UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

“NUEVAS ALTERNATIVAS DE NEGOCIO PARA PLANTAS GENERADORAS FOTOVOLTAICAS COMO SERVICIOS COMPLEMENTARIOS”

Alejandro Muñoz Álvarez

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2018

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"NUEVAS ALTERNATIVAS DE NEGOCIO PARA PLANTAS GENERADORAS FOTOVOLTAICAS COMO SERVICIOS COMPLEMENTARIOS"

Tesina de grado presentada por

Alejandro Jesús Muñoz Álvarez

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía

MBA Ing. Elio Cuneo Hervieux

Profesor Correferente

Ing. Marco Mancilla Ayancán

Profesor Correferente Externo

Ing. Danilo Zurita Oyarzún

Julio 2018

TITULO DE LA TESINA:

NUEVAS ALTERNATIVAS DE NEGOCIO PARA PLANTAS GENERADORAS FOTOVOLTAICAS COMO SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

AUTOR:

Alejandro Jesús Muñoz Álvarez

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.

MBA Ing. Elio Cuneo Hervieux……

Ing. Marco Mancilla Ayancán……..

Ing. Danilo Zurita Oyarzún……...

Santiago, Chile. Julio de 2018

AGRADECIMIENTOS

Para comenzar, quisiera agradecer al personal docente y profesional de la Universidad Técnica Federico Santa María por la realización de este Magíster en Economía Energética, debido que gracias a todas las personas involucradas pude desenvolverme de manera profesional y eficiente en los ámbitos del negocio de la energía, aumentando la visión del mercado presente y futuro en Chile y en el mundo.

También deseo agradecer a mis profesores guías Elio Cuneo y Marco Mancilla por darme los lineamientos, recomendaciones y fundamentos para continuar con mi proyecto hasta el éxito.

A mi esposa Camila por darme el apoyo incondicional en las tardes y noches de tareas y trabajos que he tenido que realizar, dándome un café y algo dulce para seguir adelante con esta tesina y la aprobación de cada asignatura cursada en el Magister. Agradecer y pedir perdón a mis padres por esos fines de semana que no pude asistir a comidas y onces, apoyándome y motivándome cada vez que me sentí decaído.

Finalmente, quisiera agradecer a Dios por darme los dones para desarrollarme como persona y profesional.

RESUMEN

El mercado eléctrico se encuentra en pleno desarrollo, el aumento de la energía renovable ha provocado una transformación de la visión de mercado que teníamos hace unos años atrás. La incertidumbre en lo que puede venir en el futuro y el posterior impacto en los precios de mercado es alta y por lo tanto preocupante.

La presente tesina aborda la situación actual que está afectando a muchas plantas solares fotovoltaicas: la baja de los costos marginales. Como ya se tiene conocimiento, en un sistema de transmisión no adaptado, es posible encontrar congestión en las líneas que transporta a energía desde la zona de generación hacia las demandas del sistema. Chile, siendo un país largo y angosto, tiene zonas de generación que se encuentran lejanas a los centros de consumo provocando esta congestión. El caso más importante hoy es la gran cantidad de generación solar encontrada en el norte que congestiona las líneas de 220 kV debido al alto flujo hacia el sur del país. Esta ocupación total de las líneas de transmisión provoca que los precios de costo marginal desciendan, igualando el costo variable de las unidades solares: 0 USD/MVAr.

Bajo esta condición, es necesario acudir a nuevos negocios con la finalidad de capturar rentabilidades positivas debido a la baja de los precios de sistema. En este caso, la presente tesina ha desarrollado el mercado de los Servicios Complementarios, actualmente en revisión por la Comisión Nacional de Energía, de control de tensión de noche haciendo uso de los equipos inversores de las plantas solares sin modificar su capacidad de inyección de potencia activa durante el día.

Se desarrolló una propuesta de remuneración y del proceso de licitación / subasta de acuerdo a los lineamientos otorgados por las mesas de trabajo de la Comisión Nacional de Energía, haciendo énfasis en elementos de pago

por disponibilidad de potencia reactiva así como el cálculo de los precios estimados ofrecidos al sistema usando una central solar existente.

El estudio demostró que existe una gran competencia en el mercado del control de tensión debido a la gran cantidad de equipos inversores en la zona de influencia y que las plantas solares son totalmente competitivas respecto del alternativo directo (Compensador Estático de Reactivos). Esto principalmente debido a la consideración de los costos hundidos de las plantas solares, siendo solo CAPEX contemplado en la subasta el costo del hardware usado para el control de tensión de noche.

ABSTRACT

Currently, the Chilean electricity market is in full development since the increase of renewable energy. It has caused a transformation in the vision we used to have few years ago. The uncertainty in what may come in the tge near future and the subsequent impact on market prices, is high and therefore of concern.

This article addresses the current situation that is affecting solar plants: low marginal costs. As you already (might) know, in a non-adapted transmission system, it is possible to find congestion in the lines that transport the energy from the generation zone to the consumers. In Chile, being geographically a long and narrow country, the generation is located far away from the consumer centers that cause this congestion. Nowadays, the most important case of congestion occurs by the large amount of solar energy in the North. This fact is causing a decrease in the marginal cost , even up to prices: 0 USD / MVAr.

Therefore, it is extremely important to create a business to capture new profitability. (In this case, the article developed the market of Complementary Services (Ancillary Services), currently under review by the National Energy Commission, of control of night voltage using the equipment of solar plants.

A reimbursement proposal and the licitation process was deleloped by in accordance with the guidelines goven by the work tables of the National Energy Commission, emphasizing the elements of payment for the reactive power such as the calculation of the estimated prices offered to the system for an existing solar plant.

The study demonstrated that there exist great competition in the market of voltage control due to the large number of inverting equipment in the area of influence, and that the solar plants are totally competitive with respect to the direct alternative (Static Compensator of Reactive Power). Mainly as a result

of the costs of the solar plants, being CAPEX the only hardware contemplated to be used for the control of night voltage.

GLOSARIO

SSCC	:	Servicios Complementarios
CNE	:	Comisión Nacional de Energía
CDEC	:	Centro de Despacho Económico de Carga
SIC	:	Sistema Interconectado Central
SING	:	Sistema Interconectado del Norte Grande
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional
USD	:	Dólar Estadounidense
CLP	:	Peso Chileno
ERNC	:	Energía Renovable No Convencional
CMg	:	Costo Marginal
LGSE	:	Ley General de Servicios Eléctricos
CEN	:	Coordinador Eléctrico Nacional
STATCOM	:	Static compensator
FACTS	:	Flexible Alternating Current Transmission System
PMGD	:	Pequeño Medio de Generación Distribuida
CER	:	Compensador Estático de Reactivos
CT	:	Control de Tensión
NT de SyCS	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios
MW	:	Mega Watts
kW	:	Kilo Watts
kVA	:	Kilo Volt-Amper
MVA	:	Mega Volt-Amper
MVAr	:	Mega Volt-Amper Reactivo
kVAr	:	kilo Volt-Amper Reactivo
CAPEX	:	Capital Expenditures

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS.....5

RESUMEN.....6

ABSTRACT 8

GLOSARIO.....10

ÍNDICE DE CONTENIDOS.....11

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....14

ÍNDICE DE TABLAS.....16

1 INTRODUCCION.....18

2 OBJETIVOS.....23

2.1 OBJETIVO GENERAL.....23

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....23

3 METODOLOGIA. 24

3.1 INFORMACIÓN DE LA REGULACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS 24

3.2 INFORMACIÓN DEL MERCADO DE INVERSORES DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS.....25

3.3 INFORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE COSTO MARGINAL QUE INCURREN LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES EN EL SISTEMA.....25

3.4 DETERMINACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES.....25

3.5 PROPUESTA DE PROCESO DE LICITACIÓN / SUBASTA DE SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN 26

3.6 ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC.....26

3.7 RECOMENDACIONES Y SUGERENCIAS 26

4 REGULACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS 27

4.1 REGULACION DE SSCC EN CHILE 27
4.1.1 LEY 19.940, LEY CORTA I 27
4.1.2 DECRETO 130 28
4.1.3 LEY 20.936 30
4.1.4 ENTRADA DE LAS PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS A LOS SSCC 34
4.2 REGULACION DE SSCC EN REINO UNIDO 34
4.3 REGULACION DE SSCC EN ESTADOS UNIDOS 37
4.4 REGULACION DE SSCC EN ARGENTINA 43
4.5 REGULACION DE SSCC EN AUSTRALIANO 45
4.6 RESUMEN DE MERCADOS REVISADOS 47
5 EQUIPOS CONVERSORES EN PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS 48
5.1 TIPOS DE INVERSORES PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS 50
5.2 CONFIGURACIONES DE INVERSORES PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS 51
5.2.1 STRING INVERTERS 51
5.2.2 MICRO-INVERTERS 54
5.2.3 CATASTRO DE CONFIGURACIONES Y MARCAS EN EL MERCADO CHILENO 55
5.3 OPERACIÓN DE INVERSORES DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS ... 56
5.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA 56
FUNCIONALIDADES ADICIONALES ENTREGADAS POR INVERSORES PARA PLANTAS FV 58
6 PRECIOS DE COSTO MARGINAL EN EL SISTEMA 61

7 CAPEX DE CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS 63
7.1 CENTRAL SOLAR LLANO DE LLAMPOS 67
7.1.1 DISEÑO DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LLANO DE LLAMPOS 68
7.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... 69
7.1.3 EQUIPOS INVERSORES Y SUBESTACIÓN 70
7.1.4 GENERACIÓN 72
8 DETERMINACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES.....73
8.1 COMPOSICIÓN DE COSTOS DE UNA PLANTA SOLAR 74
8.2 CAPEX DE INVERSORES CON CONTROL DE TENSIÓN DE NOCHE 76
8.3 OPERACIÓN REACTIVA DE NOCHE.....77
9 COMERCIALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN 79
9.1 OPERACIÓN EN LA ZONA DE INFLUENCIA.....82
9.2 MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN.....86
9.2.1 PAGO MEDIANTE USD/MVARH INYECTADO A LA RED..... 86
9.2.2 PAGO MEDIANTE CUOTA FIJA..... 89
9.3 PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN.....90
9.3.1 LICITACIONES Y SUBASTAS..... 91
9.3.2 ELECCIÓN DEL MÉTODO DE LICITACIONES Y SUBASTAS 92
9.3.3 HORARIOS DE LAS LICITACIONES/SUBASTAS..... 93
9.3.4 DIAGRAMA SELECCIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS 94

9.3.5 DISPONIBILIDAD Y DESEMPEÑO DE SSCC PARA CONTROL DE TENSIÓN 98

9.3.6 FÓRMULA CÁLCULO DE PRECIOS PARA SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN 101

9.1 CALCULO DE PRECIOS DE SUBASTAS/LICITACIONES PARA SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN 104

9.1.1 COMPENTECIA EN LA ZONA DE INFLUENCIA 104

9.1.2 PRECIOS DE SUBASTAS/LICITACIONES 108

10 CONCLUSIONES 112

11 REFERENCIAS 115

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Participación ERNC en la generación de energía [1]..... 18

Ilustración 2: Capacidad acumulada de ERNC en operación. [1] 19

Ilustración 3: Costos Marginales Promedios Horario Año 2017 [2] 20

Ilustración 4: Tipos de Servicios Complementarios (Comisión Nacional de Energía). 21

Ilustración 5: Forma de Pago de Servicios Complementarios (Comisión Nacional de Energía). 22

Ilustración 6: Metodología de Trabajo. 24

Ilustración 7: Procedimiento de licitación de SSCC [3]. 32

Ilustración 8: Indicaciones de SSCC en la Ley 20.936 [3]. 33

Ilustración 9: Mapa de Sistemas Eléctricos en USA [4]. 39

Ilustración 10: Esquema funcional de una planta solar fotovoltaica. [5] 48

Ilustración 11: Layout general de una planta solar fotovoltaica. [5]..... 49

Ilustración 12: Tipo de Inversores para Plantas Solares Fotovoltaicas. [6] 51

Ilustración 13: Esquema general de un sistema de inversores centralizados. [7]

..... 53

Ilustración 14: Esquema general de un sistema de inversores descentralizados. [7]..... 53

Ilustración 15: Microinverter de la Marca Darfon..... 55

Ilustración 16: Esquema funcional de un STATCOM [9]..... 59

Ilustración 17: Evolución de los CAPEX de las centrales fotovoltaicas [11]..... 64

Ilustración 18: Ubicación en el CEN de la planta solar Llano de Llampos 68

Ilustración 19: Ubicación geográfica de la planta solar Llano de Llampos..... 68

Ilustración 20: Layout Estimativo y final de la planta solar Llano de Llampos [12] 69

Ilustración 21: Características técnicas de módulos fotovoltaicos de Llano de Llampos [12] 69

Ilustración 22: Curvas de operación de módulos fotovoltaicos de Llano de Llampos [12] 70

Ilustración 23: Inversor RPS 1460 TL de la marca Bonfiglioli 70

Ilustración 24: Características técnicas del inversor RPS 1460 TL de la marca Bonfiglioli [12]..... 71

Ilustración 25: Operación de los inversores de la planta solar Llano de Llampos [12]..... 72

Ilustración 26: Generación promedio horaria 2017, planta solar Llano de Llampos [13]..... 73

Ilustración 27: Composición de Costos por USD/Wdc [13] 76

Ilustración 28: Composición de Costos por % CAPEX [14] 76

Ilustración 29: Operación para Control de Tensión..... 77

Ilustración 30: Categorías de SSCC definido en las mesas de trabajo de la CNE [15]..... 80

Ilustración 31: Pago de SSCC de control de tensión [17] 82

Ilustración 32: % de indisponibilidad en control de tensión de Gen. Agosto 2017 [18]..... 83

Ilustración 33: Requerimientos de control de voltaje por zona del SEN [19]..... 84

Ilustración 34: Equipos y mecanismos de remuneración de control de tensión para transmisión [19] 85

Ilustración 35: Recursos existentes para control de voltaje por zona del SEN – Centro Sur [19]..... 85

Ilustración 36: Mecanismos de remuneración de SSCC de CT 86

Ilustración 37: Definición del Precio USD/MVArh para SSCC de CT 88

Ilustración 38: Procedimiento de licitación de SSCC [3]. 91

Ilustración 39: Guía de Aplicación Cálculo de Remuneración de Servicios Complementarios [20]..... 95

Ilustración 40: Propuesta de Proceso de Selección de Servicios Complementarios de Control de Tensión..... 96

Ilustración 41: Propuesta de Proceso de Selección de Servicios Complementarios de Control de Tensión (Continuación) 97

Ilustración 42: Diagrama Propuesto del Proceso de Remuneración para SSCC de Control de Tensión..... 103

Ilustración 43: Diagrama unilineal de la zona de influencia [22] 106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Diferencia entre los mercados de electricidad de SSCC en USA. [4] . 42

Tabla 2: Comparación de los Mercados de SSCC en los Países Revisados. .. 47

Tabla 3: Catastro de Configuración de Plantas Solares en Chile [8] 55

Tabla 4: Componente de potencia usada en la operación de plantas solares FV. 60

Tabla 5: Puntos de Inyección de Centrales Solares [8] 62

Tabla 6: Precios Promedios por Barra de Inyección 2017 [10] 63

Tabla 7: Costos de Inversión de las Centrales Fotovoltaicas por Año [11]..... 64

Tabla 8: Parámetros Económicos para el Cálculo del Costo Medio 65

Tabla 9: Costos Medios de Cada Central Fotovoltaica por Costo de Inversión 65

Tabla 10: Composición de Costos de una Planta Solar Fotovoltaica (Ref:

Información Interna) 74

Tabla 11: % CAPEX de suministro de módulos solares e inversores 75

Tabla 12: CAPEX de Inversores con Funcionalidades Q at Night 77

Tabla 13: Equipos y/o centrales disponibles para SSCC de control de tensión 105

Tabla 14: Información para Cálculo de Precio para Subasta/Licitación 108

Tabla 15: CAPEX para Cálculo de Precio para Subasta/Licitación..... 109

Tabla 16: Parámetros de Evaluación Financiera para Cálculo de Precio de Subasta/Licitación 109

Tabla 17: Precio Final para Subasta/Licitación de SSCC de Control de Tensión 109

Tabla 18: Precio con Factor de Potencia Reactiva del 90 % para Subasta/Licitación de SSCC de Control de Tensión 110

1 INTRODUCCION

En la actualidad, Chile se encuentra en pleno desarrollo de las energías renovables no convencionales. Desde la construcción del primer parque eólico en el Sistema Interconectado Central (SIC) hasta las múltiples centrales solares en la zona norte y centro del país, ha provocado que se quintuplique la capacidad de centrales con Energías Renovables No Convencionales en los últimos años, siendo hoy aún más próspero para su desarrollo debido a los resultados de las últimas licitaciones.

A continuación se muestra la lista de los proyectos aprobados o en construcción que se asocian a energías verdes no convencionales.

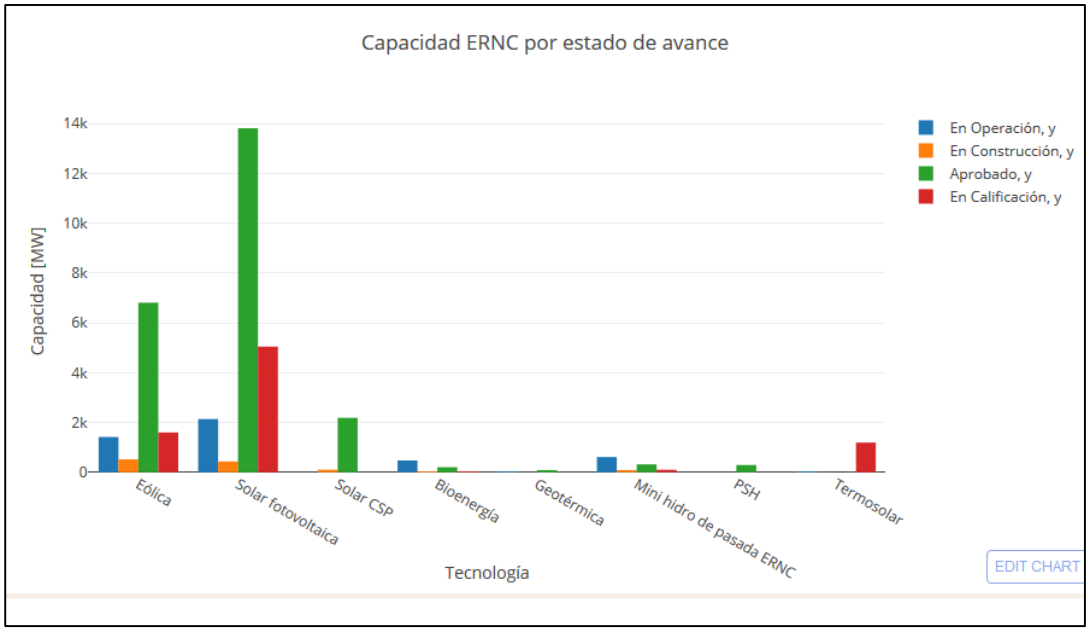

Ilustración 1: Participación ERNC en la generación de energía [1]

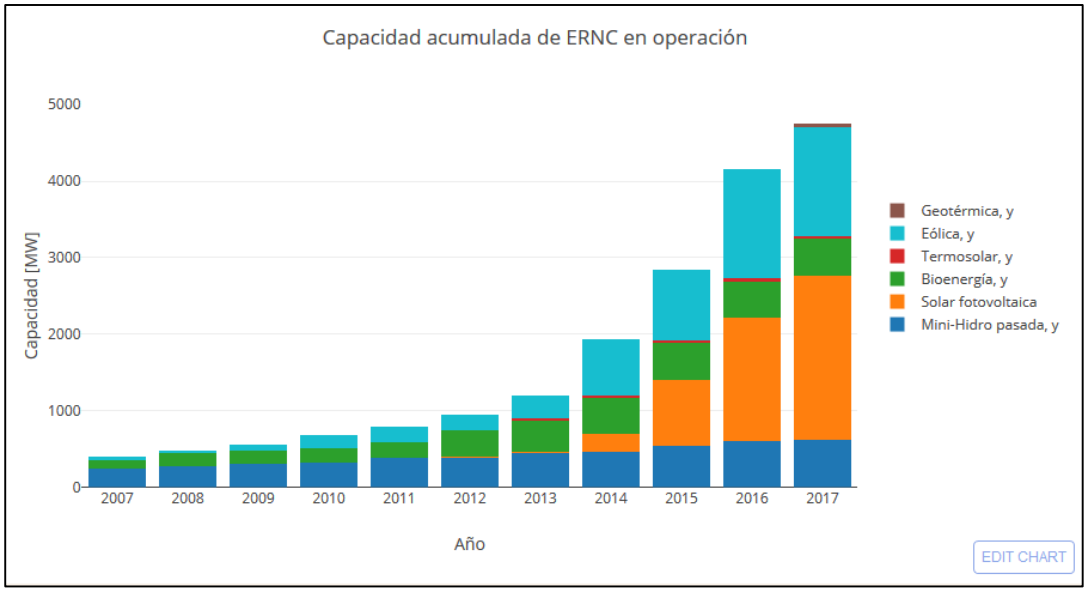

Ilustración 2: Capacidad acumulada de ERNC en operación. [1]

Como se puede observar en la Ilustración 1: Participación ERNC en la generación de energía, más de 12 GW de plantas solares se encuentran aprobadas y listas para su construcción, lo que puede generar un gran impacto sistémico en las redes eléctricas debido principalmente a su horario de generación enfocado en las 8:00 y 18:00 horas.

Esta caracterización de la generación solar provoca que los ingresos por venta de energía sean a precios diurnos, lo que dificulta también el no aprovechamiento de los altos costos de la energía reflejados en horas puntas.

Hoy en día, en un sistema no adaptado como el SIC, los precios de la energía en la zona norte han sufrido variaciones negativas que han perjudicado el financiamiento de centrales solares, debido a la acumulación de generación horaria (solar) que satura las líneas de transmisión, desacoplando los Costos Marginales (CMg) bajándolos inclusive a 0 USD/MWh como se muestra en la siguiente ilustración:

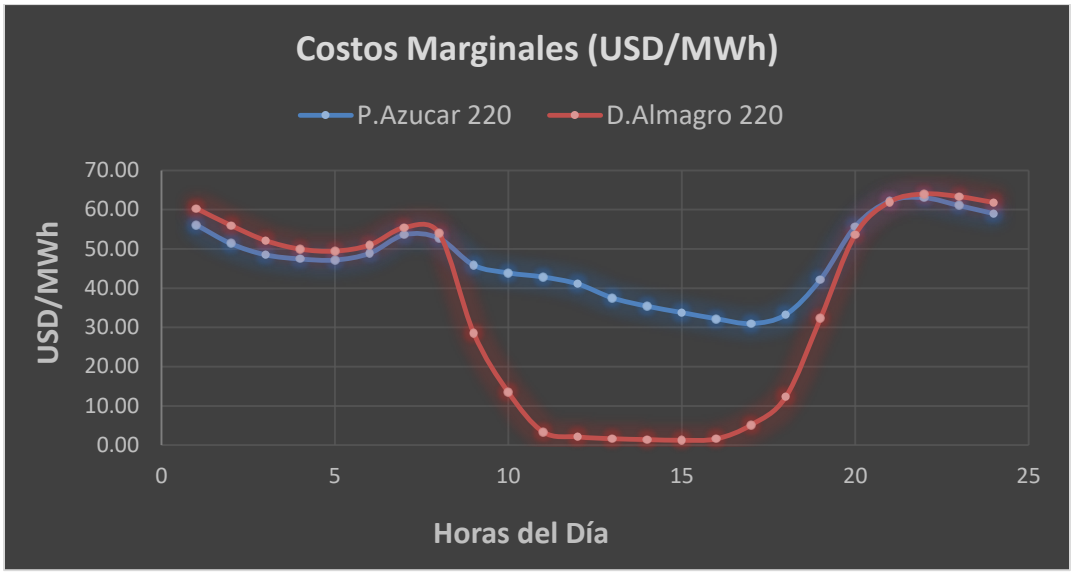

Ilustración 3: Costos Marginales Promedios Horario Año 2017 [2]

Es posible observar el impacto que producen en el Costo Marginal la inyección de las plantas ERNC, principalmente de característica solar, que saturan las líneas de transmisión limitando su transporte.

Por estas razones es necesario adquirir nuevos ingresos para **aumentar la rentabilidad de estas centrales solares en situaciones de baja de precios en el mercado y posibles obstrucciones en el sistema de transmisión.**

Bajo este objetivo y dado el desarrollo de los equipos que componen las plantas fotovoltaicas, principalmente los inversores, es posible optar a diversos negocios vinculados a los Servicios Complementarios. El proyecto de tesina verificará y determinará la posibilidad de obtener nuevas rentas por operación de los inversores de las plantas solares a modo de control de tensión de noche, control de frecuencia y otros posibles negocios considerando los Servicios Complementarios, los cuales son remunerados. Esto es posible debido a que los inversores actuales del mercado poseen elementos de electrónica de potencia y su capacidad de entrega u absorción de potencia reactiva y activa que poseen, los cuales agregado a un buen

diseño de la planta fotovoltaica, permitirían ingresar a los diversos negocios mencionados.

Según a la Ley 20.936, los Servicios Complementarios son prestaciones presentes en el sistema eléctrico asociadas a la seguridad del mismo, como lo es por ejemplo el control de frecuencia, plan de recuperación de servicio, EDAC, control de tensión, entre otros. (Art. 225 letra z y 150 LGSE).

