



Pruebas de integración de generación distribuida en una microred en el campus de la UNRC

Integration testing of distributed generation in a micro-network on the UNRC campus

Leonardo Sánchez^{1a}, Sebastián Nesci^{1b}, Juan Carlos Gómez^{1c}, Claudio Reineri^{1d}

¹Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina.

Correo electrónico: ^a dsanchez@ing.unrc.edu, ^b snesci@ing.unrc.edu, ^c jcgozmez@ing.unrc.edu, ^d creineri@ing.unrc.edu

Recibido: 12 agosto, 2018. Aceptado: 11 diciembre, 2018. Versión final: 8 febrero, 2019.

Resumen

La red eléctrica tradicional está cambiando, influenciada en todos sus campos por los avances tecnológicos, y mutando hacia un nuevo paradigma, llamado red inteligente. Es por ello que, junto a distintas formas de incentivos ambientales y económicos, pueden encontrarse diferentes sistemas de comercialización de la energía para la generación distribuida, que junto a la inversión en investigación y desarrollo hacen que el destino de las inversiones energéticas mundiales vaya en su mayoría a las energías renovables. Hoy en día existen numerosas redes inteligentes por todo el mundo, donde se han integrado distintos recursos energéticos renovables a distintos niveles de tensión de la red eléctrica. Se han encontrado distintas pruebas piloto en las que se prueban diferentes tecnologías y productos, los que día a día son presentados por los diferentes fabricantes.

En este trabajo se presenta una microred, en la que distintas fuentes renovables se acoplan a la red de alimentación tradicional. De esta manera, desde el campus de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), acompañamos a Argentina en su trabajo por lograr el objetivo de tener un 20 % de energía renovable para el 2025. Junto a los cálculos realizados para el campus, a modo de prueba piloto, se presentan experiencias prácticas realizadas en el laboratorio de electricidad de la Universidad, al integrar fuentes renovables a la red de distribución. Se analizan las corrientes de régimen permanente y de cortocircuito, que los distintos tipos de fuente aportan a la red, y cómo afectan a los sistemas de protección en distribución. La microred propuesta consta de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos en distintas configuraciones, distribuidos por el campus, donde luego de analizar los datos se obtuvieron mejores resultados de lo esperado.

Palabras clave: energía fotovoltaica; energía eólica; generación distribuida; microredes; recursos renovables.

Abstract

The traditional electric grid is changing, being affected in all their fields by the technological advances, and moving to a new paradigm called smart grid. This is the reason for which different forms of incentives and different systems of energy commercialization for the distributed generation can be found; that added to the investment in research and development make that the destination of the world energy investments goes mostly to the renewable sources. Today, there are several renewable energy elements at different voltage levels of the grid. There are different pilot tests where different technologies and products are tested, which are presented daily by different manufacturers.



In this work, an understudy microgrid is presented where different renewable sources are connected to the traditional grid, supporting like that the Argentinean objective of having 20% of renewable energy by the year 2025. In addition to the calculations made for the campus, as a pilot test, practical experiences are presented in the university's electricity laboratory by integrating renewable sources in the distribution network. We analyze the steady-state and short-circuit currents, which provide the different types of source to the network and how they affect distribution protection systems. The proposed micro-network consists of wind turbines and photovoltaic panels in different configurations distributed across the campus, where after analyzing the data obtained, better results than expected were yielded.

Keywords: distributed power generation; microgrids; renewable energy sources; solar power generation; wind energy generation.

1. Introducción

Las microredes existen desde hace mucho tiempo, en lugares a donde la red eléctrica no llega, o, por ejemplo, en donde esta red alimenta cargas sensibles de hospitales, industrias, comercios, etc., y cuenta con generación de respaldo para que cuando se desconecta la red principal sea posible darle continuidad de servicio a las cargas eléctricas vitales de estos establecimientos. Puede funcionar conectada a la red convencional o de manera aislada, ya que se puede autoabastecer. Al contar con fuentes de diversos orígenes y con capacidad de almacenamiento, es capaz de superar los inconvenientes asociados a cada fuente generadora y aprovechar al máximo las ventajas de cada tipo de generación. Esto permite optimizar costos y ayuda a solucionar los problemas ambientales del planeta. Además, el sistema es bidireccional, es decir, dependiendo del momento del día, los usuarios son cargas y a la vez fuentes de energía para el sistema. Existe, además, un control inteligente del flujo de potencia junto a técnicas y procedimientos de mantenimiento preventivo. Todo esto gracias a la integración de sistemas digitales y de telecomunicaciones que permiten gestionar el sistema prácticamente en línea [1]-[2].

