



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MODELO DE CO-OPTIMIZACIÓN PARA UNA CENTRAL VIRTUAL
DE GENERACIÓN SOBRE UNA RED CON GENERACIÓN
DISTRIBUIDA

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: GEOVANNY BERNARDO PÁEZ CARABAJO
JUAN MIGUEL PÁEZ CARABAJO

TUTOR: ING. ARTURO GEOVANNY PERALTA SEVILLA, PH.D.

Cuenca – Ecuador

2023

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Geovanny Bernardo Páez Carabajo con documento de identificación N° 0104850052 Juan Miguel Páez Carabajo con documento de identificación N° 0106022239; manifestamos que:

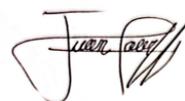
Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 31 de Agosto del 2023



Geovanny Bernardo Páez Carabajo

0104850052



Juan Miguel Páez Carabajo

0106022239

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA**

Nosotros, Geovanny Bernardo Páez Carabajo con documento de identificación N° 0104850052 y Juan Miguel Páez Carabajo con documento de identificación N° 0106022239, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico con Enfoque Investigativo: “Modelo de co-optimización para una central virtual de generación sobre una red con generación distribuida”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 31 de Agosto del 2023



Geovanny Bernardo Páez Carabajo

C.I. 0104850052



Juan Miguel Páez Carabajo

C.I. 0106022239

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Arturo Geovanny Peralta Sevilla con documento de identificación N° 0102199072, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: MODELO DE CO-OPTIMIZACIÓN PARA UNA CENTRAL VIRTUAL DE GENERACIÓN SOBRE UNA RED CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA, realizado por Geovanny Bernardo Páez Carabajo con documento de identificación N° 0104850052 y Juan Miguel Páez Carabajo con documento de identificación N° 0106022239, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico con Enfoque Investigativo, que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana

Cuenca, 31 de Agosto del 2023



Firmado electrónicamente por:
**ARTURO GEOVANNY
PERALTA SEVILLA**

Ing. Arturo Geovanny Peralta Sevilla, Ph.D.

C.I. 0102199072

DEDICATORIA

Dedicado a mis queridos padres y mi amada esposa.

2023 - Geovanny Bernardo Páez Carajo

Con amor y gratitud a la paciencia de mis queridos padres y familia.

2023 - Juan Miguel Páez Carabajo

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia, especialmente mis padres quienes han sido el pilar fundamental de mi desarrollo personal. Agradezco también a todos los profesores y personal que formo parte del desarrollo de esta investigación especialmente al Ing. Arturo Peralta Ph.D. y al Ing. Juan Carlos Sarmiento.

2023 - Geovanny Bernardo Páez Carabajo.

Agradezco sinceramente a todos los que me acompañaron en este viaje llamado ingeniería, mis padres, familia, amigos y a mis asesores de tesis y profesores que sin su incalculable apoyo no hubiera logrado llegar al final.

2023 - Juan Miguel Páez Carabajo.

RESUMEN

La introducción de recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico interconectado, a incentivado la innovación en la coordinación de la generación con la demanda, en este contexto nace el concepto de las VPP's que consiste en un operador virtual que despacha los DER's como una sola central. La VPP utiliza un modelo matemático para realizar una optimización en dos sentidos: los recursos a su disposición para satisfacer la potencia demanda por el operador y al menor costo de operación, a esto se lo conoce como co-optimización. Este trabajo implementa un modelo de co-optimización para una VPP que maximiza la rentabilidad al minimizar el costo de producción.

ABSTRACT

The introduction of distributed energy resources in the interconnected electrical system has encouraged innovation in the coordination of generation with demand. In this context, the concept of VPPs was born, which consists of a virtual operator that dispatches the DERs as a single center. The VPP uses a mathematical model to perform an optimization in two directions: the resources at its disposal to satisfy the power demanded by the operator and at the lowest cost of operation, this is known as co-optimization. This work performs a co-optimization model for a VPP that maximizes profitability by minimizing production cost.

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD	i
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	ii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
PROBLEMA Y OBJETIVOS	3
ALCANCE	5
METODOLOGÍA	6
ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO	8
1 CENTRAL VIRTUAL DE GENERACIÓN UTILIZANDO RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS	9
1.1 Plantas de generación virtual.	9
1.2 Recursos energéticos distribuidos.	10
1.3 Tipos de plantas de generación virtual	11
1.4 Co-optimización	11
2 Modelos matemáticos.	13

2.1	Notación.	14
2.1.1	Índices.	14
2.1.2	Sets.	14
2.1.3	Parámetros.	14
2.1.4	Variables.	15
2.1.5	Variables Positivas.	15
2.1.6	Variables binarias.	15
2.1.7	Identificación de las Ecuaciones del modelo matemático.	15
2.2	Modelo de una planta de generación convencional.	16
2.3	Modelo de una planta de generación no convencional.	17
3	MODELO DE CO-OPTIMIZACIÓN	19
3.1	Integración de la VPP en una red de distribución.	20
3.2	Tipo de problema del modelo de co-optimización	21
3.2.1	Programación entera y mixta	21
3.3	Diseño del modelo de co-optimización	21
3.3.1	Análisis de toma de Decisiones	22
3.3.2	Flujograma del modelo propuesto.	24
4	CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	25
4.1	Simulación del modelo de co-optimización sobre una red ficticia de prueba.	25
4.1.1	Datos de las plantas que componen la red ficticia de prueba.	25
4.2	Escenario A.	27
4.3	Escenario B.	28
4.4	Escenario C.	29
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	31
	Conclusiones	31
	Recomendaciones	33
	GLOSARIO	34
	ANEXOS	34
	ANEXOS	37
	BIBLIOGRAFÍA	39

ÍNDICE DE FIGURAS

1	Metodología	7
3.1	Metodología	20
3.2	Árbol de Toma de Decisiones	23
3.3	Metodología	24
4.1	Metodología	26

ÍNDICE DE TABLAS

4.1	Límites de generación de las unidades.	26
4.2	Costos de generación de las unidades.	27
4.3	Estado inicial de las unidades.	27
4.4	Despacho y Costos sin el modelo.	27
4.5	Despacho y Costos con el modelo.	28
4.6	Despacho y Costos sin el modelo.	29
4.7	Despacho y Costos con el modelo.	29
4.8	Despacho y Costos de operación con el modelo.	30
4.9	Despacho y Costos de arranque y parada con el modelo.	30
4.10	Costos Totales con el modelo.	30

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las empresas publicas y privadas que forman parte del sistema eléctrico nacional tienen como misión brindar energía eléctrica, este servicio básico se considera un derecho dentro del territorio ecuatoriano y se pretende llegar en un futuro a todos los habitantes sin discriminación de su estado y ubicación geográfica. Considerando la situación y planificación energética es una necesidad diversificar la generación eléctrica del Ecuador, por esta razón y teniendo en cuenta qué, desde varias instituciones como la ONU, promueven la reducción de un seis por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero que son enviadas a la atmósfera hasta el año 2030 [1], con propuestas y acuerdos como los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU [2], el Protocolo de Kyoto de 1997 [3] y el Acuerdo de París del 2015 [4] se propone la introducción de Recursos Energéticos Renovables.

El World Energy Council (WEC) plantea que la humanidad ha llegado al límite de generación energética [5], por lo tanto se debe utilizar los recursos energéticos eficientemente, con esto nacen nuevos retos para los operadores del mercado eléctrico, que son los encargados de administrar el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia, estos retos se plantean al rededor de la gestión eficiente de esos recursos. Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER's) pueden ser unidades de generación solar, generación de gas natural, unidades de almacenamiento como baterías, etc. Estas unidades tienen como máximo una capacidad de generación menor a 10MW de potencia [6] para poder ser consideradas Recursos Energéticos Distribuidos (DER's), conforme a las regulaciones del Ecuador [7] y pueden estar ubicados por todo el territorio nacional y geográficamente distantes unas de otras, por estas características, su visibilidad para los operadores de la red eléctrica no está implementada. Las soluciones en tendencia para resolver estos problemas se planifican considerando dos alternativas; una es la optimización de la oferta energética [8], determinada por la demanda del mercado (carga de la red, frecuencia y nivel de tensión qué darán seguridad y soporte a la red local), la otra es la oportunidad en el mercado donde se toma en cuenta el precio de venta, precio de generación y operación. Juntos forman

una Co-Optimización, esta puede ser implementada en una Central de Generación Virtual (VPP's) ya que agrega y coordina un conjunto diverso de recursos que podrá gestionarse para dar visibilidad a los DER's y funcionar como una sola planta. [9] [10]

Este documento realiza una investigación sobre el concepto de las Plantas de Generación Virtual y el estado de desarrollo que se ha logrado, posterior se explica los modelos individuales de las diferentes tipos de plantas de generación que se usan en el modelo planteado.

