

Análisis del Límite Técnico en la Integración de Energías Renovables y Generación Distribuida en las Redes Eléctricas de Costa Rica

Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez

Escuela de Ingeniería Electromecánica
Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica
✉ ggomez@itcr.ac.cr

Rebeca Solis-Ortega

Escuela de Matemática
Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica
✉ rsolis@itcr.ac.cr

Resumen

La integración de generación distribuida en el sistema eléctrico de Costa Rica plantea desafíos técnicos y operativos que requieren una planificación estratégica. Este estudio se enmarca en el proyecto de investigación titulado *Estimación del límite técnico permisible para la penetración de energías renovables y generación distribuida en el sistema eléctrico*, desarrollado durante el período 2023-2024 por la Escuela de Ingeniería Electromecánica y la Escuela de Matemática del Tecnológico de Costa Rica. La iniciativa tuvo como objetivo principal analizar la viabilidad técnica de una mayor integración de fuentes renovables y generación distribuida en redes eléctricas existentes, mediante herramientas de simulación, modelado matemático y análisis de estabilidad operativa. Se identificaron problemas relacionados con la calidad de datos en la evaluación de demanda y pérdidas, así como el riesgo de sobretensiones y sobrecargas en redes de distribución con alta penetración solar. Además, se evaluó el papel de los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (BEES, por sus siglas en Inglés), en la mitigación de contingencias y en la optimización del sistema de transmisión. Con base en estos hallazgos, se propone una hoja de ruta estructurada en cuatro fases para robustecer la resiliencia del sistema eléctrico costarricense; optimizar la integración de energías renovables y garantizar una transición sostenible hacia una red más inteligente y eficiente.

Palabras claves: generación distribuida, transmisión, distribución, sistemas flexibles, recursos distribuidos.

Abstract

The addition of distributed generation into the Costa Rican electricity system presents technological and operational obstacles necessitating strategic planning. The present research examines the effects of integrating intermittent renewable energy resources and electrochemical storage system devices on grid stability and efficiency. Issues with data quality in evaluating demand and losses were recognized, along with the potential of overvoltages and overloads in distribution networks with significant solar integration. The function of Battery Energy Storage Systems (BESS) in contingency mitigation and transmission system optimization was assessed. A four-phase roadmap is proposed to enhance the resilience of the Costa Rican electricity system, maximize the integration of renewable energy sources, and facilitate a sustainable transition towards a more intelligent and efficient grid.

Keywords: distributed generation, transmission, distribution, flexible systems, distributed resources.

Introducción

Costa Rica ha sido reconocida a nivel mundial por su compromiso con la sostenibilidad y la generación de energía renovable [1]. Sin embargo, la creciente penetración de fuentes renovables intermitentes, como la solar y eólica, junto con la generación distribuida (GD), plantea desafíos técnicos en la operación y planificación del sistema eléctrico. Entre estos desafíos se incluyen la gestión de la demanda, la estabilidad de la red y la capacidad de integración de nuevas tecnologías [2].

Para abordar estos retos, el modelado de las redes eléctricas juega un papel importante, ya que permite evaluar distintos escenarios para analizar la operación del sistema. Este proceso requiere herramientas de simulación estables, robustas y confiables [3]. La selección del software adecuado depende del tipo de red analizada. Por ejemplo, en sistemas de transmisión, programas como ETAP® y PSS/E® se han utilizado para estudios de la Red Eléctrica de Centroamérica, para evaluar el comportamiento del sistema [4], [5]. Por otro lado, el análisis de redes de distribución se realiza con plataformas como ETAP, DIgSILENT, NEPLAN y CYME, cada una con aplicaciones específicas según las necesidades del estudio [3][7].

En el contexto costarricense, estas herramientas permiten comprender cómo el avance hacia el uso de energías renovables y la distribución local de electricidad pueden afectar el Sistema Eléctrico Nacional. Este trabajo no solo contribuye al análisis de la planificación y gestión sostenible del sistema, sino que también busca ofrecer una visión clara de sus capacidades actuales y los ajustes necesarios para mantener su confiabilidad ante el aumento de fuentes renovables. Como resultado, se propondrá una hoja de ruta para la integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico de Potencia de Costa Rica, asegurando una transición sostenible y eficiente que maximice el aprovechamiento de las energías renovables sin comprometer la estabilidad del sistema.

