UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Repositorio Digital USM **https://repositorio.usm.cl**

Departamento de Arquitectura Arq_paso

2018

ANÁLISIS Y PROPUESTA PARA MEJORA DE ÍNDICES DE DESEMPEÑO EN PEQUEÑAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

NAVARRETE VÁSQUEZ, LEONARDO ANTONIO

https://hdl.handle.net/11673/46288

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS Y PROPUESTA PARA MEJORA DE ÍNDICES DE DESEMPEÑO EN PEQUEÑAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Leonardo Navarrete Vásquez

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2018

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"ANÁLISIS Y PROPUESTA PARA MEJORA DE ÍNDICES DE DESEMPEÑO EN PEQUEÑAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA"

Tesina de grado presentada por

Leonardo Antonio Navarrete Vásquez

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Ing. Marcos Mancilla

Profesor Correferente
MSc. Ing Wilfredo Jara T.

Profesor Correferente Externo
Ing Daniel Gómez S.

Julio 2018

TITULO DE LA TESINA:

ANÁLISIS Y PROPUESTA PARA MEJORA DE ÍNDICES DE DESEMPEÑO EN PEQUEÑAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

AUTOR:

Leonardo Antonio Navarrete Vásquez

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Marco Mancilla .....

MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui .....

Ing. Daniel Gómez Sagner .....

Santiago, Chile. Julio de 2018

AGRADECIMIENTOS

DEDICATORIA

A mi esposa Tiare

Por su apoyo incondicional para realizar este MEE

Y a Lucas, que llega como premio al término de este Magister

Leonardo Navarrete Vásquez

RESUMEN

En un ámbito energético en Chile que está evolucionando, en donde el funcionamiento y las normativas asociadas a los distintos segmentos del Mercado Eléctrico están cambiando y buscando adaptarse a los nuevos requerimientos, producto de nuevas tecnologías y con ello nuevas formas de operar, hacen que se requiera analizar nuevas opciones de abastecimiento. En particular, en el segmento Distribución de electricidad se visualizan algunos cambios importantes, siendo uno relevante el que los consumidores finales se les deben entregar un servicio con estándares de calidad acordes a un país que busca el desarrollo.

Basado en lo anterior y ante la dictación de una Norma Técnica de Calidad de Servicio para Distribución, publicada en el mes de diciembre de 2017, se visualiza la necesidad de revisar la forma eficiente, tanto técnica como económicamente, que permita dar cumplimiento a las exigencias que en dicho documento se les requiere a las Empresas de Distribución en el país.

De la revisión realizada a las normativas de calidad de suministro, tanto nacional como internacional, se encuentra que la antigua normativa nacional estaba enfocada en la mejora de la infraestructura, no siendo el foco principal los clientes finales ni todos eran vistos de la misma forma.

De la comparativa, se observa que lo realizado en Chile es un avance importante hacia los sistemas implementados en países desarrollados, en donde también buscan mejorar el servicio al cliente final con diversos mecanismos. Si bien no existe una única forma de mejorar el servicio al cliente, si se tiene un consenso que siempre es necesario estar monitorizando y exigiendo a los operadores o empresas distribuidoras, ya que, al ser un monopolio natural, estas tienen el incentivo particular de aumentar sus ganancias y podrían descuidar la calidad del servicio en post de dicho objetivo.

Una vez que se tiene un contexto normativo de las nuevas exigencias, se realiza un trabajo que consiste en un análisis y propuesta técnica de implementación para mejorar los índices de desempeño y continuidad de servicio de pequeñas empresas de distribución eléctrica,

considerando sistema de respaldo. En particular, se analizaron sistemas convencionales, como pequeños grupos de generación con diésel u otro combustible, sistemas de almacenamiento mediante baterías, bombeo u otra tecnología, sistemas con paneles solares, y generar una comparación entre ellas.

En el inicio de la investigación se consideraba como factor relevante del problema a resolver la ubicación y características de emplazamiento de las pequeñas empresas de distribución, pero producto de las opciones tecnológicas de respaldo y principalmente que los puntos de desconexión en distribución se desconocen y ocurren en largas distancias, se descarta la opción de instalar equipos en un punto fijo, por lo que la información particular de los lugares a instalar no revierte mayor relevancia en la recomendación final.

Se determina que la opción más conveniente para las empresas Distribuidoras, tanto económica como técnicamente, es la implementación de sistemas móviles de respaldo utilizando grupos electrógenos de generación. Si bien existen otras opciones tecnológicas, como lo son los sistemas de almacenamiento mediante baterías, estos poseen costos de inversión más elevados y deben ser instalados en sitios fijos, no siendo esto el óptimo en Distribución, ya que a priori se desconoce el punto donde se requerirá el respaldo.

Si bien los costos de inversión en equipos pueden ser relevantes, dependiendo del tamaño de la empresa distribuidora, la exposición a multas por incumplimientos, las cuales han sido elevadas en los últimos años, hace ver que la inversión se rentabiliza a largo plazo, mejorando sustancialmente la calidad de suministro que recibe el cliente final.

ABSTRACT

In an energetic field that is evolving in Chile, where the way it works, and the regulations associated to the different niches in the Electricity Market are changing and searching for adaptation to the new requirements, as a product of the new technologies and new ways of operating, it is necessary to analyze new supply options. Particularly, in the electricity Distribution segment are seen some important changes, being a relevant one that in which the final consumers must receive a service with a standard of quality according to a developing country.

Based on the foregoing and considering the enacting of a Norma Técnica de Calidad de Servicio para Distribución (Quality of Service Technical Standard for Distribution), published on December 2017, it is implied the necessity of inquiring for an efficient way, technically and economically, that allows to accomplish with the imperatives that such document demands to the Distribution Companies in the country.

From the revision done to the supply quality regulations, both national and international, it has been found that the former national regulation was aimed on improving the infrastructure, not being that the focus of the final customers, who in turn did not see it in similar ways.

From the research, it has been observed that Chile has given an important step towards the systems implemented in developed countries, where the companies also try to improve the service to the final customer through several mechanisms. Although there is not a unique way to improve the customer service, there is consensus about the necessity of always being monitoring and pressing the operating or distribution companies, since, being these a natural monopoly, they have the incentive of increasing their profits, sometimes ignoring the quality of the service, in pursuit of that goal.

After having a regulatory context of the new demands, it is necessary to perform an analysis and make a technical implementation proposal to improve de performance ratios and service continuity of small electricity distribution companies, considering a support system. Particularly, conventional systems, such as small diesel (or another fuel)

generation groups, battery-based storage systems, pumping or another technology, and solar system panels were analyzed and compared among them.

At the beginning of the research it was considered as a problem's relevant factor the placement and the location features of the small distribution companies, but, as a product of the technological support options, and mainly because the disconnection points in distribution are unknown and occur in long distances, the option of installing generators at a fixed location has been discarded, consequently, the particular information about the placement sites does not imply greater relevance in the final recommendation.

It has been determined that the most convenient option for the Distribution companies, economically and technically talking, is the implementation of mobile support systems using generator sets. Even though, there are some other technological options, such as the battery-based storage systems, those imply a higher investment cost and must be installed at fixed locations, being this non-optimal for Distribution, since the point where the support will be required is not known beforehand.

Although the investment costs in equipment can be relevant depending on the distribution company size, the exposure to fines for not respecting the regulation, fines that have been increased in the last years, convey that the investment is paid for itself in the long run, improving substantially the quality of the supply the final customer receives.

GLOSARIO

ANEEL	: Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
ASAI	: Average Service Availibility Index
ASIDI	: Average System Interruption Duration Index
ASIFI	: Average System Interruption Frecuency Index
CAIDI	: Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	: Customer Average Interruption Frecuency Index
CEMIn	: Customers Experiencing Multiple Interruptions
CI	: Customers Interruptions
CML	: Customer Minutes Lost
CTAIDI	: Customer Total Average Interruption Duration Index
DEC	: Equivalente a SAIDI en Brazil
DNO	: Distribution Network Operator
FEC	: Equivalente a SAIFI en Brazil
FMIK	: Frecuencia media de interrupción por kVA
FMIT	: Frecuencia media de interrupción por transformador
IDNO	: Independent Distribution Network Operators
MAIFI	: Momentary Average Interruption Frequency Index
NIEPI	: Número de Interrupciones Equivalente de Potencia Instalada
OFGEM	: Office of Gas and Electricity Markets
SAIDI	: System Average Interruption Duration Index
SAIFI	: System Average Interruption Frecuency Index
TIEPI	: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada
TTIK	: Tiempo total de interrupción por kVA
TTIT	: Tiempo total de interrupción por transformador
VAD	: Valor Agregado de Distribución

INDICE

RESUMEN **1**
ABSTRACT **3**
GLOSARIO **5**
INDICE **6**
1. INTRODUCCIÓN **8**
2. OBJETIVOS **10**
2.1 Objetivo general: 10
2.2 Objetivos específicos: 10
3. METODOLOGÍA **11**
4. ESTADO DEL ARTE, MARCO REGULATORIO **13**
4.1 Regulación Nacional de Calidad de Suministro en Distribución Eléctrica. 13
4.2 Indicadores de Calidad de Suministro, Experiencia Internacional. 17
4.2.1 España. 20
4.2.2 Estados Unidos - California. 22
4.2.3 Reino Unido. 24
4.2.4 Brasil. 25
5. ESTADO DEL ARTE SISTEMA DE RESPALDO DE ENERGÍA **28**
5.1 Grupos Electrógenos: 28
5.2 Generación en base a fuentes ERNC: 30
5.2.1 Generación Eólica: 30
5.2.2 Generación Solar: 32
5.3 Almacenamiento de Energía: 34
5.3.1 Sistemas de Bombeo Hidráulico: 35
5.3.2 Sistemas de Almacenamiento de Aire comprimido: 36
5.3.3 Sistemas de Almacenamiento mediante Volante de Inercia: 37
5.3.4 Sistemas de Almacenamiento mediante baterías: 38
5.4 Sistemas Híbridos: 40
6. METODOLOGÍA: VISUALIZACIÓN DE CASOS DONDE APLICAR EL ANÁLISIS. **42**

7. ALTERNATIVAS DE RESPALDO DE SUMINISTRO Y COSTOS. ... 47
7.1 Grupos Electrógenos. ... 47
7.1.1 Grupos Electrógenos 1MVA. ... 49
7.1.2 Grupos Electrógenos 500 kVA. ... 51
7.1.3 Arriendo de Grupo Electrógenos Stand-by. ... 53
7.2 Almacenamiento mediante Baterías. ... 55
8. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES. ... 58
9. REFERENCIAS ... 63

1. INTRODUCCIÓN

En el contexto de un ámbito energético en Chile que está evolucionando, en donde el funcionamiento y las normativas asociadas a los distintos segmentos del Mercado Eléctrico están cambiando y buscando adaptarse a los nuevos requerimientos, producto de nuevas tecnologías entrando de forma relevante, con costos competitivos y con ello nuevas formas de operar, hacen que se requiera analizar nuevas opciones de abastecimiento.

En particular, en el segmento Distribución de electricidad se visualizan algunos cambios importantes, siendo uno relevante el que los consumidores finales ahora deben ser vistos como clientes, a los cuales se les debe entregar un servicio con estándares de calidad acordes a un país que busca el desarrollo.

En este ámbito, y ante la dictación de una Norma Técnica de Calidad de Servicio para Distribución, publicada en el mes de diciembre de 2017, se visualiza la necesidad de revisar la forma eficiente, tanto técnica como económicamente, que permita dar cumplimiento a las exigencias que en dicho documento se les exige a las Empresas de Distribución en el país.

El trabajo a realizar consiste en un análisis y propuesta técnica de implementación para mejorar los índices de desempeño y continuidad de servicio de pequeñas empresas de distribución eléctrica, considerando sistema de respaldo. En particular, analizar sistemas convencionales, como pequeños grupos de generación con diésel u otro combustible, sistemas de almacenamiento mediante baterías, bombeo u otra tecnología, sistemas con paneles solares, y generar una comparación entre ellas.

Se entrega el marco regulatorio del cual se ha desprendido el trabajo en desarrollo, principalmente en lo relativo a los índices de calidad, su origen y el por qué se utilizan dichos índices Con la finalidad de que los resultados sean factibles de aplicar, se realiza una revisión de la legislación vigente y como esta pueda influir en una u otra opción, dado las restricciones que se pueden generar. En caso que no exista una definición clara al respecto, proponer posibles modificaciones a la misma. En la aplicación de los indicadores de Calidad, se realiza una revisión de la normativa tanto local como internacional, que

permita realizar una comparación entre ambas y contextualizar los cambios en la normativa en Chile con lo que se aplica en otros países.

Un punto relevante en el trabajo a realizar, es conocer las opciones tecnológicas de los sistemas de respaldo de energía, es por ello que se revisa el estado del arte en lo que respecta a dichos sistemas. Esta revisión, junto a las características que poseen las empresas de distribución eléctrica, que en general abarcan extensas zonas geográficas, permite una selección de las alternativas viables técnicamente y luego ver cuál es o debiese ser la opción recomendable económicamente.

Existiendo en Chile una gran cantidad de empresas de distribución eléctrica, se realiza una revisión de las características principales de estas y determinar así aquellas a las cuales se les puede aplicar la mejora de índices desempeño, se agrega información de su funcionamiento, buscando obtener una mirada más específica de sus necesidades.

Con los requerimientos de disponibilidad y tiempo de uso de los equipos, según las opciones tecnológicas disponibles, se deben seleccionar aquellas que permitan dar solución a la necesidad planteada. Se analizan los datos económicos, tanto inversión (CAPEX) como de operación y mantenimiento (OPEX), de las alternativas que se han considerado para entregar respaldo de suministro, para con ello realizar una recomendación, según los resultados, de lo que se debiese implementar.

2. OBJETIVOS

En el presente Capítulo se especifica el objetivo principal del trabajo a desarrollar. Además, se detallarán objetivos específicos, los cuales buscan mejorar la profundidad del análisis y con ello la aplicabilidad de los resultados.

