

Integrative Agent as Energy Supplier of Distributed Energy Resources at The Distribution Level

Agente Integrador de Recursos Energéticos Distribuidos como Oferente de Energía en el Nivel de Distribución

Luis Alejandro Arias Barragán^{1,2,*} , Edwin Rivas Trujillo² , Francisco Santamaria²

*¹ Universidad Autónoma de Colombia.

² Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Correspondence: lincarias@yahoo.com, erivast@udistrital.edu.co, fsantamariap@udistrital.edu.co

Recibido: 02/12/2016. Modificado: 27/04/2017. Aceptado: 01/06/2017.

Abstract

Context: It has been observed the incipient development of the integration of Distributed Energy Resources (DER) in electricity markets at the distribution level.

Method: DER participation by an integrator agent is proposed. The integrator agent allows DER to participate as suppliers of energy to the network operator and / or the energy market at the distribution level. Sequence diagrams and mathematical formulas were proposed, for fixing the price of energy by relying on a case study.

Results: The results show the feasibility of the integrator agent to participate as a supplier of electricity to the distribution network.

Conclusions: Applications using cloud computing allow users to access information on the DER agent resources in general and to the state of the network demands. Pricing schemes proposed allow DER participation through the integrating agent as a supplier of energy.

Keywords: Integrating agent, Distributed energy resources, Energy market, Distribution network, Virtual power plant.

Language: Spanish

Open access



Cite this work as: L.A. Arias, E.R. Trujillo, F. Santamaria, "Integrative Agent as Energy Supplier of Distributed Energy Resources at the Distribution Level", Ingeniería, vol. 22, no.3, pp. 306-323, 2017.

©The authors; reproduction right holder Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

DOI: <https://doi.org/10.14483/23448393.10986>

Resumen

Contexto: Se ha observado el desarrollo incipiente del proceso de integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) en los mercados eléctricos a nivel de distribución.

Método: Se propuso la participación de los DER mediante un agente integrador. Dicho agente integrador permite que los DER participen como oferentes de energía para el operador de red y/o para el mercado energético a nivel de distribución. Se han propuesto diagramas de secuencia y formulaciones matemáticas para la fijación del precio de la energía apoyándose en un caso de estudio.

Resultados: Los resultados obtenidos muestran la viabilidad de que el agente integrador pueda participar como oferente de energía eléctrica para la red de distribución.

Conclusiones: Se señala como la utilización de aplicaciones de computación en la nube posibilitan el acceso de usuarios con DER a la información sobre los recursos del agente en general y el estado de demandas que tiene la red. Los esquemas de tarificación propuestas dinamizan la participación de los DER a través del agente integrador como oferente de energía.

Palabras clave: Agente integrador, Mercado de la energía, Planta virtual de potencia, Recursos energéticos distribuidos, Red de distribución.

Idioma: Español

1. Introducción

En el contexto actual con la red eléctrica se identifica una tendencia creciente a la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (DER). Estos se agrupan en: Sistemas de Generación Distribuida (GD), medios de almacenamiento, elementos de compensación, vehículos eléctricos (VE), y programas de Respuesta de la Demanda (RD) [1]–[3].

La integración de DER en las redes eléctricas permite suplir picos de demanda que se presentan en la red, cuando están conectados en redes principales; pueden convertirse en reserva de energía para el área del sistema de potencia, eliminando así las necesidades de sistemas redundantes; ofrecen la oportunidad de exportar energía del sistema a mercados liberalizados de tipo mayorista en generación; y los usuarios poseedores de DER pueden tener tarifas diferenciadas que reduzcan sus pagos [4]. Se encuentran trabajos donde se analiza de manera individual el efecto que un consumidor nodal puede acarrear en la red, una vez se realice una reducción de su consumo de potencia, y donde el énfasis se centra primordialmente en aspectos técnicos de evaluación de los flujos de potencia antes y después de que se presente el evento de deslastre de carga como respuesta al control local que el operador de la red [5].

El proceso de integración de los DER a nivel de distribución se ha abordado desde dos enfoques, el de las empresas de distribución y el de la demanda o el usuario final. En el enfoque desde la empresa de distribución, los DER hacen parte de portafolios de servicios, que son obligatorios por la legislación de muchos países como Estados Unidos, Australia y los pertenecientes a la Comunidad Económica Europea. Del lado de la demanda dicho enfoque se encuentra estrechamente relacionado con la visión de los consumidores del sistema eléctrico. Si los clientes ven una ventaja de ahorro de costos en la sustitución parcial o total de la red eléctrica para la autogeneración, a través de GD, entonces es altamente probable que inviertan en los DER. No obstante tener como único incentivo

el ahorro en la facturación de los clientes hace que los tiempos de recuperación de inversión sean relativamente largos y la sostenibilidad de los proyectos de inversión de los usuarios en DER sea baja [6]–[8]. Otra parte, no menos importante resulta la injerencia directa de la legislación en apoyo a iniciativas para la masificación de los DER entendiéndose que su solución debe abordarse de manera integral en pro de una factibilidad económica, social y medioambiental, lo cual sin duda redunde en un cambio de la estructura de los mercados energéticos en cuanto a la diversidad de productos que lleguen a ofertarse y los actores que van a intervenir [9].

La revisión de la literatura científica muestra un desarrollo incipiente de estrategias de integración de DER del lado de los clientes o usuarios de la red [10]–[14], razón por la cual este trabajo se enfoca en el lado de la demanda, agrupando los DER propiedad de usuarios regulados y no regulados de la red a través de un agente integrador que puede participar como oferente de energía.

La participación como oferentes de energía se da en mercados energéticos que operan generalmente como agrupaciones o por intercambios, encontrándose dos escenarios típicos: El mercado de día anterior Day-Ahead Market (DAM, por sus siglas en inglés) el cual despacha energía con provisiones de tiempo variables de 12 a 36 horas antes y que involucra obligaciones financieras firmes; y el mercado de tiempo real o de balance Balancing Market (BM, por sus siglas en inglés) el cual toma decisiones en intervalos cortos de tiempo, minutos antes del despacho de energía. Este mercado es particularmente relevante, a causa de la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica a gran escala, y a la necesidad de equilibrar la oferta y demanda de energía [15].

La estructura de los mercados energéticos se encuentra en una etapa de desarrollo constante debido a los avances en la promoción de los DER, por ejemplo la promoción de los mecanismos de Respuesta a la Demanda (RD) ha permitido que surja un entorno de mercado favorable para el desarrollo de programas de RD, nuevos mecanismos de fijación de precios con inclusión de incentivos a los usuarios y adicionalmente se haya propiciado la expansión de los mercados mayoristas de energía hacia mercados de capacidad y servicios auxiliares [16]. De igual forma los cambios en los mercados energéticos a partir de la masificación de DER ha permitido la entrada de nuevos participantes en el mercado de energía, como agregadores de servicios [17]–[19]. A nivel de distribución se encuentran experiencias de mercados con gran versatilidad en cuanto a planes y tarifas para los usuarios, como es el caso del mercado de Texas en Estados Unidos, donde se cuenta con un mercado minorista en el que diferentes proveedores participan en calidad de proveedores de energía al menudeo (REP - Retail Electric Providers en inglés). Los REP participan en mercados mayoristas de energía como representantes de los usuarios finales, protegiendo los intereses de los mismos ante escenarios de fluctuaciones en el precio de la energía. Estos REP son los agregadores de carga, proveedores de electricidad que conectan a los usuarios finales con el mercado mayorista [20], [21]. El rol de los usuarios si bien se puede calificar como activo se limita a la gestión de su consumo y sus pagos respectivos.

