

Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando ETAP

Simulation of the Central American interconnected electrical system using ETAP

Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez¹,
Gonzalo Mora-Jiménez², Carlos Meza³

Fecha de recepción: 3 de febrero, 2022

Fecha de aprobación: 17 de mayo, 2022

Gómez-Ramírez, G.A; Mora-Jiménez, G; Meza, C. Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando ETAP. *Tecnología en Marcha*. Vol. 36, Nº 2. Abril-Junio, 2023. Pág. 50-58.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v36i2.6007>


1 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: ggomez@itcr.ac.cr

 <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>

2 Centro Nacional de Control de Energía. Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica. Correo electrónico: gmoraji@ice.go.cr

 <https://orcid.org/0000-0001-9059-3388>

3 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Anhalt University of Applied Sciences, Germany. Correo electrónico: carlos.meza@hs-anhalt.de

 <https://orcid.org/0000-0002-7374-505X>

Palabras clave

ETAP; simulación de sistemas de potencia; sistemas de potencia; flujos de potencia; análisis computacional del sistema de potencia.

Resumen

El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) ha sido un motor de desarrollo para la región y a partir de su constitución los beneficios han sido cuantiosos mostrando avances socioeconómicos de gran importancia para los habitantes de la zona. El presente artículo muestra un modelado del Sistema Eléctrico Regional (SER) para realizar estudios de flujos de potencia usando el software ETAP (Electrical Transient Analyzer Program). Hasta donde tienen conocimiento los autores, solo existe un modelo del sistema regional centroamericano usando PSS/E (Power System Simulator for Engineering). En la presente investigación fueron simulados diversos escenarios, con condiciones de operación para distintas y variadas como son lo invierno y verano tanto en carga como generación en estado máximo, medio y mínimo. Se estudia una red de más de 2150 barras que abarca los países de Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Comparando los datos obtenidos de flujos de potencia entre ETAP y PSS/E, se obtuvieron resultados satisfactorios pues las variaciones fueron menores al 0.5% de los flujos de potencia entre los países y de esta manera se validaron los resultados de ETAP a las mismas condiciones de análisis. Se concluye que, para fines académicos o de investigación el sistema de potencia de interconexión de Centroamérica, es posible simularlo utilizando la herramienta de ETAP, en sustitución de PSS/E, siendo esta última la utilizada hoy día por los operadores de la red centroamericana.

Keywords

ETAP; power system simulation; power systems; load flow; power systems analysis computing.

Abstract

The Central American Countries Electric Interconnection System (SIEPAC) has been an engine of development for the region. From its establishment the benefits have been substantial, showing socio-economic advances of great importance for the area's inhabitants. This article shows a modeling of the Regional Electric System (SER) to carry out power flow studies using the ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) software. As far as the authors are aware, there is only one model of the Central American regional system using PSS/E (Power System Simulator for Engineering). In this article, various scenarios were simulated and analyzed, varied and different operating conditions such as winter and summer in maximum, medium and minimum load and generation are considered. The power grid studied is more than 2150 bus that covers all the countries: Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica and Panama. Comparing the results of power flows between ETAP and PSS/E, satisfactory results were obtained since the variations were less than 0.5% between the power flows among countries. In this way, the results of ETAP were validated under the same conditions of analysis. As a conclusion, for academic or research purposes, the Central American interconnection power system can be simulated using the ETAP software, instead of PSS/E, which is the one used nowadays by the Central American network operators.

Introducción

La región de Centroamérica tiene una extensión territorial de 522 760 km², una población cercana a los 50 337 000 habitantes y está compuesta por Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La región se encuentra interconectada con el Sistema de

Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC) y se rige por un Mercado Eléctrico Regional (MER) entre los países centroamericanos y México.

SIEPAC fue visualizado por los gobiernos centroamericanos y de España en 1987 con el Plan Puebla-Panamá. Los primeros estudios realizados hasta 1995 demostraron el potencial de oportunidades que tendría la región de llevarse a cabo una integración eléctrica entre los países [1]. En 1996, los gobiernos centroamericanos junto con el de España y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) firmaron el tratado marco para la ejecución del SIEPAC y la formulación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.