2.1 Objetivo general:

Analizar y proponer una solución para mejorar los índices de desempeño y continuidad de servicio en pequeñas empresas de distribución eléctrica, considerando un sistema de respaldo para entregar suministro ante desconexiones de la red.

2.2 Objetivos específicos:

- Estado del Arte de sistema de respaldo y marco teórico del tema.
- Revisión de índices de desempeño de pequeñas empresas de distribución eléctrica, tanto nuevos como vigentes.
- Analizar las opciones de respaldo de suministro existentes, indicando el estado del arte y catastro de proyectos similares en el mundo.
- Proponer metodología de trabajo para enfrentar el problema a resolver.
- Análisis de aplicabilidad, factibilidad tanto técnica como económica, en pequeñas empresas de distribución de electricidad de la metodología propuesta.
- Revisión de la normativa aplicable al proyecto y de la factibilidad de implementación.
- Análisis de aplicabilidad en otras empresas de distribución de electricidad de la metodología propuesta.

3. METODOLOGÍA

Con el propósito de alcanzar los objetivos planteados en el Capítulo 2, en el presente capitulo se detalle la metodología.

En base a nuevos requerimientos normativos más exigentes para las Empresas y una presión de parte de los clientes por altos estándares de calidad, hacen que la búsqueda de soluciones de cumplimiento, en determinados casos, vaya más allá de las opciones más conocidas o tradicionales de infraestructura. En particular, se buscarán alternativas de respaldo de energía, para mejorar el desempeño de los indicadores de calidad, esto frente a situación en que aumentar las conexiones en la red son más complejas y altas en costo.

A las alternativas planteadas se les debe aplicar un análisis de riesgo de implementación, incluido un análisis de factibilidad regulatorio de modo que la solución pueda ser implementada en el mediano plazo. En caso de existir algún impedimento normativo, proponer los cambios necesarios que lleven a su ejecución.

Para llevar a cabo lo indicado, se realizará una primera etapa de investigación para determinar las opciones de respaldo existente en la actualidad, que permitan a las empresas cumplir con las nuevas exigencias en cuanto a indicadores, analizando las ventajas e inconvenientes que puedan presentar cada una de ellas. Lo anterior, como una alternativa a inversiones en transmisión, las cuales dado lo extenso de las redes no garantizan que los clientes finales no sufran desconexiones.

En una segunda etapa, se realizará una revisión del marco normativo en lo que se refiere a indicadores de Calidad de Suministro, recopilando antecedentes de normativa tanto nacionales como algunas experiencias internacionales. Esto permitirá analizar el contexto de lo aplicado en Chile. También se realiza una revisión de regulación aplicable a los sistemas de respaldo y de las facilidades y/o complicaciones que pueda tener una opción u otra. Lo anterior considerando que existen normas particulares que, dependiendo de la alternativa a implementar, cada proyecto debe cumplir y esto podría generar inconvenientes en la implementación u operación de estos.

Producto de la cantidad de empresas de Distribución existente en Chile se realizará una

caracterización de ellas, considerando la información pública disponible, de aquellas que cumplan con los siguientes requisitos:

- Según las estadísticas de desconexiones, verificar aquellas que no cumplen con los nuevos estándares establecidos para el año 2020 (SAIDI y SAIFI) establecidos en la Norma Técnica.
- Generar grupos, en caso que existan varias empresas, con características similares en donde se pueda aplicar los análisis de factibilidad de implementación de sistemas de respaldo.

Posteriormente, con la información recopilada, se analizan los costos de las alternativas de respaldos factibles y se determina, según las características tanto técnicas como económicas, cual debiese ser la elección dentro de las alternativas.

Finalmente, con la revisión de la normativa y las opciones recomendadas, se realizarán recomendaciones y sugerencias, en caso de observar que los resultados sean viables y convenientes de aplicar por la industria.

4. ESTADO DEL ARTE, MARCO REGULATORIO

En el presente Capítulo se entrega una revisión de la normativa aplicable a la calidad de Servicio en Distribución de electricidad. Se detallan los recientes cambios en este ámbito en Chile, con un contexto de la normativa aplicable previamente. En el marco de la adopción de nuevos estándares de calidad, más acordes con niveles de países desarrollados, se da un contexto global de los indicadores adoptados y de las exigencias que se tienen en otros países.

El ideal para el consumidor es tener siempre al sistema eléctrico disponible, pero alcanzar dicha continuidad de suministro no es ni técnica como económicamente posible. Por lo tanto, para obtener una solución eficiente se debe minimizar el costo total entre el costo causado por las interrupciones a los consumidores y los costos de entregar una confiabilidad mínima.

4.1 Regulación Nacional de Calidad de Suministro en Distribución Eléctrica.

La publicación de la Resolución Exenta N°706 en el Diario Oficial, el 18 de diciembre de 2017, de la "Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución" viene a fijar nuevos estándares de calidad en distribución eléctrica, más acordes con las necesidades actuales del consumidor final. Dichos requerimientos entraran en vigencia una vez publicado el Decreto tarifario que reconozca las nuevas inversiones, las cuales al 30 de abril de 2018 no ha sido publicado.

Previo a la publicación del documento indicado en el párrafo anterior, los estándares y definiciones en términos de calidad de servicio en distribución estaban establecidos en el Decreto Supremo N°327 que Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, denominado "Reglamento Eléctrico", publicado en el Diario Oficial del 10 de septiembre de 1998.

En el Titulo VI: Calidad de Servicio y Precios del Reglamento Eléctrico se entregan los estándares de calidad que se deben cumplir tanto en generación, como transporte y distribución de electricidad. Específicamente, el artículo 246 indica los índices que se deben considerar para medir el parámetro de interrupciones de suministro en las

instalaciones de servicio público de distribución. Se deben considerar valores promedio y con distribución probabilística, según se señale en la norma técnica:

a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT.

b) Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK.

c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT.

d) Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK.

Estos valores, dependen del área típica de distribución en la cual se miden y son definidos por la Comisión Nacional de Energía para efectos de calcular el Valor Agregado de Distribución (VAD). Previo al desarrollo del VAD correspondiente, los valores de los indicadores anteriores son fijados y una vez publicado el decreto tarifario respectivo estos entran en vigencia. Sin perjuicio de lo anterior, en el Reglamento se definen los rangos de dichos indicadores:

a) FMIT entre 5 a 7 veces al año.

b) FMIK entre 3,5 y 5 veces al año.

c) TTIT entre 22 y 28 horas al año.

d) TTIK entre 13 y 18 horas al año.

De forma regular, los valores adoptados son los valores inferiores para zonas urbanas y los superiores para zonas rurales (existen 2 clasificaciones de zonas rurales, dependiendo de su ubicación).

Estos han sido los parámetros mediante los cuales se ha medido la calidad de suministro en distribución durante los últimos años. La metodología y planteamiento de estos indicadores han demostrado bastantes problemas a lo largo del tiempo, dado que se mide sobre los alimentadores (que tienen asociado un transformador), haciendo difícil la comparación y trazabilidad. Esto principalmente debido a que el cumplimiento estará dado por el número de clientes que se tenga conectado a un alimentador y el número de clientes afectados en los distintos eventos, distorsionando la comparación de dichos indicadores.

En un contexto de cambio del último tiempo, en donde el consumidor final ya no es tan

pasivo y exige ser visto como un cliente, buscando respuestas rápidas ante desconexiones, se genera la discusión de la necesidad de modificar los indicadores anteriormente señalados, generando los incentivos para que las empresas entreguen una mejor calidad de suministro. Resultado de varios estudios y mesas de discusión entre la Comisión y las empresas involucradas, se obtiene la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución.

Si bien la Norma Técnica abarca la Calidad en Distribución, considerando 3 aspectos: Calidad de Producto, Calidad de Suministro y Calidad Comercial; nos enfocaremos en el Capítulo 4 que trata la Calidad de Suministro.

El Titulo 4-1 Interrupciones de Suministro, establece los nuevos indicadores que vienen a reemplazar lo establecido en el Reglamento. Estos cumplen con un requisito que los anteriores no cumplían a cabalidad, que son de fácil medición y trazables en el tiempo, siendo posible comparar entre empresas y entre zonas independiente de sus características de emplazamiento.

El Artículo 4-2 Interrupciones de Suministro Globales especifica los indicadores globales relevantes para establecer si la calidad de suministro a un grupo de clientes finales es adecuada y acorde a los nuevos estándares.

a) Frecuencia media de interrupción por Cliente (SAIFI, por sus siglas en inglés)

$$SAIFI_j = \frac{\sum_i^N Clien_{fsi_j}}{Client_{inst_j}}$$

b) Tiempo medio de interrupción por Cliente (SAIDI, por sus siglas en inglés)

$$SAIDI_j = \frac{\sum_i^N Clien_{fsi_j} \cdot t_{i,c}}{Client_{inst_j}}$$

Donde:

- $SAIFIj$: Frecuencia Media de interrupción por Cliente en el área de control j, medida en [$N°Interrupcionesaño$].

- $SAIDIj$: Tiempo Medio de interrupción por Cliente en el área de control j medida en [$Horas\ año$].

- $Clienfsi_j$: Corresponde a la cantidad total de Clientes conectados al SD en el área de control j, que hayan sufrido una Interrupción de Suministro mayor a 3 minutos producto de las fallas o desconexiones i, ocurridas durante el periodo de evaluación de 12 meses consecutivos.

- $Clieninst_j$: Corresponde al promedio de la cantidad total de Clientes conectados al SD en el área de control j, durante en el periodo de evaluación de 12 meses consecutivos.

- N: Corresponde al número total de interrupciones, en el periodo de evaluación de 12 meses consecutivos, que hayan afectado a Clientes conectados en el área de control j.

- ti,c: Corresponde al tiempo total en que el Cliente c se vio afectado por una Interrupción de Suministro mayor a 3 minutos producto de la falla o desconexión i. Este tiempo puede diferir entre interrupciones producidas por una misma falla, en función de los bloques de reposición de suministro que se hayan implementado.

El área de control pasó de ser un alimentador, que puede abarcar varias comunas, a un par Comuna-Empresa, es decir están asociados a los clientes conectados en una comuna dada para una empresa. Se consideran aquellas interrupciones generadas por fallas o desconexiones en las instalaciones de la Empresa Distribuidora y que tengan una duración superior a los 3 minutos.

Existen interrupciones que pueden ser excluidas, por ejemplo, las determinadas por la Superintendencia como eventos de Fuerza Mayor o Caso Fortuito y aquellas asociadas a un Estado Anormal o a un Estado Anormal Agravado del par Comuna-Empresa respectivo, según se establece en la Norma Técnica. La Superintendencia debe emitir el Documento Técnico “Consideraciones para Cálculo de SAIDI y SAIFI”, estableciendo la metodología que se debe aplicar según sea el caso.

Tabla 4-1 SAIDI y SAIFI exigidos para el año 2018 y 2019.

Densidad de la red / Indicador	Alta	Media	Baja	Muy Baja
SAIDI (en Horas)	8,5	9,5	12	16
SAIFI	6	7	9	10

Tabla 4-2 SAIDI y SAIFI exigidos a partir del 2020

Densidad de la red / Indicador	Alta	Media	Baja	Muy Baja
SAIDI (en Horas)	5	7	9	14
SAIFI	4,5	5,5	7	8

Fuente: Elaboración propia en base a información de Norma Técnica

4.2 Indicadores de Calidad de Suministro, Experiencia Internacional.

Tal como sucedió en Chile, en la desintegración de los mercados eléctricos el segmento de transmisión y distribución es considerado un monopolio natural. Es en este contexto en que a los distintos entes reguladores se las ha hecho necesario establecer marcos normativos para poder garantizar que se cumpla con una entrega segura, confiable, de calidad y eficiente de la electricidad al cliente final.

Los requerimientos de las empresas de distribución de maximizar sus ingresos, en general llevan a una reducción de costos resultando en una menor calidad de servicio, entrando en conflicto con el marco regulatorio que busca una mayor eficiencia. Producto de ello, para lograr una calidad de servicio adecuada con eficiencia y entregar utilidades a las empresas, los reguladores de los países han tenido que aumentar los estándares y crear sistemas de monitoreo para una adecuada fiscalización.

En términos de Calidad de Servicio, las diversas regulaciones la dividen en tres categorías (al igual como ha sido hecho en Chile):

i. Calidad Comercial: Relacionado con el nivel y calidad de servicio al consumidor. Se refiere a aspectos tales como los tiempos de respuesta a solicitudes o requerimientos de los clientes, lecturas de medidores, facturas y la ejecución de procesos como instalación de un nuevo empalme.

ii. Calidad de Suministro: También llamado Continuidad de Suministro, se refiere a la disponibilidad de electricidad para los consumidores. Considera como dimensiones el número de fallas y la duración de estas. Las mediciones más típicas son: número de fallas anuales (por número de consumidores o por sistema) y la duración promedio de las fallas (relativas a consumidores o sistemas.

    No existe una única forma de medir, ya que se puede realizar en términos de la electricidad no suministrada (kWh), número de consumidores que se vean afectados o la capacidad instalada de transformadores afectados. Una u otra elección enfoca la atención en distintos puntos, es decir, si se considera el número de clientes se está enfocando en los hogares y si se hace sobre la electricidad se enfoca en los grandes clientes. En general el énfasis se encuentra en las interrupciones no planificadas.

iii. Calidad de Producto o de la Energía Eléctrica: Se le conoce como calidad del voltaje y considera tanto la amplitud como la frecuencia del voltaje, así como la forma de la onda. Una calidad adecuada permite a los equipos y dispositivos mantener su continuidad de funcionamiento sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a sus componentes.

El desarrollo de indicadores adecuados permite a los entes reguladores diversas acciones, dentro de las cuales se pueden encontrar:

a) Publicación de resultados
b) Fijación de estándares mínimos de calidad
c) Incentivos a la calidad de servicio (premios y castigos)
d) Contratos para Calidad Superior (Premium Quality Standards)

Dentro de los aspectos relevantes que se observa, es que dependiendo del tipo de uso que se les quiera dar, son las definiciones y mediciones que se deben crear.