El presente artículo se encuentra organizado de la siguiente manera: En la sección 2, se realiza la contextualización de la integración de recursos energéticos distribuidos y las estrategias de integración tales como los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA, por sus siglas en inglés), las microrredes y las Plantas Virtuales de Potencia (VPP); la sección 3 muestra la estructura propuesta del agente integrador explicando las

funcionalidades de la plataforma de acceso en el espacio de computación en la nube (Cloud Computing en inglés) que apoya el trabajo del agente integrador, y de sus módulos de comercialización, de balance estocástico y de gestión de usuarios; en la sección 4 se explica el lugar donde operará el agente integrador dentro de la cadena energética y dentro de la estructura de gestión del sistema eléctrico colombiano, además de la forma de operación que tendrá dentro de la red. Finalmente, en la sección 5 se realizan conclusiones sobre las potencialidades del agente integrador.

2. Estrategias de integración de DER

Con respecto a la Integración de DER en las redes de distribución, se ha propuesto el desarrollo de herramientas como algoritmos, modelos y estrategias, que responden a funciones-objetivo variables en el tiempo y con criterios de evaluación técnica, económica, social, normativa y medioambiental [22]–[24]. La integración de los DER en redes de distribución juega un papel de gran relevancia en el desarrollo de las mismas, con el propósito de garantizar condiciones normales de operación desde los puntos de vista técnico y económico, así como ante fallos, mantenimientos u otras contingencias de la red [25].

La Agencia Internacional de Energía [26] señala que “la mejor integración de todos los elementos de los sistemas eléctricos hará las operaciones más complejas, pero también mejorará el funcionamiento, la eficiencia y la resiliencia, y optimizará los recursos energéticos y las inversiones”. La integración de los DER en el nivel de distribución se ha tenido en cuenta en la planeación de la red orientada a la reducción de costos, incluyendo a los DER como parte de portafolios energéticos de las empresas de distribución/comercialización [27]–[30].

Un aspecto importante en la integración de los DER lo constituye el marco normativo que se encuentra en una dinámica de desarrollo constante dentro de la legislación internacional. Existen tendencias orientadas a la promoción de incentivos regulatorios para la puesta en marcha de soluciones energéticas apoyadas en DER; otras tendencias se centran en los incentivos financieros y económicos para la adquisición de la tecnología y la posterior venta de productos energéticos a partir de DER; finalmente las tendencias menos desarrollada están ligadas a incentivos de tipo social y político [31].

Algunas de las principales estrategias de integración para los DER a nivel tecnológico son los sistemas SCADA, las microrredes y las Plantas Virtuales de Potencia (VPP). A continuación, se realiza breve descripción de las mismas.

2.1. Sistemas SCADA

Los sistemas SCADA son utilizados en labores de gestión, recibiendo datos de dispositivos sensores que monitorean el estado de las subestaciones y dispositivos de protección que pueden alterar sus alcances dependiendo de la conexión o desconexión de elementos GD, ya sea aguas arriba o aguas abajo de los barrajes principales, además resulta imprescindible para índices altos de penetración de GD en la red [2]. Los SCADA son utilizados en la planificación de las redes asignando la potencia eléctrica óptima a cada unidad de generación, lo que minimiza los costes de funciona-

miento de producción. Cuando la producción de energía se realiza gracias a un sistema híbrido con fuentes renovables y convencionales, la reducción al mínimo de los costes funcionales conduce a la minimización de la energía convencional [3], [32].

En la actualidad una buena parte de la gestión de redes que incluyen DER a gran escala y evalúan los impactos de los mismos, se apoya en sistemas SCADA compuestos básicamente por software para la toma de decisiones, interfaces hombre-máquina con módulos de accesibilidad y controles locales y remotos para las comunicaciones, a menudo soportados en redes Ethernet. Los principales objetivos de los SCADA son la vigilancia y el control de la tecnología a partir del seguimiento de los parámetros eléctricos y no eléctricos del sistema híbrido de la producción y el consumo de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, el control sobre los elementos de toma de decisiones implementado dentro del sistema de supervisión y el control del sistema [33].

En el proceso de integración de los DER un aspecto importante es el monitoreo y control de los dispositivos de almacenamiento, sus acoples inversores y los parámetros transitorios al momento de conexión y desconexión a la red de dichos inversores. Para la coordinación de estas labores los sistemas SCADA son herramientas que ofrece gran versatilidad y su análisis es abordado en la mayoría de trabajos sobre factores que coadyuven a la integración de recursos de generación distribuida en las redes [11], [34].

2.2. Microrredes

Algunas soluciones analizan a los generadores distribuidos y sus cargas asociadas como un sub-sistema denominado microrred [35]. Una microrred es un sistema discreto de energía eléctrica a pequeña escala, que consiste en fuentes renovables y tradicionales interconectadas de energía y de almacenamiento con los sistemas de gestión de energía en los edificios inteligentes [12].

En [13] abordan la gestión de la red de distribución que integra DER, por medio de microrredes desde la perspectiva de redes autónomas de energía caracterizadas por alto nivel de penetración de recursos distribuidos de energía, que participan en un mercado de precios en tiempo real. La operación de estas redes autónomas se realiza sin un operador central, y se fundamenta en las redes públicas de comunicación. Las microrredes suelen hacer parte de soluciones integrales para energía no solo de suministro eléctrico, sino también de gas y calefacción [36], [37].

[14], [15] analizan la gestión de la microrred enfocándose en el problema de mantener la sincronización de la microrred una vez esta pasa de modo interconectado a modo aislado, que resulta vital en el momento de evaluar la estabilidad de los puntos de operación en cuanto sea necesaria una reconexión posterior. Para este caso la gestión es soportada en la observancia de las restricciones técnicas para la interconexión de elementos de GD, parte fundamental de los DER, a la red de distribución y que son tratados ampliamente en el protocolo IEEE 1547 [38]. Por último, en cuanto a aspectos técnicos se refiere, debe señalarse como aspecto de relevancia la inclusión de sistemas de comunicaciones y control que brinden a las soluciones de microrredes la posibilidad de continuar en operación ante la existencia de perturbaciones que las aislen de otras microrredes y agentes del sistema durante algún tiempo [39].

Al integrar DER mediante microrredes debe analizarse el impacto de la distribución de costos y beneficios entre los agentes partícipes del mercado: el administrador de la microrred, la red eléctrica regulada, los clientes dentro de la microrred y los clientes que están fuera de la microrred. Una herramienta de análisis usada en microrredes es la teoría de juegos cooperativos donde se evalúan diferentes escenarios de sinergia entre los agentes del mercado [17].

2.3. Plantas Virtuales de Potencia - VPP

La VPP se define como un nuevo modelo de infraestructura de la energía, consistente en la integración de diferentes unidades de GD en una red de generación de energía controlada por un sistema central de gestión de la energía [19]. La VPP combina fuentes tanto renovables como no renovables de energía, al igual que dispositivos de almacenamiento y usuarios no necesariamente conectados entre sí, que son reunidos para salir al mercado y aparecer como una planta de energía con una salida horaria definida y unas posibilidades propias de generación que le permiten incluso ofertar en un mercado mayorista, siendo incluidos en procesos de despacho horario diario o de mediodía [18]–[20].

[21] presenta un modelo de gestión para la integración de DER, apoyado en VPP analizado a partir de arquitectura de software orientada a servicios. Se proponen tres escenarios: uno inicial donde la VPP se muestra como eje central donde convergen los elementos de DER, que comprenden los elementos de GD, dispositivos de almacenamiento y controladores para cargas puntuales. Luego es propuesto un escenario intermedio, donde se tienen varias VPP auxiliares, que gestionan los DER de cada microrred, y que a su vez son controlados por una VPP central; y un tercer escenario, donde se presenta un sistema de servicios centralizado que involucra los servicios de la VPP y gestiona la información del entorno externo a la red como estado de las troncales adyacentes a cada microrred, el estado meteorológico y sus previsiones para las fuentes de GD y los precios de la energía en tiempo real.