2. Actualidad

2.1. Contexto mundial

El año 2016 acabó con una potencia eólica mundial de 486.749 MW, según datos del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC), o sea 12,4 % más que en 2015. El recurso eólico suministrará hasta el 20 % de la electricidad mundial en el año 2030 y dará empleo a 2,4 millones de personas, según estima el GWEC. China, EE. UU., Alemania y la India fueron los países que más potencia eólica instalaron y continúan siendo líderes en el mundo. El país más activo fue China, que sumó 23.328 megavatios eólicos, cifra similar a lo instalado por España en 20 años. La energía eólica cubrió el 10,4 % de la demanda eléctrica europea en 2016, de acuerdo con el portal Ewind.

En lo que respecta a energía solar, en 2016 China duplicó su capacidad, y ya es el mayor productor del mundo. La Agencia Internacional de Energía (AIE) pronostica que para el año 2050 la energía solar será ya la principal fuente de energía del mundo. Esto junto a otros estudios de diferentes agencias, como Irena, que evidencian, a través de sus trabajos, la reducción del costo de la energía eólica y solar para 2025 [3].

2.2. Latinoamérica

La inversión ha crecido significativamente en los últimos años. En 2015 la inversión en la región fue el 6 % del total global.

En 2015 la inversión en Brasil representó más del 40 % del total de la región (Bloomberg New Energy Finance, 2016). Seguido por México, que duplicó lo invertido en 2014. Chile ocupa el tercer lugar, pues aumentó un 150 % sobre el 2014. De esta manera, los tres países llegan a estar en la lista de los diez países más destacados por su inversión en energía renovable.

Desde 2012 los países que más han invertido en energía fotovoltaica son Chile, Brasil y México. El quinto país que más instaló paneles fotovoltaicos en 2016 fue Brasil, de modo que lideró el mercado latinoamericano. Chile registró un año récord, elevando el total del país a 1.424 MW, mientras que Uruguay logró producir 1.210 MW. Argentina, por su parte, no creció en el año 2016, pero tiene en cartera de más de 1.400, MW que se construirán en los próximos años [4].

2.3. Argentina

Según la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), el 70 % del territorio es apto para el aprovechamiento de la energía eólica. El potencial que ofrece la geografía nacional se ubica en los primeros puestos en el ámbito mundial en energías eólica, solar y de biomasa, de acuerdo con el nuevo mapa global elaborado por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), que permite visualizar el potencial de las energías renovables por tecnología y país.

De acuerdo con la Ley 27.191, queda establecido entre otras cosas que la contribución de energía renovable a la matriz energética nacional para el 31 de diciembre de 2017 debe ser del 8 %. En adelante, debe aumentar al 12

% para el 31 de diciembre 2019, al 16 % para el 31 de diciembre de 2021, al 18 % para el 31 de diciembre de 2023 y al 20 % para el 31 de diciembre de 2025.

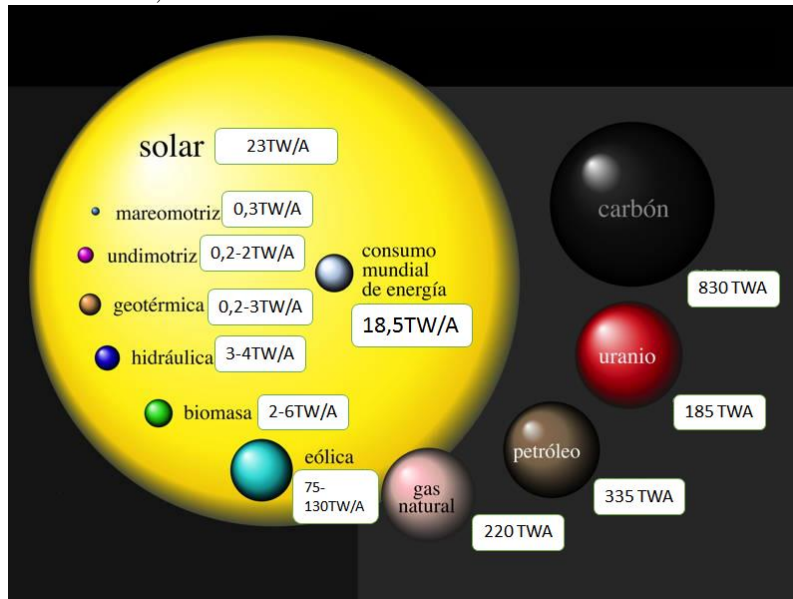


Figura 1. Representación esquemática del potencial disponible de fuentes renovables de energía en el mundo. Las energías renovables expresadas anualmente y las no renovables el total de la reserva. Fuente: KMGGroup, EE. UU.