PROBLEMA Y OBJETIVOS

Problema

La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica ha experimentado avances tecnológicos, estos con el único fin de ser más sustentables, sostenibles, eficientes y económicamente rentables en el mercado eléctrico pero a la vez su incorporación a la red eléctrica es todo un desafío que se está investigando. Los recursos energéticos renovables tienen gran importancia en la actualidad, con el enfoque tomado por los gobiernos e instituciones mundiales hacia el cuidado del medio ambiente, la fabricación de unidades de generación renovables han tomado un papel preponderante en las últimas décadas. Además, existe el reto de obtener una trazabilidad honesta de todos los recursos involucrados en el servicio, es decir determinar el valor real de todo el subconjunto de servicios y recursos utilizados para la generación de energía. Es importante incorporar los Recursos Energéticos Distribuidos (DER's) a la red eléctrica, esto involucra gestionar su visibilidad al operador del mercado. Por eso se ha venido desarrollando el concepto de Central de Generación Virtual (VPP), que involucra necesariamente un modelo de Co-Optimización enfocado en varias áreas como el mercado energético, las características de frecuencia, nivel de tensión, potencia activa y reactiva que debe entregar a la red eléctrica determinadas por los operadores. Este documento plantea un modelo de co-optimización que pretende maximizar la rentabilidad en el mercado de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER's) tomando en cuenta las características de frecuencia, nivel de tensión y tipo de potencia que se le requiere gestionar por medio de una Central de Generación Virtual (VPP).

Objetivo General

Desarrollar un modelo de co-optimización para una Central de Generación Virtual (VPP) que gestione una red con Recursos Energéticos Distribuidos (DER's), maximizando la rentabilidad y las características de frecuencia, nivel de tensión y tipo de potencia que necesite abastecer.

Objetivos Específicos

- Determinar el alcance de las Centrales de Generación Virtual (VPP's) y los modelos de co-optimización que se han desarrollado hasta el año 2022 para una gestión rentable y eficiente de redes con Recursos Energéticos Distribuidos (DER's).
- Adaptar un modelo de co-optimización para maximizar los beneficios de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER's) con una central de Generación Virtual (VPP) que se adapte a los requerimientos de los operadores del mercado energético ecuatoriano.
- Validar el modelo mediante herramientas de optimización y creación de escenarios virtuales.

ALCANCE

En este trabajo se desarrollará un modelo de co-optimización para una VPP que gestiona el despacho de potencia de una red con DER's, maximizando la rentabilidad al reducir al mínimo los costos de operación. La coordinación de sistemas DER's genera un eficiente uso de los recursos energéticos disponibles.

El despacho debe realizarse considerando la mayor rentabilidad posible, esto se lograría reduciendo al mínimo el costo de operación de las plantas involucradas en el despacho de potencia.

El modelo de co-optimización se realiza considerando en mercado del día siguiente donde se tendería un horizonte de tiempo con toda la información de la potencia demandada.

Para generar un modelo con gran precisión se propone que en futuros trabajo puedan implementar restricciones de flujos de potencia a través de las líneas y analizar el como afectan a los resultados obtenidos.

METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este documento se a dividido en varias etapas. El proceso para el desarrollo de la metodología se observa en la figura 1, se realiza una investigación del estado del arte sobre el concepto Plantas de Generación Virtual y los mercados eléctricos. En este punto se estudia los diferentes modelos de las plantas de generación convencional y no convencionales. También en esta etapa se investiga el proceso de despacho de potencia que solicita el operador a las empresas generadoras.

Una vez finalizada la investigación en la qué se identificó los diferentes procesos de interés en el mercado eléctrico, se puede definir el modelo de co-optimización, en donde se identifican las variables que se utilizan para un despacho óptimo de la potencia solicitada por el operador, el cual maximiza la rentabilidad y las características de frecuencia, nivel de tensión y potencia.

Con un modelo creado en una tercera etapa se simula diferentes escenarios para determinar si esta cumpliendo con las restricciones impuestas, en otras palabras si funciona correctamente. Con diferentes simulaciones realizadas se usan los resultados para obtener un análisis del modelo. Con esto finalmente se formulan las conclusiones y observaciones del trabajo.

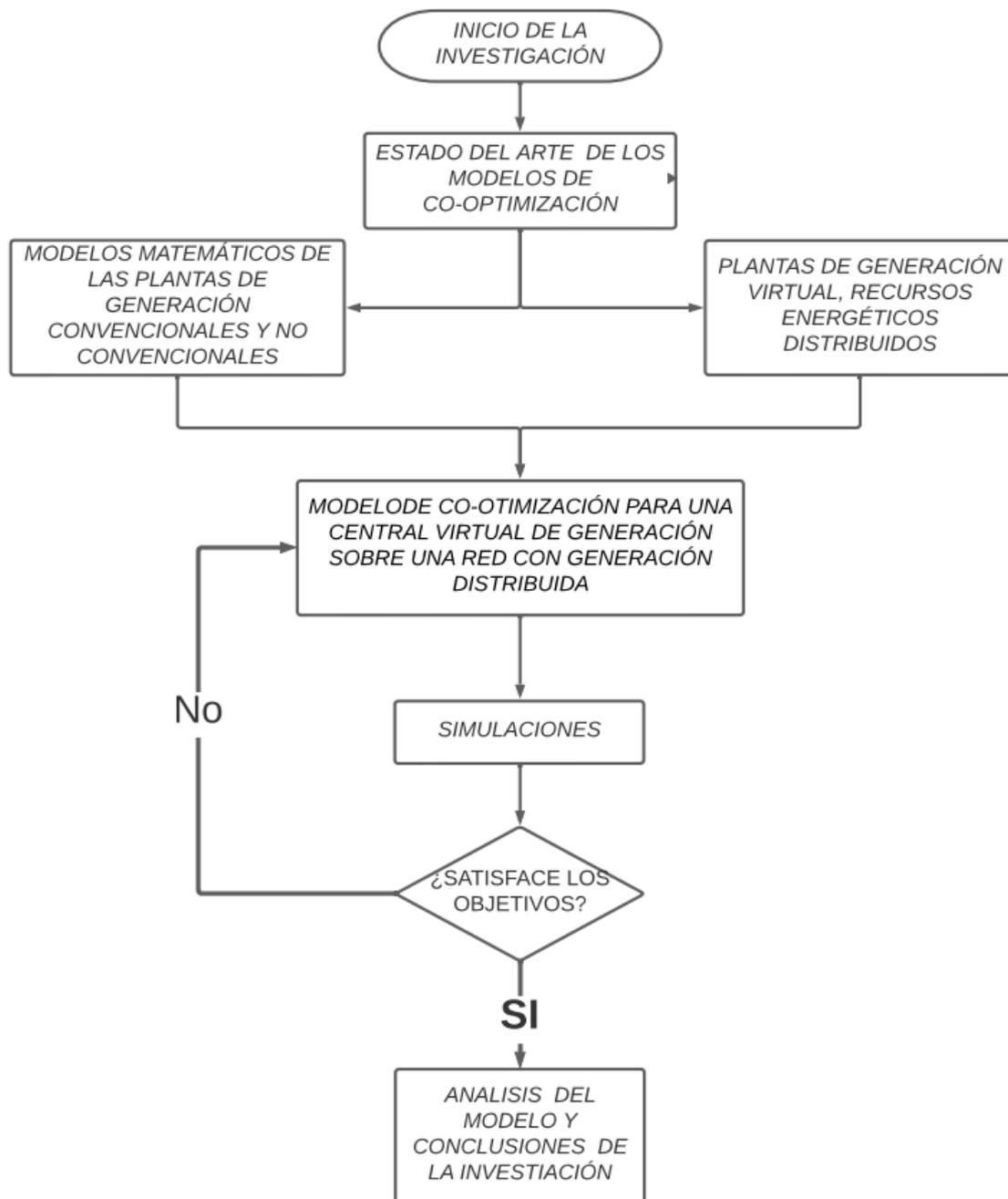


Figura 1: Metodología de la investigación.

ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

Este documento se organiza en cuatro capítulos. El primer capítulo explica el funcionamiento de las centrales virtuales de generación y como este concepto innovador se introduce en el mercado energético. En el segundo capítulo se explica los modelos matemáticos de las unidades de generación convencional y no convencional. En el capítulo tres se formula el modelo matemático desarrollado, mientras en el capítulo cuatro se simula y analiza en una red ficticia considerando tres diferentes escenarios. Finalmente se realiza las conclusiones y recomendaciones de la investigación realizada.

CAPÍTULO 1

CENTRAL VIRTUAL DE GENERACIÓN UTILIZANDO RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

1.1. Plantas de generación virtual.

El desarrollo de las Centrales Virtuales de Generación(VPP's) es un concepto innovador en el marco de la ingeniería eléctrica, este difiere de las centrales eléctricas convencionales y estocásticas en varios aspectos, pero su objetivo es mejorar su funcionamiento y eficiencia.