En [40] utilizan las VPP como estrategias de integración para unidades descentralizadas de tipo eólico y fotovoltaico, ofreciendo multiplicidad de servicios para un mercado mayorista de electricidad, abordada mediante un análisis técnico-económico de cada unidad de GD y su consumidor asociado. La versatilidad de las VPP permite que integren, además de usuarios poseedores de DER, elementos de la red como plantas de procesamiento de residuos, permitiendo establecer cluster económicos y energéticos en el marco de proyectos económica, social y medioambientalmente sostenibles [22], [23], [41].

Las VPP facilitan la integración de los DER, permitiendo subsanar en gran medida inconvenientes ligados a la incertidumbre en el comportamiento de los elementos DER como la GD, gracias al manejo paralelo de tecnologías asociadas a sistemas de almacenamiento y mecanismos de RD. La facilidad de adaptación de las VPP permite que participen en mercados de tipo DAM y de tipo BM [24], [42].

Las VPP muestran una gran versatilidad al momento de combinar la utilización de DER tales como GD y RD por cuanto establecen formas de complementariedad para que los recursos se apoyen entre sí, permitiendo garantizar firmeza en las ofertas de energía, cuya exigencia es fundamental en la operación de los mercados energéticos [43]–[45].

En la tabla I, se muestra un cuadro comparativo de los sistemas SCADA, Microrredes y VPP como estrategias de integración de los DER.

Tabla I. Cuadro comparativo de principales estrategias de integración de DER

Factor	Sistemas SCADA	Microrredes	Plantas Virtuales de Potencia
Objetivo	Control de dispositivos de GD, ocasionalmente de RD	Control/Integración de DER en la red	Gestión/control e integración de DER
Rango de aplicación	Elementos de la red	Sectores locales de la red	Sin restricción
Infraestructura	Elementos de control, sensores	Dispositivos AMI, medidores de flujo, tecnología de Comunicaciones	Dispositivos AMI, medidores de flujo, tecnología de Comunicaciones, enlaces con el mercado
Operación	Centralizada	Con la red o en forma aislada	Centralizada o descentralizada
Enfoque	Eficiencia técnica de elementos de la red	Eficiencia energética de la microrred	Eficiencia energética y económica de la red
Elementos funcionales	Control de GD, administración de mecanismos de RD	Control de GD, control de almacenamiento y RD	Coordinación/Control de GD, RD, sistemas de almacenamiento, elementos compensadores, integración de vehículos eléctricos

3. Estructura del agente integrador

En el escenario actual de la red de distribución, se encuentra un operador de red encargado de manera centralizada de administrar empresas de distribución de energía, las cuales a su vez se encargan de abastecer usuarios representados por sus cargas respectivas. De igual forma, en la red actual se encuentran usuarios con DER que son abastecidos por las empresas de distribución y en ocasiones aparecen como soluciones aisladas de autoabastecimiento. De otra parte, tanto el operador de red como las empresas de distribución/comercialización vinculadas a él, requieren de una serie de servicios auxiliares para garantizar la calidad de la energía que están ofreciendo y a su vez para mantener los parámetros mínimos de estabilidad de la red [25].

En el escenario futuro, los DER que disponen de un nivel de energía suficiente para el autoabastecimiento de usuarios y que tienen además excedentes de energía, se transformarán en proveedores de energía y servicios auxiliares para la red a través del agente integrador, el cual a partir de ahora se denominará planta virtual de potencia a nivel de distribución (DVPP). Un servicio auxiliar se considera como los servicios requeridos que permiten a las áreas de control y entidades de compra-venta operar confiablemente en las interconexiones [46], [47]. En las DVPP, pueden participar DER de usuarios comerciales, industriales y residenciales, tanto de manera individual como colectiva. Este escenario implica que se maneje amplia variedad de flujos de información necesarios para el manejo de plantas y sistemas DER. El intercambio de información entre la DVPP, el operador en el nivel de distribución y el operador del mercado se apoyará en protocolos como el IEC 61850-7-420 [27], como puede verse en la figura 1.

El operador de mercado lleva a cabo el despacho económico y produce un único precio de contado de la electricidad dentro del sistema [28]. El operador de distribución se encarga de la operación

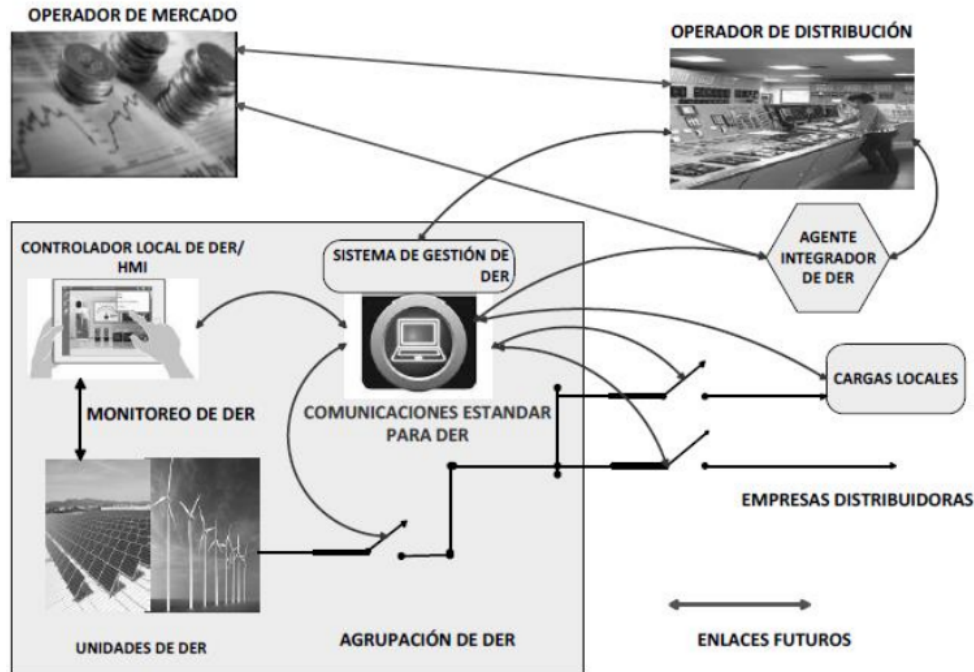


Figura 1. Interacciones de los DER con las operaciones de la red de distribución.

segura del sistema con DER, la implementación de los programas DER en su área de control, el seguimiento directo o indirecto de los sistemas DER, y la garantía de disparo de los DER en caso de emergencia, mientras que en general se garantiza el funcionamiento económico del sistema energético. Los operadores del sistema de distribución también son encargados de dirigir todo el mantenimiento y las actividades de emergencia en el sistema de potencia [29].

El sistema de gestión de DER es el encargado de conmutar los DER tanto en operaciones normales como en regímenes anómalos, de acuerdo a las necesidades de los propietarios de DER y a las obligaciones contractuales hora a hora con el sistema energético. El sistema de gestión administra varios elementos de GD, a través de interfaces hombre máquina (HMI), al igual que la conexión de cargas locales y el envío de flujos de energía hacia las redes del sistema de distribución. La coordinación de operaciones se realiza a través de protocolos estándar de comunicaciones como el IEC 61850 [30], [31].