Como no existía una guía ni un estándar común que unificara criterios y definiciones específicos para sistemas de distribución, en abril de 1999 se publica el documento "IEEE Std 1366-1998 Guide for electric power distribution reliability indices" fue el producto del Comité de Transmisión y Distribución de la IEEE Power Engeneering Society. El documento ha sido actualizado en 2 ocasiones hasta la fecha, el año 2003 y el año 2012, siendo este último el considerado como vigente.

Previo a la creación de la guía, otros grupos generaron definiciones en confiabilidad para generación, transmisión y distribución, pero muchos tenían el inconveniente de ser difíciles de aplicar en distribución o de no generar las señales adecuadas para su mejora. Finalmente, este estándar ha servido como guía para diversas normativas en muchos países o regiones. Uno de los principales aportes de la guía, es lograr separar la confiabilidad en estado normal y frente a eventos de fuerza mayor.

En el documento se identifican y definen diversos índices de confiabilidad en distribución y los factores que pueden afectar su cálculo. Específicamente se definen 12 indicadores: SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ASAI, CEMIn, ASIFI, ASIDI, MAIFI, MAIFIe, CEMSMIn.

i. SAIDI: System Average Interruption Duration Index, ó Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado. Entrega el tiempo por cliente desconectado en un área o región en un periodo de tiempo dado.
ii. SAIFI: System Average Interruption Frecuency Index o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado. Número de veces que un cliente es desconectado en un periodo de tiempo.
iii. CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index o Duración Promedio de las Interrupciones Promedio. Se obtiene dividiendo SAIDI por SAIFI.
iv. MAIFI: Momentary Average Interruption Frequency Index o Índice de Frecuencia de Interrupción Momentánea Promedio.

Los anteriores son algunos de los indicadores recomendados más utilizados en distintos países. A continuación, se detalla la regulación de algunos países en términos de calidad de suministro.

4.2.1 España.

Al igual que en Chile, el sector eléctrico en España poseía una importante concentración vertical, con un monopolio en las distintas regiones españolas. La ley 54/1997 del Sector Eléctrico estableció la separación entre actividades reguladas (transmisión y distribución) y las no reguladas (generación y comercialización), con la obligación para las empresas de separar tanto contable como jurídicamente dichas actividades. Las actividades no reguladas se desarrollan de manera libre, pero están sometidas a autorización administrativa.

La misma Ley regula la actividad de Distribución, en ella se establece que las empresas de distribución reciban un ingreso anual y regula la calidad del suministro eléctrico bajo índices objetivos de calidad de servicio, lo que obliga a las empresas de distribución a disponer de un sistema de registro de incidencias (tiempo y número de interrupciones por zona).

El regulador del sistema es la Comisión Nacional de Energía, el cual posee amplias funciones incluidas ser órgano consultivo por el Estado o por Comunidades Autónomas. También posee funciones reglamentarias, de planificación, de tarificación y de fiscalización y sanción, entre otras. En la fiscalización, se incluye la calidad de servicio.

La Administración General del Estado determina la regulación para la calidad de servicio, entregando una serie de estándares mínimos para variables de continuidad de suministro y calidad de la energía eléctrica. El no cumplimiento de dichas exigencias puede llevar a sanciones administrativas o pagos a los consumidores.

La continuidad de suministro es medida en relación al número y duración de las interrupciones, las cuales solo corresponden a aquellas de una duración superior a 3 minutos. Se definen y se establece el registro de antecedentes para dos indicadores relevantes: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) en media tensión y el Número de Interrupciones Equivalente de Potencia Instalada (NIEPI) en media tensión, los cuales son definidos por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^{k} P_i H_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i}$$

y,

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^{k} P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i}$$

Donde:

i=1 Σ Pi: suma de la potencia instalada de los centros de transformación de media y baja tensión del distribuidor más la potencia contratada en media tensión(kVA).

Pi: potencia instalada de los centros de transformación de media y baja tensión del distribuidor, más la potencia contratada en media tensión, afectada por la interrupción i-ésima de duración Hi (kVA).

Hi: tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia Pi, en horas.

k: número total de interrupciones durante el período considerado

Se consideran las interrupciones imprevistas, con el fin de cumplir con los requisitos mínimos tanto individual como zonal anuales para los valores de estos indicadores. Cada empresa distribuidora está obligada a cumplir los siguientes indicadores:

Tabla 4-3 Indicadores de Calidad de Suministro España

		TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Clientes en Media Tensión (entre 1 kV y 36 kV)	Zona urbana	3,5	7
	Zona semiurbana	7	11
	Zona rural concentrada	11	14
	Zona rural dispersa	15	19
Clientes en Baja Tensión (menor o igual a 1 kV)	Zona urbana	5	10
	Zona semiurbana	9	13
	Zona rural concentrada	14	16
	Zona rural dispersa	19	22

Fuente: Tomado del Real Decreto 1634/2006 Ministerio de Industria Turismo y Comercio.

De no cumplir con los estándares mínimos se debe compensar en la cuenta de los clientes, la cual se encuentra formalmente regulada. Adicionalmente, los distribuidores a nivel zonal deben mantener ciertos límites, establecidos en el percentil 80 del TIEPI y NIEPI de cada zona.

El no cumplimiento de las disposiciones o requisitos puede llevar a sanciones administrativas.

Para la calidad de la energía eléctrica existen normas específicas para media y baja tensión (UNE-EN 50.160 de 2011), que regula los parámetros del producto a nivel global y no individual. Para la atención al consumidor, si bien se miden ciertas variables asociadas, no existe una normativa que establezca estándares mínimos.

4.2.2 Estados Unidos - California.

En Estados Unidos se dispone de órganos que determinan regulación a nivel federal (todo el país) velando principalmente por las relaciones entre estados y de otros que ven solo temas internos del estado. En particular la Calidad de Servicio es vista por estos últimos, que regulan la distribución de baja tensión.

California hasta los años 90 estaba compuesta principalmente por 3 empresas que controlaban los principales servicios energéticos, más un cuarto grupo de pequeñas empresas. En esa década se inicia un proceso de desintegración vertical y de liberalización del mercado, generando entre otros efectos que existiese competencia en el mercado de la distribución. Todos estos cambios coincidieron con cambios en el sistema económico del Estado, generando problemas entre las empresas y el regulador, afectando el desarrollo del sistema.

Algunos reguladores de estados han ejercido acciones contra empresas bajo el argumento de entregar una mala calidad de servicio, por lo que en general está el consenso que se deben diseñar mecanismos específicos para mantener la calidad y no confiar en una supervisión más pasiva.

Producto del diseño de mecanismos, se crearon una serie de incentivos para mejorar la calidad de servicio, asociados principalmente a la tarifa (performance-based rate making – PBR). Algunos de estos son: incentivos de contacto con los consumidores, satisfacción de estos, fallas y seguridad para los trabajadores.

Tabla 4-4 Indicadores de Calidad de Suministro, California USA

Ámbito	Indicador	Benchmark	Rango "Muerto"[a]	Rango "Vivo"[a]	Unidad Relevante	Incentivo (MUS$)	Incentivo Máximo (MMUS$)
Seguridad	OSHA[b]	8,8	±0,20	±1,20	0,01	25	±3
Confiabilidad 40	SAIDI[c]	52 min	0	±15	1,00	250	±3,75
	SAIFI[d]	0,90 fallas	0	±0,15	0,01	250	±3,75
	MAIFI[e]	1,28 fallas	0	±0,30	0,015	50	±1
Satisfacción del Cliente	Muy Satisfecho	92,5%	±0,5%	±2,0%	0,1%	75	±1,5
Respuesta del *Call Centre*	Respuesta en 60 seg.	80%	0	±15%	0 0,1%	10	±1,5

a. Rango "muerto": rango dentro del cual no hay incentivo/Rango "vivo": rango en el cual hay incentivo.
b. Occupational Safety and Health Administration Frequency standard (estándar de administración de seguridad y salud)
c. System Average Interruption Duration Index: mide el número total de minutos que un cliente (en promedio) estuvo sin servicio eléctrico durante el año (excluye interrupciones de menos de un minuto).
d. System Average Interruption Frequency Index: mide el número de veces que un cliente (en promedio) estuvo sin servicio eléctrico durante el año (excluye interrupciones de menos de un minuto).
e. Momentary Average Interruption Frequency Index: mide el número de fallas momentáneas (menos de un minuto) al año

La Tabla 4-4, resume el PBR del estado de California (San Diego Gas and Electric). Se observa de este que es un sistema equitativo (el castigo es igual al premio). Se limitan algunos incentivos, para dar certeza y evitar situaciones extremas.

Como se observa, no solo se fijan estándares mínimos, si no que se crearon mecanismos como premio para incentivar a las empresas a buscar puntos óptimos mejores y así entregar una mejor calidad de servicio.

4.2.3 Reino Unido.

Si bien, en los años ochenta se inicia el proceso de liberalización y desregulación del sector eléctrico, no es hasta inicio de los años 90 en que se finaliza la privatización con la creación del Regulador Independiente, función que cumple la Oficina de Mercados Eléctricos y de GAS (Office of Gas and Electricity Markets OFGEM). La principal labor de este organismo es proteger los intereses de los consumidores de gas y electricidad.

La desintegración vertical se llevó a cabo de forma progresiva, estableciendo varios Operadores de Redes de Distribución (Distribution Network Operator – DNO). Existen 14 operadores con licencia DNO y 6 operadores de red de distribución independiente principalmente en redes pequeñas (Independent Distribution Network Operators – IDNOs).

La OFGEM regula los monopolios naturales que se generan en las redes de distribución, fijando los precios por periodos de 5 años y determinando los ingresos de cada operador para proteger a los consumidores de abusos. El control de los precios garantiza también la prestación de una capacidad de red adecuada, seguridad, confiabilidad y calidad de servicio.

Inicialmente, hasta el año 2000, la OFGEM mediante indicadores media el desempeño de las distribuidoras comparando con estándares mínimos y generando compensaciones para los clientes en caso de incumplimientos. Progresivamente fueron trabajando en generar un sistema de incentivos de calidad de servicio, con pagos a clientes por incumplimientos en algunos aspectos y con penalidades o premios en otros. Se crean metas y premios o penalidades individuales para cada operador. También se establecen límites para ciertos

incentivos, a modo de dar certeza a las empresas.

En calidad de servicio, se considera: Continuidad del servicio, estándares garantizados, calidad de servicio telefónico y otras variables. Los objetivos a cada operador generan una implicancia económica y a medida que pasa el tiempo los requisitos se han vuelto más exigentes.

Los aspectos más importantes en calidad son la disponibilidad de servicio (interrupciones de suministro) y la confiabilidad (duración). Se mide las Interrupciones a los Clientes (Customers Interruptions – CI) y los Minutos Perdidos (Customer Minutes Lost – CML). Para el CI se miden las interrupciones mayores a 3 minutos y el índice se calcula sobre una base de 100 clientes y para el CML es el número de minutos de suministro perdido por cliente conectado.

Al fijar objetivos e incentivos particulares para cada distribuidora, en cada proceso de revisión se requieren estudios específicos para determinar los valores óptimos a entregar. En el siguiente cuadro se indica una comparación de los valores de incentivos entre 2 procesos para una misma empresa:

Tabla 4-5 Incentivos por cumplimiento de indicadores Reino Unido

Componente	Tercer Proceso de Revisión de Precios	Cuarto Proceso de Revisión de Precios
Duración de las Interrupciones	+/-1,25%	+/-1,8%
Número de Interrupciones	+/-0,5%	+/-1,2%

Fuente: Jamasb y Pollit (2007), p.31

4.2.4 Brasil.

En el año 1996 se crea en Brasil ANEEL Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil, el cual es el ente Regulador del sector eléctrico brasilero. Está vinculado al Ministerio de Minas y Energía. Está encargado de: regular la generación, transmisión, distribución y la comercialización de energía eléctrica; supervisar el otorgamiento de concesiones, licencias y servicios de energía eléctrica, siendo esto de forma directa o a través de entidades estatales; fija los precios de la electricidad; y finalmente resuelve conflictos

entre empresas y entre las empresas y los consumidores.

En Brasil, al igual que en otros países, la Calidad de Servicio se divide en 3 aspectos: Calidad Comercial, Continuidad de Suministro y Calidad de Tensión. La calidad comercial está relacionada con las transacciones entre los consumidores y las empresas, cubriendo todas las relaciones que se puedan generar entre ambos, incluyendo aquellas que se producen previo a la firma de un contrato. La continuidad de suministro considera las interrupciones de servicio, siendo el ámbito más analizado en Brasil al ser el ámbito que más afecta a los consumidores. Finalmente, la calidad de tensión o voltaje está relacionado con la calidad del producto electricidad y se refiere cuando el producto final está fuera de los parámetros especificados, siendo un aspecto netamente técnico.

La continuidad de suministro es regulada por ANEEL en Procedimiento para la Distribución de Electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST), el cual fue establecido mediante Resolución N° 395/2009, en el Modulo 8 se establecen todos los procedimientos técnicos que las empresas necesitan seguir, como deben caracterizar las interrupciones, como contabilizar los indicadores y la información estadística que debe ser almacenada por las empresas o enviada a ANEEL.

Las interrupciones de suministro son observadas por dos indicadores que miden la duración y la frecuencia de las interrupciones. En Brasil, son llamados DEC y FEC, los cuales son equivalentes los indicadores globales mencionados en los apartados anteriores SAIDI y SAIFI. DEC y FEC se calculan según las siguientes expresiones:

$$DEC = \frac{\sum N_i \ x \ t_i}{N_T} \quad y \quad FEC = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

Donde N_i es el número de consumidores afectados en cada incidente; t_i es el tiempo total en que se restituyó el incidente; N_T es el total de consumidores un grupo o de una porción del sistema. Se debe hacer notar que DEC y FEC representan un promedio para todos los consumidores.

Los indicadores de continuidad consideran solo las interrupciones con tiempos superiores a 3 minutos. De los eventos, se pueden descontar las desconexiones asociadas a eventos

excepcionales, como es el caso de fuerza mayor.