Los principales objetivos de las VPP's, es coordinar la generación mediante comunicación, control y coordinación de los Recursos Energéticos Distribuidos(DER's) que se encuentran ubicados a largas distancias geográficas. Los DER's pueden ser plantas de generación solar, plantas de generación eólica, sistemas de almacenamiento, una planta de generación mediante Biogas, entre otros. Mediante el concepto de VPP's los DER's disponibles se integran y funcionan como una sola unidad de generación que opera de manera conjunta optimizando su producción y aprovechando al máximo sus capacidades y desempeño. Una de las diferencias de las centrales convencionales es que su fuente principal de generación dependen de un recurso en especial, como las plantas de energía hidroeléctrica necesitan de agua para poder

generar energía eléctrica o las plantas térmicas necesitan de combustible para su operación, en cambio las centrales virtuales se integran por varias fuentes de energía por lo que su versatilidad ante las necesidades de energía demandada por el mercado aumentan y se aprovecha mejor a la hora del despacho gestionando su producción, también se mejora la planificación de un posible almacenamiento y la distribución es más económica. [8] [10–12]

1.2. Recursos energéticos distribuidos.

El impresionante aumento continuo de los DER's, en concreto de las Fuentes de Energía Renovable (FER) exige nuevos mecanismos de gestión para facilitar su participación en los mercados. Una de las características principales de los DER's es que se pueden encontrar ubicados geográficamente distantes uno del otro, en consecuencia, al Operador del Sistema de Distribución (DOS) le surgen dificultades en la coordinación al intentar mantener un funcionamiento correcto del sistema. Bajo estos criterios se presentan varios desafíos tales como: carga oculta, retroalimentación, fluctuación de voltaje, volatilidad, intermitencia de generación de energía renovable, junto con sus bajas capacidades de generación los DER's que no pueden sobrepasar los 10MW. Además, la nula visibilidad de los DER's con el DOS complica aun más los posibles escenarios del sistema eléctrico nacional. Las fallas en cascada son muy comunes en redes activas de distribución, estas pueden llegar a generar un apagón en toda la red, para evitar apagones totales en secciones de la red se pueden tener DER's, estos pueden alimentar la red hasta que vuelva a su funcionamiento normal, otra ventaja de los VPP's es que pueden participar en varios mercados eléctricos brindando ayuda en servicios auxiliares, proporcionando potencia cuando sea necesario y de esta manera mejorar las características de frecuencia y potencia de la red de distribución. [13–15]

Controlar el incremento del costo de la energía eléctrica, deriva en perfeccionar el despacho de la generación de energía, por lo tanto, la coordinación de sistemas de almacenamiento de energía y energía renovable, es una manera práctica de mejorar la competencia en los mercados de energía renovable. Además, la creciente cantidad de DER's compromete la óptima operación de redes activas de distribución, estas adversidades pueden ser manejadas con una VPP. El manejo de una VPP facilita la gestión de los DER's eficazmente para el operador de red. Al utilizar este concepto puede crear un plan óptimo de operación bajo emergencias catastróficas de las redes. En otras palabras para gestionar varios de estos desafíos las VPP's han aparecido

como una tecnología que facilita la gestión energética rentable y eficiente de los DER's. [9] [16,17]

1.3. Tipos de plantas de generación virtual

Para la implementación de las VPP's se pueden seguir dos enfoques de gestión que son el concepto de valor de riesgo condicional, y restricciones de dominancia estocástica de segundo orden. Hay dos tipos de VPP's, los VPP comercial y el VPP técnico que se analiza en esta sección. VPP técnico se enfoca en brindar servicios útiles en la gestión de estabilidad en la red, teniendo comunicación con el operador del sistema de distribución. La programación de despacho de energía usando la teoría de los VPP técnicos, ayuda a optimizar el sistema enfocándose en un costo operativo mínimo, lo que garantiza el equilibrio de energía y varias restricciones de seguridad y operación, teniendo como objetivo minimizar el costo de la coordinación de operación de varios VPP's, así como pérdidas activas de potencia. Cada VPP se comunica con el operador del sistema de operación para poder tener un optimización global. Para controlar varios VPP's en una red activa de distribución, se propone un método de control de coordinación distribuida de doble capa. La primera capa controla la salida de potencia total de varios VPP's, manteniendo un equilibrio en la potencia que hay entre la oferta y demanda del sistema. La segunda capa es la encargada de controlar la potencia de cada uno de los agentes que se encuentran en el VPP para mejorar los beneficios económicos del sistema. [18-21]

1.4. Co-optimización

Un modelo de co-optimización se basa en el análisis costo beneficio de la energía tomando en cuenta la capacidad de reserva y generación en las VPP's para minimizar los costos de operación establecidos para la red de distribución. En [22] presenta un enfoque diferente para la co-optimización, tomando en cuenta la reducción activa de la potencia, el desprendimiento de carga y los déficit de reserva. Basándose en un mecanismo de optimización híbrido, determina tanto la estrategia operativa como el tamaño óptimo para implementaciones de almacenamiento realistas. En [23] aprovechan un modelo de co-optimización totalmente estocástico como un punto de referencia ideal, e ilustra numéricamente los beneficios de la licitación virtual para aumentar la eficiencia general del mercado en términos de reducción del costo

operativo esperado de todo el sistema energético. Eventualmente muestran que los recursos flexibles en los mercados de electricidad y gas natural se despachan de manera más eficiente en la etapa diaria cuando existe licitación virtual. [24]

Otro punto de vista utiliza varias fuentes de ingresos potenciales de participación simultánea en múltiples mercados habilitada por la co-optimización operativa de múltiples productos bajo diferentes señales de precios, con el fin de maximizar el beneficio del VPP e impulsar su caso de negocio, se desarrolla un modelo basado en programación lineal de enteros mixtos para la participación Co-Optimizada de VPP en múltiples mercados, incluyendo energía, múltiples mercados del servicio auxiliar de control de frecuencia, respuesta de la demanda para soporte de capacidad y mercados de contratos de cobertura, se propone un modelo de co-optimización multi mercado de VPP que tiene como objetivo maximizar el beneficio general de VPP mediante la optimización de la operación de DER y la participación en múltiples mercados. En [11] estudia la implementación de una estructura de co-optimización del suministro a múltiples servicios del mercado, sistema y red local. Los resultados de este estudio de un caso australiano real demuestran cómo la estructura de co-optimización permite la implementación efectiva de la flexibilidad de la VPP para maximizar sus beneficios de valor multiservicio, dentro de un entorno operativo incierto y dentro de los límites técnicos. [12] [25-27]

CAPÍTULO 2

Modelos matemáticos.

En este capítulo, se analizan modelos matemáticos esenciales para el desarrollo de una VPP, que constituye una parte fundamental de esta investigación. Los modelos se usan como guía para interpretar el funcionamiento de las plantas de generación que forman parte de la VPP, brindando un marco teórico para el desarrollo y funcionamiento del sistema ayudando a generar soluciones para la co-optimización.

En esta investigación, se aplicará los modelos matemáticos para generar VPP's utilizando DER's. Estos modelos son la base para generar un diseño y desarrollo de las ecuaciones que permiten encontrar soluciones óptimas para el problema de co-optimización. La principal característica de este capítulo es mostrar los modelos matemáticos, fundamentando su función e importancia para la investigación de los DER's.

Para el desarrollo de los algoritmos se realizó una revisión de varios artículos y libros, donde exponen modelos matemáticos para tratar investigaciones similares [28]. Estas investigaciones son bases sólidas para justificar la estructura y funcionamiento del modelo propuesto.

2.1. Notación.

2.1.1. Índices.

Para entender los modelos matemáticos se precisa definir los elementos que forman parte.

t Horizonte temporal.

u Unidades de generación.

2.1.2. Sets.

Los sets del modelos son:

$pC(u)$ Unidades de generación convencional.

$pES(u)$ Unidades de generación estocástica.

2.1.3. Parámetros.

Es necesario conocer los datos de:

HN Horas de negociación.

$Ptmax$ Potencia máxima de generación de la unidad.

$Ptmin$ Potencia mínima de generación de la unidad.

$EIO(u)$ Variable binaria dato que define el Estado inicial de las unidades.

$CP(u)$ Costo Producción de plantas.

$CParranque(u)$ Costo de arranque de plantas.

$CPparada(u)$ Costo de parada de plantas.

$CurvasdeDespacho(t)$ Curva de despacho.

2.1.4. Variables.

$pdu(u,t)$ Potencia despachada por las u en t .

$pds(u,t)$ Potencia negociada por la VPP en t .

z Variable que contiene el valor objetivo co-optimizar.

2.1.5. Variables Positivas.

$val-st(u,t)$ Variable auxiliar para linealizar el costo de arranque de la unidad de generación.

$val-sd(u,t)$ Variable auxiliar para linealizar el costo de apagado de la unidad de generación.

2.1.6. Variables binarias.

$v(u,t)$ Variable binaria para indicar el estado de compromiso de las unidades de generación en t .