El agente integrador o DVPP oferta dos tipos de productos energéticos: energía eléctrica y productos auxiliares, que son ofertados en un mercado energético a nivel de distribución. Este artículo se enfoca en la venta de energía. Se plantea que a través del agente integrador los DER participen de manera colectiva en un esquema de integración horizontal, junto a las empresas de distribución/comercialización en la oferta de energía eléctrica. Para la provisión de la energía a ofertar el agente integrador reúne recursos de los elementos de GD y RD.

Como puede observarse en la figura 1, se plantean como enlaces futuros el intercambio de información entre el agente integrador y el operador del mercado, y entre el operador del mercado y el operador del sistema, que deberá reaccionar de manera dinámica ante los cambios y fluctuaciones que el proceso de oferta y demanda de energía determinen.

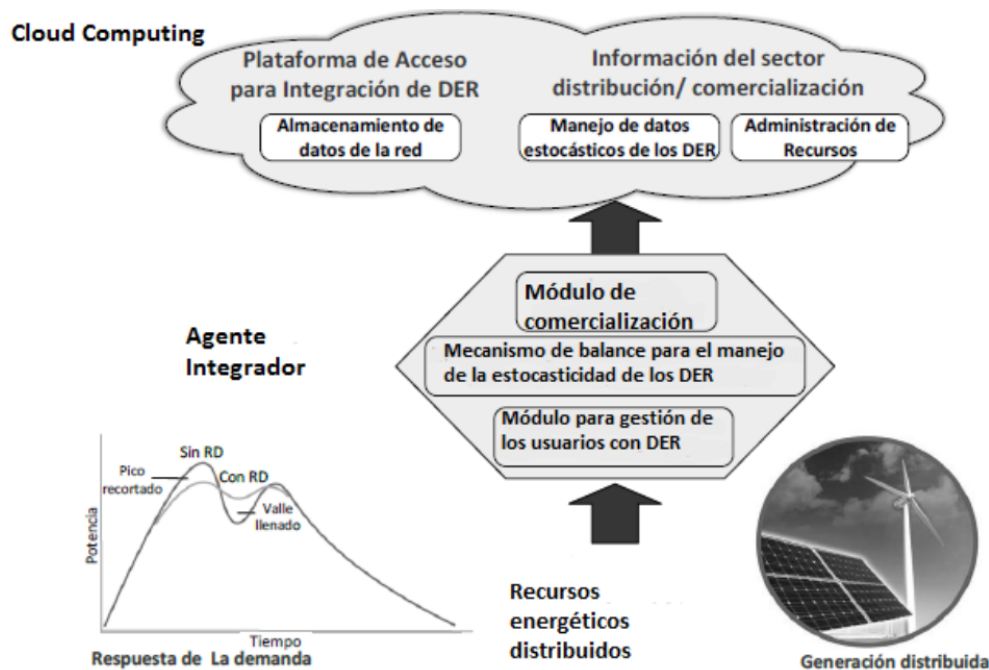


Figura 2. Diagrama básico de la estructura del agente integrador DVPP.

El agente integrador se apoya en una plataforma de acceso virtual en el espacio de *cloud computing* con la cual interactúan de manera permanente agrupaciones de DER, cada uno de los cuales puede ser supervisado por su sistema de gestión. El agente integrador se encuentra compuesto por tres módulos: el módulo de comercialización, el mecanismo de balance para el manejo de la estocasticidad de los DER y el módulo de gestión de los usuarios.

En la figura 2 se muestra un diagrama básico de la estructura del agente integrador DVPP. En la plataforma de acceso en el espacio de *cloud computing* se almacenan datos de la red tales como los flujos de potencia entre diferentes puntos, las demandas habituales de potencia que tienen usuarios en la red y las tarifas con que se esté ofertando la energía para cada tipo de usuario, regulado o no regulado, como se estipula en la legislación colombiana. De igual forma, la plataforma permite el acceso de los usuarios con DER a las tarifas que en tiempo real se estén dando para su tipo particular regulado o no regulado, y para su estrato. En la base de datos que maneja la plataforma se lleva a cabo un registro inicial de usuarios y recursos DER, en el cual indican sus coordenadas, los recursos

con que cuentan, estipulándose el tipo y niveles de potencia, lo cual permite realizar un seguimiento continuo del estado de sus recursos en tiempo real, a través de dispositivos de medición avanzada tipo Advanced Metering Infrastructure (AMI, por sus siglas en inglés) y se realice la evaluación de la estocasticidad del recurso con el fin de prever sus disponibilidades futuras para configurar ofertas de energía para la red.

Tabla II. Usuarios del agente integrador DVPP.

Id	Coordenadas	Tipo de usuario /Estrato	Tipo de GD y Potencia	Potencia de RD disponibles
0001	Carrera 7 No 42-12	Regulado / 3		
0002	Calle 43 No 7-42	No regulado	Fotovoltaica 20 kW	
0003	Carrera 13 52-12	No regulado	Fotovoltaica 30 kW	40 kW
0007	Calle 61 No 13-34	No regulado		60 kW
0008	Calle 45 No 19-36	Regulado/ 1	Eólica 10 kW	45 kW

En la tabla II se muestra un ejemplo con los datos que caracterizan a usuarios poseedores de DER que han accedido a la plataforma, además se muestran entre otros datos: los Id, o identificadores

para cada usuario en la base de datos, las coordenadas de ubicación, el tipo de usuarios regulado o no-regulado, y dado el caso se identifica su estrato respectivo. De igual forma se especifica el tipo de recurso DER con que cuenta cada usuario y la potencia nominal con que puede participar en el caso de configurar una oferta, de manera adicional la plataforma recibe datos sobre el estado de potencia en tiempo real, en que los recursos de cada usuario se encuentran, esto con el fin de prever cual es el nivel en el que estará en un tiempo futuro cercano de al menos un día. La previsión del estado de los recursos energéticos con que contará el agente integrador es realizada por uno de sus módulos específicos denominado mecanismo de balance.

Las principales características de los módulos constitutivos del agente integrador se describen a continuación:

Módulo de comercialización de la oferta de energía y servicios auxiliares hacia el nivel de distribución. Este módulo recibe información desde la plataforma a fin de saber qué recursos están disponibles y en qué zonas específicas de la red se encuentran. A su vez el módulo se comunica con el mecanismo de balance que muestra los estados futuros que tendrá un determinado recurso energético en particular los asociados a fuentes renovables de energía dependientes de factores climáticos. Este módulo configura los pactos de interrumpibilidad con los usuarios que poseen RD, estipulando niveles de potencia a desconectar, tiempos de aviso previo, tiempos de duración de la interrupción y número de interrupciones durante un periodo determinado. Finalmente, el módulo tiene enlace directo con el sistema de gestión de DER.

Mecanismo de Balance para el manejo de la estocasticidad de los DER. El módulo se encarga de monitorear y controlar el estado de los elementos de GD y RD. El módulo se encarga de evaluar el estado futuro que tendrá un recurso tipo GD y la disponibilidad de recursos tipo RD de determinado grupo de usuarios en función de sus patrones habituales de consumo. De manera adicional, este módulo coordina la conexión/desconexión de los DER a la red eléctrica. Para el caso concreto, este módulo monitorea la labor de sincronización de las fuentes de GD con la red, y la posterior conexión de las fuentes de GD a los barrajes de la red dispuestos para tal fin. En el caso de RD, el mecanismo envía los avisos previos de eventual desconexión a los usuarios que han indicado el nivel de potencia que pueden interrumpir y una vez reciben la aceptación respectiva proceden a su desconexión durante los tiempos pactados en el módulo de comercialización.

