

Evaluación de Oportunidades por Penetración de ERNC e Intercambio Regional entre Angola, RDC, Zambia y Tanzania

Autor: Joaquin Bernassa Blixen

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE edición 2024

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

Contenido

Introducción.....	5
Objetivo	6
Metodología.....	6
PRIMERA PARTE: Descripción General de los Sistemas	8
Demanda	8
Generación	9
Fuentes de Energía	9
Recursos Fósiles.....	9
Recurso Hídrico	10
Recurso Eólico	12
Recurso Solar	12
Consideraciones Generales de los Recursos Primarios	13
SEGUNDA PARTE: Descripción General del Simulador	14
Modelado de los Principales Actores	15
Demanda	15
Centrales Termoeléctricas	16
Centrales Hidroeléctricas.....	18
Parques Eólicos.....	21
Parques Fotovoltaicos	22
Red Electrica	22
Modelado de las Principales Fuentes.....	23
Series de Caudales	23
Modelado CEGH Principales Caudales	23
Modelado Caudales Restantes	24
Series de Índices de Precio de Combustibles.....	25
Modelado CEGH Combustibles	25

Series de Velocidad de Viento y Radiación	25
Modelado CEGH Eólica y Solar	26
TERCERA PARTE: Primeros Resultados	27
Principales Hipótesis y Características de la Sala:	27
Resultados Obtenidos y Análisis Preliminar	29
Consideraciones Finales.....	39
Conclusiones	39
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	40

Índice de Tablas

Tabla 1: Principales Referencias Oficiales	6
Tabla 2: Descripción de los Escenarios	7
Tabla 3: Capacidad Instalada por Fuente (MW).....	9
Tabla 4: Reservas Probadas de Hidrocarburos.....	10
Tabla 5: Calculo de CVC Ciclos Combinados	17
Tabla 6: Parámetros Principales Generadores Térmicos Básicos	17
Tabla 7: Parámetros Principales Generadores Térmicos Combinados.....	18
Tabla 8: Parámetros Generales CH	19
Tabla 9: Parámetros Principales CH Angola	19
Tabla 10: Parámetros Principales CH Zambia	20
Tabla 11: Parámetros Principales CH RDC y Tanzania	20
Tabla 12: Parámetros Principales CH con Embalse.....	20
Tabla 13: Características Generales Parques Eólicos	22
Tabla 14: Características Generales Parques Fotovoltaicos.....	22
Tabla 15: Costos Unitarios de Referencia Sistema de Transmisión.....	23
Tabla 16: Series Históricas Principales Ríos.....	24
Tabla 17: Series Históricas de Precios de Combustibles	25
Tabla 18: Despacho Promedio por Fuente 2041-2044.....	30

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Consumo de Energía Electrica por Sector	8
Ilustración 2: Mapa Recursos Hídricos	11
Ilustración 3: Mapa Recurso Eólico	12
Ilustración 4: Mapa Recurso Solar	13
Ilustración 5: Esquema General del Modelo.....	14
Ilustración 6: Curvas de Carga Diarias.....	15
Ilustración 7: Curvas de Velocidad-Potencia Aerogeneradores	21
Ilustración 8: Multi-Fuente Caudales Secundarios	24
Ilustración 9: Despacho Promedio Semanal 2041-2044 (Esc. 2)	31
Ilustración 10: CAD Acumulado 2041-2044 (Esc. 0)	32
Ilustración 11: CAD Acumulado 2041-2044 (Esc. 1)	32
Ilustración 12: CAD Acumulado 2041-2044 (Esc. 2)	33
Ilustración 13: Costo Medio de Energía Semanal (Esc. 0)	33
Ilustración 14: Costo Medio de Energía Semanal (Esc. 1)	34
Ilustración 15: Costo Medio de Energía Semanal (Esc. 2)	34
Ilustración 16: Histograma de Permanencia Angola (Esc. 0)	35
Ilustración 17: Histograma de Permanencia Angola (Esc. 2)	36
Ilustración 18: Histograma de Permanencia RDC (Esc. 0).....	36
Ilustración 19: Histograma de Permanencia Zambia (Esc. 0)	37
Ilustración 20: Histograma de Permanencia Zambia (Esc. 2)	38
Ilustración 21: Histograma de Permanencia Tanzania (Esc. 2).....	38