2.1.7. Identificación de las Ecuaciones del modelo matemático.

obj Función Objetivo.

$despacho-unidades$ Potencia despachada para las Unidades en el mercado.

<i>limite-prod-potencia-max</i>	Limite Máximo de Producción de Potencia.
<i>limite-prod-potencia-min</i>	Limite Mínimo de Producción de Potencia.
<i>costo-arranque-inicial-pC</i>	Costo de arranque inicial de unidad PC.
<i>costo-apagado-inicial-pC</i>	Costo de apagado inicial de unidad PC.
<i>costo-arranque-inicial-pES</i>	Costo de arranque inicial de unidad PES.
<i>costo-apagado-inicial-pES</i>	Costo de apagado inicial de unidad PES.
<i>costo-arranque-pC</i>	Costo de arranque de unidad PC.
<i>costo-apagado-pC</i>	Costo de apagado de unidad PC.
<i>costo-arranque-pES</i>	Costo de arranque de unidad PES.
<i>costo-apagado-pES</i>	Costo de apagado de unidad PES.

2.2. Modelo de una planta de generación convencional.

Tanto las plantas eléctricas convencionales convencionales como las turbinas de gas combinadas, nucleares, a carbón o diesel; pueden ser parte de las VPP. A continuación se describe un conjunto de restricciones que constituyen un modelo de plantas de generación convencional:

$$v_t \in \{0, 1\} \vee pC \quad (2.1)$$

$$Pmin^{pC} \leq pdu_t^{pC} \leq Pmax^{pC} \quad (2.2)$$

$$pds_t^{pC} = pdu_t^{pC} \cdot CP_t \quad (2.3)$$

$$CParranqueInicial_t^{pC} \cdot (v_{t1}^{pC} - EI) = val.st^{pC} \vee t \leq 1 \quad (2.4)$$

$$CPparadaInicial_t^{pC} \cdot (EI - v_{t1}^{pC}) = val.sd^{pC} \vee t \leq 1 \quad (2.5)$$

$$CParranque_t^{pC} \cdot (v_t^{pC} - v_{t-1}^{pC}) = val.st^{pC} \vee t \geq 1 \quad (2.6)$$

$$CPparada_t^{pC} \cdot (v_{t-1}^{pC} - v_t^{pC}) = val.sd^{pC} \quad \forall t \geq 1 \quad (2.7)$$

$$CurvasdeDespacho(t) \leq pdu(t)^{pC} \quad (2.8)$$

La ecuación 2.1 define la variable binaria usada para representar el estado de apagado y encendido de la unidades. La ecuación 2.2 determina los límites de producción máximos y mínimos de las unidades de la VPP. La ecuación 2.3 representa el costo de producción de las unidades en el tiempo donde CP es el costo de producir un MW en una hora, este valor en este modelo es fijo pero se puede ser reemplazado por una matriz de datos con el fin de asignar diferentes costos de producción a cada periodo de tiempo si así lo requiere. Las ecuaciones 2.4 y 2.5 son variables positivas que definen el costo inicial de poner en marcha y apagar las unidades mientras que las ecuaciones 2.6 y 2.7 definen el mismo valor pero para los tiempos t+1. La ecuación 2.8 nos indica que la potencia despachada por las unidades debe ser menor o igual que la curva de despacho o la demanda requerida. [28]

2.3. Modelo de una planta de generación no convencional.

Las plantas eléctricas no convencionales son hídras, químicas o estocásticas como fotovoltaicas o eólicas. Este modelo es similar al anterior pero las unidades estocásticas como las fotovoltaicas, eólicas o biogas tienen un límite de producción mínimo igual a cero, las plantas hídras por sus características no tienen el límite mínimo de producción igual a cero y funcionan como las plantas convencionales. [28]

$$v_t \in \{0, 1\} \quad \forall pES \quad (2.9)$$

$$0 \leq pdu^{pES} \leq Ptmax^{pES} \quad (2.10)$$

$$CParranqueInicial_t^{pES} \cdot (v_{t+1}^{pES} - EI) = val.st^{pC} \quad \forall t \leq 1 \quad (2.11)$$

$$CPparadaInicial_t^{pES} \cdot (EI - v_{t+1}^{pES}) = val.sd^{pC} \quad \forall t \leq 1 \quad (2.12)$$

$$CParranque_t^{pES} \cdot (v_t^{pES} - v_{t-1}^{pES}) = val.st^{pC} \quad \forall t \geq 1 \quad (2.13)$$

$$CPparada_t^{pES} \cdot (v_{t-1}^{pES} - v_t^{pES}) = val.sd^{pC} \quad \forall t \geq 1 \quad (2.14)$$

$$CurvasdeDespacho(t) \leq pdu(t)^{pC} \quad (2.15)$$

La ecuación 2.9 define la variable binaria usada para representar el estado de apagado y encendido de la unidades estocásticas. La ecuación 2.10 determina los límites de producción máximos y mínimos de las unidades estocásticas de la VPP. Las ecuaciones 2.11 y 2.12 son variables positivas que definen el costo inicial de poner en marcha y apagar las unidades estocásticas mientras que las ecuaciones 2.13 y 2.14 definen el mismo valor pero para los tiempos $t+1$. La ecuación 2.15 nos indica que la potencia despachada por las unidades estocásticas debe ser menor o igual que la curva de despacho o la demanda requerida. [28]

CAPÍTULO 3

MODELO DE CO-OPTIMIZACIÓN

En el marco del avance de esta investigación, el capítulo 3 analiza e investiga el modelo de co-optimización y las consideraciones que se tomaron en cuenta para el desarrollo del modelo. Esta sección es la parte fundamental para llegar a dar soluciones óptimas, eficientes y sostenibles para los sistemas VPP's que integran DER's.

La creciente integración de sistemas DER's a generado un sistema eléctrico complejo, ya que su visibilidad para el operador del sistema es nula, por esto, las VPP's surgen como la solución más efectiva ya que pueden controlar múltiples DER's para aprovechar su generación e interacción con la red eléctrica. [14]

Este capitulo es importante para la investigación, ya que la integración de VPP's y DER's es primordial para el modelo de co-optimización, que en su esencia este modelo nos ayuda a mejorar la eficiencia, sostenibilidad y despacho de generación de los sistemas energéticos. La investigación de este capitulo se centra en el desarrollo de las partes fundamentales que forman parte del diseño del modelo de co-optimización dando restricciones operativas con el propósito de generar una solución efectiva para cada posible escenario.

3.1. Integración de la VPP en una red de distribución.

La incorporación del concepto VPP a la red de sistema nacional interconectado, o cualquier otra red eléctrica, ayudaría a los DER's, que por sus características explicadas con anterioridad tengan visibilidad y comunicación con el operador del mercado, esto provocaría que los DER's puedan ser tomados en cuenta para el despacho de demanda de potencia en el mercado eléctrico del territorio en el que se encuentren. En la figura 3.1 se muestra la estructura, la nueva red y se puede observar como la VPP se integra al mercado eléctrico.

La VPP se comunica con el operador como si fuera una sola central más, pero en realidad es la suma de varios DER's, cuando el operador demande potencia de la VPP, esta utiliza el modelo propuesto para determinar un despacho óptimo y rentable.