Módulo de gestión de usuarios con DER. Este módulo se encarga de coordinar de manera dinámica la configuración topológica de los usuarios, es decir la forma como se agrupan para ofertar los productos energéticos y para evitar propagación de fallos en la red. En este módulo se pactan los tiempos de permanencia de los usuarios con DER, los tiempos de mantenimiento que deben tenerse en cuenta para elementos de GD y las formas de reparto de las ganancias al configurarse una venta de energía. En el módulo de gestión se maneja un algoritmo de agrupación fundamentado en la teoría de grafos, que ante una petición de energía desde el módulo de comercialización se encarga de segmentar los usuarios con DER para poder ofertar una cantidad de energía determinada. Este algoritmo de segmentación puede a su vez usarse como mecanismo de emergencia ante eventuales fallas de la red a fin de que mediante la segmentación de la red no se propaguen los fallos a todos los elementos.

4. Operación de la DVPP

En la actual estructura de la cadena energética en el nivel de distribución/comercialización y de gestión del sistema eléctrico de Colombia, la DVPP como agente integrador se muestra en las figuras 3 y 4.

La operación de la DVPP se muestra desde la perspectiva de la comercialización de los productos energéticos que se ofertarían tanto al operador de red cercano a la DVPP como al mercado de distribución existente. De allí que el centro de atención en la operación se fije en el módulo de comercialización del agente integrador, aunque debe señalarse que los demás módulos intervienen de manera tanto directa como indirecta.

En la figura 5, se muestra el diagrama de secuencia de la operación de venta de energía que llevaría a cabo el agente integrador o DVPP.

Una vez la DVPP verifica, con ayuda del mecanismo de balance de estocasticidad de los DER, la potencia de los DER que posee y evalúa la sumatoria total de excedentes, determinando la cantidad de energía y el número de horas durante las cuales puede ofertar la energía. Posteriormente, la DVPP, a través del módulo de comercialización, realiza el envío de información a las aplicaciones de Cloud Computing, y de allí al mercado energético, en el nivel de distribución. Por último, se realiza el proceso de pactar el pago entre la DVPP y el mercado.

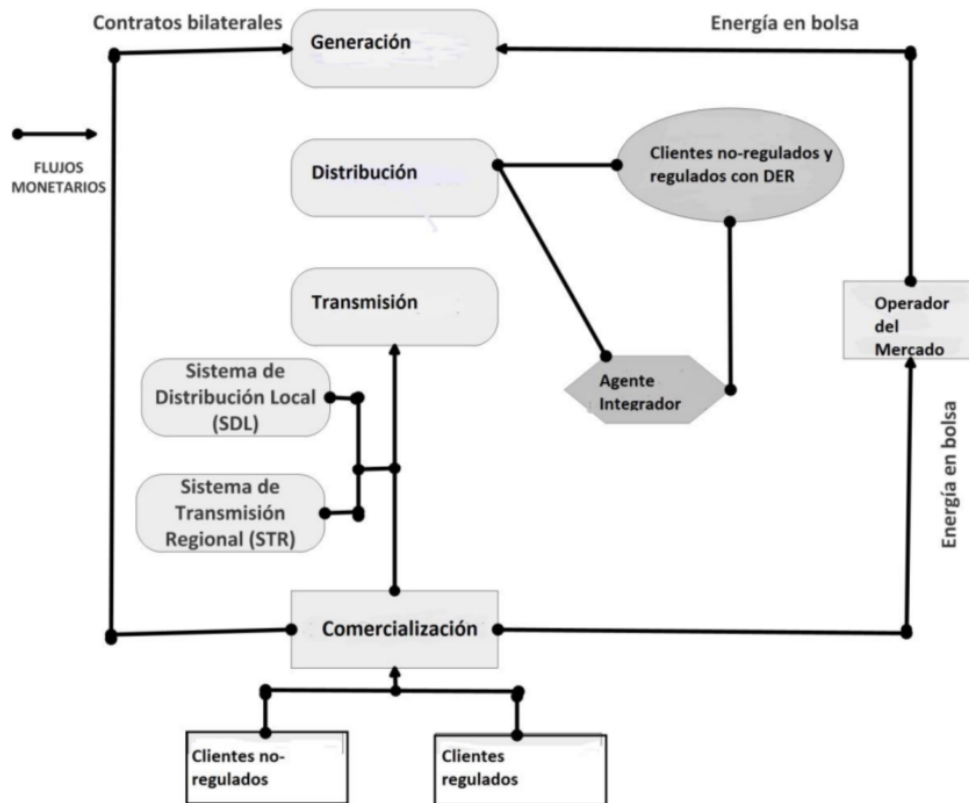


Figura 3. Cadena de producción de energía eléctrica propuesta, incluyendo el agente integrador (Adaptado de [48]).

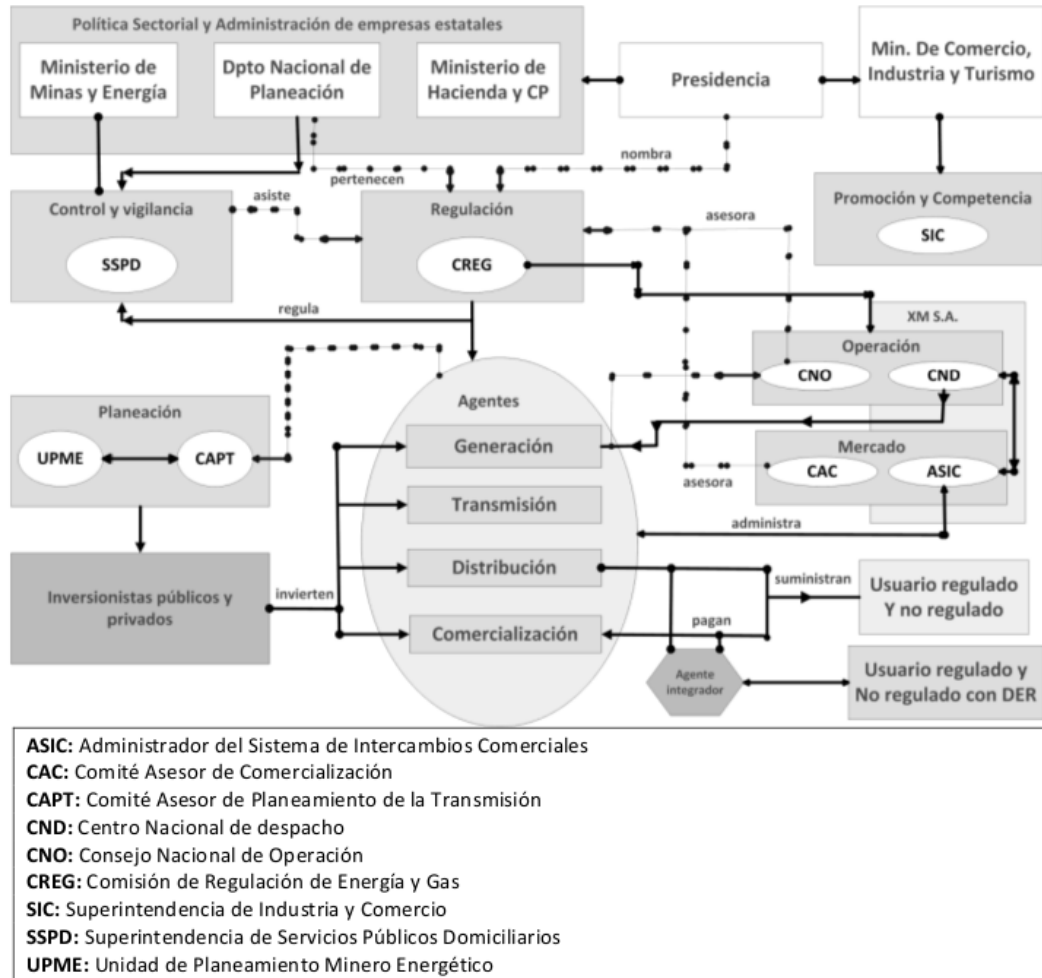


Figura 4. Estructura del mercado eléctrico desde el punto de vista organizacional y de gestión, incluyendo agente integrador de Recursos Energéticos Distribuidos (Adaptado de [49], [50]).

