



## PROYECTO FINAL

### INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Análisis y Diseño de Aplicación de Tecnología Mini-Hidráulica para un Sistema de Generación Decentralizado

#### **ALUMNOS:**

- Diego Rojas
- Nicolás Viteleschi

**Director:** Ing. Raúl Cacchione

**Asesor técnico:** Ing. Fernando Alonso

**Año 2020**

## ÍNDICE

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Resumen.....</b>                                                      | <b>4</b>  |
| <b>2. Motivación .....</b>                                                  | <b>5</b>  |
| <b>3. Marco teórico.....</b>                                                | <b>6</b>  |
| <b>3.1. Generación distribuida .....</b>                                    | <b>6</b>  |
| 3.1.1. Introducción .....                                                   | 6         |
| 3.1.2. Definición .....                                                     | 6         |
| 3.1.3. Tecnologías de generación distribuida.....                           | 7         |
| <b>3.2. Energía Minihidráulica .....</b>                                    | <b>8</b>  |
| 3.2.1. Introducción .....                                                   | 8         |
| 3.2.2. Definición y clasificación de los aprovechamientos hidráulicos ..... | 9         |
| 3.2.3. Modelos de centrales minihidráulicas .....                           | 11        |
| <b>3.3. Turbinas microhidráulicas .....</b>                                 | <b>18</b> |
| 3.3.1. Introducción .....                                                   | 18        |
| 3.3.2. Definición de Turbomáquina Hidráulica .....                          | 18        |
| 3.3.3. Turbomáquinas Hidráulicas Convencionales .....                       | 19        |
| 3.3.4. Turbinas de Flujo Cruzado o Michell-Banki .....                      | 23        |
| 3.3.5. Turbinas de Río o de Caída Cero .....                                | 26        |
| 3.3.6. Turbinas de vórtice .....                                            | 30        |
| <b>4. Proyecto de una central microhidráulica.....</b>                      | <b>39</b> |
| <b>4.1. Introducción.....</b>                                               | <b>39</b> |
| <b>4.2. Estudio de la demanda .....</b>                                     | <b>41</b> |
| 4.2.1. Introducción .....                                                   | 41        |
| 4.2.2. Instalaciones .....                                                  | 41        |
| 4.2.3. Modelado de la Carga .....                                           | 42        |
| <b>4.3. Estudio hidrológico del Río Carcarañá .....</b>                     | <b>46</b> |
| 4.3.1. Descripción del Área en Estudio.....                                 | 46        |
| 4.3.2. Cuenca del Río Carcarañá en la provincia de Santa Fe .....           | 47        |

|        |                                                          |     |
|--------|----------------------------------------------------------|-----|
| 4.3.3. | Estudios de Niveles Hidrométricos y Caudales.....        | 48  |
| 4.3.4. | Estados de flujo en sección del río.....                 | 51  |
| 4.4.   | Estudio de pre-factibilidad .....                        | 55  |
| 4.4.1. | Minicentral de pasada. Tecnología Michell - Bankin ..... | 55  |
| 4.4.2. | Central de río con turbina hidrocinetica.....            | 57  |
| 4.4.3. | Central de río con turbina tipo vórtice .....            | 59  |
| 5.     | Implementación y diseño .....                            | 64  |
| 5.1.1. | Turbina Hidráulica .....                                 | 64  |
| 5.1.2. | Sistema Inversor/cargador .....                          | 65  |
| 5.1.3. | Baterías.....                                            | 67  |
| 5.1.4. | Cargas .....                                             | 73  |
| 5.2.   | Obra civil.....                                          | 74  |
| 5.2.1. | Sistema hidráulico .....                                 | 74  |
| 5.2.2. | Recinto de equipamiento .....                            | 76  |
| 5.3.   | Cables .....                                             | 81  |
| 5.3.1. | Corrientes de cortocircuito .....                        | 81  |
| 5.3.2. | Circuito AC.....                                         | 83  |
| 5.3.3. | Circuito DC.....                                         | 86  |
| 5.4.   | Dispositivos de maniobra y protección .....              | 87  |
| 5.5.   | Tableros .....                                           | 90  |
| 5.6.   | Sistema de puesta a tierra .....                         | 95  |
| 5.7.   | Protección contra descargas atmosféricas .....           | 99  |
| 5.7.1. | Nivel de protección .....                                | 99  |
| 5.7.2. | Sistema de captación.....                                | 105 |
| 6.     | Análisis económico .....                                 | 110 |
| 6.1.   | Introducción.....                                        | 110 |
| 6.2.   | Indicadores de rentabilidad .....                        | 110 |
| 6.2.1. | Valor Actual Neto (VAN) .....                            | 110 |

|        |                                                     |     |
|--------|-----------------------------------------------------|-----|
| 6.2.2. | Tasa Interna de Retorno (TIR) .....                 | 111 |
| 6.2.3. | Período de Recupero (PR) .....                      | 111 |
| 6.2.4. | Costo Nivelado de la electricidad (LCOE) .....      | 112 |
| 6.3.   | Alimentación desde la red vs Sistema aislado .....  | 113 |
| 6.3.1. | Análisis de costos – Sistema aislado.....           | 113 |
| 6.3.2. | Análisis de costos – Alimentación desde la red..... | 115 |
| 6.3.3. | Indicadores de rentabilidad .....                   | 119 |
| 6.4.   | Prosumidores .....                                  | 120 |
| 6.4.1. | Introducción .....                                  | 120 |
| 6.4.2. | Análisis de costos .....                            | 122 |
| 6.4.3. | Análisis de ingresos.....                           | 123 |
| 6.4.4. | Evaluación de rentabilidad económica .....          | 124 |
| 6.5.   | Comparación de tecnologías.....                     | 126 |
| 6.6.   | Conclusiones .....                                  | 127 |
| 7.     | Bibliografía .....                                  | 129 |



## **1. RESUMEN**

En el presente trabajo, se realiza un análisis de las tecnologías que abarcan las centrales mini-hidráulicas e inversiones necesarias para implementar un sistema de generación eléctrica con el objetivo de alimentar un criadero de cerdos tipo en los alrededores de la localidad de Carcarañá. Este informe incluye un marco teórico en el cual se sitúa el proyecto, la investigación sobre las posibles tecnologías a implementar en el mismo y los estudios técnicos-económicos correspondientes para su evaluación.

Para ello, se comienza haciendo un recorrido teórico en el cual se dan a conocer los pilares en los que se apoya el proyecto. Se busca definir el término "generación distribuida", se habla sobre el aprovechamiento del agua y los diferentes métodos utilizados en el mundo y se sumerge en el análisis teórico de cada tecnología, obteniendo la información necesaria para el desarrollo técnico.

Luego, se realiza el análisis de prefactibilidad del proyecto, el cual abarca el desarrollo de los estudios pertinentes que permiten concluir si el proyecto es viable técnicamente o no. Estos se organizan de la siguiente manera, primero se estudia la demanda, en donde se conoce a detalle el sistema a alimentar. Luego se realiza el estudio hidrológico en el cual se obtiene la información suficiente sobre los parámetros del río, los cuales definirán las características del sistema de generación. Por último, basándose en los estudios previamente mencionados, se analiza si existe la tecnología que pueda satisfacer la demanda con la morfología que posee dicho río. A este análisis se lo denomina estudio de prefactibilidad.

A continuación, con el resultado del estudio de prefactibilidad, se realiza el trabajo de implementación y diseño del sistema de generación y distribución del criadero. Este cuenta con el dimensionamiento, diseño y cálculo de cada elemento que interviene en el circuito eléctrico del proyecto, considerándolo como un sistema de generación aislado de la red.

Llegando al final de este informe, se realiza el estudio económico del sistema de generación implementado. Aquí se considera la rentabilidad del mismo en dos escenarios posibles, primero se analiza la viabilidad económica del proyecto como generación aislada de la red, es decir, el sistema abastece de manera independiente la demanda. El segundo análisis, estudia la viabilidad económica de la implementación del proyecto dentro del marco del programa PROSUMIDORES existente dentro de la provincia de Santa Fe. Por último, haciendo foco en el primer escenario, se realiza una breve comparación económica del sistema de generación implementando 3 tecnologías diferentes: mini-hidráulica, solar y eólica.

## 2. MOTIVACIÓN

El presente trabajo surge desde la profunda conciencia del mundo en que vivimos, tanto de los recursos que este nos brinda como de las adversidades por las que esta atravesando, y por sobre todo, de las ganas de los autores del mismo de aportar un pequeño grano de arena al movimiento positivo que se está produciendo en este momento.

*“La emisión continua de gases de efecto invernadero causará un mayor calentamiento y cambios duraderos en todos los componentes del sistema climático, lo que hará que aumente la probabilidad de impactos graves, generalizados e irreversibles para las personas y los ecosistemas. Para contener el cambio climático será necesario reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual, junto con la adaptación, puede limitar estos riesgos”.* Así lo establece el Panel de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) en su quinto informe sobre cambio climático [7].

Por este motivo, y partir del Convenio Marco de las Naciones Unidas Contra el Cambio Climático, los países están tratando que los procesos industriales y la generación de toda la economía reduzcan de forma considerable sus emisiones de CO<sub>2</sub> y el uso de combustibles fósiles. Para lograr este objetivo ambicioso resulta imprescindible una promoción considerable de la eficiencia energética y un aumento importante en el desarrollo de fuentes de energía renovables.

Se entiende por *“energías renovables, alternativas o blandas, a todas aquellas que se producen naturalmente, en forma inagotable y sin ocasionar perjuicio al equilibrio ambiental”*. Ley 12.503 de la provincia de Santa Fe. Según el artículo 4 de la presente ley, *“Las energías alternativas renovables tienen por objeto el uso racional y ambientalmente sostenible de los recursos energéticos renovables, tales como el sol, el viento, el biogás, la biomasa, la geotermia, la minihidráulica, y toda otra que científicamente se desarrolle manteniendo las cualidades básicas que distinguen a este tipo de energías”*.

Haciendo eco de esta problemática y visualizando beneficios tanto a nivel individual, ya que se considera el crecimiento profesional de los autores de este proyecto, como colectivo, contemplándose tanto el fomento y apoyo al desarrollo técnico de nuevas tecnologías como el crecimiento del punto de vista socioeconómico, es que se decide abordar este Proyecto Final con dirección al estudio y desarrollo de una energía renovable, la energía Mini-Hidráulica.

### **3. MARCO TEÓRICO**

#### **3.1. Generación distribuida**

##### **3.1.1. Introducción**

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica. Los primeros sistemas y redes eléctricas operaban con corriente continua, esto limitaba tanto la tensión de suministro como la distancia entre el generador y los puntos de consumo. Las centrales de generación solamente suministraban energía eléctrica a los clientes en las cercanías de la planta. Se utilizaban dispositivos de almacenamiento, como baterías, para conseguir un cierto equilibrio entre la producción y la demanda de energía eléctrica.

Históricamente ha prevalecido la idea de que un sistema eléctrico eficiente debía basarse en grandes plantas de generación y largas líneas de transporte. Pero esto ya no es cierto, estamos inmersos en una revolución tecnológica en el sector eléctrico, que se manifiesta por el acelerado desarrollo de la micro generación o generación distribuida.

##### **3.1.2. Definición**

Se han encontrado diversas definiciones de Generación Distribuida, pero no existe una genérica y totalmente consensuada. Además, para el mismo tipo de generación se emplean diferentes términos, por ejemplo, generación incrustada, generación dispersa, generación descentralizada, etc. Dicho esto, y como no es objeto de este trabajo encontrar una definición exacta y consensuada de GD, solo se mencionarán algunas definiciones a modo contemplativo, de manera de poder comprender un poco más sobre el paradigma de generación descentralizada que se está gestando y su posible potencial.

Un organismo calificado como el CIRED (Congreso y Exposición Internacional sobre Distribución de Energía Eléctrica), define GD como todas las unidades de generación con una capacidad máxima de 50 a 100 MW, generalmente conectadas a la red de distribución y no planificadas ni despachadas de manera centralizada. Claramente, esta última parte de su definición implica que las unidades GD están fuera del control del operador de la red. Por lo tanto, las unidades de generación construidas por el operador de la red de transmisión como un sustituto de la expansión de la red y que tienen medidas implementadas para el despacho, no se consideran GD según esta filosofía.

El IEEE define GD como la generación de electricidad por instalaciones que son suficientemente más pequeñas que las plantas generadoras convencionales para permitir la interconexión en casi cualquier punto de un sistema de energía.

Y si se sigue onando en el tema, se verá que existen más definiciones, lo que permite una amplia gama de posibles esquemas de generación, pero éstas en su mayoría no imponen un límite a la tecnología o la capacidad de una posible aplicación de GD. Por lo tanto, si se quiere encontrar una definición más limitada y precisa, es necesario incluir criterios adicionales.

### **3.1.3. Tecnologías de generación distribuida**

Hay distintos tipos de GD desde el punto de vista tecnológico y constructivo. A continuación se indican algunas de las diferentes tecnologías y sistemas que se emplean en las instalaciones de generación distribuida y que se pueden dividir en dos grupos:

#### Tecnologías tradicionales:

- Turbina de gas.
- Motores alternativos.

#### Tecnologías no tradicionales:

- Eólica.
- Mini-hidráulica.
- Solar térmica.
- Solar Fotovoltaica.
- Geotérmica.
- Mareomotriz.
- Pilas de combustible.
- Biomasa.

En el siguiente apartado de este informe, se realiza un análisis teórico de la tecnología minihidráulica y sus aplicaciones.

## **3.2. Energía Minihidráulica**

### **3.2.1. Introducción**

El agua es una fuente primaria de energía natural y renovable. La generación de electricidad a partir del agua implica la transformación de la energía cinética y potencial de los ríos y mares en energía eléctrica.

Para el aprovechamiento de la energía del agua hay diferentes tecnologías, que pueden dividirse en convencionales y no convencionales. Entre las primeras se encuentran las centrales hidroeléctricas con regulación, de pasada y de bombeo, y las centrales mareomotrices. Por otro lado, las turbinas hidrocínéticas, las turbinas de vórtice, los dispositivos undimotrices, las centrales osmóticas y las centrales maremotérmicas son tecnologías no convencionales aún en desarrollo e investigación.

Actualmente, las centrales hidroeléctricas con regulación y de pasada son las tecnologías más utilizadas para la generación de electricidad renovable en todo el mundo, tanto a pequeña como a gran escala, por ser las más desarrolladas y las que brindan mejores rendimientos.

Para generar electricidad de esta manera, se construye una presa que almacena el agua en un lago artificial o embalse. De esta manera, se eleva el nivel del agua de un lado de la presa, aumentando la diferencia de alturas (salto bruto) entre el nivel del agua del embalse y el nivel del río aguas abajo de la presa. Como la energía del agua está determinada por el caudal y el salto, a mayor volumen de agua y mayor desnivel, el potencial de energía disponible aumenta.

En las hidrocínéticas lo que se logra es transformar la energía cinética dada por la velocidad del flujo de agua. Es cierto que la potencia disponible con esta tecnología no convencional no es comparable con la que generan las grandes represas. Pero en este caso no es necesario, aumentar el nivel del salto del río por lo que no es prescindible un dique o embalse con este propósito.

Las turbinas de vórtice, en cambio, logran aprovechar el movimiento que genera un remolino (vórtice) de agua, el cual es forzado por la misma estructura de la turbina. Esta tecnología, si bien necesita un salto mínimo de 0,7m, no requiere de una presa para almacenar agua ni generar grandes inundaciones.

En este capítulo, se pretende desarrollar y dar una mejor explicación de los principios de funcionamientos de cada tecnología.

### **3.2.2. Definición y clasificación de los aprovechamientos hidráulicos**

Para realizar una clara descripción de la generación Minihidráulica, primero resulta necesario explicar la energía hidráulica en sí, ya que la primera surge de la clasificación de la segunda.

Según el IRENA (Agencia Internacional de las Energías Renovables), la Energía Hidráulica, es energía derivada del agua que fluye. Por lo tanto, se trabaja sobre el aprovechamiento de la energía que contiene el agua (sea cinética o potencial) o, mejor dicho, en la transformación de ésta en otra energía como la mecánica, térmica, eléctrica, etc.

Luego, se conoce como minicentrales hidroeléctricas a sistemas de generación potenciados por energía hidráulica, cuya potencia de salida es mucho menor que la de las grandes centrales convencionales. Por lo general, estas centrales se instalan en pequeñas comunidades o zonas remotas, pudiendo implementarse tanto como generación distribuida como generación aislada.

El impacto ambiental de una minicentral es mínimo, ya que no depende de grandes presas para almacenar y direccionar agua.

En verdad, los aprovechamientos hidroeléctricos pueden clasificarse en función de diversos criterios y no resulta muy útil ajustarse a una definición única. Las clasificaciones posibles se refieren a potencia, salto, captación, capacidad de regulación, tipo de sistema eléctrico, etc.

#### **Clasificación de los aprovechamientos**

En la gran mayoría de países se toma como base para la clasificación de los aprovechamientos la potencia instalada en kW o MW. A partir de la recopilación de información de distinta bibliografía y su análisis, se llega a los niveles de clasificación de las centrales a partir de su potencia instalada que mas se ajustan a este proyecto. Estos son suficientemente amplios y contemplativos, y se organizan en la siguiente tabla:

| CATEGORIA       | RANGO DE POTENCIAS (kW) |
|-----------------|-------------------------|
| PICO-CENTRAL    | 0-5                     |
| MICRO-CENTRAL   | 5-50                    |
| MINI-CENTRAL    | 50-500                  |
| PEQUEÑA CENTRAL | 500-30.000              |
| MEDIANA CENTRAL | 30.000-50.000           |
| GRAN CENTRAL    | > 50.000                |

Tabla 3.1. Clasificación de las centrales hidráulicas.

Sin embargo, como se dijo anteriormente, no hay un consenso general de criterios para esta clasificación. En algunos países consideran pequeñas centrales hidroeléctricas las que tienen una potencia de hasta 2.000 kW (Italia, Noruega, Suecia, Suiza) o hasta 5.000 kW (Austria, India, Francia, Canadá, Alemania y otros). La Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO) tipifica como pequeñas centrales hidroeléctricas las que tengan una potencia instalada de hasta 5.000 kW. En otros países, consideran esta potencia hasta los 30.000 kW, como en Estados Unidos y CEI. Además, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) considera pequeña minicentral a las que tienen una potencia entre 1.000 y 10.000 kW, como se resumen a continuación:

| Potencia límite instalada de la centra [kW] |                        |                    | País - Organización Internacional                                   |
|---------------------------------------------|------------------------|--------------------|---------------------------------------------------------------------|
| Pequeña central                             | Minicentral            | Microcentral       |                                                                     |
| $P_{ins} \leq 30.000$                       | $P_{ins} = 100 - 1000$ | $P_{ins} \leq 100$ | CEI (antigua URSS)                                                  |
| $P_{ins} \leq 30.000$                       |                        |                    | Estados Unidos                                                      |
| $P_{ins} \leq 12.000$                       |                        |                    | China y países del sudeste de Asia                                  |
| $P_{ins} \leq 5.000$                        |                        |                    | América Latina (OLADE)                                              |
| $P_{ins} \leq 5.000$                        |                        |                    | UNIDO, Austria, España*, India, Canadá, Francia, Alemania, y otros. |
| $P_{ins} \leq 10.000 (*)$                   |                        |                    |                                                                     |

Tabla 3.2. Clasificación de las centrales hidroeléctricas según diferentes países.

Esta diversidad en la clasificación de las pequeñas centrales hidroeléctricas ha sido el resultado de los diferentes niveles de desarrollo alcanzados en los distintos países, de las

particularidades de las condiciones naturales, de los diferentes procedimientos de reconocimiento de los proyectos de aprovechamientos hidroeléctricos así como de otros factores.

Además, a nivel constructivo, los aprovechamientos hidroeléctricos corresponden esencialmente a tres grandes esquemas:

- De embalse, con central a pie de presa.
- De pasada y alta caída, que aprovechan la pendiente del terreno.
- De pasada y baja caída, construidos sobre ríos de llanura y canales de riego.

Los aprovechamientos de pasada no requieren reservorio, pero al carecer de capacidad de almacenamiento son altamente dependientes de las variaciones naturales del caudal del río. Contrariamente, los aprovechamientos a embalse pueden ser “despachados” y ajustarse rápidamente a las variaciones de demanda, que es una característica muy valiosa para el sistema eléctrico. A continuación, se desarrollará con mayor profundidad este tema.

### **3.2.3. Modelos de centrales minihidráulicas**

Las características geográficas, geológicas y ambientales determinan la localización del aprovechamiento hidráulico y los componentes de obra civil más convenientes para maximizar la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica. Dada la gran variedad de soluciones posibles para conseguir el mejor aprovechamiento de los recursos hidráulicos, las minicentrales hidroeléctricas se pueden clasificar tanto en función del tipo de salto como de su ubicación y captación del recurso a explotar.

#### **En función del tipo de salto hidráulico**

Las minicentrales hidroeléctricas se clasifican 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 captación de agua**

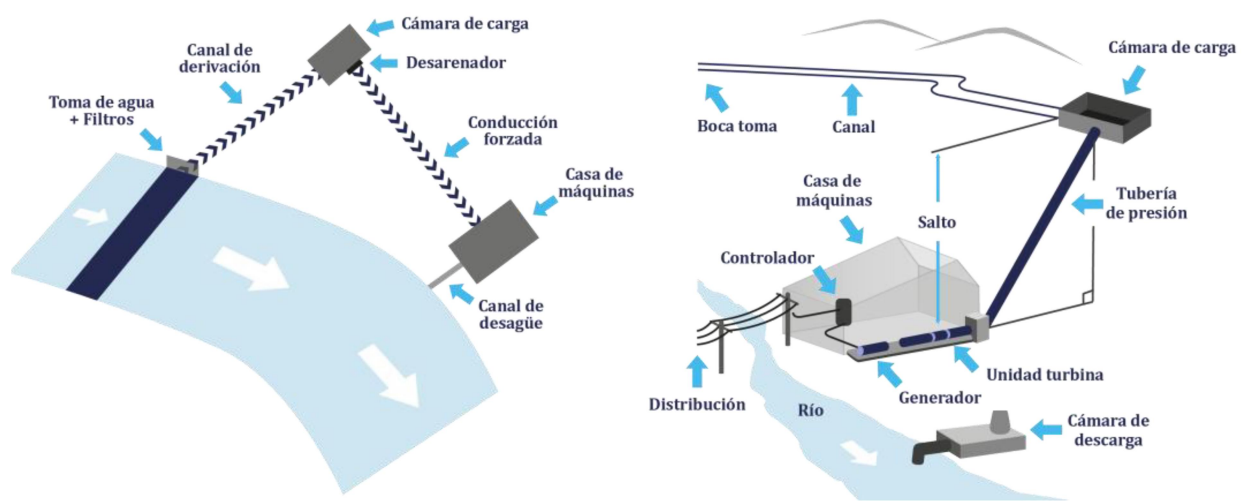
Las minicentrales se pueden clasificar en:

#### **A) Minicentrales de agua fluyente**

Son instalaciones preparadas para turbinar directamente parte del caudal de un cauce natural. Dada esta característica, los elementos constructivos o de obra civil asociados a este tipo de instalaciones dependerá de las características hidráulicas de los saltos, dando lugar a dos grandes grupos, las minicentrales hidroeléctricas de agua fluyente de alta presión y, las minicentrales de media y baja presión. A continuación se describen con mayor detalle cada una de ellas.

##### **A.1) Minicentrales de agua fluyente de alta presión**

Una de las características más notables de estas instalaciones es que no disponen de un embalse que asegure el aporte continuo de agua a las turbinas para producir la energía eléctrica, o bien éste no es lo suficientemente grande como para comprender funciones de regulación. Comprende un azud o pequeña presa para elevar el nivel del agua del río, y disminuir la velocidad del agua. Siguiendo el esquema de la figura 3.1, el agua del río se desvía hacia una tubería cerrada o canal a través de una toma de agua practicada en el azud. Para evitar la entrada de cuerpos extraños en las conducciones que transportan el agua a turbinar, la toma de agua lleva incluida una rejilla o filtro. La tubería o canal es de pequeña pendiente (entre 0,2 y 0,5 metros por mil siguiendo las líneas de nivel) y comunica el azud con un depósito, llamado cámara de carga, donde el agua se almacena para asegurar un caudal constante durante el funcionamiento de la turbina. Desde este depósito el agua pasa a una conducción forzada provista de un desarenador en su extremo inicial para evitar la entrada de arena en la turbina y los daños que pudiera conllevar. Finalmente, el agua se devuelve al cauce del río a través del canal de desagüe.



*Figura 3.1. Esquema de una minicentral hidroeléctrica de agua fluyente de alta presión.*

Los principales elementos de la infraestructura de la obra civil necesarios para este tipo de instalaciones son (figura 3.1):

- Azud o pequeña presa con escala de peces.
- Toma de agua con rejilla.
- Canal de derivación.
- Desarenador.
- Cámara de carga. Incluye un aliviadero lateral que permite la descarga de agua en el caso de grandes avenidas.
- Tubería forzada.
- Edificio de la central, en la que se encuentra la turbina y los grupos electromecánicos usados para la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica.
- Canal de desagüe.

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.

Este tipo de minicentrales también se les suele denominar minicentrales hidroeléctricas con canal de derivación.

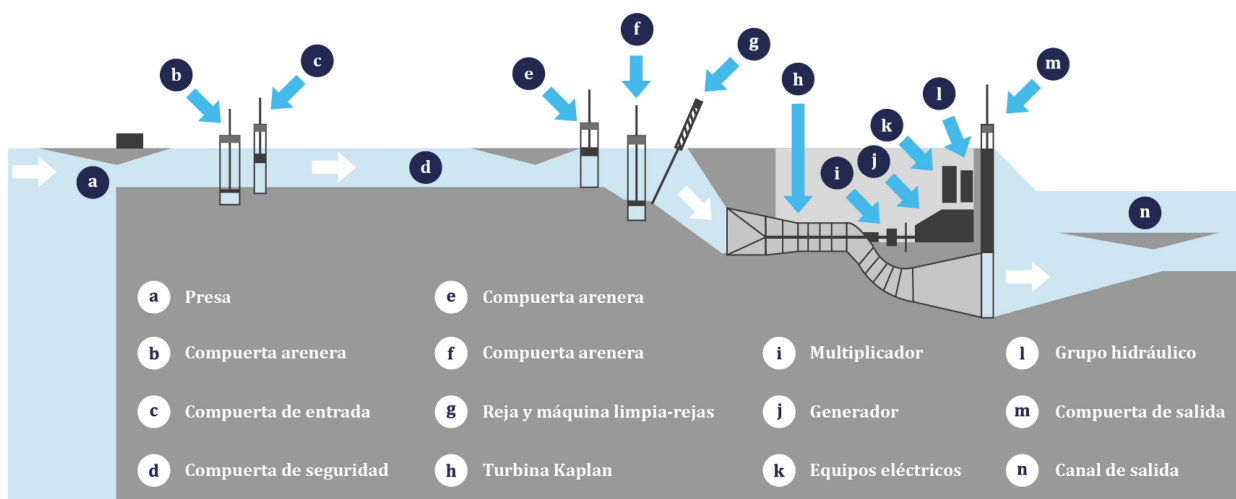
Como se ha mencionado anteriormente, estas minicentrales están instaladas en los cursos altos de los ríos caracterizados por un salto elevado y un caudal pequeño, que en algunas estaciones del año puede llegar a ser insuficiente para que el aprovechamiento hidráulico sea óptimo. Teniendo en cuenta estas consideraciones, es habitual que estas minicentrales no funcionen durante algunos meses del año, y el tiempo de funcionamiento medio oscila entre 2500-3000 horas/año.

Al extraer una fracción de caudal del río para su turbinación, debe asegurarse que en el tramo del río aguas abajo de la toma, exista un caudal mínimo garantizado, que se le suele denominar caudal ecológico o de servidumbre mínimo.

#### A.2) Minicentrales de agua fluyente de media/baja presión.

Estas minicentrales 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) Con canal de derivación (figura 3.2). Esta solución es similar a la empleada en las minicentrales de agua fluyente de alta presión con canal de derivación (ver figura 3.1). A través de un canal de grandes dimensiones, se deriva una fracción de caudal hacia las turbinas a través de una conducción forzada.



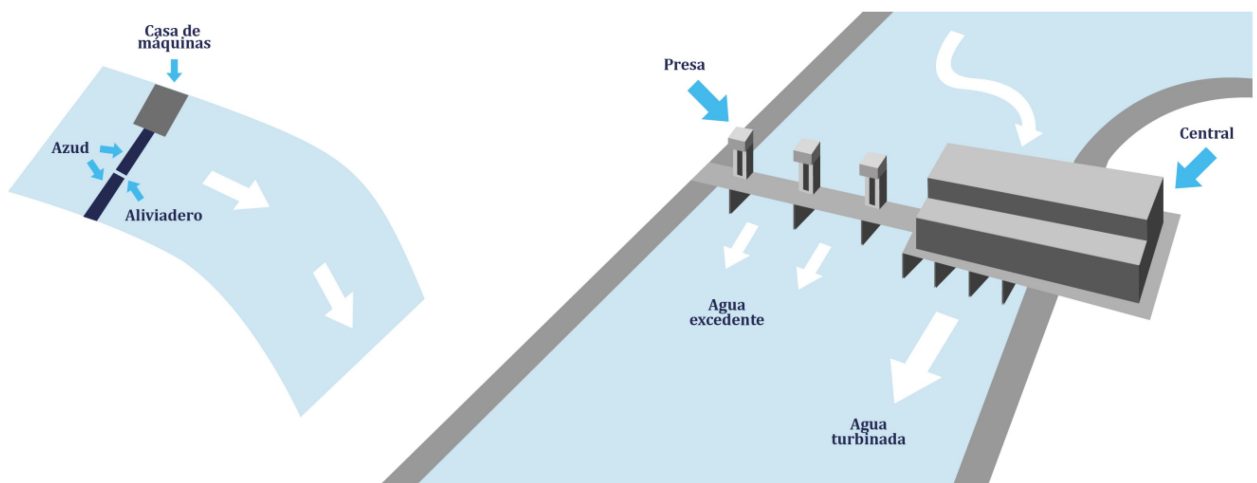
*Figura 3.2. Componentes de una central hidráulica de media/baja presión con canal de derivación.*

Los elementos de obra civil que comprende estas minicentrales son por tanto, muy similares a los usados en las minicentrales de alta presión:

- Azud o pequeña presa con escala de peces.
- Toma de agua con rejilla.
- Canal de derivación.
- Desarenador.
- Tubería forzada.
- Edificio de la central.
- Canal de desagüe.

b) En el propio curso del río. Este tipo de minicentrales consisten de una presa dotada con un aliviadero por donde rebosa el agua. En un lateral de la presa se sitúa el edificio donde se encuentran situadas las turbinas (figura 3.3). No disponen de tubería forzada y la entrada del agua a las turbinas es a través de una cámara abierta. Por tanto, sus principales elementos son:

- Presa con aliviaderos de compuerta.
- Desarenador.
- Escala de peces.
- Edificio de la central.



*Figura 3.3. Esquema de una minicentral hidroeléctrica de agua fluyente de media/baja presión.*

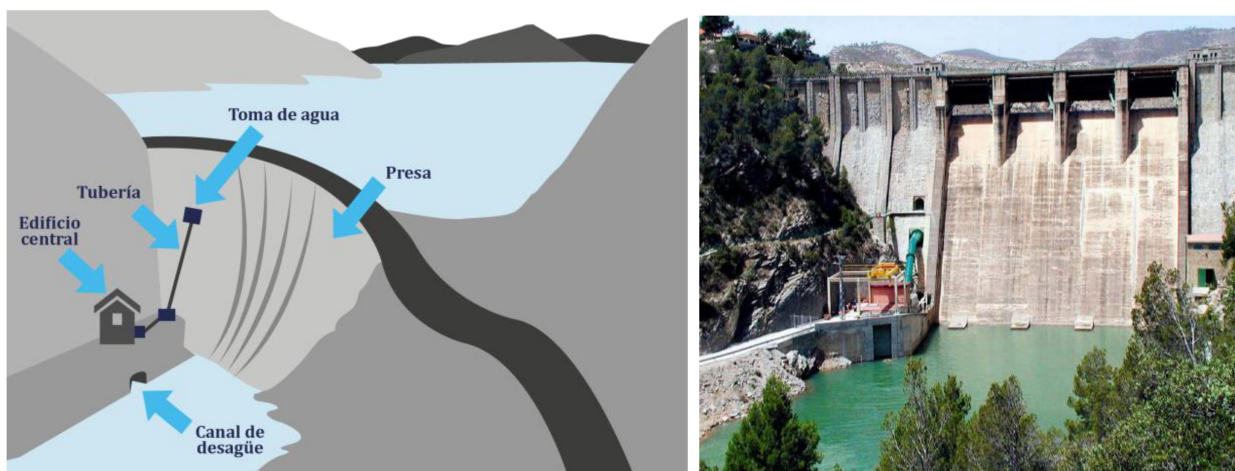
Este tipo de minicentrales no introducen ninguna modificación en el caudal en ningún tramo del río.

Las minicentrales hidráulicas situadas en los cursos medios/bajos de los ríos, garantizan el aporte de caudal durante más meses con respecto a las minicentrales situadas en cursos alto de los ríos. Por esta razón, el tiempo medio de funcionamiento de estas minicentrales es mayor, oscilando entre 3000-4000 horas al año.

#### B) 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. Este tipo de minicentrales puede usarse como minicentral de uso compartido, ya que el embalse puede además tener funciones de abastecimiento de agua potable a las poblaciones, o para regular el curso de los ríos y evitar las crecidas de los mismos.

Al interponer un obstáculo (presa) en la corriente natural, el nivel de la superficie libre del río se eleva, aumentándose así mismo el salto natural disponible. Este nuevo desnivel es aprovechado por la turbina instalada para generar mayor energía hidroeléctrica. El embalse que se crea en el curso del río permite la regulación del caudal que recibe la turbina en función de la demanda eléctrica. Otra ventaja es que aseguran la producción continua de energía eléctrica durante todo el año, incluso en los meses secos del mismo.



*Figura 3.4. Central hidráulica a pie de presa.*

Los elementos que constituyen el esquema más característico de este tipo de minicentrales son (ver figura 3.4):

- Presa que permite la acumulación de agua para posteriormente ser regulada.
- Toma de agua.

- Rejillas.
- Tubería forzada.
- Edificio de la central.
- Canal de desagüe para retornar el agua turbinada al cauce del río.

Una tipología de estas centrales situadas a pie de presa son las de tipo caverna, (figura 3.7), en donde, el edificio de la central se encuentra instalado en el interior de una montaña, a una cota que puede estar por debajo del nivel del desagüe para evitar el fenómeno de cavitación.

Las centrales a pie de presa, suelen tener un tiempo de funcionamiento medio de 2500-3000 horas/año.

### C) Centrales de uso compartido

Son minicentrales incluidas en las redes de agua destinadas a otros usos como puede ser el de riego, abastecimiento de agua potable a la población, 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.

Los elementos principales que constituyen este tipo de minicentrales son:

- Toma de agua desde el canal.
- Rejillas.
- Tubería de presión que parte directamente desde el canal.
- Edificio de la central.
- Canal de desagüe que retorna el agua turbinada al propio canal de riego.

Es importante construir un canal auxiliar que garantice el agua de regadío, de trasvase o el abastecimiento de agua a poblaciones cuando la turbina no esté operativa.

Estas instalaciones tienen la ventaja de que 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 coste de la instalación.

Este tipo de minicentrales tiene un tiempo característico de funcionamiento de 2000 horas/año.

### **3.3. Turbinas microhidráulicas**

#### **3.3.1. Introducción**

El principal componente de una central hidroeléctrica es la turbina hidráulica. La energía que una turbina hidráulica extrae del agua depende tanto del caudal que conduce como de la diferencia de altura existente entre los reservorios superior e inferior, denominada caída o "salto aprovechable".

Los modelos comerciales de turbinas hidráulicas responden a muy variado diseño, dependiendo de las características de cada central y esencialmente, del salto que aprovechan. En este sentido, las centrales hidroeléctricas se equipan con turbinas tipo Pelton (altas caídas), Francis (caídas medias a altas), o hélice o Kaplan (bajas caídas), que en conjunto son las más comunes. Sin embargo, las centrales de muy bajas caídas (como las emplazadas en canales de riego) requieren máquinas más refinadas como las turbinas tubulares o los grupos bulbo, en los que el generador eléctrico se encuentra alojado en el interior de una "góndola" sellada situada en el interior de la tubería de presión. Los pequeños aprovechamientos utilizan con ventaja las características de las turbinas de flujo cruzado tipo Michell-Banki, que, si bien no poseen los rendimientos de las anteriores, son más versátiles y fáciles de construir y mantener.

#### **3.3.2. Definición de Turbomáquina Hidráulica**

Las turbomáquinas se diferencian de otras máquinas en que son de funcionamiento continuo, no alternativo o periódico como el caso de un motor de explosión. A semejanza de otras máquinas, las turbomáquinas son esencialmente transformadoras de energía, y de movimiento rotativo. Sin embargo, se diferencian, por ejemplo, del motor eléctrico, en que la transformación de energía se realiza utilizando un fluido de trabajo. En las turbomáquinas el fluido de trabajo puede ser un líquido o un gas o vapor. Las turbomáquinas cuyo fluido de trabajo es un líquido se denominan turbomáquinas hidráulicas.

Una turbomáquina hidráulica es un dispositivo que convierte la energía hidráulica en energía mecánica y viceversa; pueden ser motrices o generatrices, modificando el sentido del flujo de la energía.

En una turbomáquina hidráulica el líquido intercambia energía con un dispositivo mecánico de revolución que gira alrededor de su eje de simetría. Este mecanismo lleva una o varias ruedas (rotores) provistas de alabes de forma que entre ellos existen unos espacios libres o canales, por los que circula el agua.

### 3.3.3. Turbomáquinas Hidráulicas Convencionales

En esta sección se denominará bajo el nombre de turbomaquinas hidráulicas convencionales a las que se utilizan tanto para grandes centrales hidráulicas como para pequeños aprovechamientos (PAH). Estas turbomaquinas se vienen desarrollando hace cientos de años para el aprovechamiento de la energía del agua bajo el mismo principio físico.

#### Ecuación de potencia

Antes de desarrollar la ecuación de potencia, se define el salto total ( $H$ ) en una turbina hidroeléctrica, que es la diferencia entre el sitio donde se inicia el salto y el sitio donde se realiza el desagüe. Luego, el salto bruto ( $H'$ ) es la diferencia de niveles de agua entre la cámara de presión y el final del tubo de aspiración y el salto neto ( $H''$ ) es el que utiliza efectivamente una turbina hidráulica. La potencia teórica de la turbina estará dada por:

$$P = \rho * Q * H' \left[ \frac{kgm}{s^2} \right]$$

dónde  $\rho=1000 \text{ kg/m}^3$  es la densidad del agua y  $Q$  es el caudal del flujo  $\left[ \frac{m^3}{s} \right]$ .

En kW, la potencia queda expresada es:

$$P = \frac{1000 * Q * H'}{101,98} [kW]$$

Si se considera al rendimiento de la turbina como la diferencia entre el salto neto y el salto bruto de la turbina  $\eta_t = \frac{H'}{H''}$ , la potencia disponible en el eje del generador será:

$$P_G = \frac{1000 * Q * H'}{101,98} \eta_T [kW]$$

La potencia suministrada dependerá del rendimiento  $\eta_G$  del generador, entonces:

$$P_G = \frac{1000 * Q * H'}{101,98} \eta_T \eta_G [kW]$$

dónde los rendimientos tienen valores aproximados de  $\eta_T \cong 0,82$  y  $\eta_G \cong 0,92$ .

El rendimiento del grupo turbina generador será de:

$$\eta = \eta_T * \eta_G \cong 0,82 * 0,92 \cong 0,75$$

Por lo que la potencia disponible en bornes de la máquina es:

$$P = \frac{1000 * Q * H'}{101,98} 0,75 [kW] \cong 7,4 * Q * H'$$



## **Turbomáquinas Hidráulicas Motrices**

Como se mencionó en el apartado anterior, las turbomáquinas hidráulicas motrices son las que recogen la energía cedida por el fluido que las atraviesa, y la transforman en energía mecánica.

Una turbomáquina elemental o monocelular tiene básicamente, una serie de alabes fijos (distribuidor) y otra de alabes móviles (rodete, rotor). La asociación de un órgano fijo y uno móvil constituye una célula; una turbomáquina monocelular se compone de tres órganos diferentes que el fluido va atravesando sucesivamente: el distribuidor, el rodete y el difusor.

El distribuidor y el difusor (tubo de aspiración) forman parte del estator de la máquina, es decir, son órganos fijos; así como el rodete está siempre presente, el distribuidor y el difusor pueden ser en determinadas turbinas, inexistentes.