La Comisión definirá, mediante resolución exenta, y previo informe del Coordinador, los servicios complementarios y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.

Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.

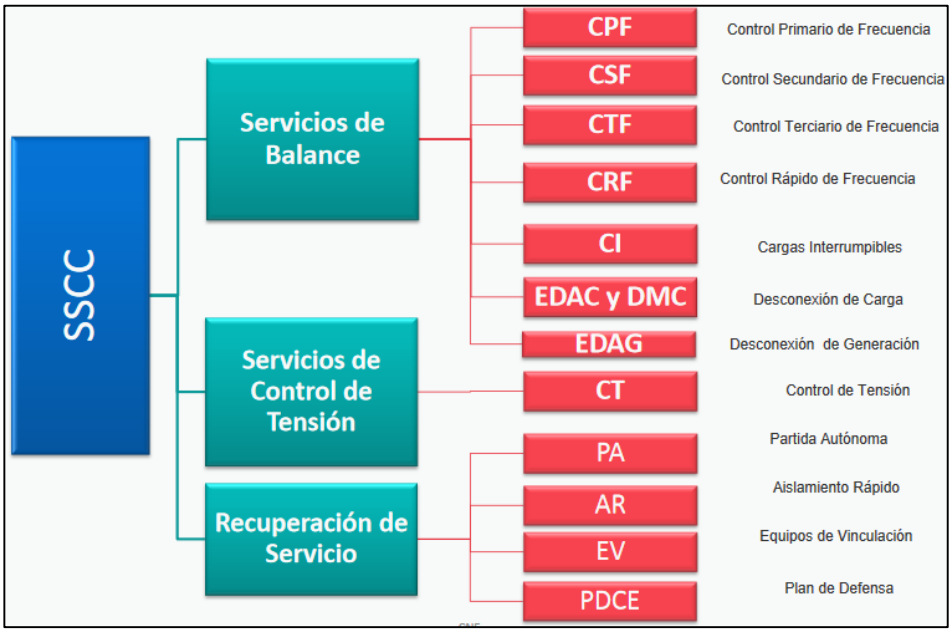

Ilustración 4: Tipos de Servicios Complementarios (Comisión Nacional de Energía).

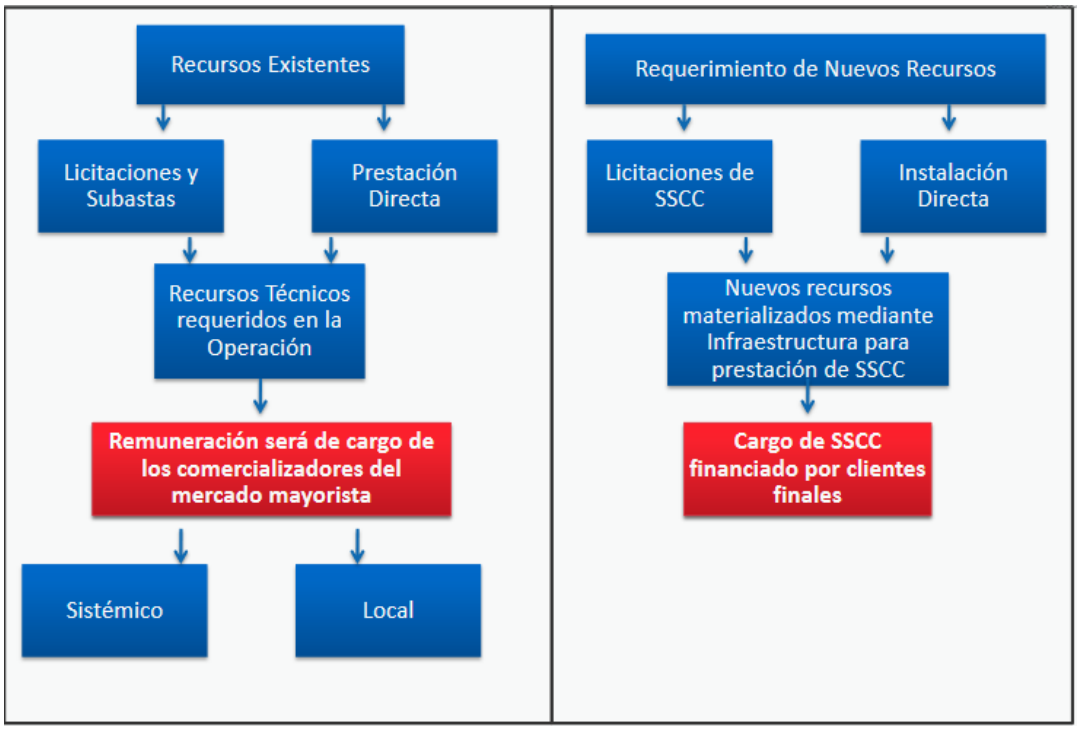

Ilustración 5: Forma de Pago de Servicios Complementarios (Comisión Nacional de Energía).

Según la nueva normativa, es posible ingresar al mercado de los Servicios Complementarios mediante licitaciones requeridas por la CNE o mediante prestaciones directas de los equipos instalados, creando un nuevo mercado para este servicio.

Esto permite modificar las condiciones de diseños de las plantas generadoras fotovoltaicas, considerando que actualmente el *layout* se condiciona al costo de la energía como de la radiación solar. Así se introducen nuevas variables como ubicaciones favorables para el uso de Servicios Complementarios, los cuales son alternativas que complementan la venta de energía al sistema.

2 OBJETIVOS

Dada la gran problemática por los desacoples producto de la saturación de las líneas de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional (CEN) debido a la gran generación horaria de las centrales solares, en conjunto con la baja en los costos de la energía de las Energías Renovables No Convencionales, es necesario encontrar nuevas formas de captar rentabilidades mediante el uso de los inversores como equipos adicionales que compensen al sistema y no solo la conversión de la energía fotovoltaica.

Con el desarrollo del negocio de los Servicios Complementarios, se determinará la posibilidad de obtener nuevos ingresos observando su impacto en la rentabilidad de las plantas solares fotovoltaicas, proponiendo también nuevos diseños para plantas generadoras futuras.

2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la posibilidad de aumentar la rentabilidad de las plantas solares mediante la operación como Servicios Complementarios.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Observar la operación de los inversores de las plantas solares, estableciendo un “estado del arte” de la tecnología e identificando posibles oportunidades adicionales que puedan entregar en la operación del sistema eléctrico.
- Analizar la normativa vigente referente a Servicios Complementarios determinando la posibilidad de ingresar con plantas solares.
- Analizar la normativa futura que se encuentra en proceso referente a Servicios Complementarios, determinando la posibilidad de ingresar con plantas solares.
- Determinar la posible remuneración de las plantas solares como Servicios Complementarios, usando las normativas vigentes y futuras.

- Determinar el costo incurrido para las plantas PV en el diseño para obtener mayores alternativas de negocios adicionales a la venta de energía al sistema.
- Analizar el desarrollo del mercado de los Servicios Complementarios en el sistema observando los precios y costos del alternativo que cumpla funciones similares a los equipos inversores.

3 METODOLOGIA.

Para poder cumplir con los objetivos planteados en el punto anterior, se ha planteado la siguiente metodología de trabajo:

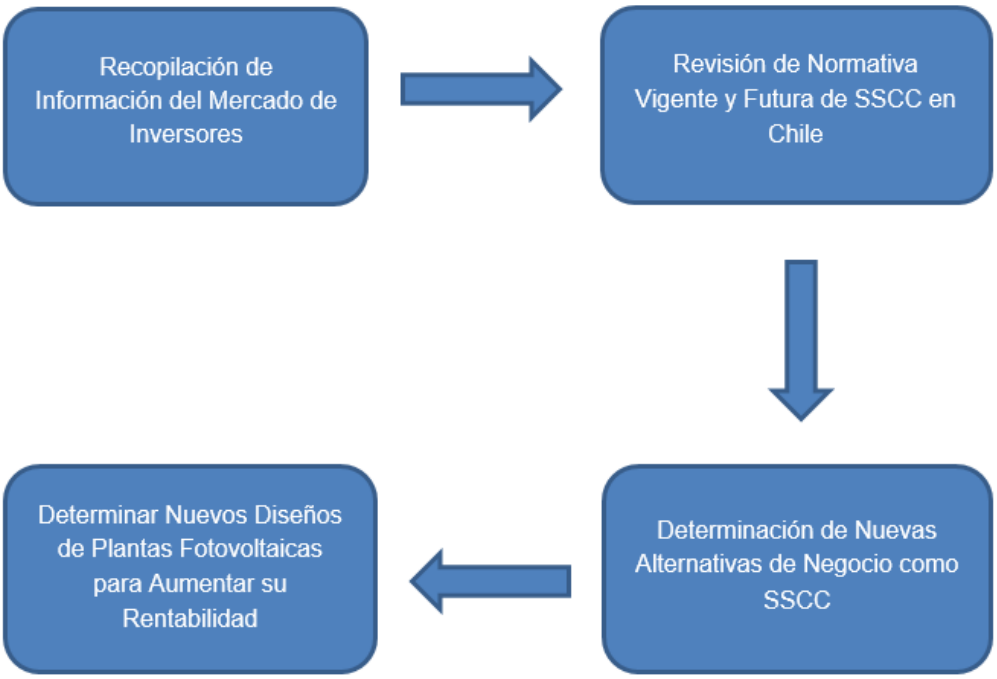

Ilustración 6: Metodología de Trabajo.[1]

3.1 INFORMACIÓN DE LA REGULACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El levantamiento de información se realizará vía web y en documentos académicos de universidades nacionales e internacionales, así como

[1] Elaboración Propia

también portales gubernamentales y/o entidades regulatorias de los mercados eléctrico como de los Servicios Complementarios.

Esto nos permitirá tener una visión de la posición en la cual se encuentra Chile y de determinar la necesidad aún más de desarrollo de normativas que permitan un amplio y competitivo mercado de los SSCC.

3.2 INFORMACIÓN DEL MERCADO DE INVERSORES DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

El levantamiento de información de la tecnología de inversores para plantas generadoras fotovoltaicas se realiza mediante documentación técnica y académica encontrada en la web, permitiendo observar el desarrollo que han tenido los inversores en el tiempo y las funcionalidades adicionales a la conversión de energía eléctrica provenientes de los paneles fotovoltaicos.

3.3 INFORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE COSTO MARGINAL QUE INCURREN LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES EN EL SISTEMA

Este levantamiento de información permitirá determinar las centrales que tienen problemas de ingresos debido a los bajos costos marginales visualizados en los últimos años.

Estos antecedentes serán obtenidos de la página web del Coordinador en su portal de Información Técnica.

3.4 DETERMINACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES

Escogida la central solar fotovoltaica con bajos ingresos por venta de energía a Costo Marginal, se determina los costos de inversión que tendría la central al cambiar sus inversores por equipos conversores actualizados capaces de realizar el control de voltaje en la noche.

Esta actualización de la electrónica de potencia será valorizado a los precios de mercado existentes hoy en día en proveedores como ABB, SMA o GPTech.

3.5 PROPUESTA DE PROCESO DE LICITACIÓN / SUBASTA DE SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN

Determinado las inversiones necesarias para participar en el mercado de servicios complementarios, se propone la metodología de selección y remuneración de los SSCC de control de tensión, describiendo mediante elementos gráficos como se espera que sean las licitaciones y/o subastas realizadas para el sistema.

3.6 ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC

Confeccionado la metodología de evaluación de SSCC y de remuneración de los mismos, se realiza un análisis del mercado adyacente con la finalidad de visualizar los posibles competidores en el mercado de subastas. Determinando finalmente que tan provechoso será este negocio para plantas solares ya existentes en el sistema eléctrico nacional.

3.7 RECOMENDACIONES Y SUGERENCIAS

Luego de realizados los cálculos de nuevas rentabilidades obtenidas por SSCC proveniente de plantas solares fotovoltaicas, se realiza una serie de recomendaciones y sugerencias de diseño y modelos de mercado que pueden agregar valor a los servicios complementarios prestados pensando en un futuro desarrollo, aún más, de las plantas Renovables No Convencionales (ERNC).

4 REGULACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El presente capítulo realiza una revisión completa de la regulación de Servicios Complementarios (SSCC) vigente en Chile y en algunos países, siendo importante destacar como fue el desarrollo de las regulaciones y normativas que rigen para estos servicios y/o mercados.

4.1 REGULACION DE SSCC EN CHILE

4.1.1 LEY 19.940, LEY CORTA I

La aparición de los Servicios Complementarios en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) fue en el año 2004 bajo la promulgación de la Ley 19.940, también llamada Ley Corta I; que introdujo la definición de los Servicios Complementarios:

"*…Servicios Complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. Son Servicios Complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias…".*

Así también como los deberes de los Coordinados de prestar dichos servicios para una correcta operación del sistema eléctrico.

"*…Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los Servicios Complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.*

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión…".

Bajo estas sentencias, Chile desarrolla el uso de los Servicios Complementarios como funciones adicionales del sistema para mejorar la calidad y seguridad del servicio eléctrico, los cuales serán definidos, administrados y operados por los Centros de Despachos Económicos de Carga (CDECs) y siendo remunerados de acuerdo a lo valorizado por la misma entidad.

El reglamento, también pone en la mesa quienes son los que pagan estos servicios, siendo principalmente las Generadoras que incurren en estos servicios por una correcta operación del sistema.

4.1.2 DECRETO 130

Luego de la definición incluida en la Ley Corta I y de los deberes de los Coordinados[2], en el año 2012 se promulgo el Decreto Supremo 130, el cual tiene como finalidad establecer el reglamento y disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137º de la LGSE (Suprimido hoy en la vigente Ley 20.936), el cual indicaba lo siguiente:

"…*Artículo 137º.- Los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando con informe de la Comisión se determine mediante decreto supremo del Ministerio de Energía.*

[2] Definición referida a los actores que se encuentran en el Sistema Interconectado: Generadores, Transmisores, Distribuidores y Clientes.

La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1. *Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;*
2. *Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y*
3. *Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley*…"

El reglamento se profundizaba en el desarrollo de normativas para **Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.** Uno de los aspectos importantes del DS 130 está dispuesto en lo siguiente:

"…*Artículo 12.- El sistema de precios que deberá utilizarse para remunerar los Servicios Complementarios definidos, se aplicará considerando sus respectivas características conforme a las siguientes categorías generales:*

a) *Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia establecido en la NTSyCS, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 19 del presente reglamento.*
b) *Los servicios relacionados con el control de tensión, según se establece en la NTSyCS, serán remunerados conforme a lo dispuesto en el artículo 23 del presente reglamento.*
c) *Los servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 26 del presente reglamento.*
d) *La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 28 del presente reglamento.*
e) *Los servicios consistentes en la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente para apoyar planes de recuperación de servicio, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 30 del presente reglamento.*
f) *Los servicios de desprendimiento de carga automático o manual, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 31 del presente reglamento…".*

Esto permite definir los Servicios Complementarios del sistema, permitiendo establecer además como serán remunerados cada uno y el cargo a quien es definido. Hoy en día, estos elementos fueron reemplazados por la actual Ley

20.936; sin embargo, las funciones de Servicios Complementarios siguen siendo los mismos.

4.1.3 LEY 20.936

En el año 2016, la Ley 20.936 modificó el marco regulatorio, liberalizando el mercado de SSCC. Los servicios provistos bajo competencia, requieren un análisis de compatibilidad con la remuneración del mercado de energía y potencia, sustentado en un sistema marginalista basado en costos.

Los principales cambios a la LGSE se detallan a continuación:

"…*Artículo 72°-2.- Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante "los coordinados", estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente…".*

"…*Artículo 72°-3.- Coordinación del Mercado Eléctrico. Asimismo, le corresponderá al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia, Servicios Complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico*…".

El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, deberá instruir la prestación obligatoria de los Servicios Complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-7 siguiente.

"…*Artículo 72°-7.- Servicios Complementarios. Los coordinados deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los Servicios Complementarios, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, conforme la normativa técnica que dicte la Comisión. En caso que estos recursos y/o infraestructura sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria*…".

Además de esto, la Comisión definirá, mediante resolución exenta, y previo informe del Coordinador, los Servicios Complementarios y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.

El Coordinador elaborará un informe de Servicios Complementarios, en el cual deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando:

- Recursos técnicos necesarios.
- La infraestructura que se deba instalar
- Su vida útil.

Para la elaboración de este informe, el Coordinador deberá analizar las condiciones de mercado existentes y la naturaleza de los servicios requeridos para establecer dichos mecanismos, los cuales serán licitaciones, o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo, conforme lo determine el reglamento. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.

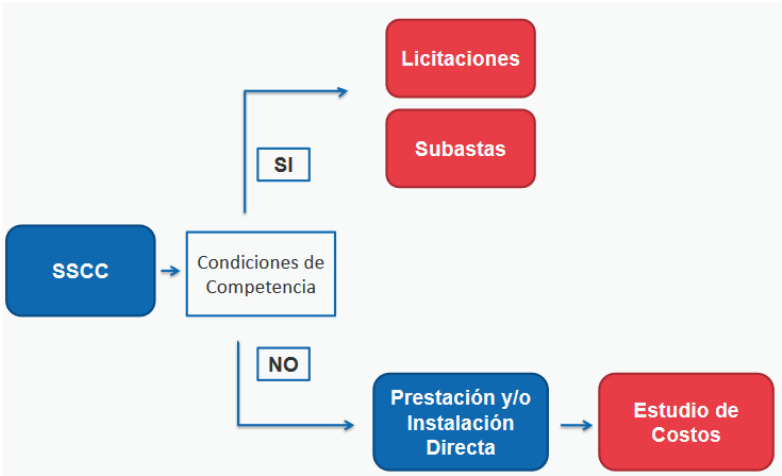

Ilustración 7: Procedimiento de licitación de SSCC [3].

Es aquí donde se abre una brecha debido a la liberalización del mercado de los SSCC. Al momento de establecer licitaciones o subastas para la implementación de estos servicios, se establece un mercado competitivo en el cual cualquier empresa puede ofrecer el servicio a medida de su conveniencia financiera. Es necesario recalcar que los SSCC pueden ser entregados tanto por generadoras como transmisoras, siendo también entregada por variada cantidad de equipos, como lo es por ejemplo el ingreso de baterías para control de frecuencia (llamadas Battery Energy Storage System o BESS).

Los estudios de costos, las licitaciones y subastas para la prestación de Servicios Complementarios deberán ser efectuados por el Coordinador. Tratándose del estudio de costos, las bases deberán ser aprobadas por la Comisión.

La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de Servicios Complementarios, mediante resolución exenta, la que, en el caso de licitaciones, podrá tener el carácter de reservado y permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas.

La Ley 20.936 redefine los SSCC incluyendo los dispositivos de almacenamiento en su Artículo 225°:

"…*Servicios Complementarios: Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son Servicios Complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.*

Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico…".

Finalmente, en el Artículo decimoctavo indica que los SSCC que se estén prestando a la fecha de publicación de la Ley 20.936, se seguirán prestando y remunerando en conformidad a las normas que la ley deroga, hasta el 31 de diciembre de 2019.

Como resumen, la Ley 20.936 expone lo siguiente referido a los SSCC:

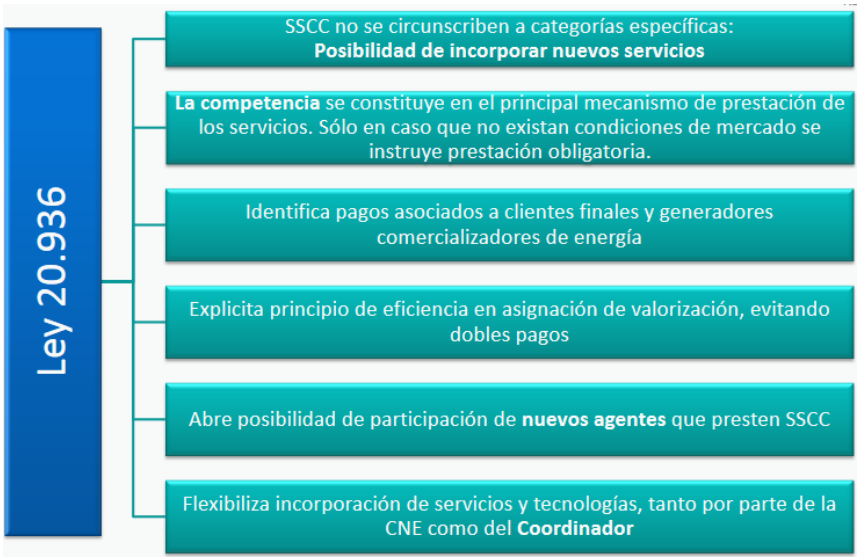

Ilustración 8: Indicaciones de SSCC en la Ley 20.936 [3].

4.1.4 ENTRADA DE LAS PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS A LOS SSCC

La promulgación de la Ley 20.936 propone la apertura del mercado de los SSCC a todo el sistema, bajo licitaciones, subastas o prestación directa, lo cual favorece la entrada de nuevos actores del sistema bajo un sistema de mercado competitivo.

Según lo descrito en el Capítulo anterior respecto a la operación de las plantas solares, los equipos usados para la conversión de energía fotovoltaica pueden entregar nuevas funcionalidades que el sistema requiera, adicionales a la entrega de potencia activa.

A pesar de abrir el mercado a diferentes actores, en especial a las plantas solares fotovoltaicas mediante el uso de sus inversores, es necesario indicar la categoría de SSCC donde estas generadoras pueden ser competitivas, lo cual es presentado en los siguientes Capítulos.

4.2 REGULACION DE SSCC EN REINO UNIDO

En el Reino Unido, los SSCC (o también llamados “Ancillary Services”) son servicios y funciones proporcionados al Operador del Sistema (SO) que facilita y respalda el flujo continuo de electricidad para que el suministro satisfaga continuamente la demanda. El término Servicios Complementarios se usa para referirse a una variedad de operaciones más allá de la generación y transmisión que se requieren para mantener la estabilidad y la seguridad de la red. Históricamente, estos servicios han sido proporcionados predominantemente por la generación conectada a la transmisión, pero más recientemente esta disposición se ha diversificado, lo que refleja la combinación cambiante de plantas y la participación del lado de la demanda dentro del sistema eléctrico.

Los cambios en los patrones de oferta y demanda, combinados con la ubicación y el rendimiento de los generadores, afectan la operatividad del

sistema en términos de estabilidad. El volumen creciente de generación no síncrona conectada al sistema está creando desafíos para la operación actual del sistema, una situación similar a Chile. La generación conectada a nivel de red de distribución en los últimos años, han generador varios problemas que afectar la operatividad del sistema, como una mayor generación intermitente, niveles de inercia decrecientes, limitaciones del sistema y la pérdida de proveedores de servicios tradicionales.

La National Grid como SO tiene la responsabilidad de mantener la estabilidad y el funcionamiento del sistema, lo que le exige considerar cómo abordar los cambios que ahora se manifiestan. National Grid publica el Marco de Operatividad del Sistema (System Operability Framework, SOF) anualmente, delineando los requisitos futuros del sistema.

La SOF de noviembre de 2016 describió los cambios en los parámetros del sistema y el rendimiento que se pronostican como consecuencia de los cambios en la combinación de generación, las características de la demanda, las nuevas tecnologías y los nuevos arreglos de gobernanza del mercado y la industria.

Desde el año 2000, el SO ha gestionado la estabilidad del sistema eléctrico del Reino Unido en gran medida mediante la **adquisición de servicios a través de contratos y licitaciones bilaterales**. Se ha producido un cambio significativo en el proceso de contratación utilizado por National Grid con un cambio de los contratos bilaterales a los servicios licitados para la mayoría de los productos basados en energía. Los servicios basados en la ubicación (restricciones y partida en *BlackOut*) se acuerdan sobre una base bilateral donde hay volúmenes de competencia potencialmente insuficientes.

Este problema se destacó en 2016 cuando National Grid firmó contratos adicionales con Drax y Fiddler's Ferry para servicios de partida en *BlackOut*. La National Grid consideró que los contratos eran necesarios debido a los anuncios no previstos de cierre por parte de varias centrales térmicas en

febrero de 2016. Este proceso destacó que no ha habido un desarrollo adecuado de un mercado a largo plazo para Servicios Complementarios tales como contratos de partida en *BlackOut*.

El crecimiento de los servicios de generación y demanda conectados a distribución están incluidos en las metodologías de adquisición y tienen una presencia significativa en varios servicios (por ejemplo, Fast Frequency Response (FFR) y Short Operation Operating Reserve (STOR)) que proporcionan un valor significativo para los clientes.

Los incrementos adicionales en la generación distribuida, la flexibilidad, las redes más inteligentes y las oportunidades para la demanda de respuesta (Demand Side Response, DSR) y el almacenamiento significan que una revisión del futuro marco para un mercado de Servicios Complementarios sea oportuna.

Por lo tanto, la entidad regulatoria considera los siguientes principios clave frente a la formación de la base del mercado actual y futuro de Servicios Complementarios:

- Competitivo y basado en el mercado
- Transparente
- Nivel de campo de juego
- Apto para el futuro

Por otro lado, la energía renovable intermitente, el almacenamiento y DSR, así como otras tecnologías incipientes tienen un potencial significativo para proporcionar Servicios Complementarios. Estos incluyen la respuesta de frecuencia con diferentes grados de tiempo de respuesta, desde la respuesta estándar primaria, secundaria y alta a la respuesta muy rápida, como la inercia sintética. Es importante asegurarse de que se reconozca la capacidad técnica de estas tecnologías, si la SO pretende utilizarlas al máximo para equilibrar la red al menor costo.