Para negociación del pago de la energía se propone inicialmente que al entregar la DVPP energía al mercado, ésta se pague el precio por kWh que manejan las empresas de distribución habitualmente. Esta situación puede cambiarse en el caso de que para el momento particular negocie bajo un esquema de costo de oportunidad, similar al del mercado mayoristas de generación, por ejemplo cuando existe una sobredemanda que deba cubrir la DVPP [51].

No obstante, se debe tener en cuenta que aspectos normativos que favorecen a los DER como iniciativas de generación limpia, pueden permitirles vender al precio de generación que está determinado por sus tecnologías específicas, incluso si es más alto que el del mercado [8], [52], [53].

Una opción adicional para el pago consiste en que la empresa de distribución que habitualmente abastece a los usuarios con DER, elimine de su facturación de energía los cargos por costo de compra de energía o generación por disponibilidad, confiabilidad, mantenimientos y otros cargos de tipo administrativo, durante un periodo de tiempo equivalente al necesario para pagar por la energía que la DVPP suministró.

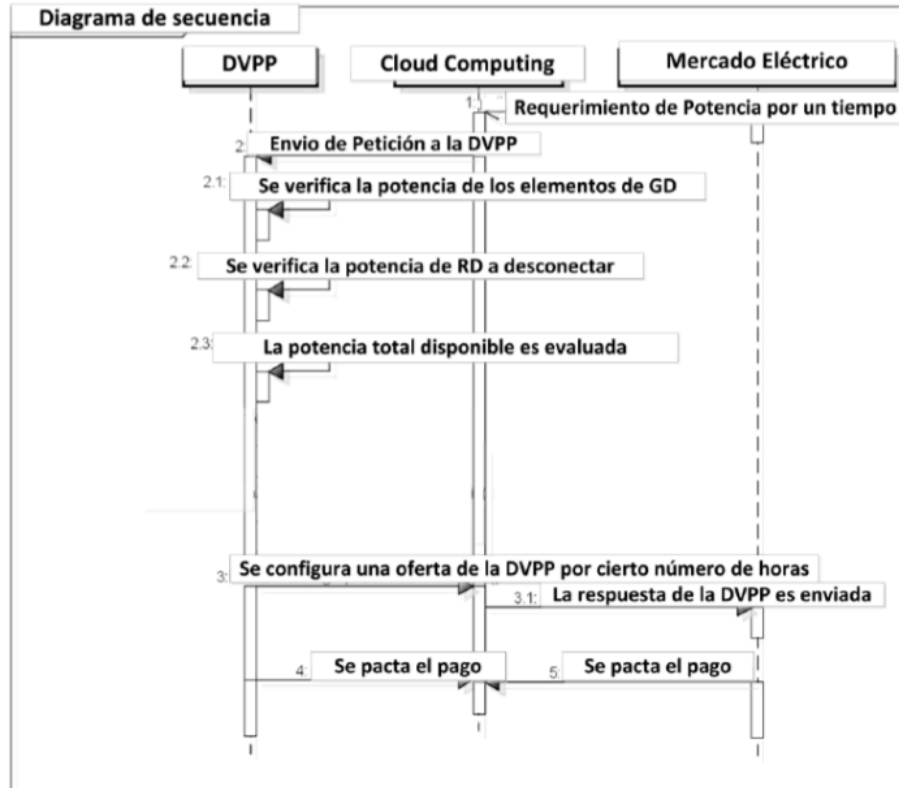


Figura 5. Diagrama de secuencia de la operación de las DVPP con el sistema energético en el nivel de distribución.

Para ilustrar dicha situación se toma como referencia la estructura tarifaria original que es propuesta por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [54]–[57], y que utilizan los distribuidores/comercializadores en Colombia, expresada en la ecuación (1).

$$CU_v = G + T + D + C_V + PR + R \quad (1)$$

Donde:

G es el costo de compra de energía – Generación

T es el costo por Uso del sistema de transmisión de energía

D es el costo por uso del sistema de distribución local y transmisión Regional

PR son las pérdidas Reconocidas incluyendo costos de planes de gestión de pérdidas

R es el costo de restricciones y servicios asociados con generación

CU_v Es el costo unitario variable, dado en pesos/kWh.

En la ecuación (2) se muestra alternativa de estructura tarifaria que se le cobrará a los usuarios agrupados en la DVPP que ofertó el servicio energético a la empresa de distribución. Es de anotar que el cargo por generación y el de uso por el sistema de transmisión se han eliminado, del que habitualmente hace la CREG [54], [56], [57]

$$CU_{vparaDVPP} = D + C_v + PR + R \quad (2)$$

Donde $CU_{vparaDVPP}$ es el costo unitario de la energía que deben pagar los usuarios agrupados en la DVPP, dado en pesos/KWh.

Una última propuesta, es que la empresa de distribución, que abastece normalmente a los usuarios con DER, aproveche el momento particular en el que una DVPP o varias DVPP, de su zona tengan posibilidad de ofertar energía y entonces adelante tareas de mantenimiento de equipos o redes en general. Como pago por la energía que entrega la DVPP, la empresa de distribución realizará una rebaja en la facturación de los usuarios para los meses siguientes hasta que se pague por la energía suministrada. En este caso en la estructura tarifaria se eliminaría el componente R, asociado al costo de restricciones y servicios asociados a la generación. De esta forma el costo unitario de la energía que deberán pagar los usuarios agrupados en la DVPP queda como aparece en la ecuación (3).

$$CU_{\text{paraDVPP}} = G + T + D + C_v + R \quad (3)$$

La entrega de la energía a la red una vez se ha pactado un precio, requiere que se realice la coordinación de operaciones para la conexión de los elementos de GD, sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos. En este punto debe tenerse en cuenta que el punto de conexión, así como la cantidad de energía que se inyecta a la red deben ser evaluados a fin de evitar el menor impacto en el funcionamiento estable de la red [58]–[60].

Un aspecto relevante en la propuesta es que la demanda de energía que lleguen a suplir las DVPP le permita a las empresas de distribución disminuir costos en particular costos marginales en los cuales incurrir cuando se ven forzadas a solicitar mayores cantidades de energía a los generadores. De la misma forma, para los generadores los costos en aspectos como arranque y la sincronización de operación se reduciría por cuanto ya no tendrán que llamarse de manera intempestiva en escenarios de sobredemanda [61]–[63].

5. Conclusiones

El agente integrador DVPP permite que a través de los DER agrupaciones de usuarios puedan participar como oferentes de energía en un mercado energético a nivel de distribución.

Dentro de los alcances del trabajo propuesto por los autores no se consideran en el momento topologías particulares de conexión de los usuarios en la red. No obstante, ya se han iniciado pruebas en ese sentido para evaluar los efectos en el cambio de perfil de la tensión en la red al momento de realizar desconexión de múltiples usuarios que quieran atender un servicio de disminución de potencia dentro de un programa de RD. De otra parte, la inclusión de las fuentes de GD se evalúa desde el punto de vista de la disponibilidad del recurso y su impacto en la red.

