca del 12% de participación en 2020, acercándose a la meta del 16% para 2021. (Peña Rodríguez, 2020)

5.2 Objetivo General

Estudiar la factibilidad de un sistema de generación micro hidráulica en la estructura existente de la central histórica de Alpa Corral.

Con este trabajo se aspira a proporcionar información relevante para la toma de decisiones sobre la implementación de una nueva central hidroeléctrica en la estructura existente de la central histórica de Alpa Corral. Contribuyendo así a la generación de energía renovable y al desarrollo sustentable de la región, promoviendo la integración de la tecnología con el patrimonio histórico y el cuidado del medio ambiente.

5.3 Objetivos específicos

1. Considerar las características técnicas de un sistema de generación de energía por medio de una central micro hidráulica.
2. Evaluar la infraestructura del sistema existente y analizar las posibles modificaciones o mejoras para adaptarla a las necesidades actuales.
3. Analizar los aspectos técnicos del recurso hidráulico.
4. Calcular económica y financieramente el proyecto.
5. Considerar el posible impacto ambiental de la actividad a desarrollarse.

Es importante destacar que la factibilidad del proyecto no solo depende de los aspectos técnicos, económicos y ambientales, sino también de factores institucionales y sociales.

5.4 Problemática

En la actualidad se entiende a la diversificación como un componente de la seguridad energética de un país (Sovacool y Mukherjee, 2011), vinculada a la utilización de diferentes fuentes, proveedores y rutas de transporte para reducir la dependencia de un único recurso o proveedor. En el caso argentino, el concepto de diversificación energética está estrechamente vinculado al aumento de participación de fuentes alternativas de energía que permitan reducir la dependencia de los hidrocarburos y que, en consecuencia, garanticen las necesidades energéticas internas. Además, como es de público conocimiento el sistema interconectado argentino, en todos los niveles de tensión, está quedando muy pequeño frente a la creciente demanda energética. Esto se debe a la falta de inversiones en la infraestructura de transporte y distribución, quedando en algunos casos muy debilitado y sin capacidad de entregar la energía demandada.

Estos dos fenómenos hacen de la Generación Distribuida junto a las Smarts Grids una parte de la solución, ya que permite entregar la energía demanda sin cargar el sistema de transmisión y distribución y ofreciendo mayor independencia para los usuarios-generadores. Si esta Generación Distribuida se puede realizar a partir de Energías

Renovables entonces supone un mayor beneficio ya que esa parte de la demanda de energía eléctrica será abastecida sin emisiones de CO₂.

La provincia de Córdoba fue pionera en el aprovechamiento de la energía hidráulica. Quedan aún hoy como muestra los restos de los tajamares, batanes y molinos para hacer uso de la energía renovable del agua, así como las antiguas y pioneras centrales hidroeléctricas.

En nuestros días, responder a la demanda actual de la energía eléctrica con la opción de la hidroelectricidad ofrece ventajas significativas con respecto a otras fuentes de energía, puesto que es una tecnología madura y disponible en el país con bajos niveles de contaminación (Reyna, 2013).

En la provincia de Córdoba es muy viable en este momento la hidroelectricidad a pequeña escala (Micro-turbinas), para lugares aislados y como posible sistema de apoyo al sistema interconectado. Esto llevaría a refuncionalizar las centrales en los aprovechamientos sobre los ríos cordobeses.

En particular la localidad de Alpa Corral, situada en el suroeste de la provincia, en un entorno de serranía y junto al río Las Barrancas, está vinculada al sistema eléctrico nacional por medio de una línea aérea de 33 kV y un cable de 70 mm de Al, tiene 40 Km de longitud, más un tramo de 3,8 Km de 13,2 kV y 35mm de Al (lo que obliga usarla en 13,2 kV. El tramo de 33 kV fue inaugurado en 2013, mientras que la vieja línea de 13,2 kV fue puesta en servicio en 1968. Esta vinculación eléctrica, conlleva un intenso mantenimiento, pero además es un eslabón muy frágil, que en los meses de mayor demanda (desde noviembre a marzo por ser una localidad turística), está al límite de su capacidad, por lo que debería ser repotenciada en lo inmediato. Además, en los meses de verano (diciembre a marzo), las tormentas son de mayor intensidad y con más frecuencia, aumentando la probabilidad de falla en la línea y dejando a la localidad sin servicio eléctrico hasta su reparación.



ILUSTRACIÓN 3 PRESA SOBRE EL RÍO DE LAS BARRANCAS

Fuente: Propia

Alpa Corral, antes de estar conectada al sistema, tuvo en los comienzos un generador diesel que brindaba electricidad en las horas de la noche, servicio que los vecinos valoraban mucho, pero a un alto costo, principalmente por el precio del combustible. Es por eso que, en el año 1953, a partir de un subsidio de la Dirección Nacional de Energía y Combustible y con el aporte de los vecinos (ahora además de socios, accionistas de la turbina), la cooperativa comienza el proyecto de la turbina hidroeléctrica en la localidad, que termina por inaugurarse el 1 de septiembre de 1955.

La turbina hidroeléctrica permitió abastecer a la localidad de energía eléctrica por gran parte del día/noche, la misma requería que hubiese un turbinero (operario) siempre que estuviese

en funcionamiento. Así funcionó (con algunas actualizaciones y mejoras) hasta comienzos del año 1980, ya que Alpa Corral, por entonces estaba conectada al sistema interconectado y recibía la energía eléctrica por una línea aérea.

Ese año se cerraron las instalaciones hasta la actualidad. Desde su cierre hubo muchos intentos de reflotar el proyecto por parte de los vecinos, quienes añoran la histórica turbina considerándola un patrimonio cultural e histórico que los representa.

Debe de considerarse que, gracias al avance de las tecnologías de comunicación, instrumentación y control remoto, actualmente los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos pueden ser automatizados en gran medida, y operados de manera remota, facilitando y abaratando la operación y mantenimiento.

A lo antes mencionado se suma que es energía limpia, sin costo de combustible asociados, que aporta a la descarbonización del sistema eléctrico. También fortalecería el sistema eléctrico de la localidad, debido a que con el alimentador actual probablemente en poco tiempo no llegue a abastecer la creciente demanda de energía en los meses de verano. A su vez evitaría elevados costos por compra de demanda en el contrato del servicio eléctrico para abastecer los picos de consumo eléctrico.

En cuanto a la normativa, a través de la Ley N° 8.810 se declaró de interés provincial a la generación de energía mediante fuentes renovables y mediante la sanción de la Ley N° 10.397, la Provincia de Córdoba adhirió a la Ley Nacional N° 26.190 y su modificatoria N° 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

Con la sanción de la Ley N° 10.572 Córdoba declaró de interés provincial al “Uso Racional y Eficiente de la Energía” y mediante la Ley N° 10.604 la provincia adhirió a la Ley Nacional N° 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a Red Eléctrica Pública”.

Por lo mencionado en los párrafos anteriores es notable que en la provincia de Córdoba existe un fuerte interés en brindar soluciones a problemáticas actuales, abordando nuevos paradigmas de una manera integral y llevando adelante políticas públicas sostenibles, para lo cual resulta estratégico el trabajo colaborativo con instituciones públicas y privadas especializadas en la temática.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 Potencial en Argentina de Mini, Micro y Nano Hidroeléctrica

Según un estudio realizado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el 2015, se estima que el potencial total en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en el territorio de la República Argentina es mucho más alto que el que se encuentra relevado en la base de datos de proyectos analizados por PROINSA.

PROINSA relevó 1802 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y analizó información suficiente para 175 casos, que suman una potencia de aproximadamente 730 MW, los autores del estudio consideran que el potencial total en mini, micro y nano hidroeléctrica a nivel nacional total, supera por lo menos en 1000 MW a esa primera estimación. (Caratori, 2015)

Los autores detectaban en 2015 que los principales desafíos para realizar la estimación son la escasez de datos de relevamientos que permitan cuantificar la potencia que podría instalarse, lo que dificulta el acceso a la información primaria. Además de la heterogeneidad de las características de los PAH relevados debido a las diferentes condiciones geográficas, hidrográficas y técnicas de los emplazamientos. Esta diversidad impide realizar una extrapolación simple para estimar otros parámetros como la generación de energía eléctrica, los costos y el potencial de reducción de emisiones.

Desde la década de 1970 a la fecha se ha producido un cambio en la percepción sobre la conveniencia y viabilidad de los aprovechamientos hidroeléctricos. En el pasado, muchos potenciales aprovechamientos fueron descartados por motivos de escala. Sin embargo, en el contexto actual de desarrollo sostenible, estos proyectos podrían ser reevaluados, estudiados e inventariados, incorporando criterios sociales y ambientales.

A lo antes mencionado se suma que la evolución de las condiciones tecnológicas y económicas podrían hacer viables emplazamientos que anteriormente fueron rechazados debido a restricciones técnicas o económicas. Esto sugiere que avances en la tecnología

de micro hidráulica y cambios en los costos relativos de diferentes fuentes de energía podrían favorecer la viabilidad actual.

Los PAH, al ser generalmente centrales a filo de agua o pelo de agua, tienen un bajo impacto ambiental en comparación con grandes represas. Esta característica los hace más aceptables en un contexto donde la protección del medio ambiente es una consideración importante.

El “*Estudio Sobre Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*” del BID resalta que los PAH tienen una influencia geográfica local en el abastecimiento energético y, por lo tanto, el potencial de generar mejoras en las condiciones de vida de las comunidades locales o regionales que van más allá de lo puramente energético, facilitando el desarrollo económico y social. (Caratori, 2015)

La construcción/rehabilitación de PAH puede contribuir a la reducción de la pobreza, la mejora en la salud y la educación, al facilitar el acceso a la energía para usos domésticos, servicios públicos y actividades productivas (riego, pequeñas industrias). Además, al poder conectarse a redes eléctricas provinciales o nacionales, su generación se suma a la actual, permitiendo disminuir la generación térmica con combustibles fósiles y las emisiones de GEI. Caratori indica que la construcción/rehabilitación de los PAH previstos representaría más del 2% de la capacidad instalada en Argentina, un valor significativo.

En Argentina los PAH son definidos por la ley 26.190 del año 2006, de Régimen de Fomento para el uso de las fuentes renovables de energía, como “aquellos aprovechamientos que emplean los recursos hidráulicos para generar electricidad con una capacidad instalada igual o menor a los 30 MW”. En 2015 la ley 27.191 busca aumentar la participación de las energías renovables en la matriz energética argentina, con el objetivo de alcanzar un 20% para el año 2025, con este objetivo la ley expande el alcance a la potencia máxima a 50MW.

Los proyectos de PAH pueden clasificarse entre los que se pueden interconectar a la red de transmisión, ya sea nacional o provincial, y otros que por su ubicación y características técnicas funcionarán aislados de las redes. Los usuarios de estos servicios son abastecidos generalmente por generadores térmicos alimentados con combustibles líquidos, lo que implica elevados costos y una gran logística para el abastecimiento del combustible, que se ve aún más complicada por las condiciones climáticas y ambientales rigurosas. Al disponer de generación hidráulica se mejora el abastecimiento eléctrico y se puede mantener el equipo térmico en reserva fría.

La principal ventaja de los proyectos de PAH conectados a la red es que su producción energética tiene prioridad de despacho, asegurando la venta de la totalidad de su producción.

6.2 Tipología de minicentrales

Las características geográficas y ambientales determinan cuál es la ubicación y las características de la obra civil óptimas para maximizar la transformación de energía hidráulica a energía eléctrica. Debido a la diversidad de soluciones posibles para conseguir el mejor aprovechamiento, los PAH se pueden clasificar tanto en función del tipo de salto como de su ubicación respecto al salto a explotar.

En función del salto a explotar se pueden clasificar a las centrales microhidráulicas en:

- a) Minicentrales de alta presión. Están asociadas a saltos elevados, mayores de 200[m], y caudales pequeños. En ellos se suelen instalar turbinas Pelton o Francis en función del salto. El uso de las turbinas Pelton están más indicadas en los saltos de gran altura, mientras que en los saltos de menor altura son más idóneas las turbinas Francis.
- b) Minicentrales de media presión. Instaladas en saltos comprendidos entre 20 y 200[m], y caudales medios. Generalmente, se instalan turbinas Francis normales en

los saltos de mayor altura, mientras que las Francis rápidas están indicadas para los saltos de menor altura en los que el caudal también es más elevado que en los primeros.

- c) Minicentrales de baja presión. Asociadas a saltos hidráulicos menores de 20 [m], y elevados caudales. Se emplean turbinas de Hélice y sobre todo Kaplan.

En función de la ubicación de la central y al tipo de captación del agua a turbinar, ONUDI lo clasifica en:

- 6.2.1 Minicentrales de pelo de agua o corriente: son aquellas que pueden turbinar directamente parte del caudal del cauce natural del río, dentro de esta clasificación podemos diferenciar dos grandes grupos, las de alta presión y, las minicentrales de media y baja presión.
 - 6.2.1.1 Centrales de pelo de agua de alta presión: Una de las principales características de estas instalaciones es la ausencia de un embalse de gran capacidad que garantice un suministro continuo de agua a las turbinas o permita funciones de regulación. En su lugar, se utiliza un azud o pequeña presa para elevar el nivel del río y reducir la velocidad del agua. Siguiendo el esquema de la figura, el agua se desvía desde el río hacia una tubería cerrada o canal mediante una toma ubicada en el azud, equipada con una rejilla o filtro para evitar la entrada de cuerpos extraños. Este canal de conducción, de pendiente suave, conecta el azud con una cámara de carga, donde se almacena el agua para mantener un caudal constante hacia la turbina. Desde la cámara, el agua fluye por una conducción forzada que incluye un desarenador en su inicio, con el fin de evitar que partículas de arena dañen la turbina. Finalmente, el agua es devuelta al cauce del río a través del canal de desagüe o directamente desde el tubo de aspiración.

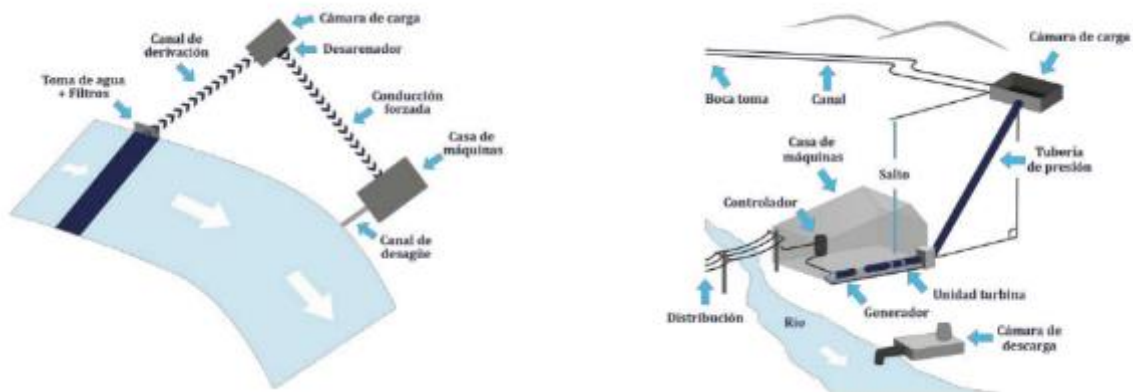


ILUSTRACIÓN 4: ESQUEMA DE CENTRAL DE PELO DE AGUA DE ALTA PRESIÓN

Fuente: ONUDI (s.f.)

En algunas instalaciones, la cámara de carga puede estar abierta (a la presión atmosférica) o cerrada (a presión). En las cámaras de carga cerradas habrá que incluir en la instalación una chimenea de equilibrio que amortigüe las sobrepresiones que se producirían en el caso de un *golpe de ariete* por motivo de un cierre brusco del extremo final de la conducción forzada.

Al extraer una fracción de caudal del río para alimentar la turbina, debe asegurarse que aguas abajo de la presa, exista un caudal mínimo garantizado, que se le suele denominar caudal ecológico o de servidumbre.

6.2.1.2 Centrales de pelo de agua de media/baja presión: se instalan en los cursos medios y bajos de los ríos donde los saltos son de pequeña altura y caudal elevado. El aprovechamiento hidráulico del salto se puede realizar con canal de derivación o en el propio curso del río.

A su vez las minicentrales de pelo de agua de media/baja presión, pueden ser con:

- a) Canal de derivación: se deriva una fracción de caudal hacia las turbinas a través de una conducción forzada.

- b) En el curso del río: Este tipo de minicentrales consisten de una presa que posee un vertedero por donde rebalsa el excedente de agua. En la presa se sitúa el edificio donde se encuentran situadas las turbinas. Es importante destacar que este tipo de minicentrales no introducen ninguna modificación en el caudal en ningún tramo del río, y suelen tener un mayor tiempo medio de funcionamiento respecto a las anteriores, oscilando entre 3000-4000 horas al año.

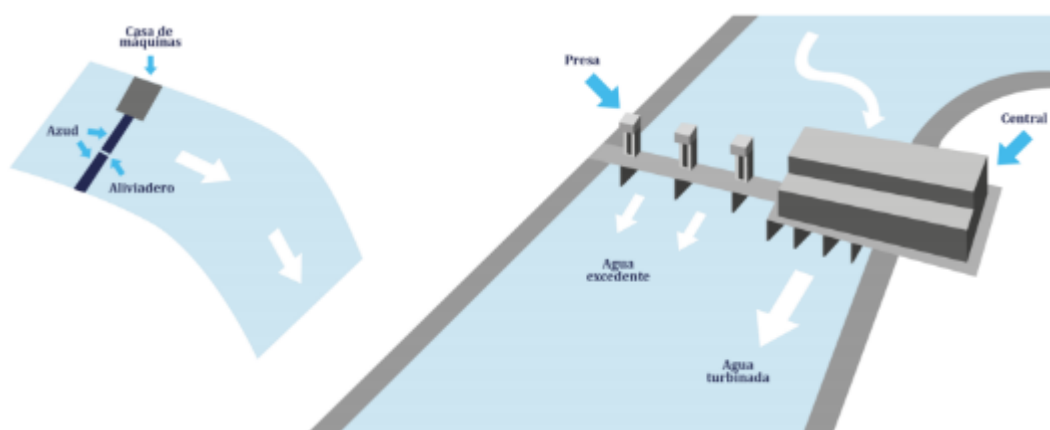


ILUSTRACIÓN 5 ESQUEMA DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE AGUA FLUYENTE.

Fuente: ONUDI (s.f.)

6.2.2 Minicentrales a pie de presa: Las minicentrales a pie de presa disponen de un caudal que procede de un embalse construido en el curso de un río mediante una presa, en la que se dispone una toma de agua. Se denominan a pie de presa porque la sala de máquinas está localizada en la base de la presa.

Debido a la capacidad de regular el curso del río y de disponer una reserva de agua, este tipo de minicentrales puede usarse como minicentral de uso compartido.

Una ventaja de este tipo de centrales es que el embalse permite la regulación del caudal que recibe la turbina en función de la demanda eléctrica.

Otra ventaja es que por disponer de la reserva de agua del embalse aseguran la producción continua de energía eléctrica durante todo el año, incluso en los meses secos del mismo.



ILUSTRACIÓN 6 ESQUEMA DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PIE DE PRESA

Fuente: ONUDI (s.f.)

6.2.3 Centrales de uso compartido: Se clasifican en esta categoría, aquellas minicentrales incluidas en las redes de agua destinadas a otros usos, como riego, abastecimiento de agua potable, y trasvases de agua entre ríos.

La energía que se puede extraer de estos canales está asociada al caudal excedente para su uso principal. El caudal desviado hacia la turbina es posteriormente devuelto al canal. La infraestructura debe disponer de un canal auxiliar que garantice el cauce cuando la turbina no esté operativa.

Su impacto medioambiental es menor, debido a que aprovechan parte de los elementos del sistema en los que se integran, con la consiguiente reducción del costo de la instalación.

Como es posible denotar, la diversidad de minicentrales y sus características se debe a la variabilidad de características geográficas, geológicas y topográficas asociadas.

Esto hace que cada proyecto sea único en tipos de soluciones y en la evaluación económica y ambiental.

También puede apreciarse que por lo general cuando se piensa en un proyecto hidroeléctrico, nunca se piensa únicamente en el aprovechamiento eléctrico o cantidad de energía anual, sino que se persiguen otros objetivos respecto al manejo del agua.

6.3 Turbinas hidráulicas.

La función de las máquinas que conocemos como turbinas, es principalmente convertir la energía potencial del agua, en energía motriz. Es posible realizar una primera clasificación según la forma de llevar a cabo la conversión de energía antes mencionada, estas son: las turbinas de acción o de impulso y las de reacción.

6.3.1 Turbinas de acción

6.3.1.1 Pelton:

Básicamente la turbina Pelton consta de inyector, rotor y carcaza. Puede tener uno o más inyectores cuyos chorros libres inciden sobre una serie de cucharas montadas sobre la periferia de un disco. “En las grandes instalaciones hidroeléctricas este tipo de turbinas solo es considerado para alturas mayores a 150 metros. Para aplicaciones en micro generación puede ser usada para saltos mucho menores. Por ejemplo, una turbina Pelton que gira a una alta velocidad de rotación puede ser usada para generar 1 KW con alturas inferiores a 20 metros.” (Marchegiani, s.f).

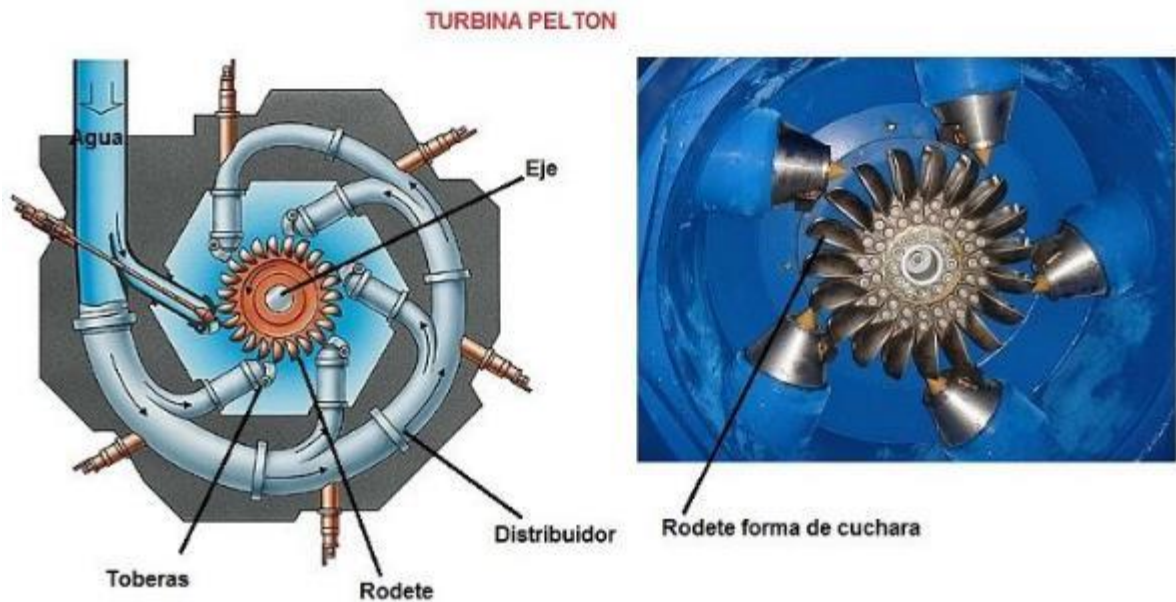


ILUSTRACIÓN 7 TURBINA PELTON

Fuente: Turbina Pelton s.f. <https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>

6.3.1.2 Turgo:

El principio de funcionamiento es similar a la Pelton, pero en esta turbina el chorro del inyector incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete. En la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes, de forma semejante a como lo hace el fluido en una turbina de vapor. Comparativamente con la Pelton el diámetro de su rotor es menor para igual velocidad periférica, debido a esto se obtiene una mayor velocidad angular, lo que facilita su acoplamiento directo al generador. Estas turbinas son más difíciles de fabricar que las turbina Pelton, ya que los álabes son de forma más compleja, se superponen y son más frágiles. Además, posee mayor carga sobre el rotor por lo que debe proveerse de cojinetes más robustos.