Los costos para contratar y utilizar Servicios Complementarios se recuperan a través de los Cargos por el uso de los sistemas de equilibrio (BSUoS). El BSUoS recupera el costo del funcionamiento diario del sistema de transmisión.

Las tarifas de BSUoS son altamente volátiles, y National Grid las encuentra difíciles de pronosticar con precisión. Los costos BSUoS se recuperan cada media hora desde la generación conectada a la transmisión, con la excepción de los flujos de la transmisión y la demanda (dividida 50/50) en función de los volúmenes medidos.

El mercado de los SSCC en los países del Reino Unido tiende a desarrollarse en ser totalmente competitiva para maximizar la inclusión. Esto asegurará que los servicios se contraten al menor costo, de modo de maximizar el beneficio para los consumidores. Los SSCC se realizarán a través de estructuras de mercado óptimas que podrían incluir licitaciones para contratos a largo plazo o subastas / mercados a más corto plazo. Donde sea posible, se deben evitar los contratos bilaterales.

Los Servicios Complementarios considerados en el Sistema Ingles son los siguientes:

- Control de Voltaje.
- Control de Frecuencia.
- Reserva.
- Manejo de la Congestión.
- Partida Autónoma.

4.3 REGULACION DE SSCC EN ESTADOS UNIDOS

En Estados Unidos existen siete mercados distintos de energía que son mostrados en la Ilustración 9. Estos mercados son operados por un Operador de Sistema Independiente (ISO) o el Organización de Transmisión Regional (RTO), que administra la infraestructura de transmisión en su territorio de

servicio, administra mercados de energía y Servicios Complementarios; y es responsable de garantizar que se cumplan los requisitos de confiabilidad del sistema establecidos por el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (North American Electric Reliability Council, NERC).

Con la excepción del sistema del Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) en Texas, cada ISO / RTO está sujeta a la jurisdicción de la Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC). Como el sistema ERCOT está totalmente contenido dentro de un solo estado, no participa en el comercio interestatal y, por lo tanto, no está sujeto a la jurisdicción de FERC. Aproximadamente dos tercios de toda la demanda de energía en los Estados Unidos cae en territorio atendido por un ISO / RTO; sin embargo, grandes porciones de los Estados Unidos Occidental y Sudeste no cuentan con un ISO / RTO. Los generadores y las empresas de servicios públicos en estas regiones no participan en los mercados de energía al por mayor, sino que cumplen las obligaciones de servicio a través de acuerdos de compra de energía, intercambios bilaterales y como servicios integrados verticalmente.

Cada ISO / RTO opera mercados para Servicios Complementarios. Si bien estos servicios generalmente se clasifican en las tres:

1. Regulación
2. Reservas en Giro
3. Reservas no giratorias

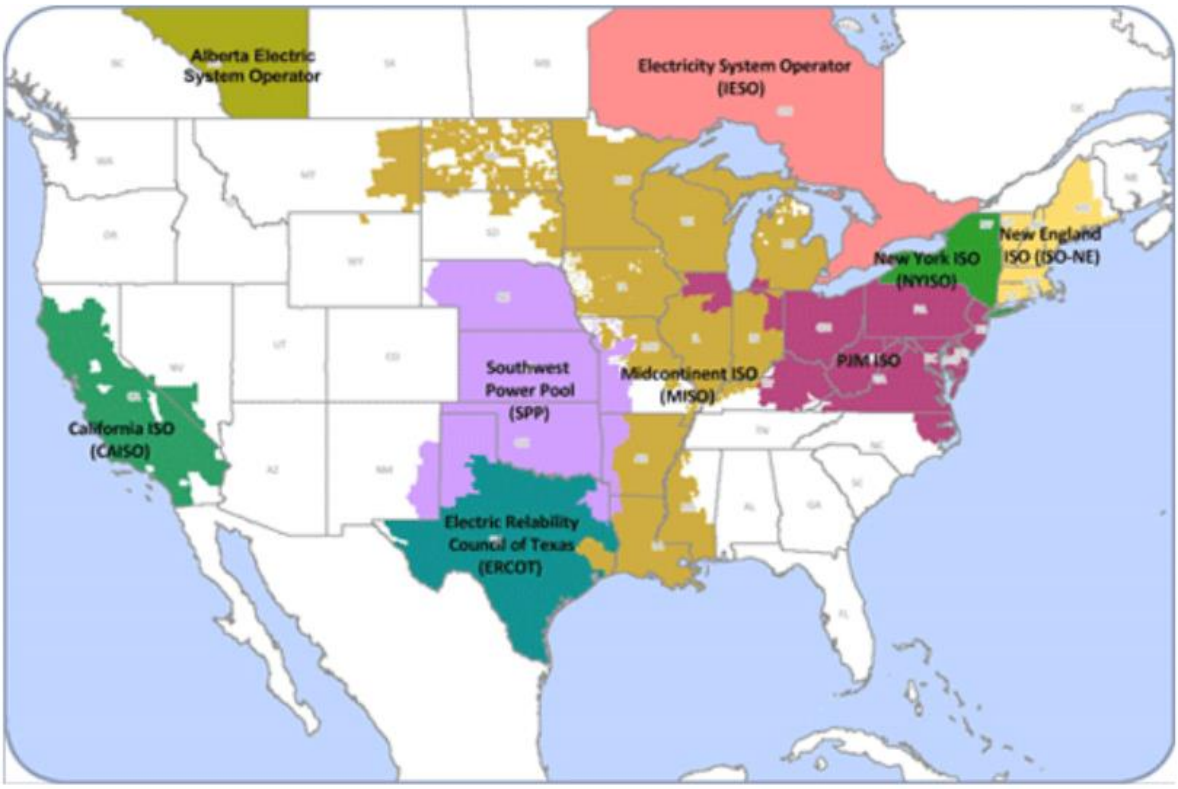

Ilustración 9: Mapa de Sistemas Eléctricos en USA [4].

En el mercado de CAISO (California Independent System Operator), todas las ofertas de Servicios Complementarios pueden ir acompañadas de una oferta de energía en el mercado diario (DAM, Day Ahead Market), y deben ir acompañadas de una oferta de energía en el mercado en tiempo real (RTM, Real-time Market). CAISO determina sus necesidades de Servicios Complementarios sobre la base de un pronóstico de demanda interna, y obtiene estos Servicios Complementarios a través de recursos de auto-programación en su territorio o mediante la participación de recursos en el Mercado de Servicios Complementarios de CAISO. Las ofertas de Servicios Complementarios se evalúan simultáneamente con las ofertas de energía en el Mercado Integrado de Devolución para despejar la oferta y la demanda.

La capacidad de un recurso con ofertas de energía y Servicios Complementarios se utiliza de manera óptima para proporcionar energía y/o de reserva para la prestación de los servicios **en forma de adjudicaciones**.

Las reservas de contingencia (Reservas en Giro y Reservas no giratorias) se adquieren en el DAM para cumplir con el 100% del requisito de servicio auxiliar de reserva de contingencia asociado con el Pronóstico de California de la demanda de California para cumplir con los estándares actuales de NERC. Si se necesitan reservas de contingencia adicionales después del DAM, entonces se compran a través del RTM.

Las entidades que prestan servicios de carga en CAISO deben adquirir Servicios Complementarios, ya sea mediante el auto-aprovisionamiento o mediante la compra en el mercado CAISO. También pueden ofertar Servicios Complementarios en exceso en el mercado. Los coordinadores de programación envían ofertas simultáneamente para suministrar alguno o todos los productos anteriores al CAISO en conjunto con sus horarios preferidos de día adelantado y horario adelantado.

Los precios marginales de Servicios Complementarios (ASMP) se producen como resultado de la co-optimización de la energía y el servicio auxiliar para cada región auxiliar. Estos representan el costo marginal de proporcionar una unidad adicional de ese servicio.

En el DAM, ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) establece un Plan de Servicios Complementarios y publica información relevante del sistema cada día a las 6:00 hrs. Este Plan de Servicios Complementarios identifica las obligaciones del servicio auxiliar de todas las Entidades Calificadas de Programación (QSS) durante cada hora del día siguiente. Las entidades calificadas de programación (QSE, Qualified Scheduling Entities) pueden cumplir con sus obligaciones ya sea a través del autoabastecimiento, intercambios bilaterales con otros QSE o compras de ERCOT a través del DAM. Los QSE deben presentar sus ofertas y ofertas de Servicios Complementarios a las 10:00 hrs. El mercado diario se ejecuta entre las 13:00 y las 13:30 hrs, donde se publican los resultados. Los QSE luego tienen la oportunidad de realizar intercambios bilaterales con otros QSE basados

en los resultados del mercado diario; cualquiera de estos intercambios se debe informar a ERCOT antes de las 14:30 hrs.

En operaciones en tiempo real, el despacho económico de seguridad restringido se realiza cada cinco minutos y se calculan dos sumadores de precios sobre la base de los niveles de reserva que se realizan durante cada período de liquidación, actualmente cada intervalo de 15 minutos.

Una subasta de mercado a plazo para capacidad de reserva (no energética) ocurre dos veces al año, antes del comienzo de cada período de capacidad estacional. Estos períodos van de junio a septiembre (verano) y de octubre a mayo (invierno). Los recursos de reserva a plazo se asignan horarios por hora un día antes del día de funcionamiento.

En el mercado de MISO (Midcontinent Independent System Operator), los propietarios de recursos que desean participar en el DAM debe presentar ofertas antes de las 11:00 hrs. del día anterior al día de operación para su uso en la limpieza del mercado. A las 15:00 hrs, se publican los resultados del DAM. De 15:00 a 16:00 hrs. MISO calcula los Market Clearing Price (MCP) ex ante y ex post para las reservas de regulación, las reservas de hilado y las reservas suplementarias en todos los nodos de recursos del sistema.

Estos precios de Servicios Complementarios se determinan a través de la optimización conjunta con el mercado de la energía utilizando un algoritmo de fijación de precios, tanto en las operaciones de día adelantado como en tiempo real. En el mercado diario de reservas operativas, los MCP ex ante y los MCP ex post se calculan por hora. En los mercados de reserva de operaciones en tiempo real, los MCP se calculan para cada intervalo de despacho de cinco minutos tanto ex ante como a posteriori.

En el caso de NYISO (New York ISO), la entidad selecciona a los proveedores de reservas operativas para cada hora del día siguiente a través de un proceso de compromiso diario co-optimizado que minimiza el costo total de

la energía, las reservas operativas y el servicio de regulación, según las ofertas presentadas por los participantes del mercado. Los precios del servicio auxiliar HAM se publican aproximadamente 75 minutos antes de cada intervalo de Compromiso en tiempo real (RTC) para las regiones Este y Oeste. Los precios del servicio auxiliar RTM para la fecha seleccionada se publican cada cinco minutos para las regiones Este y Oeste. NYISO seleccionará automáticamente proveedores de reservas operativas en el RTM a partir de recursos elegibles. A todos los proveedores se les asignará automáticamente una oferta de disponibilidad operativa de reservas en tiempo real de 0 / MW. Por lo tanto, los proveedores serán seleccionados sobre la base de sus tasas de respuesta, su límite operativo superior aplicable y su oferta de energía (que reflejará sus costos de oportunidad).

Horarios de reservas operativas diarias y en tiempo real. Cuando el cronograma de reservas operativas en tiempo real del proveedor es mayor que su cronograma de reservas operativas diario, el NYISO le paga al proveedor por el desequilibrio igual al producto de precio de compensación RTM para el producto de reserva operativa relevante en el relevante ubicación y la diferencia entre los calendarios de reservas operativas en tiempo real y en tiempo real del proveedor.

Tabla 1: Diferencia entre los mercados de electricidad de SSCC en USA. [4]

Market	Date Available	DAM/ RTM	Availability of Market Size Data	Additional Information
CAISO	4/1/2009	DAM	Y	Price and market size data are reported for the CAISO Expanded Region.
ERCOT	7/31/2001	DAM	N	
ISO-NE	-	-	N	Regulation data currently unavailable.
MISO	1/1/2010	DAM	Y	Regulation prices are the same across all zones.
NYISO	2/1/2005	RTM	N	Regulation prices are the same across all zones.
PJM	10/1/2012	RTM	Y	Price and market size data are reported for the whole PJM Region. PJM does not operate a separate Regulation market for its MAD sub-region.
SPP	3/1/2014	DAM	Y	Regulation prices are the same across all zones.

4.4 REGULACION DE SSCC EN ARGENTINA

Argentina no contiene explícitamente un Mercado de los Servicios Complementarios, está considerada en la normativa vigente la provisión de varios de ellos, tendientes a mantener la confiabilidad en la operación de la Red. Entre estos servicios de soporte al Sistema, se consideran los siguientes, especificándose también las condiciones técnicas y la forma en que deben ser provistos y transados por los distintos agentes del Mercado.

a) Regulación Primaria de Frecuencia
b) Regulación Secundaria de Frecuencia
c) Regulación Terciaria de Frecuencia
d) Control de Voltaje (Potencia Reactiva)

En el caso de la Regulación de Frecuencia, es obligación de todos los generadores del Sistema proveer este servicio. El Operador del Sistema (u Organismo Encargado del Despacho, función ejercida por CAMMESA) determina estacionalmente un nivel de reserva óptimo de Regulación Primaria a mantener, asignándole a todas las unidades idéntica proporción en este aporte.

Dada la obligatoriedad en la provisión de este servicio, los generadores no reciben ni pagan nada por ella. En todo caso, se supone que reciben una mayor remuneración, a través del incremento en el precio de la energía, como consecuencia de la consideración del margen de reserva para Regulación Primaria en el despacho.

Si un generador no puede aportar el monto despachado por el Operador, compensar a los que lo hacen por él. El pago que realizan por esta provisión es al precio de la energía en el Mercado Spot, siempre y cuando no haya déficit en el área de despacho respectiva. Si hay déficit, el precio de la energía se pondera con el precio de la energía no suministrada. Estos precios, pues, no se aplican directamente a la ofertas de reserva, sino que

se utilizan para compensar a los generadores que aportan un monto adicional al porcentaje de compromiso

La regulación secundaria y terciaria de frecuencia es voluntaria, aunque se debe avisar previamente si no se prestará el servicio y su despacho de este servicio lo realiza el Operador del Sistema después del despacho de la energía y Regulación Primaria. Su monto también lo determina el Operador, como un porcentaje de la demanda horaria del Mercado Diario y suele representar alrededor de un 1,5% de la reserva de operación calculada para cada periodo estacional.

Las ofertas para este servicio se seleccionan en base a una lista de prioridad, comenzando por las ofertas de precios presentadas por los generadores hidráulicos, luego las centrales térmicas.

La previsión de precio en el Mercado de la potencia en reserva para ese día hábil estará dado por el de la máquina más cara aceptada como Reserva. En general, no corresponde a un servicio independiente ni se ha definido en forma exhaustiva. Tampoco existe un Mercado para su transacción.

En el caso de control de voltaje, todos los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son responsables por el control del voltaje y el flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM.

Las empresas de Transmisión se comprometerán a mantener la tensión dentro del rango que especifique el Operador del Sistema para las barras de su Red y de las inmediatas adyacentes de menores tensiones sobre las que se tenga Control de Voltaje.

Si para mantener el nivel de tensión requerido se debe entrar en servicio una unidad generadora que no estaba despachada, el agente responsable deberá pagar el sobrecosto de la energía generada por ésta, además de los cargos o penalizaciones que correspondan.

Si la disponibilidad de reactivos de un generador resultase inferior a lo comprometido, y no fue informada, deberá abonar la penalización mencionada durante todas las horas en servicio o en Reserva No Sincronizada del período estacional.

Los generadores que no cumplan con sus compromisos, podrán ver limitado su acceso al Sistema cuando se afecte el nivel de calidad de tensión requerido.

4.5 REGULACION DE SSCC EN AUSTRALIANO

El Australian Energy Market Operator (AEMO) opera ocho mercados distintos para la entrega de los Servicios Complementarios, los cuales se encuentran bajo acuerdos con proveedores de servicios. Los pagos por Servicios Complementarios incluyen pagos por disponibilidad y entrega de los servicios.

Los sistemas de servicios auxiliares de reinicio (System Restart Ancillary Services, SRAS) están reservadas para situaciones de contingencia en las que ha habido una interrupción importante en el suministro o donde el sistema eléctrico debe reiniciarse.

Los costos de los Servicios Complementarios dependen de la cantidad de servicio requerida en un momento determinado y, como estos montos pueden variar significativamente de un período a otro, los costos también variarán.

Todos los Servicios Complementarios del mercado eléctrico nacional (National Electricity Market, NEM) se pueden agrupar en una de las siguientes tres categorías principales:

- Servicios Complementarios de control de frecuencia (FCAS);
- Servicios Complementarios de control y red (NSCAS); o
- Servicios Complementarios de reinicio del sistema (SRAS)

FCAS es utilizado por AEMO para mantener la frecuencia en el sistema eléctrico, en cualquier punto en el tiempo, cerca de cincuenta ciclos por segundo como lo requieren los estándares de frecuencia NEM.

Las SRAS están reservadas para situaciones de contingencia en las que ha habido un apagón total o parcial del sistema y el sistema eléctrico debe reiniciarse.

Los servicios de control de frecuencia de regulación son proporcionados por generadores en Automatic Generation Control (AGC). El sistema AGC permite a AEMO monitorear continuamente la frecuencia del sistema y enviar señales de control a los generadores que proporcionan la regulación de tal manera que la frecuencia se mantenga dentro de la banda de operación normal de 49.85Hz a 50.15Hz.

Los participantes deben registrarse con AEMO para participar en cada mercado distinto de FCAS. Una vez registrado, un proveedor de servicios puede participar en un mercado FCAS mediante la presentación de una oferta de FCAS apropiada para ese servicio, a través de los Sistemas de Gestión de Mercado de AEMO.

Una oferta de FCAS presentada para un servicio de aumento representa la cantidad de MW que un participante puede agregar al sistema, en el marco de tiempo dado, para aumentar la frecuencia.

Luego, en el caso de las NSCAS como SRAS se proporcionan al mercado bajo contratos de Servicios Complementarios a largo plazo negociados entre AEMO (en nombre del mercado) y el participante que presta el servicio. Estos servicios se pagan a través de una combinación de:

- Pagos de habilitación: solo cuando el servicio está habilitado específicamente
- Pagos de disponibilidad: hechos para cada intervalo de negociación que el servicio esté disponible.

- Pagos de prueba: hechos por los costos incurridos para la prueba anual del servicio.

Los pagos de NSCAS se recuperan completamente de los clientes del mercado, mientras que los pagos de SRAS se recuperan tanto de los clientes como de los generadores en una base 50/50.

4.6 RESUMEN DE MERCADOS REVISADOS

Como se pudo observar en los antecedentes anteriores respecto de los mercados de Servicios Complementarios, los países buscar ir a un sistema totalmente competitivo y libre de manera de obtener el mayor beneficio de los oferentes para el costo del sistema. Principalmente, los modelos de basan en subastas y licitaciones de dichos servicios, situación a apunta también lo dictado en la Ley 20.936.

Tabla 2: Comparación de los Mercados de SSCC en los Países Revisados.

Comparativa entre Mercados de SSCC			
País	Sub-Mercado	Tipo de Mercado	SSCC Transables
Chile	-	Desde la Ley 20.936 será del tipo Licitaciones/Subastas y/o Prestación Directa	• Control de Frecuencia • Control de Tensión • Plan de recuperación de servicio
Reino Unido	-	En desarrollo hacia Licitaciones/Subastas	• Control de Voltaje • Control de Frecuencia • Reserva • Manejo de la Congestión • Partida Autónoma
Estados Unidos	CAISO/ERCOT/ISO-NE/NYISO/PJM/SPP	Mercado en Tiempo Real (RTM) Day Ahead Market (DAM) Licitaciones Futuras y en Tiempo Real	• Regulación • Reserva en Giro • Reservas no Giratorias (no Sincronizadas)
Argentina	-	Licitación en base a lista de prioridad	• Regulación Secundaria/Terciaria de Frecuencia • Regulación de Tensión
Australia	-	Licitación/Subastas	• Control de frecuencia (FCAS); • Control y red (NSCAS) • Reinicio del sistema (SRAS)

5 EQUIPOS CONVERSORES EN PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

La presente sección tiene como finalidad mostrar las características de los inversores que son usados para el diseño de plantas solares fotovoltaicas, de manera de determinar las funcionalidades adicionales que son capaces de ser utilizadas en paralelo con la conversión de energía fotovoltaica; definiendo las aptitudes para ser incluidas en el mercado de los Servicios Complementarios.

Como definición básica, un inversor es un elemento que permite entregar una señal eléctrica AC a partir de una DC, esto gracias a la electrónica de potencia que pueden producir un pulso modulado para formar la señal AC de amplitud y frecuencia determinada.

En la actualidad, esta definición sigue siendo la misma; sin embargo, el desarrollo de la electrónica de potencia ha permitido generar ondas AC iguales a las emitidas por los generadores síncronos, pudiendo finalmente unir todos estos elementos en un mismo sistema eléctrico.

La evolución de la tecnología fotovoltaica, la cual captura la energía fotovoltaica y la transforma a energía eléctrica DC, ha permitido también un progreso en el desarrollo en los equipos inversores creando nuevas marcas que buscan cumplir con todas las necesidades del mercado.

Antes de explicar el funcionamiento del inversor, es necesario indicar el lugar que ocupa este equipo en una planta solar fotovoltaica:

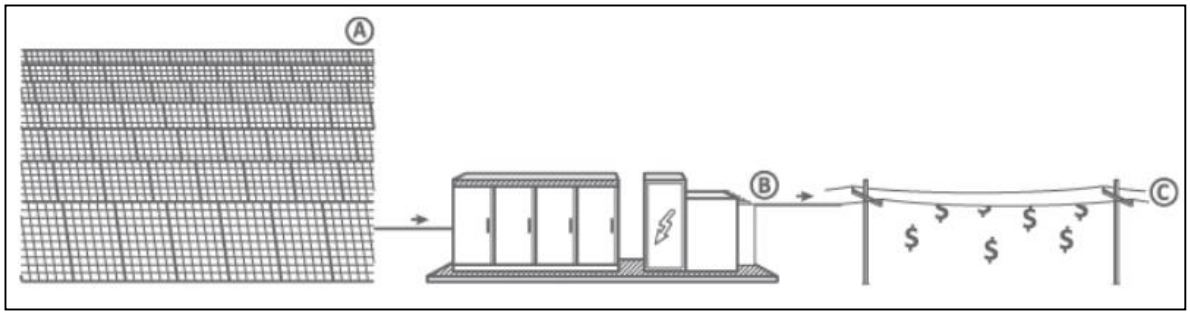

Ilustración 10: Esquema funcional de una planta solar fotovoltaica. [5]

Siendo:

A: Paneles Solares Fotovoltaicos.

B: Estación Inversora.

C: Red de Electricidad.

Como se observa en la ilustración anterior, el Inversor es parte central y primordial de una planta solar fotovoltaica, siendo el punto de conexión entre la conversión de energía solar a la red eléctrica.

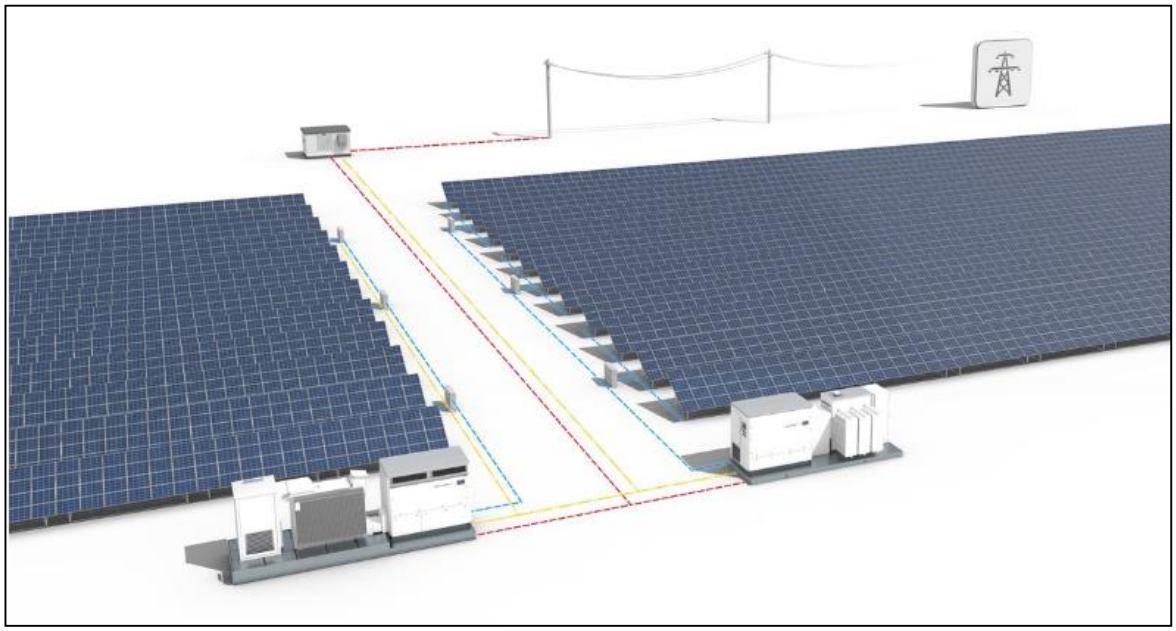

Ilustración 11: Layout general de una planta solar fotovoltaica. [5]

El negocio de las plantas solares PV (*Photovoltaic*) está en la venta de energía al sistema (dejando de lado el mercado secundario de comercialización) al costo marginal o mediante la venta de un PPA (*power purchase agreement*). Para este fin, los inversores solo se programan para realizar la conversión de energía; no obstante, existen otras funcionalidades que estos equipos pueden entregar.