La utilización de las DVPP permite que la red eléctrica pueda de forma dinámica adaptarse a escenarios con inclusión de nuevos oferentes de energía. La inclusión de la DVPP dentro de la cadena energética y la estructura actual de gestión del sistema eléctrico permite que se potencialice la operatividad de todo el sistema energético, permitiendo que los usuarios propietarios de DER entren de manera transparente, para otros usuarios convencionales, en el proceso de oferta de energía a la red.

La utilización de aplicaciones de *cloud computing* destinadas al envío de información entre el mercado, las DVPP, operadores de red y empresas de distribución permite que se dé una integración

de tipo horizontal entre los diferentes actores de la red, borrando las fronteras entre consumidores y proveedores de servicios energéticos, lo cual redundará en una mejora de criterios de desempeño económico para la red ante situaciones de emergencia como las sobredemandas, y la obtención de precios de la energía más bajos al haber una mayor cantidad de oferentes de energía.

La posibilidad de utilizar diferentes esquemas de pago por la energía que las DVPP ofertan permite que el mercado eléctrico a nivel de distribución se dinamice, e incluso puedan en un momento dado ofertarse servicios a nivel de transmisión y generación.

Algunas de las debilidades y restricciones del trabajo propuesto radican en el cambio de paradigma que deben tener las empresas distribuidoras y de comercialización de energía frente al hecho de que los usuarios tomen una participación activa dentro del negocio del abastecimiento energético y estén inmersos en una dinámica de cambio constante que los ubique de cuando en cuando como consumidores y como proveedores de energía y de servicios.

Referencias

- [1] B. Wojszczyk, “Deployment of advanced Smart Grid solutions - Global examples & lessons learned”. *Innov. Smart Grid Technol. (ISGT), 2012 IEEE PES*, p. 1, 2012. ↑
- [2] N.-K. C. Nair and L. Zhang, “SmartGrid: Future networks for New Zealand power systems incorporating distributed generation”. *Energy Policy*, vol. 37, no. 9, pp. 3418–3427, 2009. ↑
- [3] J. Figueiredo and J. Martins, “Energy Production System Management - Renewable Energy Power Supply Integration with Building Automation System”. *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 6, pp. 1120–1126, 2010. ↑
- [4] N. R. Friedman, *Distributed energy resources interconnection systems: technology review and research needs*. no. September, pp. 1–163, 2002. ↑
- [5] N. González-Cabrera, et al. “Nodal user’s demand response based on incentive based programs”. *J. Mod. ...*, vol. 5, pp. 79–90, 2017. ↑
- [6] H. Ren, W. Zhou, W. Gao, and Q. Wu, “Promotion of Energy Conservation in Developing Countries through the Combination of ESCO and CDM: A Case Study of Introducing Distributed Energy Resources into Chinese Urban Areas”. *Energy Policy*, vol. 39, no. 12, pp. 8125–8136, 2011. ↑
- [7] a Ipakchi, “Issues, Challenges and Opportunities for Utilization of Demand-side Resources in Support of Power System Operations”. *Innov. Smart Grid Technol. (ISGT), 2012 IEEE PES*, p. 1, 2012. ↑
- [8] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, “Integration of Distributed Energy Resources into Low Voltage Grid: A Market-based Multiperiod Optimization Model”. *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 4, pp. 473–480, 2010. ↑
- [9] M. Hyland, “Restructuring European Electricity Markets e A Panel Data Analysis”. *Util. Policy*, vol. 38, pp. 33–42, 2016. ↑
- [10] C.-D. Dumitru and A. Gligor, “A Management Application for the Small Distributed Generation Systems of Electric Power Based on Renewable Energy”. *Procedia Econ. Financ.*, vol. 15, no. 14, pp. 1428–1437, 2014. ↑
- [11] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “SCADA Simulation of a Distributed Generation System with Storage Technologies”. *Procedia Technol.*, vol. 19, pp. 665–672, 2015. ↑
- [12] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Microgrids: Experiences, Barriers and Success Factors”. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 659–672, 2014. ↑
- [13] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, and R. Belmans, “Control of Microgrids”. *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, no. June, pp. 1–7, 2007. ↑
- [14] A. Karabiber, C. Keles, A. Kaygusuz, and B. B. Alagoz, “An Approach for the Integration of Renewable Distributed Generation in hybrid DC/AC microgrids”. *Renew. Energy*, vol. 52, pp. 251–259, 2013. ↑
- [15] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in Active Network Management - Part I: Hierarchical Control, Energy Storage, Virtual Power Plants, and Market Participation”. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 36, pp. 428–439, 2014. ↑

- [16] T. Basso and R. DeBlasio, "IEEE Smart Grid Series of Standards IEEE 2030 (Interoperability) and IEEE 1547 (Interconnection) Status". *Grid-Interop*, vol. 2030, no. September, pp. 5–8, 2011. ↑
- [17] C. Lo Prete and B. F. Hobbs, "A Cooperative Game Theoretic Analysis of Incentives for Microgrids in Regulated Electricity Markets". *Appl. Energy*, vol. 169, pp. 524–541, 2016. ↑
- [18] D. Pudjianto, D. Pudjianto, C. Ramsay, C. Ramsay, G. Strbac, and G. Strbac, "Virtual Power Plant and System Integration of Distributed Energy Resources". *Renew. Power Gener. IET*, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, 2007. ↑
- [19] A. a. Bayod-Rújula, "Future Development of the Electricity Systems with Distributed Generation". *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377–383, 2009. ↑
- [20] M. Giuntoli and D. Poli, "Optimized Thermal and Electrical Scheduling of a Large Scale Virtual Power Plant in the Presence of Energy Storages". *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 942–955, 2013. ↑
- [21] P. B. Andersen, B. Poulsen, M. Decker, C. Traeholt, and J. Ostergaard, "Evaluation of a Generic Virtual Power Plant framework using Service Oriented Architecture". *2008 IEEE 2nd Int. Power Energy Conf.*, pp. 1212–1217, 2008. ↑
- [22] L. A. Arias, E. Rivas, and C. Vega, *Propuesta de diseño para un centro integral de reciclaje con inclusión de fuentes alternativas de energía*, 2014. ↑
- [23] M. Schäfer, O. Gretzschel, T. G. Schmitt, and H. Knerr, "Wastewater Treatment Plants as System Service Provider for Renewable Energy Storage and Control Energy in Virtual Power Plants – A Potential Analysis". *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 87–93, 2015. ↑
- [24] K. Dietrich, J. M. Latorre, L. Olmos, and A. Ramos, "Modelling and Assessing the Impacts of Self Supply and Market-Revenue driven Virtual Power Plants". *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 462–470, 2015. ↑
- [25] A. Gubina, "Ancillary Services in the Distribution Network: Where are the Opportunities?". no. December, 2015. ↑
- [26] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2013". *Agencia Int. Energía*, p. 7, 2013. ↑
- [27] F. M. Cleveland, "IEC 61850-7-420 Communications Standard for Distributed Energy Resources (DER)". *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 5–8, 2008. ↑
- [28] T. Logenthiran, D. Srinivasan, and A. M. Khambadkone, "Multi-agent System for Energy Resource scheduling of Integrated Microgrids in a Distributed System". *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 1, pp. 138–148, 2011. ↑
- [29] H. K. Zadeh and M. Manjrekar, "A Novel IEC 61850-based Distribution line/cable Protection Scheme Design". *2012 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ISGT 2012*, pp. 1–6, 2012. ↑
- [30] M. Wierzbowski and B. Olek, "Integration of the Embedded Generation into Distribution Systems at the Competitive Markets". *Isgt 2014*, pp. 1–5, 2014. ↑
- [31] H. Dawidczak and H. Englert, "Integration of DER Systems into the Electrical Power System with a Generic IEC 61850 Interface". *Int. ETG-Kongress*, vol. 9, pp. 1–5, 2013. ↑
- [32] K. Christakou, "Sustainable Energy , Grids and Networks A unified Control Strategy for Active Distribution Networks Via Demand Response and Distributed Energy Storage Systems". *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 6, no. xxxx, pp. 1–6, 2016. ↑
- [33] C.-D. Dumitru and A. Gligor, "SCADA Based Software for Renewable Energy Management System". *Procedia Econ. Financ.*, vol. 3, no. 12, pp. 262–267, 2012. ↑
- [34] A. Colmenar-Santos, C. Reino-Rio, D. Borge-Diez, and E. Collado-Fernández, "Distributed Generation: A Review of Factors that can contribute Most to Achieve a Scenario of DG Units Embedded in the New Distribution Networks". *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1130–1148, 2016. ↑
- [35] R. H. Lasseter, "Microgrids and Distributed Generation". *J. Energy Eng.*, vol. 133, no. 3, pp. 144–149, 2007. ↑
- [36] Arias I Ramírez a., chica a., *MicroRed inteligente sustentable de biogás para zona no interconectada*, 2013. ↑
- [37] M. Bayat, K. Sheshyekani, M. Hamzeh, and A. Rezaadeh, "Coordination of Distributed Energy Resources and Demand Response for Voltage and Frequency Support of MV Microgrids". *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1506–1516, 2016. ↑
- [38] T. Basso and N. Friedman, "IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed Generation : How Could It Help My Facility ?". <http://www.osti.gov/bridge> Available, no. November, p. 9, 2003. ↑
- [39] J. Lai, H. Zhou, X. Lu, and Z. Liu, "Distributed Power Control for DERs based on Networked Multiagent Systems with Communication Delays". *Neurocomputing*, vol. 179, pp. 135–143, 2016. ↑
- [40] T. Sowa, S. Krengel, S. Koopmann, and J. Nowak, "Multi-criteria Operation Strategies of Power-to-heat- Systems in Virtual Power Plants with a High Penetration of Renewable Energies". *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 237–245, 2014. ↑
- [41] E. C. N. Vega, O. David Florez Cediell, L. A. A. Barragan, and E. Rivas, "Distribution Networks Management