ILUSTRACIÓN 8 TURBINA TURGO

Fuente: Turgo water flow (s.f.), <https://www.hydro-ag.com/turbine-turgo/>

6.3.1.3 Flujo cruzado o Michell-Banki:

Es una turbina de diseño sencillo y fácil construcción, que la hace especialmente atractiva en aprovechamientos de pequeña potencia. Otras de las ventajas de este tipo de turbinas son que la velocidad de giro es de amplio rango y se alcanzan niveles aceptables de rendimientos en pequeños aprovechamientos debido a que se puede regular caudal y potencia por medio de un álabe ajustable. Abarca un rango de caudales entre 20 l/s y 10 m³/s y de saltos entre 1 y 200 m. Su rendimiento máximo es inferior al 87%, pero se mantiene casi constante cuando el caudal desciende hasta el 16% del nominal, y tiene un mínimo técnico inferior al 10% del caudal de diseño.

El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular. El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular - circular. Este inyector es el que dirige el agua hacia el rotor a través de una sección que toma una determinada cantidad de álabes de este, y que guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía. (Marchegiani, s.f.)

Por su característica de diseño el agua atraviesa al rotor dos veces, por eso puede ser nombrada como turbina de doble efecto. En el primer pasaje, el agua entrega un promedio del 70% de la energía total, mientras que en el segundo alrededor del 30%.

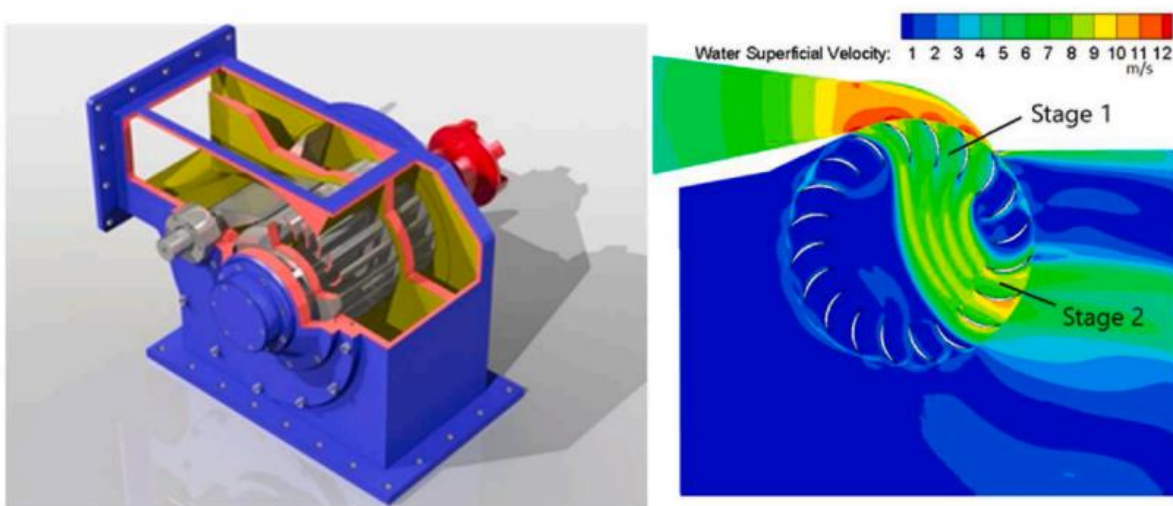


ILUSTRACIÓN 9 TURBINA MICHEL-BANKI

Fuente: Quaranta, E., Perrier, J. P., & Revelli, R. (2022). Optimal design process of crossflow Banki turbines: Literature review and novel expeditious equations. Ocean Engineering, 257, 111582. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.111582>

6.3.2 Turbinas de reacción

6.3.2.1 Francis:

Las turbinas Francis pertenecen al tipo de turbinas de reacción, esto significa que, a diferencia de las turbinas de impulso antes mencionadas, usan principalmente la presión del agua para generar energía, en lugar de su energía cinética.

En cuanto a su rendimiento, las turbinas Francis generalmente pueden alcanzar una eficiencia máxima más alta que las turbinas Banki, por lo general, entre 5 y 10 puntos porcentuales mayor. Sin embargo, las turbinas Francis tendrían una menor flexibilidad para operar eficientemente en caudales muy diferentes de su punto de máxima eficiencia.

La complejidad de fabricación de las turbinas Francis es generalmente mayor que la de las Banki, lo que impide su fabricación en talleres que no sean especializados y por lo tanto sus costos son generalmente superiores.

Son muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos. Los álabes distribuidores regulan el caudal que entra en el rodete.

Cuando el caudal se reduce la eficiencia de la turbina disminuye. Debido a la complejidad y el precio del sistema de álabes distribuidores, para pequeñas turbinas, éste puede ser sustituido por un sistema de álabes reguladores en pasos si no es requerida una regulación de caudal, esto permite posicionar los álabes distribuidores a una apertura menor en la estación seca del año hidrológico. Para minicentrales y especialmente para microcentrales normalmente se puede instalar un sistema de álabes fijos. (Marchegiani s.f.)

Este tipo de turbina requiere un buen soporte a la obra civil, debido a los grandes esfuerzos y vibraciones que realiza el agua sobre la turbina sobre todo a bajo régimen de caudal. El agua se desplaza encauzada en una conducción forzada, pasando del distribuidor fijo al

rodete móvil al que cede su energía, sin entrar, en ningún momento, en contacto con la atmósfera.



ILUSTRACIÓN 10 TURBINA FRANCIS DE PEQUEÑA ESCALA

Fuente: Turbina Francis s.f. <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/turbinas-hidraulicas/turbina-francis>

La imagen anterior muestra una turbina Francis de eje horizontal en la que puede verse como los alabes distribuidores que regulan el caudal de agua que entra al rodete giran accionados mediante bielas accionadas por un anillo exterior que sincroniza su movimiento (En color amarillo). Estos alabes pueden ser cerrados casi por completamente para impedir el paso del agua como se ve en la siguiente ilustración.

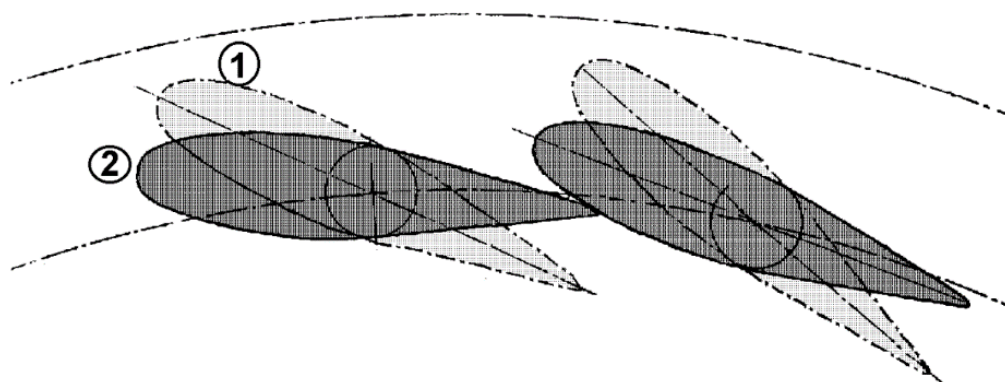


ILUSTRACIÓN 11 ALABES DE DISTRIBUIDOR DE TURBINA FRANCIS

Fuente: Marchegiani s.f.

Al ser uniforme el volumen de agua que llega a cada alabe del distribuidor, el caudal que pasa por cada sección del caracol es proporcional al arco que le queda por abastecer. Estos alabes, cuando son pequeños suelen fabricarse en fundición de bronce al aluminio formando un solo cuerpo con el cubo. Cuando los rodetes son grandes los alabes, generalmente en chapa de acero inoxidable, se sueldan al cubo y a la llanta, generalmente en acero fundido.



ILUSTRACIÓN 12 RODETE Y ÁLABES DE TURBINA FRANCIS

Fuente: Turbina Francis s.f. <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/turbinas-hidraulicas/turbina-francis>

En las turbinas Francis, el agua a la salida del rodete, pasa antes de llegar al canal de descarga, por un tubo de aspiración o difusor. El tubo de aspiración cumple una misión muy importante ya que recupera parte de la energía cinética contenida en el agua que abandona el rodete a una velocidad aun elevada.

Para disminuir la velocidad con que el agua llega al canal de descarga se aumentará la sección de salida del difusor adoptando un perfil cónico. Su función es sumamente importante en pequeños aprovechamientos para aprovechar toda la energía del recurso.

6.3.2.2 Kaplan y de hélice

Las turbinas Kaplan de flujo axial. El rodete está compuesto por unas pocas palas, que le confieren forma de hélice de barco; cuando estas sean fijas, se llama turbina hélice, mientras que si son orientables se denominan turbinas Kaplan; en ambos casos las turbinas funcionan con un único sentido de giro de rotación; son pues turbinas irreversibles. (Reyna 2018) Las mismas se utilizan en proyectos de mediana a baja altura y mucho caudal. Los alabes del rodete en las Kaplan son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores, pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables la turbina es una verdadera Kaplan; si solo son regulables los del rodete, la turbina es una Semi-Kaplan. (Marchegiani s.f.).



ILUSTRACIÓN 13 TURBINA KAPLAN DE FABRICACIÓN NACIONAL

Fuente: MH Canal Monjas s.f. <http://www.microwatt.com.ar/index.php/obras>

La turbina bulbo es una derivación de las anteriores, caracterizada porque el agua pasa axialmente a través de alabes directrices fijos y porque el generador y el multiplicador (si existe) están contenidos en una carcasa estanca, con forma de bulbo, sumergida en el agua.

6.4 Estructuras de centrales hidráulicas

6.4.1 Presa o dique derivador

La presa es la infraestructura civil que se construye para cerrar el cauce del río y así conformar el embalse o almacenamiento de agua. Puede ser construida con diversas metodologías según los materiales que se dispongan y la topografía y características del emplazamiento por ejemplo piedra, tierra, ladrillos, hormigón entre otros.



ILUSTRACIÓN 14 PRESA DE ALPA CORRAL.

Fuente: propia

En los PAH en los que por lo general no se embalsa el agua, sino que son de paso, la presa se suele denominar dique derivador nivelador, es de baja altura y su finalidad es dar a las aguas en el río durante el estiaje, la energía potencial necesaria para ser derivadas o captadas a través de la obra de toma, además de garantizar en época seca el nivel de toma de agua. En épocas de lluvia el dique derivador funciona como un vertedero libre, permitiendo el paso de las crecidas en forma segura y controlada.



ILUSTRACIÓN 15 DIQUE DERIVADOR DE ALPA CORRAL

Fuente: Propia

La geometría del dique derivador puede ser desde una sofisticada forma hidrodinámica, hasta una sencilla y práctica forma trapecial.

En Alpa Corral la presa está realizada en piedra y hormigón y no dispone de vertedero, sino que funciona como vertedero libre por rebalse. El estado general es bueno, pero el embalse fue colmatado y modificado con obras posteriores. Para funcionar correctamente habría que dragar el embalse hasta lograr las características originales del mismo.

6.4.2 Toma de agua o bocatoma

La toma tiene la función de tomar el agua del embalse. Generalmente está constituida por sistemas de protección (rejillas) y sistemas de control y regulación del agua entrante y sistemas de limpieza o desarenador.



ILUSTRACIÓN 16 TOMA DE AGUA ALPA CORRAL

Fuente: Propia

En instalaciones a pelo de agua en ríos de montaña, se aconseja incluir una cámara desgravadora en la obra de toma, con la finalidad de retener arena gruesa y pequeñas piedras que logren atravesar las rejillas de protección, y evitar que pasen y circulen por el canal de conducción. (Espinosa Jiménez et al., 2021)

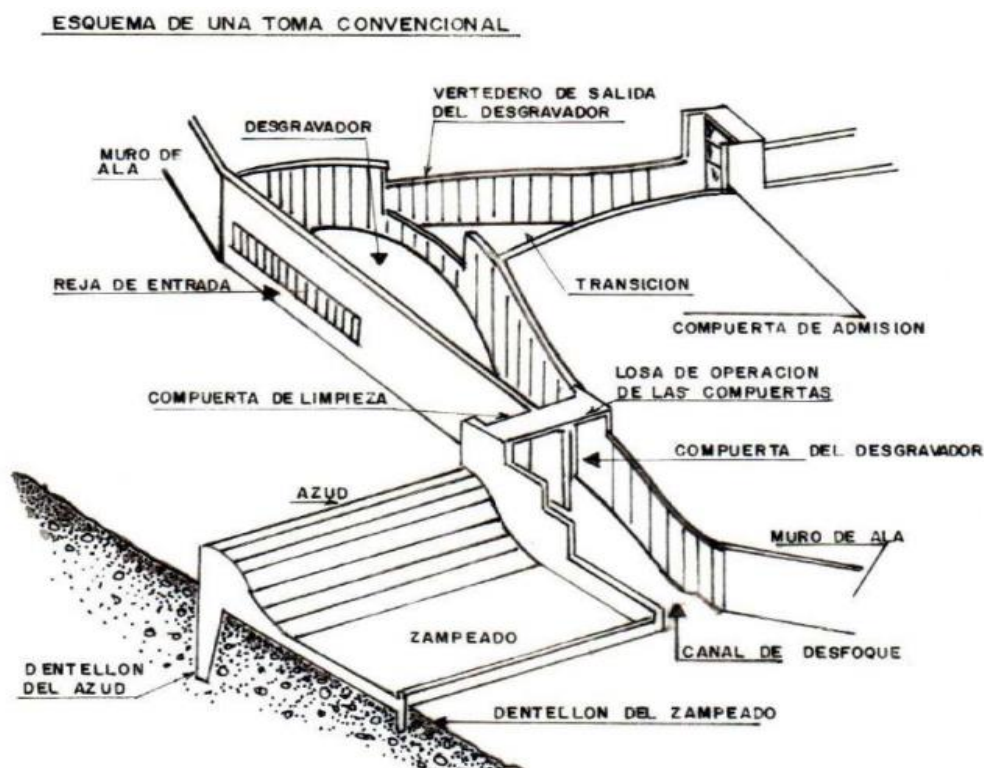


ILUSTRACIÓN 17 TOMA DE AGUA DE MONTAÑA

Fuente: Espinosa Jiménez et al., 2021

Es importante destacar que, si bien no se aprecia en la ilustración, la boca toma de Alpa Corral dispone de reja de entrada, desgravador y canal de limpieza. Sin embargo, el estado actual de abandono requiere, para ser puesta en funcionamiento, una limpieza y dragado de la instalación y remplazo de las rejillas y compuertas, como así también automatización de estas.

6.4.3 Canal de derivación

El canal de derivación es un cauce artificial, el cual deriva el agua desde la toma hasta la cámara de carga. Los canales suelen ser abiertos a la atmósfera, aunque a menudo se

cubren en algunos tramos para evitar contaminaciones, avalanchas de materiales de laderas adyacentes, caídas de animales o personas.

La longitud del canal puede variar desde decenas de metros hasta kilómetros. Es recomendable que el canal sea revestido para evitar que se erosione y cambie de sección. Si las condiciones del terreno permiten diseñar y construir un canal estable, no revestido, resultaría más económico. En caso de no ser revestido, debería de instalarse un desarenador aguas abajo del canal y anterior a la cámara de carga.

En canales de longitud considerable, se debería considerar la instalación de un aliviadero intermedio que puede incluir un desarenador o un rebosadero protegido con malla.



ILUSTRACIÓN 18 CANAL DE ALPA CORRAL EN ESTADO ACTUAL

Fuente: Propia

Es posible apreciar en la anterior ilustración que el canal se encuentra completamente colmatado y en muchos lugares, intervenido por otras instalaciones posteriores, como tomas de bombas de agua. Esto debería ser reconstruido y analizar la instalación de algún

sistema cubierto, evitando así futuros problemas de contaminaciones, avalanchas de materiales de laderas adyacentes, caídas de animales o personas.

6.4.4 Cámara de carga y desarenador

La cámara de carga se sitúa a continuación del canal y posterior al desarenador, si fuese necesario, y desde ella parte la tubería forzada. La misma debe incluir un aliviadero lateral que permita evacuar todo el caudal en el caso de parada rápida de la turbina.

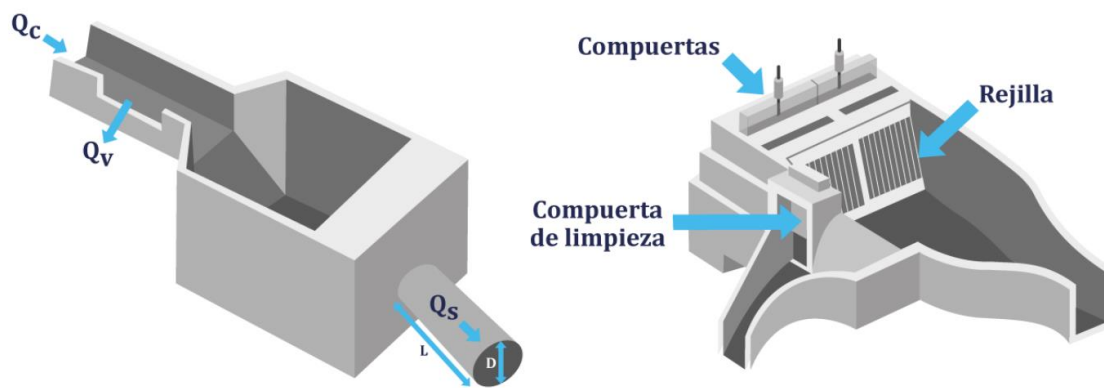


ILUSTRACIÓN 19 ESQUEMA DE CÁMARA DE CARGA

Fuente: ONUDI (s.f.)

Sirve como depósito de regulación, aunque normalmente sólo tiene capacidad de suministrar el volumen necesario para el arranque de las turbinas sin intermitencias. La geometría de la cámara de carga debe dimensionarse para minimizar las pérdidas de carga y evitar la formación de remolinos que tienden a provocar la formación de vórtices si la tubería forzada está insuficientemente sumergida. ONUDI (s.f.)

Como puede verse en la siguiente ilustración la cámara de carga de Alpa Corral dispone de todos los elementos necesarios, como rejilla, compuerta y canal de limpieza, pero se

encuentra totalmente colmatada, además de trabajos de limpieza debería reemplazarse las rejillas y compuerta y automatizar la misma.



ILUSTRACIÓN 20 CÁMARA DE CARGA ALPA CORRAL

Fuente: Propia

6.4.5 Tubería forzada

La tubería forzada es un conducto a presión que parte de la cámara de carga y lleva el agua a la turbina, generalmente se construye de acero con rigidizadores y apoyos diseñados para los esfuerzos, entre ellos, los posibles golpes de ariete. En el caso de microcentrales, se suelen fabricar de otros materiales menos resistentes como fundición, fibrocemento y materiales plásticos como el Polietileno de Alta Densidad (PEAD). Las tuberías forzadas

hechas con estos últimos pueden satisfacer los requerimientos de resistencia y son más livianas y fáciles de transportar.



ILUSTRACIÓN 21 TUBERÍA FORZADA DE ALPA CORRAL

Fuente: Propia

En el caso de Alpa Corral la tubería es de hierro y debería ser reemplazada ya que se encuentra en estado no operativo, obstruida de barro y con perforaciones en el material.

Sería apropiado analizar el remplazo por otra tubería construida con otro material como los que se mencionan a continuación. No es apreciable en la ilustración, pero dispone de un aliviadero para el caso de golpe de ariete.

Se muestra en la siguiente ilustración, una tabla comparativa de los materiales utilizados para la tubería forzada creada por ONUDI (s.f.).

Material	Pérdida por fricción	Peso	Corrosión	Costo	Presión de trabajo
Hierro dúctil	4	3	2	1	5
Asbesto cemento	3	3	4	4	4
PVC	5	5	4	4	4
Acero comercial	3	3	3	2	5
Polietileno	5	5	5	3	4

Rangos: Malo=1, Excelente=5

ILUSTRACIÓN 22 MATERIALES DE TUBERÍA FORZADA

Fuente: ONUDI (s.f.)

6.4.6 Sistema de descarga (Tubo de aspiración)

La central devuelve el agua al río en el propio edificio de la central o en sus cercanías. Las turbinas de acción vierten directamente al canal de desagüe, ya que no incorporan tubo de aspiración, y las de reacción lo hacen desde el tubo de aspiración. ONUDI (s.f.)

El tubo de aspiración es un elemento conductor hermético que va construido como una continuidad física del escape de la turbina, hasta el canal de descarga. El tubo de aspiración tiene como misión recuperar el mayor porcentaje posible de la pérdida de energía cinética correspondiente a la velocidad a la que el agua sale del rodete, y su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica, en los que las pérdidas por este concepto podrían llegar a alcanzar el 50% del salto.

Este es el caso de la turbina de Alpa corral donde el tubo de aspiración tiene una longitud de aproximadamente 4 metros. El estado actual es de completo deterioro, como puede observarse en la siguiente ilustración, debe ser reemplazado por otro tubo.



ILUSTRACIÓN 23 TUBO DE DESCARGA ALPA CORRAL

Fuente: Propia

6.4.7 Edificio de la central o casa de máquinas.

En el edificio de la central se sitúa el equipo que convierte la energía hidráulica en mecánica y eléctrica, y todos los elementos auxiliares: turbinas, generadores, cuadros eléctricos de control, sistema de regulación, válvula de guarda y de desvío, y el sistema de descarga al río. ONUDI (s.f.).