3. Proyecto microred UNRC

En cumplimiento de este marco regulatorio se propone montar, en el predio de la UNRC, distintos generadores distribuidos de fuentes renovables.

3.1. La red eléctrica de la UNRC hoy

El campus de la Universidad se ubica sobre la Ruta Nacional 36, kilómetro 601, Río Cuarto, Córdoba. El sistema principal de distribución eléctrica de la UNRC se encuentra conectado a la línea de 13,2 kV de la Empresa Provincial de Energía Eléctrica de Córdoba (EPEC). El predio de la UNRC cuenta con siete subestaciones de media a baja tensión, tres de las cuales son aéreas y cuatro a nivel. En la figura 2 se puede apreciar la ubicación geográfica de las subestaciones.

Las subestaciones de la figura son las siguientes:

1. Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia (IPSEP), 2,16 MVA, 1,5MVA y 2,2 MVA.
2. Plazoleta San Martín (Anfiteatro abierto), 1 MVA.
3. Central Telefónica (Jardín de Infantes), 630 kVA.
4. Planta Piloto (Arte), 630 kVA.
5. Área Deportes, 16 kVA.
6. Residencia Estudiantil Universitaria (REU), 315kVA.
7. UNRC Norte, 16 kVA.

Como se puede apreciar en la descripción de las subestaciones, las potencias de estas son bastante diferentes, debido a la discrepancia en las cargas que alimenta cada una y a su ubicación con respecto a los centros de carga. El diagrama unifilar simplificado de la UNRC se muestra en la figura 3, en la que se observan los puntos de acoplamiento de los generadores distribuidos (GD).

El consumo mensual de la Universidad es variable de acuerdo con el momento del ciclo lectivo, no obstante, promediando el consumo mensual a lo largo del año, ronda un valor de 293.422 kWh, de modo que el consumo total anual es de 3'521.064 kWh.

3.2. Ley 27.191

De acuerdo con la reglamentación nacional previamente descrita, la energía de origen renovable consumida por la Universidad debe ser del 8 % al 31 de diciembre de 2017, aumentar al 12 % para el 31 de diciembre de 2019, y así sucesivamente. Lo anterior se refiere a los consumos de la Institución, de 3'521.064 [kWh] anual, con un promedio mensual de 293.422 [kWh], y considerando un incremento anual de energía consumida del 3 %. Los valores quedan expresados en la tabla 1.

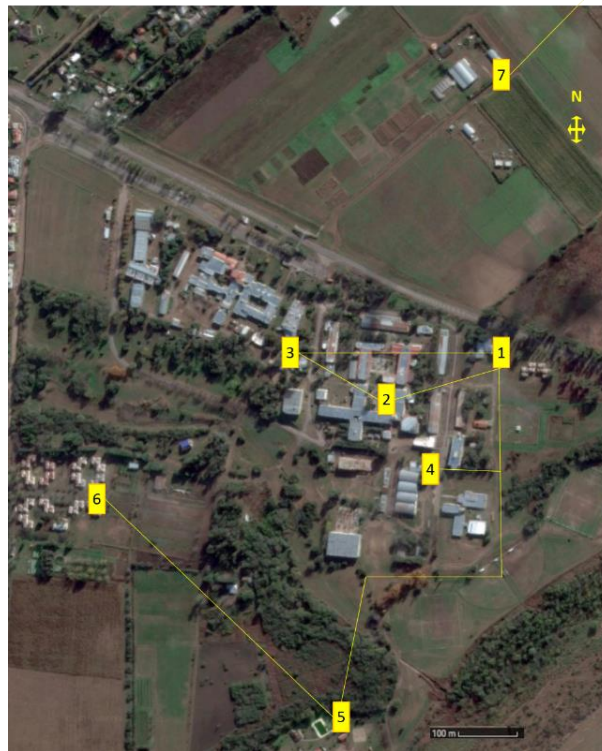


Figura 2. Ubicación geográfica de las subestaciones en la UNRC. Fuente: elaboración propia.