Oficialmente los indicadores DEC y FEC fueron establecidos en 1978, siendo computados por conjuntos de consumidores, estos conjuntos eran cualquier grupo de consumidores de una compañía con un área continua de suministro. En el 2009, ANEEL estableció reglas más estrictas para definir estos conjuntos de consumidores:

1. Cada conjunto de consumidores está definido por la configuración eléctrica de la red, esto es, el área que incluye toda la red de media tensión que esté bajo una subestación de alta tensión.
2. No es permitido conjunto muy pequeños de clientes, menos de 1.000 consumidores, por lo que en caso de ser necesario se deben agregar a otro conjunto vecino.
3. Conjuntos de consumidores pequeños deben ser, en la medida de lo posible, evitados (entre 1.000 y 10.000 consumidores) y agregarlos a conjuntos cercanos.
4. Conjuntos de más de 10.000 clientes no pueden ser agregados.
5. Casos excepcionales, como zonas con poca densidad de clientes o con configuraciones eléctricas particulares, son analizados por ANEEL.

Con estos criterios, existen más de 3.000 conjuntos de consumidores en Brasil. A su vez, dependiendo de las características comunes de los conjuntos de consumidores, ANEEL define los indicadores DEC y FEC utilizando una técnica punto de referencia, permitiendo esta definición comparar las distintas empresas. Los estándares se definen en tres ventanas de tiempo: mensual, trimestral y anual, siendo la división producto del comportamiento según la temporada del año, estableciendo compensaciones para los clientes en caso de sobrepasar los límites de cualquiera de los indicadores.

5. ESTADO DEL ARTE SISTEMA DE RESPALDO DE ENERGÍA

En el presente Capítulo se entrega una revisión general de los sistemas de respaldo disponibles en la actualidad, tanto a nivel internacional como nacional, o de alternativas implementadas para satisfacer necesidades de abastecimiento, principalmente en zonas aisladas o de difícil conexión a redes eléctricas robustas. Se detallan sus principales características y las ventajas que cada uno de ellos posee.

5.1 Grupos Electrógenos:

Cuando se piensa en un sistema de respaldo para poder abastecer un consumo, el cuál si por diversas razones este pierde la conexión a la red, el suministro de la red es insuficiente o para abastecer directamente un consumo que no tiene posibilidades de conectarse a una red eléctrica, la opción más común que surge son los grupos electrógenos.

Un grupo electrógeno es un dispositivo que transforma la energía química de un combustible (sea este: gasolina, petróleo, gas, u otro combustible) en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Sus principales componentes son [1]:

- Un motor de combustión interna.
- Un generador de corriente alterna.
- Una unidad de transferencia.
- Un circuito de control de transferencia.
- Un circuito de control de arranque y detención.
- Instrumentos de medición.
- Control electrónico basado en un microprocesador.
- Tanque de combustible.
- Silenciador.

En la Figura 1 se observa un detalle de la ubicación de sus principales componentes. Estos

equipos son muy versátiles en términos del combustible a utilizar y la potencia que pueden entregar, por lo cual son innumerables las aplicaciones que actualmente poseen. Algunos ejemplos de sus aplicaciones: hospitales, fábricas, industrias de alimentos o de comunicaciones, instalaciones en zonas aisladas, etc.

En términos del combustible utilizado en estos equipos, el más común es el petróleo diésel. El motor utilizando este combustible es una tecnología madura, con décadas de utilización. El manejo del combustible entrega una mayor seguridad respecto de la gasolina. A su vez, la creación de filtros adecuados y con adecuados planes de mantenimiento, se obtiene un funcionamiento confiable y con contaminación al entorno controlada. Sin embargo, se han hecho variaciones a aplicaciones de mediana escala en estos grupos para utilizar gas como suministro, si se disponen de las instalaciones para un abastecimiento confiable del combustible. La generación con gas tiene la ventaja de ser menos contaminante que aquella con diésel, pero la desventaja de ser un poco más complejo su almacenamiento y manejo del suministro si no se dispone de un gasoducto o una conexión por cañería a una fuente. Si se dispone de una fuente confiable de suministro, es una opción ambientalmente mejor que la opción con diésel.

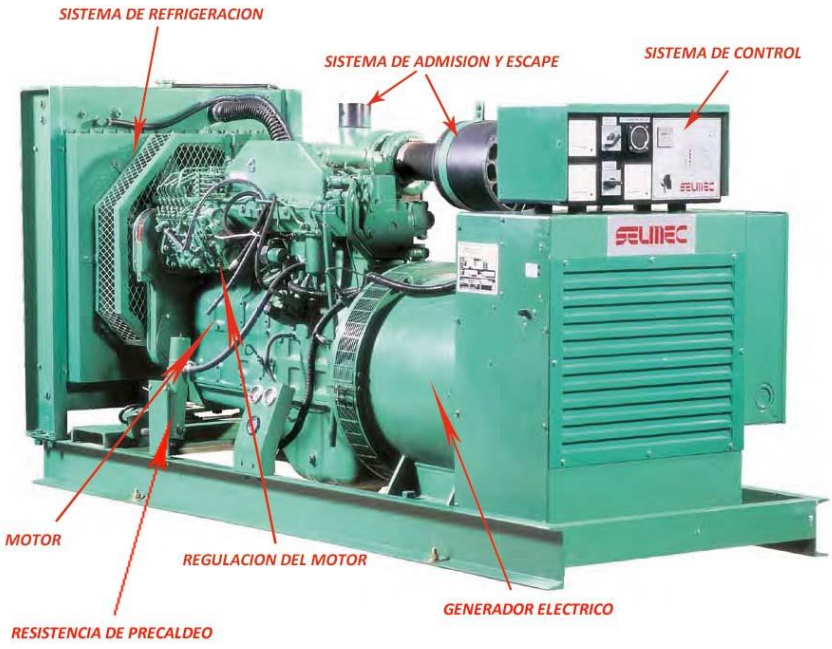

Figura 1: Componentes Grupo Electrógeno [2]

En términos de la regulación establecida para este tipo de tecnología, en Chile es clara y dependiendo del tamaño de los equipos a instalar, no debiese revestir mayores complejidades.

5.2 Generación en base a fuentes ERNC:

Si bien, no son fuentes de respaldo propiamente tal, se entrega una breve descripción de la generación eólica y la generación solar, las cuales se pueden acoplar a otras fuentes o sistemas de almacenamiento de energía y así poder entregar suministro. Estas alternativas despiertan gran interés debido a su compromiso con el medioambiente y la disponibilidad de su recurso principal en diversos lugares, además ambas fuentes de energía eléctrica poseen la característica que se puede dimensionar su tamaño a los requerimientos de la aplicación. El tema principal a considerar para su implementación es la disponibilidad del recurso primario en el lugar de emplazamiento, ya que, si bien por costos hasta hace unos años no eran competitivas, actualmente presentan costos de inversión muy competitivos en comparación a otras tecnologías.

5.2.1 Generación Eólica:

Para poder obtener energía eléctrica utilizando la energía del viento, es necesario un aerogenerador que transforme dicha energía en energía mecánica y conectado a un generador obtener electricidad. Otra característica importante, es las cero emisiones en el proceso de generación de gases y partículas contaminante como con otras fuentes de energía.

Esta es una tecnología madura, de gran desarrollo y cuyos aerogeneradores se pueden fabricar tanto a micro escala (para alimentar una casa, ver Figura 2 [3]) como a gran escala (varios MW de potencia en un solo equipo, ver Figura 3 [4]).

Es una tecnología segura, que requiere una cantidad mínima de personal para poder operar. Depende de la disponibilidad del recurso eólico, por lo que es necesario para su operación estar conectada a un sistema con otras fuentes de generación que permitan el abastecimiento de la demanda de forma constante.

Figura 2: Aerogenerador 1.5 kW de potencia

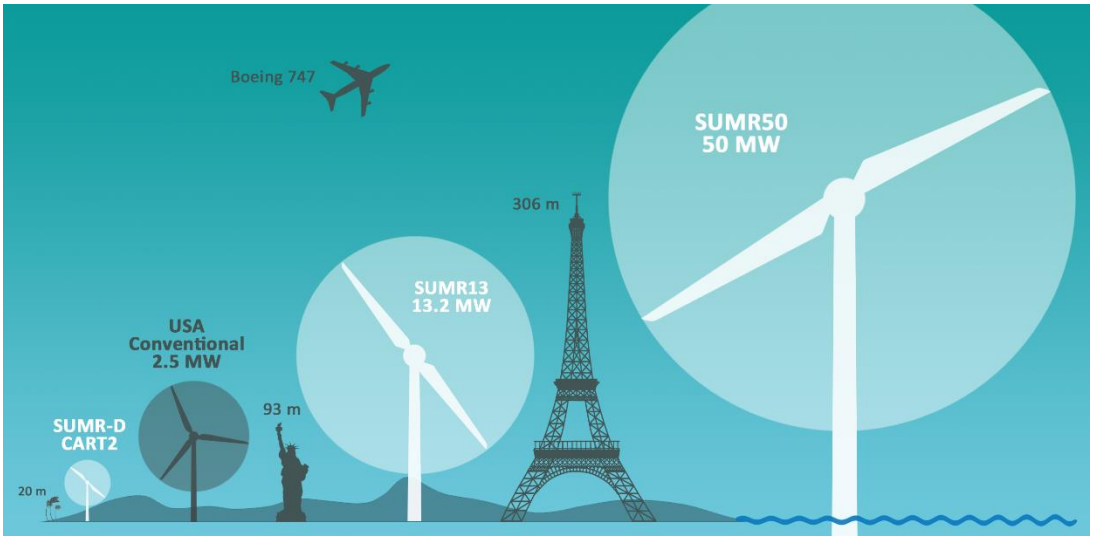

Figura 3: Referencia tamaños aerogeneradores diferentes potencias. [4]

A nivel de grandes parques eólicos, los aerogeneradores entre 1.5 MW y 5 MW son los más utilizados. En la Figura 3 se observa una referencia de los aerogeneradores de 2.5 MW, los cuales poseen una altura total de 130 a 150 metros. Los generadores de 2 aspas que se observan en dicha figura representan la idea de aumentar la potencia de estos equipos, los cuales por diseño para que sea posible su funcionamiento deben eliminar una de las 3 aspas de los equipos más pequeños. Estos grandes aerogeneradores están en etapa de investigación, ya que su diseño y construcción son complejos.

5.2.2 Generación Solar:

La energía solar para generación de electricidad, es aquella que aprovecha la energía proveniente del sol para, mediante algún medio, transformarla en energía eléctrica. Para esto, existen varias opciones, siendo la más conocida y aplicada la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante células fotovoltaicas las cuales, debido a la propiedad del semiconductor del que están construidas, al incidir los fotones de la luz del sol en una de sus caras se genera una corriente que puede ser aprovechada como fuente de energía. A lo anterior se le denomina energía solar fotovoltaica. En Figura 4 se observa un detalle de un panel fotovoltaico.

Los concentradores solares es otro tipo de tecnología para generar electricidad, menos utilizada que solar fotovoltaica. Esta consiste en que mediante un colector parabólico se concentra la luz del sol en un tubo central que aumenta la temperatura y, por ejemplo, mediante un motor Stirling aprovechar dicha diferencia para generar electricidad.

Otra de las tecnologías disponibles son las centrales de torre central. Mediante espejos alrededor de una torre se concentra la luz del sol en un punto alto de la misma, obteniendo en dicho punto una energía térmica alta. Dicha energía térmica es utilizada para calentar un fluido o fundir algunas sales. Con la energía en dicho fluido se puede utilizar para mover una turbina a vapor. El uso de sales fundidas ha mejorado la eficiencia de esta tecnología que posee costos más altos que la solar fotovoltaica. Con esta tecnología se pueden lograr muy altas temperaturas, por lo que si los costos de implementación logran ser competitivos puede tener un desarrollo aún mayor.

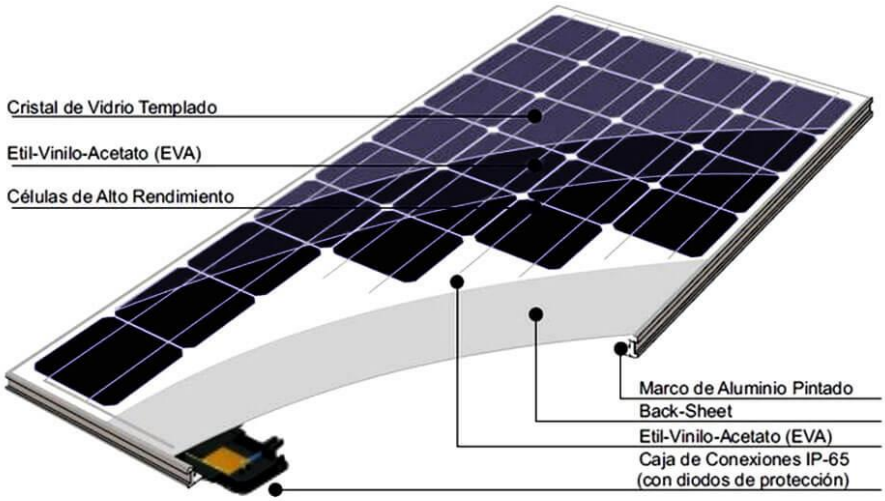

Figura 4 Panel fotovoltaico y sus principales componentes. [5]

Figura 5 Central de Concentrador Solar [6]

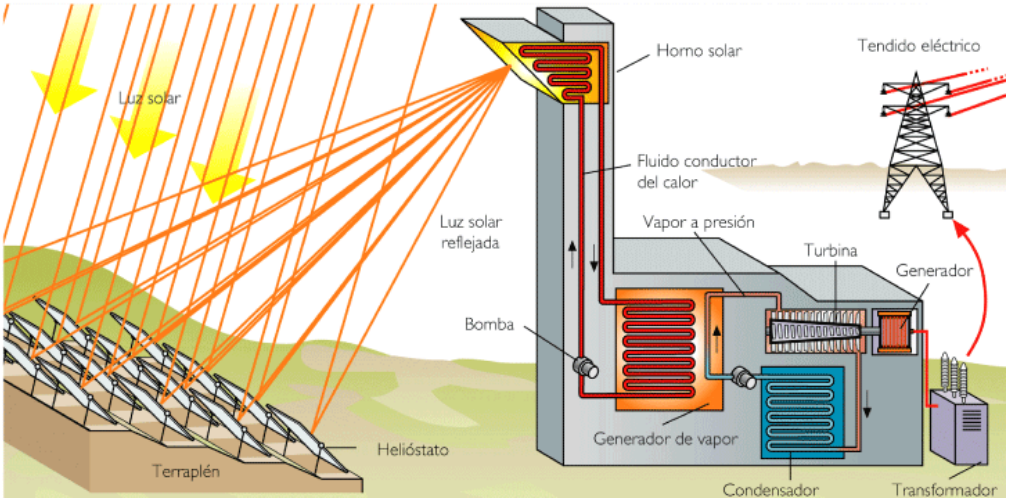

Figura 6 Central Solar de Torre [6]

5.3 Almacenamiento de Energía:

Al hablar de almacenamiento de energía, lo más convencional se concentra tener reservas hidráulicas en grandes embalses o en sistemas de bombeo, sin embargo, la escasez de sitios para su instalación y el impacto ambiental asociado a ello han producido un escenario con sistemas de almacenamiento de energía de menor capacidad instalados de manera distribuida.