Introducción

Más de 5 personas de cada 10 se encuentran al margen del sistema eléctrico nacional (SEN) en Angola, Tanzania y Zambia y se eleva a 8 de cada 10 en la República Democrática del Congo (RDC) (WB, 2024). Esto se traduce en más de 100 millones de personas (solamente en estos 4 países) sin acceso a energía eléctrica de forma asequible, segura, sostenible y moderna, contraponiéndose al cumplimiento del séptimo objetivo de desarrollo sostenible trazado por la ONU para 2030. Esta población, debe recurrir para la satisfacción de los requerimientos mínimos de subsistencia, a las expresiones más rudimentarias del uso de biomasa, carbón o en el mejor de los casos a la generación de energía eléctrica de forma irregular e insegura a partir de moto generadores locales.

Por su parte, el contingente de estas poblaciones que sí acceden al suministro de los SEN, cuentan con servicios de baja confiabilidad con cortes de energía recurrentes, tanto por políticas de racionamiento, como por fallas de diversa naturaleza surgidas en el seno del sistema. El siguiente apartado de *Increasing Access To Electricity In The Democratic Republic Of Congo* resume algunos de los principales problemas a los que se enfrenta el sector eléctrico de RDC, que representa en mayor o menor medida la realidad de los cuatro países (World Bank, 2020):

“All segments of electricity demand are severely constrained by supply. Most demand in the residential sector is unmet, partly because DRC has one of the largest deficits in electricity access in the world and high geographical disparities. So is industrial demand. Mines in the South, for example, rely on a combination of domestic power, imported electricity through the DRC-Zambia interconnector and self-generation using diesel transported over long distances by barges on the large rivers, trucks and two-wheelers. Less than half of this known demand from the South is currently met, constraining the sector’s output”.

Cabe señalar que no es únicamente la oferta el principal limitante al que se enfrentan dichos sistemas, sino que van acompañados de redes de transmisión y distribución absolutamente reducidas, centralizadas y obsoletas que dificultan enormemente el abastecimiento de la demanda. Este problema es exacerbado por una alta tasa de crecimiento poblacional, situada en promedio en torno al 3% anual, envolviendo aproximadamente 7 millones de personas más cada año, con su efecto en un sustancial crecimiento anual de la demanda.

En contra partida, el desarrollo de las tecnologías de generación tanto a partir de combustibles fósiles como de renovables, como a su vez, el alto potencial y diversidad de recursos disponibles en dicha región, hace económicamente viable encontrarle una solución al problema. Es menester, para tal cometido, realizar un exhaustivo trabajo de planificación de la

expansión de los SEN en vista de obtener perspectivas claras que permitan desarrollar los sistemas de forma óptima y sostenible.

En el marco del curso de simulación de sistemas de energía eléctrica, el cual tiene fines exclusivamente didácticos de implementación del software SimSEE, se pretende aprovechar la instancia para acompañar en el estudio del objeto descrito, a partir de esta herramienta de modelado, optimización y simulación, que permite bosquejar y analizar escenarios futuros posibles de los SEN en función de sus posibilidades reales de producción y desarrollo.

Objetivo

Modelar los sistemas nacionales de potencia de Angola, República Democrática del Congo (RDC), Tanzania y Zambia y presentar escenarios preliminares que permitan ilustrar oportunidades de intercambio regional y de beneficios por penetración de renovables no convencionales en escala ampliada, para el periodo 2040-2045.