ILUSTRACIÓN 24 CASA DE MÁQUINAS DE ALPA CORRAL

Fuente: Propia

Los planos de detalles constructivos del proyecto original serán adjuntados como Anexos.

7 CARACTERIZACIÓN, HISTORIA Y METODOLOGÍA

7.1 Localidad de Alpa Corral

Su nombre proviene de la voz quichua que significa “Corral de Piedra” está ubicada a 70 km de la Ciudad de Río Cuarto hacia el N.O., en la falda oriental de la cadena de Los Comechingones a 32°41'26" S 64°43'16" O / -32.69056, -64.72111.

Ubicada a 100 kilómetros de la ciudad de Río Cuarto, la localidad de Alpa Corral es un destino turístico caracterizado por su paisaje y naturaleza, adonde se puede practicar trekking, caminatas, tirolesas, fly cast o pesca con mosca, la observación de aves y fotografía. Además, se destaca por su importante agenda cultural, ya sea en el Centro Cultural, en el Museo Provincial o en los eventos anuales.

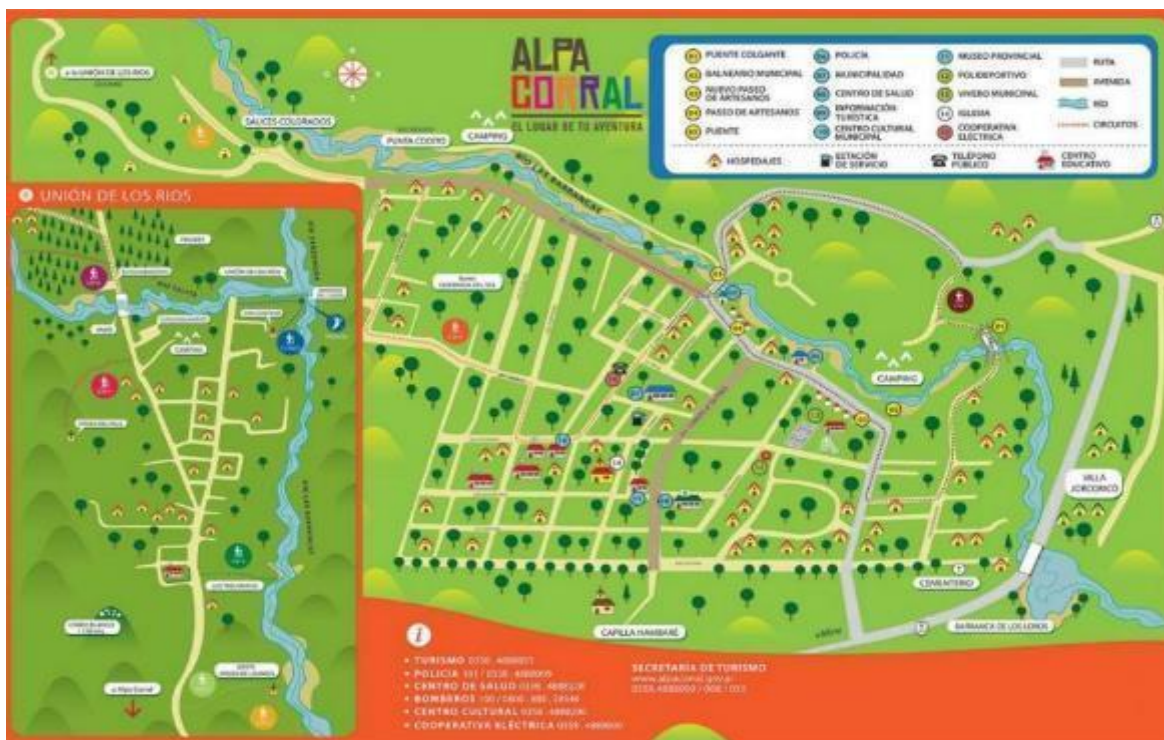


ILUSTRACIÓN 25 MAPA TURÍSTICO DE ALPA CORRAL

Fuente: Mapa turístico de Alpa Corral (s.f.) <https://alpacorral.gov.ar/turismo/>

Se encuentra a 900mts. [msnm] sobre el nivel del mar y está dentro de la Pedanía de San Bartolomé, en el Departamento Río Cuarto, bordeada por el río Las Barrancas, que se forma en el paraje conocido como “La Unión de los Ríos”, en la confluencia de los ríos El Talita y Las Moras. Otro río importante de la zona es el de Piedra Blanca que junto a Las Barrancas son los principales afluentes del Río Cuarto.



ILUSTRACIÓN 26 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Fuente: Georreferenciación (s.f.) <https://snop-ppo.obraspublicas.gob.ar/Municipalities/Details/2814babd-9356-403e-9b86-13d107e43064>

Cuenta con 966 habitantes (Indec, 2010), lo que representa un incremento del 37,8% frente a los 701 habitantes (Indec, 2001) del censo anterior.



ILUSTRACIÓN 27 DATOS ESTADÍSTICOS

Fuente: (Secretaría de Obras Públicas República Argentina - Unidades Territoriales, s.f.)

Desde el año 2023, todos los miércoles, desde las 8.30 a.m., se realiza la tradicional caminata por calles de la localidad hasta la Turbina Histórica, en el mismo circuito se visita un sector pintoresco del río Barrancas. Para realizarlo, los turistas deben inscribirse en la oficina de turismo.

7.2 Cooperativa de Electricidad y Servicios Públicos de Alpa Corral LTDA. (CADEL)

La historia de Alpa Corral, está íntimamente ligada a la Cooperativa de Electricidad y Servicios Públicos de Alpa Corral LTDA. (CADEL). Desde su fundación en 1948, CADEL ha sido un motor de desarrollo, brindando servicios esenciales y contribuyendo al bienestar de la comunidad.

El área de concesión de la cooperativa incluye, Alpa Corral, Unión de los ríos y Villa Jorcoricó, prestando sus servicios a más de 1436 usuarios.

Los primeros años de CADEL se caracterizaron por la búsqueda de soluciones para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en la localidad. En sus inicios, el servicio era básico, con un motogenerador que funcionaba solo unas horas al día (18 a 24 [hs] en temporada de verano). La necesidad de ampliar el servicio llevó a la cooperativa a explorar la posibilidad de generar energía a través de una turbina hidroeléctrica.

En 1952, se contrató al ingeniero Carlos Roure para realizar un estudio de factibilidad. El estudio arrojó resultados positivos y en 1953 se decidió construir la planta en la zona conocida como "La Rinconada". La construcción de la turbina hidroeléctrica fue un proyecto ambicioso que involucró a un grupo de trabajadores locales quienes, con esfuerzo y dedicación, lograron erigir el murallón de piedra, la toma y el canal que permitieron el funcionamiento de la planta. La turbina comenzó a funcionar en 1955, marcando un hito en la historia de la localidad. La energía generada por la turbina permitió ampliar el servicio eléctrico a Villa Jorcoricó y Villa Giubergia, impulsando el desarrollo de la región.

Sin embargo, el crecimiento poblacional y el desarrollo económico de la región generaron una demanda de energía eléctrica. En la década de 1960, la cooperativa se enfrentó a un nuevo desafío: cómo satisfacer las necesidades de energía de una comunidad en constante expansión. Ante la creciente demanda, CADEL analizó dos opciones: ampliar la turbina hidroeléctrica o conectarse a la red eléctrica que pasaba por Elena, Baigorria y Gigena. Finalmente, en 1967 y 1968, se decidió llevar a cabo la conexión a la Red del Sistema Hidroeléctrico de Río Tercero. La turbina hidroeléctrica de Alpa Corral funcionó en paralelo con la red troncal hasta la década de 1980, cuando fue desafectada debido a su limitada capacidad de producción y al creciente consumo de energía.

A lo largo de su historia, CADEL ha ido más allá de la provisión de energía eléctrica, convirtiéndose en un proveedor integral de servicios. Hoy en día, la cooperativa ofrece telefonía, televisión, agua potable, internet y fibra óptica, consolidándose como un pilar fundamental en la vida de la comunidad de Alpa Corral.

CADEL se encuentra en un momento de gran transformación, con un futuro lleno de oportunidades. La cooperativa sigue trabajando para brindar servicios de calidad, adaptándose a las nuevas necesidades de la comunidad y contribuyendo al desarrollo sostenible de Alpa Corral.

Actualmente la cooperativa explora la posibilidad de implementar proyectos de energía solar para complementar su oferta de energía renovable.

7.3 Historia de la turbina

En los comienzos del estudio del caso de Alpa Corral, la Cooperativa (CADEL) ofrece una serie de cartas antiguas escaneadas, las mismas incluyen correspondencia con fechas que abarcan desde 1952 hasta 1954.

A continuación, se resume los temas tratados en las cartas, para ofrecer una idea de cómo fue el génesis del proyecto y las características técnicas del mismo.

Además, los documentos incluyen planos relacionados con el proyecto de la Usina Hidroeléctrica Alba Corral, con detalles de la compuerta de drenaje de la cámara de carga, nivelación del río de las Barrancas, rejas para las cámaras de carga y toma, la cámara de toma y la compuerta de regulación, y un esquema general de mensura y subdivisión. También se incluyen planos con el perfil longitudinal del canal y detalles de la estructura, así como de la compuerta para el tubo de carga.

El 12 de abril de 1952, la Cooperativa Alpacorralense de Electricidad Limitada comunicó a Establecimientos Metalúrgicos Choy S.R.L. su interés en instalar una turbina en el río de Alpa Corral para la generación de energía eléctrica. En respuesta, el 4 de octubre de 1952, Establecimientos Metalúrgicos Choy S.R.L. proporcionó un presupuesto para la construcción de una turbina hidráulica y sus accesorios a la Cooperativa Eléctrica de Alpa Corral.

Como puede verse en la imagen, se prevé:

- Potencia: 100 [kVA]
- Salto: 15 [m].
- Caudal: 650 [l/s].
- Velocidad: 650 [r.p.m.]

ESTABLECIMIENTOS METALURGICOS CHOY S. R. L.

CAP. \$ 150.000.00 M/N.

FABRICA DE TURBINAS HIDRAULICAS
SISTEMA "FRANCIS" "PELTON" Y
"KAPLAN" DE ALTO RENDIMIENTO

CONSTRUCCION Y REPARACION DE
MAQUINAS EN GENERAL
ESTUDIOS-PLANOS Y PRESUPUESTOS

LUJAN 2327-29 (R. 33)

T. E. 21-BARRACAS 0909

BUENOS AIRES

Bs. Aires, 4 de Octubre de 1952.

Señor Presidente
Cooperativa Eléctrica de Alpa Corral
Redibano José Luis Farreya.
Sobremonte 619.
ROCUARTO (Cha)

Ref.-Usina ALPA CORRAL
Presupuesto.-

Muy Señor nuestro :

Tenemos el agrado de dirigirnos a Vd. remitiendo el presupuesto por la construcción de una turbina hidráulica y accesorios, para las siguientes condiciones de trabajo :

Potencia.....	100 H.P.
Salto.....	15 metros.
Caudal.....	650 lts.p.seg.
Velocidad.....	650 r.p.m.

Teniendo en cuenta las fuertes crecientes que tiene el río Alpa Corral, hemos creído conveniente hacer la instalación con una turbina de eje vertical que pondría a cubierto de las crecientes la parte eléctrica, ofreciéndole en consecuencia :

- Turbina hidráulica de eje vertical en cámara cerrada, con distribuidor de paletas móviles tipo Fink, con sus correspondientes cojinetes radiales y crapodina a rodillo para el esfuerzo axial, con eje de aproximadamente 5 mts. de largo con polea de mando de fuerza y polea del regulador, con el regulador tipo mecánico y sus correspondientes piezas de enlace, tubo de aspiración en chapa de hierro soldada eléctricamente,
P R E C I O : \$90.000.-m/n (Noventa mil pesos moneda nacional).

ILUSTRACIÓN 28 PRESUPUESTO

Fuente: Propia

También se destacan otras consideraciones importantes como:

“...Teniendo en cuenta las fuertes crecientes que tiene el río Alpa Corral, hemos creído conveniente hacer la instalación con una turbina de eje vertical que pondría a cubierto de las crecientes la parte eléctrica...”

Y como solución se ofrece lo siguiente:

“...Turbina de eje vertical en cámara cerrada, con distribuidor de paletas móviles tipo Fink, con sus correspondientes cojinetes radiales y crapodina a rodillo, con el eje aproximadamente 5 m de largo con polea de mando de fuerza y polea de regulados, con el regulador tipo mecánico y sus correspondientes piezas de enlace, tubo de aspiración en chapa de hierro soldada eléctricamente...”

Posteriormente CADEL responde en la que se detalla que el caudal medido en un vertedero construido por personal del Ministerio de Obras Públicas revestido de filos metálicos es de 605 [l/s]. También se aclara que, *“...el caudal del río está con absoluta seguridad, por debajo de lo normal, pues estamos atravesando por una larga sequía que ha disminuido considerablemente las fuentes...”* y sigue diciendo, *“...se estima que, en verano, el caudal de nuestro río no será, con seguridad, menor a 1000 [l/s]...”*

Existen varias cartas más, de los años sucesivos sobre cuestiones administrativas principalmente hasta mayo de 1958, donde se realizó una visita a la usina de Alpa Corral, y se discutieron y consideraron varios aspectos constructivos. Entre los puntos de importancia considerados en ese entonces se encontraban:

- Cámara Desarenadora: Se convino previamente con el personal encargado de la usina sobre lo manifestado en el proyecto. Se refirió a la compuerta del sector que debe estar provista la "cámara de toma" a fin de poder regular el caudal en el canal, y también poder obturar en forma automática la entrada del agua en caso de crecientes del río. Se busca evitar posibles efectos destructivos en el canal y la

acumulación de arena en la cámara de toma. La cámara debe abrir y cerrar de forma automática para proteger la cámara de toma, el canal y la maquinaria.

- Aumento de la presión en el tubo de descarga: Se observó que la escasez de agua en el río podía ocurrir anualmente en cierta época del año, lo cual permitía mejorar la velocidad de rotación de la turbina. Se sugiere mejorar aplicando un aparato simple denominado “*Eyector*” el cual debe ser construido a pedido.
- Según el estudio elaborado por el ingeniero Revol, sugiere utilizar un salto o “caída bruta de 10,52 m para generar una potencia de *100 caballos de fuerza* en el eje de turbina a instalar en la usina Alpa Corral.” “Se estimó que la turbina podría generar en el eje una potencia efectiva de *89 caballos de fuerza*.” La potencia útil proveniente de la turbina que puede recibir el alternador en su eje sería de *83,66 caballos*. Por lo que en las barras de tablero se podrían disponer 63,1 [KVA] con un factor de potencia de 0,8.

Por último, de los planos y de datos ofrecidos en las cartas se pueden resumir las siguientes características constructivas y materiales con los que fue realizado el proyecto:

Materiales:

- Mampostería de piedra: Se utiliza en el muro de toma, la cámara de toma y el desarenador.
- Mortero de cemento: Para asentar la mampostería de piedra. La composición del mortero es de 1 parte de cemento (390 kg por metro cúbico de mortero) y 4 partes de arena gruesa o bien, 1 parte de cal en polvo y 6 partes de arena.
- Hormigón armado: Se emplea en las estructuras de refuerzo de la cámara de toma y el desarenador, utilizando hierro. El hormigón se compone de 1 parte de cemento (300 kg por metro cúbico de hormigón), 2 partes de arena y 4 partes de pedregullo.

- Mampostería de ladrillo: Se utiliza en los muros del edificio, asentada en mortero de cal.

Dimensiones:

- Altura o caída bruta: 10.52 metros.
- Canal de derivación: Aproximadamente 100 metros de longitud.
- Profundidad media estimada de la fundación del Muro de Toma: 50 cm.
- Mampostería de piedra del Muro de Toma: 183 m³.
- Excavación del Muro de Toma: 86 m³.
- Profundidad media estimada de la fundación de la Cámara de Toma y Desarenador: 1 m.
- Mampostería de piedra de la Cámara de Toma y Desarenador: 55 m³.
- Hormigón armado de la Cámara de Toma y Desarenador: 6 m³.
- Excavación de la Cámara de Toma y Desarenador: 96 m³.
- Profundidad media estimada de la fundación del Edificio: 40 cm.
- Mampostería de ladrillo del Edificio: 31 m³.
- Mampostería de ladrillo del Edificio: 7 m³.
- Hormigón armado del Edificio: 9 m³.
- Excavación en roca del Canal de Descarga: 97 m³.
- Excavación en roca del Canal de Carga: 310 m³.
- Excavación en terreno de arrastre del Canal de Carga: 750 m³.

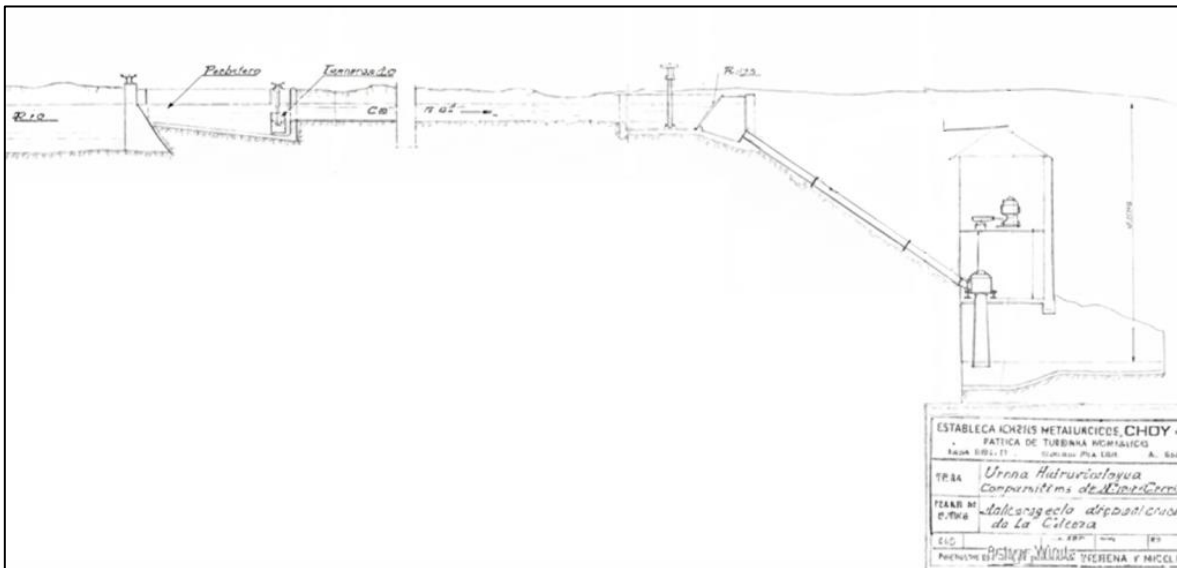


ILUSTRACIÓN 29 PLANO DE CORTE DE PROYECTO

Fuente: Propia a partir de los planos históricos

También se incluyen planos con detalles de la compuerta de drenaje de la cámara de carga y la compuerta para el tubo de carga, donde se pueden apreciar las dimensiones específicas de cada componente.

Es importante tener en cuenta que estos datos son estimativos y pueden haber variado según las condiciones del terreno y las decisiones tomadas durante la construcción.

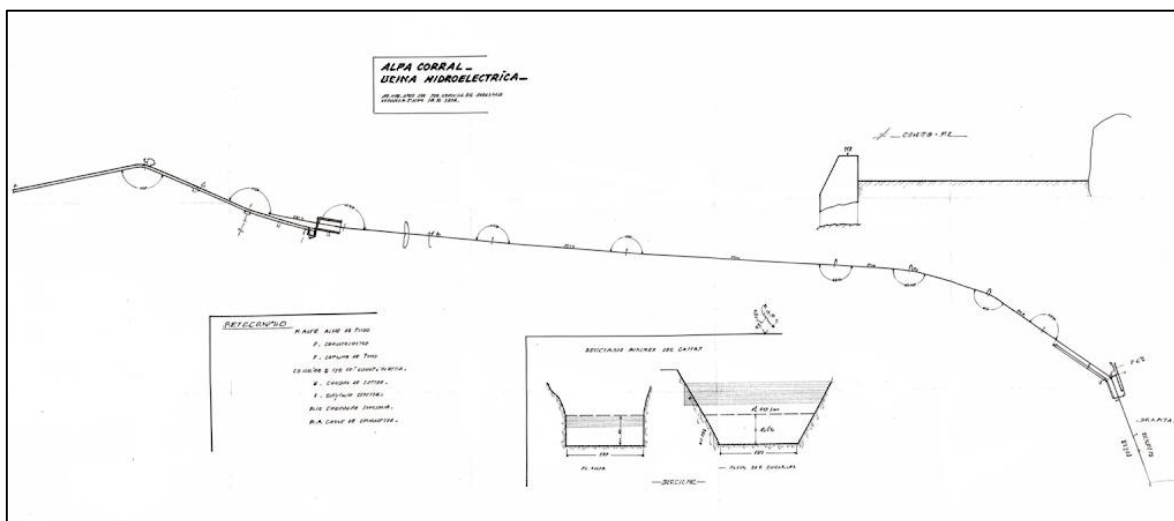


ILUSTRACIÓN 30 PLANO DE PLANTA DEL PROYECTO

Fuente: Propia a partir de planos históricos

7.4 Metodología

Este Trabajo Final de Maestría ha sido realizado en el marco de un protocolo de trabajo realizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto desde el año 2023 hasta marzo de 2024, a partir de la necesidad planteada principalmente por la CADEL y en menor medida por la Municipalidad de Alpa Corral. Con el objetivo de realizar un estudio integral y con especialistas en cada área es que se incluyeron en el grupo de trabajo a profesionales del IPSEP, geólogos, economistas y una especialista ambiental. Posteriormente a realizar el primer informe el autor de este trabajo profundizó en la investigación en todos los aspectos para lograr una mayor exactitud en los resultados.

Este marco ha resultado fundamental, no sólo para la maduración de ideas y el intercambio de reflexiones, sino para la recopilación de información, en base a visitas a plantas, realización de entrevistas y el acceso a fuentes documentales históricas.

Para llevar adelante el Trabajo Final de Maestría, se recurrió a datos primarios y secundarios. Los primeros fueron recolectados en contexto de trabajos de campo y entrevistas con informantes clave. Los segundos surgen del análisis de bibliografía especializada -nacional e internacional-, documentos públicos e instrumentos legales.

De corte cuanti-cualitativo, este trabajo final se diseñó desde la metodología de evaluación de variables en condiciones inalteradas para la estimación del potencial hidráulico y la factibilidad técnica para utilizar el aprovechamiento hidroeléctrico nuevamente.