- System with Multi-target Operations using UML”. *2014 Ieee Andescon*, pp. 1–1, 2014. ↑
- [42] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, “Day-ahead Resource Scheduling of a Renewable Energy Based Virtual Power Plant”. *Appl. Energy*, vol. 169, pp. 324–340, 2016. ↑
- [43] P. Ringler, D. Keles, and W. Fichtner, “Agent-based Modelling and Simulation of Smart Electricity Grids and Markets – A Literature Review”. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 205–215, 2016. ↑
- [44] A. K. Basu, S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, and S. Paul, “Microgrids: Energy Management by Strategic Deployment of DERs—A Comprehensive Survey”. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4348–4356, 2011. ↑
- [45] N. Etherden, V. Vyatkin, and M. Bollen, “Virtual Power Plant for Grid Services using IEC 61850”. *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 3203, no. c, pp. 1–1, 2015. ↑
- [46] K. R. S. Kashyap and B. D. Reddy, “Ancillary Services And Stability Analysis Of Distributed Generation System”. vol. 3, no. 3, pp. 247–251, 2013. ↑
- [47] S. C. Quintero, “Ancillary Services Review in Electrical Power Systems in deregulated Market”. 2013. ↑
- [48] A. S. Financieros, *Sector de comercialización de energía eléctrica 2014-2015*, pp. 1–5, 2015. ↑
- [49] Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano”. *Merc. Energía Eléctrica en Colomb. -Análisis Comer. y Estrategias*, pp. 1–110, 2004. ↑
- [50] Unidad de Planeamiento Minero Energético and Banco Interamericano de Desarrollo, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015. ↑
- [51] D. A. Arenas, . *Mercado spot de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente*. pp. 1–37, 2014. ↑
- [52] J. Gordijn and H. Akkermans, “Business Models for Distributed Generation in a Liberalized Market Environment”. vol. 77, pp. 1178–1188, 2007. ↑
- [53] M. Junjie, W. Yulong, and L. Yang, “Size and Location of Distributed Generation in Distribution System Based on Immune Algorithm,” . *Syst. Eng. Procedia*, vol. 4, no. 2011, pp. 124–132, 2012. ↑
- [54] CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), *Metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados*. Cartilla, 2012. ↑
- [55] CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), *Tarifas de energía eléctrica ARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (\$ / kWh) reguladas por la comisión de regulación de energía y gas (CREG)*. 2015. ↑
- [56] CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), *Creg138-2015*. 2015. ↑
- [57] CREG (Comision de Regulación and de E. y Gas), *Creg240-2015*. 2015. ↑
- [58] J. Hu, A. Saleem, S. You, L. Nordström, M. Lind, and J. Østergaard, “A Multi-Agent System for Distribution Grid Congestion Management with Electric Vehicles”. *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 38, pp. 45–58, 2015. ↑
- [59] K. M. Muttaqi, A. D. T. Le, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, “An Algebraic Approach for Determination of DG Parameters to Support Voltage Profiles in Radial Distribution Networks”. *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1351–1360, 2014. ↑
- [60] T. Soares, F. Pereira, H. Morais, and Z. Vale, “Cost Allocation Model for Distribution Networks considering High Penetration of Distributed Energy Resources”. *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 124, pp. 120–132, 2015. ↑
- [61] D. R. Biggar and M. R. Hesamzadeh, *The Economics of Electricity Markets*. 2014. ↑
- [62] A. Nieto, “Optimizing Prices for Small-scale Distributed Generation Resources: A review of Principles and Design Elements”. *Electr. J.*, vol. 29, no. 3, pp. 31–41, 2016. ↑
- [63] M. Engelken, B. Römer, M. Drescher, I. M. Welpel, and A. Picot, “Comparing Drivers, Barriers, and Opportunities of Business Models for Renewable Energies: A review”. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 795–809, 2016. ↑

Luis Alejandro Arias Barragán

Ingeniero electromecánico, Universidad Politécnica Estatal de Kharkov, Ucrania; magister en Ciencias de la Información y las Telecomunicaciones, Universidad Distrital Francisco José de Caldas; doctorando en Ingeniería Universidad Distrital Francisco José de Caldas; docente investigador de la Universidad Autónoma de Colombia durante 5 años en el área de Ingeniería Electromecánica, Universidad Autónoma de Colombia; investigador al grupo GCEM donde realiza estudios sobre integración de Recursos Energéticos Distribuidos.

Correo electrónico: lincarias@yahoo.com

Edwin Rivas Trujillo

Ingeniero Eléctrico, Universidad del Valle; magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad del Valle de Cali y Universidad Calos III de Madrid-España; PhD en la Universidad Carlos III, de Madrid, España; docente en el área de Ingeniería Eléctrica, Universidad Distrital Francisco José de Caldas; investigador al grupo GCEM donde realiza estudios sobre compatibilidad electromagnética y redes eléctricas.

Correo electrónico: erivast@udistrital.edu.co

Francisco Santamaría

Ingeniero Electricista; magister en Ingeniería Eléctrica y doctor en Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia; profesor asociado en el proyecto en Ingeniería Eléctrica y el doctorado en Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas; investigador al grupo GCEM donde realiza estudios sobre interferencia electromagnética, vehículos eléctricos y generación distribuida.

Correo electrónico: fsantamariap@udistrital.edu.co