El distribuidor cumple la función de dirigir el agua desde la sección de entrada de la máquina hacia la entrada en el rodete, distribuyéndola alrededor del mismo (turbinas de admisión total) o a una parte (turbinas de admisión parcial), es decir, permite regular el agua que entra en la turbina desde cerrar el paso totalmente hasta lograr el caudal máximo. Este órgano de la máquina también transforma la energía de presión en energía de velocidad; en las turbinas hélico-centrípetas y en las axiales está precedido de una cámara espiral (voluta) que conduce el agua desde la sección de entrada, asegurando un reparto simétrico de la misma en la superficie de entrada del distribuidor.

El rodete es el elemento esencial de la turbomáquina hidráulica, estando provisto de alabes en los que tiene lugar el intercambio de energía entre el fluido y la máquina. Dependiendo de la tecnología y del tipo de turbomáquina hidráulica, el rodete y el diseño de sus álabes serán de diferentes formas y tamaños, ajustándose a parámetros óptimos de captación y transformación de energía del fluido que los atraviesa en energía mecánica.

## **Clasificación de Turbomáquinas Hidráulicas Motrices**

A partir de aquí se mencionará a las turbomáquinas hidráulicas motrices como turbinas hidráulicas o simplemente turbina.

Las turbinas hidráulicas tienen una variedad de diseños y diferentes tecnologías que se aplican para cada caso particular, dependiendo de las necesidades técnicas de su implementación. Por lo tanto, no existe una única clasificación de las turbinas hidráulicas.

Sin embargo, una clasificación relevante es la que se realiza en base a la presión del fluido en el rodete, es decir, el cambio energético que sufre el fluido en la máquina.

### **Según cambio de presión en el rodete**

#### **Turbinas de acción o impulsión**

En las turbinas de acción el agua sale del distribuidor a la presión atmosférica, y llega al rodete con la misma presión; en estas turbinas, toda la energía potencial del salto se transmite al rodete en forma de energía cinética. En las turbinas de acción, el empuje y la acción del agua coinciden. Ejemplo: la turbina Pelton.



*Fig. 3.5. Turbina de Acción.*

#### **Turbinas de reacción o sobrepresión**

En las turbinas de reacción el agua sale del distribuidor con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los alabes del rodete. En estas turbinas el agua circula a presión en el distribuidor y en el rodete y, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma, una parte, en energía cinética, y la otra, en energía de presión.

El difusor o tubo de aspiración, es un conducto por el que desagua el agua, generalmente con ensanchamiento progresivo, recto o acodado, que sale del rodete y la conduce hasta el canal de fuga, permitiendo recuperar parte de la energía cinética a la salida del rodete para lo cual debe ensancharse; si por razones de explotación el rodete está instalado a una cierta altura por encima del canal de fuga, un simple difusor cilíndrico permite su recuperación, que de otra forma se perdería. Si la turbina no posee tubo de aspiración, se la llama de escape libre. En las turbinas de reacción, el empuje y la acción del agua son opuestos. Este empuje es consecuencia de la diferencia de velocidades entre la entrada y la salida del agua en el rodete ( $w_1 - w_2$ ), según la proyección de la misma sobre la perpendicular al eje de giro.

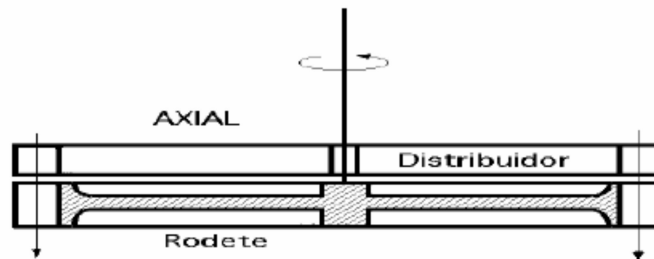


*Fig. 3.6. Turbina de Reacción.*

## **Según la dirección de entrada del agua**

### **Turbinas Axiales**

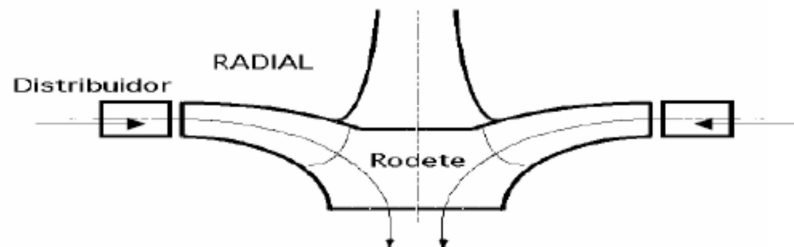
En las axiales (Kaplan, hélice, bulbo) el agua entra paralelamente al eje, tal como se muestra en la siguiente figura:



*Fig. 3.7. Turbina Axial.*

### **Turbinas Radiales**

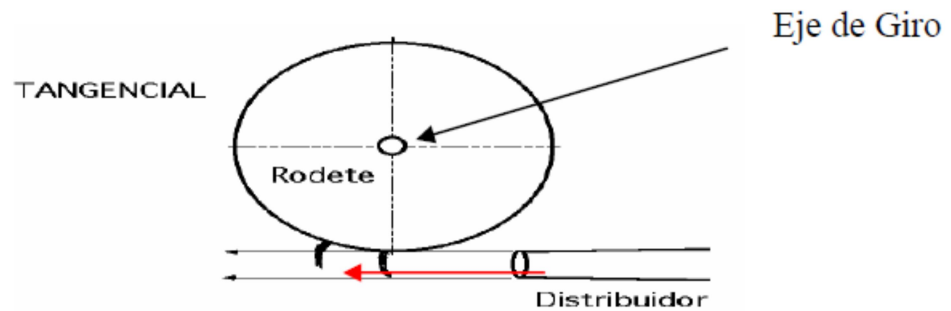
En las turbinas radiales el agua entra perpendicularmente al eje, siendo centrífugas cuando el agua va de dentro hacia afuera, y centrípetas, cuando el agua va de afuera hacia adentro (Francis).



*Fig. 3.8. Turbina Radial.*

### **Turbinas Tangenciales**

En las tangenciales, el agua entra lateral o tangencialmente (Pelton) contra las palas, cangilones o cucharas de la rueda.



*Fig. 3.9. Turbina Tangencial.*

#### **3.3.4. Turbinas de Flujo Cruzado o Michell-Banki**

Esta turbina también es una máquina utilizada principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción lo que la hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala. No obstante, esto no impide que la turbina se utilice en grandes instalaciones.

La característica principal de la turbina de flujo cruzado es el chorro de agua de sección transversal rectangular que pasa dos veces a través de los álabes del rotor, ubicados en la periferia del rotor cilíndrico, perpendicular al eje de éste. El agua fluye a través de los álabes, primero desde la periferia hacia el centro y entonces, después de cruzar el espacio abierto del rotor, desde dentro hacia fuera (Vease figura 3.11). La conversión de energía tiene lugar dos veces; primero en la incidencia del agua sobre el álabe en la entrada y luego cuando el agua golpea el álabe en el escape desde el rotor. Es una turbina de libre desviación, de admisión radial y parcial. La turbina de flujo cruzado puede aplicarse sobre un rango de alturas de caída desde menos de 2 m a más de 100 m. Una gran variedad de caudales puede acomodarse con un diámetro constante del rotor.

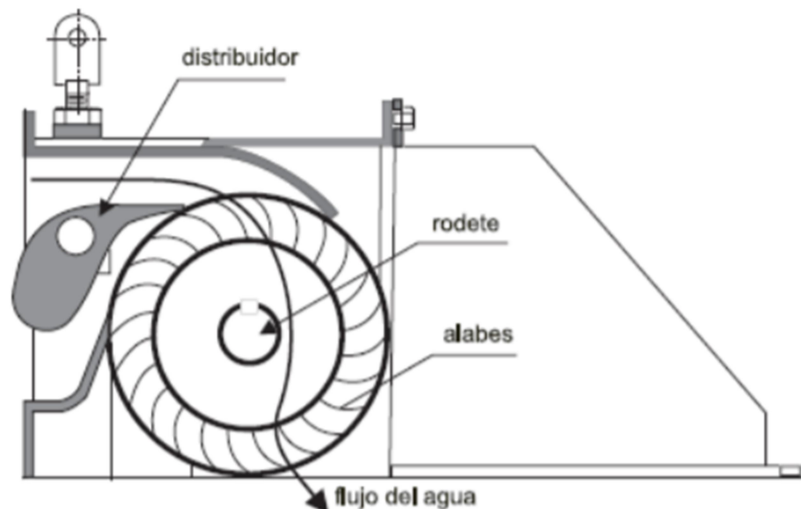


Figura 3.10. Flujo de agua a través de la turbina Michell-Banki.

A continuación se detallan las partes de la turbina Michell-Banki:

*Pieza de transición:* Es una pieza que une la tubería a presión con el distribuidor. Esta pieza es importante debido a la geometría de ingreso que tiene el inyector, que al no coincidir con la geometría de la tubería, genera perturbaciones en el flujo. El objetivo es hacer que el flujo sea más uniforme.

*Distribuidor:* Consiste en una tobera de sección rectangular que abarca al rodete en un cierto ángulo de admisión parcial. Está dotado de una paleta directriz para la regulación del caudal. Se puede operar manual o automáticamente.

*Rodete:* Tiene forma de tambor o cilindro y está compuesta por un par de discos, entre los cuales se fijan perifericamente una cierta cantidad de alabes de perfil circular y de simple curvatura. La forma cilíndrica del rodete permite que la turbina pueda trabajar dentro de grandes rangos de variación de caudal con sólo darle la longitud conveniente.

*Eje:* Elemento mecánico que transmitirá el torque hacia el generador o maquina impulsada.

*Carcasa:* Soporta y cubre las partes de la turbina, evita también que agentes externos ingresen a ella.

*Canal de descarga:* Desaloja el agua luego de su paso por el rotor a través de una abertura inferior.

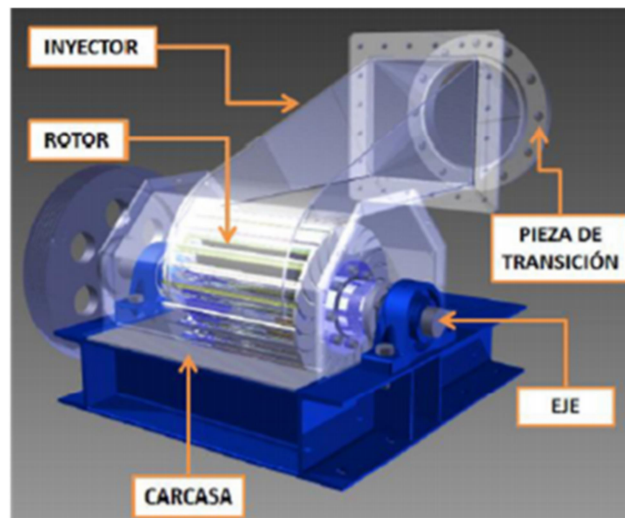


Figura 3.11. Partes de la turbina Michell-Banki.

Este tipo de turbinas pueden presentar una curva de rendimientos de forma aplanada, permitiendo variar ciertos parámetros sin sacrificar valores apreciables en eficiencia. Se logra alcanzar esta característica con un diseño de turbina con admisión parcial: se divide el rodete en 3 partes iguales y la admisión del agua se puede realizar por 1/3, 2/3 o por la totalidad del área del rodete. Este tipo de diseño es desarrollado por la firma Ossberger, cuya máquina presenta una curva de rendimiento como la mostrada en la figura 3.13, donde se la compara con el rendimiento de una turbina tipo Francis.

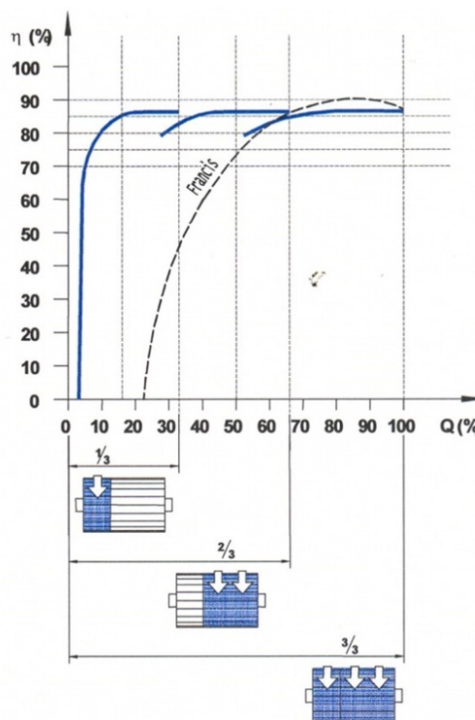


Fig. 3.12. Curva de rendimientos según admisión de agua.

### 3.3.5. Turbinas de Río o de Caída Cero

En el diseño se parte de su principio de captación de la energía de las corrientes, es el mismo que rige a los aerogeneradores, es por esto que el uso de turbinas axiales para río aparece como la opción más simple de captar dicha energía. Por lo tanto, la turbina es básicamente un aerogenerador sumergido completamente bajo la superficie del curso de agua, pero con una tecnología y materiales de aspas que le permitan soportar los esfuerzos del agua que es 800 veces más densa que el aire.

La problemática es diferente de las minicentrales hidráulicas convencionales, ya que éstas últimas aprovechan una caída, una corriente de fluido para generar electricidad, osea la energía potencial y la energía cinética del flujo, mientras que las turbinas de río explotan sólo la energía cinética dada por la corriente del agua, instalándose en ríos de llanura o aprovechando corrientes marinas.

Como se mencionó anteriormente el principio de funcionamiento de esta clase de turbinas es similar a las turbinas de viento por lo que la mayoría de los principios se derivarán de la teoría eólica.

Por tanto, la energía cinética de la cantidad de agua que entra a la turbina es:

$$E_{cin} = \frac{1}{2} m \cdot v^2$$

Donde:

M: es la masa de esta cantidad de agua.

v: es la velocidad del río.

El volumen de agua cruzando una superficie S a la velocidad v en 1 segundo es:

$$V_{agua} = v \cdot S$$

Y la masa de este volumen es:

$$M = \rho \cdot v \cdot S$$

donde:

$\rho$ : es la densidad del agua (1000[kg/m<sup>3</sup>]).

v: es la velocidad del río.

S: es la superficie barrida por las palas de la turbina ( $S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$ , donde d es el diámetro de la turbina).

Reemplazando la expresión anterior de la masa en la ecuación de energía, viene que la potencia cinética de entrada a la turbina es:

$$P_{cin} = \frac{1}{2} * \rho * v * S * v^2 = \frac{1}{2} * \rho * S * v^3$$

Aplicando esta fórmula se pueden calcular las potencia de entrada por  $m^2$  de superficie de la hélice para diferentes velocidades de agua.

Similarmente a lo que demostró el físico alemán Bets para las turbinas eólicas, sólo puede convertirse al máximo del  $\frac{16}{27}$  (59,3%) de la energía cinética en energía mecánica. Entonces:

$$P_{MAX} = \frac{16}{27} \cdot P_{cin} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$$

La potencia que puede producir la turbina de río o hidrocínética es:

$$P_{elec} = \eta_{elec} \cdot Cp \cdot \frac{\rho}{2} \cdot S \cdot v^3 = 500 \cdot \eta_{elec} \cdot Cp \cdot S \cdot v^3$$

Donde:

$\eta_{elec}$ : es el producto de los rendimientos del generador, de la multiplicadora y de la transmisión.

$Cp$ : es el coeficiente de potencia (rendimiento) de los alabes.

$S$ : es la superficie barrida por los alabes.

$v$ : es la velocidad del agua.

Según la ley de Betz, el valor máximo que puede tener  $Cp$  es  $16/27$ .

Los sistemas hidrocínéticos trabajan con la energía del flujo libre por lo que requieren mucho grandes volúmenes de agua y velocidades considerables para alcanzar generaciones eléctricas razonables.

Hay dos tipos básicos de rotor que operan bajo diferentes principios: Las máquinas que tienen sus superficies efectivas moviéndose en la dirección de la corriente y que son empujados por el arrastre del agua (resistencia al avance), por ejemplo una rueda hidráulica y las máquinas que tienen sus superficies efectivas moviéndose a un ángulo de la dirección del agua y que opera bajo fuerzas de sustentación, por lo tanto los tipos de turbinas que podemos encontrar en base a sus rotores son (figuras 3.14 a 3.18):



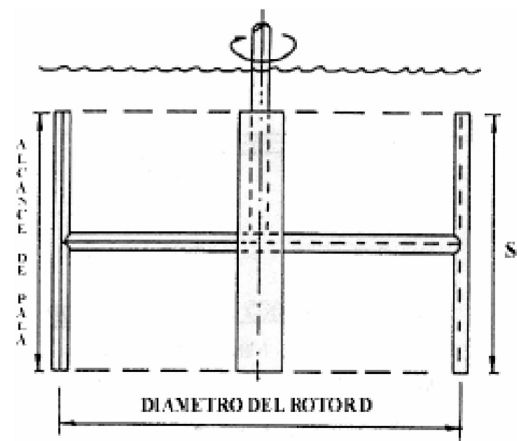


Fig. 3.13. Rotor Darrieus de Eje Vertical.

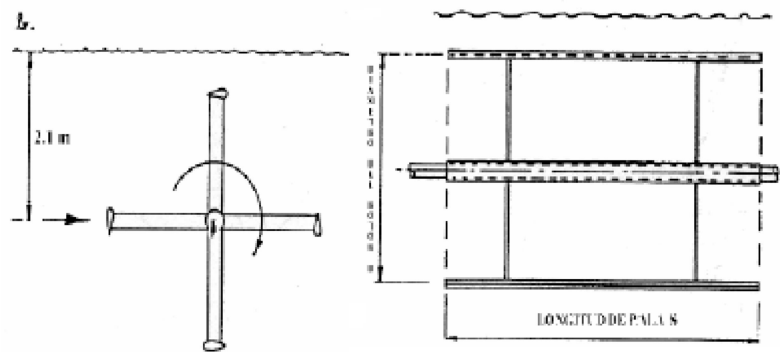


Fig. 3.14. Rotor Darrieus de Eje Horizontal.

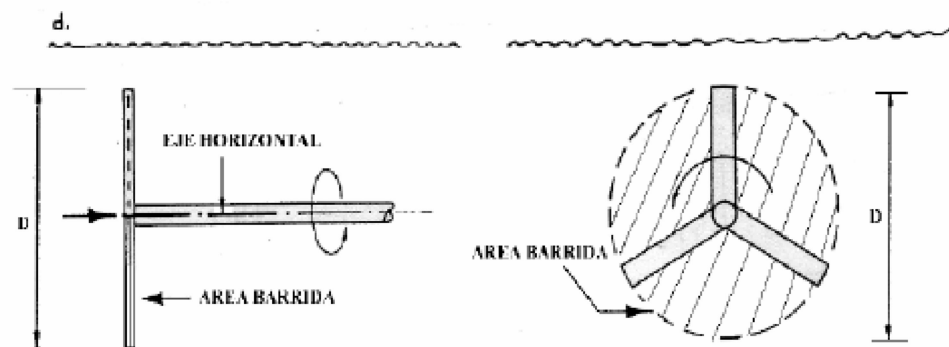
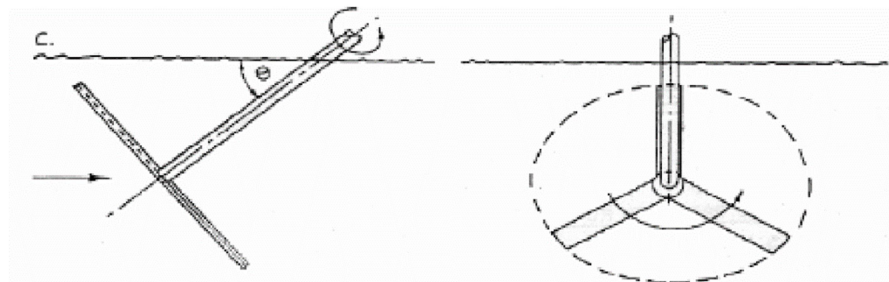
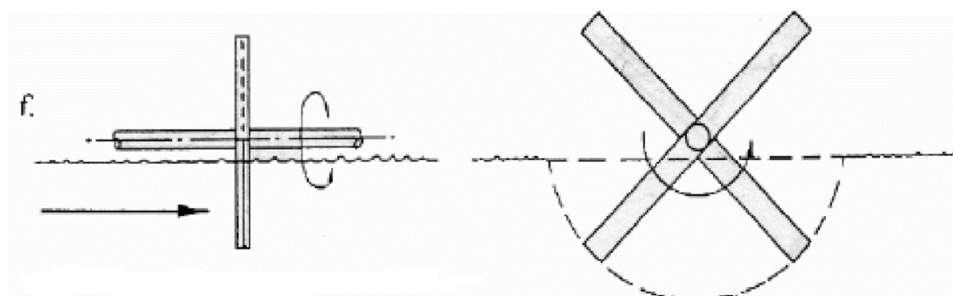


Fig. 3.15. Rotor de Eje horizontal.



*Fig. 3.16. Rotor de Eje Inclinado.*



*Fig. 3.17. Rotor Propulsor Semi-Sumergido.*

Esta tecnología se aplica mayormente en corrientes submarinas por su mayor captación de energía dado que en la superficie marina su dimensionamiento y por lo tanto los caudales que pueden captar sus aspas son mayores que en los ríos de llanura, donde las profundidades en la mayoría de los casos no son idóneas para dimensionar grandes aspas que capten grandes caudales. Por lo tanto la energía eléctrica que las turbinas hidrocinéticas puedan generar son sustancialmente menores en ríos que en corrientes marinas.

Al ser una tecnología no convencional, que se está empezando a conocer y desarrollar en la actualidad, su diseño y dimensionamiento varía fuertemente dependiendo de varios factores como lugar de implementación (ríos de llanura o corrientes marinas), velocidades del flujo que atravesará la turbina, caudales, etc.

Algunos de los desarrollos tecnológicos de este tipo de turbina son por ejemplo Verdant Power, de Canadá, que consiste en un generador de flujo axial con rotor tripala de 5 metros de diámetro rateado para 35 kW. El generador y el multiplicador están contenidos en un compartimento anexo al rotor y al igual que este, están sumergidos bajo la superficie del río, por lo que, su tipo de montaje es sumergido y anclado sobre el lecho fluvial. Trabaja a

velocidades menores a 1.0 m/s pero para mayor eficiencia se recomienda trabajarlo a velocidades mayores a 2.0 m/s y profundidades de al menos 6.5 m.

Otro desarrollo también en Canadá es Clean Current Power System. Aquí la turbina es un sistema de flujo axial bidireccional encauzado con un generador de imanes permanentes directamente instalado a velocidades variables. En este sistema, las aspas llevan los imanes permanentes y el ducto es el que porta el devanado. Requiere de una profundidad de 15 metros para trabajar, debido a esta profundidad, está diseñada para ambientes marinos.

Otros casos se dan en Brasil donde el laboratorio de Energía y Ambiente (L.E.A) de dicho país ha construido turbinas hidrocínéticas del tipo axial, para apoyar la generación de electricidad en zonas rurales aisladas en el Amazonas, en donde la transmisión de energía del sistema se hace poco rentable y de difícil acceso. También en Argentina se desarrollan varios modelos de diferentes entidades. Por ejemplo el INVAP diseñó prototipos de turbinas hidrocínéticas, presentando un rotor metálico, sin embargo estas no han sido llevadas a un nivel comercial. El prototipo desarrollado a subescala es capaz de producir aproximadamente 1 kW.

### **3.3.6. Turbinas de vórtice**

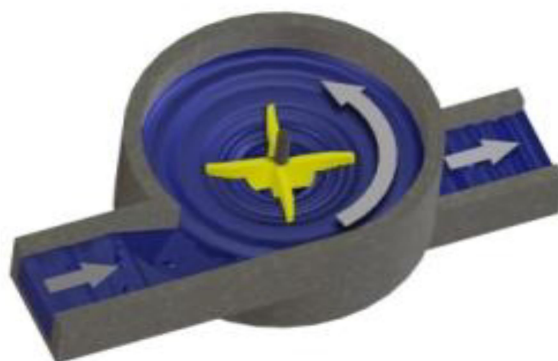
#### **Introducción**

Los sistemas de hidrogenación basados en vórtice gravitacional se incluyen en el grupo de aplicaciones que aprovechan las denominadas energías renovables o no convencionales para la generación de energía eléctrica.

Originalmente, el vórtice gravitacional era utilizado para aireación del agua, y para su funcionamiento demandaba energía de la red, hasta que Franz Zotlöterer modificó el proceso para producir energía eléctrica, logrando así ambos objetivos al mismo tiempo. Finalmente se logra sistema de generación eléctrica de bajas revoluciones y bajo salto de agua. Esto hace que sea ambientalmente amigable y sostenible ya que, oxigena el agua del río, no afectan a los peces (son continuos aguas arriba y aguas abajo) y dejan el río en su forma original (no generan degradación de la cuenca ni modificación de las variables como caudal, velocidad, etc).

De acuerdo a Zotlöterer, un sistema de hidrogenación que utiliza vórtice gravitacional, aprovecha la energía cinética de un vórtice inducido artificialmente, y, la transmite a un módulo de generación de energía eléctrica. La generación no se basa en diferencia de presión, sino en fuerza dinámica del vórtice.

En este tipo de sistema, el segmento en que se forma el vórtice gravitacional, recuerda un poco a un caracol al revés. El agua ingresa tangencialmente a un tanque (recipiente), formando un poderoso vórtice, que encuentra una salida en la parte inferior central de la cuenca poco profunda (ver fig. 3.19).



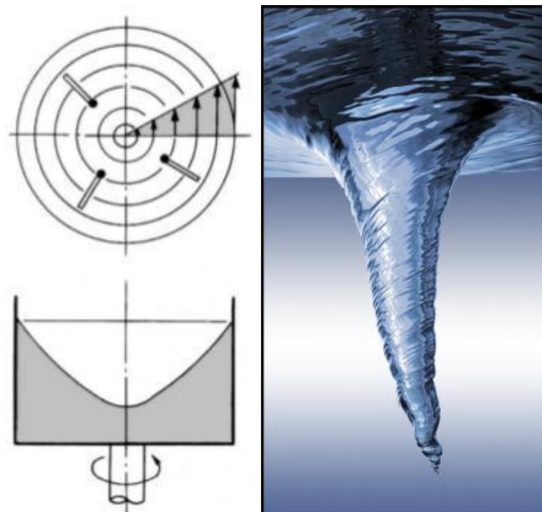
*Figura 3.18. Esquema de convertidor de vórtice gravitacional Zötlöterer.*

Aunque la estructura del vórtice es muy básica y simple, el análisis de la operación no lo es, e implica un modelado complejo de dinámica de fluidos computacional (CFD). Muchos de los estudios publicados sobre el tema utilizan modelos computarizados y resultan bastante complejos a la comprensión. A continuación se intentará dar un poco de claridad en el tema sin profundizar demasiado en las dinámicas.

### **Vórtices gravitacionales**

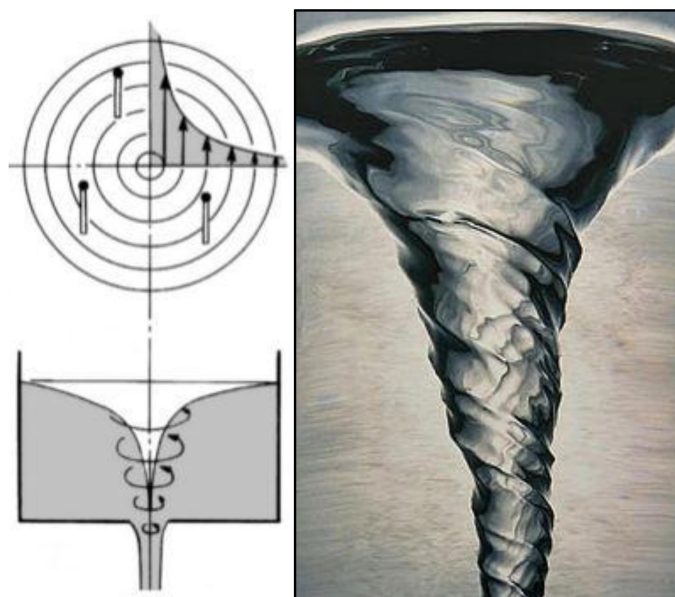
En dinámica de fluidos, se define a un vórtice como el movimiento de un fluido a lo largo de un camino encorvado, caracterizado por el patrón de flujo curvo. Cuando el fluido fluye entre las líneas de flujo encorvadas, la fuerza centrífuga es aplicada, y es contrabalanceada por la fuerza de presión que actúa sobre la dirección radial.

En una primera clasificación, los vórtices son forzados o libres. Un vórtice forzado se define como aquel en el que un torque externo es requerido para rotar el fluido. En este tipo de vórtice, las partículas del fluido rotan con una velocidad angular constante. El ejemplo más común de vórtice forzado, es un cilindro vertical que contiene un líquido rotando sobre su eje central, con cierta velocidad angular (ver figura 3.20).



*Figura 3.19. Ejemplo de la formación de un vórtice forzado.*

Un vórtice libre es aquel en el que el fluido rota sin necesidad de una fuerza externa. El movimiento se puede deber a una rotación previamente impartida a las partículas del fluido o a alguna acción interna. Algunos ejemplos de vórtices libres son el flujo de un líquido alrededor de un quiebre encorvado, el remolino en un río, y el flujo de un líquido a través del fondo de un contenedor (ver figura 3.21.)



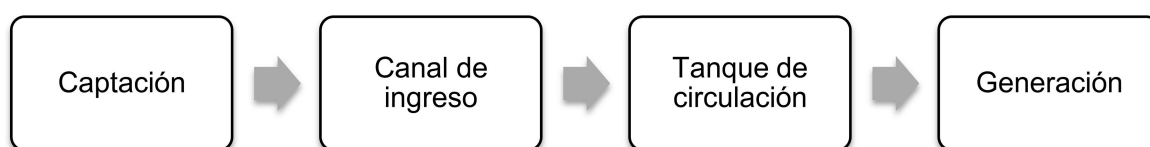
*Figura 3.20. Ejemplo de vórtices libres.*

En otra clasificación, los vórtices son cilíndricos o espirales. En un vórtice cilíndrico el fluido rota en círculos concéntricos, mientras que en un vórtice espiral el fluido se mueve en

espiral hacia adentro o hacia afuera. El movimiento de los vórtices espirales se obtiene combinando un vórtice cilíndrico con un movimiento radial.

### **Microcentrales basadas en vórtices gravitacionales**

En el caso que se desee diseñar una micro central basada en turbinas de vórtices gravitacionales, siguiendo las recomendaciones de Zotlöterer, este diseño debería contar con al menos 4 componentes: captación, canal de ingreso, tanque de circulación, y, generación (ver figura 3.22).

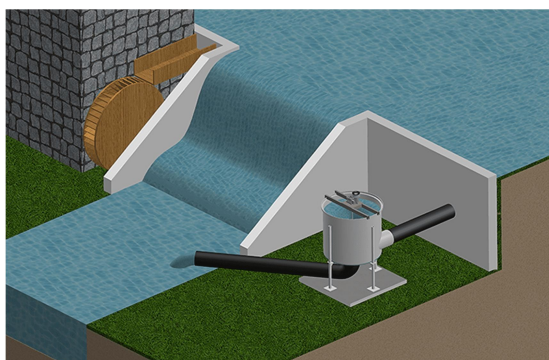


*Figura 3.21. Diagrama de bloques de los componentes de una microcentral.*

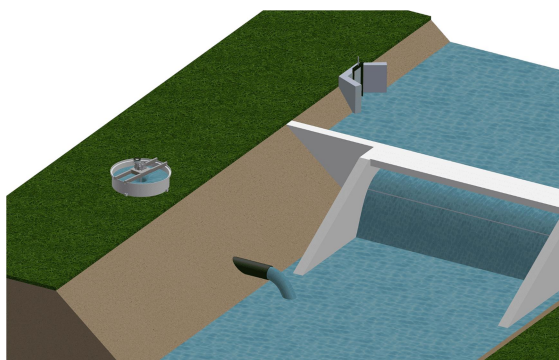
#### **a) Captación**

La captación de agua para una microcentral hidroeléctrica no solo provee de agua para la generación, sino que controla el caudal y el nivel de sedimentos en suspensión para evitar daños en las turbinas. Además, la captación depende especialmente del tipo de microcentral que se desea diseñar, ya que se debe adecuar al lugar y la potencia requerida.

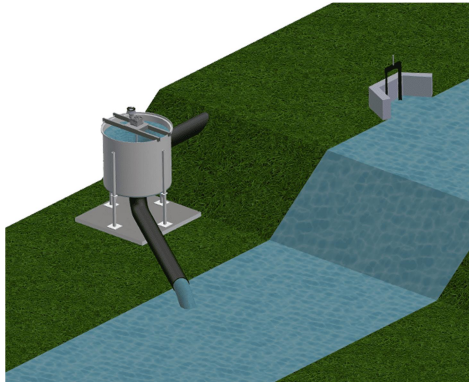
A continuación, se muestran sistemas de captación típicos para diferentes microcentrales de este tipo. Todos los diseños cuentan con estructuras de admisión y regulación controlan el caudal admitido, rejas especiales evitan la entrada de sólidos de gran tamaño al canal y con sedimentadores que favorecen la precipitación de los sedimentos.



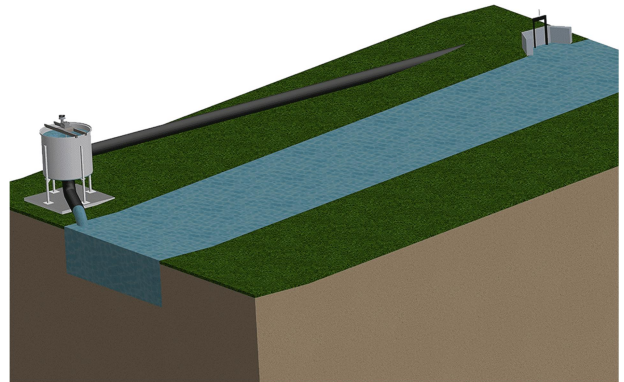
*Figura 3.22. a)*



*Figura 3.22. b)*



*Figura 3.22. c)*



*Figura 3.22. d)*

#### b) Canal de ingreso

El agua debe ingresar al tanque de circulación en forma tangencial, controlada, y sin turbulencias mayores, a fin de facilitar la correcta formación del vórtice de agua. A este objetivo aporta el correcto diseño del canal de ingreso. La figura 3.24 muestra un modelo de un tanque de circulación, del canal de ingreso, y de la etapa de retorno del caudal al cauce original.

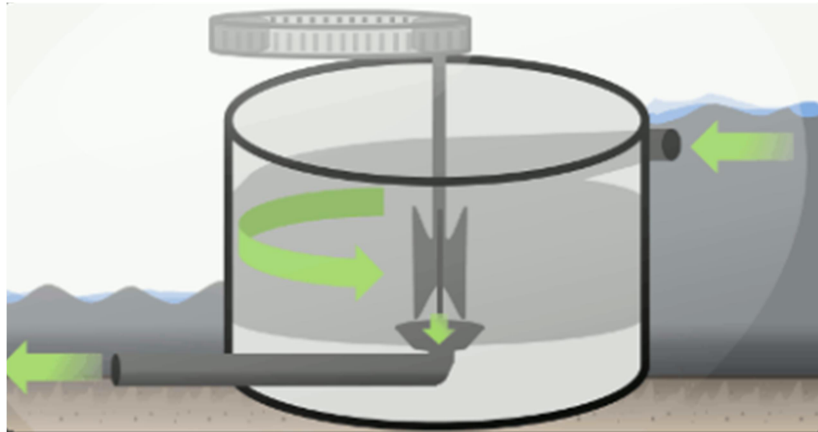


*Figura 3.23. Modelo del tanque, canal de ingreso y de retorno) de una microcentral basada en vórtice gravitacional,.*

#### c) Tanque de circulación

En el tanque de circulación se induce el vórtice de Rankine. La figura 3.25 muestra un esquema de la estructura general de un tanque de circulación.





*Figura 3.24. Esquema de un tanque de circulación para una microcentral basada en vórtice gravitacional.*

La existencia del cono de descarga facilita la descarga del agua y evita la recirculación en el flujo causada por la presencia de la denominada capa de Ekman.

#### d) Generación

Por lo general, en microcentrales basadas en vórtice gravitacional se utilizan dos tipos de turbinas: de cuatro alabes y de Zotlöterer.

Las turbinas de cuatro alabes cóncavos separados  $90^\circ$  (ver figura 3.26 a) poseen una gran velocidad de rotación y gran eficiencia. Por su parte, las turbinas de Zotlöterer (ver figura 3.26 b) poseen velocidades nominales dependientes del tamaño de la microcentral, y, aunque lentas son inofensiva para los peces que entren a la microcentral. El uso de microcentrales basadas en vórtice gravitacional aisladas de la red justifica la utilización de turbinas Zotlöterer de baja velocidad, minimizando el impacto en el ecosistema.



Figura 3.25 a)



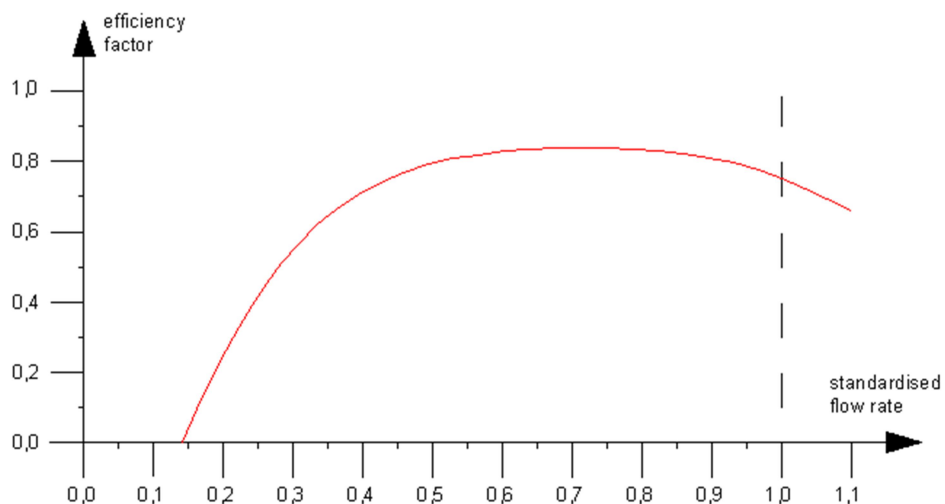
Figura 3.25 b)



### Funcionamiento energético

Recordando el principio de conversión de energía de estas plantas, se tiene que el agua pasa a través de una entrada recta y luego pasa tangencialmente a un recipiente redondo. El agua forma un gran vórtice sobre el drenaje del fondo central de la cuenca. Una turbina extrae energía rotacional del vórtice, que un generador convierte en energía eléctrica. Los márgenes de saltos utilizados normalmente en estas centrales van desde los 0,6 m hasta los 3m de altura dependiendo principalmente de los caudales y la potencia requerida.

La potencia eléctrica de una central hidroeléctrica se calcula a partir del caudal, la altura y la eficiencia general. La eficiencia teórica de conversión de energía de la turbina es de hasta 85%, siendo en la práctica cerca del 70%, con tendencia a aumentar a partir del rápido desarrollo que esta tecnología está teniendo. A continuación se muestra la curva de eficiencia teórica de este tipo de turbinas presentada por la empresa Zotlöterer.



*Fig. 3.26. Curva de eficiencia teórica de las turbinas de Zotlöterer.*

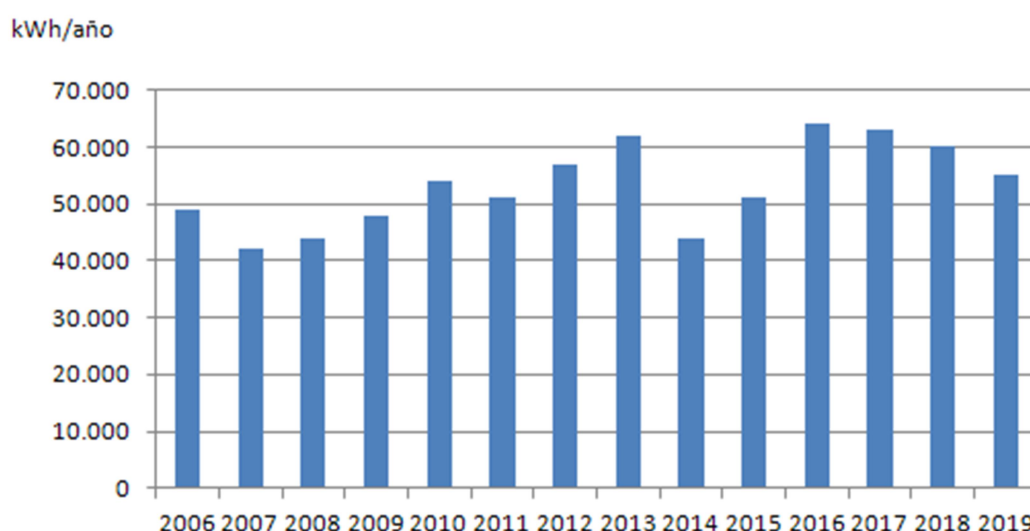
Como se observa, la curva de eficiencia de este tipo de turbinas a velocidad constante es comparable a la curva de eficiencia de las turbinas reguladas convencionales pero, aunque parezca obvio, se debe aclarar que la eficiencia general del sistema depende de la turbina, la geometría de la taza giratoria, la caja de engranajes y el generador.