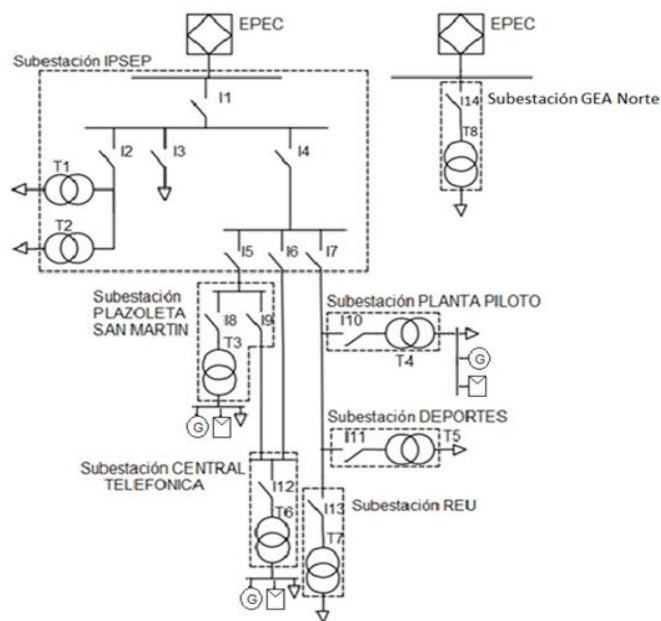


Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de la UNRC con GD. Fuente: elaboración propia.

Tabla 1. Porcentaje de energía renovable planteado por Ley 27.191, para el caso de la UNRC, modificado por un 3 % de crecimiento anual.

Porcentaje- Año	Fuente ER [kWh]	Fuente ER 3%[kWh]
8 % - 2017	281.685	290.136
12 % - 2019	422.528	461.707
16 % - 2021	563.370	653.101
18 % - 2023	633.792	779.484
20 % - 2025	704.213	918.838

Fuente: elaboración propia.

Debido a que se trata de una universidad estatal y pública, es importante que pueda contar con dicha generación, ya que permite vincular, mediante proyectos e investigaciones, a docentes, investigadores y empresas afines para desarrollar la industria nacional y permitir pruebas piloto en diferentes campos de aplicación, como pruebas de integración de fuentes de energías renovables de usuarios particulares a la red de energía eléctrica, probando protecciones, automatismos, centros de control, entre otros, de estas redes inteligentes [5].

Además, permite la alimentación ininterrumpida de cargas sensibles mejorando la calidad del servicio eléctrico, ya que existen procesos, investigaciones, entre otros, donde no puede cortarse el suministro. Se propone cubrir lo requerido a través de energía solar y eólica. Esta elección se justifica con múltiples razones, desde la óptica de los recursos, ya que si bien no es una zona óptima, en comparación con otras regiones del país, en cuanto a la insolación solar (como lo es el noroeste argentino, 2.000-2.400 kWh/m².) [6] y la presencia y las velocidades de vientos (como es la Patagonia, con lugares con vientos de más de 12,5 m/s), esta región cuenta con valores superiores a los que poseen países líderes y con sistemas maduros como Alemania (1.000-1.300 kWh/m² para solar y con vientos de hasta 6 m/s).

No obstante, debido a los subsidios a los servicios públicos en Argentina, el costo de estos está muy por debajo de su costo real. Para agosto, septiembre y octubre de 2016, el promedio del trimestre arroja un valor de 1.065 pesos por MWh de costo real en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), pero por resolución de la Secretaría de Energía SEE n.º 41/2016 este se cobra a 330 pesos por MWh, de acuerdo con los datos arrojados por CAMMESA. Que luego a los usuarios llega con un costo algo mayor por el recargo de las distribuidoras, el Valor Agregado de Distribución (VAD). Todo esto trae aparejado que tanto el desarrollo de grandes como pequeños aprovechamientos, ya sean eólicos o solares, no hayan tenido la evolución con la que ya cuentan otros países, las decisiones político-económicas no han acompañado este proceso y hoy en día el costo de

inversión de estos parques es superior al de los países de la zona, dado que, como ya se mencionó, los recursos naturales existen y en abundancia. De acuerdo con el programa RenovAr y lo publicado en el portal de CAMMESA, el precio tope para la energía eólica es de 82 U\$/MWh y de 90 U\$/MWh para el caso de la solar.