A pesar de los progresos que ha tenido la zona existen importantes retos en materia energética derivados de la desigualdad presente entre los países. A pesar de ello, ha habido avances de gran importancia especialmente después de los años noventa [2], [4]. Avances en acceso a la electricidad, utilización de recursos energéticos renovables, pero sobre todo en un aumento de la confiabilidad del sistema regional debido a la interconexión de los países, esto debido a que el contexto sociopolítico de la región ha cambiado profundamente propiciando mejores condiciones políticas para la consolidación del Mercado Eléctrico Regional [1].

La utilización de fuentes renovables en el mercado eléctrico regional ha hecho mostrar avances en temas de descarbonización pues ha habido importantes aportes hacia la no utilización de fuentes no renovables [3], [4]. El cuadro 1 muestra el crecimiento a partir del año 2014 de la integración del recurso renovables en el SER.

Las herramientas de simulación o software son capaces de analizar los distintos estudios del sistema de potencia [17][15] entre los que se pueden mencionar flujos de potencia, cortocircuito, estabilidad, confiabilidad entre otros.

La escogencia de este dependerá del costo y las capacidades que este pueda tener para con el requerimiento solicitado por el usuario. Con respecto a los estudios de flujos de potencia se presentan opciones de acuerdo al método numérico de solución como Gauss-Seidel, Newton-Rapson y Desacoplado-Rápido, no obstante, para estudios de grandes sistemas de potencia los que presentan mejor desempeño de convergencia son el Newton-Rapson y el Desacoplado-Rápido.

Cuadro 1. Capacidad Instalada según fuentes de generación.

Año	Capacidad Instalada MW						
	Hidráulica	Geotérmica	Eólica	Co-Generación	Solar	Biogás	Térmica
2014	5722.9	625.6	589.7	1152.4	8.4	6.4	5358.3
2015	6017.8	625.5	944.4	1412.1	528.3	9	5684.8
2016	6745.1	615	1026.2	1727.7	597.4	17.2	5773.6
2017	6925.8	650	1134.9	1769.8	815.5	20.9	5634.9
2018	7061.8	650	1196.4	1807.3	978.2	20.9	6284.9
2019	7196	706.5	1209.5	1844.8	1227.9	20.9	6167.81

Fuente: basado en [5]

Aplicaciones en redes eléctricas han sido la de Kumar et Al. [16] donde hace una comparación de herramientas de simulación a sistemas de potencia de prueba como lo son IEEE-9 y IEEE-14 barras. Utiliza cuatro softwares de simulación y evalúa los porcentajes de diferencias entre cada uno de ellos. Las diferencias máximas registradas fueron de 7.17% (IEEE-9) y 2.23% (IEEE-14).

Por otro lado, Hutcheon and Bialek [18] validan el modelo de flujos de potencia para el sistema continental europeo. Los resultados son satisfactorios y muestran una correlación del 95% en comparación con los flujos transfronterizos publicados a partir de 2009. El sistema simulado es de 1494 barras para un escenario de invierno. Ambos sistemas modelados [16],[18] se muestran diferencias sustanciales debido al número de barras modelado.

Este artículo muestra la simulación del SIEPAC usando ETAP. En esta se simula un estudio de flujos de potencia donde se incluyen los generadores, líneas de transmisión, transformadores, compensadores de potencia reactiva y cargas del sistema de potencia regional. Esta simulación permite realizar un estudio de flujo de potencia y perfiles de tensión al sistema eléctrico centroamericano ante distintos escenarios. La herramienta de simulación ETAP fue donada para la realización de estudios doctorales del autor principal.

Materiales y métodos

El SER se modeló y simuló a partir de los datos proporcionados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad. El cuadro 1 se muestra la capacidad de generación instalada en MW al año 2019 [5] y modelada usando ETAP. Se puede observar que predomina la generación hidráulica y termoeléctrica en un 39.17% y 33.57% respectivamente.

Respecto a la generación, se consideró de acuerdo con el recurso energético. Los generadores sincrónicos se modelaron como de polos lisos y polos salientes con el modelo de sexto orden ya que la información estaba disponible, sin embargo, las plantas solares y eólicas se modelaron usando los modelos incluidos para tales tipos de generación en el software ETAP.

En el software ETAP puede simular este tipo de generación ya que dispone de librerías con datos reales para contemplar dicho recurso, sin embargo, los datos originales, tenían asociados generadores genéricos por lo que hubo que investigar los recursos de dicha generación.