Se siguió un esquema de trabajo organizado en tres etapas complementarias. Cada una incluyó las siguientes técnicas de recolección y análisis de la información:

7.4.1 Etapa de trabajo de campo

Se realizaron visitas a la localidad y se realizó un primer relevamiento, en que se determinó la imposibilidad de activar sin cambio alguno las instalaciones.

Como técnica de recolección de datos primarios se utilizó la observación directa, en este caso esta actividad conlleva a la evaluación del entorno en el cual operó la Turbina de Alpa Corral, aquí los resultados se obtuvieron producto de la observación, por medio de pruebas tendientes a realizar un relevamiento de la estructura actual de la turbina histórica y de la infraestructura asociada sumada a la situación actual geográfica del ambiente y a la evaluación de ventajas y desventajas de su puesta en valor desde la visión ambiental y cultural.

También se utilizó la entrevista no estructurada. La misma resulta clave para acceder a la perspectiva de los actores y conocer su interpretación de las experiencias, además de permitir adquirir información rica y profunda sobre la historia de la turbina y los motivos y objetivos que impulsaron el proyecto.

Entre los entrevistados se cuentan: autoridades municipales y de CADEL, vecinos de Villa Jorcoricó, además en el proceso de búsqueda bibliográfica, se entrevistó al gerente de una

fábrica de turbinas microhidráulicas de Bariloche y a un docente-investigador especialista en hidroeléctrica de la Universidad Nacional del Comahue.

7.4.2 Etapa documental

Se analizó bibliografía teórica y metodológica, para trabajar cuestiones conceptuales referidas a la forma de abordar proyectos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Se analizaron documentos públicos, tales como informes de organismos internacionales especializados en energía – Agencia Internacional de la Energía IEA, Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA, Organización Latinoamericana de la Energía OLADE, Observatorio De Energía Renovable Para América Latina Y Caribe ONUDI, Asociación Europea de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, ESHA - e informes de organismos nacionales y provinciales: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos INDEC, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. CAMMESA, Secretaría de Energía y Empresa Provincial De La Energía de Córdoba, EPEC

A través de fuentes secundarias variadas, incluyendo artículos de prensa y divulgación, se relevaron precios de la energía; los planos originales y mapas permitieron manejar aspectos inherentes a la obra civil disponible y por medio de anteriores trabajos de maestría y doctorados se pudo constatar los métodos de cálculo para obtener resultados críticos para la evaluación.

7.4.3 Etapa de análisis, elaboración de resultados y síntesis

Se procedió a organizar, procesar y analizar la información obtenida. Se elaboraron tablas de cálculo, mapas y gráficos para mostrar los resultados en forma clara y ayudar a su lectura e interpretación. Algunos forman parte del informe presentado en el marco del protocolo de trabajo. Finalmente se elaboraron conclusiones, que tienden a poner en valor los datos recolectados y el análisis efectuado, aportando a los objetivos originalmente planteados.

8 EVALUACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO Y RELEVAMIENTO TOPOGRÁFICO.

En noviembre del año 2022 la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables de la provincia de Córdoba, junto a CADEL y la Municipalidad de Alpa Corral, solicita a la Facultad de Ingeniería de la UNRC asesoramiento para la puesta en marcha de la turbina histórica, con la idea inicial de que sirviera para el alumbrado público de la zona más cercana a la misma y para revalorizar el lugar.

La facultad traslada la inquietud a un grupo de docentes integrantes del I.P.S.E.P. (Instituto de Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Potencia), entre ellos el autor.

La primera instancia fue una visita a las instalaciones para conocer el estado de las misma y entender cuáles eran las inquietudes.

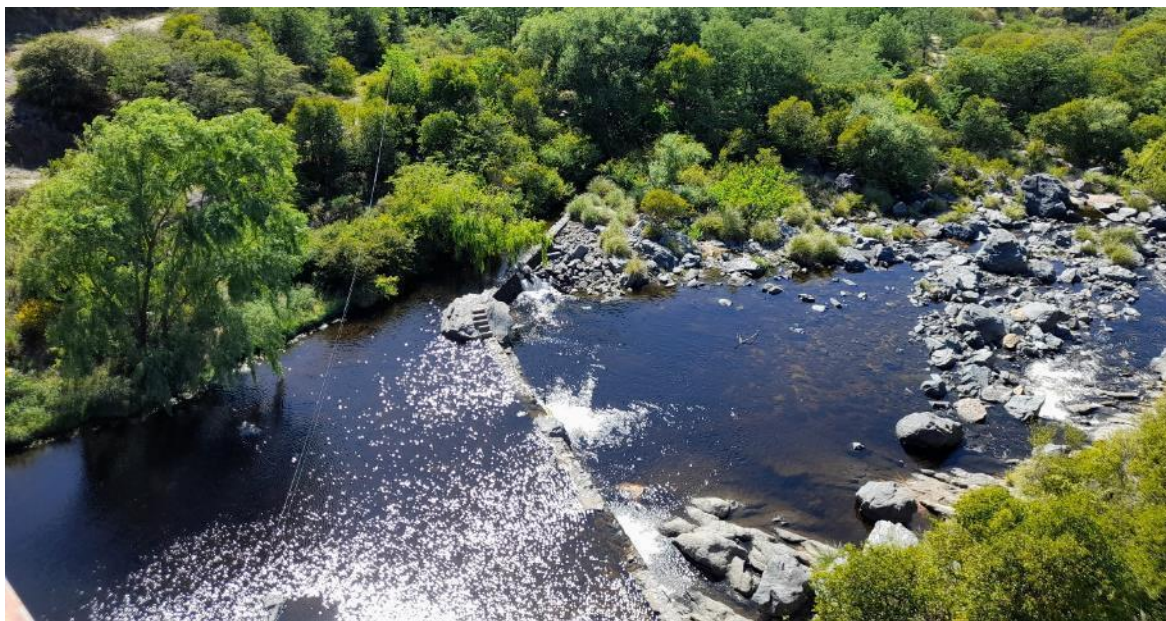


ILUSTRACIÓN 31 PRESA Y TOMA DE AGUA

Fuente: Propia

En esta primera visita se puede observar que el deterioro de las instalaciones era mayor a lo esperado, sobre todo de los componentes metalmecánicos de la turbina y de la cañería forzada.



ILUSTRACIÓN 32 TURBINA Y SALA DE MÁQUINAS

Fuente: Propia

No había faltante de equipos, ni roturas debido al vandalismo, pero si afectada por algunas crecientes del río, como es el caso del tubo de desfogue. Sin embargo, en el momento que fue publicada una noticia sobre el proyecto, se registraron robos de algunos elementos importantes como por ejemplo motores que ajustan el distribuidor de admisión.

También se observa muchas intervenciones sobre el canal y otras partes de las instalaciones, por parte de los vecinos, para realizar tomas de agua con bombas eléctricas.

En cuanto al canal de derivación, cámara de carga, desarenador, etc. se observó que estaban muy colmatados, incluso en el canal crecieron arboles de gran porte que impiden su uso sin intervención.

Luego del relevamiento se realizó un protocolo de trabajo titulado: *“Puesta en valor de la turbina histórica de Alpa Corral y alternativas para la generación hidroeléctrica renovable”* que fue firmado en noviembre de 2023 por las partes involucradas y en ese mismo mes se empezaron las tareas.

En dicho protocolo La Facultad de Ingeniería se compromete a realizar las siguientes acciones:

- Realizar un relevamiento de la estructura actual de la turbina histórica y de la infraestructura asociada, incluyendo la presa, canales y cañerías de presión.
- Análisis de la situación actual del ambiente, evaluación de ventajas y desventajas de su puesta en valor desde la visión ambiental y cultural.
- Llevar a cabo un estudio de factibilidad técnica y económica de un nuevo sistema de generación de energía microhidráulica.

Seleccionar el tipo, la clase, (dentro del tipo) la configuración, el tamaño (horizontal o vertical) y el número de unidades de turbina que mejor se adaptan a un proyecto es un proceso minucioso. La altura neta disponible para la turbina dicta la selección del tipo de turbina adecuada para cada emplazamiento. El caudal determina la capacidad de la turbina. El término velocidad específica se utiliza generalmente para clasificar los tipos de turbinas y las características dentro de cada tipo, permitiendo así una rápida selección de la turbina adecuada, la estimación de sus dimensiones principales y la predicción de su rendimiento. (AHEC-IITR, 2012).

8.1 Planimetría y altimetría zona de toma, conducción y descarga

Se realizó un relevamiento planialtimétrico con estación total para definir la ubicación y las cotas de la traza del viejo canal de conducción de agua para alimentación de la turbina, desde la obra de toma en la represa sobre el río de Las Barrancas, hasta la descarga final sobre el mismo curso, debajo de la turbina. (Origlia 2024).



ILUSTRACIÓN 33 PLANIMETRÍA

Fuente: Origlia-Campanella 2024

Uno de los datos fundamentales para empezar a hacer una evaluación del recurso hidroeléctrico es la altura o salto disponible, es por lo que en este estudio se realizó la siguiente imagen. Como puede verse en la siguiente Ilustración, el salto bruto puede ser considerado de 10 metros.

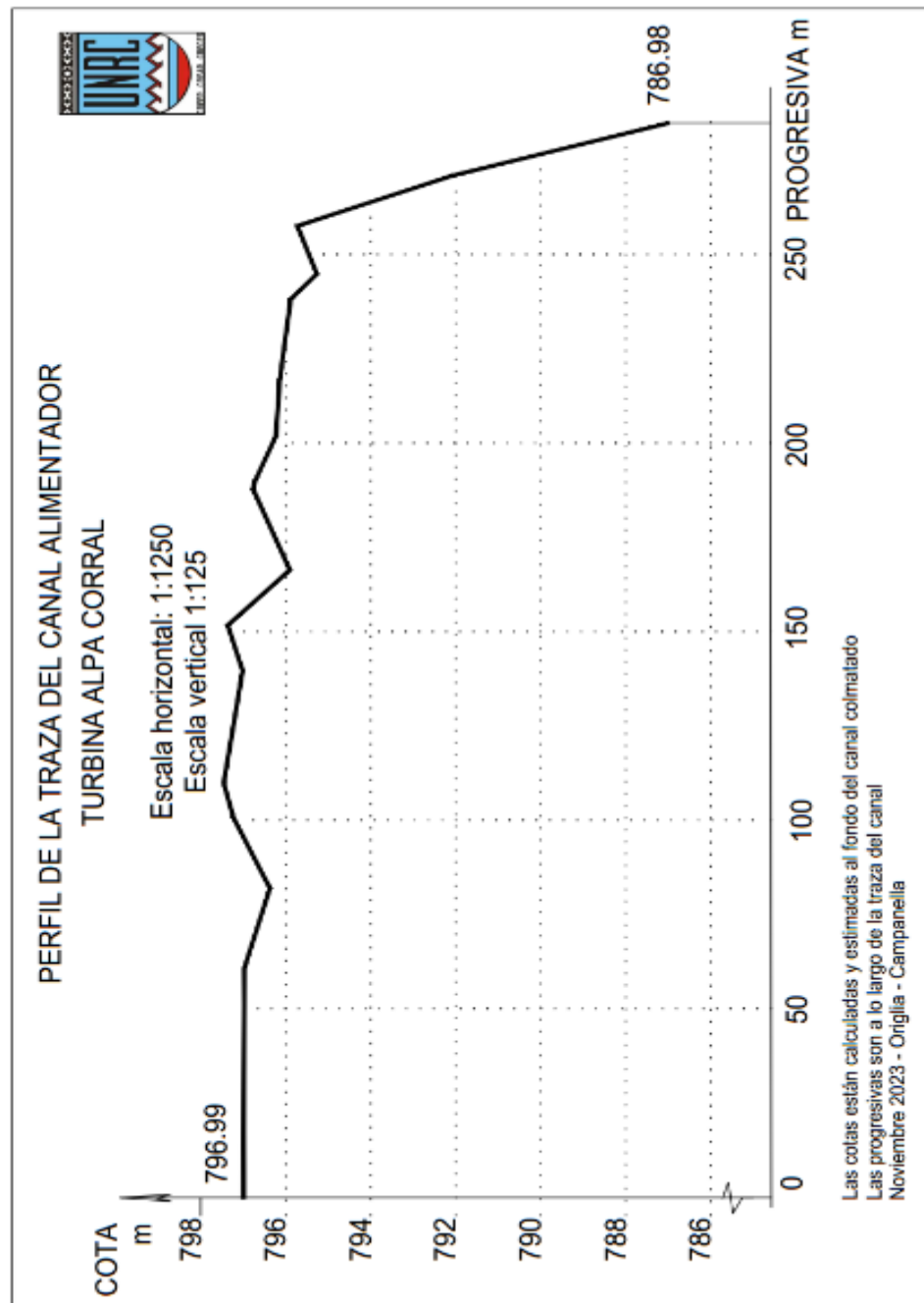


ILUSTRACIÓN 34 PLANIALTIMETRÍA

Fuente: Origlia-Campanella 2024

8.1.1 Determinación del salto neto:

La determinación del salto neto es muy importante al momento de evaluar un recurso hídrico, y debe ser el más grande posible según las características del terreno.

Para determinar el salto neto de una central hidroeléctrica, es necesario definir los siguientes conceptos:

- **Salto bruto (Hb):** Es la diferencia de altura entre la toma de agua (azud o presa) y el punto de descarga del agua turbinada al río.
- **Salto útil (Hu):** Es el desnivel entre la superficie del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.
- **Salto neto (Hn):** Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas en todas las conducciones. Representa la máxima energía que se puede transformar en trabajo en el eje de la turbina.
- **Pérdidas de carga (Hp):** Son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal, tubería forzada, válvulas, rejillas, etc. Se miden como pérdidas de presión o altura de salto.

El salto bruto se puede estimar mediante un plano con curvas de nivel de la zona, pero para una determinación más precisa, es necesario realizar mediciones en el sitio. Se puede medir fácilmente con aparatos topográficos o un nivel de albañil. En la ilustración anterior se grafican las mediciones tomadas en el lugar con una estación total. En este caso de estudio, la ubicación del salto fue determinada en el primer proyecto realizado en la década del 40', eso determina el salto disponible. Si no se modifica la estructura civil actual ni la ubicación del proyecto, el salto bruto disponible es:

$$Hb = 297[m] - 287 [m] \cong 10 [m]$$

En la misma ilustración se puede ver que el salto útil sería:

$$Hu = 796,22[m] - 786,88[m] \cong 9[m]$$

Es importante destacar que en el momento en que se realizaron la medición con la Estación Total, la cámara de descarga estaba completamente colmatada, como puede verse en la ilustración siguiente. Por usar un criterio conservativo, se considera el nivel del terreno actual.

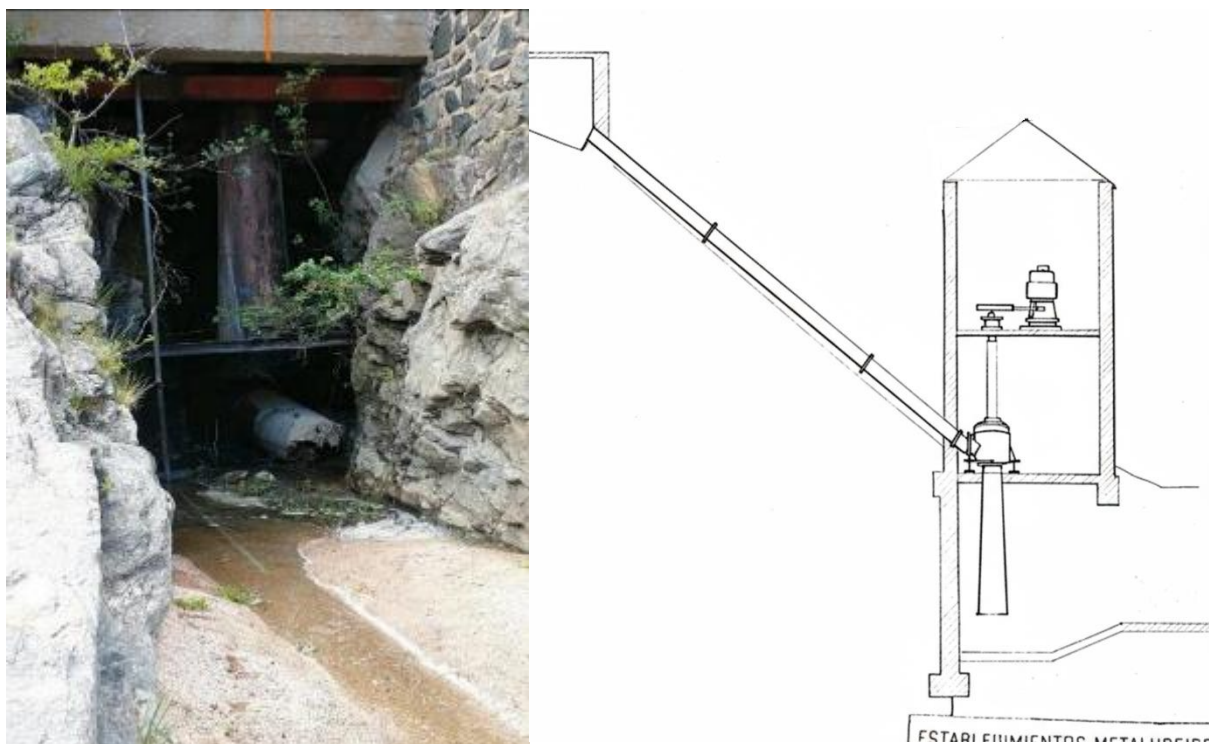


ILUSTRACIÓN 35 TUBO DE DESFOGUE, FOTO Y RECORTE DE PLANO ORIGINAL MEJORADO

Fuente: Propia

Como se aprecia en la imagen, un tramo del tubo de desfogue de aproximadamente dos metros de largo se encuentra desprendido. La salida de la turbina debería respetar la configuración como en la siguiente ilustración.

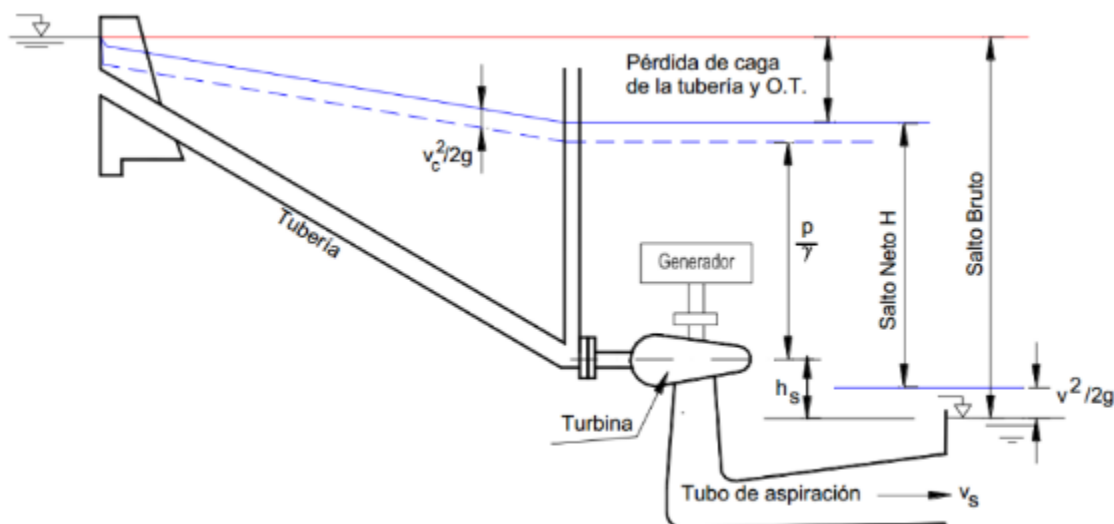


ILUSTRACIÓN 36 ESQUEMA CENTRAL CON TURBINA FRANCIS DE EJE VERTICAL

Fuente: Marchegiani, (s.f)

Para finalmente calcular el salto neto, “se suele suponer que las pérdidas de carga son del orden del 5% al 10% del salto bruto” (ONUDI, s.f.), queda determinado como:

$$H_n = H_b - H_p = 10[m] - 1[m] = 9[m]$$

Es importante aclarar que el cálculo de las pérdidas, no se basó en el estado actual de la infraestructura, dimensiones, rugosidades estimadas, sino que es una suposición conservadora dentro del rango propuesto por ONUDI.

8.2 Evaluación del recurso hidroeléctrico

“En proyectos de Minicentrales Hidroeléctricas, el estudio hidrológico tiene por objetivos determinar la disponibilidad del recurso agua en la fuente y por otra parte calcular la crecida de diseño de las obras de toma, asociada a un período de retorno.

Para determinar la disponibilidad del recurso agua es necesario elaborar una curva de duración de caudales a partir de caudales medidos en la fuente. (Espinosa et al., 2021)”

En el caso de estudio, no fue necesario realizar medidas sobre el cauce del río ya que se dispone de mediciones históricas. De la web del Sistema Nacional de Información Hídrica de la Subsecretaría de Recursos Hídricos que depende de la Secretaría de Obras Públicas del Ministerio de economía (<https://snih.hidricosargentina.gob.ar/Filtros.aspx>) se obtienen los datos de caudal medio por mes desde el 28/02/1938 hasta 01/06/1981, de esta manera se usan 516 datos para el análisis.

En los estudios hidrométricos, se denomina Módulos Anuales o Parciales a los caudales medios de los períodos anuales. El Caudal Módulo del Río es el valor medio del caudal en todo el período considerado.

El Caudal Módulo del Río las Barrancas es:

$$Q_{med} = 4,1 \text{ m}^3/\text{seg}$$

“La curva de duración es una técnica, anteriormente mencionada, que puede ser de interés en proyectos de minicentrales hidroeléctricas. Generalmente se presenta en un gráfico con las magnitudes como ordenadas y los porcentajes de tiempo como abscisas. El procedimiento para elaborar esta curva, dado un registro de caudales de n valores para un período de tiempo definido, es el siguiente:” (Espinosa Jiménez, 2021)

- “1) Se dividen los n valores en intervalos de clases de igual tamaño.
- 2) Se determina el número de valores que quedan comprendidos en cada uno de los intervalos de clases de igual tamaño (se determina el número de ocurrencias).
- 3) Se determina el número de veces que un caudal (Q) es mayor o igual al límite inferior de un intervalo (LI). Para ello se acumula el número de ocurrencias de los intervalos. Este número se divide por n y se convierte en porcentaje.