La capacidad de trabajo anual promedio es el resultado de la energía eléctrica y las horas equivalentes de carga completa. Una planta hidroeléctrica normalmente está diseñada para alrededor de 5000 horas de carga completa equivalentes por año, pero esto puede aumentar sustancialmente dependiendo de la región de trabajo y el tipo de carga.

Para lograr una mejor comprensión de lo dicho, citaremos el ejemplo de una planta con turbina de vórtice instalada en Obergrafendorf, Austria. Los datos técnicos de la planta son los siguientes:

- Altura de caída: 1,5 m.
- Caudal: 0.9 m<sup>3</sup>/s.
- Eficiencia de turbina: 80%.
- Potencia eléctrica: 8.3 kW.
- Capacidad de generación anual: 55,000 kWh.

La empresa realizó un control de la generación anual de esta planta desde su instalación, año 2006, hasta la fecha, año 2019, registrando los siguientes resultados:



*Fig. 3.27. Generación anual de la planta de Obergrafendorf, Austria.*

Como se puede observar, hubo años donde generó más de 60.000 kWh, con una potencia nominal de 8,3 kW. Esto quiere decir que la planta estuvo trabajando a potencia nominal más de 7230 horas en un año (un año tiene 8760 horas), o lo que es lo mismo, la central tuvo un factor de planta o de utilización mayor a 0.82. Aunque este análisis es conservador, ya que la central puede trabajar a una potencia menor a la nominal (por bajos caudales) lo que aumentaría considerablemente las horas de trabajo, un factor de utilización de esta magnitud es impensable a la hora de analizar centrales de generación sostenibles que utilizan otras fuentes de energías renovables.

Para calcular la energía eléctrica generada se debe consultar la siguiente ecuación de potencia:

$$P_E = Q * \rho * g * h * \eta_{total} \text{ [w]}$$

Donde,

$P_E$ : Potencia eléctrica generada.

Q: es el caudal de agua que ingresa a la turbina [ $m^3/s$ ].

$\rho$ : es la densidad del agua (se considera  $1000 \frac{Kg}{m^3}$ ).

g: es la aceleración gravitacional ( $9,806 \text{ m/s}^2$ ).

h: es la altura aprovechable [m].

$\eta$ : es el rendimiento total del sistema.

## **4. PROYECTO DE UNA CENTRAL MICROHIDRÁULICA**

### **4.1. Introducción**

En esta etapa del trabajo se realizará el diseño de un sistema de generación eléctrica a partir del aprovechamiento de la energía proveniente del río Carcarañá. Esto incluye tanto la evaluación de la posibilidad de implementación de esta tecnología como la selección de cada elemento necesario para su óptima aplicación y rendimiento.

Como se mencionó al principio de este informe, uno de los objetivos finales es el de evaluar y comparar las diferentes alternativas de generación eléctrica de manera descentralizada y utilizando fuentes de energías renovables. Para esto, se hará base en la información presente en el Proyecto Final de Ingeniería "Estudio de alternativas de provisión de energía eléctrica renovable para una vivienda rural con pequeña unidad productiva" realizado por Franco Galati y Lucio Fandermole [3]. Allí, se realizó una evaluación técnica económica de la posibilidad de suministrar electricidad a una pequeña unidad de producción porcina aislada de la red con energía renovable en diferentes escenarios. Las fuentes de energías renovables analizadas en dicho trabajo son: el aprovechamiento de la energía del viento (Energía Eólica) y el aprovechamiento de la energía proveniente del sol (Energía Solar), además, se hace una breve introducción al aprovechamiento de la energía proveniente del agua de los ríos (Energía Mini-Hidráulica).

Para llevar a cabo el diseño de un proyecto de esta envergadura se tiene principalmente 4 etapas:

#### **1. Estudio de la demanda.**

Lo primero que se debe realizar es un análisis de la carga que se desea alimentar. Esto, en esencia, es establecer exactamente cuánta energía se necesita generar, cuándo se necesita y, obviamente, dónde se necesita.

Este estudio resulta una parte fundamental para el desarrollo del proyecto, ya que, junto con el estudio hidrológico se utilizan para verificar la factibilidad del mismo. Además, como se verá mas adelante, este estudio constituye la base de la evaluación financiera.

#### **2. Estudio hidrológico y evaluación del lugar.**

Esta etapa permite establecer el potencial hidroenergético del lugar escogido. Se analiza cómo el caudal de agua varía a lo largo del año y de dónde se debe tomar el agua para obtener el sistema más efectivo y barato. Nos muestra además cuánta es la potencia disponible y cuándo estará disponible. Además, se toma en

consideración los diferentes usos del agua, por ejemplo, cuando el agua para irrigación en la agricultura tiene prioridad sobre la hidrogenación.

### 3. Estudio de pre-factibilidad.

Consiste en un rápido estudio de costos de un rango de opciones de diseño y fuente de energía rurales. El diseñador de un sistema hidráulico por lo general identifica tres o cuatro diferentes opciones para satisfacer la demanda del consumidor, por ejemplo, puede haber dos diseños diferentes de microcentrales y otras posibilidades tales como la extensión de las líneas de las redes nacionales o el uso de un generador diesel. El estudio de prefactibilidad compara esas opciones y presenta sus principales características.

Los estudios de pre-factibilidad comparan también los resultados de los estudios de demanda de energía eléctrica con los resultados del estudio hidrológico. El estudio de demanda nos dice como varía la demanda de energía, mientras que el estudio hidrológico nos dice cómo varía el suministro de energía. Este estudio debe dejar en claro lo bien que se acoplan el suministro de energía y la demanda.

### 4. Estudio de factibilidad final.

Si el análisis realizado después del estudio de pre-factibilidad indica que una de las opciones propuestas es la mejor, se procede entonces a los cálculos de ingeniería y de costos. Dentro de este estudio se incluye un estudio financiero básico, usando los indicadores económicos necesarios para calcular el tiempo de retorno de la inversión, analizando así la rentabilidad del proyecto.

## **4.2. Estudio de la demanda**

### **4.2.1. Introducción**

En esta sección se tomará el modelado de carga realizado en el proyecto final de ingeniería de Galati y Fandermole [3], ya que este estudio es fundamental para el correcto análisis técnico de la tecnología, los cálculos de factibilidad técnica y económica, y más aún, es la base para un correcto análisis comparativo entre las diferentes tecnologías.

En dicho proyecto, para obtener el modelado de un criadero de porcinos modelo, que represente la realidad de la mayoría de los productores porcinos de la Argentina, se tomó como base el módulo de producción porcina de la Facultad de Ciencias Agrarias de la Universidad Nacional de Rosario.

Aquí se expondrán solo algunos detalles del estudio de la demanda realizado (tipos de instalaciones de la unidad, equipos instalados con sus respectivas potencias, tiempo de utilización, entre otros) y los resultados finales con sus respectivas gráficas. Para un mejor análisis y comprensión de este estudio se recomienda revisar de manera completa el proyecto señalado con anterioridad.

### **4.2.2. Instalaciones**

En la anterior sección se fueron mencionando algunas de las instalaciones que componen el criadero de la Facultad de Ciencias Agrarias de la UNR. A continuación, se detallan las mismas:

- Galpón de servicio – gestación.
- Sala de maternidad y lactancia.
- Galpones de recría.
- Galpones de desarrollo - terminación.
- Galpón de preparación de alimento.

A continuación, se presenta una figura con una imagen satelital, extraída de Google maps, del criadero. En la misma se observa un laboratorio en construcción, el mismo fue considerado en el modelado del criadero ya que el mismo está asociado a tareas de investigación propias de la facultad y no de un criadero típico.



*Figura 4.1. Foto satelital del criadero porcino de la Facultad de Ciencias Agrarias, UNR.[3]*

### **4.2.3. Modelado de la Carga**

Para el modelado de la carga se considera el sistema en estudio dividido en dos subsistemas: el criadero de porcinos y la vivienda. Además, se tiene en cuenta la distribución de la demanda eléctrica según los ciclos productivos. En este sentido, se consideran ciclos productivos de 28 días (4 semanas), totalizando 13 ciclos productivos al año.

#### **Vivienda**

Para el caso de la vivienda, se toma como criterio de diseño que la misma se encuentra habitada durante todo el año por una familia tipo de cuatro personas.

En la siguiente tabla se listan las cargas domiciliarias, la cantidad de horas semanales de utilización de las mismas y la energía anual consumida.

| Equipos            | Cantidad | Potencia total [kW] | Tiempo de utilización [hs sem] | Energía anual [kWh] |
|--------------------|----------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
| Iluminación        | 17       | 0,153               | 28,00                          | 223,38              |
| Heladera           | 1        | -                   | -                              | 400,00              |
| Aire Acondicionado | 1        | 3,000               | 28,00                          | 1080,00             |
| Lavarropas         | 1        | 0,520               | 3,15                           | 84,41               |
| Secarropas         | 1        | 0,240               | 1,05                           | 13,14               |
| Televisor          | 1        | 0,250               | 14,00                          | 182,50              |
| Computadora        | 1        | 0,200               | 7,00                           | 73,00               |
| Microondas         | 1        | 0,800               | 1,19                           | 48,76               |
| <b>Total</b>       | -        | <b>5,163</b>        | -                              | <b>2106,19</b>      |

*Tabla 4.1. Características de las cargas domiciliarias.[3]*

### **Criadero de cerdos**

A continuación, a través de la siguiente tabla, se listan las cargas del criadero, la cantidad de horas semanales de utilización, en promedio, y la energía anual consumida.

| Equipos                  | Cantidad | Potencia total [kW] | Tiempo de utilización [hs sem] | Energía anual [kWh] |
|--------------------------|----------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
| Mezcladora               | 3        | 11,186              | 6,00                           | 3486,876            |
| Moledora                 | 1        | 11,186              | 3,00                           | 2855,938            |
| Sin fin de transferencia | 1        | 1,119               | 2,00                           | 116,329             |
| Bomba trifásica          | 1        | 0,746               | 14,00                          | 542,870             |
| Bomba monofásica         | 1        | 0,373               | 7,00                           | 135,717             |
| Luz infrarroja           | 12       | 2,400               | 27,00                          | 3369,600            |
| <b>Total</b>             | -        | <b>27,008</b>       | -                              | <b>9399,330</b>     |

*Tabla 4.2. Características de las cargas del criadero de cerdos.[3]*

Los valores de tiempo de utilización semanal de todos los equipos excepto de las luces infrarrojas se mantienen constantes a lo largo del año. La utilización de las luces varía estacionalmente, si bien el valor considerado en la tabla es de uso promedio a lo largo del año, estos datos se tuvieron en cuenta en el análisis realizado de los distintos escenarios de



utilización para lograr un dimensionamiento del abastecimiento energético que satisfaga la demanda del sistema en cada uno de ellos.

### **2.5.3 Escenarios de análisis**

El comportamiento del consumo del criadero más la vivienda resulta dependiente de las diferentes estaciones del año (verano, primavera, otoño e invierno), notándose una gran similitud en las características del consumo en las estaciones de otoño e invierno. Por lo tanto, se discriminaron tres escenarios de análisis, los cuales se detallan a continuación:

- Escenario Verano (EP).
- Escenario Primavera (EV).
- Escenario Otoño – Invierno (EOI).

A continuación, se presentan las principales características y particularidades de los escenarios de análisis:

#### **Escenario Verano (EV)**

En este escenario se contempla el consumo correspondiente al aire acondicionado durante las 13 semanas que dura la estación. Además, las lámparas infrarrojas se utilizan durante los dos primeros días del ciclo, en servicio continuo durante todo el día, es decir, 48 horas consecutivas de uso por ciclo.

#### **Escenario Primavera (EP):**

En cuanto a la utilización de las lámparas infrarrojas, en este escenario resulta idéntica que para el caso del escenario de Verano (primeros dos días del ciclo – uso continuo). Además, no se considera utilización de aire acondicionado.

#### **Escenario Otoño – Invierno (EOI):**

Este período de otoño-invierno se caracteriza por una utilización más extensa de las lámparas infrarrojas respecto a los otros escenarios, contemplando los primeros 7 días del ciclo en servicio continuo durante todo el día. Esta utilización totaliza 168 horas consecutivas de uso por ciclo.

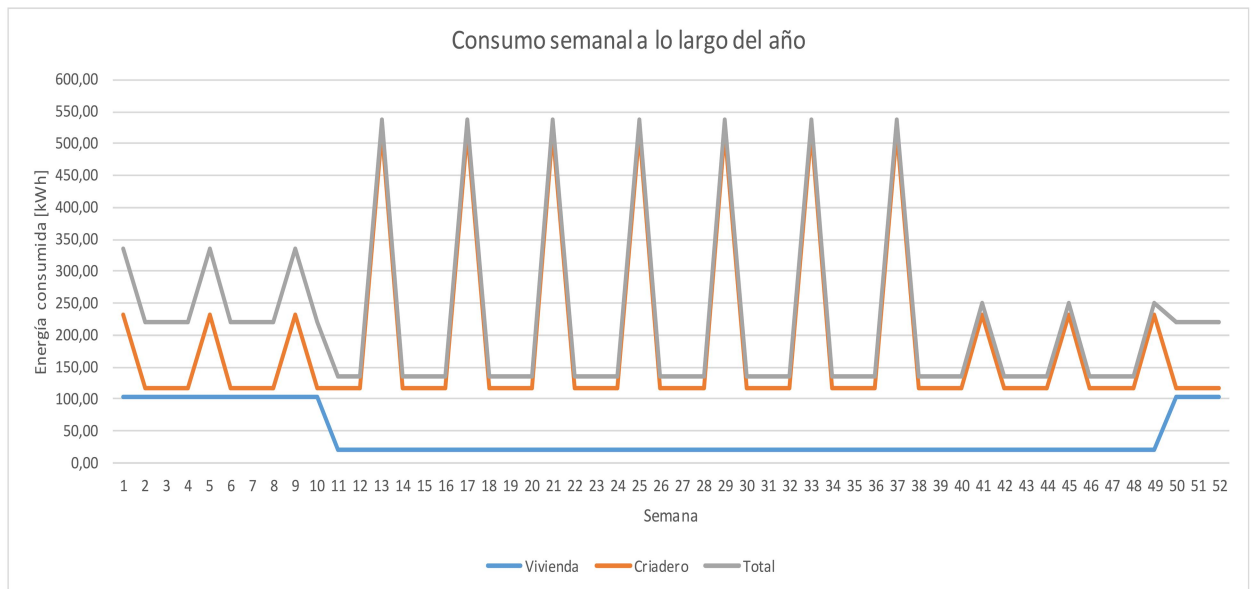


Figura 4.2. Consumo semanal a lo largo del año.[3]

Se puede observar que, aunque los mayores picos de consumo se dan en la temporada otoño-invierno donde los caudales de los ríos suelen ser los menores a la media, en verano se consume más energía que en los otros períodos. Por este motivo tomaremos el consumo de este período para el cálculo de la generación necesaria.

El cálculo de consumo energético se explica más detalladamente en el proyecto [3], donde se obtuvo un valor del consumo total de la instalación en el ciclo:

$$C_{ciclo} = 994 \text{ kWh}$$

Se toma un margen de seguridad del 20% para el consumo estimado:

$$C_{ciclo} = 1.2 * 994 \text{ kWh} = 1192.8 \text{ kWh}$$

Si tenemos en cuenta pérdidas, y rendimientos de baterías y convertidor nos da un consumo bruto de:

$$CT_{ciclo} = \frac{1192.8 \text{ kWh}}{0.95 * 0.9 * 0.95} = 1469 \text{ kWh}$$

El consumo medio diario, hechas estas consideraciones, es:

$$CM_{día} = 52.45 \text{ kWh}$$

O lo que es lo mismo, una potencia constante de 2.18 kW.

Esta es la energía diaria que se debe generar, pero a la vez, hay que tener en cuenta los factores de simultaneidad y de carga para obtener la demanda máxima coincidente. Esta demanda máxima deberá ser abastecida por las baterías.

Teniendo en cuenta dichos factores, y tomando un criterio muy conservador, se concluye que la demanda máxima coincidente es de 25 kW.

A continuación, se realizará el estudio hidrológico del Río Carcarañá, para analizar y conocer las características del río en el cual se emplazará el proyecto. Este estudio es fundamental para la factibilidad de cualquier proyecto de generación hidráulica.

### **4.3. Estudio hidrológico del Río Carcarañá**

#### **4.3.1. Descripción del Área en Estudio**

La Cuenca en estudio está formada por los ríos más importantes de la provincia de Córdoba, el tercero y el cuarto, y uno de los principales afluentes del Paraná en la provincia de Santa Fe: El río Carcarañá. Este toma el nombre de "río Carcarañá" al ingresar en la Provincia de Santa Fe, después de colectar el agua proveniente de las cuencas imbríferas de los ríos Tercero y Saladillo, a la altura de las localidades de Monte Buey y Bell Ville. A la altura de Cruz Alta, entra en dicha provincia, a la cual atravieza transversalmente hasta desembocar en el río Coronda, y recibe por su margen izquierda el aporte del A° de Las Tortugas que oficia de límite interprovincial en sentido norte sur, y a los afluentes del A° Mojarras y Leones por su margen derecha.

Posteriormente fluye por su cauce bien definido recorriendo la Provincia de Santa Fe de suroeste a noreste. Mientras que en la porción final de la cuenca, donde el río presenta un cauce muy desarrollado, se observa otro cambio morfológico de magnitud, que es la inflexión de su sentido de escurrimiento hasta desembocar en el riacho Coronda, brazo del Paraná a la altura de Puerto Gaboto (ex Fuerte Sancti Spiritu). En esa zona su desagüe es en forma paralela al río Paraná, pero hacia el norte, siendo uno de los principales tributarios del mismo por su margen derecha.

En su paso por la provincia de Santa Fe, el río Carcarañá es alimentado por los escurrimientos superficiales de las aguas de lluvia y por la descarga del acuífero libre. Los afluentes secundarios tienen cauces apenas excavados en la llanura, con barrancas de poca profundidad que recogen las aguas de los escurrimientos superficiales y el remanente de agua del suelo sobresaturado. Los arroyos de Las Tortugas, Las Mojarras, Los Leones y el Cañada de Gómez, confluyen directamente en el curso longitudinal suroeste-oeste del río, son alimentados por los excesos de lluvia.

La cuenca abarca unos 4800 kilómetros cuadrados y, como se dijo anteriormente, interesa jurisdiccionalmente a las provincias de Santa Fe y Córdoba. El aspecto físico de

esta región es una extensa llanura y en su extremo oeste unas ondulaciones suaves se transforman en serranías bajas y finalmente quebradas.



*Figura 4.3. Cuenca del río Carcarañá.[4]*

#### **4.3.2. Cuenca del Río Carcarañá en la provincia de Santa Fe**

El río Carcarañá, en territorio santafesino, abarca una superficie de suma importancia productiva de unos 5000 Km<sup>2</sup>. Esta porción de la cuenca se emplaza entre los 32° 26' y 33° 20' de Latitud Sur y los 62° 04' y 60° 36' de Longitud Oeste formando parte los Departamentos Belgrano e Iriondo al norte del río Carcarañá y Caseros y San Lorenzo al sur del mismo.

El canal San Antonio, el arroyo de las Tortugas y la Cañada de Santa Lucía, luego de establecer por más de 150 km., el límite entre Córdoba y Santa Fe, escurren sus aguas en el Río Carcarañá. Este recibe por margen izquierdo la Cañada de Gómez, recorre caudales y saltos, afloramientos de tosca, se vuelve abarrancando y desagua en el Río Coronda, al sur de Puerto Gaboto.

Todo el curso del carcarañá corre entre márgenes bajas de 3 a 4 metros, aunque en nuestra zona de trabajo (en las cercanías de la localidad de Carcarañá) presenta alturas mayores. El ancho medio es de 65 metros, presentando infinidad de meandros que alargan su recorrido y en muchas partes de su lecho afloran capas de tosca, formando rápidos. En el

sector este de la cuenca se ubican áreas más planas, donde se emplazan los sistemas de canalizaciones de Salto Grande y Serodino.

La zona se caracteriza por una precipitación otoñal relativamente elevada crecida a la mayor frecuencia de la sudestada. La distribución estacional de las precipitaciones resulta: En verano el 37%, otoño el 29,7%, en invierno el 7,5% y en primavera el 25,7%.

#### **4.3.3. Estudios de Niveles Hidrométricos y Caudales**

La información de caudales medidos para las estaciones descritas en este punto ha permitido el análisis estadístico de los mismos. Se inserta a continuación las curvas de duración de los caudales, éstas fueron realizadas, recopilando la información proporsionada mensualmente para la estaciones Andino y Cruz Alta, por alumnos y profesores del departamento de Hidráulica de la FCEIA, durante el desarrollo de un proyecto de su autoría.[4]

La metodología empleada para las curvas de duración consistió en el ordenamiento de los valores muestrales y la asignación de frecuencias relativas sobre el total de datos que conformaron las muestras. Cabe mencionar que los períodos para los cuales hay información son de longitud bastante heterogénea.

También se realizó un procesamiento de los caudales mensuales de manera estacional, es decir, confeccionando muestras de caudales para cada mes de la serie de datos. A partir de ello se definieron intervalos de clase y el correspondiente análisis de frecuencia. Se seleccionaron los valores de caudales mensuales para frecuencias de excedencia del 50%, 90% y 99%. Los resultados son graficados conjuntamente con las curvas de duración de caudales mencionadas en el párrafo anterior.

Las figuras 4.4 a 4.7 muestran las curvas de duración de caudales medios mensuales junto con las curvas de duración cronológicas de caudales medios mensuales para diferentes frecuencias de ocurrencia extraídos para las estaciones consideradas.

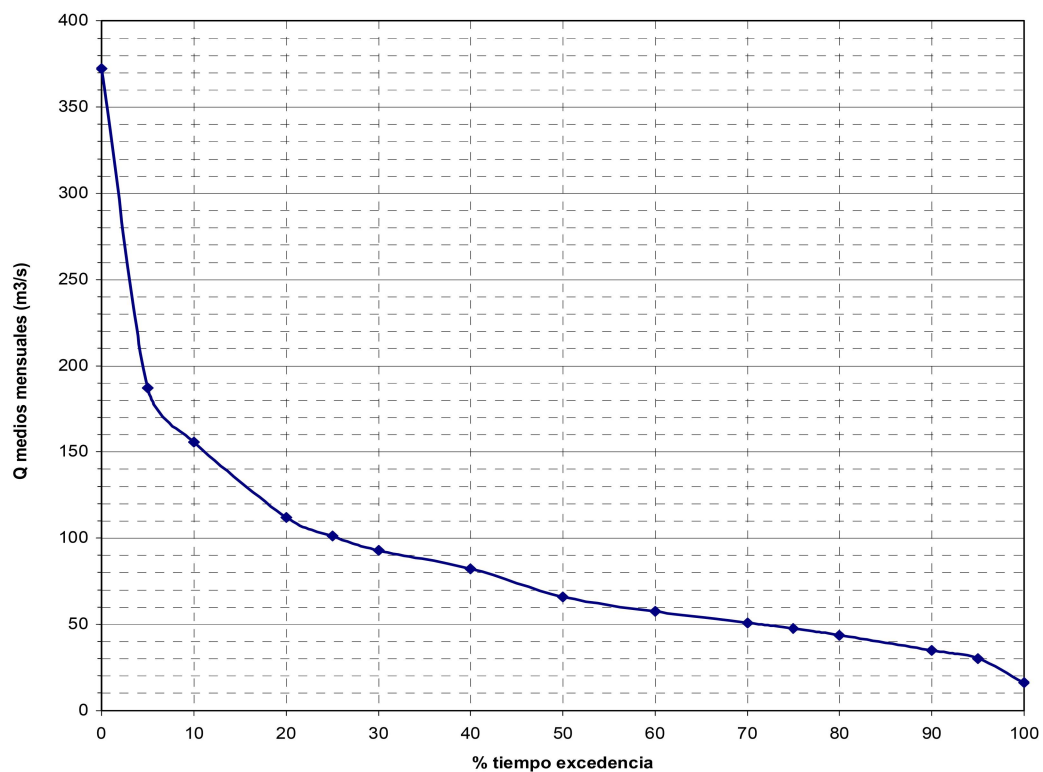


Figura 4.4. Curva de permanencia de caudales. Estación Pueblo Andino.[4]

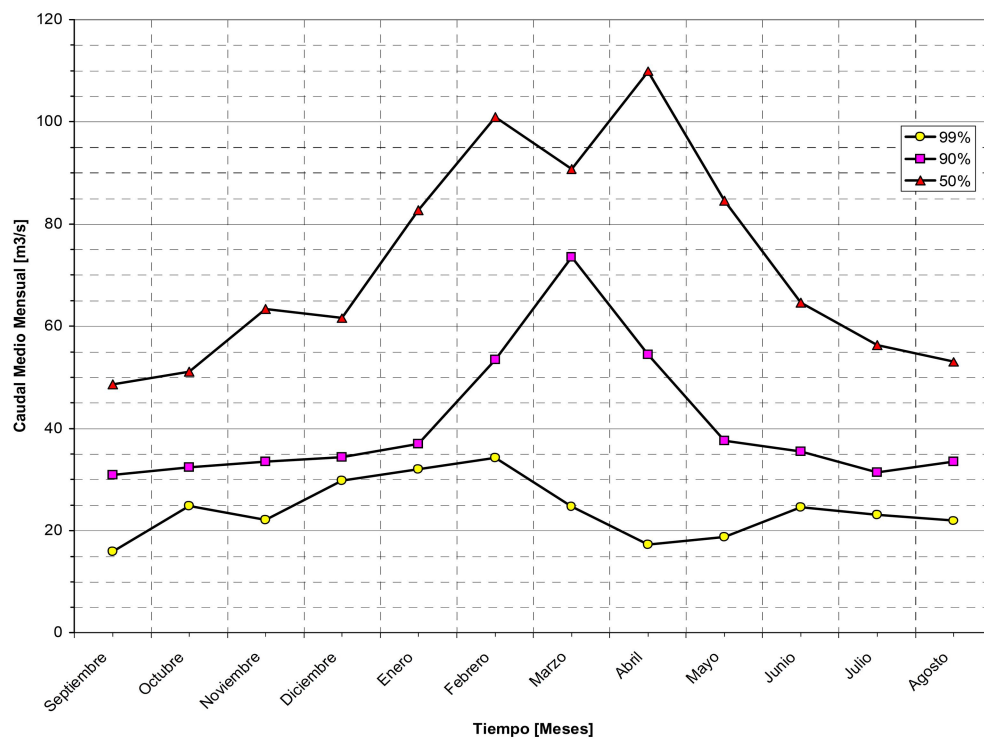


Figura 4.5. Distribución estacional de curvas de excedencia de caudales. Estación Pueblo Andino.[4]

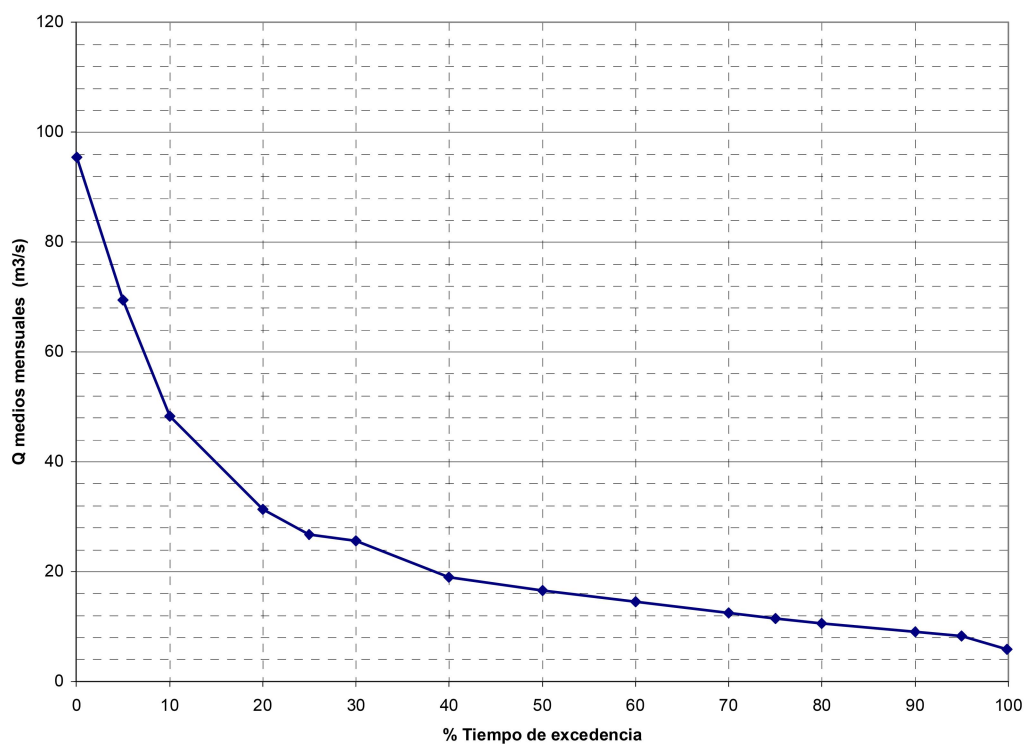


Figura 4.6. Curva de permanencia de caudales. Estación Cruz Alta.[4]

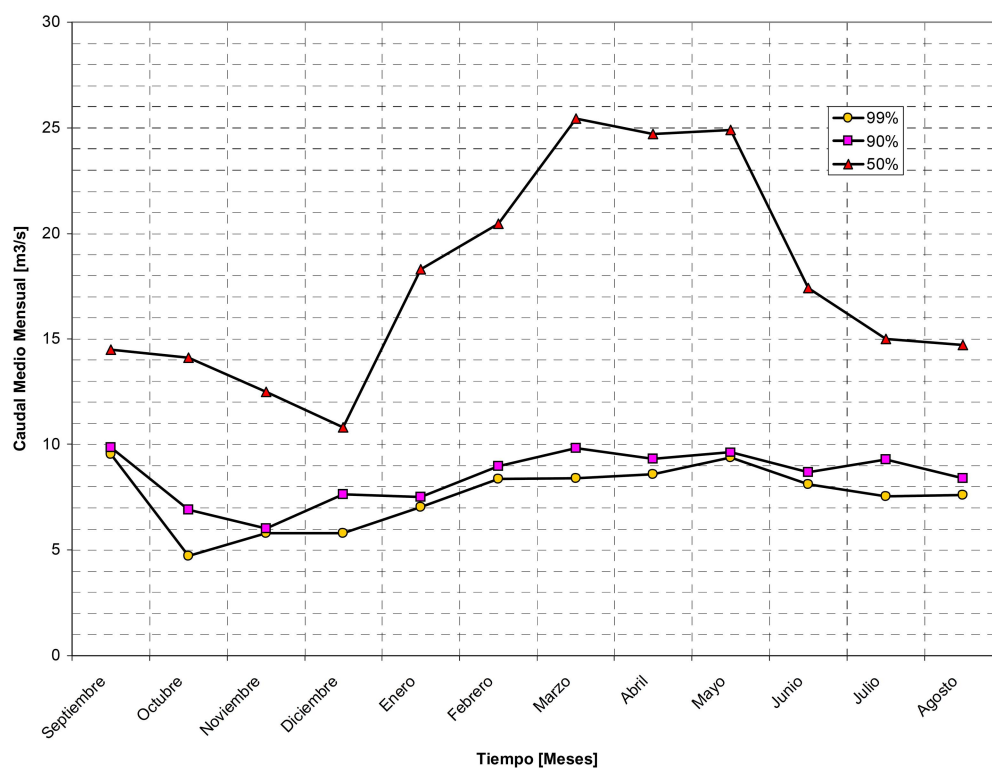


Figura 4.7. Distribución estacional de curvas de excedencia de caudales. Estación Cruz Alta.[4]

#### 4.3.4. Estados de flujo en sección del río

Aquí se detallan los estados de flujo de río en sección, en donde se pueden analizar tanto la velocidad del río como las alturas y caudales.

La información fue estimada a partir de tratamiento de datos de serie histórica (1980-2016) disponible en Estación Andino, y proyectados para la zona debajo de puente de ruta provincial r26-S, en la realización de un proyecto llevado a cabo por el departamento de Hidráulica de la FCEIA, UNR. [5]

##### Estado de flujo garantizable al menos 240 días al año.

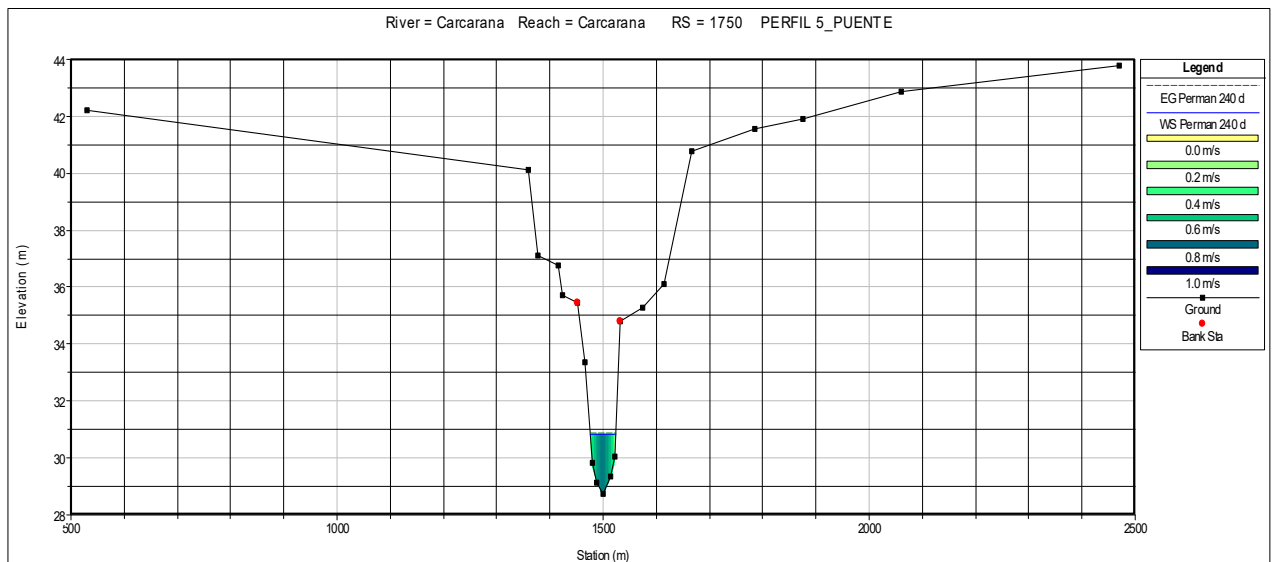


Figura 4.8. Estado de flujo de río en sección garantizable al menos 240 días al año.[5]

Se extraen los parámetros de la figura anterior para un mejor análisis y se presentan a continuación:

| Permanencia de al menos 240 días |                                   |                                           |                          |                       |
|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|-----------------------|
| Caudal en sección total [m3/s]   | Ancho de faja de mayor vel. B [m] | Vel. media integrada en la vertical [m/s] | Profundidad en faja h[m] | Caudal en faja [m3/s] |
| 48                               | 3.2                               | 0.76                                      | 2.05                     | 4.98                  |



### Estado de flujo garantizable al menos 180 días al año.

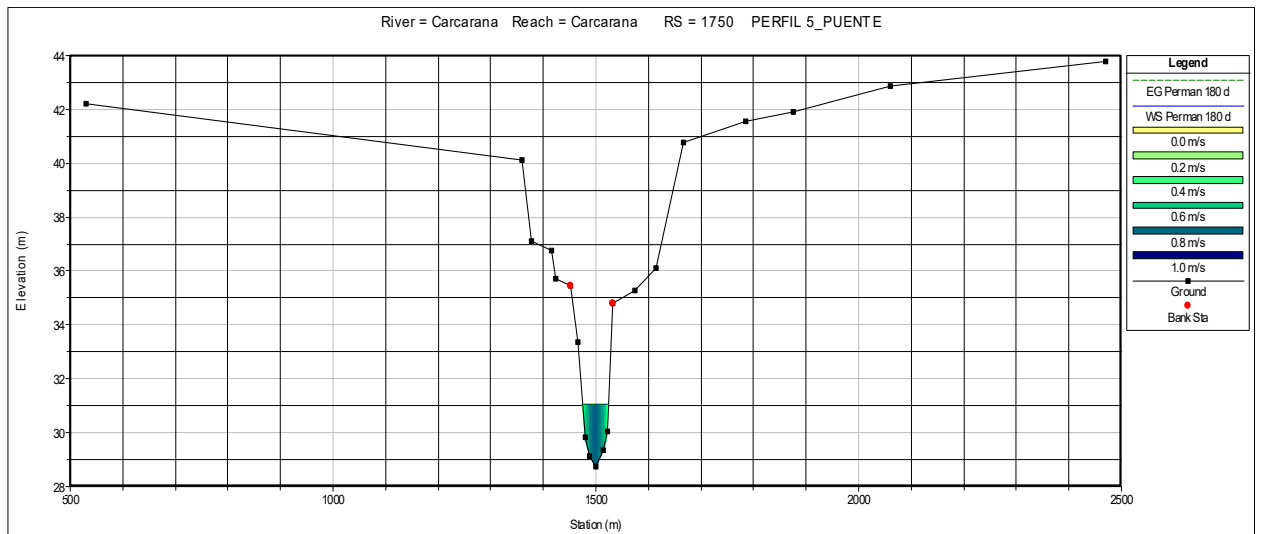


Figura 4.9. Estado de flujo de río en sección garantizable al menos 180 días al año.[5]

Se extraen los parámetros de la figura anterior para un mejor análisis y se presentan a continuación:

| Permanencia de al menos 180 días            |                                   |                                           |                          |                                    |
|---------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| Caudal en sección total [m <sup>3</sup> /s] | Ancho de faja de mayor vel. B [m] | Vel. media integrada en la vertical [m/s] | Profundidad en faja h[m] | Caudal en faja [m <sup>3</sup> /s] |
| 58                                          | 3.2                               | 0.82                                      | 2.24                     | 5.85                               |

### Estado de flujo garantizable al menos 120 días al año.

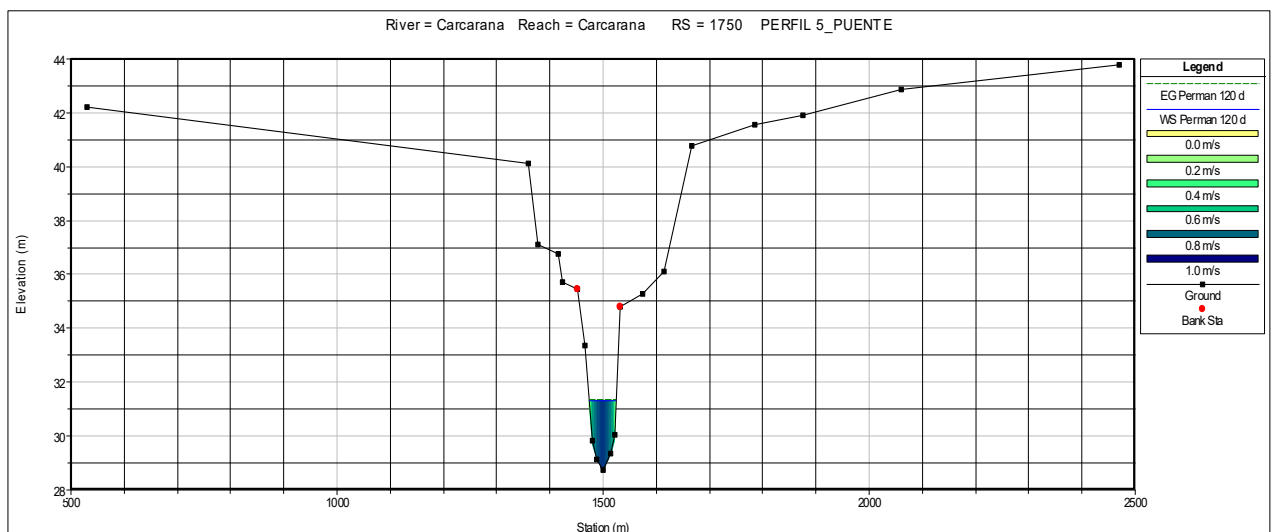


Figura 4.10. Estado de flujo de río en sección garantizable al menos 120 días al año.[5]

Se extraen los parámetros de la figura anterior para un mejor análisis y se presentan a continuación:

| Permanencia de al menos 240 días            |                                   |                                           |                          |                                    |
|---------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| Caudal en sección total [m <sup>3</sup> /s] | Ancho de faja de mayor vel. B [m] | Vel. media integrada en la vertical [m/s] | Profundidad en faja h[m] | Caudal en faja [m <sup>3</sup> /s] |
| 76                                          | 3.2                               | 0.9                                       | 2.54                     | 7.3                                |

Estado de flujo garantizable al menos 60 días al año.