En el informe de CEPAL [5] se dispone de información para identificar las fuentes de generación según el recurso. En la base de datos original, la generación tiene asociada un nombre identificador, lo que facilitó ubicarla según el recurso a partir del informe de la CEPAL.

Cuadro 2. Producción histórica de Electricidad para Centroamérica.

AÑO	Generación GWh									% Generación		Demanda Máxima (MW)
	Hidráulica	Geotérmica	Eólica	Co-Generación	Solar	Biogás	Térmica	Público	Privado	REN	noREV	
2014	21341.8	3819	2080	2221.4	10.1	33	17354	16173.9	30685.3	62.97	37.03	7824.95
2015	22223.9	3664.5	3122.7	2615.3	590.7	46.9	17264.8	14580.6	34948.4	65.14	34.86	8095.62
2016	22490	3725.3	3279.3	3129.5	1166.7	8.6	17036.4	14054	36781.7	66.49	33.51	8274.08
2017	26829	3598.3	3197.7	3163.1	1458	60.9	13541.8	15768.3	36080.51	73.88	26.12	8420.28
2018	26568.1	3676.5	4423	3248.9	1756.3	71.2	13276.3	15014.6	38005.7	74.96	25.04	8509.39
2019	21454.5	4146.5	4386.2	3484.5	2165.6	74.1	18364.3	14017.2	40058.6	66.04	33.96	8863.1

REN: fuentes renovables. noREN: fuentes no renovables. Fuente: basado en [5]

Con respecto a la producción de electricidad en el cuadro 2 se observa la generación histórica de acuerdo con el recurso en la región, no obstante, la base de datos corresponde al 2021 por lo que los despachos simulados se encuentran en concordancia con lo mostrado en el cuadro 2, con el correspondiente ajuste debido al crecimiento histórico de la demanda eléctrica regional.

Se corrieron simulaciones del sistema eléctrico tomando en cuenta seis escenarios: invierno y verano, cada uno en máximo, medio y mínimo. El invierno se refiere a la época lluviosa (periodo entre los meses de mayo hasta diciembre) de la región mientras el verano es la estación seca (periodo entre los meses de enero hasta abril) por lo tanto los despachos de las plantas y la demanda de la carga cambian significativamente en la región en ambas estaciones variando significativamente los flujos de potencia. La condición máxima se refiere al periodo de máxima demanda, el medio al periodo valle y el mínimo al periodo nocturno.

El sistema de transmisión posee características para los diversos niveles de tensión que existen en la zona. Existe una interconexión binacional entre Guatemala-México con un nivel de tensión de 400 kV interconecta la región con el norte a través de una línea de transmisión de 98.6 km y dos transformadores de 225 MVA. La línea de transmisión de SIEPAC tiene una longitud total de 1789.23 km y se conecta con los países de la región a través de 18 subestaciones [6], [7]. La infraestructura actual está prevista para dos circuitos de 300 MW cada uno, no obstante, a la fecha solo está en operación uno.

El nivel de tensión del sistema regional que predomina es 230 kV, pero a nivel interno de los países se encuentran tensiones de 138, 115, 69, 43, 34.5, 24.9 kV entre otros. A nivel regional se han instalado 11302 km de líneas en 230 kV, 3967 km en 138 kV, 1833 km en 115 kV y 3965 km en 69 kV.

Además, se tiene instalado cerca de 1603 MVAR en compensación de potencia reactiva capacitiva mientras se tienen 594 MVAR en compensación de potencia reactiva inductiva. Las pérdidas técnicas [5] a nivel regional son del 16.8% en 2018 con un porcentaje de penetración eléctrica del 90.7%. Por último, en capacidad de transformación es de 57430 MVA en transformadores de dos y tres devanados.