Metodología

Para la elaboración del modelo, se toma como fuente de datos principal los planes de expansión oficiales existentes de cada país y del Southern African Power Pool (SAPP), en conjunto con otros de organismos internacionales de referencia. Los mismos son listados a seguir:

Tabla 1: Principales Referencias Oficiales

Titulo	Emisor	Periodo
The Project for Power Development Master Plan in the Republic of Angola	Japan International Cooperation Agency	2017-2040
The Power System Master Plan	United Republic of Tanzania Ministry of Energy	2020-2044
Power System Development Master Plan for Zambia 2010-2030	Republic of Zambia Ministry of Energy and Water Devolpment	2010-2030
Increasing Access to Electricity in the Democratic Republic of Congo	The World Bank	2020-2030
SAPP POOL PLAN 2017	Southern African Power Pool	2017-2040

Fuente: Elaboración Propia.

A partir de la información recabada en los documentos citados, se define un escenario base supuesto con la composición de cada sistema al 2040. Establecido lo anterior y a partir del mismo, se definen dos escenarios más conjugando mayor intervención de ERNC e interconexión entre países. Los escenarios modelados en este trabajo son los siguientes:

Tabla 2: Descripción de los Escenarios

Esc.	Nombre	Descripción	Capas
0	Business as Usual	Escenario base elaborado a partir de la síntesis de supuestos de las referencias oficiales a 2040	0
1	Penetración de ERNC	Se incluyen emplazamientos de ERNC de grande porte en puntos estratégicos de alto recurso. Por extensión: <ul style="list-style-type: none"> • 10 GW de Solar PV en Angola • 1.6 GW de Solar PV y 4 GW de Eólica en Tanzania • 1.8 GW de Solar PV y 2 GW de Eólica en Zambia 	0;1
2	Integración Regional	A la capacidad instalada definida en el escenario 1, se interconectan los 4 sistemas permitiendo intercambios entre los mismos, con una capacidad de 4GW entre ANG-RDC y 1GW en las restantes.	0;1;2

Fuente: Elaboración Propia.

La formulación de estos escenarios será detallada más adelante. Se pretende evaluar los resultados de forma comparativa orientando el análisis cualitativamente a la capacidad que tienen los sistemas de complementarse con respecto al comportamiento dinámico-estocástico de sus recursos renovables.

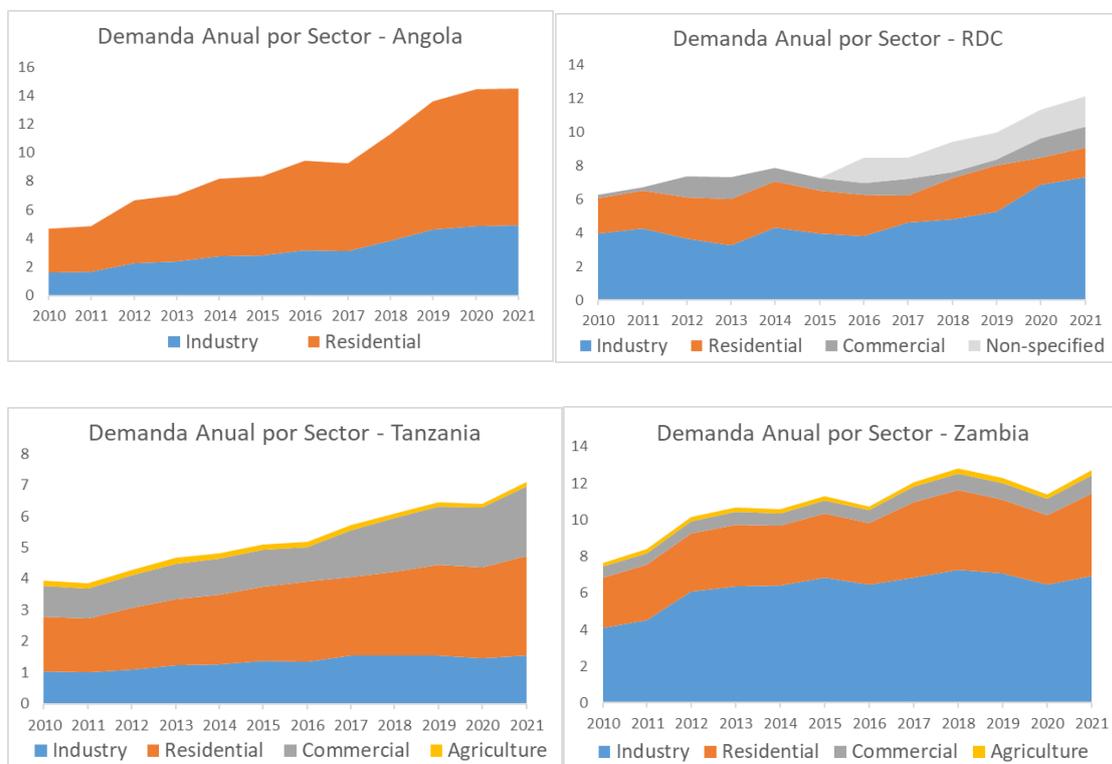
PRIMERA PARTE: Descripción General de los Sistemas