5.1 TIPOS DE INVERSORES PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Los inversores utilizados para la interconexión de red de corriente alterna se clasifican principalmente como inversores de fuente de tensión (*VSI*) e inversores de fuente de corriente (*CSI*); mientras que en la clasificación por sus esquemas de control, los inversores se pueden dividir en equipos controlados por corriente (*CCI*) y por tensión (*VCI*). Estas características de topología de los inversores son independientes de la configuración del sistema donde se conecta.

Los inversores VSI tienen un condensador en paralelo a través de la entrada, mientras que los inversores CSI tienen un inductor en serie con la entrada DC, siendo representado como una fuente de corriente.

La mayoría de los inversores fotovoltaicos en el mercado son fuente de tensión, a pesar de que los paneles *PV* son considerados como una fuente de corriente.

Pasando a la topología de control, la Ilustración 12: Tipo de Inversores para Plantas Solares Fotovoltaicas. (a) muestra un inversor *VSI* con control de voltaje y control de cambio de fase realiza la transferencia de potencia activa de los paneles fotovoltaicos controlando el ángulo de fase (δ) entre la tensión del convertidor y la tensión de la red; siguiendo la tensión de la red.

Por otro lado, la Ilustración 12: Tipo de Inversores para Plantas Solares Fotovoltaicas. (b) muestra el mismo inversor *VSI* operado con control por corriente (*CSI*). El objetivo de este esquema es controlar los componentes activas y reactivas de la corriente despachada a la red utilizando técnicas de modulación por ancho de pulso.

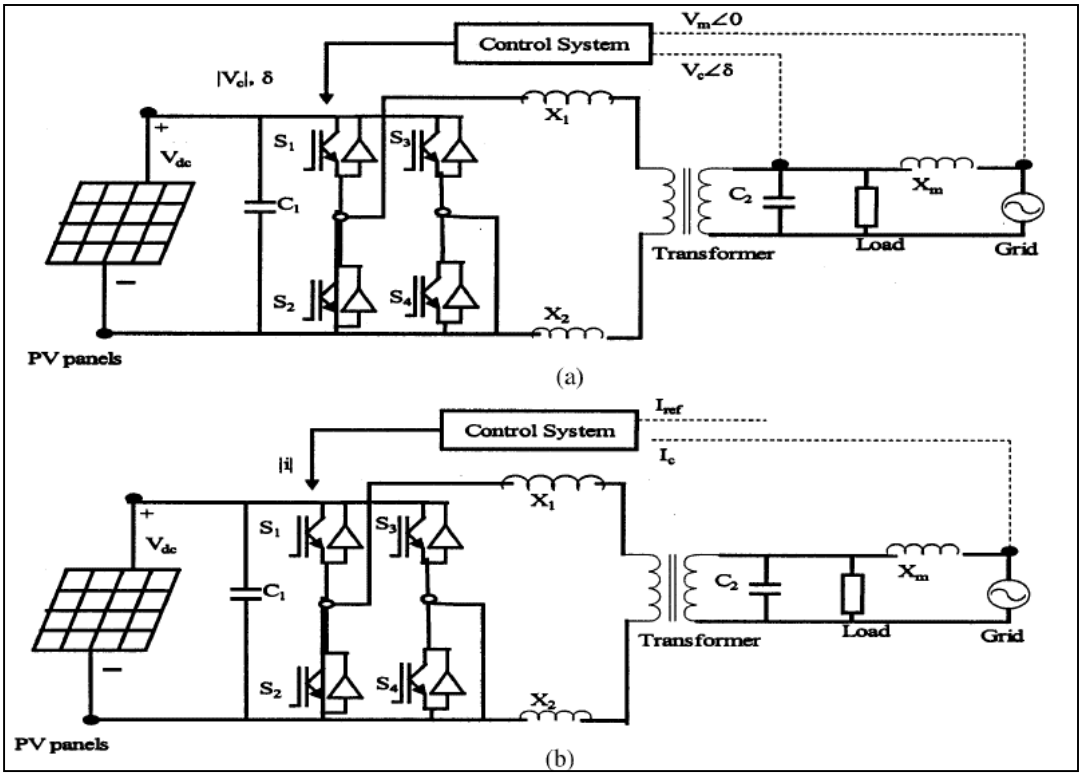

Ilustración 12: Tipo de Inversores para Plantas Solares Fotovoltaicas. [6]

5.2 CONFIGURACIONES DE INVERSORES PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Para desglosar los tipos inversores usados para las plantas solares PV, es necesario definir los modelos de equipos que podemos encontrar en el mercado y sus características esenciales:

1 String Inverters
2 Micro-inverters

5.2.1 STRING INVERTERS

Los String Inverteres viene de la denominación a la conexión en serie de los módulos fotovoltaicos antes de la conexión al inversor. Todos los módulos fotovoltaicos en un circuito en serie llevan la misma corriente, y sus voltajes se suman directamente.

Algunos inversores permiten la conexión de múltiples cadenas en paralelo, en lugar de utilizar un solo circuito para toda la matriz fotovoltaica. Esta configuración es beneficiosa cuando la matriz se divide en secciones con diferentes orientaciones y perfiles de producción.

Los módulos fotovoltaicos conectados en serie logran un rendimiento óptimo cuando todos los módulos en un circuito tienen aproximadamente la misma salida y condiciones de operación.

Dentro de la misma categoría de los String Inverters, se encuentran los llamados Centralizados o Descentralizados, los cuales se diferencian en la potencia de conversión de energía.

Inversores de String Centralizados: con potencia de AC generalmente 100 kW a varios MW, los inversores centralizados se suministran como contenedores o plataformas con transformadores elevadores incorporados, junto con *combiners boxes* (cajas combinadoras) para conectar las sucesivas Strings de los paneles solares. Un inversor central generalmente monitorea la potencia máxima de los paneles solares. Los sistemas inversores centrales actualmente alcanzan hasta el 98.6% en eficiencia de rendimiento.

Ilustración 13: Esquema general de un sistema de inversores centralizados. [7]

1. Paneles Solares Fotovoltaicos.
2. Cajas Combinadoras en BT.
3. Inverter Station.

Inversores de String Descentralizados: son más pequeños y poseen menos potencia, de 10 a 30 kW con 380 V de tensión de salida. Estos inversores no requieren ninguna técnica especial para instalarse en la planta, y esta es la razón por la cual el uso de los inversores String hace que todo el proceso de construcción de la planta solar fotovoltaica sea mucho más fácil y reduce los costos operativos futuros. Sin embargo, en términos de eficiencia del rendimiento, los inversores de cadenas son completamente comparables con los centrales, alcanzando el puntaje de 98.2% - 98.6%.

Ilustración 14: Esquema general de un sistema de inversores descentralizados. [7]

1. Paneles Solares Fotovoltaicos.
2. String Inverters .
3. Cajas Combinadoras en BT.
4. Estación Acumuladora de String Inverters.

Estos tipos de configuraciones se diferencian principalmente en el mantenimiento y en el costo de cada elemento. En la actualidad, el nuevo diseño de plantas solares fotovoltaicas contiene la configuración con una Inverter Station, debido principalmente al menor mantenimiento que este requiere.

Otro punto a favor para la configuración centralizada, es que la matriz solar proponga una entrada de DC adicional a la Inverter Station, permitiendo que la incorporación de baterías de respaldo.

A pesar de esto, la configuración del tipo descentralizada contiene menores pérdidas por la conversión DC/AC más cercana a los paneles PV y que al contener más inversores

Si el inversor falla, toda la matriz FV solar quedará inutilizable: la salida de CC no puede alimentar la mayoría de los electrodomésticos ni sincronizarse con la red eléctrica.

5.2.2 MICRO-INVERTERS

Los Micro - Inversores realizan la conversión de energía fotovoltaica generada individualmente por cada módulo solares, esto permite tener una ventaja principal dado que aíslan y ajustan la salida de paneles individualmente, reduciendo los efectos que el sombreado o falla de uno (o más) módulos tiene en la salida de una matriz completa.

Esta tecnología es completamente opuesta a los inversores de String en términos de conexión y operación. En lugar de utilizar circuitos conectados en serie de módulos solares y un inversor central, se instala un Micro-Inversores en cada módulo que compone la matriz FV. Luego, la salida de todos los Micro-Inversores se conecta en paralelo a un circuito eléctrico que funciona con corriente alterna.

Las funciones de monitoreo se pueden integrar directamente en Micro-Inversores, lo que permite detectar y resolver problemas con módulos

selectivamente. Esto se traduce en un aumento de la producción de energía en comparación con un sistema de inversor de String tradicional, asumiendo la misma capacidad fotovoltaica instalada.

Este sistema se considera complejo de aplicar en sistemas de grandes cantidades de potencia instalada por los problemas de mantenimiento y principalmente por el alto costo de implementar esta configuración.

Ilustración 15: Microinverter de la Marca Darfon.

5.2.3 CATASTRO DE CONFIGURACIONES Y MARCAS EN EL MERCADO CHILENO

Revisadas las posibles configuraciones de inversores en una planta solar fotovoltaica, es necesario observar cómo se comporta el mercado chileno en términos de diseño de centrales generadoras. En este caso, se ha realizado una búsqueda en los antecedentes de cada planta en operación (o construcción) en el país con el objetivo de realizar un catastro de su diseño:

Tabla 3: Catastro de Configuración de Plantas Solares en Chile [8]

Nombre De La Central	Potencia A Inyectar (MW)	Configuración Inversor	Marca
El Romero	196	Centralizado	ABB
Fv Bolero	146,64	Centralizado	S/I
Luz Del Norte	141,04	Centralizado	SMA
Parque Solar Finis Terrae	138	Centralizado	JEMA
Quilapilún	111,35	Centralizado	SMA
Conejo Solar	104	Centralizado	ABB

Solar Llano De Llampos	101,02	Centralizado	Ingeteam
El Pelicano	100	Centralizado	S/I
Cerro Dominador	99,05	Centralizado	S/I
Carrera Pinto	93	Centralizado	ABB
Santiago Solar	92,73	Centralizado	S/I
Pampa Solar Norte	69,3	Centralizado	Sunway
Pv Salvador	68	Centralizado	Sunpower
Solar Javiera	65	Centralizado	S/I
Lalackama	55	Centralizado	Sunway
Uribe Solar	52,8	Centralizado	Power Electronic
Solar Jama	52,65	S/I	S/I
Solar San Andrés	49,7	Centralizado	Bonfiglioli
Parque Fotovoltaico Los Loros	46	Centralizado	S/I
Chañares	36	Centralizado	S/I
Doña Carmen Solar	34,62	S/I	S/I
Solar Diego De Almagro	32	Centralizado	S/I
La Huayca Ii	25,05	Centralizado	S/I
Andes Solar	21,8	S/I	S/I
Lalackama 2	16,5	S/I	S/I
Pozo Almonte Solar 3	16,04	Centralizado	S/I

Como se observa en el catastro, las plantas de energía solar fotovoltaica en Chile han utilizado configuraciones del tipo Centralizado, lo cual es determinado por el alto costo y mantención de los sistemas Descentralizados.

5.3 OPERACIÓN DE INVERSORES DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS.

5.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Una de las características principales de los elementos conversores de energía, es el tiempo de respuesta. Esto es posible debido a la ausencia de masa giratoria (también llamada *Inercia o Momentum*) y el uso de interruptores semiconductores permiten a los inversores responder en un marco de tiempo de milisegundos. No obstante, esta rápida respuesta utilizando la electrónica de potencia desfavorece el factor de potencia de los equipos, provocado principalmente por los armónicos generados; sin

embargo, con los últimos avances en tecnología de conversión y el uso de filtros activos, es posible mantener un factor de potencia cercano a la unidad.

Con el control adecuado los inversores pueden proporcionar soporte de voltaje absorbiendo o entregando (bidireccionales) potencia reactiva para modular las variables eléctricas en el punto de conexión. Esta función es de suma utilidad para la finalidad de esta tesina, dado que son características que no son usadas en la operación normal de las generadoras chilenas.

Alguna de las características más importantes de un inversor son:

- Los inversores de modulación de pulso (PWM) producen ondas sinusoidales de alta calidad, mostrando niveles de armónicos muy bajos, inclusive más bajos que los de los electrodomésticos comunes. Luego, si los armónicos están presentes en la forma de onda de tensión de la red, las corrientes armónicas pueden ser inducidas en el inversor ayudando a la calidad de la red eléctrica.
- La sincronización de los inversores con la red se realiza de forma automática y normalmente utiliza la detección de cruce por cero en la forma de onda de la tensión.
- Un inversor no tiene masa giratoria y, por lo tanto, no tiene inercia, por lo que la sincronización no implica la aceleración de una máquina rotativa ; ayudando a la estabilidad de la red eléctrica
- Los paneles PV producen una corriente que es proporcional a la cantidad de luz que cae sobre ellos. Los paneles normalmente están clasificados para producir 1000W = m2 a 25 ° C. Bajo estas condiciones, la corriente de cortocircuito posible a partir de estos paneles es típicamente solo un 20% más alta que la corriente nominal, mientras que es extremadamente variable para el viento. Luego, si la radiación solar es baja, entonces la corriente máxima posible bajo cortocircuito será menor que la corriente nominal de carga completa. Si hay una batería presente, la contribución de la corriente de falla está limitada por el inversor.

FUNCIONALIDADES ADICIONALES ENTREGADAS POR INVERSORES PARA PLANTAS FV

Tal como hemos observado en los capítulos anteriores, los inversores son capaces de entregar y absorber potencia reactiva con la finalidad de mejorar de manera significativa la estabilidad del sistema, incluyendo además su característica de no tener inercia giratoria y ser extremadamente rápido en su conmutación electrónica, de igual manera que un *STATCOM* (o Compensador síncrono estático).

Un *STATCOM* es un dispositivo de regulación de voltaje y se basa en un convertidor de voltaje de electrónica de potencia y puede actuar como fuente o absorción de corriente alterna reactiva. Prácticamente, un STATCOM es un inversor que pertenece a la familia "*FACTS*" (Flexible AC Transmissions Systems) que detecta y compensa instantáneamente las fluctuaciones de voltaje o parpadeo, además de controlar el factor de potencia. Como un dispositivo electrónico de potencia completamente controlable, el STATCOM es capaz de proporcionar VAR capacitivos e inductivos.

Beneficios de STATCOM

- ✓ Control de factor de potencia
- ✓ Regulación de voltaje
- ✓ Control de fase independiente
- ✓ Disminución de parpadeo
- ✓ Filtrado armónico activo (específico de la aplicación)
- ✓ Control paralelo del sistema múltiple
- ✓ Bloques de inversor modulares para un simple mantenimiento a largo plazo
- ✓ Integración flexible de transformadores para una huella óptima y bajos costos de instalación
- ✓ Capacidad de sobrecarga opcional de hasta 300 por ciento

La aplicación de FACTS, como el compensador estático y el compensador de la serie síncrona estática está aumentando en los sistemas de potencia debido a la crecida de las redes eléctricas y su necesidad de estabilidad.

Este tipo de elementos son usados principalmente en plantas eólicas para mejorar el funcionamiento de las turbinas eólicas frente a las fallas de la red, dado que muchos modelos utilizados no contienen la capacidad de movimiento reactivo.

La administración cuidadosa y localizada de la potencia reactiva es clave para una red que funcione sin problemas; su mala gestión puede conducir a apagones (o *BlackOut*) catastróficos.

A continuación se muestra un esquema simplificado para entender el funcionamiento del STATCOM:

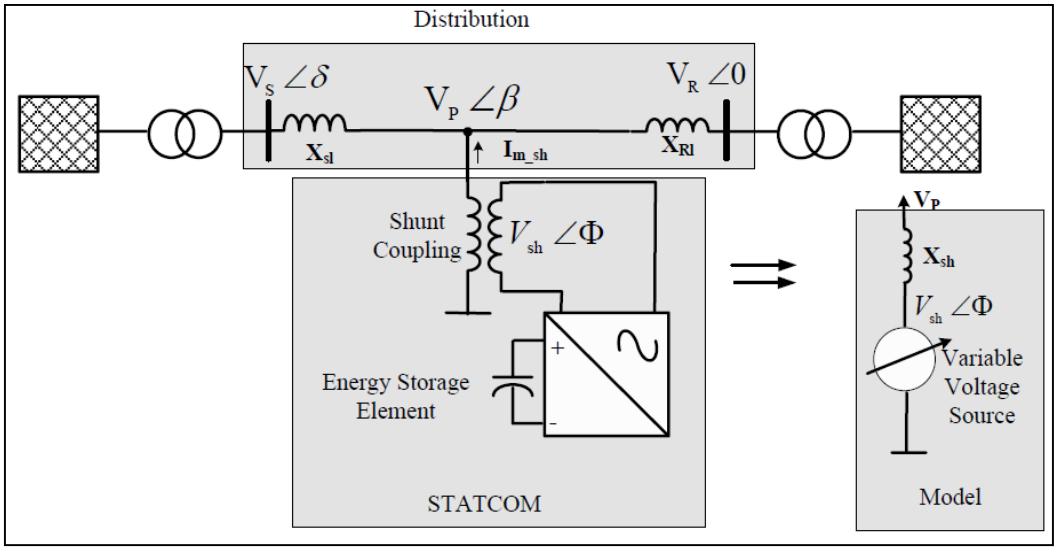

Ilustración 16: Esquema funcional de un STATCOM [9]

$$Q_{Sh} = \frac{V_{Sh}^{\ 2} - V_{Sh} V_P \cos(\Phi - \beta)}{X_{Sh}}$$

La tensión de referencia DC que alimenta el inversor es proporcionada por un condensador que se mantiene cargado desde la línea de transmisión a

través de un transformador de acoplamiento y un rectificador. Un sistema de control de realimentación mantiene el voltaje del condensador casi constante a pesar del flujo de carga rápido requerido por el control de potencia reactiva.

El funcionamiento mostrado en la Ilustración 16: Esquema funcional de un STATCOM muestra un esquema similar al inversor de plantas FV sin conectar los paneles fotovoltaicos, es ahí donde existe una oportunidad para la administración localizada mediante el uso de inversores e sistemas fotovoltaicos. Los inversores avanzados permiten a los operadores del sistema controlar las características de salida de la energía generada por la energía fotovoltaica, permitiendo el suministro o la retención de la potencia reactiva según corresponda.

La oportunidad de utilizar inversores fotovoltaicos que puedan brindar control de tensión permite ofrecer una administración hiperlocalizada de potencia reactiva: por ejemplo, en respuesta a las fluctuaciones de voltaje localizadas, todos los sistemas fotovoltaicos en un área determinada de la red de distribución podrían modular sus factores de potencia de salida de CA para responder adecuadamente a las fluctuaciones de la red.

Un STATCOM puede operar las 24 horas del día, siendo esta característica interesante al momento de pensar en el ingreso de los parques solares. Un parque solar permanece inactivo por la noche e incluso durante el día, pudiendo operan por debajo de su capacidad nominal de diseño (de potencia aparente) temprano en las mañanas y en las últimas horas de la tarde, por lo que toda esa capacidad de potencia del inversor es inutilizada.

Tabla 4: Componente de potencia usada en la operación de plantas solares FV.

	Potencia Aparente	
Periodo del Día	**Potencia Activa**	**Potencia Reactiva**
Mañana	Debajo de lo Nominal	Nulo
Hora Solar	Nominal	Nulo
Tarde	Debajo de lo Nominal	Nulo
Noche	Nulo	Nulo

Como se puede observar, la potencia total aparente del inversor solo es usada a capacidad nominal durante las horas solares, lo que significa que fuera de este periodo la potencia del inversor puede ser utilizada para otros fines.

Hoy en día, el desarrollo de las tecnologías de inversores permite la utilización de inversores solares fotovoltaicos inclusive durante la noche para proporcionar múltiples beneficios a los sistemas de energía, así como lograr los mismos objetivos durante el día a partir de la capacidad del inversor que queda después de la producción de potencia activa.

Un *PVSTATCOM* es un inversor FV usado como *STATCOM,* que están siendo usados principalmente para mejorar significativamente el límite de transferencia de potencia de una larga línea de transmisión, tanto en la noche como durante el día, incluso cuando la planta solar está produciendo una gran cantidad de energía activa.

La operación de un PVSTATCOM tiene como finalidad emplear las funcionalidades de los inversores tratando de no afectar la generación de energía activa de la planta solar FV.

6 PRECIOS DE COSTO MARGINAL EN EL SISTEMA

En la presente sección, hace entrega de los Costos Marginales (CMg) que incurren las plantas solares fotovoltaicas existentes en el sistema con el objetivo de determinar la central generadora que tenga problemas de rentabilidades debido a los bajos precios de venta de energía.

La tabla siguiente muestra las barras o puntos de inyección de las centrales actualmente en operación en nuestro país.

Tabla 5: Puntos de Inyección de Centrales Solares [8]

NOMBRE DE LA CENTRAL	POTENCIA A INYECTAR (MW)	PUNTO DE INYECCIÓN
Solar Llano De Llampos	101,02	Tap-Off Cardones - Cerro Negro Norte 220kv
Solar San Andrés	49,7	S/E San Andres 220 Kv
Pozo Almonte Solar 3	16,04	Central Solar Pas3
Solar Javiera	65	Tap-Off Linea Diego De Almagro - Taltal 110kv
Chañares	36	Tap-Off Linea Diego De Almagro - Salado 110 Kv
Lalackama	55	Linea Diego De Almagro - Paposo 220 Kv
Pv Salvador	68	Tap-Off Linea Diego De Almagro - Codelco Div Salvador 110 Kv
Lalackama 2	16,5	Linea Diego De Almagro - Paposo 220 Kv
Luz Del Norte	141,04	S/E Carrera Pinto 220 Kv
Andes Solar	21,8	S/E Andes Solar
Conejo Solar	104	S/E San Francisco 220 Kv
Parque Fotovoltaico Los Loros	46	S/E Los Loros 110kv
Solar Jama	52,65	Solar Jama
Pampa Solar Norte	69,3	S/E Cachiyuyal 220 Kv
El Romero	196	Tap El Romero 220kv
Quilapilún	111,35	Quilapilun 22kv
Doña Carmen Solar	34,62	Línea Los Vilos - Nogales C1
Santiago Solar	92,73	Línea Las Vegas - Cerro Navia 110kv- Subestación Santiago Solar
Fv Bolero	146,64	S/E Bolero
Parque Solar Finis Terrae	138	-
El Pelicano	100	-
Cerro Dominador	99,05	Cerro Dominador 220 Kv
Uribe Solar	52,8	S/E Uribe Solar
La Huayca Ii	25,05	La Huayca Ii
Carrera Pinto	93	S/E Carrera Pinto 220 Kv
Solar Diego De Almagro	32	S/E Emelda 110 Kv

La información del Punto de Inyección nos ayudará a determinar cómo han estado los precios, y por lo tanto, las remuneraciones por venta de energía por medio del mercado Spot.

A continuación se muestran las principales barras del sistema que marcan directamente los CMg donde se realiza la venta de energía por parte de las centrales en estudio.

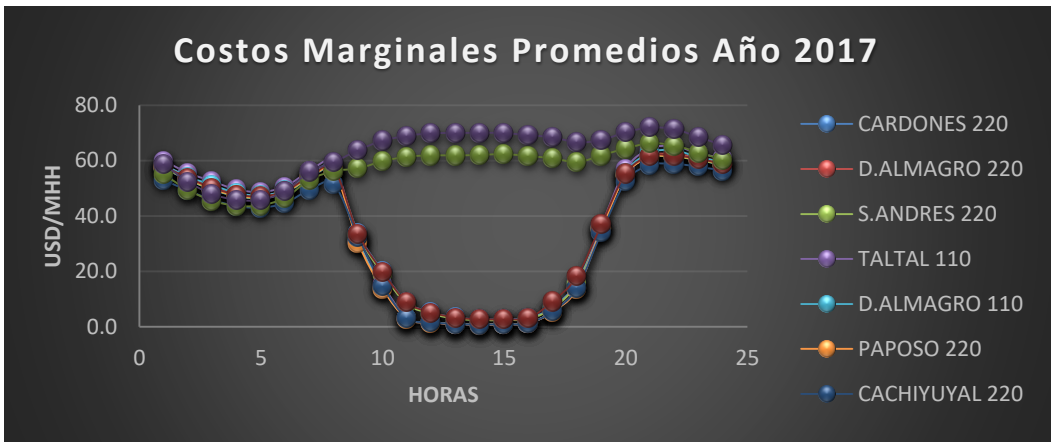

Tabla 6: Precios Promedios por Barra de Inyección 2017 [10]

Como se puede observar en la tabla y gráfica anterior, los precios de CMg han mostrado una baja considerable a medida que los proyectos de generación fotovoltaica han entrado en operación.

Se determina que los primeros proyectos en conectarse al sistema obtienen mayores precios de venta de energía, siendo en este momento un negocio atractivo debido al desarrollo de esta tecnología. Sin embargo, al incluir nuevos proyectos al sistema y encontrarse con un sistema no adaptado en transmisión, los CMgs descienden de manera considerable llegando a cero; lo que refleja el intenso escenario financiero que se encuentran actualmente las plantas solares.