Resultados obtenidos en la simulación realizada

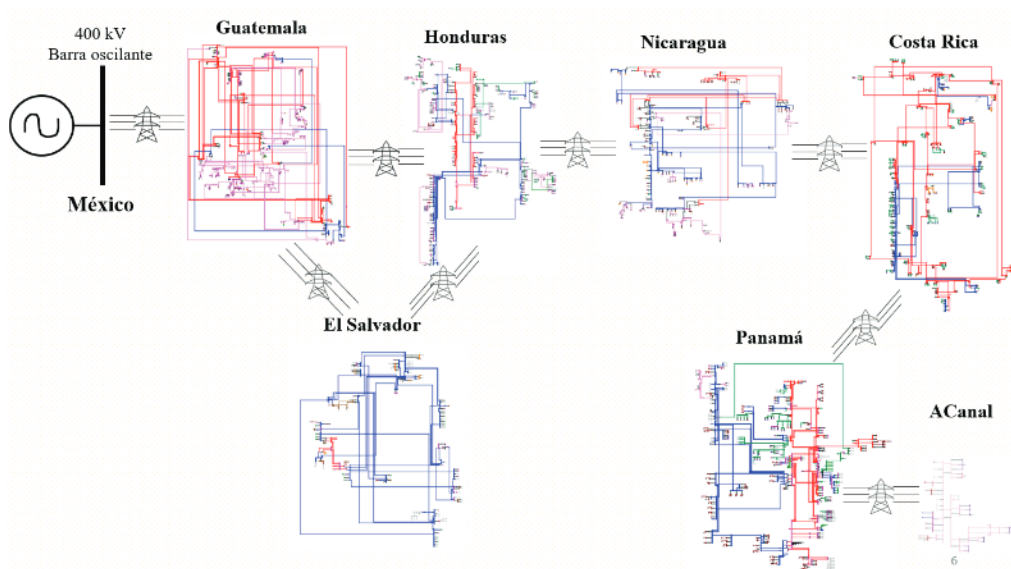


Figura 1. Vista General del Sistema Regional.

Simulado en ETAP

La figura 1 se muestra de forma general el sistema de potencia regional simulado en ETAP, en la que se simuló cada país de forma separada y se integró cada uno de ellos a través de las interconexiones. Todo el sistema regional está conectado a México desde Guatemala el cual

funge como la barra oscilante en el sistema simulado. Los elementos simulados en la red se describen en el cuadro 3 donde el sistema regional se simuló con más de 2150 barras en los niveles de tensión mencionados anteriormente.

Cuadro 3. Resumen de elementos a simulados en el sistema eléctrico regional.

Escenario	Período	Elementos simulados en la red	Resultados de la simulación con PSS/E	Resultados de la simulación con ETAP	Diferencias $\epsilon_0 - \epsilon_i$	Porcentaje de error
Invierno Máximo	17:00 horas hasta 21 horas	2192 B	Generación	Generación	Generación 61 MW	Generación 0.14%
		652 G	43628 MW	43567 MW	Carga	Carga
		852 Zp	Carga	Carga	90 MW	0.21 %
		137 S	43342 MW	43252 MW	Pérdidas 39 MW	
		2272 L	Pérdidas	Pérdidas		
		1210 T	286 MW	325 MW		
Invierno Medio	13:00 horas hasta 17:00 horas	2192 B	Generación	Generación	Generación 123 MW	Generación 0.28%
		650 G	43418 MW	43541 MW	Carga	Carga
		852 Zp	Carga	Carga	90 MW	0.21 %
		138 S	43133 MW	43223 MW	Pérdidas 32 MW	
		2272 L	Pérdidas	Pérdidas		
		1210 T	285 MW	317 MW		
Invierno Mínimo	21:00 horas hasta 05:00 horas	2192 B	Generación	Generación	Generación 42 MW	Generación 0.10%
		650 G	40234 MW	40192 MW	Carga	Carga
		851 Zp	Carga	Carga	58 MW	0.14 %
		113 S	40062 MW	40004 MW	Pérdidas 16 MW	
		2272 L	Pérdidas	Pérdidas		
		1210 T	172 MW	188 MW		
Verano Máximo	17:00 horas hasta 21 horas	2176 B	Generación	Generación	Generación 75 MW	Generación 0.17%
		640 G	43327 MW	43402 MW	Carga	Carga
		849 Zp	Carga	Carga	53 MW	0.12 %
		137 S	43140 MW	43193 MW	Pérdidas 16 MW	
		2253 L	Pérdidas	Pérdidas		
		1200 T	187 MW	209 MW		
Verano Medio	13:00 horas hasta 17:00 horas	2176 B	Generación	Generación	Generación 114 MW	Generación 0.26%
		640 G	43252 MW	43366 MW	Carga	Carga
		848 Zp	Carga	Carga	77 MW	0.18 %
		125 S	43064 MW	43141 MW	Pérdidas 37 MW	
		2253 L	Pérdidas	Pérdidas		
		1200 T	187 MW	224 MW		
Verano Mínimo	21:00 horas hasta 05:00 horas	2175 B	Generación	Generación	Generación 87 MW	Generación 0.22%
		639 G	40142 MW	40229 MW	Carga	Carga
		848 Zp	Carga	Carga	72 MW	0.18 %
		107 S	40064 MW	40136 MW	Pérdidas 13 MW	
		2272 L	Pérdidas	Pérdidas		
		1199 T	77 MW	90 MW		