La penetración de energía renovable en los sistemas, la cual posee una naturaleza variable (generación eólica cuando tiene recurso y solar durante las horas de luz de día) y muy bajo costo, han creado una fuerte necesidad por aprovechar aún más dicha energía, ya que si no se puede consumir en el instante en que se genera se deben crear las condiciones para que esta pueda ser utilizada cuando el usuario final lo requiera. A su vez, estas tecnologías requieren de una mayor flexibilidad de los sistemas interconectados.

Los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar principalmente para electricidad o temperatura (ya sea frio o calor). Con esta consideración, ver Figura 7 [7], la Agencia Internacional de Energía ha realizado una clasificación de los distintos sistemas que se tienen, ordenados según su grado de madurez y considerando los costos de su implementación dado el riesgo de cada tecnología.

Para obtener electricidad se tienen sistemas de almacenamiento mediante: sistemas de

bombeo, aire comprimido, baterías de sulfuro de sodio, volantes de inercia de baja velocidad, baterías de litio, volantes de inercia de alta velocidad, uso de hidrogeno, gas natural sintético, etc. Siendo el primero de la lista anterior el que se encuentra en un estado de comercialización, los siguientes en etapa de demostración y desarrollo y los últimos en etapa de investigación y desarrollo.

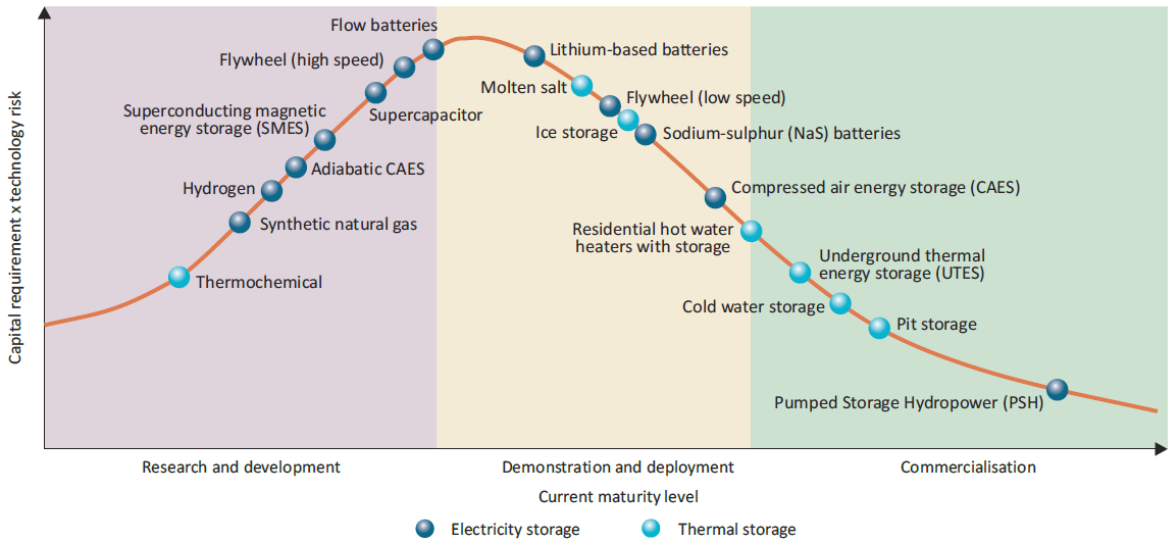

Figura 7 Tecnologías de almacenamiento de energía [7]

Una característica de los sistemas de almacenamiento es la cantidad de energía que pueden almacenar y la rapidez con la cual pueden tanto almacenar como entregar la energía. Existen aplicaciones para muy corto plazo que van desde los segundos a unos pocos minutos, estas entregan rápidamente la energía cuando alguna condición del sistema lo requiere. En el otro extremo están aquellas que pueden entregar su energía por varias horas o incluso almacenar energía de una temporada a otra.

5.3.1 Sistemas de Bombeo Hidráulico:

Un sistema de bombeo hidráulico para almacenamiento, consiste en utilizar el exceso de energía cuando la demanda del sistema es baja y utilizarla para bombear agua hasta un lugar elevado (un repositorio), almacenando forma de energía potencial la energía obtenida del sistema. Una vez almacenada, cuando el sistema requiera la inyección de energía a la red, el agua se utiliza de forma muy similar a una central hidroeléctrica convencional hasta un repositorio inferior.

La cantidad de energía que pueda entregar este sistema está dada principalmente por el tamaño de los repositorios para almacenar el agua. En términos de operación es una tecnología conocida, que posee bajos costos de operación y mantenimiento.

En la Figura 8 se observa de forma esquemática como funciona este tipo de almacenamiento. La energía del sistema en este caso es entregada por un parque eólico.

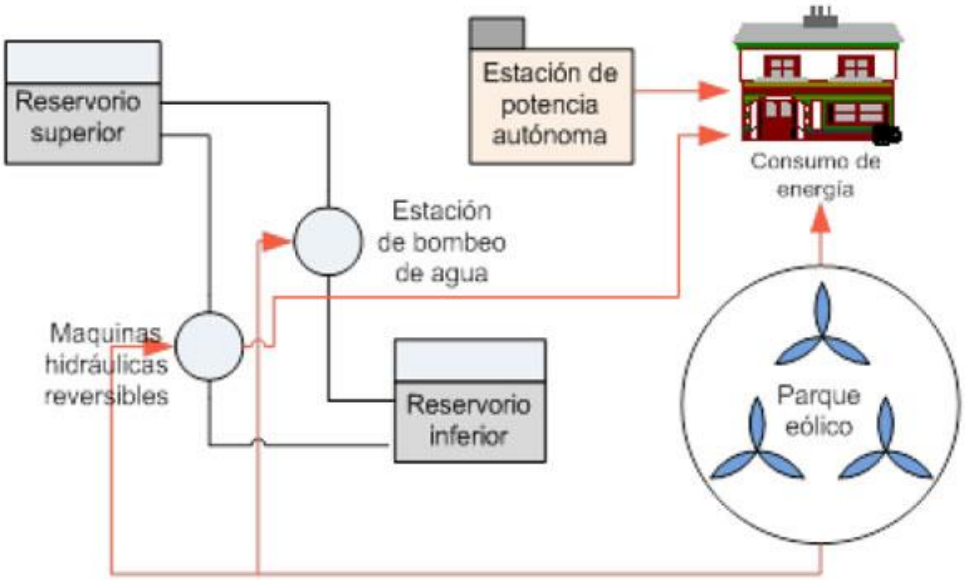

Figura 8 Sistema de Almacenamiento de bombeo [8]

5.3.2 Sistemas de Almacenamiento de Aire comprimido:

El almacenamiento en este tipo de tecnología se realiza comprimiendo aire durante las horas de baja demanda de energía eléctrica. Luego, durante las horas de alta demanda, el aire comprimido se calienta y con esto se expande haciéndolo circular por una turbina de combustión para generar energía eléctrica, obteniendo así una alta eficiencia relativa.

Como depósitos para almacenar el aire se utilizan cavidades naturales, antiguas minas, acuíferos porosos o depósitos construidos por el hombre. En la Figura 9 se muestra un esquema del funcionamiento de esta tecnología.

Si bien este sistema requiere la utilización de gas natural para calentar el aire comprimido, el consumo de combustible es mucho menor que el necesario en una central a gas convencional. Los sistemas existentes poseen una eficiencia relativa entre 70% y 80%,

siendo las pérdidas muy pequeñas permite el almacenamiento por largos periodos de tiempo, es por ello que se han construido sistemas de gran escala.

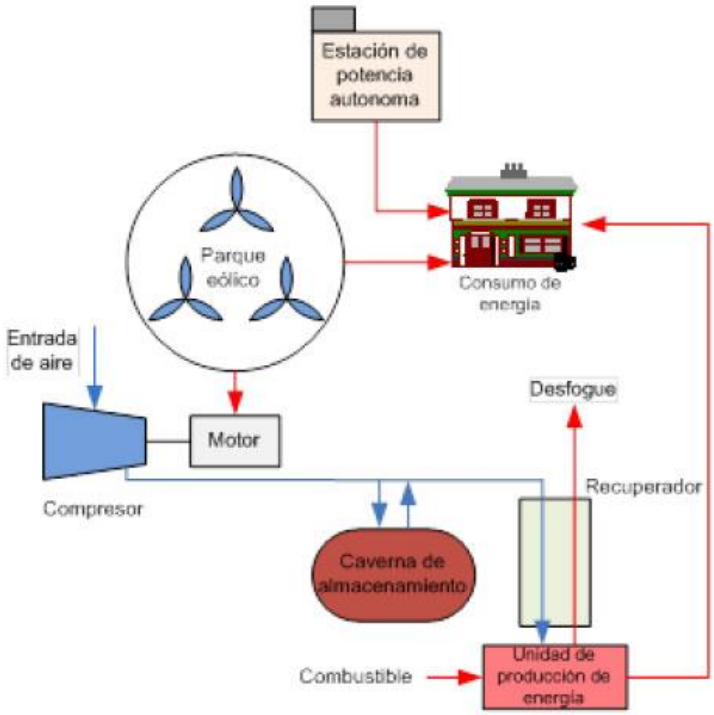

Figura 9 Sistema de almacenamiento mediante aire comprimido. [8]

5.3.3 Sistemas de Almacenamiento mediante Volante de Inercia:

Los volantes de inercia, FES (Flywheel Energy Storage) de sus siglas en inglés, almacenan energía mediante la aceleración de un rotor (volante) a una velocidad muy alta y la energía se mantiene en el sistema como energía de rotación. Mediante la extracción de energía del sistema como consecuencia del principio de conservación de la energía, la velocidad del volante se reduce.

El sistema consiste en un rotor suspendido por rodamientos magnéticos (esto en los grandes sistemas) y en un lugar al vacío para reducir el rozamiento. En los sistemas más avanzados los rotores son construidos con fibra de carbono de alta resistencia, suspendido por los campos magnéticos. La velocidad alcanzada va de 20.000 a 100.000 rpm en recintos al vacío. La eficiencia puede llegar al 90%. Este sistema posee una respuesta muy rápida, tanto para almacenar como para liberar la energía.

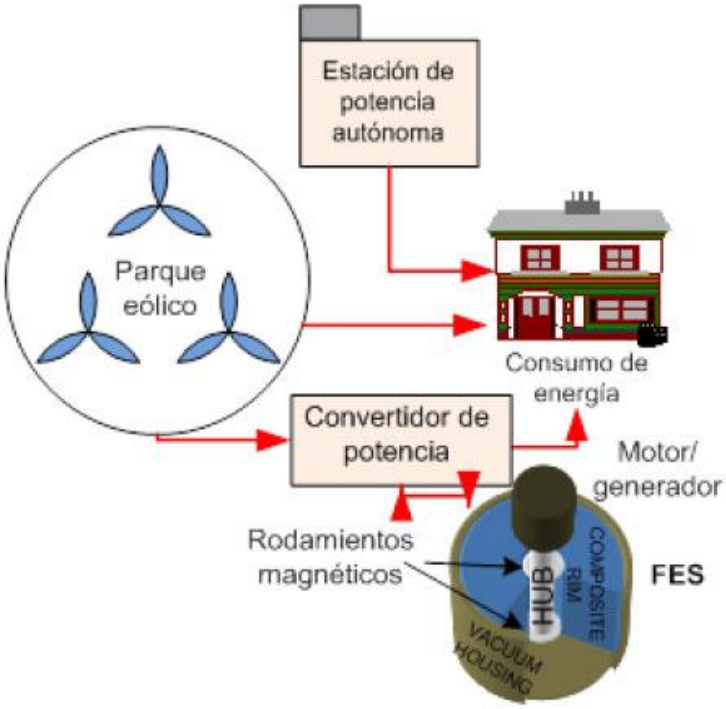

Figura 10 Sistema de Almacenamiento mediante Volante de Inercia [8]

5.3.4 Sistemas de Almacenamiento mediante baterías:

En los sistemas de almacenamiento mediante baterías, dado el rápido aumento de la capacidad, las baterías de iones de litio se han convertido en la tecnología dominante en el mediano y largo plazo.

El principio básico de funcionamiento de las baterías es una reacción electroquímica entre dos electrodos separados por un electrolito (ver Figura 11), las reacciones químicas en los componentes producen una corriente de iones en el electrolito que a su vez producen una corriente eléctrica en los electrodos. Dependiendo de la tecnología de construcción de la batería se define el costo, capacidad, vida útil y tamaño entre otras características.

De las tecnologías más utilizadas se encuentra las de plomo-ácido, con más de un siglo de desarrollo es la más madura de todas. La limitación en los ciclos de carga y descarga, la contaminación de sus electrolitos, y la densidad de energía que aumenta considerablemente su peso y tamaño, las hacen no recomendadas para aplicaciones que se requiere transportar.