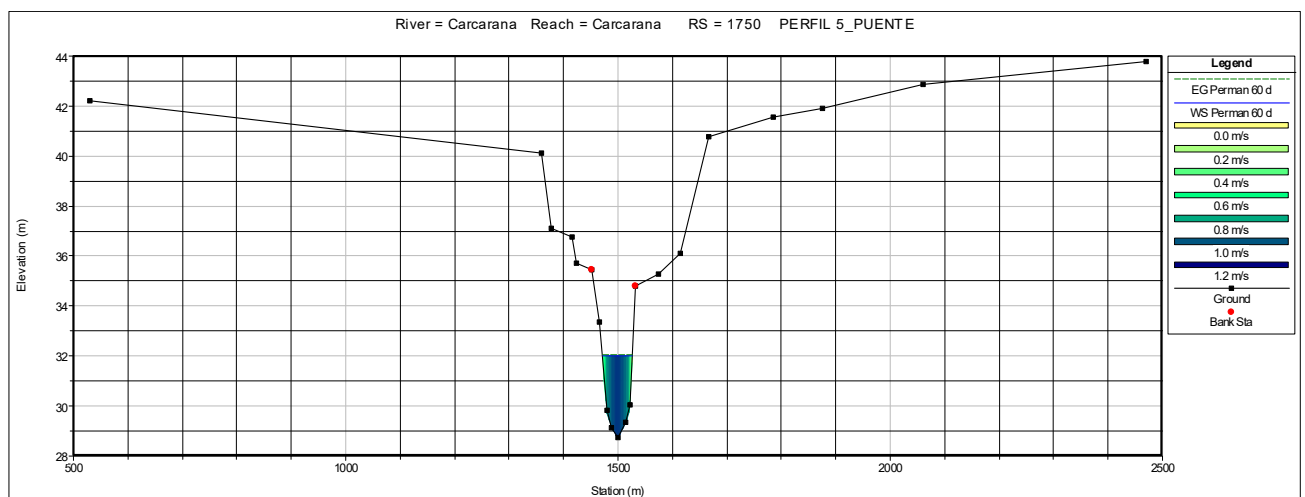


Figura 4.11. Estado de flujo de río en sección garantizable al menos 60 días al año.[5]

Se extraen los parámetros de la figura anterior para un mejor análisis y se presentan a continuación:

| Permanencia de al menos 60 días             |                                   |                                           |                          |                                    |
|---------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| Caudal en sección total [m <sup>3</sup> /s] | Ancho de faja de mayor vel. B [m] | Vel. media integrada en la vertical [m/s] | Profundidad en faja h[m] | Caudal en faja [m <sup>3</sup> /s] |
| 125                                         | 3.2                               | 1.07                                      | 3.2                      | 11.01                              |

Estado de flujo máximo asociado a su presentación 1 vez cada 500 años.

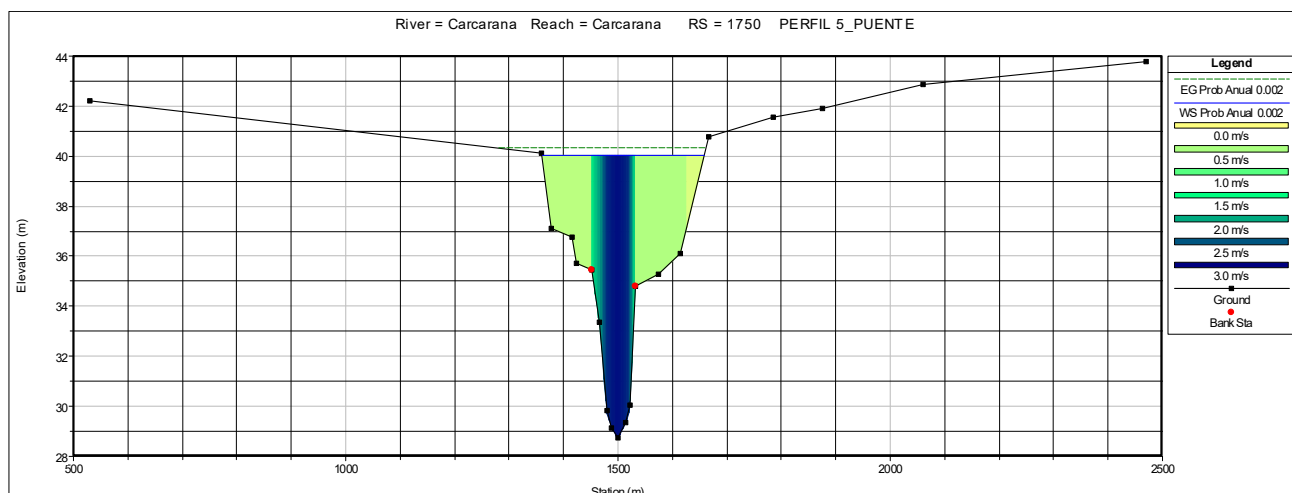


Figura 4.12. Estado de flujo de río máximo extraordinario (1 vez cada 500 años).[5]

Se extraen los parámetros de la figura anterior para un mejor análisis y se presentan a continuación:

| Probabilidad de ocurrencia de 1 en 500 años |                                   |                                           |                          |                                    |
|---------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| Caudal en sección total [m <sup>3</sup> /s] | Ancho de faja de mayor vel. B [m] | Vel. media integrada en la vertical [m/s] | Profundidad en faja h[m] | Caudal en faja [m <sup>3</sup> /s] |
| 2210                                        | 3.2                               | 2.92                                      | 11.24                    | 105                                |

A partir de los trabajos otorgados por el Departamento de Hidráulica de la FCEIA, se pudo extraer la información de todos los parámetros del río Carcarañá necesarios para nuestro estudio, lo que hace que se puedan conocer los caudales, la altura y las velocidades del río que se presentaran estadísticamente durante el lapso de un año. Esto es una gran base para el proyecto, ya que se conoce a la perfección las características del río en el que se emplazará la central de generación minihidráulica.

A continuación, a partir del estudio de la demanda y del estudio hidrológico se realiza el estudio de prefactibilidad, en el cual se analiza cada tecnología de generación considerada y se elige la que mejor se adapte a las características de la carga, las características del río y a los objetivos finales de este proyecto.

#### 4.4. Estudio de pre-factibilidad

Se ha visto a lo largo de este informe que no existe un único tipo de generación microhidráulica ni una única manera de implementarla. Es motivo de este apartado determinar el tipo de tecnología a utilizar y su óptima implementación. Esto se realizará contemplando la información presentada en los estudios anteriores, es decir, se hará el análisis y una breve comparación entre las tres tecnologías más viables dentro de todas las anteriormente presentadas y se seleccionará la óptima para nuestro caso. Las tecnologías a analizar son las siguientes:

- Minicentral de pasada de baja presión.
- Central de río con turbina hidrocínética.
- Central de río con turbina de vórtice.

##### 4.4.1. Minicentral de pasada. Tecnología Michell - Bankin

Esta tecnología se adapta a nuestras exigencias ya que las turbinas Michell-Banki son las que menor salto necesitan. Esto puede verse en la curva de aplicación de turbinas hidráulicas presentada a continuación.

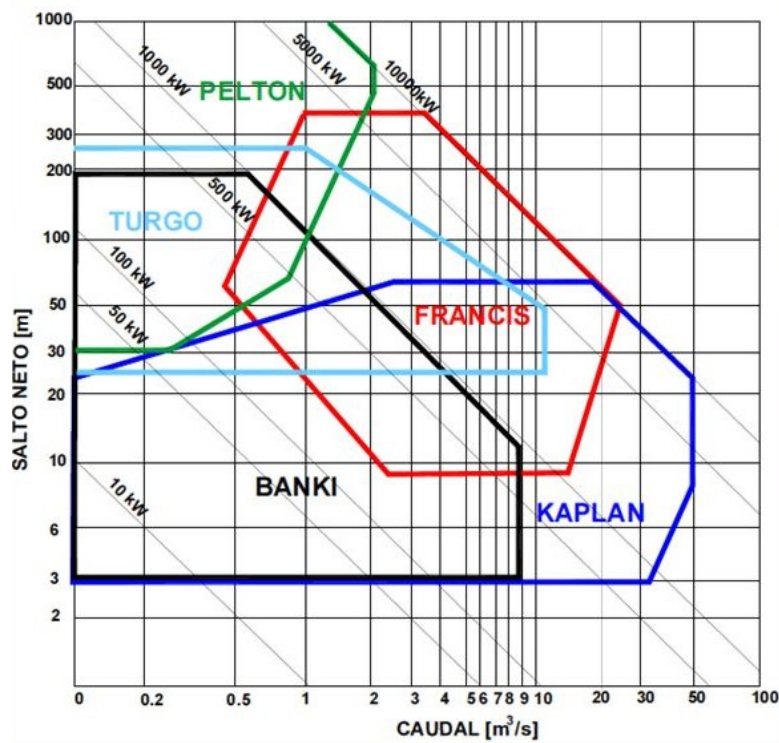


Figura 4.13. Curvas de aplicación de turbinas hidráulicas.

Como se observa en la figura anterior, las turbinas que menor salto necesitan son las Michell-Banki y las Kaplan. Como se mencionó anteriormente, la turbina Michell-Banki es una tecnología económica y tiene considerables ventajas de fabricación e instalación. A su vez, presenta mejores rendimientos que la Kaplan en aplicaciones de baja potencia.

Se debe tener en cuenta que para implementar esta turbina es necesario encausar una porción del río y desviarlo por un tubo de baja presión hacia la sala de máquinas. Por esto, el caudal de diseño de la turbina será definido por la sección y resistencia del caño. De la descripción del río Carcarañá se destaca su abundante caudal, incluso con un alto porcentaje de permanencia (25000 l/s con permanencia del 95%) por lo tanto el caudal no es un límite en el diseño de la turbina.

Por el contrario, al ser un río de llanura, la altura sí podría limitar el diseño e implementación de la turbina Michell-Banki ya que según la figura 4.13 el salto mínimo de funcionamiento es de 3 metros.

El lugar de emplazamiento de la turbina se encuentra en las cercanías de la minicentral hidroeléctrica "Juan semino", donde se generó un salto de más de 4 metros para la implementación de sus turbinas hidráulicas. Si se coloca la bocatoma aguas arriba de esta central y la casa de máquinas aguas abajo, se puede aprovechar el salto ya generado para tener el salto óptimo para diseñar la turbina. Con esta altura, dependiendo del caudal de diseño que se tome, se podría obtener potencias nominales de 10 a 25kW.

Se ha consultado con distintos fabricantes especificaciones técnicas de esta tecnología y se encontraron casos en los que la potencia nominal sería de 3kW pero el salto mínimo necesario es de 5mts, el cuál excede la altura de la represa ya construída en el sitio.

Además de la bocatoma serán necesarias otras obras civiles importantes como el canal de acceso, una cámara de descarga y/o desarenador, canal de demasías, tubería de presión y la casa de máquinas.

A partir del análisis realizado se ve que la tecnología es viable y tiene mucho potencial de generación. Es una turbina robusta, que no requiere mucho mantenimiento pero sí una obra civil que podría afectar al medioambiente del lugar, el cuál ya se encuentra perturbado por la central hidroeléctrica que allí se encuentra. Es por esto que se concluye que sería una tecnología muy interesante para los proyectos que demanden más energía.

#### **4.4.2. Central de río con turbina hidrocinetica**

Una turbina hidrocinetica tiene características similares, en el aspecto de generación de energía, que las turbinas hidroeléctricas de pasada convencionales; ambas tecnologías tienen un alto factor de planta. Pero, a diferencia de las centrales hidroeléctricas de pasada convencionales, este tipo de tecnología no necesita un desnivel en el cauce del río sino que los parámetros que juegan un papel fundamental para la generación de energía eléctrica son el caudal y la velocidad del río. Esto, nos anticipa que la obra civil necesaria para este tipo de centrales es mínima, al igual que su impacto ambiental.

Además, como hemos visto es una tecnología que está en pleno desarrollo, contando con un potencial increíble para la generación eléctrica sin perjudicar el medio ambiente. Por lo descrito anteriormente se considera la aplicación de esta tecnología como la más interesante para nuestro proyecto.

Generalmente hay dos tipos de implementación para estas turbinas, se pueden poner en el lecho del río con un subpeso o se puede dejar flotando (es la aplicación más eficiente) al estar sujeta a un pilote hecho especialmente para esta función, esto siempre se realiza en el centro del canal donde las velocidades son mayores. En este trabajo se implementará la segunda opción ya que se sabe que, debido al efecto del flujo laminar, en el lecho del río las velocidades son menores y, como se demostró en el análisis de esta tecnología, la velocidad del agua está directamente relacionada con la capacidad de generación de la turbina.

A continuación, se analiza la factibilidad de implementación de esta tecnología para el propósito de alimentar el criadero de cerdos. Pero para estudiar si la tecnología es óptima para esta aplicación lo que primero debemos considerar son dos cuestiones, los aspectos físicos y los aspectos técnicos.

##### **a) Aspectos físicos**

Se sabe bien que el diámetro de la turbina (o la sección de agua barrida por esta) juega un papel fundamental a la hora de la generación, pero esta no debe exceder los límites de seguridad. Esto se debe a que debe permanecer bajo el agua la mayor parte del tiempo para prevenir lesiones o roturas de los materiales.

Como sabemos a lo largo del río se tiene en promedio entre 3 y 4 metros de profundidad pero en la zona de aplicación se tiene un poco más. Como seguridad tomaremos 4m de profundidad en promedio. Además, sabemos que al ser un promedio, la altura varía a lo largo del año.

En este punto, siendo conservador con la seguridad de la turbina, se considerará que el diámetro de la turbina no podrá ser superior a los 3 m de longitud.

#### b) Aspectos técnicos

Aquí, se deberá garantizar si la energía extraíble del río es suficiente para abastecer nuestra carga. Para la realización de este análisis se considera una turbina hidrocínética de 2 metros de diámetro en una franja del río de 3,2 metros, donde se presentan las mayores velocidades. Además, se considera un rendimiento ideal de la turbina de 0,45.

Luego, se debe estudiar la condiciones del río a lo largo del año basándose en la ecuación de potencia eléctrica de este tipo de turbinas. La ecuación es la siguiente:

$$P_{elec} = Cp * \frac{\rho}{2} * S * v^3$$

Donde:

Cp: es el coeficiente de potencia o rendimiento (máximo teórico: 0.59).

S: es la superficie barrida por los alabes.

v: es la velocidad del agua.

Se calculan, a continuación, las potencias que podrían obtenerse en el río Carcarañá bajo las condiciones señaladas.

|                         |      |
|-------------------------|------|
| Rendimiento turbina (n) | 0.45 |
| Diámetro Turbina [m]    | 2    |
| Área turbina [m2]       | 3.14 |
| Densidad agua [kg/m3]   | 1000 |

| Permanencia<br>[días] | Velocidad<br>[m/s] | Área<br>[m2] | N    | Potencia<br>[W] |
|-----------------------|--------------------|--------------|------|-----------------|
| 240                   | 0.76               | 3.14         | 0.45 | 310.14          |
| 180                   | 0.82               | 3.14         | 0.45 | 389.54          |
| 120                   | 0.9                | 3.14         | 0.45 | 515.04          |
| 60                    | 1.07               | 3.14         | 0.45 | 865.49          |

Tabla 4.3. Cálculo de la generación en cada escenario.

Con los datos obtenidos del río y una turbina genérica, idealizada con un rendimiento del 45%, cuyas palas tienen un diámetro de 2 metros, se obtienen a grandes rasgos menos de 1kW.

Para esta aplicación se necesita que mínimamente para 240 días al año haya un poder de generación de 3 kW. A continuación, se analiza el diámetro de la turbina necesario para obtener dicha generación.

$$S = P_{elec} \left( Cp * \frac{\rho}{2} * v^3 \right) = 20.25 \text{ m}^2$$

$$d = 2 * \sqrt{\frac{S}{\pi}} = 5.08 \text{ m}$$

Físicamente no resulta posible implementar una turbina de dicho tamaño en este río, además sería mayor el diámetro de la turbina que el ancho de faja de mayor velocidad del río, por lo que su rendimiento sería aún menor.

Con este análisis queda por sentado que esta tecnología no es capaz de generar la energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda eléctrica en cuestión.

#### **4.4.3. Central de río con turbina tipo vórtice**

Este tipo de tecnología revolucionó la manera de analizar la tecnología microhidráulica, ya que se basa en un principio físico distinto al que se basan las tecnologías convencionales y la tecnología hidrocínética.

Como hemos visto la turbina de vórtice de agua gravitacional es una turbina de baja velocidad que puede funcionar en un rango de carga baja de 0,6 a 3 m (que normalmente se considera demasiado baja para la generación hidroeléctrica con turbinas convencionales) y tiene un rendimiento similar a las turbinas convencionales. Además, produce un efecto ambiental positivo en el río ya que el agua que pasa a través de la turbina se airea mejorando la calidad de esta y sin afectar la vida de los peces.

Además, con la información presentada en el marco teórico hemos visto que las centrales de río con turbinas de vórtice, al igual que las tecnologías analizadas anteriormente, poseen un alto factor de planta. Lo que significa que si se encuentran correctamente diseñadas teniendo en cuenta las características del río en el cual son implementadas, tienen gran cantidad de horas de funcionamiento a carga nominal (>5000 H/año). Esto hace que, contrariamente a otras tecnologías renovables, las centrales con



turbinas de vórtice tienen un funcionamiento predecible lo que facilita su aplicación en sistemas aislados o si tiene un alto nivel de penetración en un sistema interconectado.

Para el estudio de esta tecnología nos basaremos en la información que brindan las distintas marcas que aparecen en el mercado. Vale aclarar que, si bien encontramos varias empresas que aplican esta tecnología, éstas no brindan mucha información técnica de las turbinas debido a que la tecnología está en pleno desarrollo y que la mayoría de las empresas diseñan las centrales de generación de manera personalizada. Es por esto que para realizar el análisis técnico se hará una lista de las turbinas que ofrecen algunas empresas con sus respectivas características y a partir de ahí realizar la elección de la turbina que mejor se adapte a nuestros requerimientos.

A continuación, se analiza la factibilidad de implementación de esta tecnología para el propósito de alimentar el criadero de cerdos. Para estudiar si esta tecnología es óptima para esta aplicación, se mantendrá el mismo criterio que para el análisis de las tecnologías anteriores y se hará foco en dos cuestiones, se analizarán los aspectos físicos y los aspectos técnicos.

#### a) Aspectos físicos

En oposición con respecto a la tecnología hidrocínética, aquí no se hace foco en el análisis del diámetro o tamaño de la turbina ya que no afecta directamente a la implementación de la tecnología. La turbina no se aplicaría directamente en el cauce del río si no que se debe implementar a un lado de este, desviando una porción de río hacia la turbina o sistema de generación por medio de un canal artificial y luego, mediante otro canal se encauza nuevamente el agua.

Pero en lo que sí se hace foco, es en el análisis del salto en el cauce del río que necesita esta tecnología para su operación. Este salto puede ir desde los 0,6m hasta los 3m de altura. Una obra civil que produzca de manera artificial un salto de entre 1 y 1,5 metros es totalmente viable, produciendo un impacto ambiental casi nulo si se tiene en cuenta que casi no se modifica el lecho del río y que los peces pueden circular por el canal de generación y por un canal secundario de seguridad que se realice. Reforzando nuestro análisis encontramos, además, que existe una central hidroeléctrica convencional con un salto de más de 4m en la misma zona del río en la cual se quiere emplazar la nueva central.

A partir de este análisis, se decidió no realizar una obra civil que produzca un desnivel en el río sino que se aprovechará el desnivel ya existente producido por la central que se mencionó en el párrafo anterior, realizando así solo la obra civil necesaria para el emplazamiento y funcionamiento de la central. Esto se debe a que no sólo se beneficiará

este proyecto reduciendo la parte económica que significaría realizar dicha obra civil, sino que será beneficioso para el medio ambiente, ya que al implementar esta central, se reducirá el impacto que produce un salto de esta envergadura, se oxigenará el río de manera natural y los peces tendrán un camino para su migración natural (en la actualidad no lo tienen).

A continuación se muestra un esquema de lo dicho anteriormente.

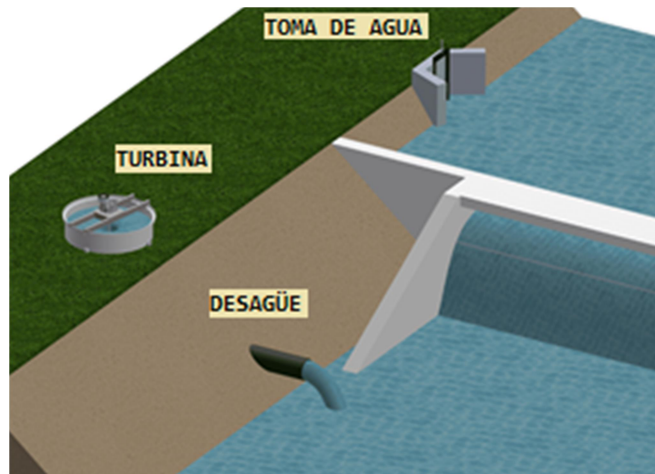


Figura 4.14. Esquema de implementación de la tecnología.

#### b) Aspectos técnicos

Aquí, se deberá garantizar que la energía extraíble del río es suficiente para abastecer nuestra carga. Como se demostró en el estudio de la demanda, el criadero de cerdos tiene un consumo energético diario de 52.45 KWh, lo que equivale a una generación constante de 2.18 kW.

Para calcular la potencia extraíble del río se debe utilizar la siguiente expresión:

$$P_E = Q * \rho * g * h * \eta_{total} \text{ [w]}$$

Donde,

$P_E$ : Potencia eléctrica generada.

$Q$ : es el caudal de agua que ingresa a la turbina [ $m^3/s$ ].

$\rho$ : es la densidad del agua (se considera  $1000 \frac{Kg}{m^3}$ ).

$g$ : es la aceleración gravitacional ( $9,806 \text{ m/s}^2$ ).

$h$ : es la altura aprovechable [m].

$\eta$ : es el rendimiento total del sistema.

Pero, como se puede apreciar, para utilizarla ya se debe conocer el diseño de la turbina, ya que el cálculo necesita la altura con la cual trabaja la turbina, el caudal que ingresa a esta y su rendimiento. Es por esto que directamente se hará una recopilación de las turbinas disponibles en el mercado y se verificará que sea aplicable para la zona del río en la que se requiere.

A continuación se muestra la lista de turbinas ordenadas por marca:

| Marca                          | Dimensiones        | Caudal    | Potencia nominal |
|--------------------------------|--------------------|-----------|------------------|
| KCT<br>"Turbina Kouris Centri" | D:1.0 m - H:1.0 m  | <80 l/s   | 500 W            |
|                                | D:1.1 m - H:1.5 m  | <80 l/s   | 1 kW             |
|                                | D:1.3 m - H:1.5 m  | <80 l/s   | 1.5 kW           |
|                                | D:1.5 m - H:1.5 m  | <80 l/s   | 1.8 kW           |
|                                | D:2.0 m - H:1.8 m  | <150 l/s  | 3 kW             |
|                                | D:2.0 m - H:2.0 m  | <300 l/s  | 5 kW             |
|                                | D:2.9 m - H:2.0 m  | <300 l/s  | 10 kW            |
|                                | D:3.4 m - H:2.0 m  | <300 l/s  | 15 kW            |
|                                | D:4.2 m - H:2.0 m  | <300 l/s  | 20 kW            |
| ZOTLÖTERER                     | D: X m - H:0.9 m   | <700 l/s  | 3.3 kW           |
|                                | D: X m - H:1.4 m   | <500 l/s  | 4 kW             |
|                                | D: X m - H:1.5 m   | <500 l/s  | 4.4 kW           |
|                                | D: X m - H:1.0 m   | <900 l/s  | 4.6 kW           |
|                                | D: X m - H:1.4 m   | <600 l/s  | 5 kW             |
|                                | D: X m - H:1.2 m   | <1200 l/s | 7.5 kW           |
|                                | D: X m - H:1.5 m   | <1000 l/s | 8.5 kW           |
|                                | D: X m - H:1.8 m   | <1000 l/s | 10 kW            |
|                                | D: X m - H:1.6 m   | <2000 l/s | 18 kW            |
| TURBULENT                      | D: 3.3m - H:1.5 m  | <1200 l/s | 10 kW            |
|                                | D: 4.5 m - H:1.5 m | <1600 l/s | 12 kW            |
|                                | D: 5.8 m - H:1.8 m | <2000 l/s | 16 kW            |

Tabla 4.4. Listado de turbinas ofrecidas en el mercado.

Dentro de la variedad de turbinas encontradas se seleccionará la turbina de 3 kW de potencia nominal de la marca KCT, la cual requiere un salto mínimo aprovechable de 1,5m y un caudal de 80l/s en la central. El salto aprovechable de la represa que se utilizará es mayor a 4m, por lo que faltaría corroborar que el mínimo necesario sea extraíble del río.

Del estudio hidrológico realizado anteriormente se pueden extraer los siguientes caudales medios diarios para diferentes tiempos de excedencia de interés:

| <b>Tiempo de excedencia [%]</b> | <b>Caudal mínimo medio diario [l/s]</b> |
|---------------------------------|-----------------------------------------|
| 75                              | 45000                                   |
| 90                              | 30000                                   |
| 95                              | 25000                                   |

*Tabla 4.5. Caudales medios mínimos diarios.[4]*

Resumiendo, se puede decir que el 95% del tiempo el río cuenta con un caudal medio mínimo de 25000 l/s en su cauce, y la central necesita un caudal de 80l/s en su turbina para trabajar a carga nominal. Entonces, el caudal nominal de la turbina representa el 0.3% del caudal mínimo medio diario del río, por lo que se da por hecho que implementar esta turbina no afectará de manera negativa ni la actividad natural del río ni la generación actual de la central convencional existente.

# 5. IMPLEMENTACIÓN Y DISEÑO

## 5.1.1. Turbina Hidráulica

Como se vió en el capítulo anterior, la tecnología que más se adapta a nuestro sistema es la turbina de vórtice. Además del consumo medio diario que se presentó en el estudio de demanda, se prevee un crecimiento paulatino del criadero de cerdo, por lo tanto el mismo crecimiento en la demanda. Se seleccionará la turbina de 3kW de potencia nominal y además, se tendrá en cuenta la adición de otra turbina de 1kW en los próximos 7-10 años. La elección de la turbina de 3 kW, aporta un margen de crecimiento a la industria en los primeros años sin modificación ni adición de nuevos dispositivos eléctricos. Además, cuando se llegue a un límite en la relación demanda/generación, se deberá incorporar otra turbina (se prevee de 1kW de potencia pero esta puede variar dependiendo la economía y necesidades de ese momento). Es por esto que la obra civil se diseñará previendo esta adición.

Los datos técnicos de las turbinas elegidas son:

| Dimensiones       | Caudal   | Potencia nominal | Sistema   |
|-------------------|----------|------------------|-----------|
| D:2.0 m - H:1.8 m | <150 l/s | 3 kW             | Trifásico |
| D:1.1 m - H:1.5 m | <80 l/s  | 1 kW             | Trifásico |

Tabla 5.1. Características técnicas de las turbinas seleccionadas.

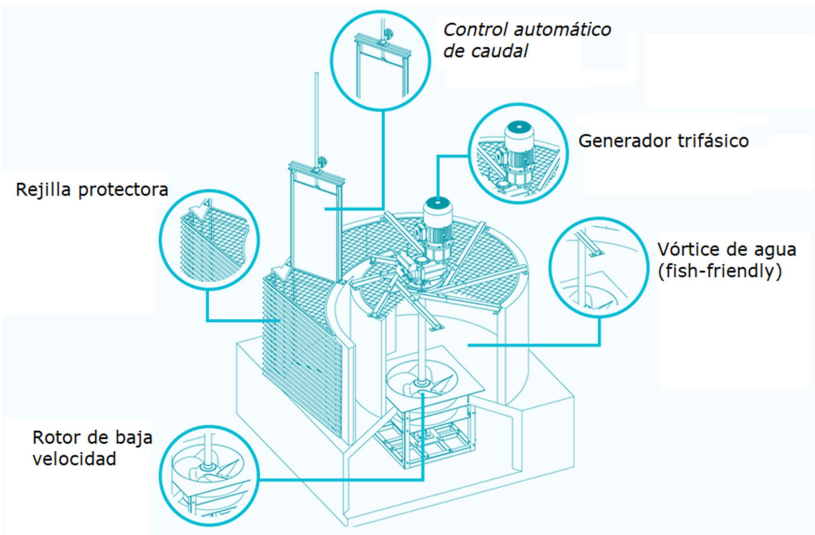
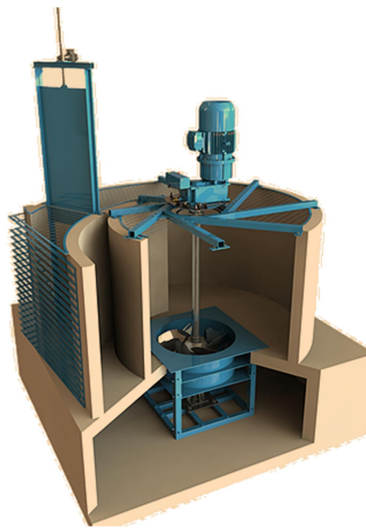


Figura 5.4. Modelo detallado de las turbinas.

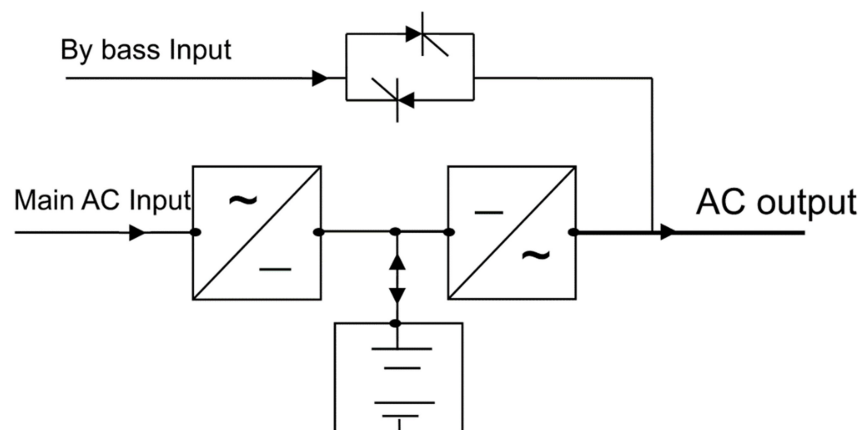
Además, como se muestra en las figuras 5.4, las turbinas incluyen un sistema de control de caudal de ingreso conectado a un servo-motor, el cual acciona la compuerta de admisión para lograr así que el sistema trabaje a carga nominal la mayor cantidad de tiempo posible y así alargar la vida útil del generador. La siguiente figura muestra de manera mas real la turbina implementar.



*Figura 5.5. Modelo de las turbinas.*

### **5.1.2. Sistema Inversor/cargador**

Para el acoplamiento de los distintos subsistemas eléctricos (generador, acumulador y carga) se eligió el inversor T30K de la marca TANFON. Este se adapta a todas nuestras necesidades optimizando el consumo energético y manteniendo las baterías en el mejor estado posible. A continuación se muestra el diagrama de bloques del inversor proporcionado por el fabricante:



*Figura 5.6. Diagrama de bloques del inversor.*

La información técnica del inversor es la siguiente:

| INVERTER TANFON                    |                            |                                                        |
|------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------------|
| MODELO                             |                            | T30K                                                   |
| POTENCIA [kW]                      |                            | 30                                                     |
| FACTOR DE POTENCIA fp              |                            | 0.8                                                    |
| ENTRADA<br>AC                      | FASE                       | Trifasico (R, S, T, N Y TIERRA)                        |
|                                    | TENSION [V]                | 380V $\pm$ 20% (3 FASES), Tensión de fase 220V         |
|                                    | FRECUENCIA [Hz]            | 45-65                                                  |
|                                    | RECTIFICADOR               | Trifasico de 6 pulsos; opcional 12 pulsos              |
| SALIDA<br>AC                       | FASE                       | Trifasico (R, S, T, N Y TIERRA)                        |
|                                    | FORMA DE ONDA              | Senoidal pura                                          |
|                                    | FACTOR DE CRESTA           | 03:01                                                  |
|                                    | TENSION NOMINAL [V]        | 380/400/415V $\pm$ 1% Cargas est. $\pm$ 5% Cargas din. |
|                                    | TENSION DE FASE [V]        | 200 – 244                                              |
|                                    | RESPUESTA TRANSITORIA      | 5%, 10ms                                               |
|                                    | FRECUENCIA [Hz]            | 50 $\pm$ 0,05%                                         |
|                                    | DISTORCIÓN ARMÓNICA        | <3% cargas lineales, <5% cargas no-lineales            |
|                                    | CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO | 200% In (0,1s)                                         |
| BATERIA                            | TENSION DC [V]             | 384                                                    |
|                                    | CORRIENTE MAXIMA DE CARGA  | 6-30A, AJUSTABLE                                       |
| EFICIENCIA                         | UNIDAD COMPLETA            | >85%                                                   |
|                                    | INVERTER                   | 93%                                                    |
| TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO [°C] |                            | 0-40                                                   |
| HUMEDAD RELATIVA                   |                            | <95%                                                   |
| RUIDO A 1 METRO [dB]               |                            | <60                                                    |
| GRADO DE PROTECCION                |                            | IP20                                                   |
| STANDARS DE APLICACIÓN             |                            | EN50091-1-EMC EN50091-2liv. A                          |
| TAMAÑO [mm]                        |                            | 785*580*1200                                           |
| PESO [kg]                          |                            | 125                                                    |

Tabla 5.2. Información técnica del inversor.

Además, el inversor cuenta con:

- Reactores de CA (Protege contra descargas externas de corriente).
- Doble protección (Dos fusibles, incluyendo la seguridad de la entrada y la seguridad de la batería).
- Tiristor de carga marca Simon Kang Brand (La corriente de carga del tiristor es mayor que la placa de carga. La corriente de carga del tiristor podría llegar a 40-50 A mientras que la placa de carga es solo 10-30 A).

- Convertor de tecnología IGBT marca Mitsubishi (Alta eficiencia de transferencia del 95% y fuerte capacidad de choque anti-carga).
- Filtro de capacitores de CA (funciona de estabilizador de voltaje y salida de onda sinusoidal pura).

### **5.1.3. Baterías**

En este apartado se realizará el dimensionamiento del banco de baterías a utilizar en el sistema considerando elegir el que resulte óptimo para nuestro sistema ya que las baterías son costosas y representan una porción importante de la inversión total de la instalación. Dentro de los requisitos para este cálculo se debe tener en cuenta las exigencias de la instalación, las cuales incluyen energía y autonomía, condiciones de uso de las baterías para asegurar una vida útil prolongada, y limitaciones económicas que impone la implementación de este tipo de soluciones.

Además, antes de tener en cuenta estos aspectos de implementación, es necesario desarrollar el concepto teórico de Capacidad de las baterías ya que serán utilizados en el siguiente análisis.

La capacidad de una batería normalmente expresa la cantidad total de energía que una batería puede entregar concluido un ciclo de 20 horas (C20), en un índice de descarga constante, antes que la batería alcance 10,5 voltios. La unidad de medida son los Amperes-horas [Ah] y las baterías tienen diferentes capacidades para diferentes situaciones de descarga. Algunas empresas utilizan un período diferente de horas, pero las 20 horas son un estándar en la industria. También se especifican otras características como C5, C10, C100, las cuales indican la corriente que la batería entregará de manera constante durante 5, 10 y 100 horas respectivamente.

Las baterías seleccionadas son de tipo ciclo profundo AGM (Absorption Glass Mat, también conocidas como baterías de electrolito absorbido o secas). Según especificaciones técnicas, poseen una profundidad de descarga de más del 80% sin afectar la vida útil de las mismas. Aún así, se dimensionará el banco con profundidades de descarga del 70% para asegurar su vida útil.

Finalmente para la selección y diseño del banco de baterías se adoptan 3 criterios y se toma como referencia el que resulte más exigente para la instalación. Vale aclarar que los criterios son el resultado de un análisis realizado sobre el sistema teniendo en cuenta los distintos estados de operación del mismo y las probabilidades de falla en cada uno de estos estados.



Además, el banco de baterías debe ser de 384Vdc, esta es la tensión que impone el inversor. Así mismo, la corriente de carga y descarga del mismo se tiene que encontrar entre los límites del inversor. Con estos datos se arma el banco donde se detalla la cantidad de baterías y la conexión entre las mismas.

La cantidad mínima e indispensable de baterías para dimensionar el banco varía según la batería que se elija y la tensión de la misma. En este caso se usará un modelo de banco de 32 baterías de 12Vdc conectadas en serie para obtener 384Vdc.

Dicho esto, se detallan los criterios de selección de las baterías:

1. Criterio por desperfecto en el funcionamiento.

Se prevee que cualquier desperfecto en la generación, por ser un sistema off-grid, interrumpiría el proceso productivo, por lo que el banco deberá proveer la energía que demande la carga durante un día (se estima que en 24hs el desperfecto en la generación será reestablecido). Y se tendrá en cuenta para el diseño del banco, el día con mayor consumo de energía.

En la figura 4.2 del modelado de la demanda, se evidencia que los picos semanales de energía consumida en el período otoño-invierno son de 550kWh. Realizando un promedio de consumo diario (energía consumida en el día de mayor consumo) se determina que el mismo es de:

$$\frac{550Kwh}{7días} = 78.57kWh$$

Con este criterio se supone que no hay generación y la tensión de cada batería es de 12V por lo que la capacidad del descarga del banco debe ser:

$$C_{124hs} = \frac{78.57Kwh * 1000}{12V * 0,7} = 9353 Ah$$

2. Criterio por pico de potencia.

El banco deberá suplir los picos de potencia de la carga. En el estudio de la demanda se vió que el pico de carga máxima es de aproximadamente 25kW, y la misma tendrá una duración estimada de 3 hs (el proceso de molienda y mezcla de alimentos dura aproximadamente 2hs). Por lo tanto, se tendrá en cuenta para el diseño del banco de baterías.

En este caso, se estará generando 3kW ininterrumpidamente y el banco comenzará a entregar la potencia restante hasta que finalice el proceso.

La energía que debe entregar el banco en este período es:

$$Ebat_{3hs} = 3hs * (25kW - 3kW) = 66kWh$$

La capacidad de descarga del banco debe ser:

$$C2_{3hs} = \frac{66Kwh * 1000}{12V * 0,7} = 7857 Ah$$

### 3. Criterio por pico de energía.

Aquí, se tiene en cuenta también los picos de energías semanales que se dan en el período otoño-invierno. Este criterio se tuvo en cuenta para el caso en el que no hay generación, y se obtuvo la capacidad que el banco de baterías debe proveer en 24hs (C20). En este caso, se considera la energía que el banco debe abastecer durante una semana completa debido al uso interrumpido de las luces infrarrojas en la primer semana de cada uno de los ciclos (28 días) de dicho período.

Como se observó en el criterio 1, en dicha semana el pico de energía es de 550kWh.

Mientras que en el mismo período la energía generada es  $kW * 24h * 7 = 504kWh$

Por lo tanto, en promedio, en esa semana el banco de baterías se descargará constantemente y la generación solo podrá alimentar la carga.