4. Fuentes de energía propuestas

4.1. Eólica

De acuerdo con el mapa eólico, la zona bajo estudio tiene una velocidad media anual de vientos a 50 m sobre el nivel del terreno de entre 7,5 a 8 m/s. Con la ubicación geográfica del emplazamiento de los aerogeneradores y el *software* provisto por el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios de la Nación (SIG EÓLICO), junto con los datos de la curva de potencia del aerogenerador propuesto, se cargan los datos en el programa y se obtienen los siguientes resultados: [7]

Con un factor de capacidad de 26,1 % a 18 metros de altura, se obtiene para el aerogenerador estudiado una energía de 68,59 MWh/año. El aerogenerador propuesto es el Eolis 30 kW de INVAP, por ser un desarrollo estatal creado junto con personal del GEA de la Universidad Nacional de Río Cuarto. Además, se trata de un aerogenerador relativamente pequeño, que no necesita infraestructura o máquinas de porte considerable, que sean difíciles de conseguir y con altura de montaje no tan elevada.

Otra alternativa es el emplazamiento de varios aerogeneradores más pequeños, con desarrollo de empresas de la región, para estudiar el impacto y el desarrollo de las energías renovables en los hogares de la ciudad. De esta manera se aporta al crecimiento y al estudio de microredes, y se favorece el interés de los ciudadanos en las energías limpias y el comercio de estas por parte de los usuarios finales con la red.

Para calcular la energía real, al valor de la energía teórica deben aplicársele los siguientes factores de corrección: pérdidas por conseguir la indisponibilidad de máquinas y subestación = 0,98; pérdidas por transporte = 0,97; pérdidas por mantenimiento = 0,97. Las pérdidas por la no disponibilidad de máquinas y de subestación son de $P_i = 0,98$. Las pérdidas por transporte, que son las pérdidas que se producen en la línea de evacuación del parque, son de $P_t = 0,97$. Los anteriores son valores para parques, aunque en este caso se tienen solo cuatro máquinas para cubrir el 8 % necesario, lo que resulta conservativo. Las pérdidas por mantenimiento contemplan los momentos en los que el conjunto no puede estar trabajando, y estas tienen un valor de $P_m = 0,97$.

$$E_r = E_t \times N \times P_i \times P_m = 68,59 \times 5 \times 0,98 \times 0,97 \quad (1)$$

$$E_r = 316,23 \text{ MWh}$$

Donde

E_r = energía final real (año)

E_t = energía teórica

N = n.º de generadores eólicos

4.2. Fotovoltaica

Para el caso fotovoltaico, se propone, por un lado, instalar paneles en los techos planos de los edificios del campus de la Universidad. Por otro lado, se sugiere disponer paneles en los techos de cocheras distribuidas por el campus, lugar donde en un futuro se pueden agregar cargadores de autos eléctricos. Para el caso de los paneles sobre los techos de las edificaciones, del total de la superficie hay lugares no aprovechables por las sombras y otros inconvenientes, por lo tanto, la superficie aprovechable es del orden de un 30 %. A partir de este porcentaje de superficie aprovechable, considerando solo techos planos de la estructura edilicia apta, se estima una potencia a instalar de 1.011 MW, de la cual se pueden extraer 1,45 GWh anuales, los cuales alcanzan a cubrir cinco veces el 8 % de energía que requiere la Universidad. Al extrapolar y pensar en un objetivo un poco más lejano, este valor cubriría el objetivo final del 20 % del consumo en energía renovable, que en este caso es de 918.838 MW, considerando un crecimiento anual del 3 %. Siendo así, la energía renovable estaría por encima del objetivo propuesto por el Gobierno, con un valor del 37,5 % para el año 2025.

Para la segunda opción, se tienen ventajas de mayor simplicidad, facilidad de acceso, menor costo de mantenimiento, etc. No obstante, se iniciarán pruebas pilotos de ambas configuraciones en el laboratorio del

IPSEP, donde se planea armar la microred piloto para luego expandirla por el campus.

Mediante los datos geográficos y la radiación solar del lugar de emplazamiento, se obtienen los kWh por día en los diferentes meses del año, escogiendo un ángulo fijo para los paneles, por ser un esquema más sencillo, menos costoso y de menor mantenimiento, seleccionando una marca comercial en particular para tener valores concretos y tras corregir por distintos rendimientos y factores se obtienen los valores expresados, sin tener en cuenta el uso de paneles en cocheras solares [8].



Figura 4. Prueba piloto en operación. Fuente: elaboración propia.