B: Barras, G: Generadores, ZP: cargas, S: compensación de potencia reactiva, L: Líneas de Transmisión, T: Transformadores de Potencia

Discusión

El sistema eléctrico de potencia regional modelado consta de los elementos mostrados en el cuadro 3, tanto para la generación y transmisión. La simulación usando ETAP se valida contra los datos obtenidos por PSS/E, debido a que estos originalmente fueron comparados contra mediciones reales.

El CENCE tiene acceso directo a las mediciones regionales y por lo tanto valida estas mediciones contra los valores simulados en PSS/E. Variaciones de hasta ± 150 MW ($<0.5\%$ de los valores de PSS/E con respecto a ETAP) se consideran aceptables en esta simulación debido a la magnitud de la simulación y la cantidad de datos y elementos contemplados.

De acuerdo con el cuadro 3, se obtuvieron resultados aceptables en la simulación pues se alcanzaron porcentajes de error menores que el 0.5% para la generación y carga en el estudio de flujo de potencias. Las diferencias entre los valores se deben a que los escenarios proporcionados contemplan diversos manejos de cargas (algunas cargas no están conectadas), por lo que en la simulación propuesta usando ETAP toma en cuenta el total de la carga con el fin de simular la condición más extrema.

Es importante mencionar que en todos los casos (escenarios) abarcan más de 2150 barras, 650 generadores, 1200 transformadores, 2250 líneas de transmisión y 850 cargas. El sistema se encuentra simulado hasta la barra de distribución (secundarios de los transformadores), no obstante, los datos de la distribución no se tienen disponibles pues son propios de cada compañía eléctrica.

Una vez validado el estudio de flujos de potencia se presentan oportunidades para la academia para desarrollar investigación en el análisis estudios de confiabilidad y resiliencia [8]-[10] pues se puede valorar condiciones de salidas de generadores, líneas de transmisión y cargas, así como la reconfiguración del sistema ante eventos extremos. Del mismo modo, la integración de la energía renovable y el manejo de demanda [11]-[14] pues se pueden modelar la energía solar, eólica y el almacenamiento.

Asimismo, dado que se tienen incluidos todos los elementos de la red eléctrica, se pueden realizar análisis de cortocircuito, estabilidad transitoria y de tensión y cualesquiera de los utilizados en análisis y simulación de grandes redes de potencia ya que estos módulos están incluidos en la licencia académica.

Conclusiones

ETAP ofrece resultados similares a las mismas condiciones de análisis con respecto al software utilizado a nivel regional por los operadores centroamericanos pues los resultados fueron satisfactorios con respecto a su homólogo en el estudio de flujos de potencia. En dicho análisis los datos obtenidos muestran variaciones menores al 0.5% con respecto a los obtenidos con PSS/E.

La simulación se comparó en seis (6) escenarios regionales tanto en invierno y verano (máximo, medio y mínimo) con todos los elementos de la red como son los generadores, transformadores, líneas de transmisión y esquemas de compensación de potencia reactiva.

SIEPAC se ha desarrollado y constituido a través de los años supliendo los requerimientos energéticos de la región, por lo que obtener un modelo que permita el análisis y simulación es importante para la planificación y expansión del sistema.

Por esta razón, una herramienta de análisis de sistemas de potencia como la descrita anteriormente traerá grandes beneficios para que la academia y centros de investigación logren aportar conocimiento y proponer oportunidades tanto a nivel regional como de forma individual en los países.