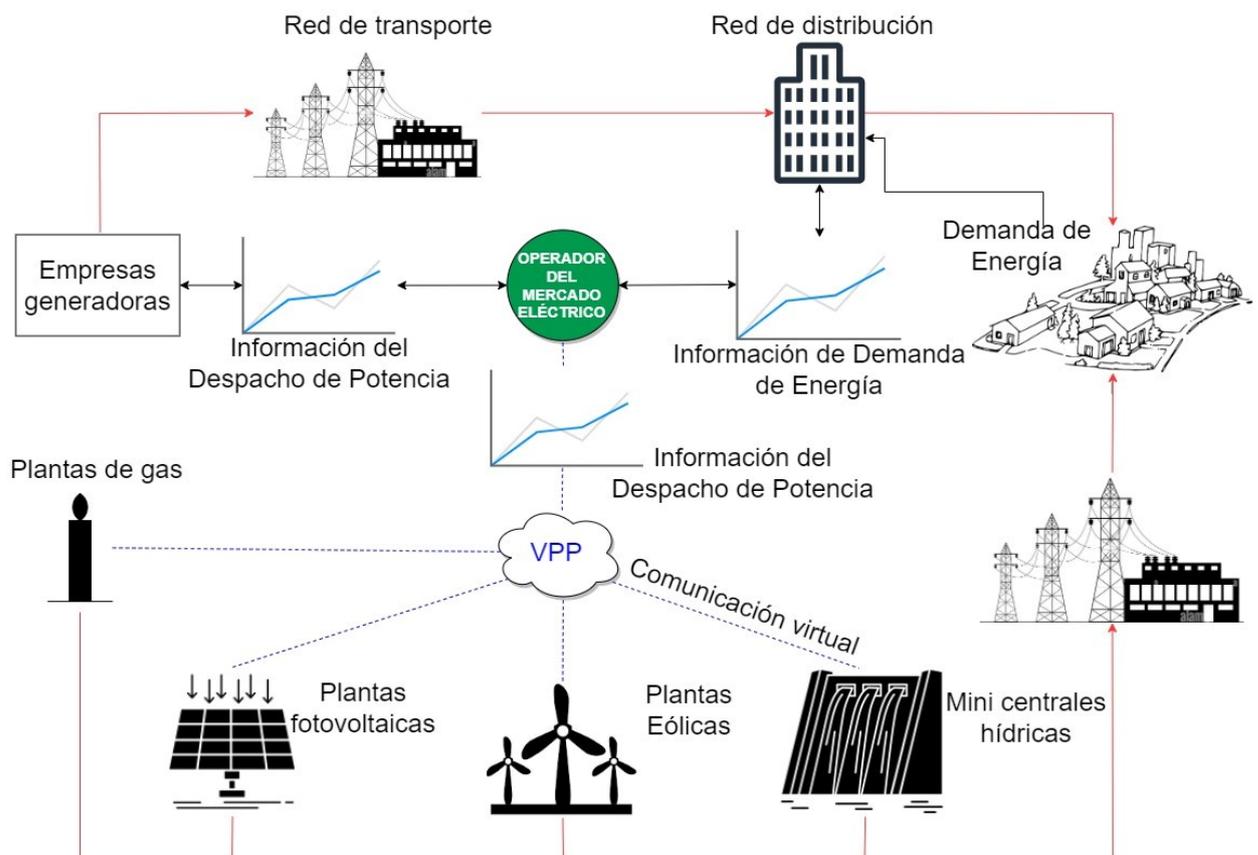


Figura 3.1: Estructura de la red del sistema eléctrico con la integración de la VPP.

3.2. Tipo de problema del modelo de co-optimización

Para resolver el problema del modelo de co-optimización, debido a la complejidad y toma de decisión bajo presión en periodos de tiempo y varias restricciones, utiliza variables de tipo binarias y enteras, por lo cual, para comprobar su funcionalidad es necesario simularlo mediante software, esto significa que identificar la clase de problema planteando. El tipo de problema puede resolverse utilizando programación entera y mixta.

3.2.1. Programación entera y mixta

La programación entera y mixta utiliza variables enteras y binarias que deben asumir un valor entre límites definidos. Para simular el modelo es necesario utilizar un software de programación y optimización matemática. [28]

General Algebraic Modeling System (GAMS^{IDE}) es un sistema de modelado de alto nivel para programación y optimización matemática. Consiste en un compilador de lenguaje y una variedad de solucionadores asociados y permite resolver problemas de manera sencilla. [28]

3.3. Diseño del modelo de co-optimización

El modelo tiene como función objetivo 3.1, el cual tiene el propósito de minimizar los costos de operación maximizando las ganancias obtenidas en el proceso de generación. Las ecuaciones propuestas en la ecuación 3.1 y 3.2 se diseñó para maximizar la rentabilidad al momento de entregar la potencia demandada por el operador del mercado, esto se realiza mediante un despacho adecuado y estratégico de las centrales con los DER's donde se reduce al mínimo los valores de costo de arranque, costo de parada y costo de operación. En función de esto se satisface la demanda y se reduce el costo de generación por MWH.

El modelo está diseñado para trabajar con datos predefinidos basados en estadísticas, historial y estimaciones de la demanda, además de utilizar los modelos

de plantas convencionales y no convencionales con los valores que corresponden al dimensionamiento de las plantas y sus respectivos costos operativos.

$$z = \sum (pds^{pC} + val.st^{pC} + val.sd^{pC}) + \sum (pds^{pES} + val.st^{pES} + val.sd^{pES}) \quad (3.1)$$

$$CurvasdeDespacho(t) \leq \sum pdu(t)^{pC} + \sum pdu(t)^{pES} \quad (3.2)$$

El costo operativo de la generación es igual a la suma de potencia generada por cada unidad multiplicada por el costo de producción MWH descrito en la ecuación 3.1. En la ecuación 3.2 se restringe que la suma de las potencias despachadas por las unidades tiene que ser igual o mayor a la potencia demanda por el operador.

3.3.1. Análisis de toma de Decisiones

Con el objetivo de minimizar los costos de producción, se propone un árbol de toma de decisiones como se muestra en la figura 3.2, en donde se analiza el horizonte de producción de las plantas de generación para satisfacer la potencia demandada en un periodo de tiempo. El árbol de toma de decisiones es un proceso donde cada posible escenario es una iteración gradual donde se involucra a la VPP con DER's. A medida que avanza el árbol, la toma de decisiones se empieza a ramificar de acuerdo a las restricciones planteadas y la situación actual de la VPP. Cada escenario es importante para llegar a un despacho óptimo y una co-optimización del VPP. Para simplificar el árbol de toma de decisiones se analizara solo una iteración posible para el análisis.

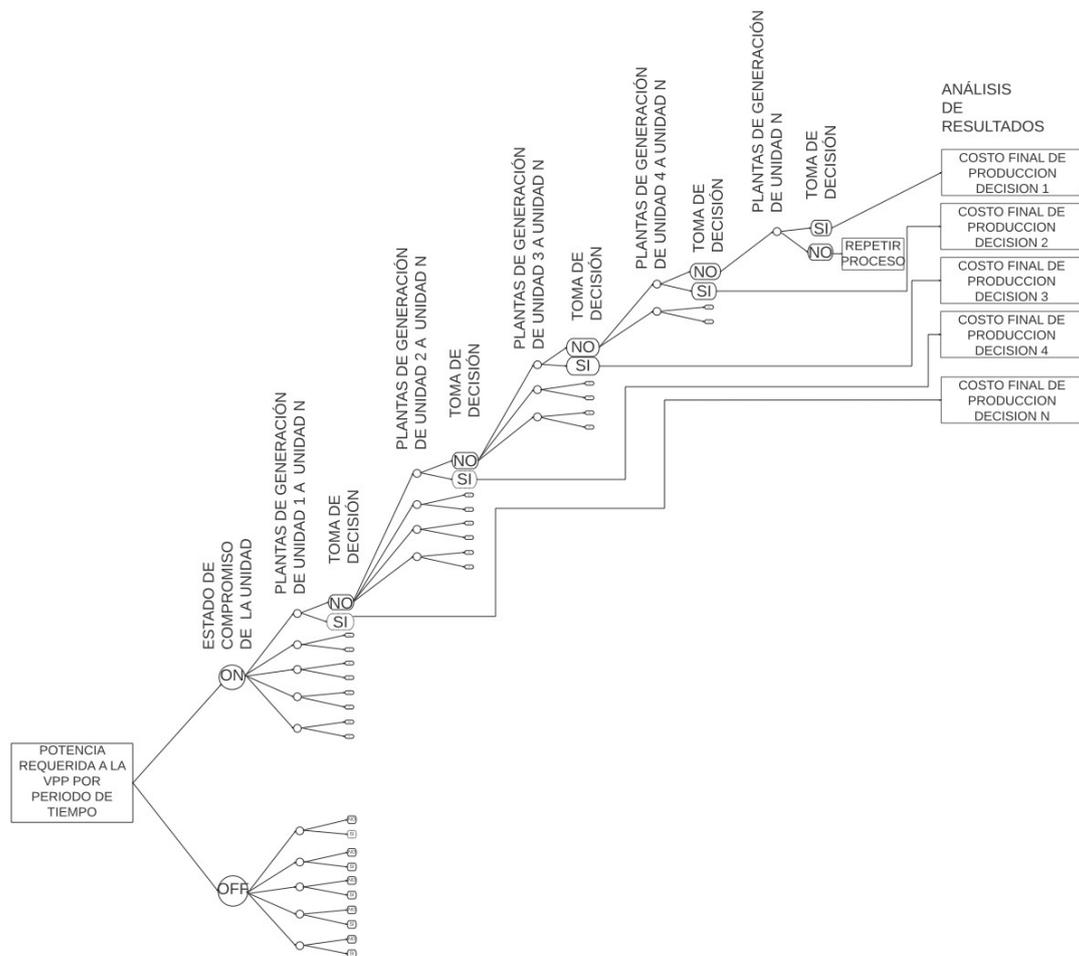


Figura 3.2: Árbol de Toma de Decisiones

Al inicio de la figura 3.2 se selecciona el horizonte de tiempo, los parámetros a optimizar, también, se selecciona los DER's involucrados para la generación y despacho. En la siguiente sección se hace una estimación de la demanda solicitada y se calcula la generación óptima de cada uno de los DER's para satisfacer la demanda, se comprueba si las decisiones iniciales cumplen con la potencia requerida o si no se ajusta y se ramifica a diferentes escenarios posibles cumpliendo con las restricciones de generación y demanda. Se verifica si la decisión final de generación es la mas óptima o se ajustan los niveles de generación para así minimizar los costos operativos. Evaluando los resultados obtenidos de las ramificaciones podemos encontrar cientos de posibles escenarios pero solo uno puede llegar a cumplir el objetivo de minimización y los requeridos por la VPP. Como el operador de un sistema no puede realizar y verificar todos lo posibles escenarios toma una decisión de acuerdo a su experiencia, el modelo de co-optimización analiza todos los posibles escenarios que no son visibles para el personal calificado y experimentado, con lo cual se puede llegar a optimizar de manera eficiente la potencia generada con una mejor rentabilidad de operación.