4) Al diagramar este porcentaje contra el límite inferior del intervalo de clases correspondiente, se obtiene la curva de duración.” (Espinosa Jiménez, 2021)

Siguiendo este método es posible obtener la siguiente curva de caudales:

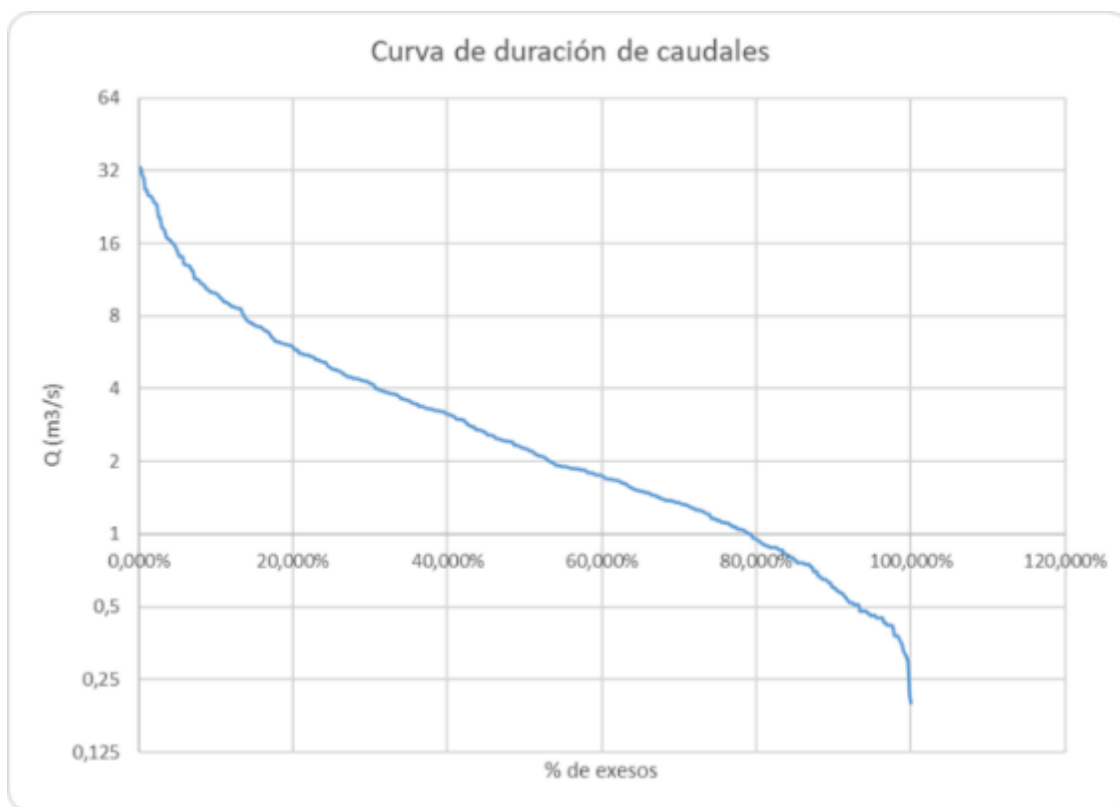


ILUSTRACIÓN 37 CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES

Fuente: Propia

“Las curvas de duración de caudales tienen formas típicas que dependen de las características de las cuencas vertientes. En cuencas de montaña, por ejemplo, la pendiente pronunciada en el tramo inicial de la curva indica que los caudales altos se

presentan durante períodos cortos, mientras que en los ríos de llanura no existen diferencias muy notables en las pendientes de los diferentes tramos de la curva.” (Pereira)

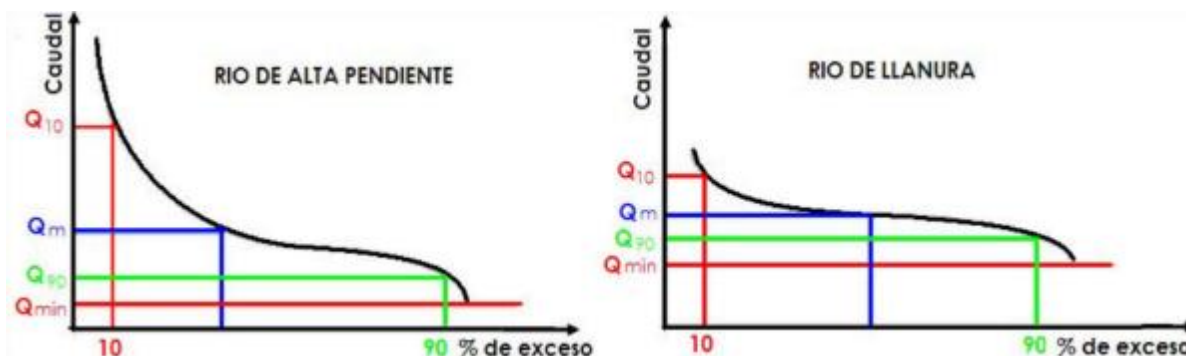


ILUSTRACIÓN 38 EJEMPLOS DE CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES

Fuente: Pereira

Se puede considerar que el río Las Barrancas tiene la forma típica de un recurso semi montañoso, ya que se aprecia una gran variabilidad de caudales (Curva empinada).

Según Pereira se pueden destacar los siguientes valores característicos de caudales:

Caudal Máximo Absoluto (0%) = 32,88 [m3/s]

Caudal Máximo Característico (5%) = 14,57 [m3/s]

Caudal Semipermanente (50%) = 2,26 [m3/s]

Caudal Mínimo Característico (95%) = 0,46 [m3/s]

Caudal Mínimo Absoluto (100%) = 0,2 [m3/s]

El Sistema Nacional de Información Hídrica publica un informe sobre el río en el cual se puede constatar los valores antes mencionados.

AÑO	CAUDALES MEDIOS MENSUALES(m³/seg)												DERRAME ANUAL [mm³]	CAUDAL ESPECÍFICO [l/s/km²]	ESCURR. SOBRE LA CUENCA [mm]	CAUDALES(m³/s)		
	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO				MÁXIMO DIARIO	MEDIO DIARIO	MEDIO ANUAL
1966-67	1.16	1.05	8.75	2.98	3.48	3.23	2.43	5.59	2.09	1.45	1.42	1.53	91.9	18.2	574	47.0	1.05	2.91
1967-68	2.78	3.81	4.38	3.55	2.83	4.20	4.72	2.28	2.13	2.46	1.69	3.08	99.8	19.7	624	25.0	1.13	3.16
1968-69	1.90	2.57	1.66	6.49	3.58	1.89	4.89	1.57	1.80	1.55	1.25	1.00	79.7	15.8	498	61.0	0.73	2.51
1969-70	0.89	0.80	1.44	2.51	7.23	3.32	3.64	1.62	1.63	1.38	1.42	1.38	71.7	14.2	448	37.0	0.50	2.21
1970-71	1.12	1.36	2.55	3.24	7.36	3.26	3.60	2.26	1.01	0.93	0.78	1.09	75.1	14.9	469	36.0	0.58	2.38
1971-72	0.87	0.83	1.04	1.46	3.38	3.31	2.69	2.27	1.26	0.90	0.88	0.75	51.6	10.2	322	22.0	0.27	1.63
1972-73	2.82	1.28	5.52	5.53	2.79	2.43	4.39	2.71	1.48	1.75	1.55	1.60	88.9	17.6	556	43.0	0.58	2.81
1973-74	1.16	1.82	1.07	2.97	5.18	2.33	2.97	2.57	3.95	3.16	1.88	2.65	83.6	16.6	523	35.0	0.58	2.61
1974-75	1.67	4.63	2.20	2.69	4.32	4.41	4.46	3.13	1.86	1.76	1.35	1.93	90.3	17.9	564	22.0	0.97	2.86
1975-76	1.84	1.51	1.69	1.64	0.96	4.21	2.31	1.69	2.01	1.28	1.14	1.21	56.3	11.1	352	15.0	0.42	1.78
1976-77	2.41	1.90	5.11	5.40	5.20	6.26	3.78	3.37	1.68	1.32	1.11	1.07	101	20.0	630	19.0	0.13	3.15
1977-78	0.92	1.91	1.90	4.41	6.99	10.3	8.68	3.25	1.50	1.33	1.11	0.80	112	22.2	701	157	0.58	3.54
1978-79	3.38	1.92		6.10		11.0	3.00	3.30	1.76	1.86	2.42	1.40						
1979-80	1.58	0.86	2.98	12.9	3.88	23.6	4.78	5.43	1.70	0.88	0.47	0.22	154	30.4	961	143	0.18	4.86
1980-81	0.20	1.21	1.26	2.62	5.79	2.08	1.80	1.34	0.45	0.31								
PROM	1.31	4.73	4.59	7.72	8.53	6.19	6.76	4.01	1.90	1.33	1.17	1.03	129	25.5	805	145	0.48	4.08
MAX	3.38	28.7	23.4	26.7	32.9	30.7	20.5	16.4	5.94	3.81	8.76	3.08	328	65.1	2.052	410	1.13	10.4
MIN	0.20	0.46	0.58	0.38	0.96	0.75	1.78	0.51	0.43	0.31	0.33	0.22	51.6	10.2	322	15.0	0.10	1.63
DURACIÓN DE CAUDALES MEDIOS MENSUALES - PERÍODO 1937-38/1980-81 ** 44 AÑOS CON REGISTRO **																		
	Máximo	5	10	20	25	30	40	50	60	70	75	80	90	95	Mínimo			
CAUDALES (m³/s):	32.9	14.1	9.82	5.80	4.83	4.19	3.13	2.26	1.73	1.35	1.14	0.95	0.61	0.46	0.20			
% DEL MÓDULO:	806	345	241	142	118	103	76.7	55.3	42.4	33.0	27.9	23.3	14.8	11.3	4.90			

ILUSTRACIÓN 39 INFORME SISTEMA NACIONAL DE INFORMACIÓN HÍDRICA

Fuente: Hídricos Argentina. (s.f.), recuperado en 2025

8.2.1 Curva de régimen medio

“La curva de régimen medio es aquella en la que se representan los Q (m^3/s) medios en ordenadas y el tiempo (meses) en abscisas. La curva comienza en el día de menor caudal del estiaje del río (comienzo del año hidrológico):” (Pereira). Según Pereira estas curvas pueden clasificarse según su forma en:

- Curva de régimen simple: Un solo máximo y un solo mínimo anual con preponderancia de un único tipo de alimentación, pluvial o glaciar.
- Curva de régimen complejo: Presentan generalmente dos máximos y dos mínimos anuales (o un máximo, pero debido a dos causales que ocurren contemporáneamente), alimentación, nivopluvial y nivo-glaciar.
- Curva de régimen mixto: Tiene combinación de causas diferentes que se producen en cuencas de drenaje muy extensas, características solo de los grandes ríos.

En este caso, la curva es informada por el Sistema Nacional de Información Hídrica, y si bien es posible observar sólo un máximo absoluto y un mínimo, pudiendo clasificarla como de régimen simple:

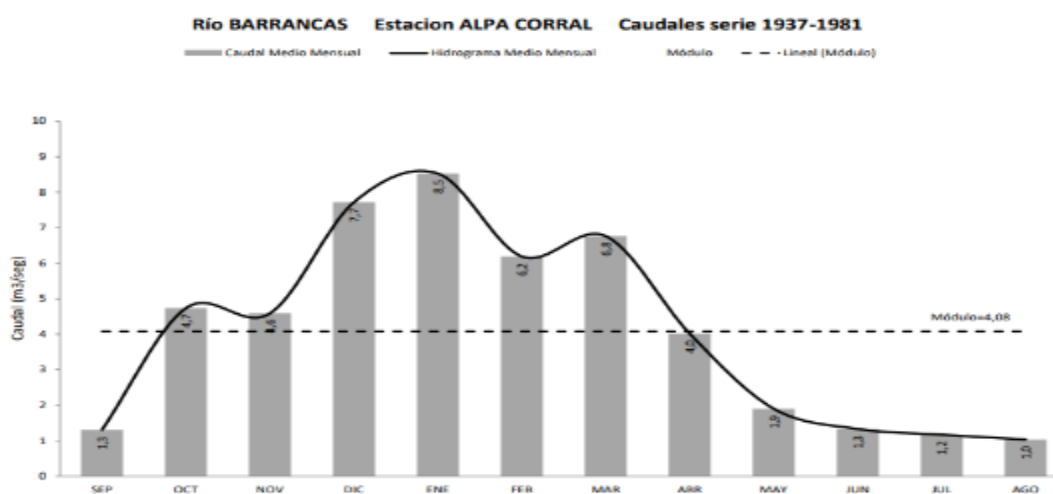


ILUSTRACIÓN 40 CURVA DE RÉGIMEN MEDIO

Fuente: (Hídricos Argentina, 2025)

Los aprovechamientos hidroeléctricos, como es este caso, que toman el agua en un punto determinado del río y la restituyen al cauce natural en otro, situado aguas abajo, deben disponer de un caudal mínimo capaz de mantener el funcionamiento del ecosistema fluvial. (Andrada, 2013)

8.2.2 Caudal ecológico

“El caudal ecológico, el cual está fijado por el organismo de la cuenca y en caso de no conocerlo, se estima un caudal igual al 10% del caudal medio interanual” (Segundo, 2013)

En este caso de estudio, se propone que el caudal ecológico sea el 10% del Q_m que se obtuvo promediando los 516 datos, resultando así:

$$Q_{eco} = 0,41 \text{ m}^3/\text{s}$$

8.2.3 Caudal de equipamiento

El caudal de equipamiento (Q_e) es un parámetro crucial en el diseño de centrales hidroeléctricas, ya que se refiere al caudal que puede ser utilizado para generar energía a través de una turbina hidráulica.

La elección y cálculo de este caudal son fundamentales porque el objetivo principal al determinar el caudal de equipamiento es asegurar que la central hidroeléctrica genere la máxima cantidad posible de energía, en función de las características hidrológicas del río o fuente de agua.

“A veces no se elige el caudal que proporciona mayor producción, ya que hay que tener en cuenta otros factores como pueden ser: la inversión necesaria, instalaciones ya existentes que condicionan el caudal a derivar (por ejemplo, canales, túneles, etc.)” (Segundo, 2013)

Para este caso y observando la ilustración 37 y evaluando la duración de caudales medios se optó por definir el caudal como:

$$Q_e = Q_{40\%} - Q_{eco} = 2,72 \text{ m}^3/\text{s}$$

8.2.4 Caudal mínimo técnico

Se conoce como caudal mínimo técnico (Q_{mt}) a aquel directamente proporcional al caudal de equipamiento con un factor de proporcionalidad " K " que depende del tipo de turbina utilizada en el proyecto, como se puede ver en la Ilustración.

Tipo de turbina	K
Pelton	0,1
Kaplan	0,25
Semikaplan	0,40
Francis	0,40

ILUSTRACIÓN 41 FACTOR DE PROPORCIONALIDAD K

Fuente: (Segundo, 2013)

Como primera aproximación y considerando que la turbina a instalar que cumple con todos los requisitos para este proyecto es la Francis, el Q_{mt} queda:

$$Q_{mt} = k * Q_e = 1,09 \text{ m}^3/\text{s}$$

Según se puede ver en la ilustración 40 no existe ningún mes donde el Q_{mt} promedio sea menor al que requiere la turbina para funcionar. Sin embargo, si a este valor se le descuenta el caudal ecológico, en los meses de Junio Julio y Agosto quedaría por debajo de Q_{mt} . Esto coincide con la información proporcionada con habitantes de la localidad que aseguran que “el río prácticamente se seca en invierno”. Es crucial aclarar esta distinción y su implicación: si el caudal cae por debajo de Q_{mt} , la central no podrá operar continuamente, lo cual afecta significativamente la producción de energía anual y la factibilidad económica. En este estudio se decide tomar un criterio conservador y no considerar generación de energía durante estos tres meses.

8.3 Evaluación y selección de tecnologías disponibles de turbina.

Para seleccionar una turbina, “el punto de partida es analizar las características hidráulicas del sitio, principalmente la altura de salto neta y el caudal disponible” (Marchegiani, s.f). Cosa que fue realizada en el capítulo anterior.

Se puede inferir que por las características del proyecto original y debido a los valores obtenidos anteriormente, la turbina más apropiada para ubicar en el río Las barrancas es de tipo Francis. En la siguiente imagen se marcó con naranja el punto de este proyecto.

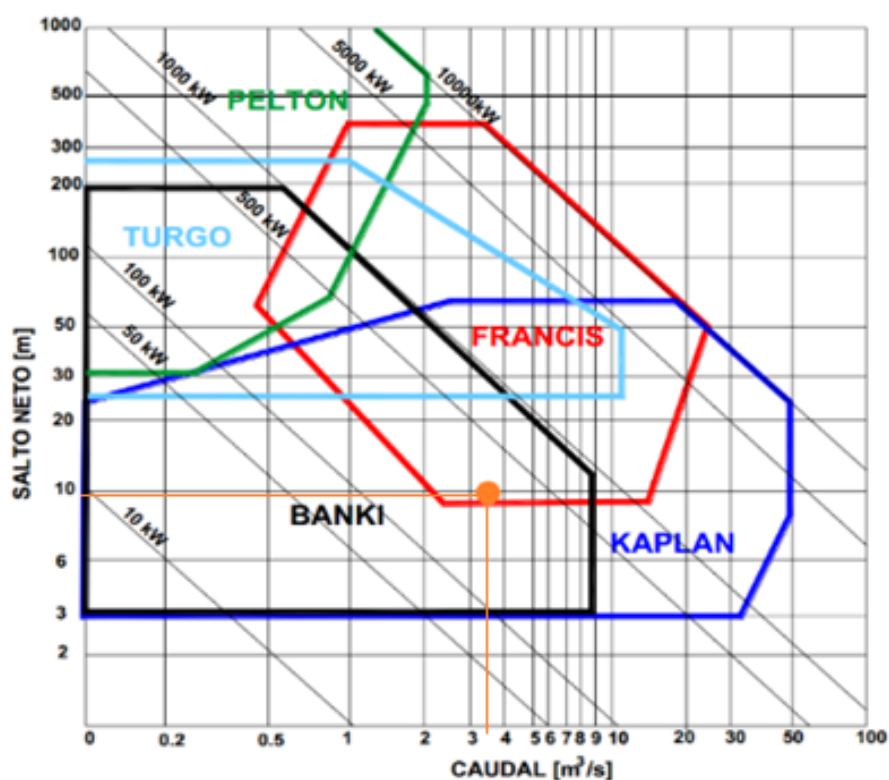


ILUSTRACIÓN 42 TIPO DE TURBINA SEGÚN CAUDAL Y ALTURA

Fuente: (Marchegiani, s.f)

Para confirmar la afirmación, se calcula a continuación la velocidad específica de la turbina, que es un indicador clave para elegir el tipo y forma más apropiados. La velocidad específica relaciona la velocidad de giro, la potencia y la altura neta.

Además de la altura, el caudal y la velocidad específica resultante, es fundamental considerar la velocidad de rotación deseada, influenciada por la conexión al generador. Según A. Marchegiani también se debe evaluar el riesgo de cavitación, utilizando la sigma de Thoma y la altura de instalación de la turbina respecto al nivel de descarga. La eficiencia de la turbina cuando opera con caudales parciales es otro factor importante.

Finalmente, se deben tener en cuenta aspectos prácticos como el costo de compra y mantenimiento, la disponibilidad de fabricantes y la configuración de la central eléctrica (que en este caso quedará determinada por la infraestructura ya instalada).

8.3.1 Velocidad específica:

La velocidad específica constituye un excelente criterio de selección, en este proyecto y con los supuestos que se realizaron con anterioridad, para generar energía eléctrica con un salto neto de 9 metros, utilizando una turbina de una potencia supuesta de 150 kW directamente acoplada a un generador standard de 500 rpm (considerando un generador de 6 pares de polos), se calcula la velocidad específica, según la siguiente ecuación:

$$n_s = \frac{n\sqrt{P}}{Hu^{1.25}} = \frac{500\sqrt{150}}{9^{1.25}} = 393$$

El tipo de turbina a seleccionar se verificará mediante la velocidad específica calculada, utilizando un método gráfico que se detalla en la siguiente ilustración, en la misma se disponen de 4 ejes, Potencia en el eje, Altura neta, Velocidad de Rotación y por último la velocidad específica y el tipo de turbina con sus rangos de n_s .

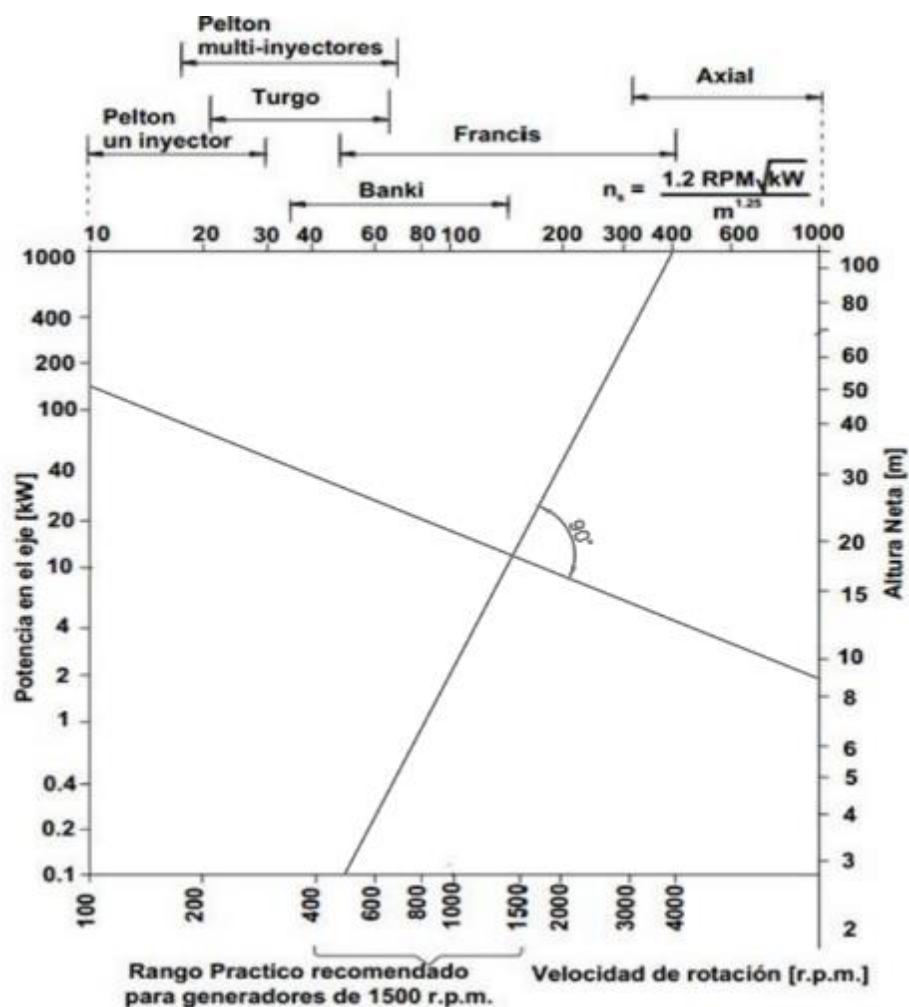


ILUSTRACIÓN 43 SELECCIÓN DE LA TURBINA POR VELOCIDAD ESPECÍFICA

Fuente: Propia

Del método utilizado se deduce que la única elección posible es una turbina Francis, esto se debe a la cantidad de polos supuesta en el generador, sin embargo, es importante aclarar que tanto la turbina como el generador en este tipo de proyectos se diseñan a medida.