En este apartado se presenta sucintamente las principales características de los sistemas eléctricos nacionales de los cuatro países. Comenzando por la dualidad demanda-generación en la actualidad y en perspectiva de mediano plazo, para luego completar una impresión global con la caracterización de los recursos primarios de energía disponibles.

Demanda

En los gráficos abajo se ilustra el consumo de energía eléctrica total anual de cada país por sector para el periodo 2010-2021.

Ilustración 1: Consumo de Energía Eléctrica por Sector



Fuente: Elaboración Propia partir de IEA *World Energy Balances 2024*

Como se puede ver, los principales sectores electro-intensivos son el residencial y el industrial. En RDC y Zambia predomina el primero y en Angola y Tanzania el segundo. En cuanto a la dimensión del mercado energético en la actualidad, Angola, RDC y Zambia presentan un consumo anual similar en torno a los 12-14 TWh (1400 a 1600 MWmed aprox.) y Tanzania un escalón por debajo, apenas superando los 7 TWh en el último año (800MWmed aprox.).

Respecto a los picos máximos anuales de demanda se reportaron valores para RDC y Angola en torno a los 1900MW (ARE, 2023; RNT, 2021), 1120 MW para Tanzania (TMOE, 2020)

y por debajo de los 1800MW para Zambia. En todos los casos, los picos implican cortes en el suministro por incapacidad de abastecer dicha potencia.

Generación

La Tabla 3 resume la capacidad instalada por fuente para cada país en la actualidad:

Tabla 3: Capacidad Instalada por Fuente (MW)

SEN	Hidro	Termo	Eólica	Solar	Total
Angola	3676	2169	0	270	6115
RDC	2901	76	0	0	2977
Tanzania	573	992	0	0	1565
Zambia	2786	470	0	101	3357

Fuente: Elaboración Propia.

Respecto a la composición de la térmica en cada país, en Angola y RDC predomina el uso del diésel como fuente primaria de combustible, en Tanzania es casi en su totalidad alimentado por gas natural (GN) y para el caso de Zambia predomina el uso de carbón.

Cabe destacar que la incipiente incorporación de parques fotovoltaicos (PFV), tanto centralizado como micro redes, responde a la apuesta de la región de los últimos años y se prevé un crecimiento paulatino, pero relativamente sostenido en el corto plazo. Respecto a las centrales hidroeléctricas (CH) y térmicas (CT), la gran mayoría fueron instaladas en el periodo colonial y se presentan en malas condiciones, con factores de disponibilidad bajos. Otro gran problema que atraviesa la región es la baja confiabilidad de suministro de los combustibles, de lo cual no puede darse por supuesto su disponibilidad, implicando una reducción adicional en su correspondiente factor.

Fuentes de Energía

Pese a las condiciones críticas descritas arriba, la región se caracteriza por contar con una extensa y variada oferta de energéticos de diversas fuentes. Desde recursos fósiles convencionales (petróleo, gas natural, carbón) como a su vez de fuentes renovables como son el recurso hídrico, eólico, geotérmico y solar, que le otorgan el potencial necesario para ampliar y diversificar su oferta a partir de diferentes tecnologías con costos variables reducidos y sostenibles en el tiempo.