Para tener un resultado preciso y que cumpla con todos los objetivos se precede a desarrollar una simulación donde al ingresar los datos y restricciones de la red nos va a dar una solución eficiente, donde se cumple con lo requerido.

3.3.2. Flujograma del modelo propuesto.

Para el correcto funcionamiento de los VPP's es necesario tener datos certeros las capacidades de producción de las plantas y las valores asociados a su operación. En otras palabras su tarifa por el MWH, además de los precios de arranque y apagado de cada central, estos valores se determinan en función de los costos fijos como los sueldos del personal de planta y oficina; mantenimientos programados; equipos de protección personal; ropa de trabajo, y costos variables como repuestos; gastos no programados. En la figura 3.3 se observa el proceso que sigue el modelo para dar solución al problema de de co-optimización.

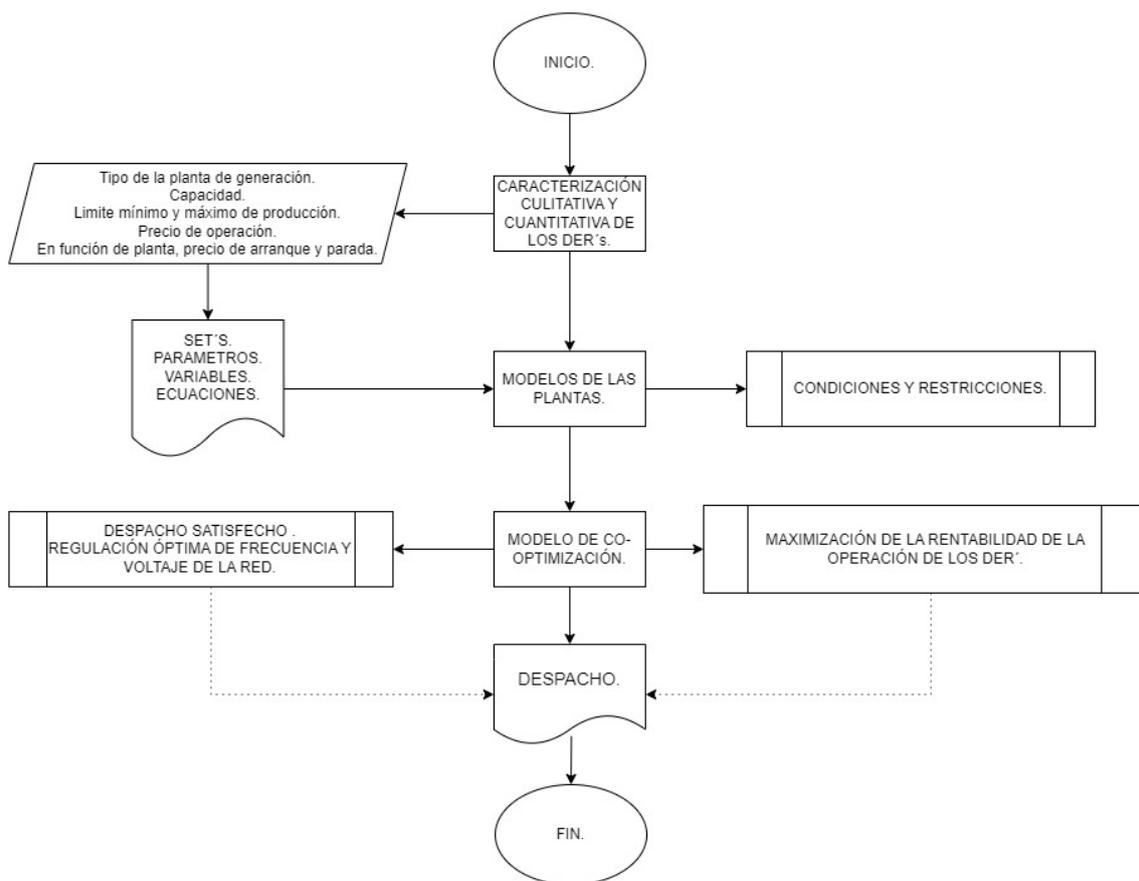


Figura 3.3: Flujograma del modelo de Co-optimización.

CAPÍTULO 4

CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Simulación del modelo de co-optimización sobre una red ficticia de prueba.

Es necesario para entender el funcionamiento de modelo de co-optimización de una VPP hacerlo sobre una red ficticia, ayudando a visualizar de manera simple como operaría con DER's, además por que la integración de los DER's a la red eléctrica interconectada no se a implementado regionalmente. Esto se debe a que los DER's son una solución reciente, pero se espera que a futuro sea una solución a problemas de eficiencia en el despacho de potencia, visibilidad y coordinación de los DER's en redes de transmisión dentro del mercado energético ecuatoriano.

4.1.1. Datos de las plantas que componen la red ficticia de prueba.

La red ficticia esta compuesta por cinco plantas de generación las cuales se dividen en dos redes de distribución denominadas PCCA y PCCB. Algunos datos de funcionamiento de los DER's son tomados de plantas de generación de ELECAUSTRO. En la figura 4.1 se observa el planteamiento de la red ficticia con los diferentes elementos que la componen.

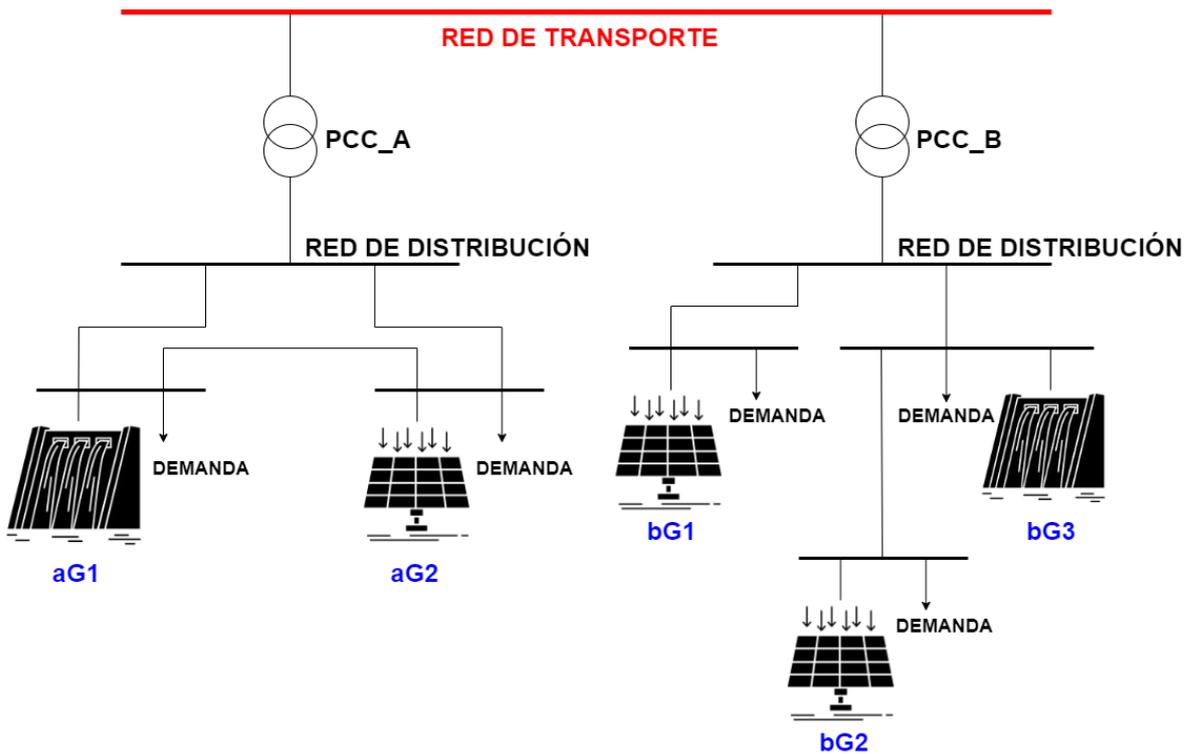


Figura 4.1: Red ejemplo para la Simulación 1.

De acuerdo a la red ficticia 4.1, las unidades de generación son dos plantas hídricas aG1, bG3 y tres plantas estocásticas aG2, bG1, bG2. Para facilitar la comprensión del caso de estudio se realizará el despacho en un horizonte temporal de solo un tiempo. En la tabla 4.1 se presentan los límites de producción máximo y mínimo de las unidades de generación. En la tabla 4.2 se presentan costos de generación de las unidades. En la tabla 4.3 expresa el estado de encendido o apagado de las unidades en el periodo de tiempo uno.