En el caso de suponer la velocidad de rotación como la del proyecto original, como se realizó para otros parámetros, la velocidad específica indicaría que ya no es posible utilizar para este aprovechamiento una turbina Francis y se debería usar una turbina axial.

Se puede inferir que, por las características del proyecto original, del cual se utilizará la obra civil, tomando en cuenta que la zona es inundable por lo cual es imperioso que el generador quede sobre elevado respecto a la turbina y debido a los valores obtenidos anteriormente, se concluye que la turbina más apropiada para ubicar en el río Las barrancas es de tipo Francis de eje vertical, lo que permite colocar el generador sobre elevado.

Las características de la obra civil y del terreno existentes obligan, en cierta forma, a la selección de turbina Francis debido a que el salto neto tiene una parte debida a la tubería forzada, aproximadamente 3 metros, y el resto depende del tubo de aspiración o difusor. “El difusor tiene como misión recuperar el mayor porcentaje posible de la pérdida de energía cinética correspondiente a la velocidad a la que el agua sale del rodete, y su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica...” Un difusor bien diseñado permitirá instalar la turbina por encima del nivel del canal de descarga sin perder prácticamente altura de salto.” (Marchegiani, s.f).

8.3.2 Cavitación

Como se desarrolló anteriormente, el fenómeno de cavitación es completamente indeseable deteriorando y generando la necesidad de una pronta reparación o reemplazo del rotor de una turbina.

Es por este motivo que es muy importante calcular la altura a la que debe instalarse una turbina sobre el nivel del agua para que no exista este fenómeno. En este caso de estudio, como ya se dispone de la obra civil, se debería realizar una verificación para confirmar si fuese un problema para tener en cuenta.

Según el autor Ariel R. Marchegiani en “Turbinas Hidráulicas” “la experiencia demuestra que existe un coeficiente, llamado σ_T de Thoma, que define con bastante precisión, bajo que parámetros tiene lugar la cavitación. Este coeficiente se define por la ecuación:”

$$\sigma_T = \frac{H_{suc}}{H}$$

en la que H_{suc} es la altura de succión neta positiva y H la altura neta de salto.

$$H_{suc} = H_{atm} - h_s - H_{vap} + \frac{Vd^2}{2g} + H_1$$

en la que:

H_{atm} es la altura en metros de la columna de agua equivalente a la presión atmosférica del lugar donde está la central.

H_{vap} es la presión del vapor de agua, en m de columna de agua, a su paso por la turbina.

h_s es la altura de aspiración, o distancia entre el eje del rodete en turbinas de eje horizontal, o de su plano de referencia en turbinas de eje vertical, y la lámina de agua en el canal de descarga.

Vd es la velocidad media del agua al salir al canal de descarga.

H_1 es la pérdida de carga en el difusor.

Si despreciamos las pérdidas de carga en el difusor y la altura correspondiente a la velocidad de salida Vd , el valor sigma crítico del aprovechamiento vendrá definido por la ecuación:

$$\sigma_T = \frac{H_{atm} - h_s - H_{vap}}{H}$$

Para que no haya cavitación, la turbina deberá instalarse, como mínimo, a una altura h_p sobre el nivel de agua en el canal de descarga dada por la ecuación:

$$h_s = H_{atm} - H_{vap} - \sigma_T H$$

La sigma de una turbina es una función de su velocidad específica y el proyectista deberá solicitarla del fabricante. De todos modos, varios autores, basándose en estudios estadísticos, han establecido para las turbinas Francis y Kaplan, la siguiente correlación entre σ_T y velocidad específica:

$$\text{Francis } \sigma_T = 7,54 \times 10^{-5} n_s^{1,41}$$

Para la turbina en Alpa Corral entonces tendremos:

$$\sigma_T = 7,54 \times 10^{-5} (393)^{1,41} = 0,343$$

$$H_{atm} = 9,3 \text{ m}$$

$$H_{vap} = 0,09 \text{ m}$$

$$H = 9 \text{ m}$$

Por lo que, reemplazando los valores en la anterior ecuación, se obtiene:

$$h_s = H_{atm} - H_{vap} - \sigma_T H = 9,3 \text{ m} - 0,09 \text{ m} - (0,343 * 9 \text{ m}) = 6,12 \text{ [m]}$$

Con este resultado se verifica que para el proyecto de Alpa Corral no existiría problemas de cavitación si se instalara una turbina Francis como es el proyecto original.

8.4 Energía que aportaría al sistema eléctrico de Alpa Corral

Para la futura evaluación económica es necesario realizar una estimación de la energía producida anualmente por el aprovechamiento.

Con este objetivo se realizó una tabla dinámica en Excel, la cual permite realizar promedio de los valores de caudales que se corresponden a cada mes de año, y de este modo obtener el caudal medio mensual característico. Una vez obtenido este valor se resta el caudal ecológico (Qeco), y se verifica que el resultado sea mayor al caudal necesario para que la turbina funcione (Qmt). Con este resultado, se procede a calcular la energía multiplicando la potencia disponible por mes, por las horas de cada mes como se muestra en la siguiente Ilustración.

Etiquetas de fila	Qmedio-Qeco	Q[m3/s] DISP.	Días del mes	POT. MAQ.	POT (kW)	POTENCA DISPONIBLE REAL (kW)	Energía mensual (MWh/mes)
1	8,12	8,12	31	150	556,8	150,00	78,12
2	5,76	5,76	28	150	394,9	150,00	70,56
3	6,00	6,00	31	150	411,5	150,00	78,12
4	3,19	3,19	30	150	219,2	150,00	75,60
5	1,37	1,37	31	150	94,1	94,06	48,99
6	0,82	0,00	30	150	0,0	0,00	0,00
7	0,79	0,00	31	150	0,0	0,00	0,00
8	0,66	0,00	31	150	0,0	0,00	0,00
9	2,04	2,04	30	150	140,2	140,24	70,68
10	4,08	4,08	31	150	280,1	150,00	78,12
11	4,17	4,17	30	150	286,4	150,00	75,60
12	7,34	7,34	31	150	503,7	150,00	78,12

ILUSTRACIÓN 44 CÁLCULO DE ENERGÍA

Fuente: Propia

Es importante destacar que en esta estimación se considera que en los meses de Junio, Julio y Agosto no se va a producir energía debido que el promedio de caudal para ese mes no supera el Qmt, lo que podría ser considerado un criterio conservador, sin embargo, por medio de entrevistas con lugareños y observación visual, se cree que es correcto.

Haciendo la suma de energía producida por cada mes se obtiene la energía anual esperada:

$$\text{Energía anual} = 654 \text{ MWh/año}$$

Este monto equivaldría a decir que abastecería en promedio un aproximado de 218 hogares, según la demanda estimada de un hogar, en el censo de INDEC 2022

9 ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DEL PROYECTO.

El objetivo principal de este capítulo es realizar un análisis exhaustivo del perfil de inversión, tanto económico como financiero, del proyecto de generación hidroeléctrica en Alpa Corral. Para ello, se ha recopilado información de diversas entidades nacionales y provinciales, así como de actores clave en el sector, incluyendo la Secretaría de Energía, CAMMESA, el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Córdoba, EPEC, la Cooperativa Alpacorralense de Electricidad y Servicios Públicos Ltda. y la empresa especializada Microwatt. La evaluación se fundamenta en un estudio ingenieril, geológico y ambiental previo. Tello, D., & Bonessi, P. (2024).

Este capítulo busca determinar la viabilidad del PAH de Alpa Corral a través de métricas de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y, de manera crucial, el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), considerando diferentes estructuras de capital. La relevancia de este análisis radica en la necesidad de proveer una visión clara que facilite la toma de decisiones sobre la aceptación o el rechazo del proyecto.

9.1 Evaluación de proyectos energéticos

La evaluación de la rentabilidad de un proyecto de inversión es un proceso complejo que tradicionalmente se aborda mediante el método de Flujo de Fondos Descontados. Dentro de esta metodología, las métricas más comúnmente empleadas para determinar la viabilidad son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). No obstante, en la industria energética, estas métricas presentan limitaciones significativas que han impulsado la adopción de un enfoque más especializado: el Costo Nivelado de la Energía (LCOE).

9.2 Limitaciones del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Si bien el VPN y la TIR son herramientas valiosas para evaluar la ganancia neta y la rentabilidad porcentual de una inversión, respectivamente, su aplicación en proyectos de energía revela ciertas deficiencias.

9.2.1 Limitaciones del VPN:

El cálculo del VPN depende directamente de la tasa de descuento utilizada, que a menudo se basa en supuestos como el Costo Medio Ponderado de Capital (WACC). Al ser un supuesto, el valor resultante del VPN es una aproximación y no un valor exacto.

Un VPN negativo suele indicar que un proyecto no es rentable y debería ser rechazado. Sin embargo, en el contexto de proyectos energéticos, un VPN negativo podría tener otras interpretaciones, como la posibilidad de demorar el proyecto para un futuro en el que el valor presente se torne positivo, o bien que el proyecto actúe como un "apalancador" para otras inversiones que sí generen un VPN positivo general. Spagnoletta, C. (2021)

9.2.2 Limitaciones de la TIR:

La TIR se define como la tasa que iguala el VPN a cero. No obstante, en proyectos con flujos de fondos que presentan múltiples cambios de signo (es decir, secuencias de ingresos y costos con alternancia), pueden existir múltiples tasas internas de retorno, lo que genera ambigüedad y dificulta la interpretación de la rentabilidad real del proyecto.

Una TIR negativa no siempre implica la peor opción, ya que la intuición de la rentabilidad puede ser engañosa cuando se compara con flujos de fondos con diferentes distribuciones en el tiempo.

Existen escenarios en los que el ranking de proyectos basado en la TIR puede ser contradictorio al ranking basado en el VPN, llevando a decisiones de inversión subóptimas. Esto subraya que la TIR, aunque ampliamente utilizada, puede ser teóricamente incorrecta y arrojar resultados ambiguos o engañosos.

Las limitaciones mencionadas del VPN y la TIR radican en que no consideran factores intrínsecos de la industria energética, como la capacidad de generación de las plantas, la diversidad de tecnologías o el tipo de contrato de venta. Esto los hace menos precisos para la valuación y comparación de proyectos en este sector. Spagnoletta, C. (2021)

9.3 El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) como métrica superior

Ante las deficiencias de las métricas tradicionales, el Costo Nivelado de la Energía (LCOE por sus siglas en inglés, *Levelized Cost of Energy*) emerge como un indicador más completo y eficaz para la evaluación de proyectos energéticos. El LCOE permite calcular el precio de equilibrio (o *breakeven*) al que se debe vender la electricidad generada por un activo para compensar los costos totales de producción durante su vida útil. Se expresa en dólares estadounidenses por Megavatio hora (USD/MWh).

9.3.1 Ventajas del LCOE:

A diferencia del VPN y la TIR, el LCOE estandariza los costos por unidad de energía generada (USD/MWh), lo que facilita la comparación de proyectos con diferentes escalas, tecnologías o incluso en distintas regiones del mundo.

El LCOE incorpora elementos cruciales para la valoración energética que no son capturados por el VPN o la TIR. Estos incluyen:

1. Factor de Capacidad: Refleja la capacidad real de generar energía en relación con la capacidad máxima posible en un período determinado. Este factor es fundamental para calcular el costo de un proyecto, especialmente en energías renovables que dependen de factores climáticos y presentan intermitencias.
2. Curva de Aprendizaje: Reconoce que los costos de producción unitarios de la tecnología (paneles solares o turbinas eólicas) se reducen a medida que aumenta la experiencia y el volumen de producción acumulado. Esta tendencia a la baja en los costos de capital y operación se ha observado históricamente en las energías renovables.

3. Degradación del Material y Estacionalidad: Considera la disminución del rendimiento de los equipos a lo largo del tiempo y las variaciones estacionales en la generación.
4. Tipo de Contrato: Tiene en cuenta la forma en que se determina el precio de venta de la energía.
5. Análisis Estratégico: Permite realizar análisis históricos de costos, proyecciones futuras, comparaciones geográficas y estratégicas entre países y regiones, y evaluar la competitividad entre distintas tecnologías de generación de energía.
6. Componentes del LCOE: El cálculo del LCOE puede expresarse de manera general a partir de la suma de sus componentes nivelados, o de manera particular a partir de la sumatoria de los costos y la energía generada a lo largo de la vida útil del proyecto, ambos descontados a una tasa. La fórmula general es:

$$LCOE = LCC + LFOM + TI + IC - S$$

Donde:

LCC (Levelized Capital Cost): Son los gastos de capital por megavatio generado, incluyendo el costo del material necesario para generar energía, considerando el factor de capacidad del equipo, impuestos y depreciación.

LFOM (Levelized Fixed O&M): Son los costos permanentes de operación y mantenimiento por megavatio, que incluyen el mantenimiento de activos y otros costos administrativos, y que tienen en cuenta el factor de capacidad del equipo.

TI (Transmission Investment): Representa los costos asociados al sistema de transmisión necesario para transportar la electricidad desde la planta de generación hasta la zona de demanda.

IC (Integration Cost): Son los costos adicionales necesarios para mantener el requerimiento del cliente

S (Subsidies/Taxes): Incluye el impacto de subsidios o impuestos en el costo final.

Adicionalmente, otros conceptos básicos del flujo de fondos descontado, como el Factor de Recuperación (CRF), las horas por año, la tasa impositiva y el valor presente de la depreciación, son cruciales para el cálculo de los componentes del LCOE.

9.4 Contexto global y argentino de las energías renovables y el LCOE

El LCOE es una métrica de vital importancia en el actual escenario global, marcado por el Acuerdo de París (2015) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Estos acuerdos internacionales buscan limitar el calentamiento global y promover el acceso a energía asequible y no contaminante (ODS 7), así como la acción por el clima (ODS 13). La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y la Agencia Internacional de Energía (AIE) calculan anualmente el LCOE promedio a nivel mundial, confirmando que la energía solar y eólica han experimentado una notable reducción de costos entre 2010 y 2020, volviéndose competitivas frente a los combustibles fósiles.

Argentina, asumió el compromiso de no exceder 349 millones de toneladas de CO₂e para 2030 y alcanzar un desarrollo neutral en carbono para 2050, la Ley 27.191 estableció el objetivo de alcanzar un 20% de la matriz energética con fuentes renovables para 2025. Programas como "Renovar" han buscado impulsar esta transición, con precios promedio adjudicados de menos de US\$70/MWh para eólica y US\$76/MWh para solar. La matriz energética argentina ya ha mostrado un crecimiento en energías renovables, pasando del 2% en 2018 al 10% en 2025, sin incluir Hidro>50MW, y un 34% si se incluye.

Cálculos del LCOE para Argentina en 2020/2021 sitúan la energía solar entre USD \$41.57 y USD \$62.80/MWh, y la energía eólica entre USD \$46.30 y USD \$59.85/MWh. Estos valores son considerados competitivos a nivel mundial, posicionando a Argentina favorablemente en la transición energética. La energía solar, en particular, puede ser más económica que la eólica debido a menores costos de capital (CAPEX) y mantenimiento.

9.5 Metodología de evaluación económica y financiera

Para determinar la viabilidad del Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico de Alpa Corral, se llevó a cabo una evaluación dual: económica y financiera. Ambas se fundamentan en el cálculo del Costo Nivelado de la Energía (LCOE) bajo supuestos y perspectivas distintas, permitiendo una visión integral de la rentabilidad del proyecto.

9.5.1 Evaluación económica

La evaluación económica se enfoca en la rentabilidad del proyecto en sí mismo, desvinculada de los riesgos macroeconómicos del país. Para este análisis, se consideran únicamente los riesgos inherentes a un proyecto de energía puro.

Se empleó una tasa de descuento anual del 6.7% en USD. Esta tasa se considera apropiada para proyectos de energía renovable, ya que refleja el costo de oportunidad de los recursos invertidos y captura beneficios sociales adicionales para la comunidad local y el medio ambiente. Esta tasa de corte es utilizada para determinar la viabilidad económica del proyecto, sin importar la fuente de financiación.

Los beneficios del proyecto se definieron como el ahorro de costos de la energía eléctrica que actualmente es provista por el Sistema Interconectado a través de EPEC, y que sería sustituida por la generación hidroeléctrica.

Los Costos Totales se calcularon sumando la Inversión Total (CAPEX) y los Gastos Anuales de Operación y Mantenimiento (OPEX)

El estudio se proyectó a un horizonte de 30 años, equivalente a la vida útil estimada de la turbina.

9.5.2 Evaluación financiera

La evaluación financiera, por su parte, analiza la rentabilidad desde la perspectiva del inversor o de quien aporta el capital. Este análisis se basa en la teoría de tasas apiladas y considera los riesgos locales asociados a la estructura de capital. Para esta evaluación, se

incluyeron conceptos como los aportes de capital propio y de terceros (deuda), así como un análisis de sensibilidad.

Se proponen tres escenarios para la estructura de financiamiento del proyecto hidroeléctrico:

- 100% Capital Propio
- 60% Deuda y 40% Capital Propio. Este escenario, representa el caso en que se consiguiese financiamiento ya sea bancario o de algún otro organismo gubernamental (Gobierno de la provincia de Córdoba), o internacional (Banco Interamericano de Desarrollo).
- 99% Deuda y 1% Capital Propio. Esta estructura solo sería posible en el caso de conseguir financiamiento de organismos internacionales cuyo objetivo no es financiero, sino que persigue objetivos ambientales y sociales, por lo que conlleva una tasa socialmente deseable

Cada una de estas estructuras de capital arroja diferentes costos de tarifa, medidos a partir del Costo Nivelado de la Energía (LCOE) del proyecto.

9.5.3 Parámetros específicos del proyecto

Para la cuantificación de los flujos de fondos y el cálculo del LCOE, se utilizaron los siguientes datos específicos del proyecto:

- Potencia Instalada (P): Se prevé la instalación de una potencia de 0,15 MW (megavatios) para el proyecto.
- Generación Anual de Energía: Se estima una generación anual de 654 MWh (megavatios hora) por año.
- Inversión Inicial (CAPEX): Basándose en la comunicación con personal de Microwatt, se estima un ratio medio de inversión de USD \$4000 por kW de potencia instalada. Esto implica una inversión inicial aproximada de USD \$600.000 para el proyecto. Es importante señalar que, según IRENA (2010), el CAPEX para centrales

hidroeléctricas muy pequeñas (≤ 1 MWe) puede oscilar entre USD \$3,400/kW y USD \$10,000/kW. La estimación de USD \$4000/kW para el proyecto de Alpa Corral, se encuentra dentro de este rango, siendo sensible a las condiciones específicas del sitio, como lo señalan tanto IRENA como la AIE.

- Operación y Mantenimiento Variable (OPEX): Se ha estimado que los costos de operación y mantenimiento serán del 2.5% sobre la inversión inicial (CAPEX). Los informes de IRENA indican que los costos anuales de OyM para la hidroeléctrica en general se encuentran típicamente entre el 1% y el 4% de los costos de inversión anuales, y para pequeñas centrales, pueden oscilar entre el 1% y el 6% o incluso más. La estimación del 2,5% para el Alpa Corral, se basa en el cálculo del salario de un operario de la CADEL, categoría 7, más las cargas sociales asociadas y un margen adicional anual para posibles repuestos y mantenimiento requerido por año.
- Tarifa eléctrica: En Abril de 2025, el precio monómico de la energía fue de USD \$95,14 por MWh, como valor neto de energía, sin incluir IVA ni impuestos provinciales. Sin embargo, este precio considera el costo demanda contratada por la cooperativa lo que se traduce en USD/MWh.
- Tipo de Cambio: Se consideró una tasa de cambio de ARS \$1185 equivalente a USD \$1 (Abril 2025).

9.6 Evaluación económica

La evaluación económica se centró en determinar el LCOE necesario para que el proyecto sea viable desde una perspectiva que abstraer los riesgos macroeconómicos, enfocándose en la rentabilidad intrínseca del proyecto energético.

Con una tasa de descuento del 6,7% en USD, se determinó que la tarifa necesaria de la energía (LCOE) para garantizar la viabilidad económica del proyecto es de USD \$ 94,65 por MWh.

Para evaluar la viabilidad económica, este LCOE calculado se comparó con el costo promedio de la energía pagado por la CADEL a EPEC en Abril de 2025, este costo fue de

USD \$95,14 por MWh. Al ser el LCOE necesario (USD \$94,66 por MWh) inferior al costo promedio de la energía pagado a EPEC, se concluye que el proyecto es económicamente viable si se considera este costo de EPEC como un ahorro para la Cooperativa.

Esto significa que, desde una perspectiva puramente técnica y de costos de oportunidad de capital en el sector de energía renovable, el proyecto genera un valor positivo para la economía al sustituir energía más costosa.

Concepto	2025	2026	...	2055
		1	...	30
Inversión inicial	-600.000			
Venta de Energía		61.903	...	61.903
Gastos operativos		-15.000	...	-15.000
Flujo Neto	-600.000	46.903	...	46.903

ILUSTRACIÓN 45 FLUJO DE FONDOS

Fuente: Propia

La tabla de flujo neto, aunque no completamente detallada en los resultados para un análisis completo de VPN y TIR aquí, indica una inversión inicial de USD \$600.000, con ventas de energía anual es de USD \$61.903 y costos de operación y mantenimiento de USD \$15.000, lo que resulta en un flujo neto anual de USD \$46.903 después del año de inversión.

9.7 Evaluación financiera

La evaluación financiera se realizó desde la perspectiva del inversor, considerando cómo las diferentes estructuras de capital y sus costos asociados impactan el LCOE y, por ende, la rentabilidad del proyecto en el contexto de los riesgos locales. Los resultados de esta evaluación son críticos para la toma de decisiones sobre la financiación del PAH de Alpa Corral.

Se analizaron tres alternativas de estructura de capital, cada una con su propia tasa de costo de capital (tasa de descuento) y el LCOE resultante:

9.7.1 100% Capital Propio:

Se considera una Tasa de Descuento de 24% en USD. Esta tasa refleja el mayor riesgo percibido por el inversor al financiar la totalidad del proyecto con recursos propios. El LCOE necesario para este caso es de USD \$243,47 por MWh.