La energía que debe entregar la batería en esta semana es:

$$Ebat_{7días} = 550kWh - 504kWh = 46kWh$$

La capacidad de descarga para este caso es:

$$C3_{100hs} = \frac{46Kwh * 1000}{12V * 0,7} = 5476 Ah$$

## Modelos de baterías

A continuación, se listan los modelos considerados con algunas características de interés:

| Modelo              | Tensión [V] | Capacidad [Ah] | Dimensiones [mm] | Precio [USD] | Capacidad/Precio [Ah/USD] | Peso [kg] |
|---------------------|-------------|----------------|------------------|--------------|---------------------------|-----------|
| Cynetic c100        | 12          | 250            | 522x240x215      | 315          | 0.7937                    | 60        |
| Ultracell UCG275-12 | 12          | 275            | 522x268x218      | 419          | 0.6563                    | 73        |
| Ultracell UCG200-12 | 12          | 200            | 522x240x218      | 319          | 0.6270                    | 63        |
| Kaise KBAS122500    | 12          | 250            | 522x240x218      | 322          | 0.7764                    | 58        |
| U Power UP-SP250    | 12          | 250            | 518x274x242      | 269          | <b>0.9294</b>             | 59        |
| Me MEBA12-220       | 12          | 220            | 522x260x220      | 373          | 0.5898                    | 64        |

Tabla 5.3. Modelos de baterías.

Como todas las baterías tienen características similares y como todas tienen una profundidad de descarga del 80%, se realizarán los cálculos y se verificará que la batería seleccionada cumpla los criterios establecidos.

$$C_{1_{24hs}} = 9353 \text{ Ah}$$

$$C_{2_{3hs}} = 7857 \text{ Ah}$$

$$C_{3_{100hs}} = 5476 \text{ Ah}$$

Se elige la que mejor relación capacidad/precio evidencia. Esta resulta ser la batería UP-SP250 de la marca U Power.

Las especificaciones de esta batería muestra las siguientes capacidades:

|                  |        |
|------------------|--------|
| C <sub>100</sub> | 250 Ah |
| C <sub>20</sub>  | 220 Ah |
| C <sub>5</sub>   | 185 Ah |

Tabla 5.4. Capacidad de descarga UP-SP250.

La cantidad de baterías a implementar se determinará con el criterio que envuelva a todos los demás, es decir, el que mayor cantidad de baterías requiera para satisfacerlo.

Capacidad  $C_{1_{24hs}}$ :

$$Cant_{Bat} = \frac{9353 \text{ Ah}}{220 \text{ Ah}} = 42.5 \text{ baterías}$$

Capacidad  $C_{2_{3hs}}$ :

$$Cant_{Bat} = \frac{7857 \text{ Ah}}{185 \text{ Ah}} = 43 \text{ baterías}$$

Capacidad  $C_{3_{100hs}}$ :

$$Cant_{Bat} = \frac{5476 Ah}{250 Ah} = 22 \text{ baterías}$$

El resultado de este análisis muestra que serán necesarias 43 baterías para obtener un sistema de respaldo robusto y seguro. Por otro lado, la tensión nominal del inversor es de 384Vdc, por esto será necesario un banco de 32 o 64 baterías.

Por lo tanto, se contemplan las dos opciones:

- El banco dispone de 64 baterías.

En este caso la capacidad del banco en  $C_5$  (capacidad crítica) es de:

$$C_5 = 64 * 185 Ah = 11840 Ah$$

- El banco dispone de 32 baterías.

Esto es posible si se aumenta la capacidad de descarga de las baterías. Esto es:

$$32 \text{ baterías} * 185Ah = 5920Ah \rightarrow \text{Capacidad deseada del banco}$$

$$Prof. descarga = \frac{7857 Ah}{5920 Ah} * 0.7 = 0.93$$

Aumentar la capacidad de descarga al 93% no es una opción viable ya que disminuirá la vida útil de las baterías.

Por lo tanto, se dispone un banco de 64 baterías o se elije otro modelo de batería con mayor capacidad.

El precio de este banco es de:  $64 \text{ baterías} * 269 USD = 17.216 USD$

Con motivo de encontrar la solución mas económica y viable, se busca otra batería con mayor capacidad.

Se hará el análisis con la batería Ultracell II UCGG275-12, su capacidad es  $C_5 = 220Ah$ .

Como se mostró anteriormente, la capacidad del banco, a una profundidad de descarga del 70% es de  $C_5 = 7857Ah$ . A continuación se estudiará el caso en el que se aumente la profundidad de descarga para intentar un banco de 32 baterías.

La capacidad del banco debe ser:  $C_5 = 32 * 220Ah = 7040 Ah$

Para obtener un banco de 32 baterías, la profundidad de descarga debe ser:

$$Prof. descarga = \frac{7857 Ah}{7040 Ah} * 0.7 = 0.78$$

Con una profundidad de descarga del 78% se preserva la vida útil de las baterías por lo que con este modelo un banco de 32 baterías es viable.

El precio de este banco es de:  $32 \text{ baterías} * 419 \text{ USD} = 13.408 \text{ USD}$

A continuación, se simplifica el análisis de lo hecho anteriormente y se comparan ambos bancos de baterías.

| Criterios   | Banco<br>64 Baterías | Banco<br>32 Baterías    |
|-------------|----------------------|-------------------------|
| Batería     | U Power<br>UP-SP250  | Ultracell<br>UCGG275-12 |
| C100        | <b>16.000 Ah</b>     | 8.800 Ah                |
| C20         | <b>14.080 Ah</b>     | 8.320 Ah                |
| C5          | <b>11.840 Ah</b>     | 7857 Ah                 |
| Precio      | 17.216 USD           | <b>13.408 USD</b>       |
| C100/precio | <b>0.929</b>         | 0.656                   |
| C5/precio   | <b>0.688</b>         | 0.586                   |

*Tabla 5.5. Comparación de los bancos calculados.*

Como se observa en la tabla anterior, el banco de las baterías U Power tiene una mayor relación Capacidad/Precio, lo que nos indica que en este banco es mucho más barato la acumulación de energía. En cambio, el precio final del banco de baterías Ultracell es menor ya que, a pesar de tener una menor relación Capacidad/Precio menor, su capacidad también es menor, lo que disminuye el precio del banco completo. No obstante vale aclarar que ambos bancos cumplen con los requisitos energéticos del presente proyecto.

En todo caso, si bien parece ser mas conveniente por precio final el banco de 32 baterías, se elige el banco de 64. Esto es porque, como se indica en apartados anteriores, se prevee un crecimiento paulatino de la demanda y, por lo tanto, un aumento en las exigencias del banco de almacenamiento de energía. El hecho de no tener en cuenta esto, la adición de un banco nuevo en los próximos años hará mucho más costoso el proyecto. Además, si bien el banco elegido es un 28% más caro que el otro, su capacidad de descarga en 100 horas es casi el doble (182%), lo que reduce el desgaste del banco por la operación normal del sistema y, por lo tanto, aumenta su vida útil.

#### 5.1.4. Cargas

Si bien las cargas principales del sistema se encuentran detalladas en la sección de modelado de carga, aquí se hace un análisis más exhaustivo para realizar el diseño eléctrico y que este sea compatible con todas las cargas. Dentro de este análisis, se realizan algunas suposiciones que no fueron tenidas en cuenta anteriormente, como el factor de potencia o el consumo en servicio de los motores.

Además, cabe aclarar que se distribuyen las cargas monofásicas de manera tal de minimizar el desbalance de consumo entre fases.

A continuación, se detalla lo dicho anteriormente.

| Tablero         | Carga                | Consumo [A] | Consumo x Fs [A] | Total [A] |
|-----------------|----------------------|-------------|------------------|-----------|
| TP CASA         | Iluminación interior | 1           | 0.6              | 11.4      |
|                 | Toma corrientes      | 15          | 9                |           |
|                 | Iluminación exterior | 3           | 1.8              |           |
| TP ALIMENTOS    | Sin Fin              | 2.5         | 1.25             | 44.5      |
|                 | Bomba                | 2           | 1                |           |
|                 | Mezcladora 1         | 7           | 3.5              |           |
|                 | Mezcladora 2         | 7           | 3.5              |           |
|                 | Mezcladora 3         | 7           | 3.5              |           |
|                 | Moledora             | 22          | 11               |           |
|                 | Tomas 3F             | 25          | 12.5             |           |
|                 | Tomas 1F             | 16          | 8                |           |
| TP RECRÍA       | Luces                | 0.5         | 0.25             | 19.8      |
|                 | Iluminación          | 0.5         | 0.3              |           |
|                 | Tomas                | 16          | 9.6              |           |
| TS1 RECRÍA      | Salida TS1 Rec       | 9.9         | 9.9              | 9.9       |
|                 | Iluminación          | 0.5         | 0.3              |           |
|                 | Tomas                | 16          | 9.6              |           |
| TP DESARROLLO   | Iluminación          | 0.5         | 0.4              | 40        |
|                 | Tomas                | 16          | 9.6              |           |
|                 | Salida TS1 Des       | 30          | 30               |           |
| TS1 DESARROLLO  | Iluminación          | 0.5         | 0.4              | 30        |
|                 | Tomas                | 16          | 9.6              |           |
|                 | Salida TS2 Des       | 20          | 20               |           |
| TS2 DESARROLLO  | Iluminación          | 0.5         | 0.4              | 20        |
|                 | Tomas                | 16          | 9.6              |           |
|                 | Salida TS3 Des       | 10          | 10               |           |
| TS3 DESARROLLO  | Iluminación          | 0.5         | 0.4              | 10        |
|                 | Tomas                | 16          | 9.6              |           |
|                 | Luces IR             | 12          | 12               |           |
| TP MATERDNIIDAD | Iluminación          | 0.5         | 0.4              | 20.4      |
|                 | Tomas                | 16          | 8                |           |
|                 | Iluminación          | 0.5         | 0.4              | 8.4       |
| TP GESTACIÓN    | Tomas                | 16          | 8                |           |

Tabla 5.6. Detalle de cargas del circuito CA.

Como se observa en la tabla anterior, el circuito que alimenta el recinto de preparación de alimentos cuenta con cargas (motores trifásicos) relativamente grandes para nuestro

sistema. Tenemos que tener en cuenta que la corriente de arranque de un motor tipo varía entre 5 a 10 veces su corriente nominal, cosa que, en el caso de la Moledora, su corriente de arranque puede ser mayor que la nominal del inversor y casi que se asemeja a la corriente de cortocircuito del sistema. Lo mismo pasa con las mezcladoras, ya que estas normalmente funcionan al mismo tiempo, la corriente de arranque de las 3 puede incluso superar a la de la moledora. Es por esto que se decide implementar en estos casos un arrancador suave que logre que la corriente de arranque de estos dispositivos sea igual a la corriente nominal, y además, en el caso de las mezcladores se recomendia hacer el arranque de a una a la vez con varios segundos de diferencia entre estas (30s aproximadamente).

## **5.2. Obra civil**

### **5.2.1. Sistema hidráulico**

En este apartado se diseñará el sistema hidráulico de nuestra instalación. La toma de agua se hará directamente del cause del río mediante una compuerta que regulará cuanto caudal ingresará a la turbina. En cambio la reposición del agua turbinada hacia el curso del río se hará de manera subterránea, mediante un caño de PVC, de tal manera de evitar lo que más se pueda el impacto ambiental. Además, vale aclarar que el recorrido de éste será lo suficientemente largo para que su pendiente permita la circulación de peces y así disminuir también el impacto provocado por la represa existente en la zona.

Para calcular la sección del desagüe, se debe tener en cuenta que este será el mismo para las dos turbinas previstas en este proyecto, por lo que deberá transportar mínimamente los 150 litros/s de la turbina actual más los 80 litros/s de la turbina de 1kW prevista a futuro, como se muestra a continuación:

$$Q_D = 150 \text{ l/s} + 80 \text{ l/s} = 230 \text{ l/s}$$

Si se toma un factor de seguridad del 20%,

$$Q_D = 1.2 * 230 \text{ l/s} = 276 \text{ l/s}$$

A partir de lo dicho anteriormente se realizan los cálculos pertinentes para el diseño del ducto de desagüe. Para este diseño el método utilizado es el de Chezy-Manning para flujos uniformes y constantes en canales, tomando como referencia los diámetros normalizados de los tubos (solo se realiza para PVC y hormigón), la distancia a recorrer,

caudal mínimo establecido, pendiente del ducto y demás características propias de los materiales. La expresión de la ecuación es:

$$Q = \frac{1}{n} * A * R^{2/3} * S^{0,5}$$

Donde:

Q: Caudal de agua (m3/s).

n: Rugosidad de Manning. Depende del tipo de material que se utiliza para el canal.

A: Área de la sección transversal del canal (m2).

R: Radio hidráulico (m).  $R = \frac{A}{P}$  ; P: Perímetro mojado (m).

S: pendiente de la línea de energía (para un flujo constante y uniforme se aproxima por la pendiente de la superficie).

Luego de completado todas las características del ducto, se realiza un proceso iterativo entre la pendiente y el diámetro del mismo para lograr el resultado más apropiado para nuestro sistema.

Como resultado se obtuvo el siguiente canal:

|          | Hormigon | PVC   |
|----------|----------|-------|
| N        | 0.016    | 0.009 |
| D [m]    | 0.650    | 0.500 |
| A [m2]   | 0.332    | 0.196 |
| P [m]    | 2.042    | 1.571 |
| R [m]    | 0.163    | 0.125 |
| S [%]    | 0.006    | 0.006 |
|          |          |       |
| Q [m3/s] | 0.478    | 0.422 |
| V [m/s]  | 1.442    | 2.152 |

*Tabla 5.7. Comparación de los desagües calculados.*



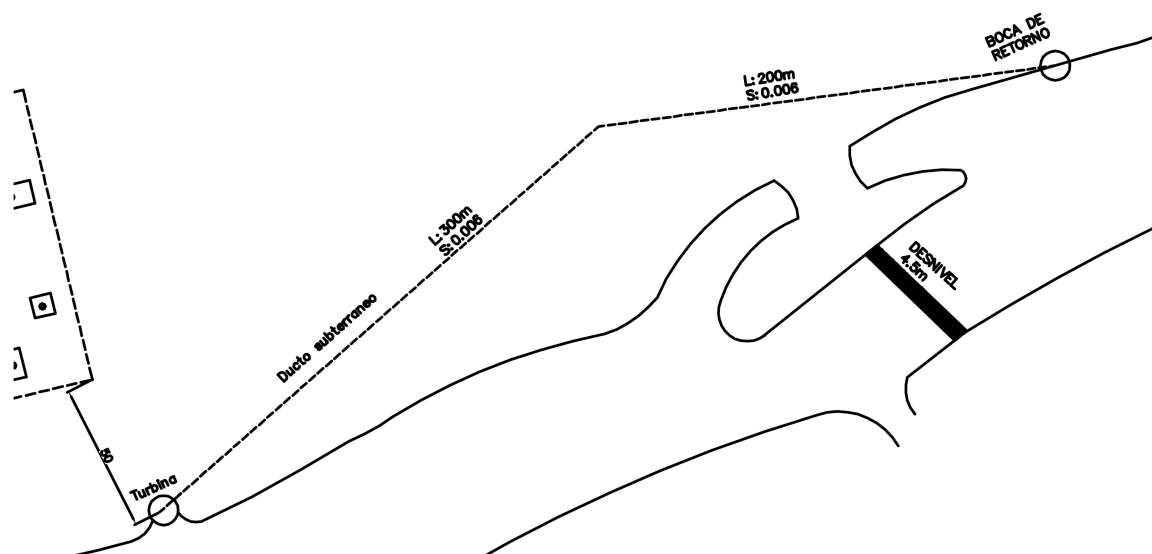


Figura 5.7 a) Plano del desagüe.

CORTE A—A

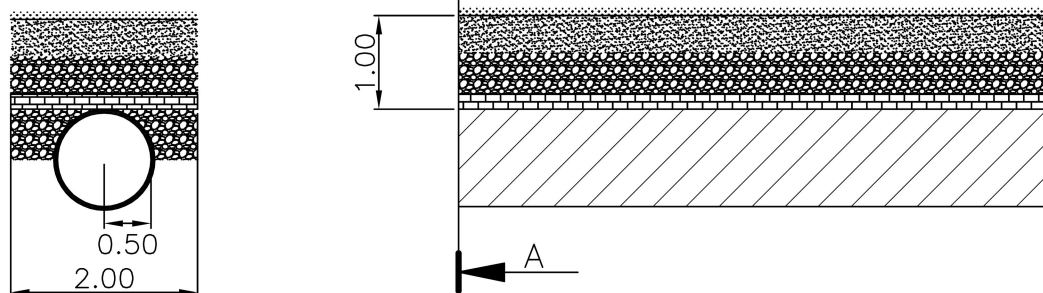


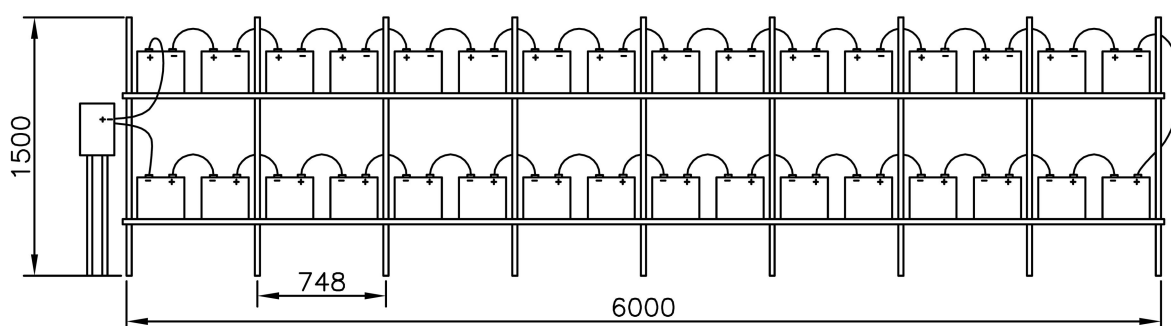
Figura 5.7 b) Modelo del desagüe.

### 5.2.2. Recinto de equipamiento

En este apartado se realizará el diseño del recinto en el que se alojarán la mayor parte de los elementos del sistema como las baterías, el inversor, el regulador de carga y los tableros eléctricos que contienen los elementos de maniobras y protecciones tanto para el circuito de corriente continua como para el de corriente alterna.

Para realizar el dimensionamiento se tienen en cuenta dimensiones y cantidad de equipos, su ubicación, distancias de seguridad y espacio para circulación. Además se realiza un estudio térmico donde se tendrá en cuenta la disipación térmica de baterías y tableros eléctricos para determinar el equipo extracción de aire necesario para mantener la temperatura del recinto en óptimas condiciones, ya que como se mencionó antes, las baterías varían notablemente su rendimiento y vida útil con la temperatura.

Como se vio en el apartado anterior, la instalación cuenta con 64 baterías, divididas en 2 strings de 32 baterías. Las mismas se colocarán sobre una estantería de 6 metros de largo por 1,5 m de alto por 65 centímetros de ancho, la cual soportará 2 estantes (un estante para cada cadena de baterías) y se encontrará emplazada en el centro del recinto con una distancia mínima 80 centímetros de cualquier objeto. Este diseño se realiza para mantenerlas alejadas de la humedad y suciedad, y para que haya suficiente espacio entre estas para que circule aire libremente para su refrigeración natural. A continuación se muestra un esquema del banco.



*Fig.5.8. Banco de baterías.*

Para la realización del estudio térmico se propone un recinto de 8,2 metros de largo por 4,4 de ancho por 3,5 metros de alto. Las paredes serán de 20 centímetros de espesor, el techo a dos aguas para evitar que se acumule cualquier tipo de humedad o suciedad y su ventilación será por convección natural y forzada.

### **Estudio térmico**

Este estudio se realiza en planilla de trabajo de Excel con el objetivo de calcular el caudal de ventilación forzada a adoptar para que la temperatura del recinto no supere los 35°C (temperatura máxima de funcionamiento de las baterías).

La disipación térmica de los tableros se conoce de los estudios térmicos correspondientes. En el caso de las baterías, su disipación térmica depende del uso que se le esté dando en determinado momento a las mismas. Por esto se tendrá en cuenta, para este estudio, el momento en el que el banco entrega la mayor potencia, es decir, 25A.

En la siguiente tabla se especifican los equipos instalados en el recinto que disipan calor.

| Elementos intervinientes  | Cantidad | Disipación | Corriente |      | Disipación<br>Total | T° admisibles |        |
|---------------------------|----------|------------|-----------|------|---------------------|---------------|--------|
|                           |          |            | Nom       | Real |                     | T° mín        | T° máx |
| BATERIAS U Power UP-SP250 | 64       | 300        | 25        |      | 19200               | 15            | 35     |
| Tablero DC                | 1        | 74.56      | 50        |      | 74.56               | 15            | 35     |
| TGBT                      | 1        | 383.64     | 50        |      | 383.64              | 15            | 35     |

Tabla 5.8. Disipación térmica de equipos dentro del recinto.

En la siguiente tabla se detallan las características del recinto que se tendrán en cuenta para el cálculo térmico y las temperaturas ambiente y de trabajo. Se debe mencionar que el recinto tendrá aberturas (ventanas) en tres de sus paredes y cuenta con caraboyas para ayudar a disipar el calor. Además se tiene que la temperatura ambiente puede oscilar entre 10°C y 30°C mientras que dentro del recinto es necesario que la temperatura oscile entre 15°C y 35°C.

| Parámetro                                             |         | Ingresar                      | Observaciones        |
|-------------------------------------------------------|---------|-------------------------------|----------------------|
| Alto:                                                 | a       | 3500                          | mm                   |
| Ancho:                                                | b       | 4000                          | mm                   |
| Profundidad:                                          | c       | 8000                          | mm                   |
| Material:                                             |         | Pared típica                  | Con aberturas        |
| Disipación:                                           |         | Disipación en paredes y techo | Ventanas y extractor |
| Altura snm                                            |         | 50                            | m                    |
| Temperatura máxima en el <b>interior</b> del recinto: | Td(máx) | 35                            | °C                   |
| Temperatura mínima en el <b>interior</b> del recinto: | Td(mín) | 15                            | °C                   |
| Temperatura <b>ambiente</b> máxima esperada:          | Te(máx) | 30                            | °C                   |
| Temperatura <b>ambiente</b> mínima esperada:          | Te(mín) | 10                            | °C                   |
| Potencia disipada adicional                           |         | 0                             | W                    |
| Potencia disipada total en el interior del recinto    | Pd      | 19658.2                       | W                    |
| Factor de seguridad adoptado                          | fs      | 1.2                           |                      |

Tabla 5.9. Especificaciones técnicas del recinto.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos del estudio térmico.

| Cálculo de Temperatura y Potencia necesaria            |           |              |                      |
|--------------------------------------------------------|-----------|--------------|----------------------|
| Parámetro                                              |           | Valor        | Unidad               |
| Temperatura Máxima en el interior del Recinto          | Td(max)   | 35           | °C                   |
| Temperatura Ambiente Máxima                            | Te(máx)   | 30           | °C                   |
| Coeficiente de Transmisión de Calor                    | k         | 1.6          | W/m <sup>2</sup> °C  |
| Superficie Efectiva de Disipación de los Paneles       | <b>Ae</b> | <b>120.4</b> | <b>m<sup>2</sup></b> |
| Temp. interna final máxima sin equipo auxiliar térmico | Ti(máx)   | 132.046304   | °C                   |
| Temp. interna final mínima sin equipo auxiliar térmico | Ti(mín)   | 10           | °C                   |
| Potencia Disipada por Autoconvección                   | Pa        | 963          | W                    |
| Potencia frigorífica necesaria                         | Pf        | 18695        | W                    |
| <b>Caudal necesario de ventilación</b>                 | <b>F</b>  | <b>11591</b> | m <sup>3</sup> /h    |
| <b>Caudal de ventilación adoptado</b>                  |           | <b>13909</b> | m <sup>3</sup> /h    |

Tabla 5.10. Cálculo de temperatura y caudal de aire necesario.

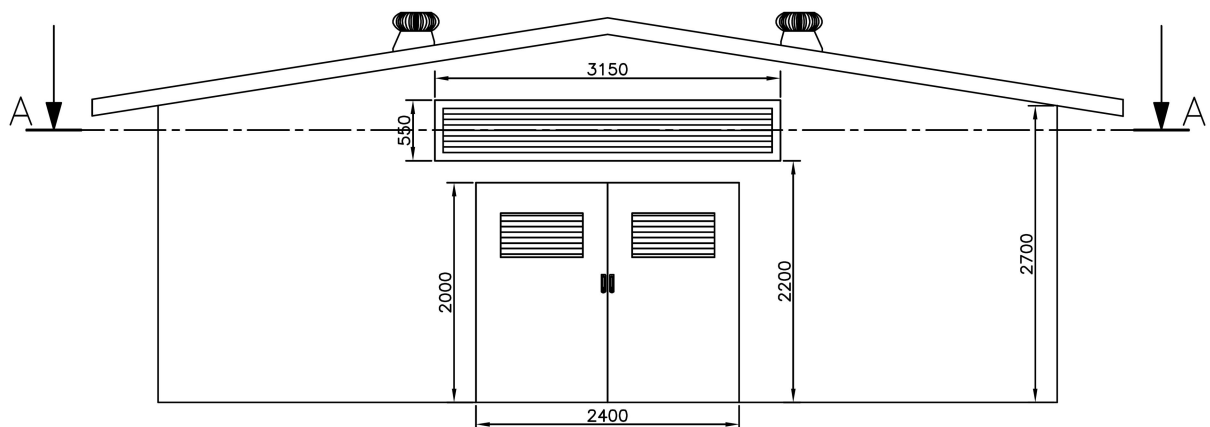
Como se observa en la tabla 5.9, la disipación de los equipos dentro del recinto arrojaría una temperatura de  $132^{\circ}\text{C}$  por lo que es necesario adoptar un caudal de aire para la extracción de calor de  $11591\text{m}^3/\text{h}$ .

Para esto se instalará un extractor de calor industrial de la empresa Climatécnica modelo CTV-AX760/6, el cuál según especificaciones técnicas del fabricante, proporciona un caudal de  $12200\text{ m}^3/\text{h}$ .

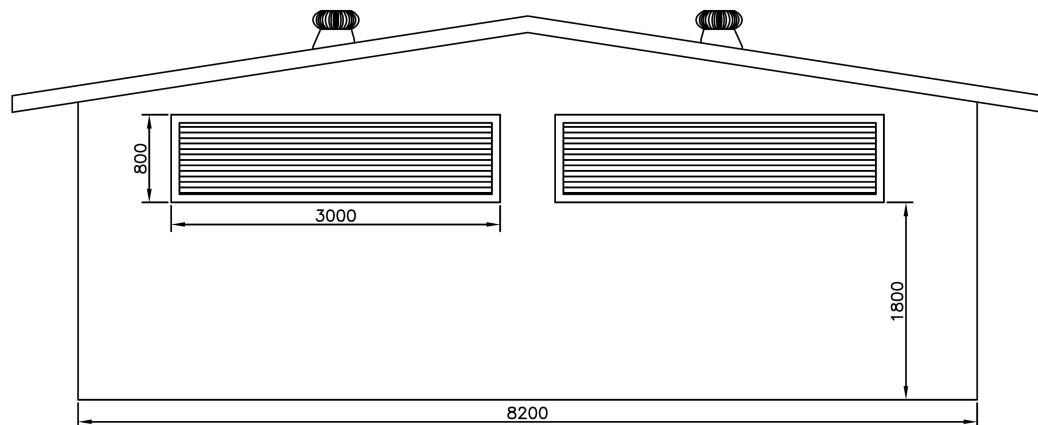


*Fig.5.9. Extractor de aire axial CTV-AX 760/6.*

En las siguientes figuras se esquematiza el modelo final del recinto.



*Fig.5.10 a) Vista frontal del recinto.*



*Fig.5.10 b) Vista del fondo del recinto.*

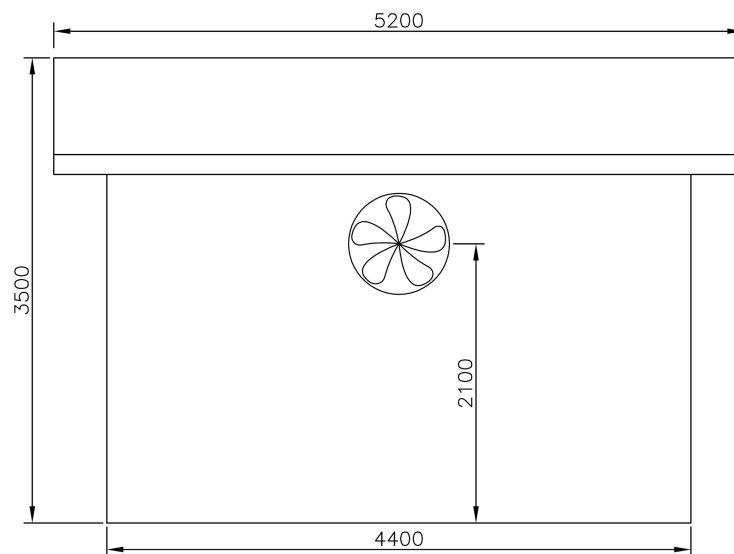


Fig. 5.10 c) Vista lateral del recinto.

Para la distribución de los equipos del recinto se debe tener en cuenta la ley 19.587 de seguridad e higiene que indica las distancias de seguridad que se deben respetar en los equipos eléctricos. Éstas dependen del nivel de tensión de los equipos y se expresan en la siguiente tabla:

| Nivel de tensión           | Distancia mínima |
|----------------------------|------------------|
| 0 a 50 V                   | Ninguna          |
| más de 50 V hasta 1 kV     | 0,80 m           |
| más de 1 kV hasta 33 kV    | 0,80 m (1)       |
| más de 33 kV hasta 66 kV   | 0,90 m (2)       |
| más de 66 kV hasta 132 kV  | 1,50 m (2)       |
| más de 132 kV hasta 150 kV | 1,65 m (2)       |
| más de 150 kV hasta 220 kV | 2,10 m (2)       |
| más de 220 kV hasta 330 kV | 2,90 m (2)       |
| más de 330 kV hasta 500 kV | 3,60 m (2)       |

Tabla 5.11. Distancias mínimas según la ley 19.587. [12]

Las únicas partes vivas expuestas son los bornes de las baterías, pero la baja tensión de éstas hace que no tengan distancias mínimas requeridas. Tampoco se requieren distancias de seguridad para los demás equipos (tableros y convertidor) ya que no poseen partes con tensión expuestas. Sin embargo, tomaremos una distancia mínima de 1 metro entre cada elemento del recinto para facilitar tanto el desplazamiento del personal como la maniobra y mantenimiento de cada uno de los dispositivos. A continuación se muestra la distribución de los equipos dentro del recinto.

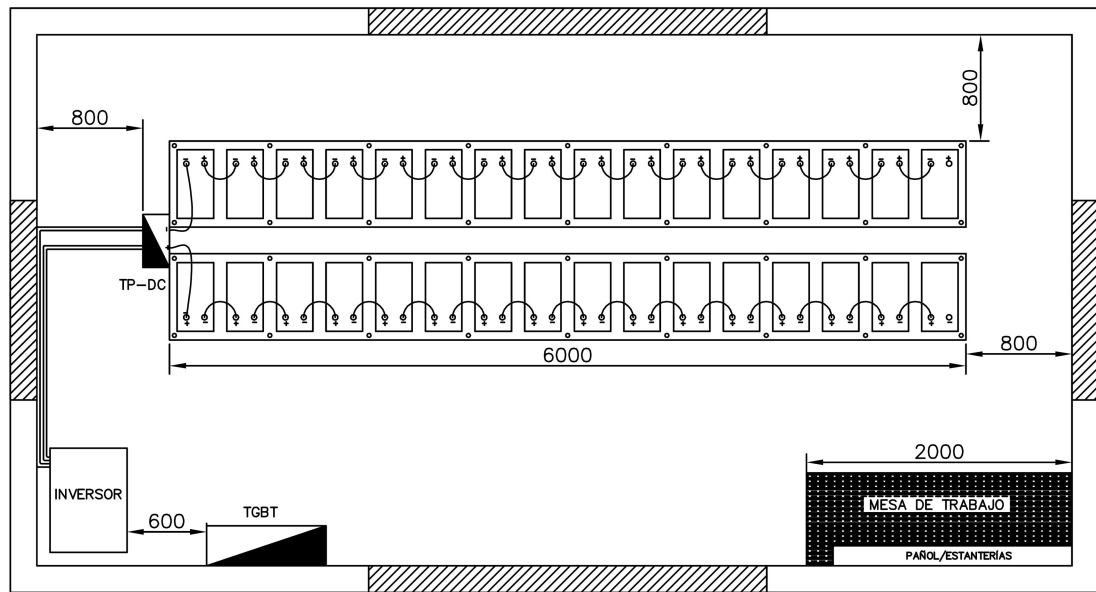


Fig. 5.11. Vista del corte A-A del recinto.

### 5.3. Cables

#### 5.3.1. Corrientes de cortocircuito

Para realizar la selección de los conductores y el diseño del sistema de protección, es fundamental conocer el valor de la corriente al que estarán sometidos en caso de que ocurra una falla. Ya que todos los elementos del sistema deberán poder soportar esta corriente, por un tiempo definido por el sistema de protección, sin dañarse y, además, se debe asegurar que cada una de las protecciones podrá interrumpir dicha corriente sin problemas. Es por este motivo que se buscará obtener la corriente de cortocircuito en bornes de salida del inversor y en bornes del generador.

##### a) Icc Inversor

Como se puede observar en la información técnica otorgada por el fabricante del inversor, este limita la corriente de cortocircuito que se pueda producir aguas arriba tanto en el circuito de continua como en el de alterna, entregando una corriente de falla del 200% de la nominal por un tiempo de 0,1s. Es decir, el fabricante nos asegura que en caso de falla, el inversor aportará 114 A durante 0,1s. Adoptando un criterio conservador para cálculos posteriores, se toma como corriente de cortocircuito 150A por un tiempo 0,3s.

b) Icc Generador

Aquí el fabricante no otorga ninguna información al respecto, por lo que se procede a calcular la corriente de falla a partir del análisis teórico aprendido en la materia Máquinas Eléctricas I. Este desarrollo es válido para el análisis transitorio de cortocircuito de cualquier máquina sincrónica, dividiendo la respuesta de la máquina ante una falla en tres períodos diferentes, período subtransitorio, transitorio y permanente. Cada uno de estos, se diferencian por su duración y se llevan asociados una reactancia sincrónica que caracteriza la respuesta en cada período. Se realizará solo el análisis del período subtransitorio por ser este el que menor amortiguamiento contiene y, por ende, se encuentran las corrientes de mayor valor.

La reactancia subtransitoria  $X_s''$  de una maquina hidráulica varía entre 0,13 y 0,35 p.u. y su constante de tiempo  $T''$  es de 0,03s.

Se procede a realizar los cálculos en por unidad tomando, de manera conservadora, el menor valor de reactancia sincrónica subtransitoria.

$$I'' = \frac{E_0}{X_s''} = \frac{1}{0.13} = 7,69 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto, siendo de 5,7 A la corriente nominal del generador, se obtiene:

$$I_{cc} = I'' * I_n = 7,69 * 5,7 \text{ A} = 43.85 \text{ A}$$

Para cálculos posteriores se tomará una corriente de falla de 50 A.

c) Icc Banco de baterías

En este caso, para el calculo de cortocircuito correspondiente al banco, no se cuenta con la información del valor de la resistencia interna de las baterías. No obstante, el fabricante dispone el valor máximo de corriente que puede entregar cada batería por el lapso de una hora (C1). A partir de este dato, se toma como criterio conservador que la corriente de cortocircuito de cada unidad (o cadena de baterías) es 10 veces su capacidad C1. Esto es,

$$I_{cc} = 10 * C_1 = 10 * \frac{135Ah}{1h} = 1350A.$$

Siendo la resistencia interna de cada batería la siguiente,

$$R_{int} = \frac{12 \text{ V}}{1350 \text{ A}} = 8,9 \text{ m}\Omega.$$

Se toma dicha corriente como la corriente de falla que deberán soportar los conductores por 0,3s, ya que es la corriente máxima que aparecerá en el sistema.

No obstante para la barra del tablero de corriente continua, se debe tener en cuenta que esta se encuentra conectada a las dos cadenas de baterías. Esto quiere decir que tiene aporte de corriente de cortocircuito de los dos strings, pero a su vez, se encuentran interconectados mediante conductores y estos poseen resistencias que ayudarán a disminuir dichas corrientes de falla.

Por lo tanto, en este apartado se tomará que la corriente de falla en barras del tablero DC será el doble de la  $I_{cc}$  de cada cadena de baterías (2700A). Luego, conociendo los conductores seleccionados y sus resistencias se realizará un cálculo más exacto.

### **5.3.2. Circuito AC**

En este apartado se realizará el cálculo de todos los conductores de corriente alterna que se utilizan en el sistema. Para el cálculo o selección de conductores se deben contemplar 3 criterios fundamentales: Corriente admisible del conductor, Caída de tensión en el mismo y su verificación térmica ante corrientes de cortocircuito.

#### **1) Corriente admisible por el conductor**

Aquí, se debe verificar si bajo las condiciones que va a estar el cable elegido, va a poder soportar la corriente admisible necesaria. Para esto, se deben tener en cuenta cada equipo que se pretende alimentar.

Para esta verificación se deberán tener en cuenta las características de la instalación, la aplicación que se le dará al cable, las condiciones de emplazamiento, etc. Las distintas condiciones afectarán la corriente admisible de cada conductor de la siguiente manera.

$$I_{ad} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * I_n$$

Donde,

$I_n$ : Es la corriente admisible ideal del conductor otorgada por el fabricante.

Y los demás factores dependen de la marca del conductor y de las condiciones de operación del conductor.

A continuación se muestran dos ejemplos.

Factores de corrección para conductores directamente enterrados:



$K_1$ : Profundidad de enterramiento. (enterrado a 0,7m,  $K_1=1$ )

$K_2$ : Temperatura de operación. (temperatura de 25°C,  $K_2=1$ )

$K_3$ : Resistividad térmica del terreno. (1 K.m/W,  $K_3=1$ )

$K_4$ : Agrupamiento de cables. (depende del n° de cables y la separación entre estos)

Factores de corrección para conductores instalados en aire:

$K_1$ : Temperatura de operación. (temperatura de 40°C,  $K_2=1$ )

$K_2$ : Agrupamiento de cables. (depende del n° de cables, la separación entre estos, el tipo de bandeja, disposición, entre otras.)

## 2) Caída de tensión en el conductor.

Aquí, se debe verificar que la caída de tensión producida por la resistencia interna del conductor sea menor a la exigida según su aplicación y la tensión nominal de funcionamiento. Esto es 3% en circuitos terminales para iluminación y 5% para circuitos terminales que alimentan motores (en régimen permanente).

Además, la norma exige que la caída de tensión en los circuitos seccionales no debe exceder el 1%, por lo que la caída de tensión máxima en circuitos terminales para iluminación será 2% y 4% para los circuitos terminales que alimenten motores.

Esto se realiza con la siguiente ecuación:

$$\Delta U[\%] = \sqrt{3} * I * L * (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) * U * 100$$

Donde,

$U$ : es la tensión de línea.

$\Delta U$ : es la caída de tensión en el conductor.

$R$ : es el valor de resistencia por unidad de longitud del conductor.

$X$ : es el valor de reactancia por unidad de longitud del conductor.

$L$ : es la longitud del conductor.

$I$ : es la corriente circulante del conductor.

## 3) Verificación térmica de cortocircuito.

Aquí, se debe verificar la capacidad térmica de los conductores ante corrientes de cortocircuitos, la cuál se asegura que la aislación del cable no se deteriore de manera irreversible ante un cortocircuito y pueda seguir operando luego de una falla. Esto se realiza obteniendo la sección mínima que deberá tener el conductor y comparándola con la sección del conductor elegido. En el caso que la sección del conductor elegido no supere la sección mínima requerida se deberá reveer el conductor elegido y volver a realizar las verificaciones precedentes.

La ecuacion utilizada para obtener la sección mínima que deben tener los cables para soportar la corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc} * \sqrt{t * K} = S_{min}$$

Donde,

$I_{cc}$ : Es el valor en kA de corriente de cortocircuito.

t: Es el tiempo estimado de falla.

k: Es la constante que depende del material de aislación del cable.