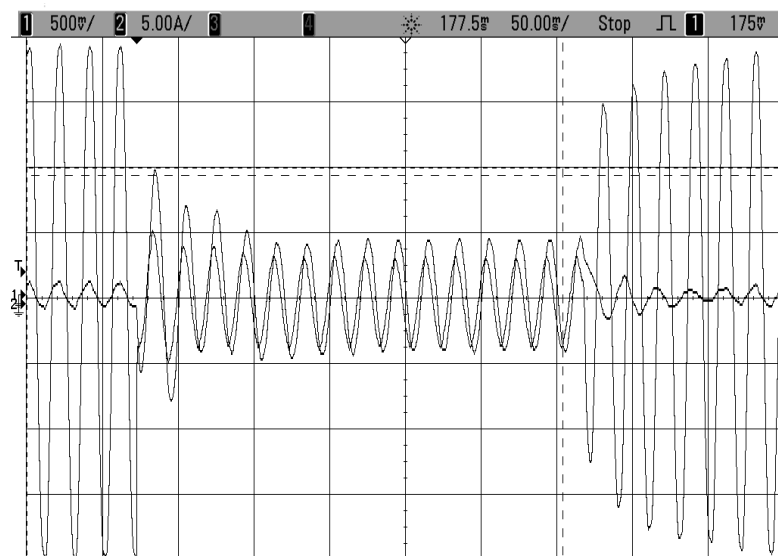


Figura 5. Comportamiento de DFIG ante un hueco de tensión (línea clara tensión, oscura corriente). Fuente: elaboración propia.

5. Pruebas de acoplamiento

Desde hace varios años se vienen haciendo pruebas con las máquinas del laboratorio, para ver el comportamiento de los aerogeneradores tipo DFIG (Doubly-fed electric machine) ante huecos de tensión, cortocircuitos, etc., como se puede apreciar en las figuras 5 y 6 [9]-[10].

A través de *software* de flujo de carga, corriente de cortocircuito y coordinación de protecciones, se armó el sistema eléctrico de la UNRC con sus cargas y protecciones actuales. Allí, se realizaron distintas corridas, con diferentes configuraciones y porcentajes de generación distribuida acopladas a esta red. Se hizo una combinación de generación eólica y solar fotovoltaica en las subestaciones más grandes que tiene el campus, como lo muestra la figura 3. Primero, sin fuentes alternativas, y luego agregando este tipo de generación con los distintos porcentajes, que especifica la tabla 1, en distintas variantes, ya sea todo solar, todo eólico o combinación de ambas. A su vez, esto se realizó de forma distribuida en las tres subestaciones o concentrada en una en particular

Los resultados obtenidos demuestran que justo a partir del 20 % de energía renovable conectada de manera concentrada en una subestación cien por ciento eólica tipo DFIG se afecta la coordinación de protecciones actual del sistema de la Universidad. En cuanto a los porcentajes requeridos por la normativa vigente y por la potencia de energía renovable respecto de la red, existe un margen que permite operar con estos recursos en el esquema actual sin complicaciones. Esto permite reafirmar y continuar con los estudios previos que el grupo de investigación ha realizado, en los que se analizaba el impacto de estas fuentes distribuidas, y se obtenía corriente de cortocircuito en función de la distancia a la falla y del porcentaje de penetración de la energía renovable, para realizar el estudio de las protecciones.

La inclusión de la generación distribuida a la red aumenta las corrientes de cortocircuito en los distintos puntos del sistema. No obstante, este aumento dependerá de la potencia de la generación distribuida y de su ubicación en el sistema. Las impedancias de los circuitos en cada caso son distintas y serán diferentes a su vez, las contribuciones a las corrientes de cortocircuito. También se debe señalar que la respuesta a los cortocircuitos es muy dependiente del tipo de generación considerado [11]. Esto puede apreciarse en la figura 7.

No obstante, ante este escenario, la propuesta planteada para solucionar el problema de selectividad de protecciones es trabajar con energía específica. Es decir, tomar una curva característica de energía específica (i^2t) para aplicarse a los estudios de protecciones en presencia de generación distribuida. El método permite el estudio de la coordinación frente a la variación brusca de la generación distribuida, en caso de perturbaciones del sistema, y habilita el análisis del impacto del retardo de corriente de falla, debido a la desconexión de esta apertura. Esta metodología permite extender la aplicabilidad de la protección contra sobrecorrientes a niveles mayores de penetración de la generación distribuida, reduciendo costos en la implementación de protecciones más compleja y específica para las nuevas condiciones del sistema de distribución [12].