7 CAPEX DE CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS

La selección de la central solar fotovoltaica está basada en la baja rentabilidad en la venta de energía a CMg. A continuación se hace el cálculo para obtener el costo medio de cada central por medio de los costos de inversión indicado por cada año en los Informes de Precios de Nudo confeccionados por la Comisión Nacional de Energía.

Tabla 7: Costos de Inversión de las Centrales Fotovoltaicas por Año [11]

EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN UNITARIOS	US$/kW
2013	-
2014	2.500
2015	2.300
2016	2.100
2017	1.200
2018	970

Los costos de inversión indicados por la CNE muestran una disminución importante en los últimos años, principalmente por la evolución de la tecnología y las economías de escalada que tienen los países que confeccionan paneles fotovoltaicos, como lo es el caso de China.

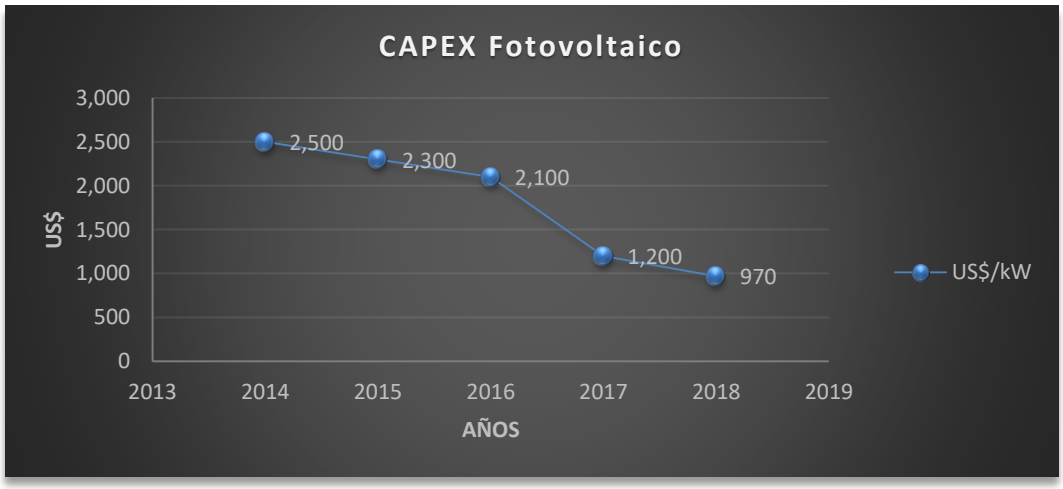

Ilustración 17: Evolución de los CAPEX de las centrales fotovoltaicas [11]

Para la obtención de los costos medios de cada central fotovoltaica en existente en el sistema (no PMGD), es necesario indicar los índices económicos y operacionales:

Tabla 8: Parámetros Económicos para el Cálculo del Costo Medio

ÍNDICES ECONÓMICOS	VALOR
Tasa de Descuento	10%
Número de Años	25
Horas del Año	8.640
FP	0,25[3]

Los valores mostrados en la Tabla 8: Parámetros Económicos para el Cálculo del Costo Medio son índices económicos típicos en la industria eléctrica usados para la evaluación.

Con el cálculo del Costo Anual Equivalente (CAE), el CAPEX y la generación estimada para cada central, se construye un precio de Costo Medio con la finalidad de observar los precios de energía aproximados para la recuperación de la inversión de cada instalación.

$$Costo\ Medio\ \left(\frac{US\$}{MWh}\right) = \frac{CAE + CF\ (US\$)}{Generación\ (MWh)} + CV\left(\frac{US\$}{MWh}\right)$$

En este caso, con el objetivo de simplificar el cálculo los Costos Fijos y Variables se considerarán despreciables.

Tabla 9: Costos Medios de Cada Central Fotovoltaica por Costo de Inversión

NOMBRE DE LA CENTRAL	POTENCIA A INYECTAR (MW)	FECHA DE OPERACIÓN	CAE MMUS$	COSTO MEDIO US$/MW
Solar Llano De Llampos	101,02	30-04-2014	$ 27,82	$ 127,51
Solar San Andrés	49,7	30-04-2014	$ 13,69	$ 127,51
Pozo Almonte Solar 3	16,04	07-06-2014	$ 4,42	$ 127,51

[3] Valor de Factor de Potencia promedio para las plantas solares fotovoltaicas.

Solar Javiera	65	19-05-2015	$ 16,47	$ 117,31
Chañares	36	28-05-2015	$ 9,12	$ 117,31
Lalackama	55	02-06-2015	$ 13,94	$ 117,31
Pv Salvador	68	07-07-2015	$ 17,23	$ 117,31
Lalackama 2	16,5	31-08-2015	$ 4,18	$ 117,31
Luz Del Norte	141,04	24-02-2016	$ 32,63	$ 107,11
Andes Solar	21,8	28-05-2016	$ 5,04	$ 107,11
Conejo Solar	104	09-08-2016	$ 24,06	$ 107,11
Parque Fotovoltaico Los Loros	46	17-08-2016	$ 10,64	$ 107,11
Solar Jama	52,65	24-09-2016	$ 12,18	$ 107,11
Pampa Solar Norte	69,3	19-10-2016	$ 16,03	$ 107,11
El Romero	196	03-03-2017	$ 25,91	$ 61,20
Quilapilún	111,35	09-03-2017	$ 14,72	$ 61,20
Doña Carmen Solar	34,62	10-05-2017	$ 4,58	$ 61,20
Santiago Solar	92,73	26-12-2017	$ 12,26	$ 61,20
Fv Bolero	146,64	-	$ 19,39	$ 61,20
Parque Solar Finis Terrae	138	-	$ 18,24	$ 61,20
El Pelicano	100	-	$ 13,22	$ 61,20
Cerro Dominador	99,05	-	$ 13,09	$ 61,20
Uribe Solar	52,8	-	$ 6,98	$ 61,20
La Huayca Ii	25,05	-	$ 3,31	$ 61,20
Carrera Pinto	93	03-05-2016 07-11-2016	$ 12,29	$ 61,20

Bajo las consideraciones de precios y de costos medios calculados de las centrales solares fotovoltaicas existentes en el sistema, es posible observar que el mayor impacto en la operación financiera de las generadoras en servicio está determinada por su antigüedad. Esto debido principalmente por los altos costos incurridos en su inversión al momento de su construcción.

El decaimiento en los CAPEX de las centrales solares fotovoltaicas permite que el costo medio de las instalaciones más recientes sea considerablemente menor, lo que da oportunidades de solvencia económica con los precios de CMg actuales en situaciones de baja hidrología.

En ciertas condiciones de hidrología, fue posible determinar que existieron precios elevados del mercado SPOT lo que ayuda a los ingresos de las

centrales con bajos costos medios, no así para las centrales más antiguas que incurrieron en altos costos de inversión.

La única manera de que estas centrales podrían estar en una condición financiera aceptable hoy, es la operación mediante un contrato de suministro a un valor sobre los CMg actuales, lo que permitiría financiar el negocio operacional de cada generadora.

De los datos calculados y mostrados en las tablas anteriores, se escoge la central “Solar Llano de Llampos” debido a su antigüedad y CMg observados en la barra de inyección asociada.

7.1 CENTRAL SOLAR LLANO DE LLAMPOS

El “Parque Fotovoltaico Llano de Llampos” corresponde a un proyecto de generación de energía eléctrica de 93,65 MW de potencia AC nominal en la salida de los inversores y de 100,59 MW de potencia *peak* DC nominal. La central contiene una instalación de 304.848 módulos fotovoltaicos para la captación de la energía solar.

El proyecto incluye la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 9 km, donde se inyectará la energía producida en la línea Cardones – Cerro Negro Norte de 220 kV, perteneciente al SIC (actual CEN).

La instalación fue ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental con un CAPEX de 241 MMUS$, lo cual conversa con la información entregada por el CNE respecto a la evaluación de costos de inversión por tecnología para el año 2013-2014.

El proyecto se ubica a 28 km al noreste de la ciudad de Copiapó, en la comuna y provincia del mismo nombre, tercera Región de Atacama. El terreno donde se emplazará el proyecto se encuentra a una altura promedio de 1160 m.s.n.m. a 5,5 km al este de la ruta C-309.

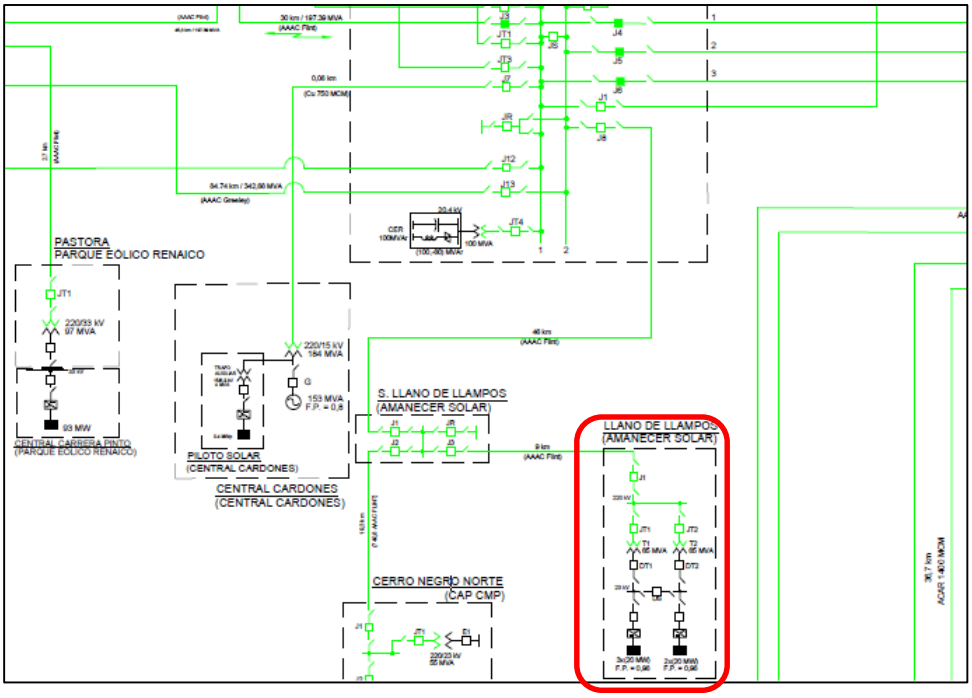

Ilustración 18: Ubicación en el CEN de la planta solar Llano de Llampos

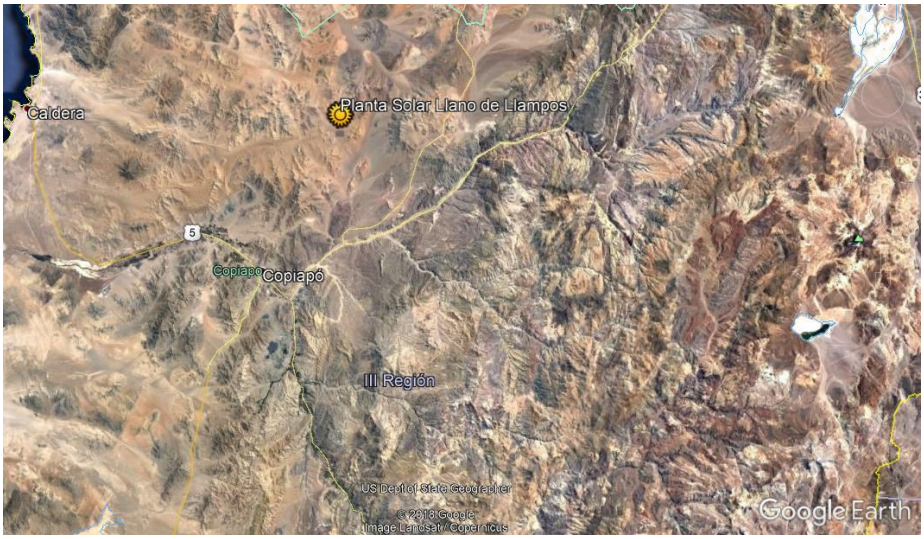

Ilustración 19: Ubicación geográfica de la planta solar Llano de Llampos

7.1.1 DISEÑO DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LLANO DE LLAMPOS

La instalación proyectada es una central solar fotovoltaica de 93.659 kWac de potencia AC nominal. Consta de 73 plantas, denominadas Bloque 1 a 73.

- Potencia nominal de cada Bloque = 1.283 kW
- Potencia *peak* de cada Bloque = 1.378,08 kWp

El módulo a emplear es el modelo MEMC-330 de la marca MEMC/Sunedison de 330 Wp, por lo que el número de módulos a instalar en cada bloque es de:

- 1.378.080 Wp / 330 Wp = 4.176 módulos.

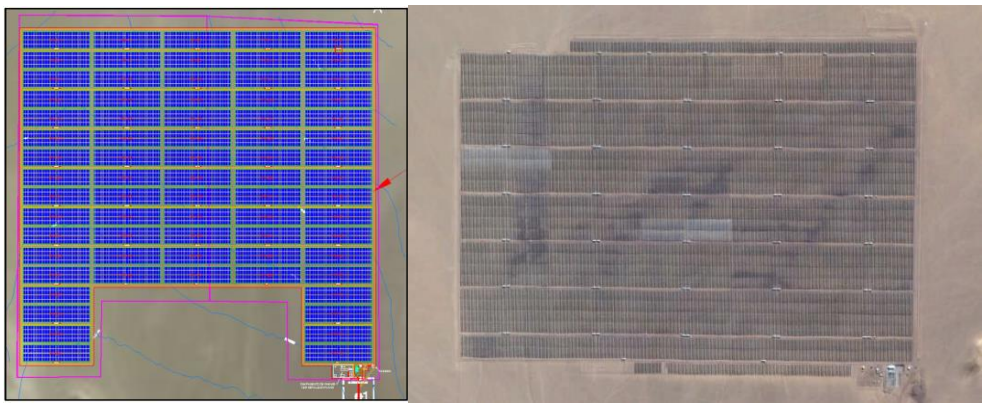

Ilustración 20: Layout Estimativo y final de la planta solar Llano de Llampos [12]

7.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico usado para la construcción de la planta solar, es el modelo MEMC SILVANTIS™ M330, el cual tiene las siguientes características técnicas:

Model #	MEMC-M305BMC	MEMC-M310BMC	MEMC-M315BMC	MEMC-M320BMC	MEMC-M330BMC
Rated Maximum Power Pmax (W)	305	310	315	320	330
Open-Circuit Voltage V_{oc} (V)	45.8	45.9	46.0	46.1	46.1
Short Circuit Current I_{sc} (A)	9.00	9.02	9.05	9.14	9.50
Module Efficiency (%)	15.6	15.8	16.1	16.4	16.9
Maximum Power Point Voltage V_{mpp} (V)	36.8	36.9	37.0	36.9	37.2
Maximum Power Point Current I_{mpp} (A)	8.29	8.40	8.52	8.68	8.88

Ilustración 21: Características técnicas de módulos fotovoltaicos de Llano de Llampos [12]

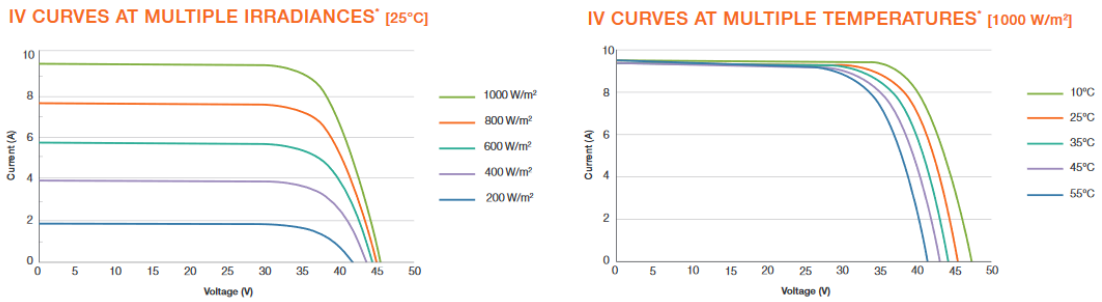

Ilustración 22: Curvas de operación de módulos fotovoltaicos de Llano de Llampos [12]

7.1.3 EQUIPOS INVERSORES Y SUBESTACIÓN

Inversores utilizados en la planta solar, fue el modelo RPS 1460 TL de la marca Bonfiglioli, integrados en casetas prefabricadas de hormigón con transformadores y celdas de media tensión.

La configuración de los inversores y subestación conversora es la siguiente manera:

- 6 circuitos de 6 inversores, 1 circuito de 7 inversores y 3 circuitos de 8 inversores. En total son 67 equipos conversores.
- Subestación transformadora 220/23 kV con dos transformadores de potencia gemelos de 45 MVA.

Ilustración 23: Inversor RPS 1460 TL de la marca Bonfiglioli

Las características técnicas del inversor utilizado en la planta solar tiene las siguientes características:

		Multi MPPT - 330V					
RPS TL		**0420**	**0620**	**0830**	**1040**	**1220**	**1460**
Entrada / Input ratings							
Potencia pico recomendada Recommended connected generator power	kWp	416	623	831	1039	1247	1454
Max. corriente de entrada / Max. input current	A	700	1050	1400	1750	2100	2450
Max. tensión de entrada / Max. input voltage	V						
Intervalo MPPT / MPPT range	V	500 ... 875					
N. MPPT	-	2	3	4	5	6	7
Salida / Output							
Tensión de red / Mains voltage	V	330					
Frecuencia de red / Mains frequency	Hz						
Potencia nominal / Rated power	kW	367	550	733	917	1100	1283
Corriente nominal / Rated current	A	640	960	1280	1600	1920	2240
Factor de potencia / Power factor	-						
Distorsión armónica / Hormonic distortion	%						
Rendimiento / Efficiency							
Rendimiento máximo / Maximum efficiency	%						
Rendimiento europeo / European efficiency	%						
Consumo durante las horas nocturnas Consumption during night hours	W	80	80	80	140	180	220
Datos mecánicos / Mechanics							
Dimensiones (AnxAlxP) Dimensions (WxHxD)	mm	1800x2100 x800	2400x2100 x800	3000x2100 x800	3800x2100 x800	4400x2100 x800	5000x2100 x800
Peso (aprox.) / Weight (approx.)	kg	1300	1850	2450	3000	3550	4100
Grado de protección / Protection class	-						
Ambiente / Ambient specification							
Temperatura ambiente Ambient temperature operating	°C						
Protección y supervisión Protection and monitoring							
Monitoraje del aislamiento Insulation monitoring	-	Hasta 420 kWp valor de intervalo fijo a 30 Ω. De 620 kWp valor de intervalo ajustable / Up to 420 kWp fixed tripping value 30 Ω. From 620 kWp adjustable tripping value					
Monitoraje de red / Grid monitoring	-	e					
Protección de sobretensión Overvoltage protection	-						
Interfaz / Interfaces							
Interfaz de comunicación Communication interface	-						
Certificación / Certification							
Seguridad / Security	-						
Compatibilidad electromagnética Electromagnetic compatibility	-						
Condiciones ambientales / Environmental conditions	-						
Condiciones alimentación (directrices nacionales)** Power supply conditions (country guidelines)**	-	)08,					

Ilustración 24: Características técnicas del inversor RPS 1460 TL de la marca Bonfiglioli [12]

Ahondando aún más en la operación de los inversores que contiene la planta solar, estos no disponen de control de tensión nocturna, lo que indica que

para realizar esta función, e incluirlos en el mercado de los SSCC, es necesario realizar una reinversión de sus equipos electrónicos.

A continuación se muestra la operación normal del conjunto de inversores indicados por la marca:

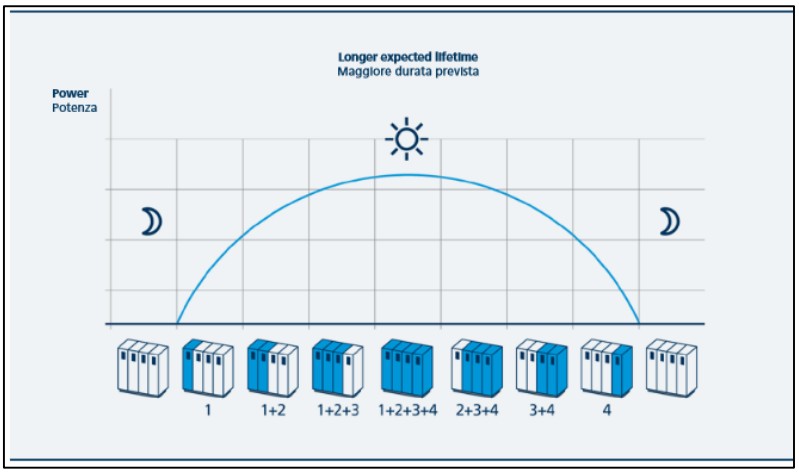

Ilustración 25: Operación de los inversores de la planta solar Llano de Llampos [12]

7.1.4 GENERACIÓN

Dados los datos entregados por el Coordinador, es posible acceder a la generación con el objetivo de visualizar el estado de la planta solar Llano de Llampos en términos de generación y venta de energía al precio SPOT.

Ilustración 26: Generación promedio horaria 2017, planta solar Llano de Llampos [13]

Su generación se adecua a la tecnología solar, la cual está determinada por el horario solar de 7 a 20 hrs. Los datos entregados por el Coordinador nos permiten determinar su factor de potencia en operación real de 0,3.

Recalculando su Costo Medio (US$/MWh) con su factor de potencia real, este disminuye de 127 US$/MWh a 106 US$/MWh, lo cual sigue estando por encima de los costos promedios SPOT en las horas solares.

8 DETERMINACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES

Determinada la central y vistos sus componentes principales, a continuación calculan e indican las nuevas inversiones necesarias en su electrónica de potencia para poder ingresar al mercado de los SSCC en control de tensión en la noche.

Recapitulando la información obtenido a de la central Llano de Llampos, esta planta está compuesta de 67 equipos inversores de 1,46 MVA, lo que finalmente nos presenta 97,82 MVA de potencia instalada AC (informado al Coordinador 103 MW).

Según el Servicio de Evaluación Ambiental, la planta está compuesta además de 73 bloques de 4.176 módulos de 330 W, entregándonos una potencia DC instalada de 100,6 MW.

Esto nos entrega una oportunidad de realizar un *upgrade* tanto en la potencia instalada como en la operación de la misma, especialmente enfocada a la operación como controlador de tensión de noche como de día. Un incremento de la potencia aparente de la planta, presentará una oportunidad de control de tensión de día a partir de un sobredimensionamiento en la entrega o absorción de reactivos sin modificar la inyección de potencia activa. Además de esto, toda la potencia de los inversores podrá ser utilizada como control de tensión en la noche y ser evaluada remunerada como SSCC.

8.1 COMPOSICIÓN DE COSTOS DE UNA PLANTA SOLAR

Para entender cómo se compone el costo de planta solar fotovoltaica y observar la magnitud de las reinversiones que deben realizarse en la planta en análisis, a continuación se muestra los Ítems y CAPEX para cada elemento para la construcción de una planta solar fotovoltaica.

Dado que no se tienen los costos de la central en análisis, se han utilizado valores de costos e inversiones reales de una planta solar construida en el 2016 de 3 MW, que han sido extrapoladas a la planta Llano de Llampos de 106 MW. Esta extrapolación ha sido determinada agregando factores de cálculo de inversión USD/kW de cada año de ejecución de las obras y de las magnitudes de cada central, dando lo siguiente:

Tabla 10: Composición de Costos de una Planta Solar Fotovoltaica (Ref: Información Interna)

Item	USD Planta 3 MW	USD Planta 106 MW
Suministro de módulos	2.086.560	**92.156.400**
Inversores	317.520	**14.023.800**
Estructura de montaje (racks)	725.760	**32.054.400**

Pilotes	108.864	**4.808.160**
Obras Eléctricas	376.200	**16.615.500**
Sistema de control	100.000	**4.416.667**
Obra civil	100.000	**4.416.667**
Resto de equipos	94.050	**4.153.875**
Sistema de seguridad perimetral	80.000	**3.533.333**
Instalaciones temporales	50.000	**2.208.333**
Terreno	250.000	**11.041.667**
Compensación de Suelos	120.000	**5.300.000**
Instalación pilotes	54.432	**2.404.080**
Supervisión de ejecución	130.000	**5.741.667**
Ingeniería	120.000	**5.300.000**
Conexión a Distribuidora	5.000	**220.833**
Imprevistos (10% Cdirectos)	511.340	**22.584.203**
Transporte Local	59.000	**2.605.833**
Capital de Trabajo	17.647	**779.412**
Total	**5.306.373**	**234.364.829**

Como se puede observar, el cálculo realizado tiene un error del 2 % respecto de la inversión indicada por el SEA, lo cual nos indica que el ejercicio no está lejos de la realidad.