Recursos Fósiles

En la siguiente tabla se presenta las reservas probadas de los principales energéticos de origen fósil por país:

Tabla 4: Reservas Probadas de Hidrocarburos

País	Petróleo (10 ⁶ barriles)	Gas Natural (10 ⁹ cf)	Carbón (10 ⁶ TM)
Angola	8423	9711	0
RDC	180	35	97
Tanzania	0	230	296
Zambia	0	0	49.6

Fuente: Elaboración Propia.

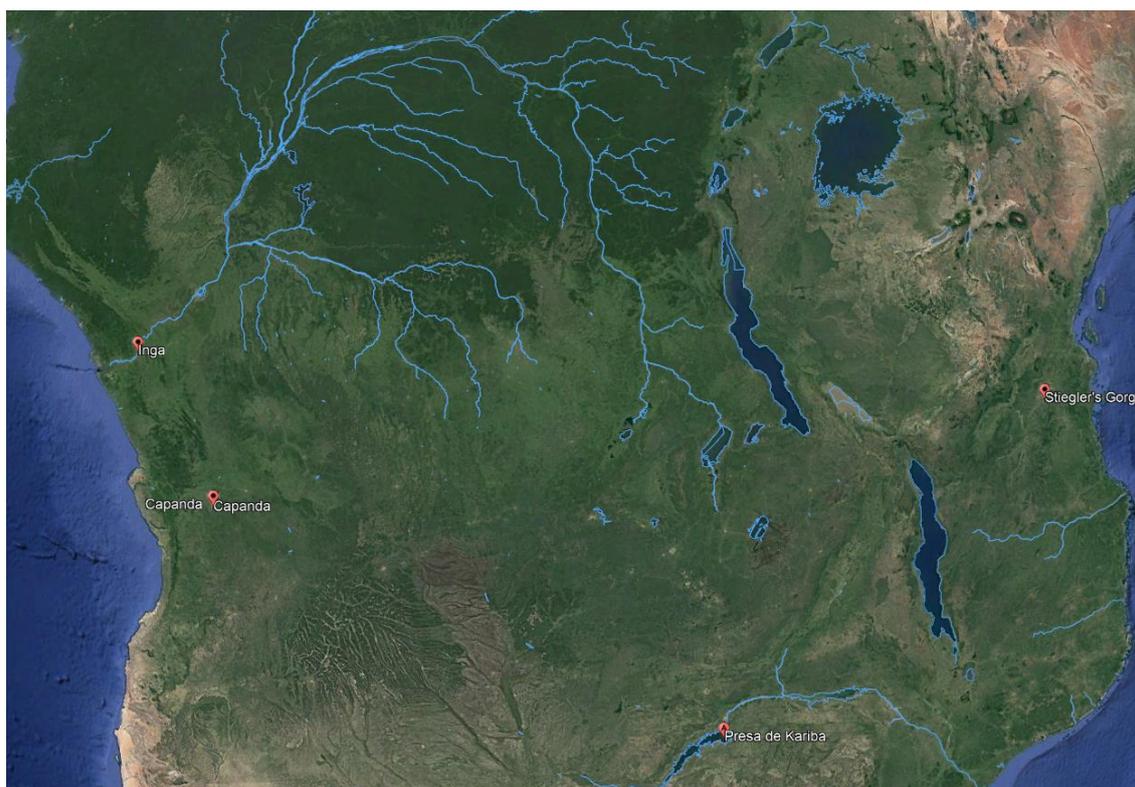
Para el caso de Angola, pese a las importantes reservas de petróleo y GN asociado, su capacidad de refinación y procesamiento en la actualidad es reducida, debiendo importar prácticamente el total de los derivados que consume en el mercado doméstico. Por su parte, respecto al GN, se encuentran en obras las infraestructuras que permitirán abastecer el suministro de la única central de ciclo combinado instalada hasta ahora. RDC con reservas considerablemente inferiores, sufre limitantes similares, impidiendo generar garantías de suministro para los distintos parques térmicos.