La figura 8 muestra la corriente de una falla típica de un sistema con una penetración del 25 %, donde varía gradualmente la corriente por existencia de generadores rotativos y dos escalones debidos a la limitación del convertidor de una fuente fotovoltaica (50 % en 1 s). Luego se desconecta el generador rotativo a los 2 segundos, y posteriormente se mantiene constante en 400 A por el aporte conjunto de la red y de la celda PV. Las corrientes de falla son dependientes, en magnitud y declinación, del tipo de GD utilizado, de modo que varían desde valores tan altos como 10 a 12 veces la corriente nominal para generadores sincrónicos a valores del orden de la corriente nominal y aún menores para el caso de celdas fotovoltaicas.

La protección propia de tales equipos tiene en cuenta estas particularidades, pero la protección tradicional del sistema de distribución se complica y requiere de análisis especiales.

Si se ponen en un solo gráfico las curvas energía específica-tiempo del protector y la curva generada por la corriente de falla; el punto de corte muestra el instante de operación del protector.

Hasta este momento, siempre se consideró que el dispositivo protegido y el protector se encontraban “estrictamente” en serie, o sea que la corriente que circulaba por ellos era la misma. Al introducir la GD, el circuito en falla deja de estar estrictamente en serie, de manera que el estudio de coordinación es diferente, ya que las corrientes por el protegido y por el protector pueden ser distintas y variar en el tiempo de diferente forma. La solución radica en considerar la energía específica del protector en relación con la energía específica de deterioro o daño del protegido [13].

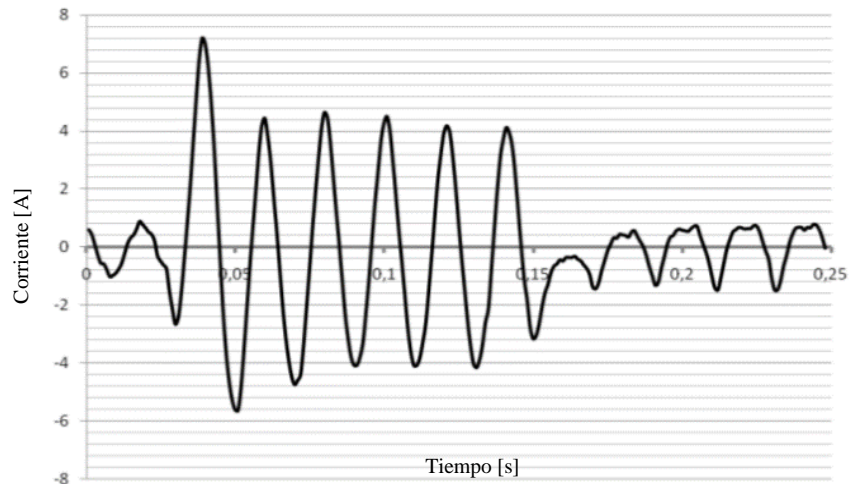


Figura 6. Corriente de cortocircuito DFIG (equipamiento de laboratorio). Fuente: elaboración propia.

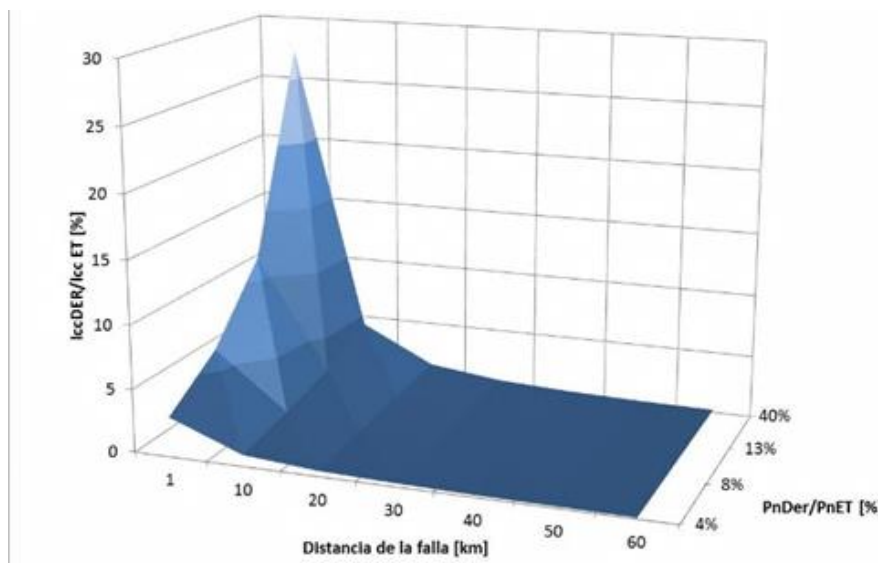


Figura 7. Resultados obtenidos de I_{cc} como función de la distancia y penetración de los DER. Fuente: elaboración propia.