Otro tipo son las de niquel-cadmio, que ofrecen una mayor densidad de energía y un mayor número de cargas y descarga. Su uso está bastante restringido debido a lo contaminante de la toxicidad del cadmio. Su costo también es elevado. Una variante a la anterior es la Niquel-metal hidruro, posee menores costos de fabricación y reduce la contaminación, con alta densidad de energía, reduce el efecto memoria, sin embargo, su desarrollo se ha estancado debido al auge de las baterías de iones de litio.

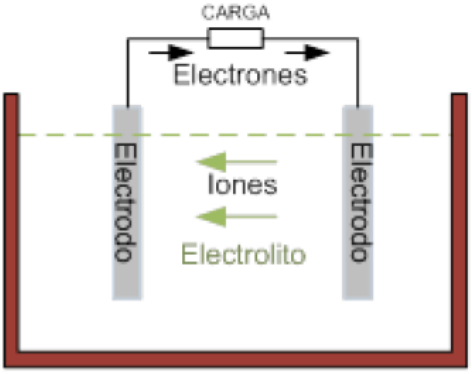

Figura 11 Esquema Bateria Electroquímica [8]

Las baterías de ion litio y posteriormente las de litio polímero presentan mayor densidad de energía, sus costos son más altos, pero estos se han reducido por el aumento de la producción y la aceptación en el mercado de la electrónica y últimamente en grandes aplicaciones.

Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías, consisten en un banco de baterías con un sistema de control y una interface de electrónica de potencia necesaria para acondicionar la energía eléctrica a los valores del sistema al cual está conectado. El intercambio de potencia activa define el dimensionamiento de las baterías en función de la magnitud y la duración de la diferencia entre la potencia activa demandada y la entregada.

Uno de los problemas que se visualizan a nivel global de la masificación del uso de baterías para respaldo, es la poca claridad en la regulación relacionada. Lo anterior debido principalmente a la gran cantidad de servicios que se pueden asociar a este tipo de tecnologías. No existe claridad de la propiedad de estos sistemas, si estos pertenecen a

generación, a la transmisión o la distribución. En Chile no es la excepción, si bien se ha avanzado en algunos lineamientos queda investigar cual es el trato que se les dará y el impacto que pueda tener un cambio regulatorio en futuras aplicaciones.

5.4 Sistemas Híbridos:

Estos sistemas surgen de la asociación de generación con energía renovable con sistemas de almacenamiento y conectados a la red o sistemas desconectados de la red. Si bien no son un sistema de generación o almacenamiento puro, si entregan una alternativa de respaldo mezclando los bajos costos de generación con energía renovable, simplicidad en la operación, con disponer de un sistema de almacenamiento que sea capaz de abastecer de forma continua los consumos. En la Figura 12 se observa un esquema de un sistema de este tipo, mostrando sus partes principales.

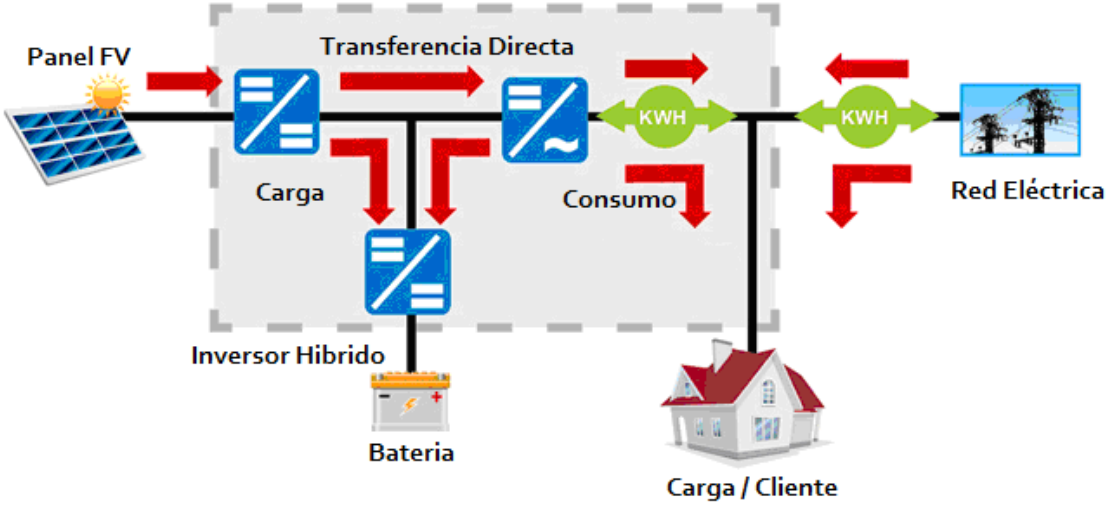

Figura 12 Esquema Sistema Hibrido de Generación y Almacenamiento

Una de las características de este tipo de sistema es que permite desplazar generación diésel al integrarse a sistemas con respaldos convencionales de generación. Esto aprovecha el bajo costo de operación de entregado por las fuentes renovables. Estos sistemas se pueden integrar con un sistema de control, permitiendo abastecer zonas aisladas o sistemas que se desconecten por diversos motivos del sistema.

En la Figura 13 se observa una aplicación del sistema descrito anteriormente. Corresponde

al Shoal Marine Laboratory en la Isla de Appledore, en New Hampshire's, USA [9]. El sistema posee una turbina eólica de 7.5 kW junto a 26.4 kW de energía fotovoltaica. Este sistema carga un banco de baterías de 48 V y 6000 Ah. Todo esto posee un sistema de 2 generadores diésel de 27 kW como respaldo en caso de no disponer de los sistemas anteriores.

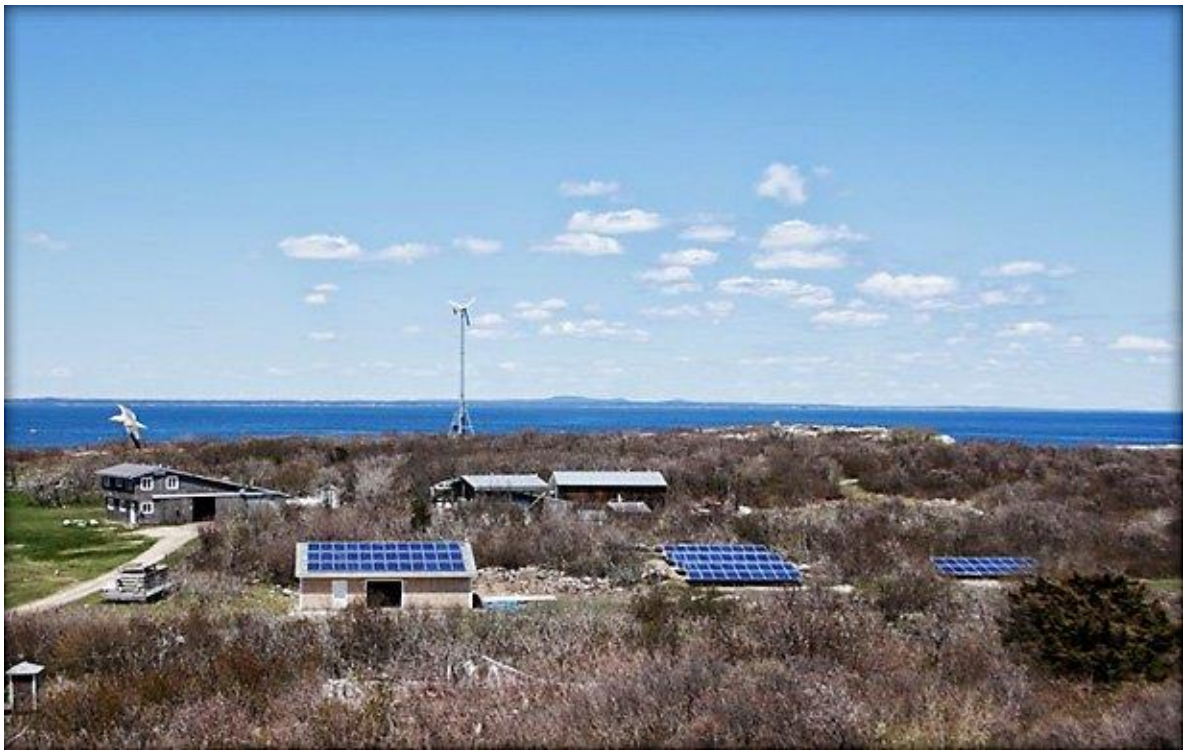

Figura 13 Sistema Híbrido de abastecimiento en zona aislada [9]

6. METODOLOGÍA: VISUALIZACIÓN DE CASOS DONDE APLICAR EL ANÁLISIS.

En la Tabla 6-2 se observa el listado de las distribuidoras de electricidad que poseen concesión vigente en Chile [10]. Observando el número de clientes que posee cada una de ellas, nos podemos hacer una idea del tamaño que posee cada empresa. Con la finalidad de acotar la búsqueda de los puntos donde aplicar la metodología a desarrollar, se ha fijado un criterio por número de clientes de cada empresa para seleccionar aquellas a las cuales analizar e ir a buscar información más detallada.

De la investigación realizada, uno de los temas es la gran diversidad de topologías que poseen las distintas distribuidoras, ya que algunas se encuentran instaladas en la zona costera, otra en pequeños pueblos en la zona central y otras que abastecen zonas precordilleranas.

En la Tabla 6-1 se entrega el detalle de las empresas a las cuales se les analizará su nivel de cumplimiento de los estándares exigidos y se investigará su topología y características técnicas.

Tabla 6-1 Detalle Empresas Distribuidoras a considerar

EMPRESA	REGIÓN	CLIENTES
LUZ ANDES	RM	2.242
ENERGÍA CASABLANCA	V y RM	5.503
COOPREL	X, XIV	7.584
EMELCA	V	5.978
SOCOEPA	XIV	6.888
TIL-TIL	V y RM	3.727

Fuente: Elaboración propia en base a información www.sec.cl

Las estadísticas de interrupciones, producto de fallas internas, de las empresas anteriores se muestran en las Tablas 2 a 6. La estadística que se puede extraer desde la página de la SEC no permite calcular los nuevos indicadores (SAIDI y SAIFI) para cada una de estas empresas de la forma como están definidos en la Norma Técnica, esto ya que no se dispone

de la información separada por el par Comuna-Empresa.

Analizando la ubicación de las empresas indicadas, ubicadas en la zona centro-sur del país, una medida de acotar el alcance de la evaluación económica a realizar sería acotar por ubicación, tratando de abarcar distintos emplazamientos de las empresas. Lo anterior, con tal de poder representar diferencias de costos para un mismo proyecto dependiendo del lugar donde se emplace.

Tabla 6-2 Detalle de Clientes Distribuidoras Eléctricas [10]

Grupo	Empresa	Región	Clientes	Ventas Gwh
CGE	EMELARI	XV	71.550	304
CGE	ELIQSA	I	98.081	478
CGE	ELECDA	II	176.753	908
CGE	EMELAT	III	100.376	638
CGE	CONAFE	III, IV, V	418.809	1.742
CGE	CGE DISTRIBUCIÓN	RM, VI, VII, VIII y IX	1.861.388	9.264
CGE	EDELMAG	XII	58.642	289
	Total grupo CGE		2.785.599	13.624
ENEL	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	1.797.506	15.917
ENEL	COLINA	RM	25.771	85
ENEL	LUZ ANDES	RM	2.242	9
	Total grupo Enel Distribución		1.825.519	16.011
CHILQUINTA	CHILQUINTA ENERGÍA	V	571.079	2.537
CHILQUINTA	LITORAL	V	58.039	91
CHILQUINTA	ENERGÍA DE CASABLANCA	V y RM	5.503	56
CHILQUINTA	LUZ LINARES	VII	31.190	125
CHILQUINTA	LUZ PARRAL	VII y VIII	21.978	92
	Total grupo Chilquinta		687.789	2.900
SAESA	FRONTEL	VIII y IX	340.195	928
SAESA	SAESA	IX, X y XIV	411.549	2.124
SAESA	EDELAYSEN	X y XI	44.585	140
SAESA	LUZ OSORNO	X y XIV	21.128	148
	Total grupo Saesa		817.457	3.340
EEPA	E.E. PUENTE ALTO	RM	58.398	274
CEC	CEC	VII	10.775	111
CODINER	CODINER	IX	12.802	70
COELCHA	COELCHA	VIII	14.829	54
COOPELAN	COOPELAN	VIII	20.331	83
COOPREL	COOPREL	X, XIV	7.584	36
COPELEC	COPELEC	VIII	54.780	155
CRELL	CRELL	X	25.511	73
EMELCA	EMELCA	V	5.978	16
SOCOEPA	SOCOEPA	XIV	6.888	32
TIL-TIL	TIL-TIL	V y RM	3.727	15
	Total cooperativas eléctricas (no asociados)		163.205	643
TOTAL NACIONAL			6.337.967	36793,28111
EMPRESAS ELECTRICAS A.G.			6.174.762	36149,93481
Porcentaje de participación EEAG			97%	98%

Tabla 6-3 Detalle Empresas Energía Casablanca

Año	N° Interrupciones	Cantidad de Horas
12	197	471,3
13	113	222,7
14	142	293,3
15	186	492,2
16	129	285,1
17	143	388,6

Tabla 6-4 Detalle Empresas COOPREL

Año	N° Interrupciones	Cantidad de Horas
13	182	413,8
14	85	231,6
15	79	237,8
16	95	353,2
17	294	765,1

Tabla 6-5 Detalle Empresa SOCOEPA

Año	N° Interrupciones	Cantidad de Horas
12	488	974,4
13	487	1056,7
14	482	1051,2
15	649	1330,0
16	699	1421,1
17	693	1599,5

Tabla 6-6 Detalle Empresa EMELCA

Año	N° Interrupciones	Cantidad de Horas

12	24	2196
13	22	2329
14	41	6942
15	58	16821
16	12	1106

Tabla 6-7 Detalle Empresa Luz ANDES

Año	N° Interrupciones	Cantidad de Horas
12	0	0,0
13	7	25,9
14	2	7,2
15	2	1,0
16	5	4,5
17	5	7,7

Fuente: Elaboración propia en base a información www.sec.cl

Empresas como SOCOEPA, que corresponden a una Cooperativa Eléctrica, se emplaza en 6 comunas: Futrono, La Unión, Los Lagos, Máfil, Paillaco y Panguipulli. Posee más de 1.000 km en líneas y con apenas 7.600 clientes, posee una muy baja densidad de clientes, lo que la hace una candidata para evaluar la ubicación de los proyectos.