Esta cifra supera significativamente el costo tarifario de referencia de 95,14 USD/MWh pagado por la Cooperativa a EPEC. Esto indica que, en ausencia de acceso a créditos o financiamiento externo, el proyecto no sería financieramente rentable para un inversor que busca un retorno acorde con el riesgo de aportar el 100% del capital.

9.7.2 60% Deuda y 40% Capital Propio:

En este escenario la Tasa de Descuento se consideró 15% en USD. Esta estructura reduce el riesgo percibido para el capital propio al introducir deuda, disminuyendo la tasa de costo de capital. El LCOE necesario es de USD \$162,66 por MWh. Aunque significativamente más bajo que en el escenario de capital propio, este LCOE aún supera el costo tarifario de referencia (USD \$95,14 por MWh). Mejora la perspectiva de rentabilidad, pero no la hace competitiva con el precio actual de la energía.

9.7.3 99% Deuda y 1% Capital Propio:

En este último escenario se consideró una Tasa de Descuento de 9% en USD. Esta estructura, con una alta proporción de deuda, implica el menor riesgo percibido para el capital propio y, por lo tanto, la tasa de costo de capital más baja. Es importante destacar que objetivo principal del proyecto no es financiero, sino que persigue objetivos ambientales y sociales, por lo que conlleva una tasa socialmente deseable. El LCOE necesario para una tasa del 9% es de \$112,24 USD/MWh. Este LCOE es algo superior al costo tarifario de referencia de \$95,14 USD/MWh. Sin embargo, al considerar el costo de oportunidad de los recursos invertidos y la captura de beneficios sociales y ambientales adicionales para la comunidad local y el medio ambiente, este LCOE se enmarca en una tasa de corte utilizada para determinar la viabilidad económica del proyecto desde una perspectiva más amplia, más allá de la fuente de financiación estrictamente comercial. Esto indica que, bajo este

escenario de alto apalancamiento con financiamiento socialmente orientado, el proyecto podría ser considerado financieramente viable dada la compensación por los beneficios no monetarios y los objetivos no comerciales perseguidos por el financiamiento.

LCOE (USD)	Tasa de corte		
	24%	15%	9%
243	0	344.989	878.605
163	- 221.647	0	334.368
112	- 357.682	- 217.545	0

ILUSTRACIÓN 46 MATRIZ DE ESCENARIOS FINANCIEROS

Fuente: Propia

Estos resultados resaltan la importancia crítica del acceso adecuado a fuentes de financiamiento (deuda) para garantizar la rentabilidad del proyecto. La capacidad de apalancamiento financiero, es decir, el uso de deuda para financiar una parte significativa de la inversión es fundamental en el contexto argentino, considerando los riesgos asociados al acceso a estas fuentes. Una estructura de capital altamente “apalancada” puede reducir significativamente los costos del proyecto (LCOE), lo que a su vez mejora su competitividad tarifaria.

9.8 Consideraciones finales

La discrepancia entre la viabilidad económica y la financiera subraya la importancia crítica del apalancamiento financiero para este tipo de proyectos en Argentina. Dada la naturaleza de las inversiones en energías renovables, que a menudo son intensivas en capital inicial (CAPEX), el acceso a deuda a tasas competitivas es fundamental para reducir el costo nivelado de la energía y hacer que el proyecto sea atractivo para los inversores. La materialización financiera depende de condiciones crediticias favorables que contengan una tasa socialmente deseable.

La sensibilidad del LCOE a los costos de transmisión (TI) es otro punto relevante, como se destacó. Aunque en este análisis no se desglosa el impacto del TI en su LCOE específico, al ubicar la planta cerca de la demanda, enfatiza la necesidad de una planificación estratégica de la ubicación y la infraestructura de conexión a la red. En el caso de Alpa Corral, su emplazamiento en el Río de las Barrancas, próximo a la Villa Jorcoricó, sugiere una posible ventaja en términos de cercanía al punto de demanda o interconexión existente, aunque este factor no fue cuantificado para el proyecto.

En virtud de los resultados, es recomendable que el proyecto de inversión asegure el acceso a financiamiento externo, preferentemente deuda, en casi su totalidad como parte integral de su estrategia de implementación. Esta alta proporción de deuda no solo es crucial para reducir el LCOE a niveles competitivos, sino que también mejora la viabilidad financiera del proyecto al mitigar el riesgo para el capital propio y alinear el costo de la energía con las tarifas de mercado actuales.

Es fundamental reconocer que este análisis es preliminar y que las conclusiones se basan en la información disponible hasta la fecha y varios supuestos como el CAPEX y la O&M, que de disponerse de un estudio más exhaustivo podría modificar levemente el valor de LCOE. Además, a medida que se disponga de datos más detallados sobre los desembolsos de inversión específicos y el dimensionamiento técnico-presupuestario del proyecto, será posible realizar un análisis con mayor precisión y certeza, lo que es especialmente relevante para garantizar el repago de la inversión y optimizar el LCOE.

10 ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PROYECTO.

Este capítulo profundiza en la evaluación de los aspectos ambientales asociados con la puesta en valor de la Turbina Histórica de Alpa Corral y las alternativas para la generación hidroeléctrica renovable. El objetivo del capítulo es examinar la situación ambiental actual del área donde se ubica la turbina histórica, con el fin de sopesar las ventajas y desventajas de su rehabilitación, considerando el panorama ambiental y cultural posterior a la ejecución

del proyecto. Desde esta misma perspectiva, se evalúa la viabilidad de la generación de energía hidroeléctrica. Es fundamental comprender la interacción entre la propuesta y su entorno, identificando los posibles impactos, tanto positivos como negativos, y las medidas necesarias para asegurar un desarrollo sostenible.

Es crucial señalar que el entorno natural de este sector ya ha sido modificado en el pasado. Por lo tanto, el análisis se concentra en el área previamente intervenida y en cómo su futura puesta en valor puede respetar y mejorar la intervención existente.

10.1 Impacto ambiental en aprovechamientos hidroeléctricos

Según se describe en Energía Minihidráulica de ONUDI, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es un proceso esencial para analizar y comprender la relación entre un proyecto y el entorno que podría verse afectado. La evaluación exige comparar las condiciones del entorno en cada una de las fases del proyecto: construcción, explotación y abandono.

Las fases de un estudio de impacto ambiental generalmente incluyen:

1. Análisis del proyecto: En esta etapa se identifican las posibles causas de impacto durante las fases de construcción y explotación. Para minicentrales, esto implica examinar detalladamente sus objetivos, potencia, caudales (mínimo, de equipamiento, de servidumbre), diseño de la obra de toma (azud/presa), tipo y longitud de las conducciones, características de cámaras y tuberías, tipología del edificio, plan de obras, movimiento de tierras, disposición del tendido eléctrico, épocas de explotación y medidas para prevenir el aterramiento
2. Identificación y valoración de impactos: Aquí se analizan los posibles impactos y se evalúa su gravedad según diversos criterios.
3. Medidas preventivas y correctoras: Se diseñan e implementan acciones para minimizar o corregir los impactos identificados.

4. Programa de Vigilancia Ambiental: Se establece un plan para comprobar que las predicciones se cumplen y que los impactos se mantienen dentro de umbrales admisibles.
5. Tramitación Administrativa: Es el proceso formal para la aprobación del EIA.

10.1.1 Posibles impactos ambientales generales de minicentrales hidroeléctricas

Las instalaciones hidroeléctricas pueden generar diversas alteraciones en el medio físico a lo largo de sus etapas de vida. Algunas de las alteraciones potenciales, identificadas en la literatura, son:

Alteraciones hídricas y del paisaje: Inundación de zonas aguas arriba del azud o presa; reajustes en las corrientes de agua y efectos sobre la calidad y cantidad del agua (como cambios de temperatura, oxígeno disuelto, sedimentación); erosión. También se incluye la alteración paisajística debido al movimiento de tierras y la construcción de edificios, tuberías, canales y accesos. Si analizamos el proyecto de refuncionalización de la Turbina Histórica de Alpa Corral, este impacto ya fue realizado hace más de 70 años.

Impactos sobre la biodiversidad y el uso del suelo: Pérdidas de suelo agrícola, ganadero o forestal; impacto en la fauna acuática; reducción de la diversidad biológica y desaparición de especies animales por degradación o destrucción de su hábitat. El efecto “barrera” del azud sobre el tránsito de la fauna, especialmente peces, es una preocupación significativa. La fauna del lugar no se vería afectada con esta refuncionalización y para el caso de la flora, si se quitan las especies invasoras y se prepara la zona aledaña a la turbina para protección del monte nativo y explotación turística, el impacto sería positivo.

Impactos operativos: Sustracción de caudales de agua que podrían ser aprovechados para otros usos; detracción de caudales y efectos sobre la calidad de las aguas por embalsamiento, descarga temporal de limos, disminución de la capacidad de dilución y eutrofización. También se considera el impacto acústico originado por las turbinas y

generadores, y el impacto de aves por colisión o electrocución en el tendido eléctrico. Para el caso de Alpa Corral, es de tipo pelo de agua. Es decir que el agua utilizada por la turbina será devuelta al cauce natural en no más de 200 metros aguas abajo. En ese tramo del río el agua no es utilizada para otra actividad. Sin embargo, es importante destacar que en la instalación de la turbina se fueron instalando con el pasar de los años, tomas de agua para servir a diferentes desarrollos urbanos. Se considera necesario ofrecer una solución para estas personas en el proyecto de refuncionalización.

10.1.2 Efectos positivos de la energía hidroeléctrica

Además de los posibles impactos negativos, la energía hidroeléctrica, especialmente a pequeña escala, ofrece importantes beneficios ambientales:

1. **Renovable y Limpia:** Es una fuente de energía renovable y prácticamente inagotable. Implica un uso no consuntivo del agua, que se devuelve al cauce tras su paso por la turbina. Es una energía limpia que no produce residuos contaminantes significativos ni emisiones de CO₂, NO_x, y no contribuye a la lluvia ácida.
2. **Impactos Manejables:** Sus impactos suelen ser pequeños, localizados y, con una planificación y gestión adecuadas, fácilmente minimizables o evitables. En muchos casos, los impactos no son permanentes y su reversibilidad es total.
3. **Contribución Energética:** Contribuye al autoabastecimiento energético y reduce la dependencia de combustibles fósiles. Su cercanía a las zonas de demanda también disminuye las pérdidas en el transporte de energía.

10.2 Análisis ambiental específico del proyecto en Alpa Corral

El área de estudio en Alpa Corral se sitúa en una zona serrana, a orillas del Río Las Barrancas. Históricamente, este sector ya ha sido modificado por la actividad humana. El proyecto de puesta en valor de la turbina histórica y la generación hidroeléctrica busca refuncionalizar la obra civil existente y recuperar un valioso patrimonio histórico y cultural, creando un nuevo punto de interés turístico y educativo (C. Bologna, 2023).

10.2.1 Situación ambiental actual del sector

El predio de estudio, que abarca aproximadamente 4,3 hectáreas, se encuentra en una zona serrana de gran belleza paisajística, muy visitada por turistas, especialmente en verano y a partir del año 2023. Presenta un paisaje natural serrano caracterizado por un curso de agua cristalina, arbolado y vegetado.

Sin embargo, el análisis del ambiente en el sector de la turbina revela un marcado deterioro. Este se debe principalmente al gran crecimiento de especies vegetales exóticas y a la falta de mantenimiento de la infraestructura.

La vegetación en el sector ha experimentado una transformación notable en los últimos 16 años (entre 2008 y 2024). Coexisten especies autóctonas (espinillos, molle, coco serrano, acacia negra, pasto puna, cola de zorro, cortaderas) con una exuberante vegetación de especies exóticas, predominantemente el Siempre Verde.



ILUSTRACIÓN 47 FOTO SATELITAL DEL AÑO 2008

Fuente: Google (s.f.). Imagen de Usina de Alpa Corral. Google Earth. Recuperado de <https://www.google.com/earth/>

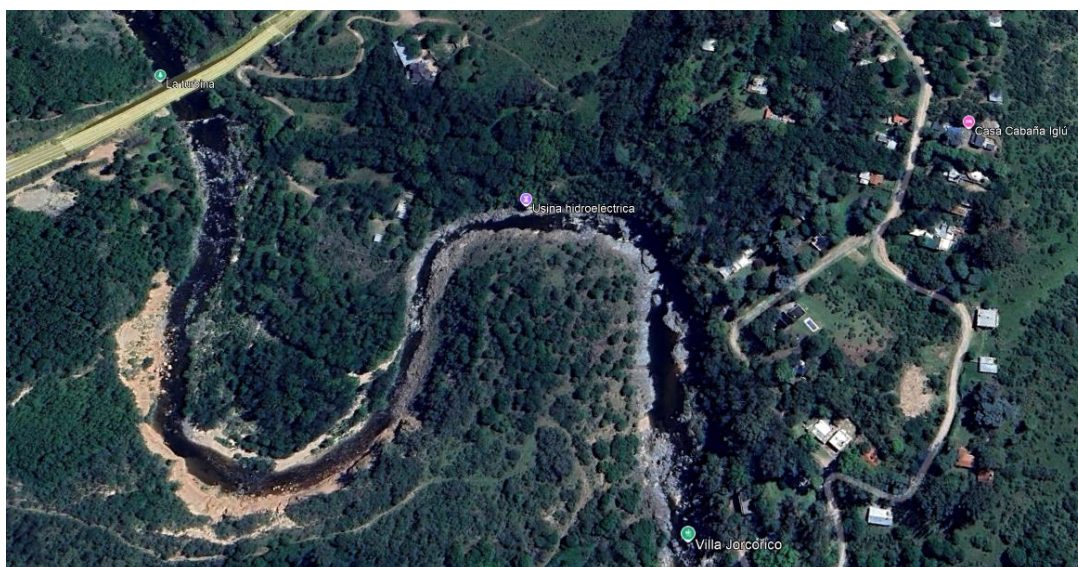


ILUSTRACIÓN 48 FOTO SATELITAL DEL AÑO 2023

Fuente: Google (s.f.). Imagen de Usina de Alpa Corral. Google Earth. Recuperado de <https://www.google.com/earth/>

El Siempre Verde, originario de China, se ha extendido rápidamente en Córdoba como árbol ornamental, y su avance ha puesto en riesgo los ecosistemas locales. Cubre cerca del 20% de los bosques nativos en las Sierras Chicas, y sus hojas perennes impiden el paso de luz solar al suelo, dificultando el crecimiento de la vegetación autóctona y favoreciendo el desarrollo de musgos y hongos. La invasión de esta especie también afecta negativamente a las poblaciones de aves al modificar sus fuentes de alimento, lo que a su vez reduce la proliferación natural de árboles autóctonos como el coco y el molle. Además, el Siempre Verde requiere más agua que las especies nativas, disminuyendo la disponibilidad hídrica para estas últimas. (C Bologna, 2023).

En el área de estudio, el Siempre Verde está ampliamente desarrollado y ha invadido los paredones del canal, debilitando su estructura. Su densa cobertura crea senderos naturales que, debido a la falta de luz, favorecen el crecimiento de musgo y hongos, haciendo el tránsito extremadamente resbaladizo en épocas de lluvia o alta humedad, lo que implica potenciales riesgos de caída dada la topografía irregular.

La infraestructura existente, que incluye la toma, canal de derivación y canales de limpieza, cámara de carga, tubería forzada y el edificio de máquina, muestra un gran abandono y deterioro. La obra civil, eléctrica y metalmecánica se encuentran en muy mal estado. Las paredes del canal están modificadas por las lluvias, el crecimiento de árboles y raíces, y la escorrentía. Las cámaras y puentes requieren un análisis estructural debido al paso del tiempo y la falta de mantenimiento. La estructura edilicia del espacio de generación está deteriorada; se recomienda analizar su estabilidad y corregir o suplementar defensas como barandas, rejas, tapas y cañerías. Finalmente, el sector de la turbina debe relevarse para comprender el impacto de las descargas del canal sobre el movimiento natural del río. Y el impacto del agua turbulenta a la salida del tubo de aspiración.

10.2.2 Potenciales impactos ambientales del proyecto.

La ejecución del proyecto implica una serie de intervenciones que generarán impactos en el ambiente, tanto durante la fase de construcción como en la de operación.

La restauración de la obra civil existente y la posible instalación de un nuevo sistema de generación microhidráulica requerirán movimientos de tierra y obras de construcción. Estos pueden generar impactos temporales como ruido, alteración del suelo y vegetación, y la necesidad de un adecuado manejo de residuos de construcción.

El aprovechamiento hidroeléctrico implica la utilización del caudal del río Las Barrancas. Esto conlleva la necesidad de gestionar el caudal de forma sostenible, asegurando el caudal ecológico necesario aguas abajo de la toma.

La posible instalación de nuevos equipos electromecánicos, como turbinas y generadores, generará impacto acústico y vibraciones durante la operación.

El deterioro actual del sitio, agravado por la invasión de especies exóticas, presenta una oportunidad de mejora si la intervención, se planifica adecuadamente, recuperando parte del monte nativo.

10.2.3 Beneficios ambientales del proyecto en Alpa Corral

Además de la generación de energía renovable y los beneficios socioeconómicos como la creación de empleo y la dinamización económica, el proyecto presenta importantes efectos positivos desde el punto de vista ambiental.

- **Mejora del Paisaje:** Transformará una unidad paisajística actualmente en estado de abandono con posibilidad de realizar un paseo cultural e histórico. Las obras de remodelación mejorarán la integración paisajística del sector y complementarán la vista de las áreas aledañas de paisaje natural serrano.
- **Integración Armónica:** Se implantará un emprendimiento acorde con el entorno, respetando las unidades biológicas y perceptivas de la zona. Esto se logrará mediante una restauración armónica con el lugar y una consideración integral del paisaje natural y la infraestructura histórica.

- **Recuperación de Ecosistemas:** Se recuperará la flora y la fauna típica, especialmente al eliminar especies exóticas e introducir vegetación autóctona. Esto contribuirá a revitalizar el ecosistema nativo.
- **Protección de Recursos Naturales:** Se salvaguardará la calidad de los recursos naturales. La generación hidroeléctrica es limpia, no emite contaminantes y utiliza el agua de forma no consuntiva.
- **Ordenamiento del Territorio:** Favorecerá el ordenamiento de la zona mediante la posible planificación del recorrido turístico.

A continuación, se muestra y describe una matriz de Leopold, que resume estas interrelaciones entre los posibles impactos evaluados y los diferentes factores ambientales

10.3 Matriz de Leopold de la turbina histórica de Alpa Corral

La Matriz de Leopold es una herramienta de análisis utilizada para evaluar el impacto ambiental de un proyecto, identificando las interacciones entre las acciones del mismo y los factores ambientales afectados.

La matriz realizada ilustra que, si bien las fases de obras civiles y reconstrucción y la operación de la turbina conllevan impactos negativos inherentes a cualquier intervención constructiva (como erosión del suelo, alteración del paisaje, y potencial afectación a la biodiversidad por destrucción de hábitat), el enfoque en la modernización busca mitigar y, en muchos casos, revertir condiciones preexistentes de deterioro.

El ambiente natural ya ha sido modificado con la implantación original de la turbina, el proyecto busca poner en valor una infraestructura previamente intervenida y revalorizarla. El área de estudio ya presentaba un "gran deterioro" debido al crecimiento de especies vegetales exóticas y la falta de mantenimiento. Por lo tanto, actividades de restauración ambiental, como la eliminación de vegetación exótica (ej. La presencia de siempreverde); ha afectado significativamente la flora autóctona ya que la supera en altura a la flora autóctona (espinal), no permitiendo que les llegue la luz solar, su crecimiento es muy veloz

y con potenciales roturas frente a las tormentas y vientos fuertes que predominan en la zona, y como su fruto ofrece alimento en grandes cantidades para las aves, impide que se reforesten las especies autóctonas por dispersión de sus semillas) y su reemplazo por flora autóctona, tienen un impacto altamente positivo en la biodiversidad y el paisaje. La restauración también incluye la recuperación de estructuras originales y la creación de un punto turístico-educativo, lo que tiene un impacto positivo directo en el patrimonio histórico/cultural.

La operación de la central hidroeléctrica tiene el impacto más significativo en la matriz, al generar energía limpia y renovable, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y contribuyendo a la descarbonización del sistema eléctrico. Los beneficios socioeconómicos durante la operación son también altos, incluyendo la generación de empleo indirecto a través del turismo y el aumento del valor inmobiliario, sin embargo, la operación requiere una gestión cuidadosa del recurso hídrico para asegurar el caudal ecológico y evitar impactos negativos en el ecosistema fluvial.

La gestión automatizada, a través de sistemas de telecontrol, es crucial para optimizar la eficiencia, reducir costos operativos y asegurar que la central opere con el menor impacto posible, reforzando los beneficios socioeconómicos y ambientales a largo plazo. La modernización, en este contexto, no es solo técnica, sino que busca una integración armónica con el entorno natural, transformando un sitio abandonado en un activo productivo y un punto de interés.

FACTORES AMBIENTALES	FASE DEL PROYECTO		
	Construcción/Restauración	Operación/Explotación	Abandono/Desmantelamiento
MEDIO FÍSICO			
Suelo			
Alteración de la topografía	-1	0	-1
Erosión	-1	-1	-1
Modificación de calidad edáfica	-1	0	-1
Remoción de horizonte superficial	-1	0	-1
Contaminación (por residuos, aceites, etc.)	-1	-1	-1
Alteración de la estructura del suelo	-1	0	-1
Pérdida de microfauna edáfica	-1	0	-1
Agua			
Alteración de la red de drenaje (Hidrología)	-1	0	-1
Detracción de caudales	0	-2	0
Calidad del agua (limos, eutrofización)	-1	0	0
Uso no consuntivo del agua	0	3	0
Aire			
Contaminación gaseosa	-1	3	0
Partículas en suspensión	-1	0	0
Contaminación sonora (Ruido)	-1	-1	0
BIOTA			
Flora			
Pérdida de comunidades vegetales (nativas)	-1	0	0
Pérdida de banco de semillas (nativas)	-1	0	0
Eliminación de especies exóticas	3	2	0
Recuperación de flora autóctona	2	2	3
Fauna			
Pérdida de hábitat	0	0	0
Pérdida de ejemplares	0	0	0
Mortalidad de fauna piscícola (turbina)	0	-1	0
Efecto barrera al tránsito de fauna (azud)	0	0	0
Impacto de aves (tendido eléctrico)	0	-1	0
PROCESOS ECOLÓGICOS			
Modificaciones estructurales y dinámicas	-1	0	0
PAISAJE Y PERCEPTIVO			
Modificación paisajística / Impacto visual	3	2	3
ÁMBITO SOCIO-CULTURAL Y ECONÓMICO			
Población (Incremento de tráfico/visitantes)	-1	-1	0
Economía local (Generación de empleo, dinamización)	3	2	0
Valor inmobiliario	-1	2	0
Calidad de vida	2	2	0
Seguridad (infraestructura)	3	2	2
Generación de energía limpia y renovable	0	3	0
Reducción de dependencia energética	0	3	0
Cercanía a zonas de demanda	0	2	0

ILUSTRACIÓN 49 MATRIZ DE LEOPOLD- ALPA CORRAL

Fuente: Propia

En resumen, la modernización de aprovechamientos hidroeléctricos como el de Alpa Corral se presenta como una oportunidad para generar energía limpia y fortalecer la matriz energética de la localidad, mientras se revierten impactos negativos previos y se promueve el desarrollo sostenible y la preservación del patrimonio histórico local.