Además, e independientemente del resultado de los cálculos mencionados, las normas de la AEA (Asociación Electrotécnica Argentina) indican las secciones mínimas admisibles de conductores, las cuales se caracterizan por la funcionalidad del mismo y se detallan en la siguiente tabla.

|                                                                                                          |                      |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Líneas principales                                                                                       | 4,00 mm <sup>2</sup> |
| Circuitos seccionales                                                                                    | 2,50 mm <sup>2</sup> |
| Circuitos terminales para iluminación de usos generales (con conexión fija o a través de tomacorrientes) | 1,50 mm <sup>2</sup> |
| Circuitos terminales para tomacorrientes de usos generales                                               | 2,50 mm <sup>2</sup> |
| Circuitos terminales para iluminación de usos generales que incluyen tomacorrientes de usos generales    | 2,50 mm <sup>2</sup> |
| Líneas de circuito para usos especiales                                                                  | 2,50 mm <sup>2</sup> |
| Líneas de circuito para uso específico (excepto MBTF)                                                    | 2,50 mm <sup>2</sup> |
| Líneas de circuito para uso específico (alimentación a MBTF)                                             | 1,50 mm <sup>2</sup> |
| Alimentaciones a interruptores de efecto                                                                 | 1,50 mm <sup>2</sup> |
| Retornos de los interruptores de efecto                                                                  | 1,50 mm <sup>2</sup> |
| Conductor de protección                                                                                  | 2,50 mm <sup>2</sup> |

*Tabla 5.12. Secciones mínimas de conductores.[12]*

A continuación, se muestra la lista de los conductores seleccionados.

| Descripción             | Tramo                  | Un [V] | Carga [A] | Longitud [m] | Sección [mm2] | Tendido   | Factor Corrección | Corriente admisible [A] | Caída tensión |       | Icc [A] | Tcc [s] | Verificación |          |          |
|-------------------------|------------------------|--------|-----------|--------------|---------------|-----------|-------------------|-------------------------|---------------|-------|---------|---------|--------------|----------|----------|
|                         |                        |        |           |              |               |           |                   |                         | [V]           | [%]   |         |         | I adm        | ΔV       | Icc      |
| Conductores principales | Gen - Inv              | 380    | 5.0       | 66.00        | 4             | Enterrado | 1.00              | 50.00                   | 1.19          | 0.31% | 50      | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | Inv - TGBT             | 380    | 57.0      | 5.00         | 16            | Aire      | 0.87              | 65.25                   | 0.62          | 0.16% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TGBT - TPDes           | 380    | 40.0      | 48.00        | 10            | Enterrado | 0.69              | 57.73                   | 6.47          | 1.70% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TPDes - TS1Des         | 380    | 30.0      | 18.00        | 6             | Enterrado | 0.69              | 43.30                   | 3.12          | 0.82% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TS1Des-TS2Des          | 380    | 20.0      | 18.00        | 4             | Enterrado | 0.69              | 34.37                   | 1.30          | 0.34% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TS2Des-TS3Des          | 380    | 10.0      | 18.00        | 2.5           | Enterrado | 0.69              | 26.80                   | 2.34          | 0.62% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TGBT - TPMat           | 380    | 20.4      | 104.00       | 10            | Enterrado | 0.69              | 57.73                   | 7.15          | 1.88% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TGBT - TPRrec          | 380    | 19.8      | 122.00       | 10            | Enterrado | 0.69              | 57.73                   | 8.14          | 2.14% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TPRec - TS1Rec         | 380    | 9.9       | 24.00        | 4             | Enterrado | 0.69              | 34.37                   | 0.86          | 0.23% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TGBT - Gest            | 380    | 8.4       | 132.00       | 4             | Enterrado | 0.69              | 34.37                   | 4.00          | 1.05% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TGBT - Alim            | 380    | 44.5      | 25.00        | 16            | Enterrado | 0.69              | 74.23                   | 2.40          | 0.63% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TGBT - Casa            | 380    | 11.4      | 50.00        | 4             | Enterrado | 0.69              | 34.37                   | 2.06          | 0.54% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
| Conductores secundarios | x 27 TP's - Ilum. Gral | 380    | 1.0       | 20.00        | 1.5           | Aire      | 0.54              | 9.72                    | 0.42          | 0.11% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | x 9 TP's-Tomas Gral    | 380    | 10.0      | 30.00        | 2.5           | Aire      | 0.54              | 13.50                   | 3.90          | 1.03% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | x 1 TPCasa-Ilum. Ext   | 380    | 1.0       | 50.00        | 1.5           | Aire      | 0.90              | 16.20                   | 1.05          | 0.28% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TP Alim - SF           | 380    | 3.0       | 5.00         | 1.5           | Aire      | 0.54              | 9.72                    | 0.32          | 0.08% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TP Alim - B1           | 380    | 2.0       | 7.00         | 1.5           | Aire      | 0.54              | 9.72                    | 0.29          | 0.08% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TP Alim - ME1          | 380    | 8.0       | 7.00         | 2.5           | Aire      | 0.54              | 13.50                   | 0.73          | 0.19% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TP Alim - ME2          | 380    | 8.0       | 10.00        | 2.5           | Aire      | 0.54              | 13.50                   | 1.04          | 0.27% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TP Alim - ME3          | 380    | 8.0       | 13.00        | 2.5           | Aire      | 0.54              | 13.50                   | 1.35          | 0.36% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TP Alim - MO           | 380    | 24.0      | 12.00        | 10            | Aire      | 0.54              | 30.24                   | 0.97          | 0.26% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | TPAlim-Tomas3F         | 380    | 32.0      | 10.00        | 16            | Aire      | 0.54              | 40.50                   | 0.69          | 0.18% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |
|                         | x3 TPMat-Luces IR      | 380    | 5.0       | 20.00        | 1.5           | Aire      | 0.54              | 9.72                    | 2.10          | 0.55% | 150     | 0.3     | Verifica     | Verifica | Verifica |

Tabla 5.13. Listado de conductores de CA.

### 5.3.3. Circuito DC

El circuito de corriente continua está compuesto por las baterías, el tablero de DC donde se encontrarán las barras DC y las protecciones, y la entrada DC del inverter. Los conductores que intervienen en este circuito son los que interconectan los equipos mencionados anteriormente (las baterías, el tablero DC y el inversor). Como criterio de selección y verificación de cables se toma el mismo que se utiliza para la instalación de corriente alterna: corriente admisible, caída de tensión y verificación al cortocircuito.

El cálculo térmico de los cables, o de corriente admisible, se realiza tomando el escenario más exigente, es decir, se toma como corriente nominal a la que debe entregar el banco para abastecer el pico máximo de carga sin que haya generación. Como ya se conoce, la demanda será abastecida por dos cadenas de baterías en paralelo, por lo que la potencia que entrega cada uno será la mitad de la demandada. Teniendo en cuenta que la tensión del banco es de 384Vdc, se tiene que  $I_{carga} = \frac{0,5 * 25kW}{0,8 * 384Vdc} = 40,7A$ .

En el caso de la barra del tablero DC, por esta circulará el total de la corriente demandada, siendo  $I_{carga} = \frac{25kW}{0,8*384V_{dc}} = 81.4 A$ .

Al igual que en el circuito AC, los conductores seleccionados se muestran en la siguiente tabla:

| Tramo            | Un<br>[V] | Carga<br>[A] | Longitud<br>[m] | Sección<br>[mm2] | Tendido | Factor<br>Corrección | Corriente<br>admisible<br>[A] | Caída tensión |       | Icc<br>[A] | Tcc<br>[s] | Verificación |          |          |
|------------------|-----------|--------------|-----------------|------------------|---------|----------------------|-------------------------------|---------------|-------|------------|------------|--------------|----------|----------|
|                  |           |              |                 |                  |         |                      |                               | [V]           | [%]   |            |            | I adm        | ΔV       | Icc      |
| Inv - TP DC      | 384       | 90.0         | 10              | 25               | Aire    | 1.00                 | 127.00                        | 1.21          | 0.31% | 2700       | 0.3        | Verifica     | Verifica | Verifica |
| TP DC - String 1 | 384       | 45.0         | 2               | 16               | Aire    | 1.00                 | 75.00                         | 0.19          | 0.05% | 1350       | 0.3        | Verifica     | Verifica | Verifica |
| TP DC - String 2 | 384       | 45.0         | 2               | 16               | Aire    | 1.00                 | 75.00                         | 0.19          | 0.05% | 1350       | 0.3        | Verifica     | Verifica | Verifica |
| Cable bat-bat    | 12        | 45.0         | 1               | 16               | Aire    | 1.00                 | 75.00                         | 0.10          | 0.81% | 1350       | 0.3        | Verifica     | Verifica | Verifica |

Tabla 5.134 Listado de conductores de DC.

## 5.4. Dispositivos de maniobra y protección

Como dice en la Norma AEA [12], “el objetivo de las protecciones eléctricas es el de salvaguardar la integridad de las personas, animales domésticos y de cría, los bienes y las instalaciones propiamente dichas”. Con el fin de satisfacer esta regla no solo se debe tener en cuenta los equipos de protección sino también se deben prevenir los contactos directos e indirectos. Es por esto que las partes activas peligrosas no deberán ser accesibles y las masas eléctricas o partes conductoras expuestas no deberán volverse peligrosamente activas bajo condiciones normales.

Luego de explicado lo anterior, se procede a realizar la elección de los dispositivos de maniobra y protección con los que contará la instalación. Se debe aclarar que el alcance de esta sección va desde el sistema de generación hasta los elementos de maniobra y protección de los tableros de protección de cada edificio inclusive.

En el sistema de corriente alterna se distinguen tres tipos de elementos de maniobra y protección. Por un lado los interruptores diferenciales (ID), los interruptores termomagnéticos (IT) y por el otro los supresores o descargadores de sobretensión. Aquí se hace un paréntesis para aclarar que, si bien el sistema está aislado y esto evita tener perturbaciones de tensión provenientes de la red, las sobretensiones pueden provenir de descargas atmosféricas y, teniendo en cuenta que la instalación cuenta con dicha protección (pararrayos), la inclusión de los supresores resulta obligatoria.

En cambio, en el sistema de corriente continua, además de interruptor termomagnético y descargador de tensión, también se observa un seccionador fusible como elemento de maniobra principal y protección contra corrientes de falla.

Los interruptores diferenciales funcionan conjuntamente con el sistema de puesta a tierra que su sensibilidad, protegiendo tanto a las personas y animales de algún contacto directo o indirecto, como también a la instalación por posible foco de incendio.

Los interruptores termomagnéticos, como su nombre lo indica, constan de dos partes, una parte magnética (mismo principio que un electroimán) y la otra térmica (efecto Joule). Esta doble característica permite a los IT proteger la instalación eléctrica tanto contra sobrecargas como cortocircuitos.

Los descargadores de sobretensión o también conocidos como supresores de tensión, protegen los circuitos eléctricos de los picos de tensión bloqueando o enviando a tierra voltajes superiores a un umbral seguro. Es importante proteger la instalación de los picos de tensión ya que estos pueden causar la ruptura del aislamiento eléctrico en motores, transformadores y cableado, pueden ocasionar la operación errática de equipo electrónico y de procesamiento de datos, causar la falla prematura en iluminación, y producir incendios.

Los seccionadores-fusibles son aplicados en circuitos eléctricos en general, posibilitando la interrupción rápida, así como la protección contra cortocircuito, a través de fusibles NH.

A continuación, se detallan cada uno de los dispositivos utilizados.

| ID     | Ubicación | Protección      | Marca     | Modelo   | Sensibilidad<br>[mA] | Tensión CA<br>[V] | Calibre<br>[A] |
|--------|-----------|-----------------|-----------|----------|----------------------|-------------------|----------------|
| ID0    | TGBT      | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 300                  | 230/400           | 63             |
| ID1.0  | TPCasa    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID2.0  | TPAlim    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 40             |
| ID2.1  | TPAlim    | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 40             |
| ID3.0  | TPRec     | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 40             |
| ID3.1  | TPRec     | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID31.0 | TS1Rec    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID31.1 | TS1Rec    | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID4.0  | TPGest    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID4.1  | TPGest    | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID5.0  | TPMat     | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 40             |
| ID5.1  | TPMat     | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID6.0  | TPDes     | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 40             |
| ID6.1  | TPDes     | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID61.0 | TS1Des    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID61.1 | TS1Des    | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID62.0 | TS2Des    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID62.1 | TS2Des    | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID63.0 | TS3Des    | Prot. Principal | Schneider | ID AC 4P | 30                   | 230/400           | 25             |
| ID63.1 | TS3Des    | Prot. Tomas     | Schneider | ID AC 2P | 30                   | 230/400           | 25             |

Tabla 5.15. a) Protecciones diferenciales - Circuito AC.

| ID     | Ubicación | Tramo/Protección     | Marca     | Modelo   | Curva | Tensión CA<br>[V] | Calibre<br>[A] | Icc<br>[kA] |
|--------|-----------|----------------------|-----------|----------|-------|-------------------|----------------|-------------|
| QG     | TP Gen    | Gen - Inv            | Schneider | C60N 4P  | B     | 230/400           | 25             | 6           |
| Qinv   | TGBT      | Gen - Inv            | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 25             | 6           |
| Q0     | TGBT      | Prot. Principal      | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 50             | 6           |
| Q1     | TGBT      | TGBT - TPCasa        | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 25             | 6           |
| Q2     | TGBT      | TGBT - TPAlim        | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 50             | 6           |
| Q3     | TGBT      | TGBT - TPREc         | Schneider | C60N 4P  | B     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q4     | TGBT      | TGBT - TPGest        | Schneider | C60N 4P  | B     | 230/400           | 25             | 6           |
| Q5     | TGBT      | TGBT - TPMat         | Schneider | C60N 4P  | B     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q6     | TGBT      | TGBT - TPDes         | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q1.0   | TPCasa    | Prot. Principal      | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 25             | 6           |
| Q1.3   | TPCasa    | Ilum. Ext            | Schneider | DOMAE 2P | C     | 230/400           | 10             | 3           |
| Q2.0   | TPAlim    | Prot. Principal      | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q2.1   | TPAlim    | Tomas trifásicos     | Schneider | DOMAE 2P | C     | 230/400           | 25             | 3           |
| Q3.0   | TPRec     | Prot. Principal      | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q3.4   | TPRec     | TPRec - TSRec        | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 25             | 3           |
| Q31.0  | TS1Rec    | Prot. Principal      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 25             | 3           |
| Q4.0   | TPGest    | Prot. Principal      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 25             | 3           |
| Q5.0   | TPMat     | Prot. Principal      | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q6.0   | TPDes     | Prot. Principal      | Schneider | C60N 4P  | C     | 230/400           | 40             | 6           |
| Q6.4   | TPDes     | TPDes - TS1Des       | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 32             | 3           |
| Q61.0  | TS1Des    | Prot. Principal      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 32             | 3           |
| Q61.4  | TS1Des    | TS1Des - TS2Des      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 20             | 3           |
| Q62.0  | TS2Des    | Prot. Principal      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 20             | 3           |
| Q62.4  | TS2Des    | TS2Des - TS3Des      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 16             | 3           |
| Q.63.0 | TS3Des    | Prot. Principal      | Schneider | DOMAE 4P | C     | 230/400           | 16             | 3           |
| QS0    | TGBT      | Sup. de sobretensión | Schneider | NG125N   | C     | 230/400           | 80             | 25          |
| x11    | -         | Sup. de sobretensión | Schneider | C120N    | C     | 230/400           | 80             | 20          |
| x25    | -         | Ilum. Gral           | Schneider | DOMAE 2P | C     | 230/400           | 10             | 3           |
| x9     | -         | Tomas Gral           | Schneider | DOMAE 2P | C     | 230/400           | 16             | 3           |

Tabla 5.15. b) Protecciones termomagnéticas - Circuito AC.

| ID     | Ubicación  | Protección | Marca     | Modelo | Tensión CA<br>[V] | Calibre<br>[kW] | Icu<br>[kA] |
|--------|------------|------------|-----------|--------|-------------------|-----------------|-------------|
| GM-SF  | TPAlimento | Sin Fin    | Schneider | GV2L08 | 400/415           | 1.5             | 100         |
| GM-B1  | TPAlimento | Bomba      | Schneider | GV2L08 | 400/415           | 1.5             | 100         |
| GM-ME1 | TPAlimento | Mezcladora | Schneider | GV2L14 | 400/415           | 3               | 100         |
| GM-ME2 | TPAlimento | Mezcladora | Schneider | GV2L14 | 400/415           | 3               | 100         |
| GM-ME3 | TPAlimento | Mezcladora | Schneider | GV2L14 | 400/415           | 3               | 100         |
| GM-MO  | TPAlimento | Moledora   | Schneider | GV2L25 | 400/415           | 11              | 50          |

Tabla 5.15. c) Guardamotores - Circuito AC.

| ID     | Ubicación  | Alimentación | Marca     | Modelo | Tensión CA<br>[V] | Calibre<br>[A] | Ciclos<br>[x1000] |
|--------|------------|--------------|-----------|--------|-------------------|----------------|-------------------|
| CT-SF  | TPAlimento | Sin Fin      | Schneider | iCT 4P | 400               | 8.5            | 100               |
| CT-B1  | TPAlimento | Bomba        | Schneider | iCT 4P | 400               | 8.5            | 100               |
| CT-ME1 | TPAlimento | Mezcladora   | Schneider | iCT 4P | 400               | 15             | 100               |
| CT-ME2 | TPAlimento | Mezcladora   | Schneider | iCT 4P | 400               | 15             | 100               |
| CT-ME3 | TPAlimento | Mezcladora   | Schneider | iCT 4P | 400               | 15             | 100               |
| CT-MO  | TPAlimento | Moledora     | Schneider | iCT 4P | 400               | 25             | 100               |

Tabla 5.15. d) Contactores - Circuito AC.

| ID     | Ubicación  | Alimentación | Marca | Modelo | Tensión CA [V] | Potencia [kW] |
|--------|------------|--------------|-------|--------|----------------|---------------|
| AS-ME1 | TPAlimento | Mezcladora   | ABB   | PSR9   | 400            | 4             |
| AS-ME2 | TPAlimento | Mezcladora   | ABB   | PSR9   | 400            | 4             |
| AS-ME3 | TPAlimento | Mezcladora   | ABB   | PSR9   | 400            | 4             |
| AS-MO  | TPAlimento | Moledora     | ABB   | PSR25  | 400            | 11            |

Tabla 5.15. e) Arrancadores suaves - Circuito AC.

| ID  | Ubicación    | Modelo      | Marca     | Tipo   | Tensión [V] |
|-----|--------------|-------------|-----------|--------|-------------|
| SSG | TPG          | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |
| SS0 | TGBT         | PRD1 Master | Schneider | I      | 400         |
| SS1 | TPCasa       | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |
| SS2 | TPAlimento   | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |
| SS3 | TPRecría     | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |
| SS4 | TPGestación  | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |
| SS5 | TPMaternidad | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |
| SS6 | TPDesarrollo | PRF1 12.5r  | Schneider | I + II | 400         |

Tabla 5.15. f) Supresores de sobretensión - Circuito AC.

| Protección             | ID   | Ubicación | Circuito        | Marca     | Modelo     | Fusible | Tensión [V] | Calibre [A] | Icc [kA]      |
|------------------------|------|-----------|-----------------|-----------|------------|---------|-------------|-------------|---------------|
| Secc. Fusible          | SD0  | TP CC     | Prot. Principal | Schneider | ISFT100N   | NH 000  | 440         | 100 A       | 80            |
| Tipo                   | ID   | Ubicación | Circuito        | Marca     | Modelo     | Curva   | Tensión [V] | Calibre [A] | Icc [kA]      |
| Int. Termomagnético    | QCC1 | TP CC     | String 1        | Schneider | C60H-DC    | C       | 500         | 50          | 5             |
|                        | QCC2 | TP CC     | String 2        | Schneider | C60H-DC    | C       | 500         | 50          | 5             |
|                        | QSCC | TP CC     | SSCC            | Schneider | C60H-DC    | C       | 500         | 63          | 5             |
| Tipo                   | ID   | Ubicación | Circuito        | Marca     | Modelo     | Tipo    | Tensión [V] | In [kA]     | Iimp (10/350) |
| Sup. de sobretensiones | SSCC | TP CC     | Prot. General   | Schneider | PRF1 12.5r | I + II  | 400         | 25          | 12,5/50       |

Tabla 5.15. g) Elementos de maniobra y protección - Circuito CC.

## 5.5. Tableros

En esta sección se definen los tableros que se encuentran en el recinto ya que estos son los que contienen las conexiones y protecciones principales, y los que se instalarán en conjunto con todo el sistema. El análisis se realiza en base a la lista de protecciones incluida en la sección anterior y al esquema unifilar del Anexo I, en donde se detallan los circuitos presentes en este proyecto con sus respectivas protecciones.

Para el armado de tableros, se emplean gabinetes o envoltentes que cumplen con IEC 60670-24, por lo que se efectúa el dimensionamiento térmico según el método establecido en dicha norma. Este método se basa fundamentalmente en verificar que la potencia disipada por los dispositivos instalados, no supere la potencia máxima disipable por el gabinete, cuyo valor debe ser dado en forma de dato garantizado por el fabricante. Un procedimiento similar se podrá emplear cuando, para el armado de tableros, se empleen gabinetes o envoltentes que cumplen con IEC 62208.

Para poder llevar a cabo este dimensionamiento es necesario contar con las potencias disipadas de todos los componentes a instalar en el interior del tablero. Dichos valores se deben solicitar a los fabricantes de los dispositivos o en su defecto, se deberán emplear las potencias máximas que cada dispositivo puede disipar según la norma.

Como referencia se indican en la tabla siguiente los máximos valores de potencia por polo a corriente nominal, que según la Tabla 15 de la Norma IEC 60898, pueden disipar los pequeños interruptores automáticos (PIA).

| TABLA 771-H.XII-Potencia disipada por polo a corriente nominal |                       |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------|
| Corriente asignada [A]                                         | Potencia disipada [W] |
| $I_n \leq 10$                                                  | 3                     |
| $10 \leq I_n \leq 16$                                          | 3.5                   |
| $16 \leq I_n \leq 25$                                          | 4.5                   |
| $25 \leq I_n \leq 32$                                          | 6                     |
| $32 \leq I_n \leq 40$                                          | 7.5                   |
| $40 \leq I_n \leq 50$                                          | 9                     |
| $50 \leq I_n \leq 63$                                          | 13                    |
| $63 \leq I_n \leq 100$                                         | 15                    |
| $100 \leq I_n \leq 125$                                        | 20                    |

Tabla 5.16. Potencia disipada por polo según Norma IEC 60898.[12]

Para el cálculo de la potencia total que se debe disipar en el tablero y considerando lo establecido en IEC 60670-24, se debe tomar en cuenta lo siguiente:

**Corriente asignada de entrada ( $I_{ne}$ ):** Corriente asignada del dispositivo de maniobra y protección ubicado en la entrada o cabecera del tablero o la suma aritmética de las corrientes asignadas de todos los dispositivos de maniobra y protección ubicados en la entrada del tablero que son susceptibles de ser utilizados al mismo tiempo.

**Corriente asignada de salida ( $I_{nu}$ ):** Suma aritmética de las corrientes asignadas de todos los dispositivos de protección de salida del tablero que son susceptibles de ser utilizados al mismo tiempo.

**Corriente asignada del tablero ( $I_{nq}$ ):** Corriente asignada a ser calculada como  $I_{nq} = I_{ne} \times K_e$ ;

**Factor de utilización ( $K_e$ ):** Relación entre la corriente que realmente circula por alguno de los dispositivos de protección de entrada o cabecera del tablero y la corriente asignada de dicho dispositivo de cabecera. El factor de utilización se lo toma por convención igual a 0,85.



**Factor de simultaneidad (K):** Relación calculada por el instalador entre la corriente asignada del tablero ( $I_{nq}$ ) y la corriente asignada de salida ( $I_{nu}$ ).

Si no se disponen los valores reales de corriente, se puede emplear convencionalmente el factor de simultaneidad K indicado en la Tabla 2 de 771.20.4.2 que repetimos a continuación.

| Tabla 771-H-XIII-Factor de simultaneidad (K) asignado para tableros IEC 60670-24 |                                  |
|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Nº de circuitos principales                                                      | Factor de simultaneidad asignado |
| 2 y 3                                                                            | 0.8                              |
| 4 y 5                                                                            | 0.7                              |
| 6 a 9 (inclusive)                                                                | 0.6                              |
| 10 (y mayor cantidad)                                                            | 0.5                              |

Tabla 5.17. Factor de simultaneidad según norma IEC 60670-24.[12]

La potencia total disipada dentro del tablero se calcula de la siguiente forma:

$$P_{tot} = P_d + 0,2P_d + P_{au}$$

Donde,

$P_{tot}$ : es la potencia total disipada en el tablero en watts.

$P_d$ : es la potencia disipada por los dispositivos de protección, en watts, tomando en cuenta el factor de utilización  $K_e$  y el factor de simultaneidad  $K$ .

$0,2P_d$ : es la potencia total disipada por las conexiones, los tomacorrientes, los relé, los interruptores diferenciales, los interruptores seccionadores, etc.

$P_{au}$ : es la potencia total disipada por los otros dispositivos y aparatos eléctricos instalados en el tablero y no incluidos en  $P_{dp}$  y en  $0,2P_{dp}$  tales como las lámparas de señalización (ojos de buey), los transformadores para campanilla, etc.

### Verificación

El valor de la potencia total disipada en el tablero ( $P_{tot}$ ) debe ser menor o igual a la potencia máxima disipable por la envoltura o gabinete ( $P_{de}$ ) declarada por el fabricante, o sea:

$$P_{tot} \leq P_{de}$$

Donde  $P_d$  es la potencia máxima disipable por la envolvente en uso normal, en watts, declarada por el fabricante.

a) Tablero General de Baja Tensión

En la siguiente tabla se detalla el cálculo y el resultado obtenido para la disipación total que se debe tener en cuenta para la elección del gabinete del TGBT.

| TGBT                 |          |                                |             |                             |                                                                    |                                         |
|----------------------|----------|--------------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Calculo Pd           | Circuito | Potencia disipada por polo [W] | Nº de polos | Potencia total disipada [W] | Factor Ke (circuitos de entrada)<br>Factor K (circuitos de salida) | Potencia total afectada por Ke y K. [W] |
| Circuitos de entrada | C0       | 9                              | 4           | 36                          | 0.7                                                                | 25.2                                    |
|                      | C1       | 4.5                            | 4           | 18                          | 0.7                                                                | 12.6                                    |
| Circuitos de salida  | C2       | 6                              | 4           | 24                          | 0.7                                                                | 16.8                                    |
|                      | C3       | 9                              | 4           | 36                          | 0.7                                                                | 25.2                                    |
|                      | C4       | 7.5                            | 4           | 30                          | 0.7                                                                | 21                                      |
|                      | C5       | 50                             | 4           | 200                         | 0.7                                                                | 140                                     |
|                      | C6       | 7.5                            | 4           | 30                          | 0.7                                                                | 21                                      |
|                      | C7       | 9                              | 4           | 36                          | 0.7                                                                | 25.2                                    |
|                      | C8       | 9                              | 4           | 36                          | 0.7                                                                | 25.2                                    |
| Total                |          |                                |             |                             |                                                                    | <b>312.2</b>                            |

Tabla 5.18. Cálculo de disipación térmica de los PIA del TGBT.

| TGBT     |                       |                                     |                      |                       |
|----------|-----------------------|-------------------------------------|----------------------|-----------------------|
| Circuito | Accesorios eléctricos | Potencia disipada por accesorio [W] | Número de accesorios | Potencia disipada [W] |
| C0       | Ojos de buey          | 3                                   | 3                    | 9                     |
| C0       | Medidor de energía    | 36                                  | 1                    | 36                    |
| Total    |                       |                                     |                      | <b>45</b>             |

Tabla 5.19. Cálculo de disipación térmica de los accesorios del TGBT.

La potencia total que disipa el TGBT es:

$$P_{tot} = P_d + 0,2P_d + P_{au} = 312,2W + 62,44W + 45W = 419.64 W$$

El gabinete debe ser capaz de disipar dicha potencia por lo que se elige un gabinete tal que el fabricante del mismo establezca esa condición.

El gabinete elegido es el Q Energy 907184C de la marca Genrod cuyas dimensiones son: 1800x750x400[mm]. Este cuenta con suficiente espacio para la locación de todos los dispositivos de maniobra y protección que se detallarán más adelante, y su poder de disipación térmica es de 459W.

b) Tablero de protección del circuito DC

Para el tablero de corriente continua se tiene el mismo criterio que para el TGBT, obteniendo los siguientes resultados.

| TP DC                |          |                                |             |                             |                                                                    |                                         |
|----------------------|----------|--------------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Calculo Pd           | Circuito | Potencia disipada por polo [W] | Nº de polos | Potencia total disipada [W] | Factor Ke (circuitos de entrada)<br>Factor K (circuitos de salida) | Potencia total afectada por Ke y K. [W] |
| Circuitos de entrada | CD0      | 20                             | 2           | 40                          | 0.8                                                                | 32                                      |
| Circuitos de salida  | CD1      | 9                              | 2           | 18                          | 0.8                                                                | 14.4                                    |
|                      | CD2      | 9                              | 2           | 18                          | 0.8                                                                | 14.4                                    |
| Total                |          |                                |             |                             |                                                                    | <b>60.8</b>                             |

*Tabla 5.20. Cálculo de disipación térmica de los PIA del TP-DC.*

La potencia total que disipa el TP-DC es:

$$P_{tot} = P_d + 0,2P_d + P_{au} = 60.8W + 12.16W + 0W = 72.96W$$

El gabinete debe ser capaz de disipar dicha potencia por lo que se elige un gabinete tal que el fabricante del mismo establezca esa condición.

El gabinete elegido es el Q Energy 906062C de la marca Genrod cuyas dimensiones son: 600x600x200[mm]. Este cuenta con suficiente espacio para la locación de todos los dispositivos de maniobra y protección que se detallarán más adelante, y su poder de disipación térmica es de 159W.

A continuación se muestra un modelo esquemático de los tableros seleccionados:



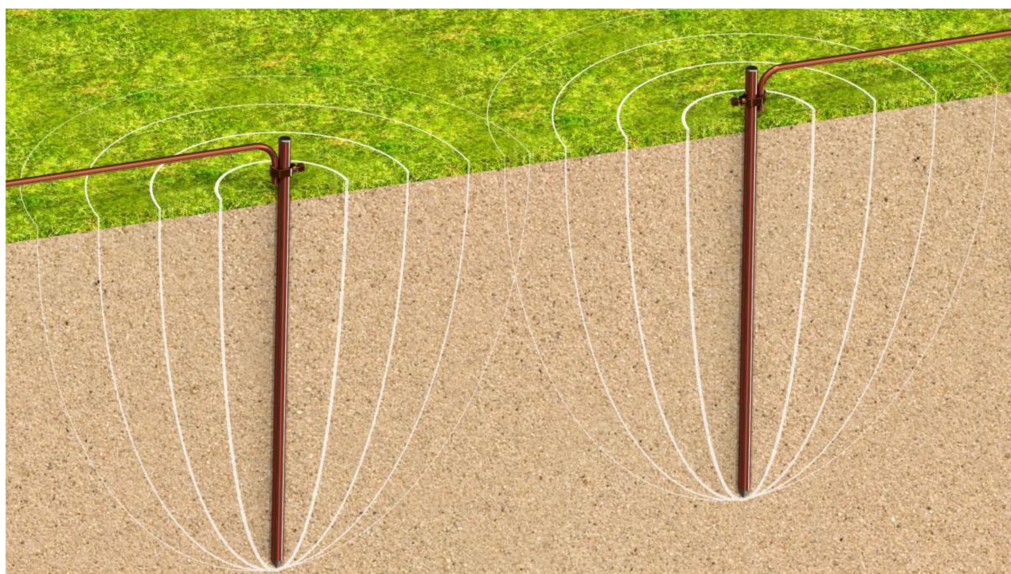
*Figura 5.12. Modelo de los tableros Q Energy. [15]*

## 5.6. Sistema de puesta a tierra

En este apartado, se define el sistema de puesta a tierra de toda la instalación a partir de la utilización de jabalinas.

En nuestro país, básicamente la fabricación de la mayoría de estas jabalinas y sus respectivas dimensiones, se encuentran estandarizadas por la norma IRAM 2309-1. En este proyecto, se seleccionan las jabalinas de Acero-Cobre de 1/2" de diámetro y 3 metros de largo (valor mínimo recomendado por la norma) para el diseño de la PAT.

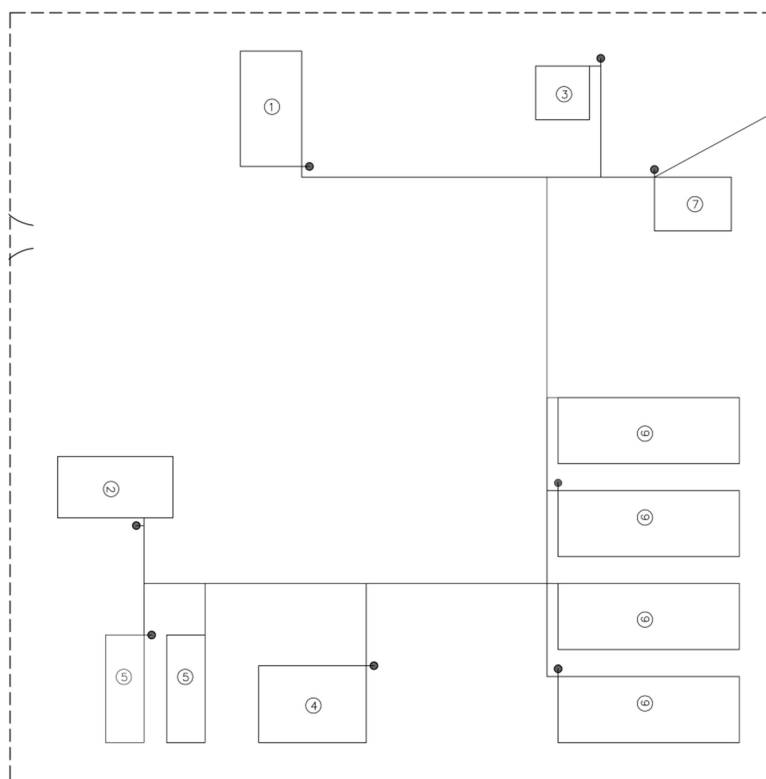
Cuando se trata de jabalinas cortas, es poco frecuente que una sola proporcione una resistencia de puesta a tierra suficientemente baja (nos basaremos en los valores de resistencias dados por la norma IRAM 2281). Por lo tanto, para reducir dicha resistencia de tierra, se implementan más de una jabalina y son conectadas en paralelo. En este tipo de sistema, se debe tener mucho cuidado con la distancia de separación entre jabalinas dado que cada una de ellas posee su propia semiesfera equipotencial de influencia y sin un distanciamiento adecuado dichas semiesferas se cruzan, produciendo interferencias y desaprovechando el sistema.



*Figura 5.13. Representación de semiesferas equipotenciales de dos jabalinas.*

Considerando lo mencionado anteriormente, se define el sistema de puesta a tierra conformado por 9 jabalinas (AC-Cu, 12,7mm  $\varnothing$  y 3m de longitud) dispuestas en las cercanías de distintos tableros de las instalaciones del criadero incluyendo el de protección de la turbina. Las mismas se encuentran vinculadas a través de un conductor desnudo de cobre de 50mm<sup>2</sup> de sección, el cual cuenta con una longitud total de 280 m y se encuentra enterrado a una profundidad de 0,8m.

En la siguiente figura se presenta un esquema con el sistema de puesta a tierra de la instalación.



*Figura 5.14. Esquema del sistema de PAT.*

### **Verificación del sistema de puesta a tierra**

Luego del diseño, se debe verificar que el dimensionamiento del sistema de PAT es correcto, es decir, que todos sus parámetros estén bajo norma (resistencia de tierra, tensión de paso, tensión de contacto, entre otros). El método más exacto para realizar dicha verificación es mediante la utilización de algún software de tantos dedicados a este propósito.

En este caso, dado que no se cuenta con dicha herramienta y, considerando la dificultad de la geometría del sistema de puesta a tierra, se utiliza un método manual simplificado para la verificación de la resistencia de tierra. Para esto, se simplifica el sistema de puesta a tierra, suponiendo que todas las jabalinas se encuentran en paralelo y distanciadas de manera simétrica. En particular, la norma IRAM 2281-1, expresa los siguientes párrafos con respecto al tema en cuestión:

*"Cuando se conectan varias jabalinas en paralelo se observa que la resistencia a tierra del conjunto es mayor que el valor teórico calculado como un simple paralelo de la*

resistencia de cada una de ellas. Esto se debe a la influencia de los campos eléctricos de la corriente de cada una de las jabalinas.

El aumento depende de la distancia entre jabalinas y del número de ellas que componen un Sistema de Puesta a Tierra. El empleo de conductores desnudos enterrados para la interconexión de las jabalinas, puede disminuir el valor de la resistencia a tierra total."

La figura 5.14 da una idea del aumento de la resistencia a tierra con respecto al valor teórico. Está basada en la hipótesis de que la resistividad del suelo es uniforme en todos los puntos de la zona considerada y en que entre todas las jabalinas de un sistema existe la misma separación.

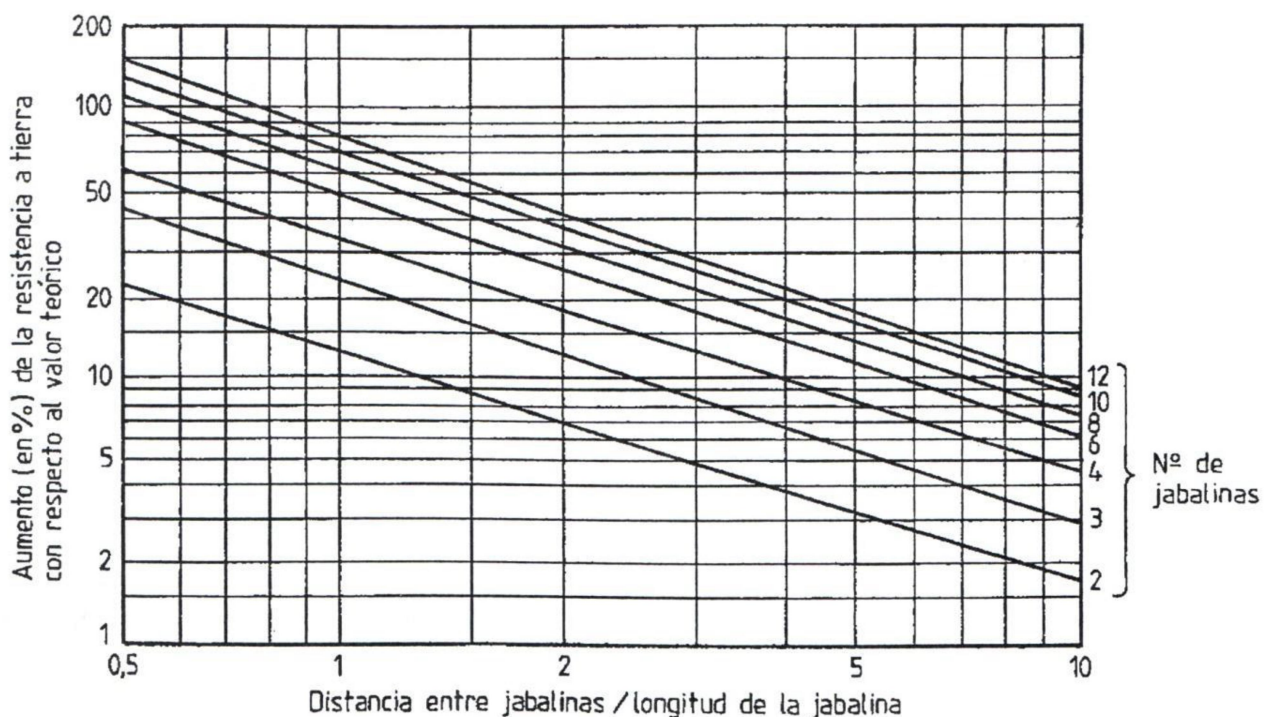


Figura 5.15. Interacción de varias Jabalinas en paralelo regularmente separadas.

A continuación, se detallan las distintas fórmulas que entrega la norma IRAM 2281 para obtener la resistencia a tierra de una jabalina teniendo en cuenta su diámetro y longitud.

- a)  $R \approx 0,75 \rho/L$  si:  $25 \leq L/d \leq 100$
- b)  $R \approx \rho/L$  si:  $100 \leq L/d \leq 600$
- c)  $R \approx 1,2 \rho/L$  si:  $600 \leq L/d \leq 3000$

Donde:

L: es el largo de la jabalina.

d: es el diámetro exterior de la jabalina.

$\rho$ : es la resistividad del suelo.

R: es la resistencia de tierra del electrodo.

Como se vio al comienzo de este apartado, el tipo de jabalina elegida tiene un diámetro de 12,6mm y una longitud de 3000mm, con lo cual se obtiene una relación L/d igual a 238,1. Por lo tanto, la fórmula a utilizar para se corresponde con la del ítem b.

En cuanto a la resistividad del suelo  $\rho$  del lugar de emplazamiento (ciudad de Carcarañá), la misma se puede obtener del mapa orientativo de resistividades eléctricas de suelos de Argentina otorgado por el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (se adjunta en el ANEXO I). A partir de dicha figura, se puede observar que la resistividad del suelo de esta zona es de 50  $\Omega \cdot m$ .