Otra de las empresas, que se conoce su emplazamiento y posee la particularidad de disponer de un solo alimentador, LuzAndes, con apenas 2.000 clientes se encuentra emplazada en una sola comuna, permitiendo una mejor aproximación entre la estadística y sus indicadores actuales disponibles y su comportamiento futuro.

7. ALTERNATIVAS DE RESPALDO DE SUMINISTRO Y COSTOS.

De la investigación realizada concluyendo que, para dar solución a la problemática planteada, actualmente no se dispone de un rango amplio de opciones tecnológicamente viables, esto en términos de: costo, implementación y requerimientos técnicos. Para el respaldo de energía, para las opciones que se analizan, sus costos son la instalación de grupos electrógenos y el almacenamiento de energía mediante baterías.

Con la selección de las alternativas, se realiza una investigación de los costos que estas tecnologías tienen actualmente, para ello se recurre a cotizaciones e solicitudes realizadas en la compañía donde me desempeño, junto a información solicitada directamente a proveedores.

7.1 Grupos Electrógenos.

Estos equipos, debido que se pueden construir para entregar diferentes potencias según las necesidades de uso, las facilidades operacionales y que son relativamente fáciles de transportar, son ampliamente utilizados, motivo por el cual existe una industria relevante de proveedores. Existen tanto empresas nacionales dedicadas a la distribución e implementación de soluciones importando los equipos de diferentes marcas, como también fabricantes que venden directamente sus productos y entregan las soluciones deseadas.

Los grupos electrógenos van desde unos pocos kVA de capacidad a unos miles (3.000-5.000 kVA). Ante las exigencias medioambientales y de impacto en su utilización, los fabricantes poseen distintas características en sus equipos: distintos combustibles, equipos cerrados, aislados sonoramente, telecomandados, móviles o fijos.

Producto de la gran variedad de opciones en estos equipos que se tiene, se observa que la instalación de un grupo electrógeno en un sitio fijo, para uso en pequeñas redes de distribución puede no ser la mejor alternativa, dado que las desconexiones no ocurren siempre en los mismos puntos. Es debido a lo anterior, que se ha evaluado la alternativa de implementar un equipo móvil (ya sea en un carro de arrastre o trasladado sobre un

camión) que permita su uso en distintos lugares y no dejar limitado el uso a un punto específico de la red de distribución.

Dada la gran competencia que existe, obtener cotizaciones de los equipos con las características antes señaladas, no es algo sencillo de realizar, sin embargo, con respaldo de la empresa donde trabajo fue posible obtener información que permita dimensionar los montos de inversión necesarios.

Un tema importante en el uso de equipos electrógenos, en este caso en stand-by (solo uso esporádico, se consideran 200 horas de uso al año) es la realización de los mantenimientos periódicos, para garantizar el funcionamiento del equipo cuando este se requiera. Estos costos (OPEX), varían según la modalidad, ya sea mantenimiento periódico (cada 3 meses) o mantenimiento por horas de uso (200-250 horas).

Otra opción que puede ser evaluada, es el servicio de arriendo de equipos que ofrecen algunas empresas, siendo una alternativa atractiva en caso de no disponer del capital para realizar la inversión de adquisición de un equipo, traspasando así los costos a la operación.

Respecto de la opción de instalar un grupo electrógeno móvil o fijo, de lo consultado, ambos tienen ventajas y desventajas. Si se quiere instalar un equipo fijo, se debe considerar lo siguiente:

- Arriendo de Terreno
- Permisos Ambientales
- Sistema de Seguridad de la instalación
- Casetas
- Cierre
- Fundaciones, pozo recolector de aceite y combustibles.

Si bien, para un grupo móvil no se debe disponer de algunos de los puntos indicados anteriormente, se deben considerar otros aspectos, como:

- Sistema que permita de forma fácil su traslado: Carro o sobre camión.
- El container disponer de sistema de captación de filtraciones o derrames.

- Permisos para ser instalado en el sitio requerido.

Esta última modalidad es la que, dadas las características de uso en terreno, cumple con el requisito para ser utilizado en empresas de distribución. Los costos obtenidos corresponden a esta modalidad de uso, siendo los costos de instalar un grupo fijo muy similares, dado que se debe reemplazar elementos adicionales entre ambas opciones.

Un aspecto relevante que debe cumplir cualquier grupo de generación es el nivel de ruido que puede emitir, según el lugar donde se emplace, según Decreto 38-2011 del Ministerio del Medio Ambiente. Los valores referenciales se observan en **¡Error! No se encuentra l origen de la referencia.**. Estos valores son referenciales, ya que deben ser ajustados por el ruido ambiente de fondo. Las zonas indicadas están definidas en el Decreto antes mencionado, siendo para las zonas rurales aplicable la Zona III o su ajuste.

Tabla 7-1 Niveles Máximos de Ruido, según DTO 38-2011.

Tabla N° 1 Niveles Máximos Permisibles De Presión Sonora Corregidos (Npc) En db(A)		
	de 7 a 21 horas	de 21 a 7 horas
Zona I	55	45
Zona II	60	45
Zona III	65	50
Zona IV	70	70

7.1.1 Grupos Electrógenos 1MVA.

El equipo para el cual se ha obtenido una cotización corresponde a un Grupo de generación Caterpillar, fabricante de equipos de alta calidad y confiabilidad en el funcionamiento. Posee un generador de 1000 kVA (fp 0.8). Los costos se observan en la Tabla 7-2.

De la información obtenida, es posible observar que los elementos necesarios para completar el proyecto no es necesario adquirirlos 100% con un único proveedor. En este caso, la cotización incluye el equipo con su container insonorizado, las pruebas y puesta en marcha. Tanto la celda como el transformador son valores obtenidos de forma separada, junto a una estimación del mantenimiento necesario para realizarlo una vez al año.

Tabla 7-2 Costos Grupo Electrógeno Móvil 1 MVA.

Equipo Propio Móvil 1 MVA

Capacidad		1000 kVA	
Equipo	Generador	175.000	USD
	Sistema de Control	25.000	USD
Container insonorizado		45.000	USD
Carro		30.000	USD
Transformador		23.000	USD
Celda de Media Tensión		25.000	USD
Ingeniería	Incluye pruebas y puesta en marcha	10.000	USD
Vida útil		15	años
Mantenimiento	1 vez al año	2.000.000	$
		3.226	USD
Consumo		206	lt/hr

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida en cotizaciones.

Se considera una vida útil de la inversión de 15 años y una tasa descuento del 8%[1]. Para los costos operativos, se omite el costo del combustible en la comparación, ya que los rendimientos son similares y dependerá de las horas de uso, considerando solamente el costo de mantenimiento anual del equipo. El valor residual a los 15 años se considera cero, ya que este valor depende directamente de las horas de uso que se haga del equipo.

[1] Tasa de descuento según último Informe de Estudio de Tasa según Resolución Exenta CNE N°124 del 13 de febrero de 2018, indica que es inferior al 7%, por lo que, según la Ley, esta no puede ser inferior al 7%. A dicha tasa se le aplica un factor para compensar los Impuestos, resultando en una tasa global en torno al 8%. Anteriormente se consideraba 10% antes de impuestos, es por ello que se realiza la diferencia.

La inversión en equipos es de USD$ 333.000.- y obteniendo el valor presente del mantenimiento, el cual resulta en USD$ 27.611. Los costos aproximados del combustible diésel, hacen que, para 200 horas de funcionamiento al año, el costo monómico[2] sea de USD$ 377 el MWh generado.

Tabla 7-3 Calculo costo Monómico Grupo 1 MVA.

Tasa de Dto		**8%**
Vida Útil		15 años
Inversión	$	333.000
Anualidad Inversión	$	38.904
Mantenimiento	$	3.226
Horas de Uso		200
Costo Combustible	$	33.226
CAPEX + OPEX	**$**	**75.356**
Costo Mon. USD/MWh	$	377

Fuente: Elaboración propia.

7.1.2 Grupos Electrógenos 500 kVA.

También se ha obtenido una cotización por un Grupo de generación JCB, fabricante de equipos de Inglaterra, con buena confiabilidad para equipos stand-by (uso ante emergencias) y que entrega equipos de costos inferiores a los del punto anterior. Corresponde a un generador de 505 kVA (fp 0.8). Los costos se observan en la Tabla 7-4.

[2] Se entiende por costo monómico al costo equivalente de generar un MWh de energía eléctrica, dado el costo total de inversión en equipos, costos de combustibles y costos de mantenimiento durante una vida útil. Se debe estimar las horas de funcionamiento para determinar la energía a generar por año.

La cotización del representante incluye el equipo con su container insonorizado, las pruebas y puesta en marcha. Tanto la celda de media tensión como el transformador son valores estimados dadas las potencias requeridas, junto a una estimación del mantenimiento necesario para realizarlo una vez al año.

Tabla 7-4 Costos Grupo Electrógeno Móvil 500 kVA

Equipo Móvil 500 kVA			
Marca JCB	G545QX de 505 kVA Prime		404 kW
Equipo	Generador Sistema de Control Container insonorizado	70.000	USD
Transformador		20.000	USD
Celda de Media Tensión		15.000	USD
Vida útil		15	años
Mantenimiento	1 vez al año	1.200.000	$
		1.935	USD
Consumo al 100%		109	lt/hr

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida en cotizaciones.

Para lograr una comparación similar, también se considera una vida útil de la inversión de 15 años. Para los costos operativos, se omite el costo del combustible en la comparación, ya que los rendimientos son similares y dependerá de las horas de uso, considerando solamente un costo de mantenimiento anual del equipo. Este equipo no requiere de menos capacidad de transporte que el anterior, ya que tiene un peso inferior a las 5 toneladas, pudiendo ser transportado sobre la rampla de un camión sin la necesidad de un carro.

El costo de inversión inicial corresponde a USD$ 105.000, con vida útil de 15 años y una TD de 8%, se obtiene una anualidad de USD$ 14.203, entregando un valor monómico de generación de energía de USD$ 337.-

Tabla 7-5 Cálculo costo monómico Grupo 500 kVA.

Tasa de Dto		**8%**
Vida Útil		15 años
Inversión	$	105.000
Anualidad Inversión	$	14.203
Mantenimiento	$	1.935
Horas de Uso		200
Costo Combustible	$	17.581
CAPEX + OPEX	**$**	**33.719**
Costo Mon USD/MWh	$	337

Fuente: Elaboración propia.

7.1.3 Arriendo de Grupo Electrógenos Stand-by.

Como ya se ha mencionado, en caso que una empresa no disponga del capital para realizar la inversión que estos equipos requieren, existe la opción de obtener un grupo en arriendo. El arriendo de un grupo en stand-by considera un número de horas mensuales o anuales máximas, una vez que se sobrepasa dicho valor cada hora adicional tiene un costo extra a pagar por el arrendatario.

Según valores, para esta modalidad indican un costo aproximado de $3.5 millones de pesos mensuales por un equipo de 1 MVA, equivalentes a USD$ 67.742 anuales. Adicional al costo del arriendo del equipo, se deben considerar costos de los equipos adicionales necesarios para el funcionamiento del grupo. En la Tabla 7-6 se observan los costos adicionales.

Tabla 7-6 Costos Arrendar grupo Electrógeno

Arriendo de Equipo 1 MVA			
Equipo	Generador	Incluido precio	
	Sistema de Control	Incluido precio	
Container insonorizado		Incluido precio	
Carro trafo y celda		16.000	USD
Transformador		23.000	USD
Celda de Media Tensión		25.000	USD
Período de Arriendo		15	años
Mantenimiento	Incluido		

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida en cotizaciones.

Considerando los 15 años de contrato y la misma tasa de descuento en los casos de las compras, el valor presente del contrato de arriendo es de USD$ 579.836, a esto debemos sumar los costos de los equipos adicionales, entregando una anualidad de inversión de USD$ 75.219. Se asume que no se tendrá costo adicional por sobrepasar las horas máximas. Con esto se obtiene un costo monómico de generación con esta opción de USD$ 542.-

Tabla 7-7 Costo Monómico Arriendo de Grupo Electrógeno.

Tasa de Dto		**8%**
Vida Útil		15 años
VP Arriendo	$	579.836
Anualidad Inversión	$	75.219
Mantenimiento	$	-
Horas de Uso		200
Costo Combustible	$	33.226
CAPEX + OPEX	**$**	**108.445**
Costo Mon USD/MWh	$	542

La ventaja de esta modalidad, es que tanto el mantenimiento como las reparaciones se traspasan a la empresa que arrienda los equipos. Una de los comentarios recibidos señala que muchas veces los equipos no son totalmente nuevos, teniendo rendimientos inferiores

a lo esperado y pudiendo afectar las emisiones ambientales.

7.2 Almacenamiento mediante Baterías.

La empresa en la cual me desempeño laboralmente, al ser una empresa multinacional, desarrolla actividades en distintos segmentos de los mercados eléctricos y en diferentes países. Es en este contexto, que recientemente han realizado un Benchmark de instalación de grupos de baterías en Colombia, lo cual nos permite realizar una comparativa de las alternativas.

En la Tabla 7-8 se resume la información recibida respecto de lo que ofrecen distintas empresas, todas europeas, para cubrir necesidades de almacenamiento de energía mediante baterías.

Tabla 7-8 Benchmark de Almacenamiento mediante Baterías.