10.4 Conclusión del análisis ambiental

El análisis ambiental del proyecto en Alpa Corral revela que el área de estudio, aunque naturalmente atractiva, presenta un significativo deterioro ambiental. Este se debe principalmente a la invasión de especies exóticas y al abandono de la infraestructura existente. Estos problemas no solo degradan el paisaje y el ecosistema local, sino que también generan riesgos para la seguridad.

La refuncionalización de la histórica turbina de Alpa Corral ofrece una oportunidad única para abordar estos problemas de manera integral. Mediante la restauración de la infraestructura histórica, respetando el paisaje natural y cultural, se puede revertir los efectos del abandono y la degradación de las antiguas estructuras, aportando también a minimizar los riesgos para las personas que recorren el lugar.

La posibilidad de generar energía limpia y renovable utilizando el recurso hídrico del río Las Barrancas representa un beneficio ambiental. Si bien la detracción de caudal para la turbina debe gestionarse cuidadosamente para asegurar el mantenimiento del caudal ecológico, el impacto de una minicentral adecuadamente diseñada y operada es menor que el de grandes represas y contribuye a la descarbonización de la matriz energética.

La evaluación ambiental realizada, basado en la situación específica del sitio y los principios de la minihidráulica, permite concluir que, con una planificación cuidadosa y la correcta implementación de medidas preventivas y correctoras, la puesta en valor de la Turbina Histórica de Alpa Corral y la generación hidroeléctrica asociada tendrían un impacto ambiental positivo, recuperando un área degradada, protegiendo el ecosistema nativo y contribuyendo a una fuente de energía sostenible.

11 RESULTADOS

El presente capítulo sintetiza los hallazgos cruciales derivados del estudio de factibilidad técnica para la rehabilitación y aprovechamiento de la histórica turbina de Alpa Corral. Se presentan de manera detallada los resultados obtenidos de la caracterización hidrológica del Río Las Barrancas, el dimensionamiento y selección de los componentes electromecánicos principales, la estimación de la energía eléctrica generable y una evaluación preliminar de los impactos ambientales asociados al proyecto. Estos resultados fundamentan la viabilidad técnica de transformar este legado histórico en una fuente de energía renovable, contribuyendo al desarrollo energético local y a la descarbonización de la matriz.

11.1 Resultados del análisis hidrológico y caracterización del recurso hídrico

El análisis hidrológico fue una de las piedras angulares de este estudio, proporcionando la base para el dimensionamiento de la futura minicentral. La metodología se centró en la recopilación y procesamiento de datos históricos de caudal del Río Las Barrancas en la estación de aforo más cercana, Alpa Corral, complementada con información topográfica y climática.

11.1.1 Determinación de caudales característicos y curva de duración de caudales

La información clave para la determinación de los caudales se obtuvo de la Estación de Aforos Alpa Corral, operada por la Secretaría de Recursos Hídricos de la Nación. Se realizó un análisis de series históricas de caudales medios diarios y mensuales. Los resultados de este análisis permitieron establecer los caudales característicos fundamentales para el diseño:

- Caudal Módulo (Qmed): El caudal medio del Río Las Barrancas es de **4.1 m³/seg**.

- Caudal Ecológico (Qeco): Se propuso un caudal ecológico mínimo del 10% del Qmed, resultando en **0.41 m³/s**. Este es el caudal mínimo que debe mantenerse aguas abajo de la toma para el funcionamiento del ecosistema fluvial.
- Caudal de Equipamiento (Qe): El caudal definido para la generación de energía, maximizando la producción, es de **2.72 m³/s**.
- Caudal Mínimo Técnico (Qmt): El caudal mínimo requerido para que la turbina Francis pueda funcionar efectivamente es de **1.09 m³/s**.

La curva de duración de caudales del río Las Barrancas muestra una gran variabilidad de caudales, clasificándose como de régimen simple y típica de zona montañosa. Un hallazgo crucial es que, considerando el caudal ecológico, el caudal promedio de los meses de junio, julio y agosto cae por debajo del caudal mínimo técnico (Qmt) necesario para que la turbina opere. Por lo tanto, se ha adoptado un criterio conservador y se ha determinado que no se producirá energía durante estos tres meses del año.

11.1.2 Determinación de la altura neta de salto

La altura neta de salto (Hn), es el otro parámetro hidrológico fundamental. Su determinación implicó un levantamiento topográfico detallado del sitio de la turbina y la consideración de las pérdidas de carga en el sistema.

Salto Bruto (Hb): La diferencia de altura entre la toma de agua y el punto de descarga es de aproximadamente **10 metros**.

Salto Útil (Hu): El desnivel entre la superficie de la cámara de carga y el desagüe en la turbina es de aproximadamente **9 metros**.

Salto Neto (Hn): Considerando una pérdida de carga del 5% al 10% del salto bruto (aproximadamente **1 metro**), el salto neto disponible para la turbina es de **9 metros**.

La combinación de un caudal de diseño de **2,72 m³/s** y una altura neta de **9 m** define el potencial hidráulico inicial aprovechable en el sitio.

11.1.3 Selección de la turbina

La selección y dimensionamiento de los componentes principales se realizó con el objetivo de maximizar la eficiencia y la vida útil de la central, considerando las condiciones específicas del sitio y la disponibilidad de tecnología adecuada para pequeños aprovechamientos.

La relación de la altura neta (H_n) y el caudal de diseño (Q_e) indicó que una turbina tipo Francis es la más adecuada para estas condiciones. Su diseño robusto y su capacidad para adaptarse a variaciones de caudal la hacen ideal para este tipo de aprovechamiento.

11.1.4 Estimación de la energía generable y producción eléctrica

La estimación de la energía generable es el resultado más tangible desde el punto de vista energético, ya que cuantifica el potencial de producción eléctrica del proyecto.

A pesar de las restricciones en los meses de invierno, la estimación anual de energía que aportaría el aprovechamiento es de 654 MWh/año. Este volumen de energía podría abastecer en promedio a aproximadamente 218 hogares, contribuyendo significativamente al sistema eléctrico local de Alpa Corral. Es importante destacar que el mayor aporte de energía generada coincide con la mayor demanda de la comuna, que es durante los meses de verano.

11.2 Resultados de la evaluación de impacto ambiental

El análisis ambiental consideró el entorno modificado de Alpa Corral y evaluó los impactos positivos y negativos potenciales del proyecto, así como las medidas de mitigación necesarias.

11.2.1 Situación ambiental actual

El área de estudio presenta un deterioro significativo debido principalmente a la invasión de especies vegetales exóticas, como el Siempre Verde, y a la falta de mantenimiento de la infraestructura. La proliferación del Siempre Verde ha afectado la vegetación autóctona y los ecosistemas locales, consumiendo más agua e impidiendo el paso de luz. Las estructuras de la turbina (canal, cámaras, tuberías) muestran un gran abandono y deterioro.

11.2.2 Impactos negativos potenciales y medidas de mitigación

1. Durante la Construcción, las obras generarán impactos temporales como ruido, alteración del suelo y vegetación, y necesidad de manejo de residuos. Se requiere un Plan de Gestión Ambiental para la construcción.
2. La derivación de agua para la turbina reducirá el caudal natural en un tramo del río. Es crucial implementar un Caudal Ecológico mínimo y continuo de $0.41 \text{ m}^3/\text{s}$ (2526). La Matriz de Leopold identifica la "detracción de caudales" como un impacto a considerar.
3. Respecto al impacto paisajístico y visual, las nuevas estructuras podrían alterar la estética natural. La mitigación incluye la integración arquitectónica de las estructuras y tareas de reforestación o parquización.
4. La operación de los nuevos equipos electromecánicos generará impacto acústico y vibraciones.
5. Se identificaron tomas de agua no reguladas por parte de vecinos en el canal de derivación. El proyecto debe ofrecer una solución para estas tomas.

11.2.3 Impactos positivos identificados

1. Generación de energía limpia y renovable: Este es el beneficio principal, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).
2. Diversificación de la matriz energética: Fortalece la resiliencia y seguridad energética local y nacional.
3. Mejora del paisaje y recuperación del ecosistema: La refuncionalización transformará un área en abandono en un paseo cultural e histórico. La eliminación de especies exóticas invasoras y la reintroducción de vegetación autóctona contribuirá a revitalizar la flora y fauna típica, mejorando la calidad de los recursos naturales. La Matriz de Leopold destaca impactos altamente positivos en la eliminación de especies exóticas y la recuperación de flora autóctona.

4. Desarrollo local y rescate patrimonial: Además de generar empleo local y fomentar el turismo educativo, se rescata un patrimonio histórico y cultural.
5. Reducción de pérdidas de transmisión: Al producir energía cerca del punto de consumo, se minimizan las pérdidas energéticas.
6. Ordenamiento del territorio: Favorece la planificación de recorridos turísticos y el uso racional de la zona.

La aplicación de la Matriz de Leopold confirmó que, si bien existen impactos negativos inherentes a la construcción y operación, las acciones de modernización y restauración tienen un alto impacto positivo en la reversión del deterioro preexistente, la recuperación ambiental y el valor histórico/cultural del sitio.

11.3 Resultados de los aspectos económicos y financieros del proyecto

La evaluación económica y financiera se centró en el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) como métrica principal, dadas las limitaciones de métodos tradicionales como el VPN y la TIR en proyectos energéticos.

11.3.1 Resultados de análisis económico

Se estimó una inversión de USD \$4000 por kW, lo que resulta en una inversión inicial de USD \$600,000. Este valor se encuentra dentro del rango típico para centrales hidroeléctricas muy pequeñas (≤ 1 MWe).

En cuanto a los costos de Operación y Mantenimiento (OPEX) se estimaron en el 2.5% sobre el CAPEX, cubriendo el salario de un operario de CADEL, cargas sociales y un margen para repuestos y mantenimiento. Este porcentaje también se alinea con los rangos generales del sector.

En cuanto al precio monómico de la energía que la cooperativa paga a EPEC y que sería ahorrado por la generación local se estimó en USD \$95.14 por MWh. El horizonte de evaluación se estima en 30 años, equivalente a la vida útil de la turbina.

Se utilizó una tasa anual del 6.7% en USD, considerada adecuada para proyectos de energía renovable, reflejando el costo de oportunidad y los beneficios sociales.

Se concluye que el proyecto es económicamente viable si se considera este costo de EPEC como un ahorro para la Cooperativa, significa que, desde una perspectiva puramente técnica y de costos de oportunidad de capital en el sector de energía renovable, el proyecto genera un valor positivo para la economía al sustituir energía más costosa.

11.3.2 Resultados de análisis financiero

La viabilidad financiera del proyecto depende críticamente del apalancamiento financiero, especialmente el acceso a deuda a tasas competitivas.

Se analizaron tres escenarios de estructura de capital, 100% Capital Propio, 60% Deuda/40% Capital Propio, y 99% Deuda/1% Capital Propio. Este último escenario sería posible solo con financiamiento de organismos internacionales con objetivos ambientales y sociales, y tasas socialmente deseables.

La alta proporción de deuda (como el escenario 99% Deuda/1% Capital Propio) es fundamental para reducir el LCOE a niveles competitivos y hacer que el proyecto sea viable financieramente.

El análisis es preliminar y la precisión del LCOE podría mejorar con datos más detallados de inversión y dimensionamiento técnico-presupuestario.

12. CONCLUSIÓN

La presente tesis de maestría se ha centrado en el estudio de factibilidad de un sistema de generación microhidráulica en la estructura existente de la central histórica de Alpa Corral, un proyecto que entrelaza la revalorización patrimonial con la impostergable necesidad de una transición energética hacia fuentes más limpias y sostenibles.

A lo largo de esta investigación, se ha abordado el objetivo general de determinar la viabilidad de revitalizar esta central histórica, buscando aportar información crucial para la toma de decisiones sobre su implementación y, con ello, contribuir a la generación de energía renovable y al desarrollo sostenible de la región. Este esfuerzo se enmarca en un contexto global y nacional de creciente demanda energética y la urgente necesidad de mitigar el cambio climático, donde las energías renovables, y en particular la microgeneración hidráulica, emergen como soluciones de bajo costo operativo, alta eficiencia y capacidad para estabilizar la red eléctrica.

La dependencia histórica de Argentina de los recursos fósiles subraya la importancia de diversificar su matriz energética, un camino que ha sido respaldado por un marco regulatorio en evolución, que incentiva la adopción de estas tecnologías. La provincia de Córdoba, con su rica historia en el aprovechamiento hídrico, ofrece un escenario propicio para este tipo de iniciativas, siendo Alpa Corral un ejemplo claro donde el pasado y el futuro energético pueden converger. *“Los tradicionales aprovechamientos de turbinado ya han sido realizados donde era factible. Sin embargo, sí es posible considerar al sistema cordobés como posible reservorio de energía para el sistema interconectado. Esto llevaría refuncionalizar las centrales existentes y adaptar la obra civil de los aprovechamientos” ... “transformándolos en sistemas mixtos.”* (Reyna 2013)

Desde la perspectiva técnica, uno de los objetivos clave del estudio fue analizar las características de un sistema de generación microhidráulica y evaluar la infraestructura existente para proponer las modificaciones necesarias. La investigación confirmó que la

turbina Francis, es la tecnología más apropiada para este aprovechamiento, alineándose con las condiciones del emplazamiento y el diseño original de la central.

Se ha determinado que, a pesar del significativo deterioro de sus componentes, la infraestructura civil existente en Alpa Corral proporciona una base valiosa que, con una exhaustiva rehabilitación y modernización, puede ser completamente refuncionalizada. Esta rehabilitación implica no solo la limpieza y reemplazo de elementos estructurales y mecánicos, sino también la integración de tecnologías de automatización y control remoto, que son fundamentales para facilitar y abaratar la operación y el mantenimiento de la central en la actualidad.

En cuanto a la evaluación del recurso hidráulico, se ha logrado caracterizar de manera profunda el potencial del río Las Barrancas para la generación de energía. Gracias al análisis de datos hidrológicos históricos, se pudo establecer la curva de duración de caudales, que revela una significativa variabilidad en el flujo del río, característica de un entorno semi-montañoso. Se han definido parámetros hidrológicos críticos, los cuales son esenciales para dimensionar el sistema de generación. Un hallazgo importante es la necesidad de una gestión cuidadosa del caudal ecológico, un requisito ineludible para preservar el ecosistema fluvial aguas abajo de la toma de agua. Además, se ha identificado que, durante ciertos meses del año, especialmente en invierno, el caudal del río podría descender por debajo del mínimo técnico requerido para el funcionamiento efectivo de la turbina. Esta intermitencia en la operación durante períodos de bajo caudal es una consideración fundamental que afecta la producción energética anual y, por ende, la factibilidad económica del proyecto, sugiriendo una estrategia de operación conservadora que respete las dinámicas naturales del río.

Por otra parte, el análisis ambiental del proyecto abordó un objetivo fundamental, comprender y evaluar los posibles impactos, tanto positivos como negativos, de la refuncionalización de la turbina histórica. Se ha determinado que, aunque cualquier intervención constructiva conlleva impactos temporales, el sitio de Alpa Corral ya presenta

un significativo deterioro ambiental, exacerbado por la proliferación de especies vegetales exóticas y la falta de mantenimiento de la infraestructura. En este contexto, la rehabilitación del proyecto se convierte en una oportunidad única para transformar un área degradada en un activo ambiental y cultural. Los beneficios ambientales previstos son sustanciales: se espera una mejora significativa del paisaje, una integración armónica con el entorno serrano, y la recuperación de ecosistemas locales. La gestión del caudal ecológico es una consideración crítica para proteger la fauna y flora fluvial. En definitiva, con una planificación cuidadosa y la implementación de medidas preventivas y correctoras, la puesta en valor de la turbina histórica de Alpa Corral promete un impacto ambiental predominantemente positivo, convirtiendo un sitio abandonado en un ejemplo de desarrollo sostenible.

Por último, la evaluación económica del proyecto fue un pilar central de este estudio, buscando determinar la rentabilidad y viabilidad de la inversión. La evaluación económica, desvinculada de los riesgos macroeconómicos, demostró la rentabilidad intrínseca del proyecto al considerar los ahorros de costos de la energía provista actualmente por la red interconectada. Sin embargo, el análisis financiero, que considera la perspectiva del inversor y los riesgos locales, subraya un aspecto crucial: la viabilidad financiera del proyecto depende de manera crítica del acceso a un apalancamiento financiero significativo, preferentemente a través de deuda con tasas socialmente deseables. Esta estructura de capital es fundamental para reducir el costo nivelado de la energía y hacer que el proyecto sea atractivo para los inversores, mitigando el riesgo para el capital propio y asegurando que el costo de la energía generada sea competitivo con las tarifas de mercado actuales.

La cercanía del emplazamiento a los puntos de demanda de Alpa Corral y la necesidad de fortalecer la frágil conexión de la localidad a la red eléctrica nacional, la cual está al límite de su capacidad en los meses de mayor demanda, refuerzan el valor estratégico de esta generación distribuida y su capacidad para ofrecer mayor independencia y reducir costos por picos de consumo.

En conclusión, el estudio arroja un resultado positivo para la revitalización de la central histórica de Alpa Corral, identificando tanto el vasto potencial de esta iniciativa como los desafíos inherentes a su implementación. La integración de una nueva turbina, la evaluación detallada del recurso hídrico, el análisis económico y una profunda consideración ambiental, delinean un proyecto que no solo es técnicamente viable, sino que además promete beneficios económicos, con deuda a tasas favorables y con un enfoque social/ambiental y un impacto ambiental positivo significativo al transformar un sitio degradado en una fuente de energía limpia y un punto de interés cultural y ambiental. La visión de una central microhidráulica en Alpa Corral no es meramente técnica o económica; es un proyecto que encarna la oportunidad de unir la historia con la sostenibilidad, fortaleciendo la infraestructura energética local, impulsando el desarrollo regional y contribuyendo a los esfuerzos de Córdoba en la transición hacia un futuro más verde y resiliente.

13. BIBLIOGRAFÍA

1. AHEC-IITR. . (2012). Selection of Turbine and Governing System.
2. Alpa Corral Turismo. (n.d.). (2025, Febrero 27) Recuperado de <https://alpacorral.gov.ar/turismo/>
3. Andrada, T. M. (2013). ENERGÍA MINIHIDRÁULICA. Observatorio de Energía Renovable para América Latina y Caribe.
4. Bologna, M. C. (2024). Análisis ambiental actual Turbina Histórica Alpa Corral: Puesta en valor de la turbina histórica de Alpa Corral y alternativas para la generación hidroeléctrica renovable. Informe inédito.
5. Caratori, L., Carlino, H., Gutman, V., Levy, A., & Magnasco, E. (2015). Estudio sobre pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH): Proyecto de una NAMA (Nota técnica del BID; No. 764). Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <http://www.iadb.org>
6. Espinosa Jiménez, C., Jegat Nicolo, H., De León Geovo, A., & Ramírez Rodríguez, S. (2021). Guía metodológica para elaborar proyectos de minicentrales hidroeléctricas. Ediciones de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, ANIH. Recuperado de www.acading.org.ve
7. European Small Hydropower Association (ESHA). (2006). Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica.
8. Hídricos Argentina. (s.f.) Recuperado de Sistema Nacional de Información Hídrica: <https://snih.hidricosargentina.gob.ar/Filtros.aspx>
9. Marchegiani, Ariel R. (s.f). Las pequeñas turbinas hidráulicas. Neuquén: Laboratorio de Maquinas Hidráulicas, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina.
10. ONUDI. (s.f.). ENERGÍA MINIHIDRÁULICA. Aplicación a su desarrollo en Latinoamérica y Caribe. Recuperado de https://www.academia.edu/7937308/ENERG%C3%8DA_MINIHIDR%C3%81ULICA_Aplicaci%C3%B3n_a_su_desarrollo_en_Latinoam%C3%A9rica_y_Caribe

11. Origlia, D. (2024). Informe técnico planimetría y altimetría zona de toma, conducción y descarga. Facultad de Ciencias Exactas, Físico-Químicas y Naturales, Universidad Nacional de Río Cuarto. Informe inédito.
12. Peña Rodríguez, J. C. (2020). La promoción de las Energías Renovables como instrumento para la soberanía energética: Estudio comparado de la regulación en Argentina, Colombia y España. Buenos Aires, Argentina.
13. Pereira, J. A. (n.d.). Estudio de un recurso hídrico. Clases de Hidráulica Aplicada (CI453). Oberá, Misiones, Argentina: Universidad Nacional de Misiones.
14. Reyna, S., Reyna, T., & Lábaque, M. (2013). La energía hidroeléctrica en Córdoba ante el paradigma ambiental.
15. Rovere H. & Amatti J.C. (2024) Evaluación del recurso hídrico y factibilidad de generación de energía eléctrica. Informe inédito.
16. Secretaría de Obras Públicas República Argentina - Unidades Territoriales. (n.d.). Recuperado el 13 de febrero de 2025, de <https://snopppo.obraspublicas.gob.ar/Municipalities/Details/2814babd-9356-403e-9b86-13d107e43064>
17. Segundo, P. P. (2013). INSTALACIÓN DE CENTRAL MINIHIDRÁULICA EN EL MUNICIPIO URRACA MIGUEL, AVILA. León: ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA.
18. Sovacool, B. K., & Mukherjee, I. (2011). CONCEPTUALIZING AND MEASURING ENERGY SECURITY: A SYNTHESIZED APPROACH. ENERGY, 36(8), 5343–5355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.043>
19. Spagnoletta, C. (2021). Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Nuevo enfoque para el análisis de proyectos de energía [Trabajo Final de Graduación, Maestría en Finanzas, Universidad Torcuato Di Tella]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella. <https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/11261>
20. Tello, D., & Bonessi, P. (2024). Estudio económico financiero: Alternativas para la generación hidroeléctrica renovable en Alpa Corral, Córdoba, Argentina. Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Río Cuarto. Informe inédito.

14.ANEXOS

14.1 Planos antiguos proporcionados por CADEL:

14.2 Carta permiso de divulgación de información.