Tanzania dispone de GN y carbón, con una producción relativamente estable y se prevé a futuro seguir profundizando su explotación. Zambia dispone únicamente de carbón, el cual le permite actualmente abastecer su mercado doméstico. Sin embargo, se manejan la posibilidad de garantizar distintos escenarios de expansión con importación de los países vecinos.

Recurso Hídrico

África subsahariana cuenta con gran hidraulicidad, destacándose por sobre todo la cuenca del Congo, que atraviesa prácticamente todo el país. Se estima para para RDC un potencial hidroeléctrico total de 100 GW a lo largo de todo su territorio. El mayor exponente sería el emplazamiento hidroeléctrico del Grand Inga, proyecto en fase de estudio del cual se estima alcanzar una capacidad instalada de 44 GW, con lo cual se convertiría en la mayor hidroeléctrica del mundo. El río Congo cuenta con un caudal medio anual de 41mil m³/s con saltos que van desde los 60 a los 150m de altura.

Ilustración 2: Mapa Recursos Hídricos



Fuente: Elaboración Propia. Extraído de *Google Earth*.

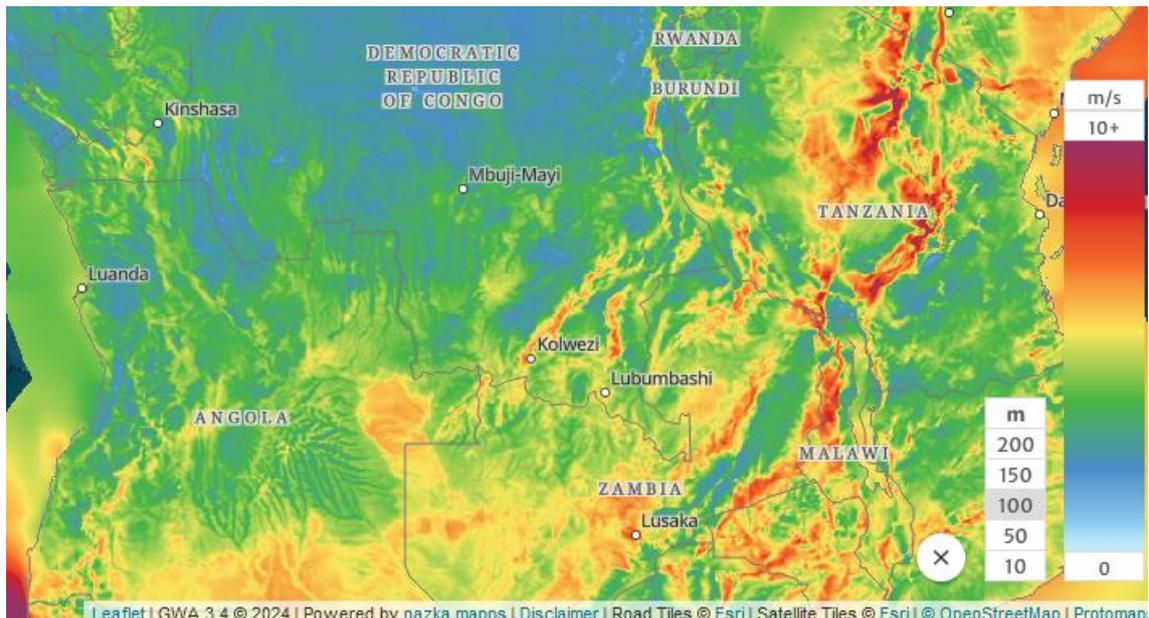
Por su parte, Angola con un potencial hidroeléctrico de 18 GW, concentra sus principal explotación actual y futura en el Rio Kwanza, al noroeste del país, el cual dispone de un caudal medio de 680 m³/s y saltos que alcanzan los 200m de altura. En la imagen se puede identificar la represa de Capanda, principal embalse del país, el cual regula el caudal del rio de las centrales más importantes, aguas abajo del mismo.