	Empresa 1	**Empresa 2**	**Empresa 3**	**Empresa 4**	**Empresa 5**
Origen	Francia	Italia	Italia	España	Italia
Capacidad	2.7MW/2-4 Mwh	2,5 MVA-2,6 MWh	2MW/2,69 MWh	2 MW / 2 MWh	1,2 MVA 4,15 MWh
Container	2 x 40 Feet	40 Feet	40 FEET o 20	40 Feet	Equipos 40 Feet. Batteries 20 Feet
Despacho	DAP	DDP	EXW	DAP	DAP
Integración del sistema	Incluido	Obras Civiles no incluidas		680.384	531.250
Sistema de acumulación	1.104.000				4.962.500
Sistema de conversión	621.000				423.750
Containers	Incluido			838.887	
Sistemas auxiliares	Incluido				85.000
Sistema de Control	Incluido				96.000
Transporte y seguros	192.000			134.558	
Ingenieria/ Instalación	490.000			112.772	
BOP				Incluido en 838.887	408.000
Total (Eur)	2.407.000	1.470.000	1.350.000	1.766.600	6.530.500
Mantenimiento Anual (Eur)	69.000	62.500	35.000	99.702	500.000*

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones recibidas por Unidad de Desarrollo de Negocios.

Si bien las empresas desglosan algunos costos con detalle en base a las consultas que se les plantean, no todos los realizan en profundidad ni incluyen el costo del equipo instalado y funcionando. Es así como algunas no consideran las obras civiles, esto ya que son empresas que contratarán, en caso de adjudicación, dichos trabajos a empresas locales.

Las capacidades ofertadas son todas en torno a los 2 MW y considerando 2 MWh de almacenamiento, salvo la empresa 5 que ofrece una menor potencia, pero mayor tiempo de almacenamiento. Es aquí donde se pone de manifiesto que subir la potencia del sistema es de menor costo que aumentar la cantidad de energía a almacenar.

Del análisis de la información, ver Tabla 7-9 se aprecia que las Empresas 1 y 4 entregaron un costo estimado completo, obteniendo un costo unitario por potencia similar. Similar caso a las Empresas 2 y 3, que ambas excluyen las obras civiles de su oferta, entregando costos parecidos, aunque la empresa 2 es la que ofrece el menor costo unitario.

Tabla 7-9 Costos equivalentes unitarios de almacenamiento.

	Empresa 1	**Empresa 2**	**Empresa 3**	**Empresa 4**	**Empresa 5**
Costo Total (Eur)	2.407.000	1.470.000	1.350.000	1.766.600	6.530.500
Potencia Instalada (MW)	2,7	2,5	2	2	1,2
Costo Unit (Eur)	891.481	588.000	675.000	883.300	5.442.083
Costo Unit (USD)	1.041.518	686.960	788.603	1.031.959	6.357.986
Capacidad de Almacenamiento (MWh)	2,4	2,6	2,69	2	4,15

Tabla 7-10 Costos Monómicos de Inversión (USD) sistemas de baterías.

	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	Empresa 5
Anualidad Inversión	$ 155.217	$ 102.377	$ 117.525	$ 153.792	$ 947.527
Costo Mantenimiento	$ 69.000	$ 62.500	$ 35.000	$ 99.702	$ 500.000
Monómico 200 Hrs	$ 1.121	$ 824	$ 763	$ 1.267	$ 1.809*
Monómico 1.000 Hrs	$ 224	$ 165	$ 153	$ 253	$ 362*

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida.

En la Tabla 7-10 se ha realizado el cálculo del costo monómico de inversión, considerando ciertas horas de funcionamiento al año. Para el caso de los grupos electrógenos se consideran 200 horas de funcionamiento, según uso esperado del equipo. Si consideramos dichas horas de funcionamiento, el costo monómico de la inversión bordea los $1.000 dólares por MWh. Al operar 1.000 horas, se observa una considerable baja en el costo monómico de entregar el servicio.

8. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES.

En el Capítulo 4 se realiza una revisión de la normativa, tanto nacional como internacional, en lo que respecta a los Indicadores de Calidad de Servicio. A nivel local, se está viviendo un cambio en la forma medir la Continuidad de Servicio, esto permite ya no enfocarse solo en el desarrollo de la infraestructura (que era el objetivo principal de los antiguos indicadores) si no que ahora el foco está en que a cada cliente se le debe entregar una determinada continuidad de suministro.

Las nuevas exigencias que están en proceso de implementación en Chile, son recomendaciones internacionales en lo que respecta a Calidad de Servicio. Estas buscan que los concesionarios de las redes de distribución realicen las inversiones y mejoras necesarias para llevar el servicio a niveles de calidad exigidos por los clientes en la actualidad, los cuales al disponer de mejores redes de comunicación y estar mejor informados, exigen altos niveles de servicio. La antigua normativa al respecto no permitía esto, ya que al estar enfocado en la infraestructura no se preocupaba de todos los clientes finales por igual.

Realizando una comparación con las normativas internacionales revisadas, se puede observar que lo realizado en Chile es un avance importante hacia los sistemas implementados en países desarrollados, en donde también se busca mejorar el servicio al cliente final con diversos mecanismos. Si bien no existe una forma única de buscar una mejora en el servicio al cliente, si se tiene un consenso que siempre es necesario estar monitorizando y entregando exigencias a los operadores o empresas distribuidoras, ya que, al ser un monopolio natural, estas tienen el incentivo particular de aumentar sus ganancias y podrían descuidar la calidad del servicio en post de dicho objetivo.

En la nueva normativa nacional, si bien no se crean incentivos como tal para cumplir los nuevos indicadores, se les reconocerán a las empresas distribuidoras los costos en inversiones necesarias para adecuar sus instalaciones a estas nuevas exigencias. Al ser reconocidas como parte de las instalaciones, las cuales se le remuneran a través de la tarifa, se convierten en una exigencia a cumplir. Esto difiere con otras normativas, como Reino

Unido o California, en donde a las empresas se les entrega una recompensa si su desempeño es mejor que cierto nivel o se les multa si estas no cumplen con lo exigido.

De acuerdo a lo indicado en el párrafo anterior, las nuevas inversiones para dar cumplimiento a los indicadores serán reconocidas en la tarifa, pero esto está restringido actualmente a proyectos tales como: refuerzo de alimentadores, interconexión de alimentadores, ampliación de subestaciones o aumento de capacidad de transformación en cabeceras de los alimentadores. Por lo tanto, instalar otro tipo de equipos, tales como un respaldo de generación, no está siendo reconocido por la normativa y en caso de ser implementado debe ser a costo de la propia empresa de distribución.

En el Capítulo 5, de la revisión de sistemas de respaldo de energía existentes en la actualidad, se observa que existen básicamente 2 tipos: grupos electrógenos de generación y sistemas de almacenamiento de energía. Los grupos electrógenos pueden ser de variados tamaños y funcionar con diversos combustibles, estos son los sistemas de respaldo más comunes, ya que se pueden construir de diversos tamaños y ser adaptados según las necesidades. En cambio, los sistemas de almacenamiento, dependiendo del tipo, poseen sus particularidades según el método para almacenar la energía a utilizar, que puede ser: agua embalsada, aire comprimido, baterías con varias tecnologías y otros que se encontraban en etapas iniciales de desarrollo.

De lo encontrado en sistemas de respaldo, muchos de ellos se encuentran en etapas que aún no alcanzan su madurez tecnológica para ser competitivas en costos, principalmente sistemas de almacenamiento. El interés por estos sistemas es alto en la actualidad producto del incremento de la generación con energías renovables, tales como la eólica y solar fotovoltaica, las cuales entregan energía cuando disponen del recurso primario para generar y con sistemas de almacenamiento de energía se podría utilizar dichos recursos en los instantes que no estén generando dichas tecnologías.

A pequeña escala, las centrales de bombeo se ven muy atractivas debido principalmente a su flexibilidad para entregar la energía almacenada. El lugar de emplazamiento es fundamental y dadas las inversiones necesarias, se hace rentable a gran escala (varias

decenas de MW de capacidad instalada) y a pequeña escala solo si las condiciones geográficas y de emplazamiento son adecuadas, pero a costos bastante altos.

Por tamaño de los proyectos o por la cantidad de energía que son capaces de entregar, existen varios sistemas de almacenamiento que para entregar respaldo en sistemas de Distribución no podrían ser implementados, visualizando que almacenamiento en baterías es, dentro de este tipo de tecnologías, las factibles de aplicar técnicamente. A su vez, dada sus características y el ser ampliamente utilizados en todo tipo de industrias, los grupos electrógenos es otro sistema a ser considerado en la evaluación.

En el Capítulo 7 se ha dimensionado, por una parte, los montos de inversión que se requieren para las distintas alternativas y, de forma relevante, cuanto es el costo equivalente de suministro de energía durante las horas esperadas por año, dada la finalidad de la inversión.

Si bien, se están comparando 2 tecnologías distintas, se debe hacer notar que en el caso de almacenamiento de energía se tienen 2 inconvenientes para el fin analizado: su instalación debe ser en un punto fijo y, existe una limitación en las horas de funcionamiento, dado que aumentar en demasía la capacidad de almacenar energía posee costos muy elevados (ver costo Empresa 5 en Tabla 7-8). En cambio, los grupos electrógenos poseen la cualidad de ser transportables en camiones (en rampla o en carro de arrastre), por lo tanto, disponer de un equipo faculta a la empresa para disponer su uso en el punto donde se genere la necesidad de suministro, lo que al ser usado en Distribución puede abarcar una zona territorial extensa.

Para el objetivo del presente trabajo, vistos los costos y las cualidades técnicas de las alternativas, realizar la inversión en grupos electrógenos móviles es la mejor opción tanto económica como técnicamente vista. Una vez seleccionada la tecnología, la elección de la potencia del generador y si se adquiere un equipo o se arrienda el mismo, se debe realizar un análisis en profundidad de las horas de uso durante al año y de la cantidad de clientes esperado por evento que se debe suministrar.

Los costos de los distintos equipos muestran que, dependiendo del fabricante, el costo por unidad de potencia es muy distinto. Esto se observa ya que el equipo de 500 kVA tiene un costo por unidad de potencia un 33% más barato el equipo de 1 MVA, esto debido básicamente a que el segundo es de una marca de gama alta, con estándares y calidad de construcción superior. Estos aspectos deben ser considerados al momento de una elección final, planteándose la pregunta: Para el objetivo que necesito hacer la inversión, ¿es necesario comprar el equipo con el costo más alto?

Respecto de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, si bien para el objetivo de respaldo en sistemas de distribución ante desconexiones de la red no presentan costos competitivos, al aumentar las horas de operación el costo monómico de la tecnología disminuye considerablemente y si se considera que su carga se realice durante horas de producción de energía más económica para operar en horas de generación más costosa o para entregar otro tipo de servicios (por ejemplo servicios complementarios de control de tensión), es un tecnología que puede ser rentable y atractiva de realizar su inversión en el corto o mediano plazo, ya que con mayores ingresos podría alcanzar costos actuales de producción de energía.

Lograr que el cliente final no sufra interrupciones de suministro, es prácticamente imposible desde el punto de vista técnico como económico. Del trabajo realizado, se observa que la implementación de sistema de respaldo en Distribución podría mejorar considerablemente las horas y la cantidad de clientes desconectados, con costos de inversión bastante convenientes versus otras opciones como lo son aumentar la infraestructura de la red, cuya inversión no garantiza totalmente el cumplimiento de los indicadores en determinados casos.

El año 2015 Chilectra (actual ENEL Distribución) y CGE recibieron multas por sobre los 5 millones de dólares producto de prolongadas interrupciones durante los temporales del mes de julio del mismo año. El Año 2016 CGE recibe multas por 1400 millones de pesos producto de prolongados cortes de suministro. En agosto de 2017, la SEC multa a 10 empresas de distribución con 9 mil 152 millones de pesos por extensos cortes de suministro ocurridos durante junio del mismo año, siendo ENEL Distribución y CGE los

más afectados. Estas medidas aplicadas por la SEC buscan mejorar la calidad de servicio que reciben los clientes finales. Dado que las nuevas exigencias son aún más altas, estas multas se pueden presentar de forma recurrente e incluso aumentar sus valores al presentarse incumplimientos de forma más frecuente. Esto muestra que, a pesar que los equipos de respaldo no sean remunerados en tarifas, la inversión puede ser rentable dado los ahorros en multas que se pueden generar.

Debido al costo-beneficio que se visualiza con la implementación de sistemas de respaldo y debido a que estos sistemas no son reconocidos en la tarifa, es necesario impulsar un cambio normativo para que estos equipos sean reconocidos y puedan ser remunerados. Lo anterior, sería recomendable con una comparación de costos de distintos proyectos, ya que al tener las empresas distribuidoras diferentes condiciones de operación y funcionamiento, no siempre una opción será la más conveniente.

Finalmente, la mejora de los índices de continuidad de suministro producirá un efecto cuantitativo y cualitativo en otros indicadores, tales como los de servicio al cliente, tiempos de soluciones a las llamadas telefónicas o encuestas periódicas que se deben realizar a los clientes.

9. REFERENCIAS

[1] S. S.A., «Detalle Partes Grupos Electrógenos,» [En línea]. Available: https://blancainesaya.wordpress.com/partes-de-un-grupo-electrogeno/.

[2] «DEMAQUINASYHERRAMIENTAS,» [En línea]. Available: http://www.demaquinasyherramientas.com/maquinas/generadores-o-grupos-electrogenos.

[3] WINDSPOT, «Small wind turbine,» [En línea]. Available: http://usa.windspot.es/home-wind-turbines/products/88/windspot-15-kw.

[4] scientificamerican. [En línea]. Available: https://www.scientificamerican.com/article/world-rsquo-s-largest-wind-turbine-would-be-taller-than-the-empire-state-building/.

[5] TRITEC. [En línea]. Available: http://www.tritec-intervento.cl/productos/wp-content/uploads/2017/08/panel-solar.jpg.

[6] S. Energia. [En línea]. Available: https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura.

[7] International Energy Agency, «Technology Roadmap Energy Storage,» 2014.

[8] D. V. C. L. T. Javier A. Guacaneme, «Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro Redes,» 2013.

[9] AlteStore, «AlteStore,» [En línea]. Available: https://www.altestore.com/blog/2014/08/alte-helps-with-commissioning-of-off-

grid-system-for-research-center/.

[10] S. d. E. y. Combustible, «SEC,» [En línea]. Available: www.sec.cl.