Con los datos mencionados se procede a calcular el valor de la resistencia de tierra de cada electrodo de la siguiente manera:

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{50 \Omega \cdot m}{3 m} = 16.67 \Omega$$

El modelo simplificado a utilizar considera 9 jabalinas en paralelo a una distancia equidistante de 25m (promedio aproximado de distancias reales entre jabalinas). Con lo cual la resistividad se divide por 9 obteniendo un valor de R igual a 1,8  $\Omega$ .

No obstante, como se dijo anteriormente cuando se conectan varias jabalinas en paralelo se observa que la resistencia a tierra del conjunto es mayor que el valor teórico calculado como el paralelo de las resistencias de cada una de ellas. Por lo tanto, de la figura 5.12 se obtiene un aumento de alrededor del 9% del valor calculado, obteniendo un valor final de R igual a 1,96  $\Omega$ .

La reglamentación vigente de la AEA exige, si existe protección diferencial de 30 mA, valor máximo de resistencia de tierra de 40 $\Omega$ . Igualmente, dado que la resistencia de tierra varía con la humedad del suelo, se exige respetar valores inferiores. Particularmente la AEA dice que la resistencia a tierra medida desde cualquier masa de la instalación, para el caso de usar interruptores diferenciales, no será mayor de 10 ohm (preferentemente 5 $\Omega$ ). Del mismo modo, el valor máximo de resistencia de tierra exigido por la norma IRAM 2281-Parte III es de 10  $\Omega$  (también recomienda que el valor de la misma sea 5 $\Omega$ ).

Por lo tanto, se confirma que el sistema de puesta a tierra esta correctamente diseñado cumpliendo con las normas vigentes correspondientes.

## 5.7. Protección contra descargas atmosféricas

Un sistema de protección contra descargas atmosféricas o SPCR tiene como finalidad proteger a los edificios tanto contra descargas directas como contra eventuales riesgos de incendios y contra los efectos y repercusiones de las corrientes de rayo inducidas.

En esta sección se realiza el diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas de tal modo que reúna los requisitos exigidos por la norma IRAM 2184 [14]. Este protegerá el recinto en donde yacen los tableros eléctricos principales y los bancos de baterías, ya que en caso de pérdida de alguno de estos elementos, quedaría sin energía todo el establecimiento. Además, en caso de que resulte necesario, se puede extender este análisis para la protección tanto para la turbina (que en este caso no se analiza por estar su mayor parte por debajo del nivel de la superficie y cerca de árboles de gran altura) como la protección de la vivienda y la de todos los edificios existentes en el criadero.

### 5.7.1. Nivel de protección

Para cada estructura considerada, se deberá elegir un nivel de protección adecuado. El primer paso en el procedimiento de elección de un SPCR, requiere de una evaluación adecuada de la estructura en consideración de acuerdo con sus características. Se determinarán las dimensiones, la localización de la estructura, la actividad cerámica (densidad anual de rayos) en la región considerada, como así también la clasificación de la estructura. Estos datos proporcionan los antecedentes para efectuar las estimaciones siguientes:

- la frecuencia anual promedio de rayos  $N_d$  como producto de la densidad anual de rayos  $N_g$  y del área colectora equivalente  $A_e$  de la estructura;
- la frecuencia anual promedio de rayos  $N_c$  aceptada para la estructura considerada.

Se comparará el valor de la frecuencia aceptada de rayos ( $N_c$ ) con el valor real de la frecuencia de rayos directos en la estructura ( $N_d$ ).

Dicha comparación permitirá tomar una decisión respecto de si es necesario instalar un SPCR y, en caso afirmativo, la elección del nivel de protección conveniente para el SPCR.

Si  $N_d \leq N_c$  no será necesario un SPCR.

Si  $N_d > N_c$  se deberá prever un SPCR de eficiencia a partir de  $E_c$ .

$E_c \geq 1 - N_c / N_d$ .



A continuación, se procede a realizar los cálculos necesarios para determinar el tipo de sistema y su nivel de protección.

### **Tipo de estructura**

El criadero de cerdo se puede catalogar bajo el nombre de granja, o por lo menos es lo más cercano. Este tipo de establecimientos, según tabla 1 de la norma IRAM 2184-1-1 [14], pertenece al tipo de estructura "común". Además, para futuros análisis es importante realizar las siguiente categorizaciones:

Tipo de construcción de la estructura: Común (se tiene en cuenta que ni el techo ni la estructura son metálicos ni inflamables).

Contenido de la estructura: De gran valor o particularmente inflamable.

Ocupación de la estructura: No ocupada.

Consecuencias sobre el entorno: Con necesidad de continuidad en el servicio.

### **Dimensiones y posición de la estructura**

La estructura del recinto, como se vio en el apartado 5.3.2, cuenta con 8,2 metros de largo por 4,4 de ancho y 3,5 de alto. Sin embargo, en ese análisis no se incluyó el techo, cuyo área es de 9,4m de largo por 5,2m de ancho.

### **Densidad de rayos a tierra**

Deberá determinarse a partir de mediciones o en mapas de densidades ceraunicas, la densidad de rayos a tierra expresada en términos de impactos a tierra por kilómetro cuadrado y por año. En caso de no estar disponible la densidad de impactos a tierra de los rayos ( $N_g$ ), se la podrá estimar empleando la relación siguiente:

$$N_g = 0,04 * T_d^{1,25} \left[ \frac{\text{Rayos a tierra}}{\text{Km}^2 * \text{año}} \right]$$

Donde,

$T_d$  es la cantidad de días de tormentas eléctricas por año obtenida a partir de mapas isoceraunicos.

En el mapa de densidades ceraunicas otorgado por el Instituto Argentino de Normalización, se muestra que en las cercanías del criadero la densidad de rayos a tierra es entre 5 y 6 rayos por kilometro cuadrado al año. Dicho mapa se encuentra adjunto en este informe en el anexo II. Por lo tanto se adopta la peor condición,  $N_g=6$ .

### **Frecuencia esperada de rayos directos en una estructura**

La frecuencia anual promedio de rayos de impacto directo sobre una estructura se puede calcular aplicando la siguiente fórmula:

$$N_d = N_g * A_e * 10^{-6} \left[ \frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} \right]$$

Donde,

$N_g$ : es la densidad anual promedio de rayos a tierra, en rayos por kilómetro cuadrado y por año, propia de la región donde está localizada la estructura.

$A_e$ : es el área colectora equivalente de una estructura [ $m^2$ ].

En particular, la norma IRAM 2184-1, expresa los siguientes párrafos con respecto al tema en cuestión:

*"Se entiende por área colectora equivalente de la estructura a un área de superficie del suelo con la misma frecuencia anual de rayos directos que la estructura.*

*En el caso de las estructuras aisladas, el área colectora equivalente  $A_e$  es el área encerrada por una línea límite b1 obtenida a partir de la intersección entre la superficie del suelo y una línea recta con una inclinación de 1:3 que va de las partes superiores de la estructura ( y la toca allí) y gira alrededor de ella [...]."*

La siguiente figura esquematiza lo expresado por la norma en los párrafos anteriores para el recinto bajo estudio:

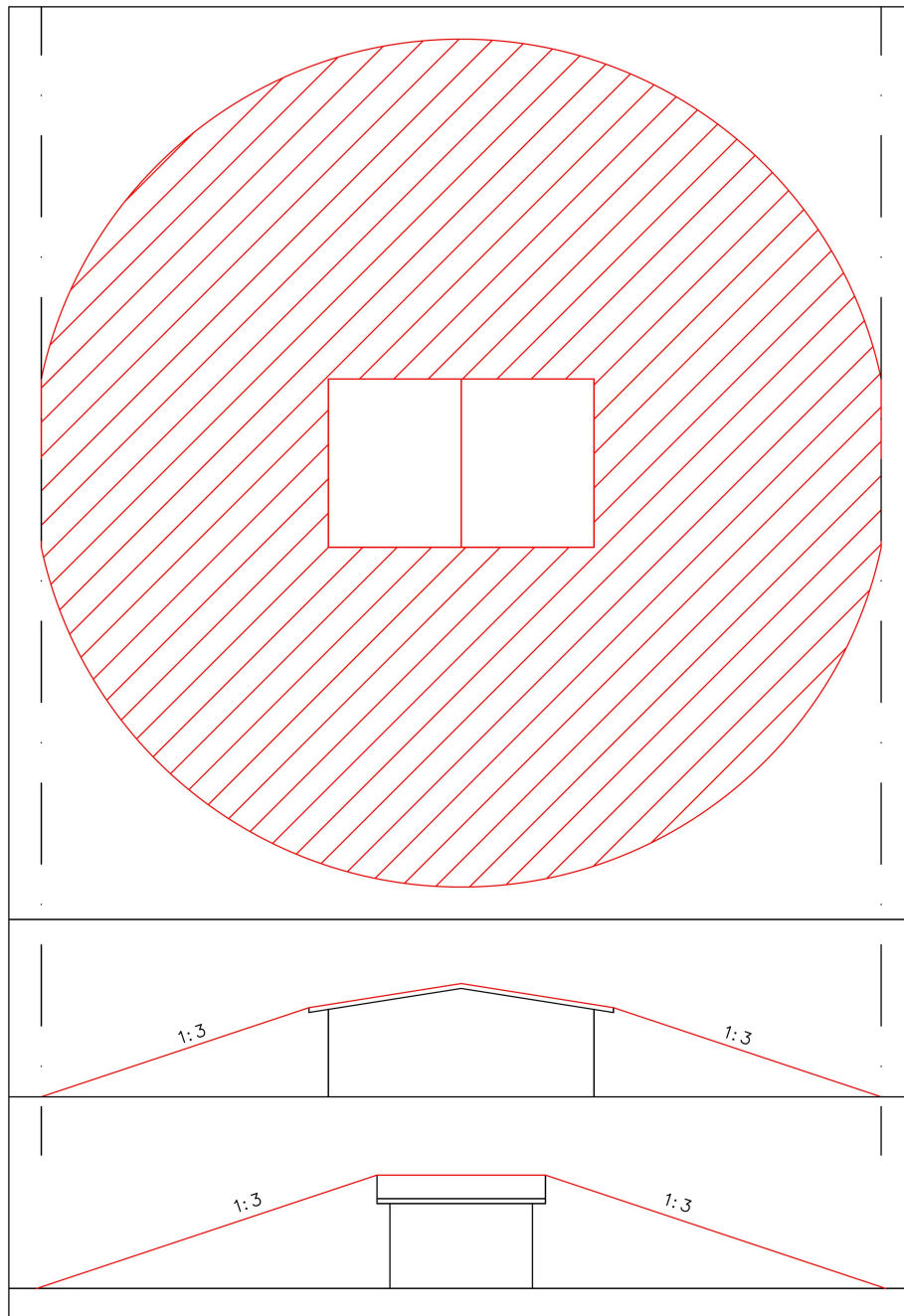


Figura 5.16. Área colectora equivalente del recinto.

A partir del esquema anterior se calcula el área colectora equivalente del recinto, esta resulta de 550m<sup>2</sup>.

Finalmente se obtiene  $N_d$ ,

$$N_d = 6 * 550 * 10^{-6} = 3,3 * 10^{-3} \left[ \frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} \right]$$

### Frecuencia aceptada de rayos en una estructura ( $N_c$ )

Para este cálculo, la norma aclara lo siguiente:

*“La adopción de los valores de  $N_c$  corresponderá a las autoridades competentes, en caso de que hubiere riesgos de pérdidas de vidas humanas, culturales o sociales.*

*El propietario de la estructura o el diseñador del SPCR podrá establecer los valores de  $N_c$  cuando las pérdidas tengan que ver solamente con los bienes o la propiedad privada.”*

En este caso, al no haber pérdidas de vidas humanas, se puede estimar dicho factor a través del análisis del riesgo de daños, teniendo en cuenta los criterios correspondientes, como por ejemplo:

- el tipo de construcción;
- la presencia de sustancias inflamables y explosivas;
- la cantidad de personas relacionadas con el daño;
- el valor de los bienes que han sufrido daños;

Para este cálculo, se utiliza la siguiente ecuación:

$$N_c = \frac{5,5 * 10^{-3}}{C} \left[ \frac{\text{rayos}}{\text{año}} \right] \quad y \quad C = C_2 * C_3 * C_4 * C_5$$

Donde,

$C_2$ : Tipo de construcción de la estructura.

$C_3$ : Contenido de la estructura.

$C_4$ : Ocupación de la estructura.

$C_5$ : Consecuencias sobre el entorno.

Con las definiciones hechas al principio de este apartado, se calculan los valores de  $C_x$  a partir de las siguientes tablas otorgadas en la norma IRAM 2184-1-1.

|            |            | Techado o tejado |       |            |
|------------|------------|------------------|-------|------------|
|            |            | Metálica         | Común | Inflamable |
| Estructura | Metálica   | 0,5              | 1     | 2          |
|            | Común      | 1                | 1     | 2,5        |
|            | Inflamable | 2                | 2,5   | 3          |

Tabla 5.21 a) Coeficiente  $C_2$ . Evaluación del tipo de construcción de la estructura. [14]

| Contenido de la estructura                                      | Coeficiente C <sub>3</sub> |
|-----------------------------------------------------------------|----------------------------|
| Sin valor o no inflamable                                       | 0,5                        |
| De valor común o normalmente inflamable                         | 1                          |
| De gran valor o particularmente inflamable                      | 2                          |
| De valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo | 3                          |

Tabla 5.21 b) Coeficiente C<sub>3</sub>. Evaluación del contenido de la estructura. [14]

| Ocupación de la estructura                   | Coeficiente C <sub>4</sub> |
|----------------------------------------------|----------------------------|
| No ocupada                                   | 0,5                        |
| Normalmente ocupada                          | 1                          |
| De evacuación difícil o con riesgo de pánico | 3                          |

Tabla 5.21 c) Coeficiente C<sub>4</sub>. Evaluación de la ocupación de la estructura. [14]

| Consecuencias de un impacto de rayo                                                     | Coeficiente C <sub>5</sub> |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno  | 1                          |
| Con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno | 5                          |
| Con varias consecuencias para el entorno                                                | 10                         |

Tabla 5.21 d) Coeficiente C<sub>5</sub>. Evaluación de las consecuencias del impacto de un rayo. [14]

A partir de las definiciones anteriores se obtiene:

$$C = 1 * 2 * 0.5 * 5 = 5$$

Luego,

$$N_c = \frac{5,5 * 10^{-3}}{5} = 1,1 * 10^{-3} \left[ \frac{\text{rayos}}{\text{año}} \right]$$

Hechos todos los cálculos anteriores se procede a comparar los valores de  $N_c$  y  $N_d$ , esta comparación permitirá tomar una decisión respecto de si es necesario instalar un SPCR.

$$N_d = 3,3 * 10^{-3} > N_c = 1,1 * 10^{-3}$$

Por lo tanto, se calcula  $E_c$  para definir el nivel de eficiencia del SPCR.

$$E_c = 1 - \frac{N_c}{N_d} = 1 - \frac{1,1 * 10^{-3}}{3,3 * 10^{-3}} = 0.67$$

Con lo cual se adopta una Eficiencia E igual a 0,7 (siguiendo el criterio que  $E \geq E_c$ ). Luego, a partir de la siguiente tabla, se obtiene el nivel de protección SPCR igual a IV.

| Niveles de protección           | Eficiencia E del spcr |
|---------------------------------|-----------------------|
| I + Medidas complementarias (*) | $E > 0,98$            |
| I                               | $0,95 < E \leq 0,98$  |
| II                              | $0,90 < E \leq 0,95$  |
| III                             | $0,80 < E \leq 0,90$  |
| IV                              | $0 < E \leq 0,80$     |

Tabla 5.22. Niveles de protección del SPCR respecto a la eficiencia E. [14]

Tipo de rayo a considerar según el nivel de protección determinado.

| Nivel de protección | Valores máximos<br>(Criterios de dimensionado) |                                                                                                    |
|---------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                     | Valor cresta máximo de la corriente de rayo    | Probabilidad de que la efectivamente ocasionada sea inferior al valor de cresta máximo de la misma |
| I                   | 200 kA                                         | 99 %                                                                                               |
| II                  | 150 kA                                         | 98 %                                                                                               |
| III                 | 100 kA                                         | 97 %                                                                                               |
| IV                  | 100 kA                                         | 97 %                                                                                               |

Tabla 5.23. Valor máximo de corriente y su probabilidad correspondiente al nivel de protección.

### 5.7.2. Sistema de captación

El sistema de captación como parte del sistema de protección general es el encargado de interceptar los rayos que vayan a impactar directamente sobre la estructura para luego derivar la corriente de forma segura a tierra. Este sistema funciona como un camino de poca resistencia permitiendo establecer el último segmento del recorrido del rayo.

### **Elemento de captación**

Los dispositivos de captación pueden resultar producto de la implementación y/o combinación de los siguientes elementos:

- Varillas tipo Franklin o bayonetas.
- Cables colgantes.
- Malla de conductores.

En este caso se opta por utilizar varillas tipo Franklin. Estas logran provocar la excitación atmosférica por encima de cualquier otro punto de la estructura a proteger, para aumentar la probabilidad de que la descarga incida en su zona de influencia, y derivar a tierra la corriente del rayo.

### **Método electrogeométrico**

El método electrogeométrico, es un sistema analítico cuya finalidad es la de probar que tan efectivo resulta un apantallamiento, previniendo o evitando totalmente el impacto del rayo en un área o zona determinada.

En este caso, para el diseño del sistema de captación, se implementa el método electrogeométrico llamado Método de la esfera rodante (MER) o método de la esfera imaginaria que es el que se utiliza para establecer el área de protección de las puntas Faraday. Este consiste en rodar una esfera imaginaria sobre tierra, alrededor y encima de la instalación a proteger o cualquier otro objeto en contacto con la tierra, capaz de actuar como un punto de intercepción de la corriente de rayo.

La esfera imaginaria debe rodarse desde el nivel de la tierra hacia la estructura a proteger e instalar una terminal aérea en el punto de contacto con la estructura. Dependiendo del nivel de protección se escoge el radio de la esfera.

El radio de la esfera rodante esta correlacionado con el valor de cresta (o pico) de la corriente del rayo que impacta en la estructura:

$$R = 10 * I^{2/3}$$

Donde,

R: es el radio de la esfera [m].

I: se expresa en kAc (kA de cresta).

El método consiste en hacer rodar la esfera sobre la estructura hasta que encuentra el plano de tierra o un objeto en contacto con el plano de tierra, que es capaz de actuar como conductor del rayo. Un impacto se podría producir donde la esfera toque a la estructura, entonces en estos puntos se requiere colocar sistemas de captación (o bien tolerar a los rayos).

Cuando se aplica el método de la esfera rodante sobre los planos de la estructura, se deben considerar todas las direcciones para asegurar que en una zona no protegida no haya ninguna saliente (un punto que se podría pasar por alto si solo se consideran las vistas frontales o laterales de los planos). La zona protegida contra los rayos por un captador de SPCR es el volumen no penetrado por la esfera rodante cuando ella está en contacto con el captador y aplicada a la estructura.

En la siguiente figura, y partir del nivel de protección de nuestro SPCR, se selecciona el radio de la esfera.

| Nivel de protección | Niveles mínimos<br>(Criterio de intercepción) |                                                                                                                               |                            |
|---------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
|                     | Valor cresta mínimo de la corriente de rayo   | Probabilidad de que la corriente de rayo ocasionada efectivamente sea superior al valor cresta mínimo de la corriente de rayo | Radio de la esfera rodante |
| I                   | 3 kA                                          | 99 %                                                                                                                          | 20 m                       |
| II                  | 5 kA                                          | 97 %                                                                                                                          | 30 m                       |
| III                 | 10 kA                                         | 91 %                                                                                                                          | 45 m                       |
| IV                  | 16 kA                                         | 84 %                                                                                                                          | 60 m                       |

*Tabla 5.24. Valores del criterio de intercepción respecto al nivel de protección del SPCR.*

De acuerdo con la tabla anterior, el radio de la esfera ficticia igual a 60m.

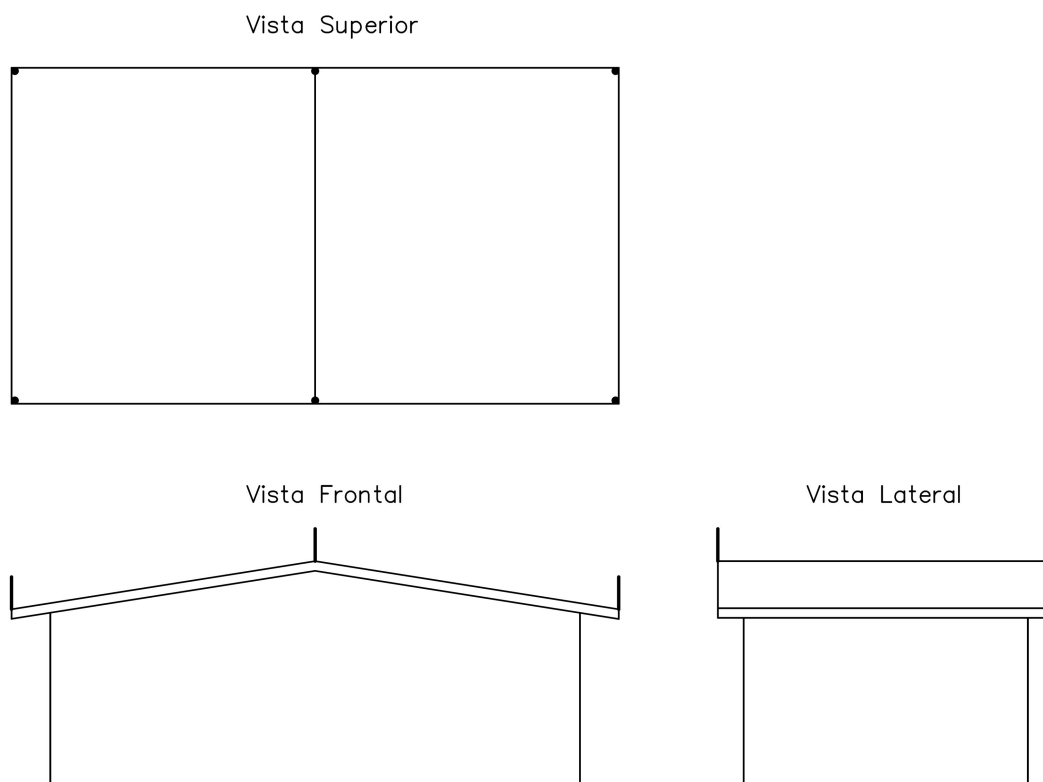
Ya con el valor del radio de la esfera, se debe elegir la altura de los captadores. Para tener una primera aproximación, nos apoyamos en la tablaxxx que nos muestra el nivel de penetración de la esfera en metros con respecto a la separación de las puntas captadoras.



| d                                       | Penetración de la esfera rodante (m)<br>(redondeada)            |           |            |           |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------|------------|-----------|
| Distancia<br>entre puntas<br>captadoras | Nivel de protección con radio de la esfera<br>rodante en metros |           |            |           |
|                                         | I (20 m)                                                        | II (30 m) | III (45 m) | IV (60 m) |
| 2                                       | 0.03                                                            | 0.02      | 0.01       | 0.01      |
| 4                                       | 0.10                                                            | 0.07      | 0.04       | 0.03      |
| 6                                       | 0.23                                                            | 0.15      | 0.10       | 0.08      |
| 8                                       | 0.40                                                            | 0.27      | 0.18       | 0.13      |
| 10                                      | 0.64                                                            | 0.42      | 0.28       | 0.21      |

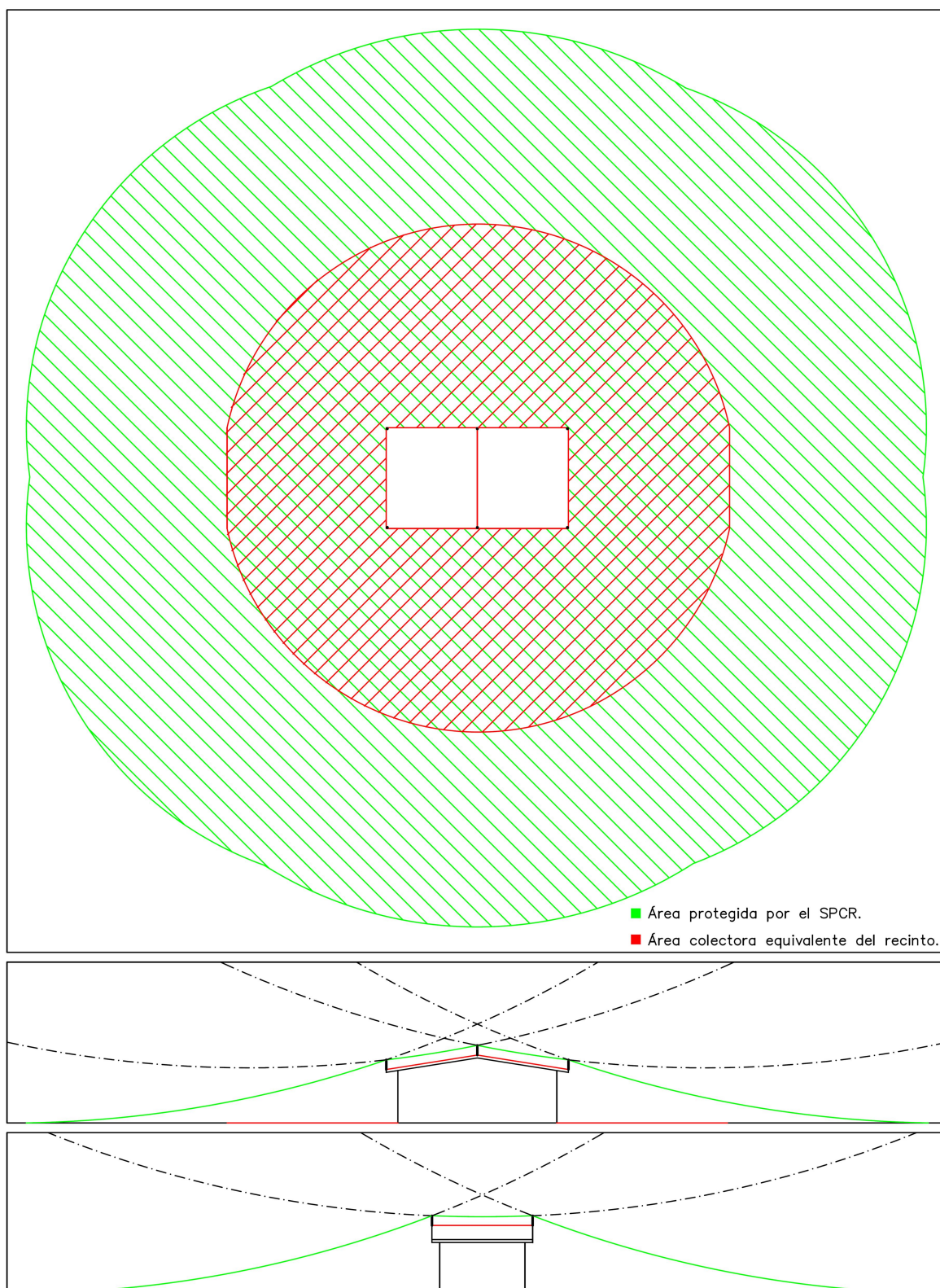
*Tabla 5.25. Penetración de la esfera rodante respecto la separación de los captosres.*

Considerando que la máxima separación entre varillas será de 5 metros vemos que la penetración de la esfera será menor a 8cm. Por lo tanto se eligen 6 varillas captoras simples de 500mm de largo, quedando la siguiente configuración.



*Figura 5.17. Esquema sistema de captación.*

Una vez diseñado el sistema de captación se procede a verificar su área de protección según lo explicado con antelación. Las siguientes figuras esquematizan dicho.



*Figura 5.18. Verificación de área protegida a partir del método de las esferas.*

Se concluye que el sistema propuesto supera ampliamente los requisitos de protección para la estructura analizada.

## **6. ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **6.1. Introducción**

Una vez comprobado que el proyecto es técnicamente factible, se estudia la viabilidad desde el punto de vista económico-financiero utilizando diversos indicadores de rentabilidad, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación (PR). Para esto, se deben definir los ingresos, egresos y, finalmente, aplicar un criterio de análisis.

Además, para una evaluación más completa y global del proyecto, se compara con los proyectos de mismas características que realizaron los colegas Fandermole y Galati cuya generación son a base de energía solar fotovoltaica y de energía eólica. Esta comparación otorgará un marco de realidad en la situación actual de nuestro país con respecto a los proyectos de inversión de estas características.

Debido a que muchos de los componentes necesarios para la implementación de la instalación eléctrica poseen sus precios en dólares y teniendo en cuenta la estabilidad de esta moneda a nivel mundial, se evalúa que resulta imperioso realizar el estudio económico en dólares. Se toma una equivalencia de: 1 USD = 70 ARS con una desvalorización de este del 2% anual (inflación).

Dicho esto, también se debe tener en cuenta que, al emplazarse el proyecto en argentina, muchos de los gastos e ingresos se realizan en pesos y la variación de estos no suele ajustarse mucho a la variación del dólar. Es por este motivo que el análisis que se realiza a continuación es válido en estos tiempos que corren y, si en un futuro se requiriera evaluar nuevamente el proyecto, se deberá realizar este análisis nuevamente.

Finalmente resulta importante aclarar que, si bien se buscan precios en el mercado local para el abastecimiento de los equipos y mano de obra, en el caso de que no se encuentren precios en argentina o que exista una diferencia inaceptable con respecto a los precios de otros mercados, se tomarán los precios de los mercados extranjeros con un recargo del 30% sobre el precio original para reflejar impuestos a la importación.

### **6.2. Indicadores de rentabilidad**

#### **6.2.1. Valor Actual Neto (VAN)**

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos por la misma ocasión. Es la rentabilidad

mínima pretendida por el inversor, por debajo de la cual no estará dispuesto a efectuar su inversión.

Al ser un método que tiene en cuenta el valor tiempo del dinero, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto. La tasa de interés va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión conjuntamente con los inversores o dueño.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde:

$Y_t$ : Flujo de ingresos del proyecto.

$E_t$ : Flujo de egresos del proyecto.

$I_0$ : Inversión inicial en el momento cero de la evaluación.

$i$ : Tasa de descuento.

La expresión del valor actualizado neto supone un valor nulo al final del periodo para la inversión realizada.

### **6.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es la tasa que iguala a la suma de los ingresos actualizados, con la suma de los egresos actualizados (igualando al egreso inicial). También se puede decir que es la tasa de interés que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero.

Esta tasa es un criterio de rentabilidad y no de ingreso monetario neto como lo es el VAN.

$$\sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Donde:

$r$ : Tasa interna de retorno.

### **6.2.3. Período de Recupero (PR)**

Es el número de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial. Este valor deberá ser menor al número de períodos aceptable considerado con el fin de que el proyecto pueda llevarse a cabo.

#### 6.2.4. Costo Nivelado de la electricidad (LCOE)

El costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente, es la valoración económica del costo del sistema de generación eléctrica que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, costo de capital, etc.

El conocimiento del LCOE es una herramienta útil para la comparación de los costos unitarios de diferentes tecnologías. Este corresponde al costo de un inversionista asumiendo la certeza de los costos de producción y la estabilidad de precios de la electricidad. En otras palabras, la tasa de descuento utilizada en los cálculos LCOE refleja el rendimiento del capital para un inversionista en un escenario de ausencia de riesgos de mercado específicos o de tecnología. Por otra parte, el LCOE es el valor más cercano al costo real de la inversión, tanto en la producción de electricidad en monopolios de mercados regulados de electricidad con garantías de préstamos, como en escenarios de precios regulados en mercados competitivos.

El costo nivelado de energía representa un costo constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías. El LCOE se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+d)^t}}$$

Donde,

- $I_t$ : Representa la inversión;
- $M_t$ : Representa el costo de mantenimiento;
- $F_t$ : Representa el costo de combustible;
- $E_t$ : Representa la energía generada;
- $d$ : Representa la tasa de descuento.

Cabe destacar que estos valores se consideran dentro del período evaluado por el método, es decir, el método considera a toda la inversión inicial concentrada en el primer año de funcionamiento de la instalación, como si la planta se hubiese construido completa el primer día del año.

### **6.3. Alimentación desde la red vs Sistema aislado**

En esta sección se estudian de forma resumida los costos de construir una línea eléctrica de media tensión para alimentar la instalación desde la red y se compara con los costos de la construcción del proyecto de manera aislada. Es decir, se evalúan estas dos opciones como alimentación del criadero de cerdo existente.

Para un análisis más claro, se obtendrá la longitud de línea que equipara el costo del proyecto en el período de vida útil del mismo, considerado de 20 años. Esto nos da una visión mas amplia de los escenarios en los cuales es totalmente beneficioso la implementación de dicho proyecto y en cuales no.

#### **6.3.1. Análisis de costos – Sistema aislado**

En esta sección se realiza el detalle de los costos de cada equipo con los respectivos gastos de mano de obra asociada al montaje de estos. Para esto se procede a la recopilación de dicha información de diferentes fuentes, ya sean los fabricantes como mercados online y páginas de internet que facilitan esta información. Estas últimas se adjuntan en la bibliografía. [6][7][8][9]

Es importante indicar que los costos que aparecen en la tabla XX se expresan en dólares y los mismo ya poseen los recargos por impuestos y por gastos de transporte e importación en el caso que se requiera (estos últimos llevan un 30% de recargo).

Además, se debe aclarar que solo se realiza el análisis para el sistema de generación y acumulación de energía y, por lo tanto, se dejan de lado los costos del sistema de distribución hacia cada edificio, alimentación de maquinarias e iluminación ya que se considera que este es invariable con respecto a la alimentación del sistema (ya sea diferentes tipos de tecnología de generación o el sistema alimentado con la red).

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos:

| EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN |                           |                           |                      |                | MANO DE OBRA         |                 |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|----------------|----------------------|-----------------|
| Cantidad                  | Descripción               | Modelo                    | Costo unitario [USD] | Subtotal [USD] | Costo unitario [USD] | Subtotal [USD]  |
| 1                         | Turbina hidráulica        | KCT 3 kW                  | 5000                 | 5000           | -                    | -               |
| 400                       | Tubo desagüe PVC          | Tuboloc - Superpipe 500mm | 24.00                | 9600.00        | 12.28                | 4912.00         |
| 1                         | Inversor                  | Tanfon T30K               | 5280.60              | 5280.60        | 47.00                | 47.00           |
| 64                        | Batería                   | U Power UP-SP250          | 415.00               | 26560.00       | 1.05                 | 67.20           |
| 1                         | Gabinete TGBT             | Genrod QEnergy 907184C    | 700.00               | 700.00         | 56.25                | 56.25           |
| 1                         | Gabinete TPCC             | Genrod Qenergy 906062C    | 100.00               | 100.00         | 15.39                | 15.39           |
| 70                        | Conductor                 | IMSA Payton PVC 4 mm2     | 2.20                 | 154.00         | 4.45                 | 311.50          |
| 140                       | Conductor                 | IMSA Payton PVC 16 mm2    | 6.50                 | 910.00         | 4.45                 | 623.00          |
| 10                        | Conductor                 | IMSA Payton PVC 25 mm2    | 9.40                 | 94.00          | 4.45                 | 44.50           |
| 90                        | Conductor                 | IMSA Cu desnudo 50 mm2    | 7.95                 | 715.50         | 11.10                | 999.00          |
| 1                         | Prot. del Generador       | General Electric G650     | 3639.90              | 3639.90        | 360.00               | 360.00          |
| 2                         | Prot. Termomagnética 50A  | Schneider C60H-DC         | 235.84               | 471.68         | 7.40                 | 14.80           |
| 1                         | Prot. Termomagnética 63A  | Schneider C60H-DC         | 260.34               | 260.34         | 7.40                 | 7.40            |
| 1                         | Seccionador Fusible 100 A | Schneider ISFT100N        | 180.00               | 180.00         | 6.07                 | 6.07            |
| 1                         | Sup. de sobretensión      | Schneider PRD1 Master     | 607.20               | 607.20         | 56.25                | 56.25           |
| 1                         | Sup. de sobretensión      | Schneider PRF1 12.5       | 350.00               | 350.00         | 56.25                | 56.25           |
| 2                         | Jabalina PAT              | AC-Cu 12,7mm*3000mm       | 22.23                | 44.46          | 23.80                | 47.60           |
| 6                         | Puntas tipo frankling     | kit básico                | 150.00               | 900.00         | 76.00                | 456.00          |
| <b>Gastos parciales:</b>  |                           |                           |                      | 55567.68       |                      | 8080.21         |
|                           |                           |                           |                      |                | <b>Gasto final:</b>  | <b>63647.89</b> |

*Tabla 6.1. Lista de costos de equipos y mano de obra.*

Para el análisis final de costos del sistema aislado también se deben tener en cuenta tanto los gastos por operación y mantenimiento del sistema. Además, se considera que la inversión inicial se realiza en el año 0 y que el sistema se encuentra generando a partir del primer año.

En la siguiente tabla se muestran los resultados finales de dicho análisis.

| Costos anuales - Generación aislada |                     |                    |
|-------------------------------------|---------------------|--------------------|
| Año                                 | Op y mant.<br>[USD] | Inversión<br>[USD] |
| 0                                   | 0.00                | 63647.9            |
| 1                                   | 711.51              | -                  |
| 2                                   | 725.74              | -                  |
| 3                                   | 740.26              | -                  |
| 4                                   | 755.06              | -                  |
| 5                                   | 770.16              | -                  |
| 6                                   | 785.56              | -                  |
| 7                                   | 801.28              | -                  |
| 8                                   | 817.30              | -                  |
| 9                                   | 833.65              | -                  |
| 10                                  | 850.32              | -                  |
| 11                                  | 867.33              | -                  |
| 12                                  | 884.67              | -                  |
| 13                                  | 902.37              | -                  |
| 14                                  | 920.41              | -                  |
| 15                                  | 938.82              | -                  |
| 16                                  | 957.60              | -                  |
| 17                                  | 976.75              | -                  |
| 18                                  | 996.29              | -                  |
| 19                                  | 1016.21             | -                  |
| 20                                  | 1036.54             | -                  |
| <b>Total</b>                        | <b>17287.8</b>      | <b>63647.9</b>     |
|                                     | <b>Total Final</b>  | <b>80935.7</b>     |

*Tabla 6.2. Análisis de costos finales del sistema aislado.*

### 6.3.2. Análisis de costos – Alimentación desde la red

Para calcular los costos de interconexión con la red, se deben realizar los siguientes cálculos:

- El costo anual de energía que se debe pagar en concepto de tarifas a la empresa distribuidora.
- El costo final por kilómetro de la línea.
- El costo del transformador de 13,2/0,38 kV.
- El costo del poste y montaje de dicho transformador.
- El costo de la acometida.

En cambio para calcular los costos de la instalación aislada, se deben calcular solo los siguientes items:

- Costo de realización del proyecto de generación.
- Costo de operación, mantenimiento y reposición de equipos.



### Cálculo de costos tarifarios

Para realizar el cálculo del costo anual de energía que se debe abonar a la empresa distribuidora, en este caso la EPESF, se toma como referencia el cuadro tarifario R3C – General Trifásico Rural de medianos usuarios (<50kW) de dicha empresa y se lo afecta por la inflación estimada con el paso de los años.

| Tarifa R3C - General Trifásico Especial |                                                                | Cuota de Servicio<br>\$/sum. Mes | Primeros 400 kWh/mes<br>(\$/kWh) | Siguientes 400 kWh/mes<br>(\$/kWh) | Siguientes 1200 kWh/mes<br>(\$/kWh) | Excedente de 2000 kWh/mes<br>(\$/kWh) |
|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| R3C1<br>R3C2<br>R3C3<br>R3C4            | General menor de 50 kW - Trifásico Especial                    | 358,67264                        | 6,32508                          | 6,57270                            | 6,49530                             | 6,54600                               |
| RNC1<br>RNC2<br>RNC3<br>RNC4            | General menor de 50 kW - Trifásico Especial - CONSUMO NOCTURNO | 0,00000                          | 4,39291                          | 4,51672                            | 4,47802                             | 4,91190                               |

Tabla 6.3 a) Cuadro tarifario EPESF.

Además, se deben tener en cuenta los impuestos y gastos fijos correspondientes.

| VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL) |            |
|-----------------------------------------------|------------|
| (Bandas de consumo bimestrales)               | \$/MES     |
| kWh/BIM.                                      |            |
| 1401 - 2800                                   | 370,82820  |
| 2801 - 5000                                   | 764,33201  |
| 5001 - o más                                  | 1091,90288 |

**IMPUESTOS:** Los porcentajes que se enumeran a continuación se aplicarán sobre el importe básico.

**- Nacionales:**

Ley N° 20361 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

**- Provinciales:**

Ley N° 12.692 Energías Renovables 5,19 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Tabla 6.3 b) Cuadro tarifario EPESF - Impuestos.