Determinado la composición de los costos involucrados en la realización de una planta solar fotovoltaica en el año 2014 de 106 MW, podemos determinar también cual es porcentaje que representan los elementos más importantes de una planta generadora solar:

Tabla 11: % CAPEX de suministro de módulos solares e inversores

Ítem	% CAPEX
Suministro de módulos	39%
Inversores	6%

Como se puede observar, el Inversor corresponde solo al 6% del CAPEX total de la planta solar fotovoltaica, pero es uno de los elementos imprescindibles para la operación de la central generadora. Este valor puede parecer irrisorio respecto a las funcionalidades de entrega el equipo; sin embargo, ha sido comparado con documentación técnica disponible:

Category	Modeled Value	Description	Sources
System size	>2 MW	A large utility-scale system capacity	Model assumption
Module efficiency	17.5%	Average module efficiency	NREL (2017)
Module price	$0.35/Wdc	Ex-factory gate (first buyer) price, Tier 1 modules	Bloomberg (2017), NREL (2017)
Inverter price	$0.06/Wdc (fixed-tilt) $0.06/Wdc (one-axis tracker)	Ex-factory gate prices (first buyer) price, Tier 1 inverters DC-to-AC ratio = 1.3 for both fixed-tilt and one-axis tracker	Bloomberg (2017), NREL (2017), Bolinger and Seel (2017)
Structural components (racking)	$0.10–$0.21/Wdc for a 100-MW system; varies by location and system size	Fixed-tilt racking or one-axis tracking system	ASCE (2006), model assumptions, NREL (2017)

Ilustración 27: Composición de Costos por USD/Wdc [14]

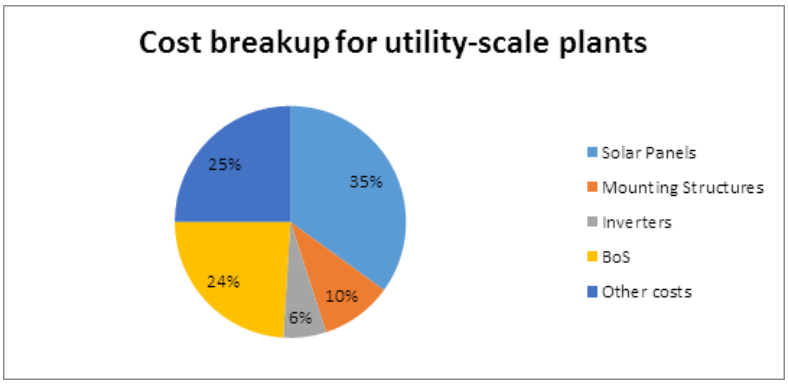

Ilustración 28: Composición de Costos por % CAPEX [15]

8.2 CAPEX DE INVERSORES CON CONTROL DE TENSIÓN DE NOCHE

Como observamos en la sección anterior, observamos que los inversores corresponden a un porcentaje menor al 10 % del CAPEX total de una planta fotovoltaica, siendo uno de los elementos más importantes para la operación del parque solar.

En la presenta sección se mostrarán los costos de los CAPEX actualmente en el mercado que tienen incorporado la funcionalidad de control de noche.

Esto con el objetivo de ingresar al mercado de SSCC y obtener nuevas rentabilidades.

Principalmente, se ha consultado a las empresas más importantes del mercado chileno respecto de los CAPEX actualizados: ABB, SMA y GPTech; empresas desarrolladoras de tecnología de inversores que incorporan las nuevas funcionalidades. Luego de ser consultados, estos han sido los resultados:

Tabla 12: CAPEX de Inversores con Funcionalidades Q at Night

Equipo	Valor	Unidad
Sistema de Control para Op. Q at Night	10.000	€/MW
Inversores con Op. at Night	0,07	USD/Wdc *peak*

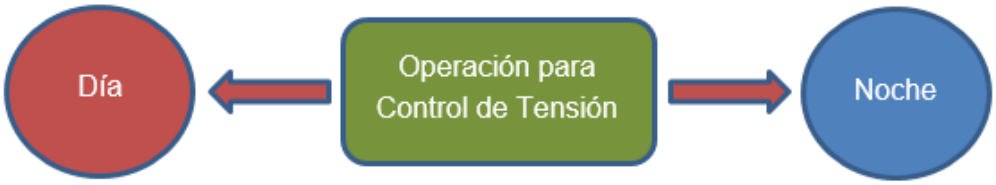

Ilustración 29: Operación para Control de Tensión

Si se requiere control de tensión de día, será necesario realizar reinversiones a la planta solar fotovoltaica, mientras que realizando control de tensión solo de noche, la reinversión será aplicada al control del inversor ya existente.

8.3 OPERACIÓN REACTIVA DE NOCHE

Para que un sistema fotovoltaico también pueda alimentar en potencia reactiva por la noche, el inversor debe ser equipado con la opción "Q en la noche". En este caso, se ha consultado a la empresa SMA para implementar el control de reactivos en horas no solares.

Los equipos de control incluyen componentes de hardware adicionales que permiten la operación de alimentación incluso sin presencia de voltaje de CC.

Para la operación "Q en la noche", el inversor pasa a otro estado operativo y utiliza parámetros adicionales con los cuales se puede establecer el procedimiento y los límites para la generación de energía reactiva.

El sistema de control consiste en identificar si la potencia de AC generada por el inversor cae por debajo de 5 kW, cambiando su operación de inyección a la operación "Q en la noche". El inversor alimenta con potencia reactiva de acuerdo con la configuración de los parámetros configurados por el control. Como esta situación también puede ocurrir durante el día, la celda de CC permanece cerrada para evitar ciclos de conmutación innecesarios de la celda de CC. Si el inversor ha estado en funcionamiento "Q en la noche" durante una hora o si la corriente CC cae por debajo de -60 A, se abre el interruptor de CC; sin embargo, el inversor continúa alimentando en potencia reactiva.

Además de la operación de “Q en la noche”, el control permite realizar un soporte dinámico de la red (FRT), que permite alimentar de potencia reactiva a la red pública durante una breve caída de tensión durante una contingencia.

Cuando el control de potencia reactiva está trabajando en el modo "Q en la noche", el inversor es compatible con la red pública durante una breve caída de voltaje de la red con soporte de red dinámico limitado (LVRT). En este caso, aunque el control interrumpe la alimentación de potencia reactiva, no se desconecta de la red pública; supervisando los parámetros de la red para poder reiniciar la alimentación nuevamente después de la caída de voltaje.

Para proteger el transformador de MT, la máxima potencia reactiva posible está limitada en la operación "Q en la noche"; **entregando solo el 30% de la potencia nominal del inversor. Los límites correspondientes se establecen permanentemente en los parámetros.** Este es un elemento importante debido a que esto definirá la capacidad de entrega de potencia reactiva del parque solar.

Finalmente, al implementar el control de potencia reactiva, el parque solar puede satisfacer la necesidad de control de voltaje de la red.

9 COMERCIALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN

Luego de determinar las nuevas inversiones que deben aplicarse a la planta solar fotovoltaico Llano de Llampos, es necesario analizar el mercado y la forma de comercialización de los SSCC, enfocándose en la regulación de tensión.

Como ya hemos visto en los capítulos anteriores de la revisión de la normativa internacional respecto a los SSCC (o también llamados Servicios Auxiliares), la característica predeterminante en cada uno de los mercados revisados es la alternativa de subastas y/o licitaciones. Enfocándose más en nuestro país, actualmente se encuentra en proceso la regulación de SSCC, por lo que solo se tienen matices de la forma en que se desarrollará el nuevo mercado.

Las mesas de trabajos convocadas por la CNE son de gran ayuda para observar cómo estará enfocado el mercado de SSCC. Haciendo una revisión rápida a estas disposiciones, a continuación se muestran las características y/o elementos que ayudan a la conformación del nuevo negocio.

Dentro de las mesas de trabajo, se ha establecido cuáles serán los SSCC que serán remunerados y llevados a licitación y/o subastas para el SEN:

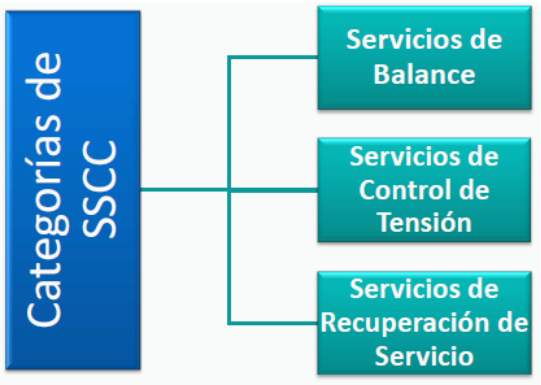

Ilustración 30: Categorías de SSCC definido en las mesas de trabajo de la CNE [16]

En el caso de los servicios de control de tensión, se define como el servicio que permite mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de una banda predeterminada. Todo esto, enfocado a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS).

Las características principales del servicio de control de tensión son:

- ✓ Corresponde a una prestación local.
- ✓ Los instalaciones que pueden proveer estos servicios corresponden a las unidades generadoras y equipos de compensación de reactivos (condensadores, reactores, SVC, statcom, etc.).
- ✓ La tendencia de los mercados es que el operador del sistema contrate directamente estos servicios. En casos puntuales se permiten las subastas.
- ✓ Generalmente es un servicio obligatorio.

Actualmente el servicio de control de tensión es provisto sólo por unidades generadoras bajo el régimen de SSCC.

El equipamiento de transmisión para control de tensión, es remunerado por otros mecanismos.

El equipamiento para el control de tensión puede ir por la vía de SSCC o de los planes de expansión del sistema de transmisión. Se debe guardar consistencia con la remuneración y evitar el doble pago.

En la mesa de trabajo N° 4 [17] del reglamento de SSCC ha indicado la forma de remuneración para control de tensión:

Recursos y equipamiento existente:

Las unidades generadoras deberán prestar al sistema eléctrico la potencia reactiva de la cual dispongan. Dichas unidades recibirán una remuneración en caso que por la prestación del servicio de control de tensión, a solicitud del Coordinador, vean disminuida la inyección de energía activa.

Los equipos de compensación de reactivos (condensadores, reactores, SVC, statcom, etc.), recibirán una remuneración asociada a la inversión y mantenimiento eficiente. La remuneración antes señalada será incompatible con los ingresos recibidos por estos equipamientos a través de la remuneración de los sistemas de transmisión (evitar doble pago).

Nuevos equipos:

En caso que el Coordinador identifique en el Informe de SSCC la necesidad de instalar nuevo equipamiento para la prestación de control de tensión, deberá licitar el Servicio a través de infraestructura. La remuneración corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación.

Dado lo indicado por la mesa de trabajo, los equipos de compensación de reactivos serán remunerados según la inversión y el mantenimiento eficiente, por lo que la operación de SSCC podría efectivamente recuperar la inversión de los equipos; sin embargo, esta deberá estar asociada directamente a los elementos conversores. Por lo tanto, se deberá indicar cuánto es el costo de operación como PVSTATCOM en los periodos nocturnos.

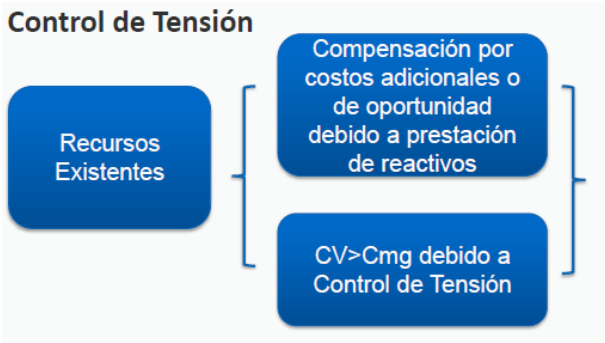

Ilustración 31: Pago de SSCC de control de tensión [18]

Dado que la operación de control de tensión es de carácter local, el costo del servicio debe ser a prorrata de los retiros físicos de energía de la zona afectada.

El ingreso de las plantas solares como un elemento que permite realizar control de tensión e incluso de frecuencia, es un punto de inflexión para los elementos regulatorios debido a que al abrirse al mercado de SSCC.

9.1 OPERACIÓN EN LA ZONA DE INFLUENCIA

A continuación, se muestra el % de indisponibilidad que presentó el equipamiento que realiza el control de tensión durante el mes de agosto de 2017:

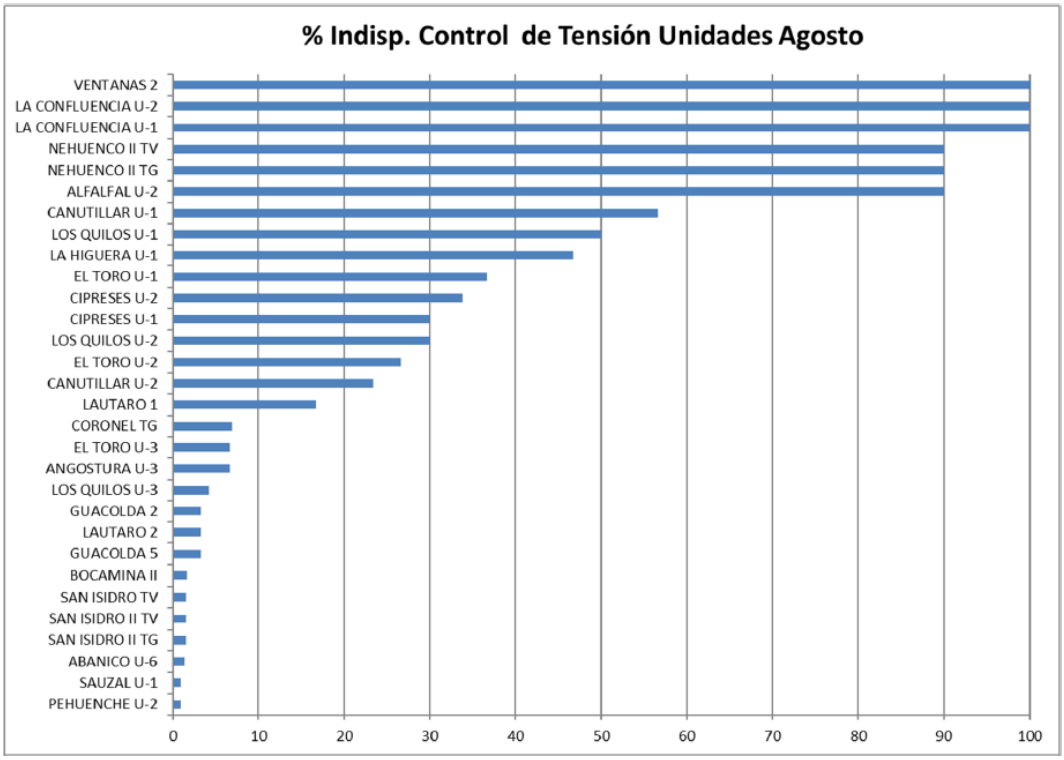

Ilustración 32: % de indisponibilidad en control de tensión de Gen. Agosto 2017 [19]

El resto de las unidades generadoras que participan en el Control de Tensión y que presentaron el 100% de disponibilidad del equipamiento para el control de tensiones.

En el caso de unidades de generación sincrónicas, compensadores síncronos y compensadores estáticos, la reserva de potencia reactiva disponible corresponde a la definida por sus respectivas capacidades o curvas PQ, para inyección y absorción de reactivos. La operación de estas instalaciones, deberá mantener un adecuado margen de potencia reactiva que permita mantener tensiones admisibles, en una barra determinada controlada localmente, en condiciones de operación normal y sujeto a la contingencia más crítica (mayor déficit y mayor excedente de reactivos) en el área de CT correspondiente. A estos elementos de compensación se le denominan **Recursos Operativos**.

El informe emitido por el Coordinador el Marzo 2018, muestra los requerimientos de control de tensión por cada zona del SEN.

Servicio Complementario	Requerimientos		
Control de Tensión	Reserva mínima de potencia reactiva requerida por áreas	SEN - Norte Grande	Inyección: 170 MVAr Absorción: 200 MVAr
		SEN – Centro Sur Norte Chico	Inyección: 95 MVAr Absorción: 195 MVAr
		SEN – Centro Sur V Región	Inyección: 75 MVAr Absorción: 20 MVAr
		SEN – Centro Sur Centro	Inyección: 346 MVAr Absorción: 142 MVAr
		SEN – Centro Sur Concepción	Inyección: 70 MVAr Absorción: 25 MVAr
		SEN – Centro Sur Sur	Inyección: 65 MVAr Absorción: 11 MVAr

Ilustración 33: Requerimientos de control de voltaje por zona del SEN [20]

Por otra parte, los recursos de potencia reactiva proporcionados por bancos de condensadores, bancos reactores, parques eólicos y fotovoltaicos corresponden a los definidos por sus respectivas capacidades o curvas PQ para inyección y absorción de reactivos. Los recursos provistos por estas instalaciones permiten dar el soporte base de reactivos en un área de CT, y además proporcionar margen de reserva de potencia reactiva a los generadores sincrónicos, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos. Estos elementos se denominan como **Recursos de Sistema**.

Es importante destacar que existe una alta competencia en la zona de influencia, principalmente por el emplazamiento de variadas plantas fotovoltaicas y por la existencia de un CER (Compensando Estático de Reactivos) ubicado en la barra Cardones 220 kV.

A continuación se muestran todos los elementos estáticos de reactivos para transmisión existentes en el sistema:

			MECANISMO DE REMUNERACIÓN			
N°	Propietario	Equipos de Compensación de Reactivos	SSCC	NACIONAL	ZONAL	DEDICADO
1	Minera Candelaria	CER S/E MINERA CANDELARIA EF1 23KV 3MVAR	NO	NO	NO	SI
2	Minera Candelaria	CER S/E MINERA CANDELARIA EF1 23KV 7MVAR	NO	NO	NO	SI
3	Minera Candelaria	CER S/E MINERA CANDELARIA EF1 23KV 3,5MVAR	NO	NO	NO	SI
4	Minera Candelaria	CER S/E MINERA CANDELARIA EF2 23KV 3MVAR	NO	NO	NO	SI
5	Minera Candelaria	CER S/E MINERA CANDELARIA EF2 23KV 7MVAR	NO	NO	NO	SI
6	Minera Candelaria	CER S/E MINERA CANDELARIA EF2 23KV 5MVAR	NO	NO	NO	SI
7	Transelec	CER S/E MAITENCILLO JT3 13.2KV 24MVAR	NO	SI	NO	NO
8	Transelec	CER S/E PAN DE AZÚCAR JT6 13.2KV 24MVAR	NO	SI	NO	NO
9	Transelec	CER S/E PAN DE AZÚCAR JT5 13.2KV 24MVAR	NO	SI	NO	NO
10	Transelec	CER S/E POLPAICO JT4 220KV 100MVAR	NO	SI	NO	NO
11	Transelec	CER S/E PUERTO MONTT JT4 220KV 70MVAR	NO	SI	NO	NO
12	Transelec	STATCOM S/E CERRO NAVIA 34KV 140MVAR	NO	SI	NO	NO
13	Transelec	SVC PLUS S/E DIEGO DE ALMAGRO JT6 MÓDULO 1 (+-50 MVAR)	NO	SI	NO	NO
14	Transelec	CER S/E CARDONES JT4 220 kV 100 MVAr	NO	SI	NO	NO
15	Transelec	CER SVC PLUS S/E DIEGO DE ALMAGRO JT6 CCEE (40 MVAR)	NO	SI	NO	NO
16	Transelec	CER SVC PLUS S/E DIEGO DE ALMAGRO JT6 MÓDULO 2 (+-50 MVAR)	NO	SI	NO	NO

Ilustración 34: Equipos y mecanismos de remuneración de control de tensión para transmisión [20]

Área de CT	Propietario	Equipo	Unidad	Reserva Existente [MVAr]	
				Qabs	Qiny
Norte	Transelec	SVC PLUS Diego de Almagro	1	-100.0	140.0
	Transelec	CER Cardones	1	-60.0	100.0
	Transelec	CER Maitencillo	1	-28.0	24.0
	Transelec	CER Pan de Azúcar 1	1	-28.0	24.0
	Transelec	CER Pan de Azúcar 2	1	-28.0	24.0
Centro	Transelec	CER Polpaico	1	-65.0	100.0
	Transelec	STATCOM Cerro Navia	1	-65.0	140.0
Sur	Transelec	CER Puerto Montt	1	-40.0	70.0

Ilustración 35: Recursos existentes para control de voltaje por zona del SEN – Centro Sur [20]

9.2 MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN

Es importante destacar que la normativa respecto a las remuneraciones de SSCC se encuentra en desarrollo y se espera que entre en vigencia en el año 2020.

Bajo estas consideraciones es necesario establecer, de modo académico, las alternativas de remuneración de SSCC de control de tensión:

Ilustración 36: Mecanismos de remuneración de SSCC de CT

Además de estas 2 maneras de cálculo de remuneración mediante licitaciones o subastas, es importante explicar que si el lineamiento de las regulaciones implica una mayor competencia, estas podrían ser de prestación horaria haciendo un símil con lo sucedido en las licitaciones de suministro de las distribuidoras. Esto de manera de fomentar el ofrecimiento de energía por parte de las renovables.

Por lo tanto, existen variados escenarios en que los servicios de regulación de tensión pueden ser remunerados,

Bajo estas consideraciones de mercado, a continuación se muestran las maneras de remuneración y cálculo para el presente análisis.

9.2.1 PAGO MEDIANTE USD/MVARH INYECTADO A LA RED

La remuneración por SSCC de control de tensión en base al modelo de MVArh inyectado o retirado, con la finalidad de mantener los índices de

voltaje dentro de norma, considera la operación de la planta solar fotovoltaica como Recurso Operacional.

Este pago estará condicionado a las inestabilidades de la red que necesiten de la influencia de reactivos para mantener la estabilidad de tensión, por lo que este tipo de remuneración estará fijo a cuán estable sea la red eléctrica. En el caso de que existan altos problemas de tensión, lo que implica baja generación, alta y baja congestión en líneas o cualquier escenario que provoque un “bajo momentum” del sistema eléctrico, las remuneraciones por concepto de entrega o absorción de reactivos serían altos; mientras que en el caso de un sistema más estable en términos de tensión los pagos serían menores. Esto coincide con la operación condicionada a los costos del sistema, dado que en zonas donde se necesite más flujo de reactivos exista una mayor remuneración.

Sin embargo, el estar afecto a la operación del sistema también implica estar afecto al riesgo, debido principalmente que no es posible predecir con exactitud la operación y las condiciones de las variables eléctricas del sistema.

El riesgo es un factor muy importante al momento de definir un precio para la subasta/licitación, debido que deberá incorporarlo al valor ofrecido.

A continuación se muestra un diagrama simplificado de los elementos que deberá considerar el precio ofrecido del proyecto:

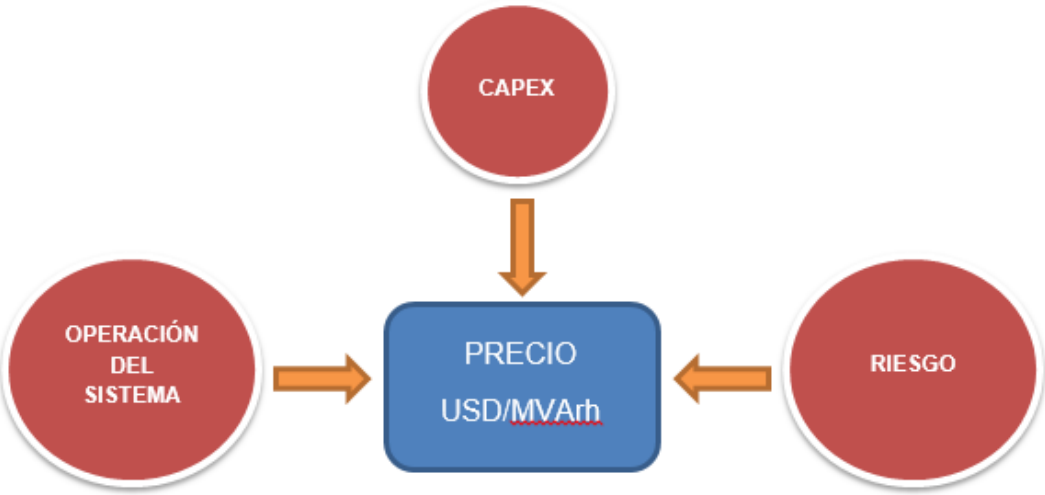

Ilustración 37: Definición del Precio USD/MVArh para SSCC de CT

El CAPEX estará determinada por el reemplazo de los elementos conversores; sin embargo, es posible inclusive agregar la componente de "costo hundido" o parte de ella para ayudar a recuperar parte de la inversión de los elementos existentes: paneles, edificios, tracker, etc.

Es necesario recordar que la componente correspondiente a los inversores es del 6% del CAPEX total de la planta generadora, lo que da a lugar la posibilidad de generar un precio USD/MVArh que nos permita recuperar algo de lo dispuesto por los inversionistas.

El elemento que corresponde a la operación del sistema está determinada por la estabilidad de tensión de la zona, lo cual influye directamente en la entrada de los elementos compensadores de voltaje. La cantidad de veces en que el equipo entregue sus servicios para el control de flujo reactivo al sistema determinará cuantas veces es remunerado, lo cual influye en el precio final ofrecido.

Un ejemplo respecto a esto es que en una zona con alta fluctuación de tensión con la entrada de nuestro equipo en varias ocasiones, nos permitirá ofrecer un menor precio debido a que este será remunerado un sin número de veces. Luego en el caso contrario, si el equipo compensador no entra en

servicio debido a la estabilidad de la red donde se encuentra, el precio ofrecido para compensar dicha prestación será mayor.

A pesar de esta importante variable, es necesario destacar que si se trata de una subasta/licitación con plena competencia, todos los precios ofrecidos estarán afectados por dicha consideración. Por lo tanto, si todos los elementos compensadores ofrecen un precio USD/MVArh estará determinado directamente a la inversión y la rentabilidad del negocio.

Finalmente la componente de riesgo está compuesta por la aversión al negocio y la rentabilidad que este me pueda entregar, agregando también la operación del sistema a la ecuación.

Si colocamos mayor análisis en esta forma de operación mediante la aversión al riesgo y considerando la operación del sistema (análisis local), incluyendo el CAPEX, daría como resultado que todos los oferentes considerarán las mismas variables de operación; siendo sólo una diferencia de precios entre ellos la variable riesgo (inversionista) y el CAPEX.