Método

El impacto de la generación distribuida (GD) y los sistemas de almacenamiento electroquímico en redes eléctricas fue evaluado mediante simulaciones y técnicas de optimización, basadas en estudios realizados en redes de distribución de Costa Rica y en la red de transmisión de SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central), usando ETAP® con el fin de modelar la respuesta del sistema ante contingencias, evaluar la estabilidad de frecuencia, tensión y flujos de potencia.

En primer lugar, se modeló una red de distribución de media tensión en Costa Rica, compuesta por 634 cargas residenciales, 102 transformadores y 239 nodos, utilizando datos de una empresa eléctrica regional. Este modelo permitió analizar perfiles de tensión, sobrecargas y pérdidas bajo dos escenarios: uno con información detallada de medidores inteligentes y otro con datos agregados en la alimentación del circuito. Las simulaciones se realizaron en intervalos de 15 minutos durante siete días. Adicionalmente, se examinó el impacto de la penetración fotovoltaica en la red, considerando niveles de integración del 0% al 100%, con base en datos de irradiancia y temperatura provenientes de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB), utilizando patrones típicos de generación solar para la región [6], [7].

Seguidamente se modeló una red de transmisión de Centroamérica ya que el sistema eléctrico de Costa Rica se encuentra interconectado con los países de la región, donde se desarrolló un modelo de optimización por etapas para determinar la ubicación y dimensionamiento óptimos de los BESS. Este enfoque combinó criterios económicos, tales como precios nodales y costos de transferencia de energía, con simulaciones dinámicas que garantizaron un análisis integral del sistema. Además, se implementó un mecanismo de detección de desbalances entre generación y demanda, permitiendo la activación del almacenamiento electroquímico en situaciones críticas, optimizando así la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico [5], [4]. Este análisis incluyó la evaluación de la gestión de la demanda, la reducción de pérdidas y la optimización de costos operativos, considerando tanto aspectos técnicos como económicos [4].

Resultados

El análisis de la red de distribución evidenció diferencias significativas entre los perfiles de demanda obtenidos a partir de medidores inteligentes y aquellos basados en mediciones agregadas, con desviaciones promedio del 13.06% y picos de hasta 24.60% en horarios nocturnos. Estos resultados resaltan la importancia de utilizar datos precisos para la planificación de redes eléctricas. Además, se observó que un aumento en la tensión reduce las pérdidas en la red, aunque los perfiles de tensión presentaron variaciones notables en ambos escenarios, lo que subraya la necesidad de modelos predictivos más precisos. En cuanto a la integración de generación solar distribuida, se determinó que niveles de penetración superiores al 50% generan sobretensiones considerables. Estas sobretensiones superaron el umbral del $\pm 5\%$, comprometiendo la operabilidad del sistema. Asimismo, se detectaron sobrecargas en transformadores y conductores de baja tensión, lo que resalta la necesidad de evaluar la capacidad de alojamiento ante el crecimiento de la generación distribuida [6], [7].

Con respecto a la red de transmisión, la integración del BESS demostró ser una estrategia efectiva para mitigar el impacto de fallas críticas, como una pérdida de generación superior a 160 MW. Un BESS ajustado permitió mantener la estabilidad de la frecuencia, evitando que se activen protocolos de protección de desconexión de cargas y garantizando el balance entre generación y demanda. Se comprobó que un enfoque distribuido, con unidades de 20 MW distribuidas en ocho subestaciones del sistema, pueden incrementar la estabilidad y flexibilidad en comparación con un sistema centralizado (una sola unidad de BESS). La integración de BESS demostró tener un impacto positivo en la gestión de la demanda y la reducción de pérdidas operativas, optimizando costos y mejorando la eficiencia del sistema, especialmente en horas pico [5], [4]. Adicionalmente, el estudio de optimización para la ubicación y dimensionamiento de BESS identificó puntos estratégicos debido al aumento de las capacidades de transferencias de potencia entre los países de la región. Se identificó un costo de inversión aproximado superior a los 400 millones de USD, que permitiría gestionar contingencias y reducir pérdidas en la red, actualmente hasta en un 17.4%.