Unidad	Pt Max [MWH]	PtMin [MWH]
aG1	26.1	14
aG2	0.97	0
bG1	8	0
bG2	9.7	0
bG3	19.2	10

Tabla 4.1: Límites de generación de las unidades.

Unidad	USD/MWH	Arranque [USD/MWH]	Apagado [USD/MWH]
aG1	4	2	1
aG2	1	0.1	0.1
bG1	2	0.5	0.1
bG2	2	0.5	0.1
bG3	10	5	3

Tabla 4.2: Costos de generación de las unidades.

Unidad	Estado Inicial
aG1	0
aG2	0
bG1	0
bG2	0
bG3	0

Tabla 4.3: Estado inicial de las unidades.

4.2. Escenario A.

En este escenario se plantea satisfacer una potencia de 14MW en un tiempo t_1 , además se considera los valores presentados en la sección 4.1.1. Para despachar potencia el operador de mercado, primero debe hacer el cálculo de la potencia demandada y después de la oferta existente. Pero eso se ve dificultado ya que una red real se compone de varias plantas de generación como los DER's que su producción de MWH en el transcurso del tiempo no es constante. Por lo tanto es más fácil que una sola unidad despache toda la potencia demandada como se ve en la tabla 4.4.

Unidad	MW/t1	Costo Producción [USD/MWH]	Arranque [USD/MWH]	Parada [USD/MWH]	TOTAL USD
aG1	14	56	2	0	58
aG2	0	0	0	0	0
bG1	0	0	0	0	0
bG2	0	0	0	0	0
bG3	0	0	0	0	0
TOTAL	14	56	2	0	58

Tabla 4.4: Despacho y Costos sin el modelo.

Unidad	MW/t1	Costo Producción [USD/MWH]	Arranque [USD/MWH]	Parada [USD/MWH]	USD
aG1	0	0	0	0	0
aG2	0.97	0.97	0.1	0	1.07
bG1	4.33	8.66	0.5	0	9.16
bG2	9.7	19.4	0.5	0	19.9
bG3	0	0	0	0	0
TOTAL	14	29.03	1.1	0	30.13

Tabla 4.5: Despacho y Costos con el modelo.

Los resultados se expresan en la tabla 4.5, donde se observa el despacho de las unidades, entran en funcionamiento aG2, bG1, bG2 mientras que las unidades aG1 y bG3 están apagadas, también se muestra cuanto cuesta producir la potencia y los valores de arrancar las unidades y apagarlas. Analizando los resultados de la simulación del modelo de la VPP, se obtiene el despacho óptimo y el más rentable en la en contraste de los valores de la tabla 4.4 donde solo se satisface la demanda sin tener en cuenta el costo de la operación. Se evidencia que el despacho propuesto reduce los costos de operar en este caso con un ahorro de 27.87 dólares.

4.3. Escenario B.

En este escenario la potencia demanda es de 20MW en el tiempo t1 y toma los valores presentados en las tablas 4.1, 4.2, 4.3. Se observa que para este caso la potencia demandada sobrepasa la suma de la potencia de las unidades estocásticas. Para determinar el despacho lo que haría un operador de mercado es un calculo de acuerdo a su experiencia, pero eso se ve dificultado con el crecimiento de la generación la maquinas al menor costo de operación se realizar un cálculo en funcione de las características de cada unidad de generación. Simulamos el modelo de la VPP, y se obtiene como resultado el despacho óptimo y el más rentable en la tabla 4.7.

Unidad	MW/t1	Costo Producción [USD/MWH]	Arranque [USD/MWH]	Parada [USD/MWH]	TOTAL
aG1	20	80	2	0	82
aG2	0	0	0	0	0
bG1	0	0	0	0	0
bG2	0	0	0	0	0
bG3	0	0	0	0	0
TOTAL	20	80	2	0	82

Tabla 4.6: Despacho y Costos sin el modelo.

Unidad	MW/t1	Costo Producción [USD/MWH]	Arranque [USD/MWH]	Parada [USD/MWH]	TOTAL
aG1	14	56	2	0	58
aG2	0.97	0.97	0.1	0	1.07
bG1	0	0	0	0	0
bG2	5.03	10.06	0.5	0	10.56
bG3	0	0	0	0	0
TOTAL	20	67.03	2.6	0	69.63

Tabla 4.7: Despacho y Costos con el modelo.

Los resultados que se presentan en la tabla 4.7 evidencian que el modelo ayuda a reducir los valores de operación de las unidades DER's. Entran en funcionamiento aG1, aG2, bG2 mientras que las unidades bG1 y bG3 están apagadas, también se muestra cuanto cuesta producir la potencia y los valores de arrancar las unidades y apagarlas.

4.4. Escenario C.

Supongamos que tenemos un horizonte temporal ahora de tres tiempo donde se busca satisfacer una potencia de 55MW en un tiempo t1; 14MW en un tiempo t2; 20MW en un tiempo t3 y todas las plantas de generación están apagadas. Simulamos el modelo de la VPP, y obtenemos como resultado el despacho óptimo y el más rentable en las tablas 4.8 y 4.9.

Unidad	MW/t1	MW/t2	MW/t3	CPt1 [USD]	CPt2 [USD]	CPt3 [USD]	TOTAL [USD]
aG1	26.1	0	14	104.4	0	56	160.4
aG2	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	2.91
bG1	8	3.33	5.03	16	6.66	10.06	32.72
bG2	9.7	9.7	0	19.4	19.4	0	38.8
bG3	10.23	0	0	102.3	0	0	102.3
TOTAL	55	14	20	243.07	27.03	67.03	337.13

Tabla 4.8: Despacho y Costos de operación con el modelo.

Unidad	ON t1 [USD]	ON t2 [USD]	ON t3 [USD]	OFF t1 [USD]	OFF t2 [USD]	OFF t3 [USD]	TOTAL [USD]
aG1	2	0	2	0	1	0	5
aG2	0.1	0	0	0	0	0	0.1
bG1	0.5	0	0	0	0	0	0.5
bG2	0.5	0	0	0	0	0.1	0.6
bG3	5	0	0	0	3	0	8
TOTAL	8.1	0	2	0	4	0.1	14.2

Tabla 4.9: Despacho y Costos de arranque y parada con el modelo.

Unidad	Costo Producción [USD/MWH]	Costo Arranque y Parada [USD/MWH]	TOTAL [USD/MWH]
aG1	160.4	5	165.4
aG2	2.91	0.1	3.01
bG1	32.72	0.5	33.22
bG2	38.8	0.6	39.4
bG3	102.3	8	110.3
TOTAL	337.13	14.2	351.33

Tabla 4.10: Costos Totales con el modelo.

En este último escenario se puede observar mediante las tablas como el modelo realiza un despacho óptimo y rentable, lo que resultaría en un proceso considerablemente extenso y complicado. La tabla 4.10 resume la potencia despachada de las unidades y como cada una tiene un aporte en el horizonte temporal que satisface la demanda, lo cual sin un modelo sería muy difícil y demorado realizar.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

En el desarrollo de esta investigación, se analizó y se co-optimizó la operación de una VPP que es integrada por DER's, con el principal objetivo de minimizar costos de operación y maximizar las ganancias. El producto obtenido demuestran una significativa viabilidad y una gran capacidad de integración a la industria de generación y despacho energético actual.

Una conclusión clave y crítica es la investigación que compone y coordina de forma eficiente los recursos de energía distribuida DER's con la operación de una central virtual de generación VPP. A través de la expansión de modelos matemáticos de plantas convencionales, plantas estocásticas, restricciones de costos, producción, operación y algoritmos de optimización, se demostró la forma mas eficiente de despacho óptimo, mejorando las características de la red eléctrica en la que se encuentran.

A su vez, al aplicar estrategias de respuesta a la demanda solicitada y gestión de despacho de demanda de los recursos DER's se mejora la eficiencia y operación del VPP. Una ventaja de la aplicación de estas estrategias es que permite a la VPP una adaptación a las variaciones de generación y demanda, así eliminando inestabilidad de los DER's optimizando el uso de los recursos disponibles.

En cuanto a las restricciones de operación de los DER's, se ha analizado que son un factor importante en la optimización de VPP'S con DER's. En razón de esto la consideración de restricciones es un desafío importante en la toma de decisiones para el despacho de potencia.

Este proyecto de grado ha logrado demostrar qué al tener visibilidad de los DER's que componen una VPP mejora de forma efectiva el mercado eléctrico en función del despacho eficiente y estable, eficiencia económica, sostenibilidad ambiental. Esto promueve la importancia de la investigación y desarrollo de sistemas de co-optimización para la transformación de un mercado eléctrico eficiente.