En el caso de nuestro proyecto, consideraremos lo siguiente:

- CAPEX de los inversores instalados.
- Riesgo del inversionista (tasa de interés).
- Tiempo de operación con requerimientos de MVAr
- Costo de mantenimiento y operación (O&M).
- CAPEX para recuperación de inversión instalada.

$$P_{React}\left(\frac{USD}{MVArh}\right) = \frac{(CAPEX_{Eq} + CAPEX_{Rec})_{Anualizado} + O\&M_{Anual}}{Requerimiento\ MVAr\ Anual}\left(\frac{USD}{MVArh}\right)$$

9.2.2 PAGO MEDIANTE CUOTA FIJA

En el caso de una remuneración por costos a cuota fija, consiste simplemente en calcular un precio que permita la recuperación del CAPEX a una tasa de

descuento determinada, incluyendo los años de operación y los costos por O&M.

Esto permite eliminar la componente de operación del sistema dejando una banda de MVAr disponible en todo momento para el uso del sistema. Además de esto, modifica la aversión al riesgo debido a que es una remuneración asegurada.

En el caso de nuestro proyecto, consideraremos lo siguiente:

- CAPEX de los inversores instalados.
- Riesgo del inversionista (tasa de interés).
- Costo de mantenimiento y operación (O&M).
- Entrada en operación.
- CAPEX para recuperación de inversión instalada.

$$P_{React}\ [USD_{Anual}] = (O\&M \times N°_{Entr}) + (CAPEX_{Equ} + CAPEX_{Rec})_{Anualizado}\ \ [USD_{Anual}]$$

9.3 PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN

Dado que se espera que el reglamento de remuneración de SSCC de Control de Tensión sea realizado dentro del periodo 2018-2019, existe hoy incertidumbre respecto al método de cálculo y a la forma de cobro del servicio analizado.

Hasta el momento solo se tienen lineamientos de los responsable de los pagos de los SSCC de Control de Tensión, lo que según lo indicado por la CNE es vinculado a las empresas que se encuentran en la zona donde se incurren dichos servicios.

En la presente sección, se realiza una propuesta de Remuneración de SSCC de Control de Tensión analizando las alternativas ya planteadas aplicando

fundamentos técnicos y económicos para establecer un mercado competitivo basado en el método de obtención de licitaciones y subastas.

9.3.1 LICITACIONES Y SUBASTAS

Recordando lo mostrado en el estado del arte realizado en el Informe N° 2, la CNE la integración de un mercado de SSCC de Control de Tensión serán basadas por un informe elaborado por el Coordinador, en el cual deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando:

- Recursos técnicos necesarios.
- La infraestructura que se deba instalar
- Su vida útil.

Luego la elaboración de subastas y/o licitaciones sólo serán efectuadas cuando las condiciones de mercado no sean competitivas, en el caso de que estas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.

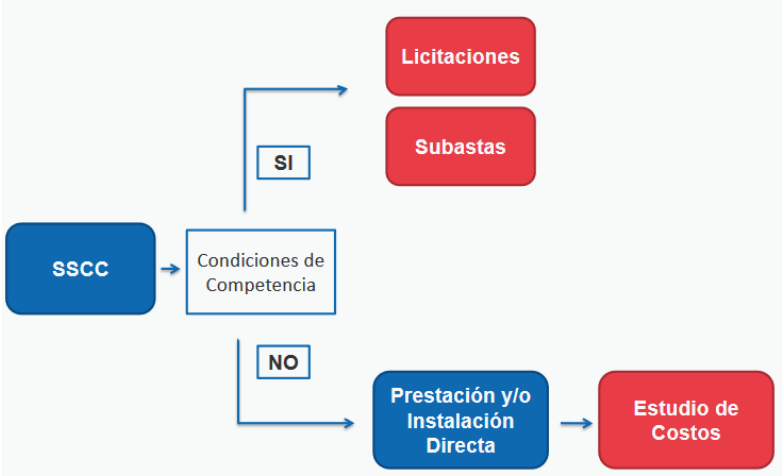

Ilustración 38: Procedimiento de licitación de SSCC [3].

La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de Servicios Complementarios, mediante resolución exenta, la que,

en el caso de licitaciones, podrá tener el carácter de reservado y permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas.

9.3.2 ELECCIÓN DEL MÉTODO DE LICITACIONES Y SUBASTAS

Principalmente los mecanismos de Remuneración de SSCC de Control de Tensión puede ser mediante un **pago por MVARh inyectado (USD/MVARh)** y por el **pago mediante una cuota fija por disponibilidad de ciertos MVAr** para el control de voltaje.

En ambos casos se requiere de un estudio acabado de la cantidad de potencia reactiva, tanto en absorción como en entrega, del sistema; definiendo los requerimientos presentes y futuros. Es necesario recordar que la regulación de tensión es un control del tipo local, no sistémico, por lo que los cálculos de requerimiento mostrarían las zonas específicas donde sea necesario el control de tensión.

Determinado los requerimientos de potencia reactiva en la zona, se evalúa la condición de competencia en la zona para la realización de subasta/licitación, en el caso contrario de que no exista será de prestación directa.

Tomando en consideración lo mostrado en la sección “Operación en la Zona de Influencia”, el documento Informe De Definición Y Programación De Servicios Complementarios Marzo 2018 muestra ya los requerimientos de potencia reactiva para el control de tensión de las distintas zonas del SEN.

Dado esta misma información del Coordinador es posible construir la licitación/subasta respectiva, sin realizar cálculos adicionales de inyección de potencia reactiva MVArh. Bajo esta condición **se hace favorable el uso de la metodología mediante el Pago de Cuota Fija por la disponibilidad de requerimiento respectiva a la zona de influencia**.

Finalmente, la elección del método de remuneración mediante el Pago de Cuota Fija por requerimiento nos otorga:

- ✓ Facilidad de cálculo de Remuneraciones
- ✓ Las subastas/licitaciones son adquiridas al menor precio CAPEX
- ✓ Facilidad de cálculo de requerimientos del sistema

Además de la facilidad de cálculo de remuneraciones y requerimientos del sistema eléctrico, el método mediante cuota fija nos permite que los precios de subastas/licitaciones sean efectuados principalmente en el CAPEX de los equipos que entregan dicho servicio, eliminando componentes de incertidumbre referentes a la operación del sistema.

9.3.3 HORARIOS DE LAS LICITACIONES/SUBASTAS

Una componente que permitiría aumentar la competitividad de las subastas/licitaciones en todos los SSCC, haciendo un símil con las licitaciones realizadas para suministro de las distribuidoras, es el mercado horario.

Las plantas solares fotovoltaicas utilizan la capacidad de los equipos inversores solo durante las horas de sol, lo que deja una gran capacidad ociosa durante las mañanas y las tardes, y toda su capacidad durante la noche. Esto permite diferenciar las ofertas para cada bloque.

En este caso, se considerarán los siguientes bloques:

- 23:00 hrs. a 8:00 hrs.
- 8:00 hrs. a 18:00 hrs.
- 18:00 hrs. a 23:00 hrs.

Considerando la gran cantidad de plantas solares que están incurriendo en costos marginales bajos, incluyendo en la zona donde se evalúa la implementación de control de tensión de noche; es posible observar que la aplicación de este mercado de SSCC en dichos puntos donde exista una gran cantidad de plantas fotovoltaicas, podría generar una competitividad importante. Esto permitiría que varias de las empresas generadoras del sistema recuperasen parte de la inversión realizada, lo cual es un elemento

favorable considerando que estas mismas generadoras bajan los precios a los consumidores.

9.3.4 DIAGRAMA SELECCIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En la Ilustración Ilustración 39: Guía de Aplicación Cálculo de Remuneración de Servicios Complementarios muestra el procedimiento de remuneración existente para los SSCC (frecuencia, plan de recuperación de servicio, etc), indicando los participantes y acciones para el cálculo de los pagos de cada servicio.

Teniendo esto como antecedente, es posible crear un sistema una guía de aplicación para el cálculo de remuneración de SSCC de control de tensión cambiando y combinando lo siguiente:

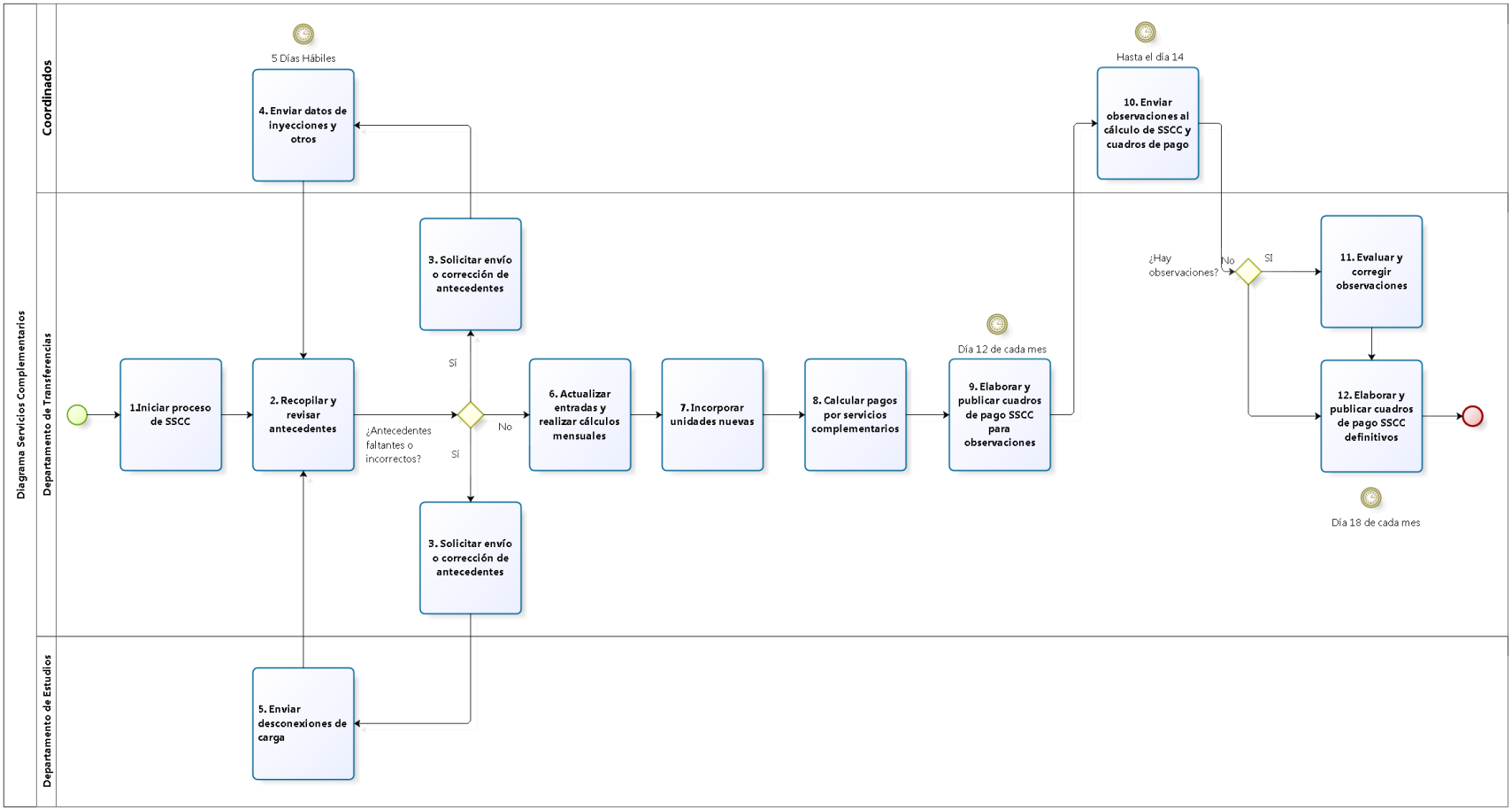

Ilustración 39: Guía de Aplicación Cálculo de Remuneración de Servicios Complementarios [21]

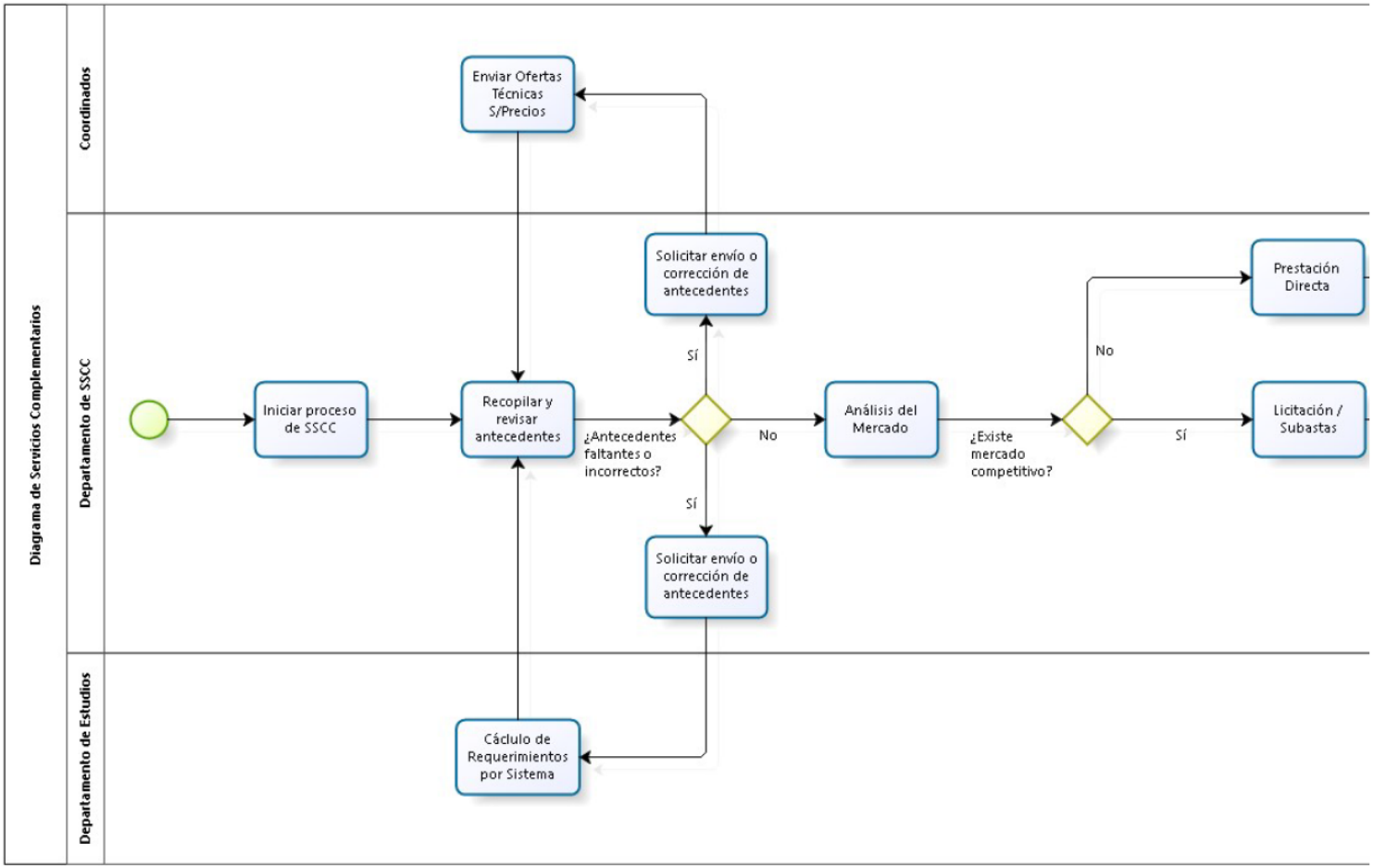

Ilustración 40: Propuesta de Proceso de Selección de Servicios Complementarios de Control de Tensión.

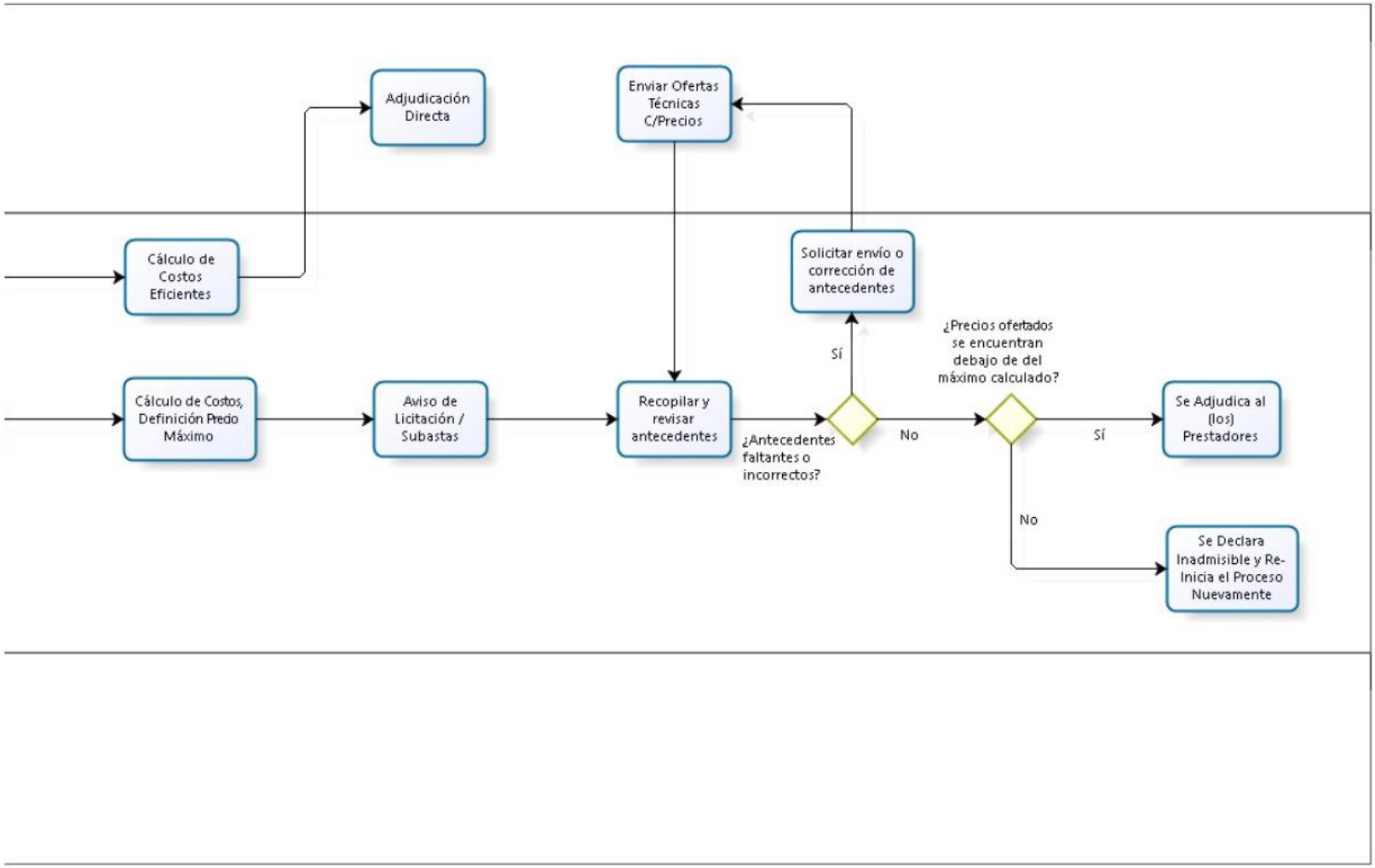

Ilustración 41: Propuesta de Proceso de Selección de Servicios Complementarios de Control de Tensión (Continuación)

La propuesta del proceso de selección de SSCC de control de tensión contempla todos los elementos indicados en los capítulos anteriores:

- ✓ Definición de potencia reactiva del sistema para CT
- ✓ Definición de licitación/subastas o prestación directa
- ✓ Definición de precios de operación

9.3.5 DISPONIBILIDAD Y DESEMPEÑO DE SSCC PARA CONTROL DE TENSIÓN

Definidos ya los precios y los Coordinados que prestarán el servicio de control de tensión, es necesario presentar las condiciones o elementos de desempeño de cada uno de los equipos seleccionados, debido a que debe existir seguridad en el sistema.

9.3.5.1 Especificaciones Del Sistema De Información En Tiempo Real (Sitr)

Haciendo un símil con los elementos que componen los SSCC en la actualidad, se requiere de un sistema de información que permita comprobar la disponibilidad y desempeño de los SSCC, se deberán incluir en el SITR del SCADA las señales especificadas en el presente informe, las cuales deberán cumplir con las características y exigencias de calidad y disponibilidad del servicio de Control de Tensión.

Esto nos permitirá saber el estado de cada uno de los Coordinados que deberán entregar el servicio de Control de Tensión, de modo de medir los requerimientos solicitados para mantener la tensión dentro de los parámetros establecidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

En el caso de que este no pueda entregar los índices de potencia reactiva solicitada, se puede solicitar al siguiente de la lista para cumplir dicho propósito.

Adicionalmente, este sistema permite determinar tanto la disponibilidad como desempeño del servicio de Control de Tensión, siendo clave para el cálculo de remuneraciones por SSCC.

9.3.5.2 Respaldo Del Servicio de Control de Tensión

Es de responsabilidad de los proveedores otorgar el servicio ofrecido. Para esto deberá gestionar una mantención preventiva continua sobre sus instalaciones a efectos de mantener la disponibilidad del 100% de los SSCC que presta.

Sin embargo, en el caso de que este no pueda otorgar el servicio ofrecido de Control de Tensión, será necesario contemplar la operación de otros equipos por la indisponibilidad del oferente. En este caso, existen 2 posibilidades de presentar el servicio:

- Ofertar por parte del Coordinador una potencia reactiva sobredimensionada respecto de lo solicitado.
- Regular en tiempo real la operación del sistema con los elementos disponibles en el sistema, lo que podría afectar en los precios de Costo Marginal colocando en servicio nuevas unidades.

Con el objetivo de no incrementar los costos marginales del mercado de la energía, es posible contener un sistema de SSCC capaz de suplir los requerimientos de tensión inclusive en condiciones de indisponibilidad, siendo necesario sobre ofertar los requerimientos de potencia reactiva de cada zona de manera dar seguridad en al sistema. Sin embargo, esto podría generar diferencias de precios entre cada oferente y el costo de oportunidad respectivo de los equipos que no operen por estar “en reserva” al momento de la operación normal de cada servicio.

Bajo esta condición, no es posible generar una reserva de SSCC de control de tensión debido al costo de oportunidad que ofrecen las empresas al prestar el servicio “en reserva”. Es por esto que se propone que se regule en

tiempo real la operación del sistema y los sobrecostos sean traspasados a la empresa quien presentó disponibilidad sin informar al Coordinador. Luego en el caso de que el cliente anticipe su indisponibilidad el sobrecosto deberá ser traspasado al consumidor con remuneración a los equipos que prestaron el servicio, sin remuneración para el prestador inicial (indisponible).

9.3.5.3 Incumplimiento de Servicio y Pago Asociado

Como se indicó anteriormente, el incumplimiento de servicio será considerada cuando a la indisponibilidad del equipo ofrecido para el Control de Tensión no permite una regulación adecuada de la red según lo establecido por los estudios técnicos. Siendo este incumplimiento no presentado al Coordinador con un tiempo de 1 día de anticipación.

En el caso de incumplimiento sin aviso del proveedor de servicio al Coordinador será penalizado con el costo del Control de Tensión solicitado al sistema correspondiente al tiempo en que estuvo fuera de servicio, siendo pagado a las empresas que prestaron el servicio.

El valor pagado será igual al declarado en las licitaciones/subastas correspondientes al equipo que no cumplió el servicio de control de tensión.

9.3.5.4 Factor de Desempeño del Servicio de Control de Tensión

Obtenido del “Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios Marzo 2016”. El factor de desempeño del Control de Tensión (FD_CT) se obtiene a partir de la respuesta de las unidades generadoras o equipos que suministran el servicio, ante una instrucción emanada del CDC donde se especifique un periodo temporal en el cual se deba mantener una consigna determinada de tensión en una barra de control. En dicha instrucción se evalúa el seguimiento que realice la unidad o conjunto de unidades generadoras a la consigna de tensión establecida por el CDC, en la barra donde realiza el control y durante el período instruido, para la cual la unidad generadora deberá realizar las modificaciones adecuadas en sus

consignas de tensión, factor de potencia o de aporte de potencia reactiva, según corresponda.

Actualmente, el factor de desempeño se define en la siguiente ecuación:

$$FD_CT_{final} = FD_CT \times FDisp_CT \text{ [22]}$$

FD_CT : Factor de Desempeño de Control de Tensión

FDisp_CT : Factor de Disponibilidad para el Control de Tensión

Este factor nos ayudará a obtener finalmente la remuneración o pago que se le aplicará a los prestadores de servicios de control de tensión.