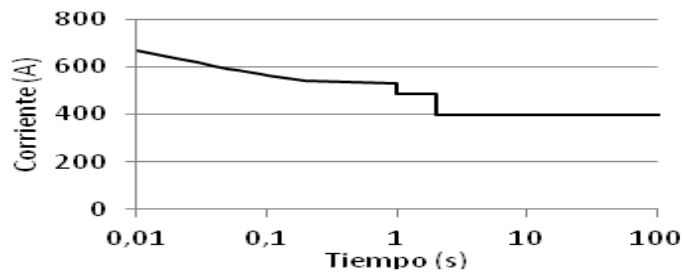


Figura 8. Corriente de cortocircuito suministrada por la red y dos fuentes (generador sincrónico y fotovoltaico). Fuente: J. C. Gómez, M. M. Morcos, Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment.

6. Conclusiones

Tras los estudios realizados es evidente que los resultados arrojan un gran optimismo por la energía que se puede obtener en la región, y que el pensamiento colectivo no valora ni aprovecha por estimar que no es una zona propicia. Es por ello que se puede afirmar que los resultados obtenidos fueron mejores que lo estimado.

Tener generación distribuida en el campus de la UNRC es positivo en muchos factores. Con espacio y valores de generación favorables, permite el estudio de innumerables áreas de trabajo, que posibilitan el avance constante de diferentes áreas de investigación, vinculando Estado, universidad y empresas. Además, se valora especialmente el hecho de que la Universidad, al ser una institución educativa, traslade esa conciencia cultural sustentable a la comunidad. Con el avance del proyecto se podrá recavar mayor información, que posibilitará comprobaciones y correcciones, a fin de retroalimentar los estudios para lograr una mejora continua.

Referencias

- [1] F. Ramón-Ducoy, "Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoníaco", trabajo de fin de grado, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, 2012.
- [2] C. Patrascu, N. Muntean, O. Cornea and A. Hedes, "Microgrid laboratory for educational and research purposes," *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, 2016, pp. 1-6. doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555682
- [3] M. Taylor, P. Ralon and A. Ilas, *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*. Germany; IRENA, 2016.
- [4] R. Ferroukhi, G. Kieffer, Á. López-Peña, L. Barroso, R. Ferreira, M. Muñoz, R. Gomelski, *Renewable energy market analysis Latin America*". Abu Dhabi: IRENA, 2016.
- [5] O. González, A. Pavas, S. Sánchez, "Cuantificación del ahorro de energía eléctrica en clientes residenciales mediante acciones de gestión de demanda", *Rev. UIS Ing.*, vol. 16, no. 2, pp. 217-226, 2017. doi: 10.18273/revuin.v16n2-2017020
- [6] "Radiación solar en Argentina 2014", *Solargis*. [En línea]. Disponible en: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/argentina>. [Accedido: 27-jun-2016]
- [7] "Mapa eólico argentino Sig eólico", *Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios de Argentina*. [En línea]. Disponible en: <http://sigeolico.minplan.gob.ar/frameset.php>. [Accedido: 27-jun-2016]
- [8] P. Vergara *et al.*, "Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga, Colombia", *Rev. UIS Ing.*, vol. 13, no. 2, pp. 49-57, 2014,
- [9] S. M. Nesci, J. C. Gómez and M. M. Morcos, "Excitation sharing between the grid and the rotor excitation source of a doubly-fed induction generator in the presence of distribution system transients," *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Lyngby, 2013, pp. 1-5. doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695232
- [10] S. Nesci, J. C. Gómez, "Effect of the Excitation Type and Level on the Short-Circuit Current Supplied for Induction Generators", *Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 2012, Montevideo, Uruguay. 2012.
- [11] J. C. Amatti, S. Nesci, J. C. Gómez, E. Florena, "Análisis del sistema de protecciones con generación distribuida", *Décimo Quinto Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ Foz de Iguazú-PR*, Brasil, 2013.
- [12] J. C. Gómez, S. Nesci, D. Tourn, C. Reineri, "Nueva curva característica de energía específica (i2t) para aplicarse a los estudios de protecciones en presencia de generación distribuida," *CIDEL*, Buenos Aires, 2014.
- [13] J. C. Gómez, M. M. Morcos, "Chapter 10" en *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment*, London: Springer-Verlag, 2007.