De manera conservadora consideramos que solo el 30% de la energía es consumida en horario nocturno. Esto se debe a que la mayor parte del proceso productivo se realiza durante el día, excepto las luces infrarojas de gestación que quedan prendidas día y noche. Además, vale aclarar que a partir del mes 6 del primer año se consideró una actualización del cuadro tarifario que refleja un aumento del 15% de estas tarifas.

A partir de esto, obtenemos el costo anual de energía.

| Mes                | Consumo [kWh] | Cargos fijos [\$] | Primeros 400 kWh/mes |                | Sigüientes 400 kWh/mes |                | Sigüientes 1200 kWh/mes |                | Total          |                |
|--------------------|---------------|-------------------|----------------------|----------------|------------------------|----------------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|
|                    |               |                   | Diurnos [\$]         | Nocturnos [\$] | Diurnos [\$]           | Nocturnos [\$] | Diurnos [\$]            | Nocturnos [\$] | [\$]           | [USD]          |
| 1                  | 656.08        | 734.69            | 1771.02              | 527.15         | 1178.20                | 346.99         | 0.00                    | 0.00           | 5879.88        | 84.00          |
| 2                  | 656.08        | 734.69            | 1771.02              | 527.15         | 1178.20                | 346.99         | 0.00                    | 0.00           | 5879.88        | 84.00          |
| 3                  | 944.08        | 734.69            | 1771.02              | 527.15         | 1840.36                | 542.01         | 655.09                  | 193.56         | 8080.39        | 115.43         |
| 4                  | 905.68        | 734.69            | 1771.02              | 527.15         | 1840.36                | 542.01         | 480.50                  | 141.97         | 7788.62        | 111.27         |
| 5                  | 905.68        | 734.69            | 1771.02              | 527.15         | 1840.36                | 542.01         | 480.50                  | 141.97         | 7788.62        | 111.27         |
| 6                  | 905.68        | 734.69            | 1771.02              | 527.15         | 1840.36                | 542.01         | 480.50                  | 141.97         | 7788.62        | 111.27         |
| 7                  | 905.68        | 844.89            | 2036.68              | 606.22         | 2116.41                | 623.31         | 552.57                  | 163.27         | 8956.92        | 127.96         |
| 8                  | 905.68        | 844.89            | 2036.68              | 606.22         | 2116.41                | 623.31         | 552.57                  | 163.27         | 8956.92        | 127.96         |
| 9                  | 905.68        | 844.89            | 2036.68              | 606.22         | 2116.41                | 623.31         | 552.57                  | 163.27         | 8956.92        | 127.96         |
| 10                 | 617.68        | 844.89            | 2036.68              | 606.22         | 1151.75                | 339.20         | 0.00                    | 0.00           | 6422.58        | 91.75          |
| 11                 | 617.68        | 844.89            | 2036.68              | 606.22         | 1151.75                | 339.20         | 0.00                    | 0.00           | 6422.58        | 91.75          |
| 12                 | 617.68        | 844.89            | 2036.68              | 606.22         | 1151.75                | 339.20         | 0.00                    | 0.00           | 6422.58        | 91.75          |
| Costo total anual: |               |                   |                      |                |                        |                |                         |                | <b>89344.5</b> | <b>1276.35</b> |

*Tabla 6.4. Costo mensual por consumo del primer año.*

Luego, para el cálculo por consumo durante los años restantes, se considera una depreciación del dólar interaunal del 2%.

En la siguiente tabla se muestran los costos anuales.

| Año           | Consumo [kWh] | Gastos [USD]    |
|---------------|---------------|-----------------|
| 1             | 9543.36       | 1276.35         |
| 2             | 9543.36       | 1303.15         |
| 3             | 9543.36       | 1330.52         |
| 4             | 9543.36       | 1358.46         |
| 5             | 9543.36       | 1386.99         |
| 6             | 9543.36       | 1416.12         |
| 7             | 9543.36       | 1445.85         |
| 8             | 9543.36       | 1476.22         |
| 9             | 9543.36       | 1507.22         |
| 10            | 9543.36       | 1538.87         |
| 11            | 9543.36       | 1571.18         |
| 12            | 9543.36       | 1604.18         |
| 13            | 9543.36       | 1637.87         |
| 14            | 9543.36       | 1672.26         |
| 15            | 9543.36       | 1707.38         |
| 16            | 9543.36       | 1743.24         |
| 17            | 9543.36       | 1779.84         |
| 18            | 9543.36       | 1817.22         |
| 19            | 9543.36       | 1855.38         |
| 20            | 9543.36       | 1894.34         |
| Gasto total : |               | <b>31322.64</b> |

*Tabla 6.5. Costo total tarifario en 20 años.*

### Cálculo de costos de conexión a la red

En este cálculo se debe tener en cuenta que la línea de 13,2 kV más cercana se encuentra a 2km del criadero porcino. Por lo tanto, se calculan los costos tanto de construcción de una nueva línea como el del transformador de distribución que se debe añadir para reducir la tensión a 400V.

Para evaluar el costo final por kilómetro de línea de 13,2 kV, se toma como referencia el costo estandarizado que proporciona la EPESF, que es de 19.444 USD/km. Igualmente se debe tener en cuenta que este costo para obras que se realizan de manera particular puede llegar a ser mayor, ya que el precio sugerido por la empresa provincial de la energía surge de licitaciones a empresas especializadas. Es por esto que se decide tomar el costo un 20% mayor al de referencia, es decir 23.332,8 USD/km.

| Costos - Construcción de línea 13,2 kV |                  |                |
|----------------------------------------|------------------|----------------|
| Costo<br>[USD/km]                      | Longitud<br>[km] | Total<br>[USD] |
| 23332.8                                | 2.0              | 46665.6        |

*Tabla 6.6. Costo de construcción de línea de 13,2 kV.*

Además, luego de un breve análisis y recopilación de información de costos, se considera que los gastos por el transformador, montaje del mismo y la acometida suman una cifra de 11.000 USD.

Finalmente, no se calculan gastos de operación y mantenimiento de la línea, ya que están incluidos en la tarifa de energía.

### Cálculo de costos totales

A continuación, se muestra el análisis final de los costos de alimentación del sistema desde la red.

| Costos totales - Sistema alimentado desde la red |                |
|--------------------------------------------------|----------------|
| Detalle                                          | Monto [USD]    |
| Construcción de línea 13,2 kV                    | 46665.6        |
| Transformador y acometida                        | 11000.0        |
| Gasto tarifarios por consumo                     | 31322.6        |
| Total                                            | <b>88988.2</b> |

*Tabla 6.7. Costo de conexión a la red.*

Por lo tanto, nos queda un costo total para la implementación de este escenario de 88.988,2 USD.

### 6.3.3. Indicadores de rentabilidad

Si bien se puede hacer un análisis directamente a partir de los costos requeridos por cada escenario, este no sería del todo correcto ya que no incluiría en su análisis el valor tiempo de la moneda. Es por esto, que se aplican los criterios del VAN, TIR y LCEO para obtener una visión sobre la rentabilidad del proyecto. Para esto, hay que aclarar que se toma como inversión inicial, la diferencia entre la inversión del escenario de generación aislada y la inversión del escenario de alimentación desde la red (que nos ahorraríamos si llevamos a cabo este proyecto). Además, como ingresos anuales, se toman los costos de tarifas que se ahorran por la implementación de generación aislada.

A continuación se muestran los resultados.

| Flujo de caja - Generación aislada |                |               |            |                 |
|------------------------------------|----------------|---------------|------------|-----------------|
| Año                                | Ingresos [USD] | Egresos [USD] | Neto [USD] | Acumulado [USD] |
| 0                                  | 57665.6        | 63647.89      | -5982.3    | -5982.29        |
| 1                                  | 1276.35        | 711.51        | 564.84     | -5417.45        |
| 2                                  | 1303.15        | 725.74        | 577.41     | -4840.04        |
| 3                                  | 1330.52        | 740.26        | 590.26     | -4249.77        |
| 4                                  | 1358.46        | 755.06        | 603.40     | -3646.37        |
| 5                                  | 1386.99        | 770.16        | 616.83     | -3029.54        |
| 6                                  | 1416.12        | 785.56        | 630.55     | -2398.99        |
| 7                                  | 1445.85        | 801.28        | 644.58     | -1754.42        |
| 8                                  | 1476.22        | 817.30        | 658.92     | -1095.50        |
| 9                                  | 1507.22        | 833.65        | 673.57     | -421.93         |
| 10                                 | 1538.87        | 850.32        | 688.55     | 266.62          |
| 11                                 | 1571.18        | 867.33        | 703.86     | 970.48          |
| 12                                 | 1604.18        | 884.67        | 719.51     | 1689.98         |
| 13                                 | 1637.87        | 902.37        | 735.50     | 2425.48         |
| 14                                 | 1672.26        | 920.41        | 751.85     | 3177.33         |
| 15                                 | 1707.38        | 938.82        | 768.56     | 3945.89         |
| 16                                 | 1743.24        | 957.60        | 785.64     | 4731.53         |
| 17                                 | 1779.84        | 976.75        | 803.09     | 5534.62         |
| 18                                 | 1817.22        | 996.29        | 820.93     | 6355.55         |
| 19                                 | 1855.38        | 1016.21       | 839.17     | 7194.72         |
| 20                                 | 1894.34        | 1036.54       | 857.81     | 8052.53         |

|                 |        |
|-----------------|--------|
| Tasa de interés | 5%     |
| Tasa de desc.   | 4.76%  |
| VAN             | 2458.9 |
| TIR             | 9.10%  |
| LCOE            | 0.13   |

Tabla 6.8. Indicadores de rentabilidad – Generación aislada.

Como se observa en los apartados anteriores, si bien ambos escenarios requieren gastos parecidos, resulta más rentable económicamente la construcción de una planta de

generación aislada de las características tecnológicas desarrolladas en este proyecto que la construcción de una línea de 13,2kV línea y de 2km de largo para la alimentación del sistema desde la red de distribución de la EPE. Si bien, esto se podría predecir a partir del flujo de caja, fue totalmente necesario la aplicación de los criterios de evaluación para obtener un resultado concreto.

Igualmente, hay que tener en cuenta que dichos números resultaron de la evaluación de ambos escenarios en un período de 20 años y, por sobre todo, bajo los criterios particulares tomados por los autores de este trabajo.

Finalmente, cabe resaltar la alta sensibilidad de los gastos en cada escenario a la variación de la ubicación de emplazamiento del proyecto.

## **6.4. Prosumidores**

### **6.4.1. Introducción**

Con el objetivo de incentivar la generación eléctrica distribuida a partir de fuentes renovables conectada a la red de baja tensión por usuarios de la EPE, se establece en la provincia de Santa Fe el programa Prosumidores.

El programa otorga beneficios financieros a los clientes de pequeñas demandas urbanas o rurales de la EPESF que generen parte de su energía consumida para amortizar los equipos instalados de generación de energías renovables. Dichos beneficios se otorgarán en función de la energía generada durante el período de repago de los equipos.

Las instalaciones permitidas en el programa deben cumplir con el procedimiento técnico aprobado por Resolución Nº 442/13 de EPE o el que lo sustituya en el futuro. [22]

La potencia máxima de las instalaciones permitidas para el programa, está relacionada con cada tipo de usuario y su cuadro tarifario asociado (según cuadro tarifario EPE vigente marzo 2018):

| TIPO USUARIO                                                                          | CUADRO TARIFARIO | POTENCIA MÁXIMA |
|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|
| Uso Residencial                                                                       | Tarifa 1         | 5kW             |
| Uso Rural                                                                             | Tarifa R-RC-R3C  | 15kW            |
| Uso Comercial                                                                         | Tarifa UC o UCL  | 15kW            |
| Uso Industrial                                                                        | Tarifa UI-UPI    | 15kW            |
| Asociaciones Civiles, Organizaciones sin fines de lucro y Entidades de Rehabilitación | Tarifa 4         | 15kW            |

*Tabla 6.9. Potencia máxima instalada - Programa PROSUMIDORES.*

Adicionalmente, la potencia máxima a instalar por un usuario está delimitada por la relación entre el potencial de generación renovable de la instalación y el consumo energético:

$$\text{Generación Renovable Anual [kWh]} \leq 80\% \text{ Consumo Anual [kWh]}$$

Es decir, para participar activamente del programa y recibir los beneficios que el mismo otorga, se podrá generar hasta el 80% de la energía consumida anualmente.

#### Incentivo Monetario a la Generación (IMG)

El Incentivo Monetario a la Generación establece el beneficio financiero que se otorga, dependiendo de la potencia instalada de generación, la misma se detalla en la siguiente tabla:

| VALOR UNITARIO DEL INCENTIVO A LA GENERACIÓN [\$/kWh] |           |            |            |
|-------------------------------------------------------|-----------|------------|------------|
| Hasta 2kW                                             | Hasta 5Kw | Hasta 10kW | Hasta 15Kw |
| 11,39                                                 | 10.52     | 9,63       | 8,76       |

*Tabla 6.10 a) Incentivo a la Generación [\$/kWh].*

Ya que el estudio económico se realiza en dólares (USD), en la tabla siguiente se establecen los precios del IMG en USD/kWh:

| VALOR UNITARIO DEL INCENTIVO A LA GENERACIÓN [USD/kWh] |           |            |            |
|--------------------------------------------------------|-----------|------------|------------|
| Hasta 2kW                                              | Hasta 5kW | Hasta 10kW | Hasta 15kW |
| 0,1627                                                 | 0,1503    | 0,1376     | 0,1251     |

*Tabla 6.10 b) Incentivo a la Generación [USD/kWh].*

El IMG se mantendrá durante 6 años a partir de que el usuario sea dado de alta como PROSUMIDOR. [23]

Como se vio en “Análisis de costos – Alimentación desde la red” del apartado anterior, la energía anual consumida por el criadero de porcinos es de 9543kwh y dado que para entrar al programa se puede generar hasta el 80% de la energía consumida, se debe redimensionar el sistema de generación a implementar.

La energía anual máxima que se puede generar es  $0,8 * 9543kWh = 7634kWh$ .

Estimando que el sistema de generación tiene un factor de planta del 0,8 que se justifica por su constante funcionamiento, con posibles paradas por mantenimientos o fallas eléctricas que puedan ocurrir a lo largo del año, se calcula la potencia de la turbina a implementar para el caso de prosumidores.

$$P = \frac{7634kWh}{365 * 24h * 0,8} = 1,08kW$$

Para tomar valores conservadores, se estima para el programa Prosumidores una turbina de 1,5kW.

#### 6.4.2. Análisis de costos

Para realizar el análisis económico se deben tener en claro todos los costos involucrados tanto de los equipos de la instalación como la mano de obra necesaria para la implementación. Estos costos se detallan en la siguiente tabla y corresponden a los costos iniciales de inversión para llevar a cabo el proyecto.

| EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN |                       |                           |                      |                | MANO DE OBRA         |                |
|---------------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------|----------------|----------------------|----------------|
| Cantidad                  | Descripción           | Modelo                    | Costo unitario [USD] | Subtotal [USD] | Costo unitario [USD] | Subtotal [USD] |
| 1                         | Turbina hidráulica    | KCT 1.5 kW                | 3000.00              | 3000.00        | -                    | -              |
| 400                       | Tubo desagüe PVC      | Tuboloc - Superpipe 500mm | 24.00                | 9600.00        | 12.28                | 4912.00        |
| 1                         | Controlador Generador | Comap - amf20             | 700.00               | 700.00         | 35.00                | 35.00          |
| 1                         | Gabinete Controlador  | Genrod Qenergy 906062C    | 100.00               | 100.00         | 15.39                | 15.39          |
| 70                        | Conductor             | IMSA Payton PVC 4 mm2     | 2.20                 | 154.00         | 4.45                 | 311.50         |
| 10                        | Conductor             | IMSA Payton PVC 16 mm2    | 6.50                 | 65.00          | 4.45                 | 44.50          |
| 70                        | Conductor             | IMSA Cu desnudo 50 mm2    | 7.95                 | 556.50         | 11.10                | 777.00         |
| 0                         | Prot. del Generador   | General Electric G650     | 3639.90              | 0.00           | 360.00               | 0.00           |
| 1                         | Sup. de sobretensión  | Schneider PRF1 12.5       | 350.00               | 350.00         | 56.25                | 56.25          |
| 2                         | Jabalina PAT          | AC-Cu 12,7mm*3000mm       | 22.23                | 44.46          | 23.80                | 47.60          |
| 6                         | Puntas tipo frankling | kit básico                | 127.00               | 762.00         | 63.00                | 378.00         |
| <b>Gastos parciales:</b>  |                       |                           |                      | 15331.96       |                      | 6577.24        |
|                           |                       |                           |                      |                | <b>Gasto total:</b>  | <b>21909.2</b> |

Tabla 6.11. Costos de Equipos de la Instalación y Mano de Obra - PROSUMIDORES.

No se tendrán en cuenta los costos del tendido eléctrico en MT ya que en esta sección se busca obtener los valores económicos (VAN, TIR) y deducir si la inversión es viable económicamente o no. Además se tiene en cuenta que ya sea que se conecte a la red como prosumidores o cliente normal (sin generación) se deberá realizar el tendido eléctrico hasta la acometida del criadero.

Se tendrán en cuenta los gastos anuales de operación y mantenimiento de los equipos y la reposición de los equipos, los criterios son los mismos que los mencionados para el caso de generación aislada y se muestran nuevamente en la siguiente tabla. En la misma también se detallan los gastos de inversión (año cero) y el total de los costos estimados del proyecto.

| Costos anuales - Prosumidores |                     |                    |                         |
|-------------------------------|---------------------|--------------------|-------------------------|
| Año                           | Op y mant.<br>[USD] | Inversión<br>[USD] | Costos por año<br>[USD] |
| 0                             | 0.00                | 21909.20           | 21909.20                |
| 1                             | 415.00              | 0.00               | 415.00                  |
| 2                             | 423.30              | 0.00               | 423.30                  |
| 3                             | 431.77              | 0.00               | 431.77                  |
| 4                             | 440.40              | 0.00               | 440.40                  |
| 5                             | 449.21              | 0.00               | 449.21                  |
| 6                             | 458.19              | 0.00               | 458.19                  |
| 7                             | 467.36              | 0.00               | 467.36                  |
| 8                             | 476.70              | 0.00               | 476.70                  |
| 9                             | 486.24              | 0.00               | 486.24                  |
| 10                            | 495.96              | 0.00               | 495.96                  |
| 11                            | 505.88              | 0.00               | 505.88                  |
| 12                            | 516.00              | 0.00               | 516.00                  |
| 13                            | 526.32              | 0.00               | 526.32                  |
| 14                            | 536.85              | 0.00               | 536.85                  |
| 15                            | 547.58              | 0.00               | 547.58                  |
| 16                            | 558.54              | 0.00               | 558.54                  |
| 17                            | 569.71              | 0.00               | 569.71                  |
| 18                            | 581.10              | 0.00               | 581.10                  |
| 19                            | 592.72              | 0.00               | 592.72                  |
| 20                            | 604.58              | 0.00               | 604.58                  |
| <b>Total</b>                  | <b>10083.4</b>      | <b>21909.2</b>     | <b>31992.6</b>          |

Tabla 6.12. Costos anuales y totales – PROSUMIDORES.

### 6.4.3. Análisis de ingresos

Como se mencionó al principio de este apartado, el programa prosumidores otorga un beneficio financiero mensual acorde a la potencia generada durante los primeros 6 años desde el ingreso al programa. Este beneficio se lo toma como ingreso durante los primeros 6 años. Luego de este período se toma como ingreso el costo de la energía producida. Al igual que en los costos, los ingresos se verán actualizados por una depreciación del dólar del 2% anual.

En la tabla siguiente se detalla la energía generada, y los ingresos que se generan anualmente.



| Ingresos anuales - Prosumidores |                  |                |
|---------------------------------|------------------|----------------|
| Año                             | Generacion [kWh] | Ingresos [USD] |
| 0                               | 0.00             | 0.00           |
| 1                               | 7634.69          | 1242.16        |
| 2                               | 7634.69          | 1267.01        |
| 3                               | 7634.69          | 1292.35        |
| 4                               | 7634.69          | 1318.19        |
| 5                               | 7634.69          | 1344.56        |
| 6                               | 7634.69          | 1371.45        |
| 7                               | 7634.69          | 1016.69        |
| 8                               | 7634.69          | 1037.02        |
| 9                               | 7634.69          | 1057.76        |
| 10                              | 7634.69          | 1078.92        |
| 11                              | 7634.69          | 1100.49        |
| 12                              | 7634.69          | 1122.50        |
| 13                              | 7634.69          | 1144.95        |
| 14                              | 7634.69          | 1167.85        |
| 15                              | 7634.69          | 1191.21        |
| 16                              | 7634.69          | 1215.03        |
| 17                              | 7634.69          | 1239.34        |
| 18                              | 7634.69          | 1264.12        |
| 19                              | 7634.69          | 1289.40        |
| 20                              | 7634.69          | 1315.19        |
| <b>Total</b>                    | <b>152693.8</b>  | <b>24076.2</b> |

Tabla 6.13. Ingresos anuales – PROSUMIDORES.

#### 6.4.4. Evaluación de rentabilidad económica

A partir de los distintos análisis realizados se procede a la evaluación de rentabilidad económica del sistema de generación como PROSUMIDOR. Para esto, se utilizan los distintos criterios mencionados con anterioridad y se analizan los resultados.

Antes de aplicar dichos creiterios, se realiza un flujo de caja anual, para obtener un breve pantallazo económico del escenario.

| Flujo de caja - PROSUMIDORES |                |               |            |                 |
|------------------------------|----------------|---------------|------------|-----------------|
| Año                          | Ingresos [USD] | Egresos [USD] | Neto [USD] | Acumulado [USD] |
| 0                            | 0.0            | 21909.20      | -21909.2   | -21909.20       |
| 1                            | 1242.16        | 415.00        | 827.16     | -21082.04       |
| 2                            | 1267.01        | 423.30        | 843.71     | -20238.33       |
| 3                            | 1292.35        | 431.77        | 860.58     | -19377.75       |
| 4                            | 1318.19        | 440.40        | 877.79     | -18499.96       |
| 5                            | 1344.56        | 449.21        | 895.35     | -17604.61       |
| 6                            | 1371.45        | 458.19        | 913.26     | -16691.35       |
| 7                            | 1016.69        | 467.36        | 549.33     | -16142.02       |
| 8                            | 1037.02        | 476.70        | 560.32     | -15581.71       |
| 9                            | 1057.76        | 486.24        | 571.52     | -15010.18       |
| 10                           | 1078.92        | 495.96        | 582.95     | -14427.23       |
| 11                           | 1100.49        | 505.88        | 594.61     | -13832.62       |
| 12                           | 1122.50        | 516.00        | 606.50     | -13226.12       |
| 13                           | 1144.95        | 526.32        | 618.63     | -12607.48       |
| 14                           | 1167.85        | 536.85        | 631.01     | -11976.48       |
| 15                           | 1191.21        | 547.58        | 643.63     | -11332.85       |
| 16                           | 1215.03        | 558.54        | 656.50     | -10676.35       |
| 17                           | 1239.34        | 569.71        | 669.63     | -10006.72       |
| 18                           | 1264.12        | 581.10        | 683.02     | -9323.70        |
| 19                           | 1289.40        | 592.72        | 696.68     | -8627.02        |
| 20                           | 1315.19        | 604.58        | 710.62     | -7916.40        |

Tabla 6.14. Flujo de caja – PROSUMIDORES.

### **Evaluación por medio del VAN**

Como se explicó con anterioridad el VAN, o valor actual neto, es un procedimiento que permite calcular el valor actualizado de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo inicial de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. El criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es mayor a 0.

Se toma una tasa de interés en dólares del 5% lo que resulta en una tasa de descuento equivalente a:

$$d = \frac{i}{1+i} = \frac{0,05}{1+0,05} = 0,0476 = 4,76 \%$$

A continuación, se muestra una tabla en la cual se realiza el calculo del valor actual de cada término de la sumatoria del VAN.

| Año | Baneficio neto<br>[USD] |
|-----|-------------------------|
| 0   | -21909.2                |
| 1   | 827.16                  |
| 2   | 843.71                  |
| 3   | 860.58                  |
| 4   | 877.79                  |
| 5   | 895.35                  |
| 6   | 913.26                  |
| 7   | 549.33                  |
| 8   | 560.32                  |
| 9   | 571.52                  |
| 10  | 582.95                  |
| 11  | 594.61                  |
| 12  | 606.50                  |
| 13  | 618.63                  |
| 14  | 631.01                  |
| 15  | 643.63                  |
| 16  | 656.50                  |
| 17  | 669.63                  |
| 18  | 683.02                  |
| 19  | 696.68                  |
| 20  | 710.62                  |

|                  |        |
|------------------|--------|
| Tasa de interés: | 5%     |
| Tasa de desc. :  | 4.76%  |
| VAN              | -12950 |
| TIR              | -4.09% |
| LCOE             | 0.28   |

*Tabla 6.15. Cálculo de los valores del VAN, TIR y LCOE – PROSUMIDORES.*

El valor del VAN resulta negativo, como se podía intuir al ver el flujo de caja realizado con anterioridad, por lo que el proyecto no resulta económicamente viable para su implementación dentro del marco del programa PROSUMIDORES. Además, a través del valor del TIR, se puede observar que no hay tasa de interés que pueda hacer que este proyecto sea viable económicamente de la forma planteada en el presente trabajo.

## 6.5. Comparación de tecnologías

En este apartado se busca realizar una comparación del punto de vista económica de las diferentes tecnologías de generación de energía utilizables para este tipo de proyectos. Para esto, nos basamos en el análisis económico de las tecnologías solar y eólica realizado en el proyecto final de ingeniería de Galati y Fandermole. Además, para enriquecer esta comparación, se realiza un análisis de cuán rentable es cada tecnología con respecto a la distancia que se encuentre emplazado el proyecto de una línea de media tensión y se incluye a cada tecnología su valor de costo nivelado de la energía. En la siguiente tabla se muestran los resultados de dicho análisis.

| Gastos totales por tecnología |                          |                |                 |
|-------------------------------|--------------------------|----------------|-----------------|
| Red<br>[USD]                  | Mini-hidráulica<br>[USD] | Solar<br>[USD] | Eólica<br>[USD] |
| 88988.2                       | 80935.7                  | 134146.6       | 155346.8        |

| Rentabilidad por tecnología |      |      |      |
|-----------------------------|------|------|------|
| Largo de línea<br>[km]      | 1.65 | 3.94 | 4.84 |

| LCEO de cada tecnología |      |      |      |
|-------------------------|------|------|------|
| [USD/kWh]               | 0.13 | 0.79 | 0.91 |

*Tabla 6.16. Comparación de tecnologías.*

Como se puede observar, el proyecto de generación de energía a partir de la tecnología mini-hidráulica parece ser el más tentable económicamente con respecto a las otras tecnologías. En cambio para evaluar rentabilidad con respecto a la red, entra en juego la distancia de emplazamiento del proyecto con respecto a la línea de media tensión más cercana.

Además, se debe resaltar la diferencia que existe en el precio por unidad de energía generada entre las diferentes tecnologías, siendo la mini hidráulica ampliamente menor.

## 6.6. Conclusiones

Según los diferentes análisis realizados en esta sección, se pueden obtener varias conclusiones interesantes.

Viendo los resultados del análisis del apartado 7.3, para la localización de nuestro proyecto resulta más rentable económicamente la construcción de una planta de generación aislada de las características tecnológicas de este proyecto que la construcción de una línea de 13,2kV línea con todos los equipos necesarios para la alimentación del sistema desde la red de distribución de la EPE.

Resulta importante aclarar la sensibilidad de estos resultados con respecto a la localización del proyecto. De hecho, como se vió en el último apartado, esto varía según la distancia a la que se encuentra la línea de media tensión mas cercana y, si esta es menor a 1.65km, resulta más rentable la alimentación desde la red. Esto sin embargo, es un resultado alentador ya que el proyecto se pensó para un usuario rural donde se limita el acceso a la red pública al encontrarse lejos de los grandes centros de consumo.

También, se encontró una relación favorable entre el aumento de la potencia instalada y el aumento de los costos de la instalación, lo que nos indica que si aumenta la potencia instalada (es decir, si la carga es mas importante), la rentabilidad del proyecto aumenta considerablemente.

El caso de la inclusión del proyecto dentro del programa PROSUMIDORES, como se puede ver en el apartado 7.4, el proyecto no es económicamente viable dentro de este marco. El análisis se realizó tomando como ingresos los primeros 6 años de repago que otorga el programa y en los siguientes años el costo de la energía no consumida debido a la propia generación, es decir, el ahorro tarifario que genera el proyecto por no comprar el 80% de la energía consumida por la carga.

Se puede deducir que la no viabilidad económica del proyecto dentro de este programa es debido a la baja demanda de energía del criadero de cerdos. Es decir, esta tecnología se hace menos rentable con potencias mas chicas ya que los gastos de construcción y mano de obra necesaria aumentan en porcentaje (en porcentaje de los gastos totales) a medida que disminuye su potencia instalada, y además, los ingresos de repago y ahorro energético disminuyen.

Es por esto, y al igual que se vió para el caso de generación aislada, se deduce que para proyectos en los que la demanda de energía sea mayor, el proyecto será mucho más interesante económicamente en el programa de prosumidores.

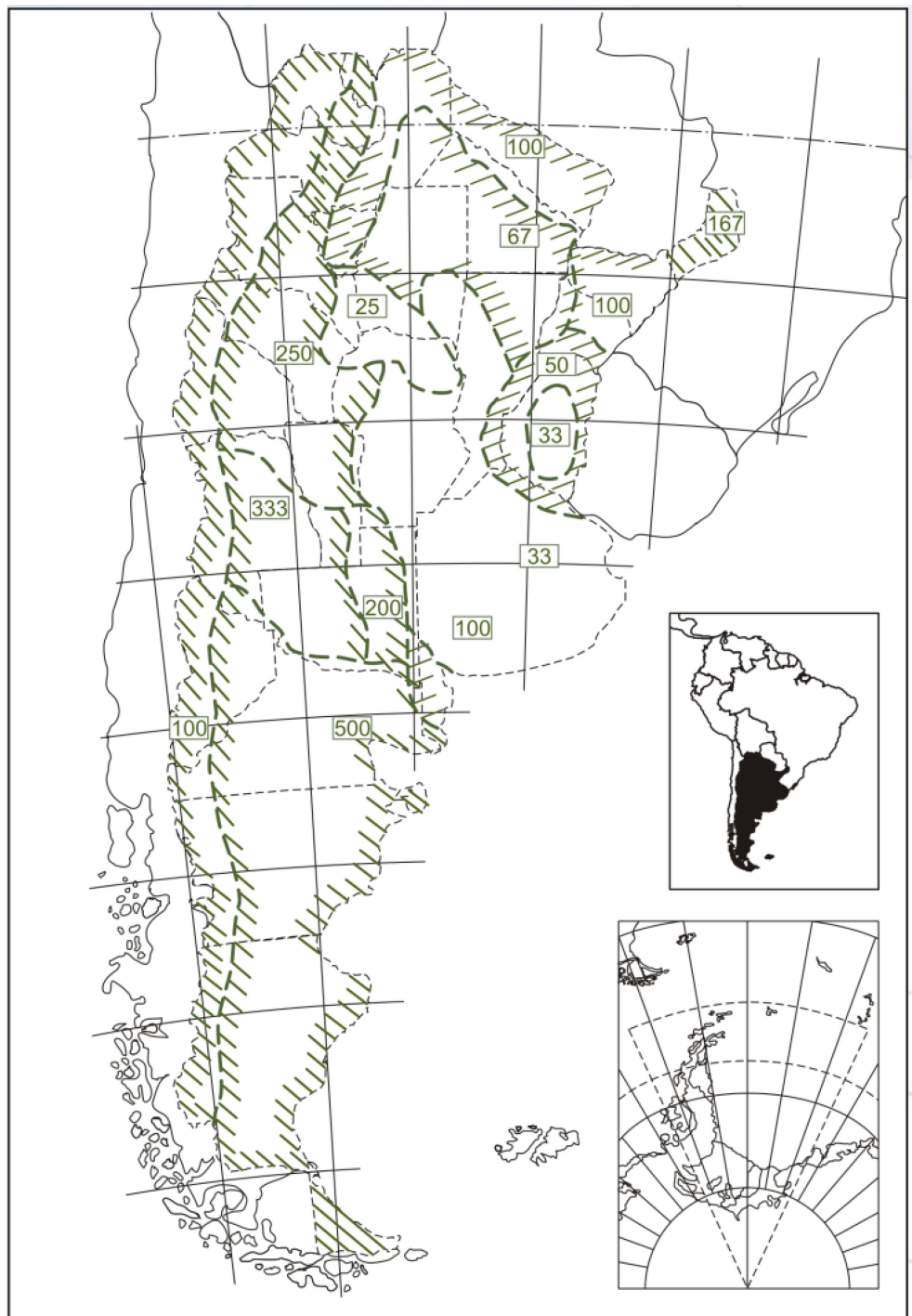
Finalmente, en el apartado 7.5, se realiza una comparación entre diferentes tecnologías aplicables en nuestro proyecto. En dicho análisis, se puede observar que la tecnología mini-hidráulica posee una gran diferencia de costos con respecto a las otras tanto en la inversión total del proyecto como en la energía generada. Esto se debe principalmente al alto factor de planta de la turbina, al no ser una potencia fluctuante como es el caso de las otras dos alternativas renovables, se reduce tanto la potencia instalada y el banco de baterías reduciendo así el costo general del proyecto.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- 1. Manual de energías renovables: Minicentrales hidroeléctricas. Adriana Castro.
- 2. Energías Renovables 2008 - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. Secretaría de Energía.
- 3. Proyecto final: "Estudio de alternativas de provisión de energía eléctrica renovable para una vivienda rural con pequeña unidad productiva (criadero de porcinos)". Fandermole – Galati. Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, UNR.
- 4. "Estudio de Prefactibilidad para el aprovechamiento del Río Carcaraña como ruta fluvial navegable", Departamento de Hidráulica, Escuela de Ingeniería Civil, FCEIA, UNR.
- 5. Riccardi G. A. "Tratamiento de Datos Hidrométricos en Río Caracaraña Estación Andino". Comunicación Personal. Departamento de Hidráulica, Escuela de Ingeniería Civil. FCEIA, UNR. 2020.
- 6. Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala - Biomass Users Network (BUN-CA).
- 7. IPCC, 5to informe sobre el cambio climático. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- 8. Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas: Una guía para el desarrollo de proyectos. Federico Coz.. [et al.]
- 9. <http://www.zotloeterer.com/>
- 10. <http://www.kcthydropower.com/>
- 11. <https://www.turbulent.be/>
- 12. AEA 90364-7. "Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles". Asociación Electrotécnica Argentina.
- 13. Manual de Cables eléctricos IMSA.
- 14. Norma IRAM 2184-1, "Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas", Parte 1.
- 15. Catálogo de gabinetes Q Energy – Genrod.
- 12. Catálogos de protecciones de Schneider Electric.
- 13. Manual de Cables eléctricos IMSA.
- 14. <https://www.se.com/es>

- 15. <https://www.electroinstalador.com/contenidos/costos-mano-obra.html>
- 16. <https://efitron.com/>
- 17. <https://www.ingenieriaboggio.com.ar/shop>
- 18. <https://electrical-components.com/>
- 19. <https://www.ceupe.com/>
- 20. <https://www.google.com/maps>
- 21. <https://sig.se.gob.ar>
- 22. Decreto N° 1710 SANTA FE – Gobierno de Santa Fe.
- 23. Cuadro Tarifario EPESF – Diciembre 2019.
- 24. <https://www.santafe.gob.ar/ms/prosumidores/quiero-ser-prosumidor/rurales/>

## ANEXO I



REPÚBLICA ARGENTINA

Mapa orientativo de resistividades eléctricas de suelos

### Referencias:

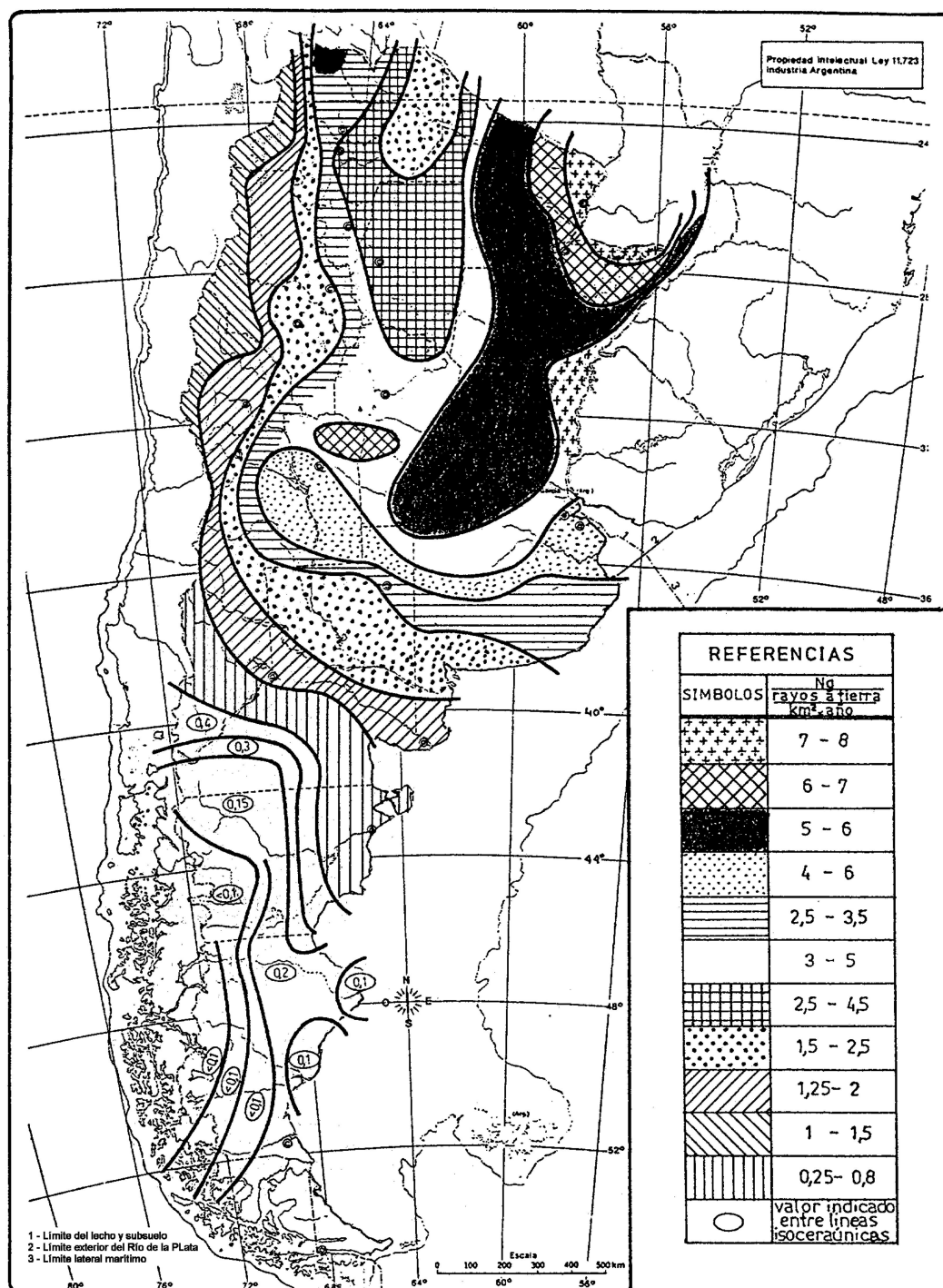
$\rho$  = Resistividad a profundidades  
de hasta 5 m aproximadamente  
[33] Valores promedio típicos locales  
en  $\Omega m$

### Zonas geográficas:

○  $\rho < 50 \Omega m$   
●  $50 \Omega m < \rho \leq 100 \Omega m$   
●  $\rho > 100 \Omega m$



## ANEXO II



### REPÚBLICA ARGENTINA

Autores: J. C. Arcioni y R. Velo  
Colaborador: E. Petruzzelli  
Dibujo y diseño: M. A. Cuesta  
MAPA POLÍTICO DE EDITORIAL ESTRADA S. A.  
Bs. As. 1990

DENSIDADES CERAUNICAS  $N_g$  ( $\frac{\text{rayos a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}}$ )  
CONTINENTALES ESTIMADAS PARA EL PERÍODO  
CLIMATOLÓGICO 1971/80 SEGÚN LOS DATOS DEL  
SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL - F. A. A.

Figura B3