Es importante destacar que es necesario agregar una componente de disponibilidad informada y no informada para calcular la multa por incumplimiento de servicio indicada en el punto anterior:

$$FD_CT_{NoInf} = FD_CT \times FDisp_CT_No\ Informada$$

FD_CT_{NoInf} : Factor de Desempeño de Control de Tensión No Informada

FDisp_CTNoInformada : *Factor de Disponibilidad para el Control de Tensión No Informada*

9.3.6 FÓRMULA CÁLCULO DE PRECIOS PARA SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN

Tomando en consideración lo anteriormente descrito, a continuación se muestra la fórmula propuesta para la remuneración de SSCC de control de tensión basada en la metodología de precio fijo considerando una banda de potencia reactiva conforme a lo determinado por el Coordinador.

$$P_{Remuneración} = P_{Licitación} \times (FD_CT_{final})\ [USD]$$

$$P_{Pago} = P_{Licitación} \times (FD_CT_{NoInf})\ [USD]$$

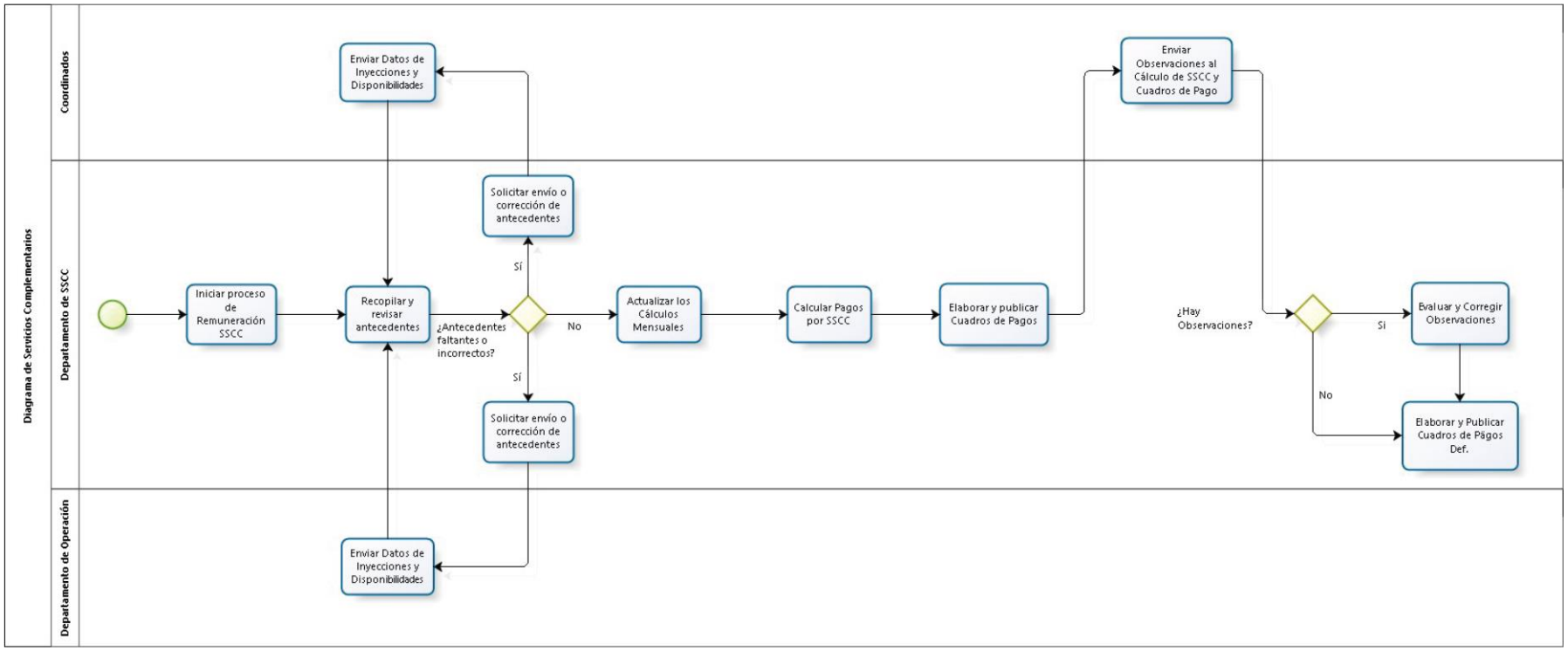

Ilustración 42: Diagrama Propuesto del Proceso de Remuneración para SSCC de Control de Tensión

9.1 CALCULO DE PRECIOS DE SUBASTAS/LICITACIONES PARA SSCC DE CONTROL DE TENSIÓN

Como ya se mencionado en la presente tesina, el precio dependerá principalmente del CAPEX y de su tasa de descuento asociado a cada tecnología y los propios inversionistas.

A continuación se muestran los CAPEX asociados a los equipos y/o plantas solares que podrían realizar el servicio de control de tensión, los cuales serán obtenidos mediante licitaciones/subastas, se debe determinar la competencia a la que será sometida la zona de influencia.

9.1.1 COMPENTECIA EN LA ZONA DE INFLUENCIA

Como hemos podido observar en las gráficas y tablas anteriores, la zona Centro – Norte tiene ya una gran competencia si establecemos que muchas plantas solares podrían adaptarse a generar flujo de potencia reactiva para controlar tensión de la misma manera que lo realizaría la central Solar Llano de Llampos en hora no solar. Esto significa que según la metodología propuesta y también mencionada por la CNE, es necesario plantear licitaciones/subastas horarias para la adquisición de SSCC de control de tensión.

En este caso, es necesario analizar con mayor detenimiento la zona de influencia de modo de determinar los posibles competidores que tendrá la planta Solar Llano de Llampos en las licitaciones/subastas que se realicen para la adjudicación de los SSCC de control de tensión.

Como podemos observar en la Ilustración 43: Diagrama unilineal de la zona de influencia , existen una gran variedad de equipos que pueden entregar control de potencia reactiva y que agregan la condición de competencia.

Entre los elementos y/o equipos que pueden entregar este SSCC son:

Tabla 13: Equipos y/o centrales disponibles para SSCC de control de tensión

Equipo en Zona de Cardones 220 kV	Potencia
CER Cardones	160 MVAr
PV San Andrés	50 MW
PV Los Loros	46 MW
PV Llano de Llampos	101 MW

Es también necesario indicar que los requerimientos de potencia mostrados anteriormente para la zona de SEN – Centro Sur Norte Chico no aplican solamente a la S/E Cardones 220 kV, sino también a una zona más extensa. A pesar de esto, es posible analizar los precios de mercado con el objetivo de determinar y observar la posición en que se encuentra la planta solar frente a una posible licitación.

Tomando en consideración que la licitación es realizada mediante la remuneración por Cuota Fija, lo cual contempla.

- CAPEX de las instalaciones.
- Riesgo del inversionista (tasa de interés).
- Costo de mantenimiento y operación (O&M).

A continuación se muestran una breve descripción de los proyectos que podrían ser competencia directa con el parque solar en análisis. En esta pequeña reseña se muestran también los costos asociados para la posterior evaluación de precios respecto a los obtenidos por la planta solar Llano de Llampos.

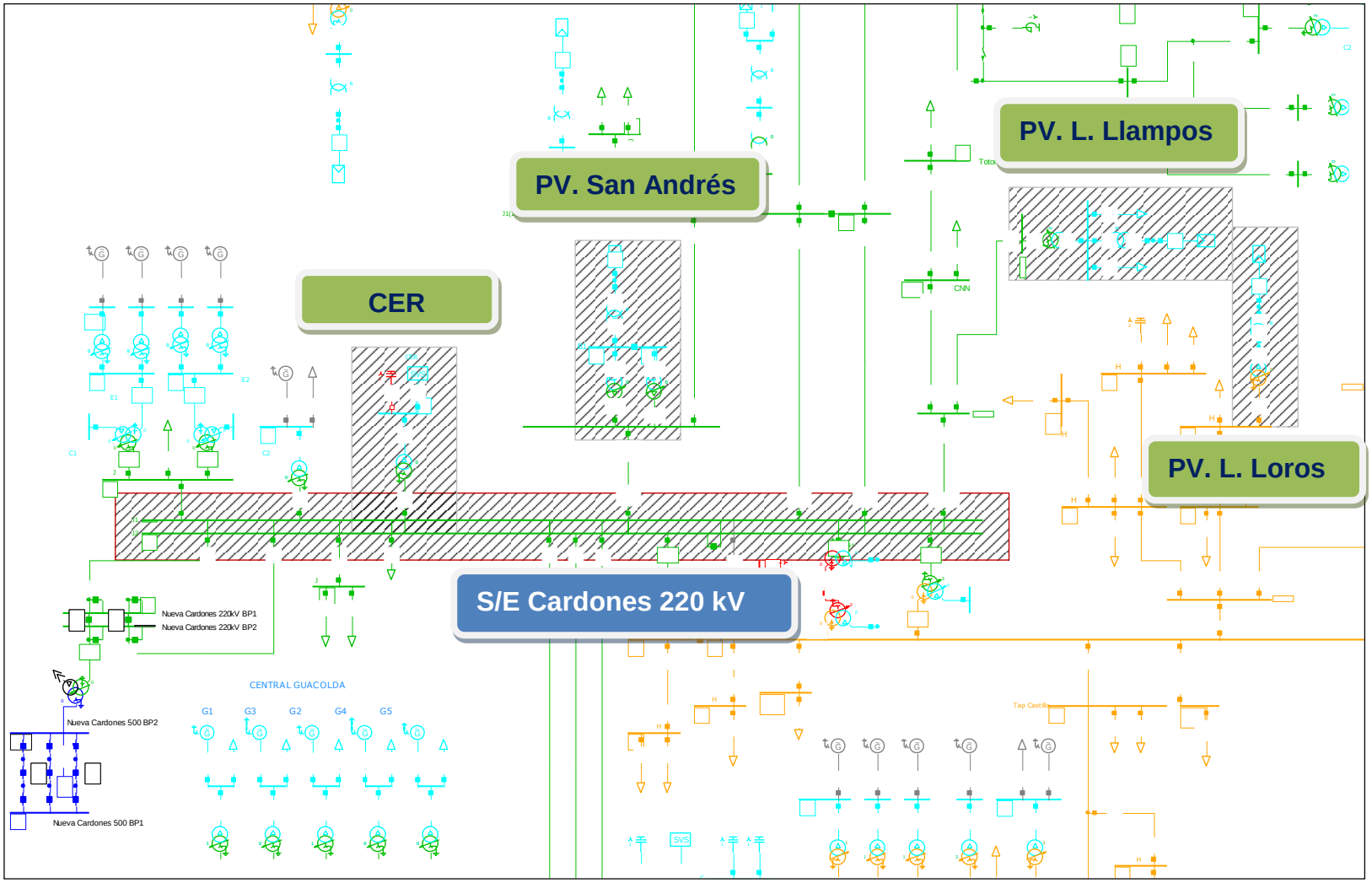

Ilustración 43: Diagrama unilineal de la zona de influencia [23]

9.1.1.1 PV San Andrés

El “Parque Solar San Andrés” corresponde a un proyecto de generación de energía eléctrica a través de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), que producirá energía limpia a través de la construcción de una central de 48,2 MW de potencia AC Nominal en la salida de los inversores y 50 MWp de potencia *peak* DC nominal. La central aprovechará la tecnología disponible con la instalación de 157.168 módulos fotovoltaicos para la captación de la energía solar.

El proyecto inyectará la energía producida en la línea Carrera Pinto – Cardones de 220 kV, perteneciente al Sistema Interconectado Central (SIC).

Según la información entregada por el Servicio de Evaluación Ambiental, el proyecto contempla el uso de inversores RPS 1580 TL y RPS 1360 TL de la marca Bonfiglioli, por lo que el ingreso de esta central al mercado de los SSCC de control de tensión deberá contemplar nuevas inversiones de igual manera que el proyecto Llano de Llampos.

Finalmente, los antecedentes muestran que el proyecto es evaluado en 120,5 MUSD [24]

9.1.1.2 PV Los Loros

El parque solar Los Loros, es una instalación generadora de electricidad con una potencia nominal total de 50,22 MW AC y una potencia máxima instalada de 53,46 MWp.

En este caso, la información técnica por parte del Servicio de Evaluación Ambiental no presenta los modelos de inversores, por lo que se asume que estos deberán también contemplar nuevas inversiones de igual manera que los proyectos en estudio.

El proyecto es evaluado en 120,5 MUSD [25].

9.1.1.3 CER Cardones

Dado que no existe información del CER de la S/E Cardones, se ha usado la información del Servicio de Evaluación Ambiental del CER ubicado en la S/E Puerto Montt, el cual será extrapolado en su CAPEX a las instalaciones encontradas en Cardones.

Según los datos del Coordinador, la capacidad de potencia reactiva del CER de la S/E Puerto Montt es 110 MVAr. Luego, tomando esto en consideración, se realiza un cálculo simple para obtener el CAPEX del CER de la S/E Cardones.

Según él SEA, el CER de la S/E Manuel Montt fue evaluado en 8 MUSD [26].

$$CAPEX_{CER\ Cardones} = \frac{MVAr_{CER\ Cardones}}{MVAr_{CER\ Puerto\ Montt}} \times CAPEX_{CER\ Puerto\ Montt}$$

$$CAPEX_{CER\ Cardones} = \frac{160}{110} \times 8 = 11{,}63\ MUSD$$

Así, se calcula que el CER de la S/E Cardones tuvo un CAPEX del 11,63 MUSD.

Es importante destacar que el CER de la S/E Cardones es remunerada bajo el sistema de transmisión nacional, por lo que este equipo no puede ser considerado para el control de reactivos a licitar. Sin embargo, este elemento nos permitirá evaluar posibles competidores a instalarse para este tipo de servicio.

9.1.2 PRECIOS DE SUBASTAS/LICITACIONES

Según lo indicado por fabricantes, el Coordinador y entidades como el SEA, se pudo recoger la siguiente información.

Tabla 14: Información para Cálculo de Precio para Subasta/Licitación

Equipo / Central PV	Horario de Subasta / Licitación	Potencia Nominal MVAr	Factor de Entrega MVAr	Potencia MVAr Disponible	CAPEX [MUSD]
CER Cardones	Todo Horario	160	0,375 Qabs / 0,625 Iny	-0,6	11,63
PV San Andrés	18:00 a 8:00	48,22	0,3	14,46	120,50
PV Los Loros	18:00 a 8:00	50,22	0,3	15,07	120,50
PV L. Llampos	18:00 a 8:00	106	0,3	31,8	234,00

Tabla 15: CAPEX para Cálculo de Precio para Subasta/Licitación

Equipo / Central FV	Horario de Subasta / Licitación	Potencia Nominal MVAr	CAPEX [MUSD]	CAPEX Inversores [MUSD]	CAPEX Equipo Control [MUSD]	CAPEX para Licitación / Subasta [MUSD]
CER Cardones	Todo Horario	160	11,63	11,63	-	11,63
PV San Andrés	18:00 a 8:00	48,2	120,5	7,23	0,56	0,56
PV Los Loros	18:00 a 8:00	50,22	120,5	7,23	0,59	0,59
PV L. Llampos	18:00 a 8:00	106	234	14,04	1,24	1,24

Tomando en consideración los siguientes parámetros de evaluación financiera, se realiza el cálculo de precios para ofrecer en la subasta/licitación para los SSCC de control de tensión

Tabla 16: Parámetros de Evaluación Financiera para Cálculo de Precio de Subasta/Licitación

ÍNDICES ECONÓMICOS	VALOR
Tasa de Descuento	10%
Número de Años	15

Tabla 17: Precio Final para Subasta/Licitación de SSCC de Control de Tensión

Equipo / Central FV	Horario de Subasta / Licitación	Potencia Disponible MVAr	CAPEX para Licitación / Subasta [MUSD]	Precio Ofrecido al Sistema [kUSD]	Precio Ofrecido al Sistema [kUSD/MVAr]
CER Cardones	Todo Horario	160	11,63	1.529,0	9,56
PV San Andrés	18:00 a 8:00	14,46	0,56	74,1	5,13
PV Los Loros	18:00 a 8:00	15,07	0,59	77,3	5,13
PV L. Llampos	18:00 a 8:00	31,80	1,24	163,1	5,13

Como es posible observar, el castigo generado por la recomendación del fabricante a la potencia reactiva máxima a entregar por el inversor, el cual está limitada a solo el 30% de la potencia nominal del inversor, genera un aumento del costo USD por unidad de potencia reactiva. Esto por motivos de seguridad del transformador de poder de cada central.

A pesar de este impedimento, se determina que los equipos solares son totalmente competitivos, esto principalmente por el costo requerido para realizar el control de tensión.

Si se pudiese implementar un sistema complementario que permita aumentar la capacidad de potencia reactiva por capacidad nominal, el valor unitario MVAr disminuye considerablemente, como se muestra a continuación:

- Factor de potencia reactiva = 90 %

Tabla 18: Precio con Factor de Potencia Reactiva del 90 % para Subasta/Licitación de SSCC de Control de Tensión

Equipo / Central FV	Horario de Subasta / Licitación	Potencia Disponible MVAr	CAPEX para Licitación / Subasta [MUSD]	Precio Ofrecido al Sistema [kUSD]	Precio Ofrecido al Sistema [kUSD/MVAr]
CER Cardones	Todo Horario	160	11,63	1.529,0	9,56
PV San Andrés	18:00 a 8:00	43,38	0,56	74,1	1,71
PV Los Loros	18:00 a 8:00	45,20	0,59	77,3	1,71
PV L. Llampos	18:00 a 8:00	95,40	1,24	163,1	1,71

Aumentando el factor de conversión de potencia reactiva de los inversores, mejora significativamente los valores de USD/MVAr, aumentando aun más su competitividad.

Es importante destacar que en la zona de influencia se encuentra también la central generadora Termopacífico, que en el papel (base de datos DIgSILENT PF del CEN puede entregar +/- 0,5 MVar por máquina, lo cual podría ser un competidor interesante destacando que el total de su costo se encuentra hundido y es posible optar a precios muy inferiores a las licitaciones calculadas para los parques solares. Termopacífico puede entregar un total de 30 MVAr sin sufrir problemáticas de operación. A pesar de esto, utilizar estos equipos para controlar tensión ocasionaría cambiar su línea de negocio (pago por potencia de suficiencia).

En el caso de una Subasta/Licitación en la zona por el SSCC de control de tensión, basado principalmente en un pago por cobro fijo por el servicio, el precio ofrecido por las plantas solares sería competitivo respecto al alternativo directo.

10 CONCLUSIONES

Los mercados están en evolución constantemente y el eléctrico no es la excepción. La gran penetración de las energías renovables no convencionales debido a la baja pronunciada del costo de inversión, ha provocado un cambio importante en el mercado eléctrico principalmente por la teoría marginalista en la operación del sistema eléctrico.

Hoy en día, la gran cantidad de centrales de tipo ERNC alimentan una parte significativa de la demanda producida por el Sistema Eléctrico Nacional, principalmente en horario solar. La teoría marginalista para la operación al menor costo y un sistema no adaptado, en conjunto con energía a bajo marginal, genera que los precios de mercado decaigan a medida que se satura los sistemas de transmisión, provocando subsistemas con valores que alcanzan el 0 USD/MWh.

La realización de un proyecto, ya sea de energía o de cualquier otro ámbito, tiene como objetivo obtener una rentabilidad esperada por el inversionista. Los cálculos financieros realizados cuando se instalaron cada una de las centrales afectadas por la baja de los precios en el sistema mostraban valores por sobre los actuales, provocando una rentabilidad negativa lo cual puede afectar finalmente a todo el sistema.

Además de estas repercusiones en el mercado SPOT, las centrales generadoras del tipo solar provocan el “ciclado” de muchas unidades térmicas, lo que provoca un deterioro de las máquinas debido a diferentes condiciones de operación que se encuentran fuera de los puntos eficientes.

En un futuro, se prevé que la capacidad de energía suministrada por las energías renovables crezca a tal punto que solo serán necesarios elementos y/o servicios que den respuesta a situaciones que no son generalmente manejadas por las centrales renovables, como los controles de frecuencia, control de tensión, EDAG, etc.

La creación de un mercado para este tipo de servicios, llamados Servicios Complementarios, puede generar una alternativa de remuneración para equipos que han tenido problemas de rentabilidad por estas nuevas condiciones de mercado.

El tema analizado en la presente tesina está enfocado principalmente en determinar la posibilidad de obtener nuevas rentabilidades para una central que fue afectada por el cambio del mercado mencionado. En cualquier lugar donde se genere y se transmita energía eléctrica se requiere de la potencia reactiva, elementos como transformadores y el cableado son los principales equipos que demandan energía reactiva. La energía está presente siempre en un sistema eléctrico, no puede existir potencia activa y transmitirla sin la necesidad de potencia reactiva.

En el caso de las plantas solares fotovoltaicas, la inyección de potencia activa es realizada de día, y la demanda de potencia reactiva se suple fácilmente con los inversores de la propia planta y su configuración de factor de potencia; sin embargo, existen situaciones que requieren más cantidad de potencia reactiva que debe ser suplida por el sistema, es ahí donde el mercado de SSCC y las plantas solares fotovoltaicas pueden buscar nuevos ingresos para suplir posibles pérdidas del cambio mercado.

El uso de los equipos inversores en la noche, permite utilizar la capacidad ociosa que solo funcionan de día. La operación de control de tensión en la noche puede satisfacer la necesidad de potencia reactiva de generadores adicionales y cargas del sistema, ya sea en operación normal o en contingencia.

Actualmente ya se conoce los lineamientos para el mercado de SSCC, siendo principalmente efectuado mediante subastas/licitaciones. La presente tesina ha propuesto el método de subastas/licitaciones basado en un precio fijo, además de indicar como sería un proceso de remuneración y selección de los equipos que prestarán el servicio. El proceso establecido propone la selección

de equipos y/o centrales mediante el menor precio ofrecido en la subasta/licitación, el cual está vinculado al CAPEX de cada instalación.

Luego de un análisis de una central existente en el sistema, Solar Llano de Llampos, para el ingreso al mercado de SSCC, es posible determinar que existe una gran competencia en el mercado del control de tensión debido a la gran cantidad de equipos inversores en la zona de influencia.

Considerando subastas/licitaciones horarias para aumentar la competitividad en el mercado, fue posible concluir que las plantas solares son totalmente competitivas respecto del alternativo directo (Compensador Estático de Reactivos). Esto principalmente debido a la consideración de los costos hundidos de las plantas solares, siendo solo CAPEX contemplado en la subasta el costo del hardware usado para el control de tensión de noche.

Si bien no es una alternativa directa para la recuperación de la inversión en plantas solares debido a la consideración de los costos hundidos, es necesario que se mantenga una visión directa en este mercado para aumentar la rentabilidad de estos parques generadores.

11 REFERENCIAS

[1] Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), «Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA),» Diciembre 2017. [En línea]. Available: http://www.acera.cl/centro-de-informacion/.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional, «Coordinador Eléctrico Nacional,» 2017. [En línea]. Available: https://cmg-sic.coordinador.cl/.

[3] Comisión Nacional de Energía, «Reglamentos Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Servicios Complementarios,» Santiago, Chile, 2017.

[4] Argonne National Laboratory, «Survey of U.S. Ancillary Services Markets,» 2016.

[5] SolarDAO, «http://solardao.me,» [En línea]. Available: http://solardao.me/files/wpeng.pdf.

[6] M. H. RASHID, Power Electronics Handbook, Florida, USA, 2001.

[7] SMA, «SMA solutions for PV power plants,» 2018. [En línea]. Available: https://www.sma.de/en/industrial-systems/pv-power-plants.html.

[8] Coordinador Eléctrico Nacional, «Acceso a Instalaciones,» Plantas de Generación, 2018. [En línea]. Available: https://infotecnica.coordinador.cl/.

[9] Electropedia, «Battery and Energy Technologies,» 2017. [En línea]. Available: http://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm.

[10] Coordinador Eléctrico Nacional, «Costo marginal,» 2018. [En línea]. Available: https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/costo-marginal/.

[11] Comisión Nacional de Energía, «Precios de Nudo de Corto Plazo,» 2013-2018. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/.

[12] Servicio de Evaluación Ambiental, «Ficha del Proyecto:Parque Fotovoltaico Llano de Llampos,» 2012. [En línea]. Available: http://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=7540029. [Último acceso: 2018].

[13] Coordinador Eléctrico Nacional, «Operación Real del Sistema Eléctrico,» 2018. [En línea]. Available: https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/.

[14] National Renewable Energy Laboratory, «U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017,» 2017.

[15] SolarMango, «What is the Installation Cost of Utility Scale Solar Power Plant (£/MW) in the UK?,» 2015. [En línea].

[16] Comisión Nacional de Energía, «Mesa de Trabajo N° 2,» 2017-2018. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/.

[17] Comisión Nacional de Energía, «Mesa de Trabajo N° 4,» 2017-2018. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/.

[18] Comisión Nacional de Energía, «Mesa de Trabajo N° 6,» [En línea]. Available: https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/.

[19] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios del SIC,» 2017.

[20] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Definción y Programación de Servicios Complementarios,» Marzo 2018.

[21] CDEC - SIC / Dirección de Peajes, «Guía de Aplicación: Remuneración de Servicios Complementarios,» Julio 2016.

[22] CDEC - SING, «Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios,» Marzo 2016.

[23] Coordinador Eléctrico Nacional, «Base de Datos DIgSILENT®,» [En línea]. Available: https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/base-de-datos-digsilent/.

[24] Servicio de Evaluación Ambiental, «Declaración de Impacto Ambiental "Proyecto Solar San Andrés",» [En línea]. Available: http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=7875553. [Último acceso: Mayo 2018].

[25] Servicio de Evaluación Ambiental, «Declaración de Impacto Ambiental "Parque Solar Los Loros",» [En línea]. Available: http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=8384389. [Último acceso: Mayo 2018].

[26] Servicio de Evaluación Ambiental, «Declaración de Impacto Ambiental "Instalación de Equipo de Compensación Estática de Reactivos (CER) en S/E Puerto Montt",» [En línea]. Available: http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=961043. [Último acceso: Mayo 2018].