Propuesta hoja de ruta para la integración de GD en Costa Rica

Los resultados obtenidos en los estudios analizados resaltan la importancia de adoptar estrategias claras y bien estructuradas para integrar la generación distribuida en el Sistema Eléctrico de Costa Rica. Con base en estos hallazgos, se propone una hoja de ruta (ver Figura 1) que permitirá guiar la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible, eficiente y resiliente.

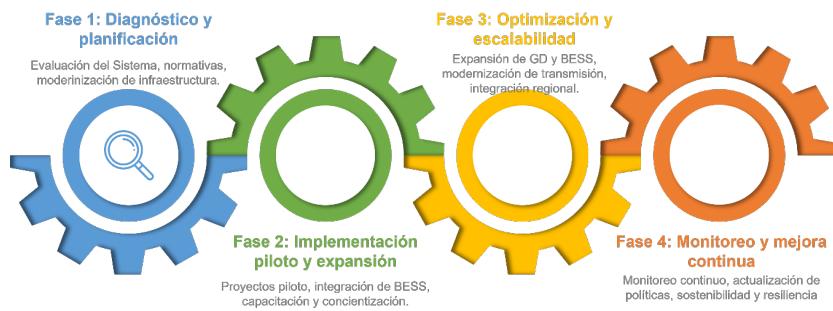


Figura 1. Hoja de ruta para la integración de GD en Costa Rica

Fase 1: Diagnóstico y Planificación (1-2 años)

- Evaluación del sistema: diagnóstico de la red de distribución, identificación de nodos críticos y análisis de perfiles de demanda con datos de medidores inteligentes [1].
- Normativas e incentivos: desarrollo de estándares técnicos y esquemas tarifarios para la integración de GD, priorizando zonas con alto potencial solar.
- Infraestructura: modernización de la red con reguladores de tensión, actualización de equipos y monitoreo en tiempo real [2].

Fase 2: Implementación Piloto y Expansión (3-5 años)

- Proyectos piloto: implementación de GD en zonas seleccionadas con distintos niveles de penetración (25%-100%), monitoreando impactos en tensión, pérdidas y estabilidad [2], [3].
- Integración de BESS: instalación de BESS en nodos estratégicos para mejorar estabilidad y gestión de demanda [4].
- Capacitación: formación de personal en redes con alta penetración de GD y concienciación sobre su adopción en sectores residencial, comercial e industrial.

Fase 3: Optimización y Escalabilidad (6-10 años)

- Expansión de GD y BESS: implementación nacional priorizando zonas con alta demanda y generación renovable, optimizando su ubicación mediante metodologías de optimización por etapas [4].
- Modernización de transmisión: utilización de tecnologías basadas en electrónica de potencia para manejar flujos bidireccionales, compensación de potencia reactiva y mejorar estabilidad.
- Integración regional: colaboración entre las compañías eléctricas para optimizar transferencia energética y exploración de mayores intercambios de energía [3], [4].
- Nuevas tecnologías: adopción de microrredes para mejorar eficiencia y resiliencia.

Fase 4: Monitoreo y Mejora Continua (+10 años)

- Monitoreo y evaluación: seguimiento continuo con herramientas de análisis predictivo para optimizar el desempeño del sistema.
- Políticas y normativas: revisión periódica para adaptar el marco regulatorio a nuevas tecnologías y necesidades del sistema.
- Sostenibilidad y resiliencia: fortalecimiento del sistema ante eventos extremos y maximización del uso de energías renovables para reducir emisiones de carbono.