Por último, esta investigación a logrado comprobar que la co-optimización de VPP's con DER's es esencial y con gran potencial que podría cambiar y revolucionar un campo de la energía eléctrica que habla de la generación, consumo y coordinación de los recursos disponibles. Las conclusiones realizadas demuestran una base para futuras investigaciones en la búsqueda de sistemas resilientes, sostenibles y eficientes.

Recomendaciones

En el ámbito de investigación de VPP's, se debe incluir en el análisis restricciones de flujos de potencia a través de las líneas de transmisión, para poder observar las posibles mejoras en los perfiles de voltaje, perdidas y nivel de frecuencia.

Para futuras investigaciones se debe tener en cuentas las regulaciones del mercado eléctrico que impidan poner en funcionamiento los VPP's con DER's que puedan afectar al despacho o su funcionamiento óptimo, así también regulaciones que impidan la interconexión al sistema nacional de transmisión de energía eléctrica.

Para poder validar el modelo de co-optimización se recomienda como una investigación a futuro, la aplicación del modelo de co-optimización en un escenario real del mercado energético ecuatoriano para evaluar el funcionamiento y eficiencia de los procesos de toma de decisión planteados en esta investigación.

GLOSARIO

$VPP's$	Centrales Virtuales de Generación
$DER's$	Recursos Energéticos Distribuidos
FER	Fuentes de Energía Renovable
DOS	Operador del Sistema de Distribución
$CVaR$	Concepto de valor de riesgo condicional
$GAMS$	General Algebraic Modeling System
t	Horizonte temporal.
u	Unidades de generación.
$pC(u)$	Unidades de generación convencional.
$pES(u)$	Unidades de generación estocástica.
HN	Horas de negociación.
$Ptmax$	Potencia máxima de generación de la unidad.
$Ptmin$	Potencia mínima de generación de la unidad.
$EIO(u)$	Variable binaria dato que define el Estado inicial de las unidades.
$CP(u)$	Costo Producción de plantas.

$CParranque(u)$	Costo de arranque de plantas.
$CPparada(u)$	Costo de parada de plantas.
$CurvasdeDespacho(t)$	Curva de despacho.
$pdC(u,t)$	Potencia despachada por las plantas convencionales en t.
$pdE(u,t)$	Potencia despachada por las plantas estocasticas en t.
$pdu(u,t)$	Potencia despachada por las u en t.
$pds(u,t)$	Potencia negociada por la VPP en t.
z	Variable que contiene el valor objetivo co-optimizar..
$val-st(u,t)$	Variable auxiliar para linealizar el costo de arranque de la unidad de generación.
$val-sd(u,t)$	Variable auxiliar para linealizar el costo de apagado de la unidad de generación.
$v(u,t)$	Variable binaria para indicar el estado de compromiso de las unidades de generación en t.
obj	Función Objetivo.
$despacho-unidades$	Potencia despachada para las Unidades en el mercado.
$limite-prod-potencia-max$	Limite Máximo de Producción de Potencia.
$limite-prod-potencia-min$	Limite Mínimo de Producción de Potencia.
$costo-arranque-inicial-pC$	Costo de arranque inicial de unidad PC.
$costo-apagado-inicial-pC$	Costo de apagado inicial de unidad PC.
$costo-arranque-inicial-pES$	Costo de arranque inicial de unidad PES.

<i>costo-apagado-inicial-pES</i>	Costo de apagado inicial de unidad PES.
<i>costo-arranque-pC</i>	Costo de arranque de unidad PC.
<i>costo-apagado-pC</i>	Costo de apagado de unidad PC.
<i>costo-arranque-pES</i>	Costo de arranque de unidad PES.
<i>costo-apagado-pES</i>	Costo de apagado de unidad PES.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. Unidas, “Onu, global climate in 2015 2019,” *Royal Netherlands Meteorological Institute*, 2020.
- [2] —, “Agenda 2030 y los objetivos de desarrollo sostenible: una oportunidad para américa latina y el caribe (lc/g. 2681-p/rev. 3),” 2018.
- [3] —, “Protocolo de kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático,” 1997.
- [4] “Paris agreement,” 2015-12-12, uNTC XXVII 7. d.
- [5] W. E. COUNCIL, “World energy issues monitor 2022-global,” 2022.
- [6] E. F. Durán, “La generación distribuida: Retos frente al marco legal del mercado eléctrico ecuatoriano,” 2019.
- [7] J. P. Muñoz-Vizhñay., M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador,” *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, pp. 60 – 68, 06 2018. [Online]. Available: http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1390-860X2018000100060&nrm=iso
- [8] J. Naughton, H. Wang, M. Cantoni, and P. Mancarella, “Co-optimizing virtual power plant services under uncertainty: A robust scheduling and receding horizon dispatch approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, pp. 3960–3972, 9 2021.
- [9] T. Xu, W. Wu, Z. Y. Wang, and T. Zhu, “Coordinated optimal dispatch of vpps in unbalanced adns,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, pp. 1430–1437, 4 2020.
- [10] R. Ko, D. Kang, and S. K. Joo, “Mixed integer quadratic programming based scheduling methods for day-ahead bidding and intra-day operation of virtual power plant,” *Energies*, vol. 12, 4 2019.

-
- [11] G. Mohy-Ud-Din, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “Adaptive and predictive energy management strategy for real-time optimal power dispatch from vpps integrated with renewable energy and energy storage,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, pp. 1958–1972, 5 2021.
- [12] —, “A cooperative planning approach for resilient operation of active distribution networks integrated with vpps under catastrophic emergencies,” vol. 2021-October. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021.
- [13] J. Qiu, K. Meng, Y. Zheng, and Z. Y. Dong, “Optimal scheduling of distributed energy resources as a virtual power plant in a transactive energy framework,” *IET GENERATION TRANSMISSION & DISTRIBUTION*, vol. 11, no. 13, pp. 3417–3427, SEP 7 2017.
- [14] J. C. Sarmiento-Vintimilla, E. Torres, D. M. Larruskain, and M. J. Pérez-Molina, “Applications, operational architectures and development of virtual power plants as a strategy to facilitate the integration of distributed energy resources,” 2 2022.
- [15] V. Robu, G. Chalkiadakis, R. Kota, A. Rogers, and N. R. Jennings, “Rewarding cooperative virtual power plant formation using scoring rules,” *Energy*, vol. 117, pp. 19–28, 12 2016.
- [16] N. Naval and J. M. Yusta, “Virtual power plant models and electricity markets - a review,” 10 2021.
- [17] G. Federico and Ángel L. López, “Comparing divestments and vpps in electricity generation markets,” 2009.
- [18] L. Wang, W. Wu, Q. Lu, and Y. Yang, “Optimal aggregation approach for virtual power plant considering network reconfiguration,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, pp. 495–501, 5 2021.
- [19] H. Wang, S. Riaz, and P. Mancarella, “Integrated techno-economic modeling, flexibility analysis, and business case assessment of an urban virtual power plant with multi-market co-optimization,” *Applied Energy*, vol. 259, 2 2020.
- [20] K. O. Adu-Kankam and L. M. Camarinha-Matos, “Towards collaborative virtual power plants: Trends and convergence,” pp. 217–230, 12 2018.
- [21] J. Wu, M. Liu, and W. Lu, “Measurement-based online distributed optimization of networked distributed energy resources,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 117, 5 2020.

- [22] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “Co-optimization of active power curtailment, load shedding and spinning reserve deficits through hybrid approach: Comparison of electrochemical storage technologies,” *IET RENEWABLE POWER GENERATION*, vol. 16, no. 1, pp. 92–104, JAN 2022.
- [23] A. Schwele, C. Ordoudis, P. Pinson, and J. Kazempour, “Coordination of power and natural gas markets via financial instruments,” *COMPUTATIONAL MANAGEMENT SCIENCE*, vol. 18, no. 4, pp. 505–538, OCT 2021.
- [24] C. Ziegler, A. Richter, I. Hauer, and M. Wolter, “Technical integration of virtual power plants enhanced by energy storages into german system operation with regard to following the schedule in intra-day.” Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 11 2018.
- [25] K. O. Adu-Kankam and L. M. Camarinha-Matos, “Towards collaborative virtual power plants: Trends and convergence,” pp. 217–230, 12 2018.
- [26] S. Tasnim, N. Hosseizadeh, A. Mahmud, and A. Gargoom, “How vpps facilitate the integration of renewable energy sources in the power grid and enhance dispatchability - a review; how vpps facilitate the integration of renewable energy sources in the power grid and enhance dispatchability - a review,” 2020. [Online]. Available: <http://orcid.org/0000-0002-8755-1176>
- [27] G. Hongye, C. Qixin, X. Qing, Z. Junliu, L. Ming, and Z. Peng, “Evaluating the impacts of vpps on the joint energy and ancillary service markets equilibrium,” pp. 1–5, 2017.
- [28] L. Baringo and M. Rahimiyan, *Virtual Power Plants and Electricity Markets: Decision Making Under Uncertainty*. Springer International Publishing, 1 2020.