Agradecimientos

Este artículo está soportado y apoyado por el Proyecto de Investigación VIE 5402-1341-1801 y la oficina de becas del Instituto Tecnológico de Costa Rica. De igual manera se agradece al CENCE-ICE por la colaboración con la base de datos y el apoyo ingenieril en la investigación doctoral. Del mismo modo a CFS SISTEMAS S.A (representante exclusivo de ETAP para Costa Rica) y a ETAP por proveer una licencia académica para el desarrollo del proyecto doctoral.

Referencias

- [1] C. E. Fallas Saborío, "Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central: Una historia exitosa de colaboración e integración regional". Gestión Documentación e Información GEDI-ICE, 2014.
- [2] C. Meza, "A review on the Central America Electrical Energy Scenario", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 566–577, 2014. doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.022
- [3] M. A. Lazo Vega, "Centroamérica y el cambio climático: De la planificación a la acción," *Realidad y Reflexión*, 2020 Año. 20, N° 51, p71-101, 2020. http://hdl.handle.net/11592/9461
- [4] G. A. Gómez-Ramírez, C. Meza, y S. Morales-Hernández, "Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas", *Tecnología en Marcha*, vol. 34, n.º 3, pp. Pág. 70–82, jun. 2021. doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352
- [5] CEPAL, "Estadísticas de producción de electricidad de los países del sistema de la integración centroamericana (SICA): datos preliminares a 2020," 2020. https://hdl.handle.net/11362/47019
- [6] EOR, "Tomo I: Planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028," 2019.
- [7] EOR, "Tomo II: Planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028," 2019.
- [8] Gómez-Ramírez, Gustavo Adolfo. "Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia." *Revista Tecnología en Marcha* 29.2 (2016): 3-13. doi.org/10.18845/tm.v29i2.2687
- [9] Cresta, M., Gatta, F. M., Geri, A., Maccioni, M., & Paulucci, M. (2021). "Resilience Assessment in Distribution Grids: A Complete Simulation Model. *Energies*", 14(14), 4303. doi.org/10.3390/en14144303
- [10] Mohamad, F., & Teh, J. (2018). "Impacts of energy storage system on power system reliability: A systematic review". *Energies*, 11(7), 1749. doi.org/10.3390/en11071749
- [11] Sharma, N., & Sankar, S. (2018, September). "Modeling and control of battery energy storage system for providing grid support services". In *2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC)* (pp. 1-5). IEEE. doi.org/10.1109/PSC.2018.8664018
- [12] Zhou, A., Yan, R., & Saha, T. K. (2019). "Capacity and control strategy design of isolated micro-grid with high renewable penetration". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(3), 1173-1184. doi.org/10.1109/TSTE.2019.2920274
- [13] Sperstad, I. B., Istad, M., Sæle, H., Korpås, M., Oleinikova, I., Hänninen, S. & Marinelli, M. (2020, October). "Cost-Benefit Analysis of Battery Energy Storage in Electric Power Grids: Research and Practices". In *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)* (pp. 314-318). IEEE. doi.org/10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248895
- [14] Zhu, Y., Liu, C., Sun, K., Shi, D., & Wang, Z. (2018). "Optimization of battery energy storage to improve power system oscillation damping". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(3), 1015-1024. doi.org/10.1109/TSTE.2018.2858262
- [15] L. Bam and W. Jewell, "Review: power system analysis software tools," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, 2005, pp. 139-144 Vol. 1, doi: 10.1109/PES.2005.1489097. doi.org/10.1109/PES.2005.1489097

- [16] Y. Kumar, V. K. Devabhaktuni and S. Vemuru, "Comparison of power system simulation tools with load flow study cases," 2015 IEEE International Conference on Electro/Information Technology (EIT), 2015, pp. 290-294, doi: 10.1109/EIT.2015.7293355. doi.org/ 10.1109/EIT.2015.7293355
- [17] P. Selvan and R. Anita, "Revelation for New User to Select Power System Simulation Software", 5003, vol. 1, no. 7, pp. 366-375, Nov. 2011. <https://archive.aessweb.com/index.php/5003/article/view/3308>
- [18] N. Hutcheon and J. W. Bialek, "Updated and validated power flow model of the main continental European transmission network," 2013 IEEE Grenoble Conference, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/PTC.2013.6652178. doi.org/ 10.1109/PTC.2013.6652178