Conclusiones

La integración de la generación distribuida en el Sistema Eléctrico de Costa Rica representa una oportunidad clave para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y resiliente. Si bien la GD aporta beneficios como la reducción de pérdidas y la optimización de la demanda, también plantea desafíos técnicos, entre ellos las sobretensiones en nodos críticos, sobrecargas en equipos de baja tensión y la estabilidad del sistema ante una mayor penetración de fuentes intermitentes, como la solar. En este contexto, la implementación de BESS se perfila como una solución efectiva para mitigar estos problemas, permitiendo equilibrar generación y demanda, mejorar la flexibilidad operativa y reducir pérdidas. La transición hacia una red más integrada requiere una planificación estratégica basada en la optimización de la ubicación y dimensionamiento, junto con la modernización de la infraestructura de transmisión y distribución. La hoja de ruta propuesta, estructurada en cuatro fases, establece un marco progresivo desde el diagnóstico inicial hasta la expansión y mejora continua del sistema. Además, la colaboración regional entre las compañías eléctricas y la adopción de tecnologías emergentes, como microrredes inteligentes y vehículos eléctricos, serán fundamentales para garantizar la estabilidad y sostenibilidad del sistema. En este sentido, el éxito de la integración de la GD dependerá de una planificación rigurosa, inversiones estratégicas y un enfoque colaborativo que involucre a todos los actores del sector eléctrico.

Bibliografía

- [1] A. Gutiérrez Arguedas, "Capitalismo verde y energías 'limpias'/renovables: Costa Rica como laboratorio mundial de descarbonización," *Anuario Centro de Investigación y Estudios Políticos*, no. 11, pp. 195–228, 2020. <https://doi.org/10.15517/aciep.v0i11.43238>.
- [2] Z. Qu, C. Xu, F. Yang, F. Ling, and S. Pirouzi, "Market clearing price-based energy management of grid-connected renewable energy hubs including flexible sources according to thermal, hydrogen, and compressed air storage systems," *J. Energy Storage*, vol. 69, p. 107981, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107981>.
- [3] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, "A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation," *Energies*, vol. 13, no. 11, MDPI AG, Jun. 1, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13112758>.
- [4] G. A. Gómez-Ramírez, L. García-Santander, M. Zubiaga Lazcano, and C. Meza, "Increasing flexibility in vulnerable power grids using electrochemical storage," *Helion*, vol. 10, no. 16, p. e35710, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e22253>.
- [5] G. A. Gómez-Ramírez, L. García-Santander, J. R. Rojas-Morales, M. Lazcano-Zubiaga, and C. Meza, "Electrochemical storage and flexibility in transfer capacities: Strategies and uses for vulnerable power grids," *Energies*, vol. 17, p. 5878, 2024. <https://doi.org/10.3390/en17235878>.
- [6] Solis-Ortega, R., Gómez Ramírez, G. A., Sáenz-González, K. J., Ellis-Rodríguez, A. J., & Navarro-Alpízar, W. J. (2024). Evaluación del comportamiento de la demanda en el modelado de las redes de distribución. *Revista Tecnología En Marcha*, 38(1), Pág. 115–127. <https://doi.org/10.18845/tm.v38i1.7050>
- [7] Solis-Ortega, R., Gómez-Ramírez, G. A., Brenes-Fallas, D., Morales-Hernández, J. P., & Umaña-Mondragón, M. (2025). Modelado de Redes de Distribución usando ETAP. *Revista Tecnología En Marcha*, 38(2), Pág. 48–62. <https://doi.org/10.18845/tm.v38i2.7104>

Sobre los autores

Gustavo Adolfo Gómez Ramírez

Docente, investigador y consultor en la Escuela de Ingeniería Electromecánica del Instituto Tecnológico de Costa Rica y la Universidad de Costa Rica. Es Doctor en Ingeniería del Instituto Tecnológico de Costa Rica. <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>

Rebeca Solís Ortega

Docente, investigadora y extensionista en la Escuela de Matemática del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Es máster en Ciencias de la Computación del Instituto Tecnológico de Costa Rica. <https://orcid.org/0000-0002-3065-8386>