En Zambia los ríos Zambezi y Kafue, con caudales medios anuales de 1235 y 271 m³/s y saltos que superan los 100 y 350m respectivamente, representan prácticamente la totalidad de un potencial estimado en 6.5 GW. El primero vierte sus aguas en el Lago Kariba, tercer reservorio más grande del continente, disponibilizando un volumen de 185 mil Hm del cual se abastece la central binacional Kariba (compartida con Zimbawe). Finalmente, en Tanzania, con un recurso hidroeléctrico potencial de 7 GW, se destaca el Rio Rufiji, el cual dispone de un caudal medio anual de 875 m³/s y caídas en torno a los 100m de altura, donde estarían ubicados los principales proyectos hidroeléctricos del país.

Recurso Eólico

Si bien el recurso eólico en dicha región no está catalogado como uno de sus mayores fuertes, se manifiesta un corredor con alto potencial a lo largo de la meseta de los grandes lagos, ubicada en la región oriental de Zambia y central de Tanzania. En la misma, se encuentran diversos puntos que disponen de velocidades medias anuales superiores a los 9 m/s. Particularmente para Tanzania se identifica un potencial eólico superior a los 230 GW para a lo largo de todo el país (Teske et al., 2024).

Ilustración 3: Mapa Recurso Eólico

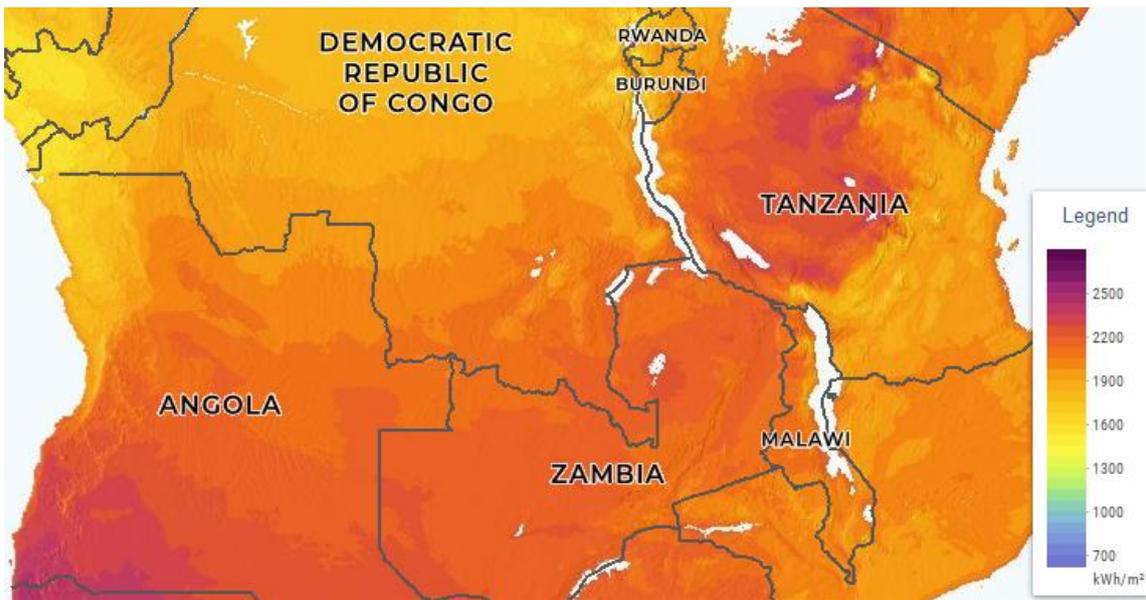


Fuente: Elaboración Propia. Extraído de *Global Wind Atlas*.

Recurso Solar

África se caracteriza por tener el mayor potencial de recurso solar del mundo, principalmente al norte en el desierto del Sahara y al sur, en el desierto de Kalahari. Los cuatro países disponen de regiones idóneas para el desarrollo de parques fotovoltaicos (PFV), para los cuales se estima una capacidad instalable en torno a los 3 GW para RDC, Zambia y Tanzania (cada uno) y mayor a los 17 GW para el caso de Angola, distribuible a lo largo de toda la región sur del país.

Ilustración 4: Mapa Recurso Solar



Fuente: Elaboración Propia. Extraído de *Global Solar Atlas*.

Consideraciones Generales de los Recursos Primarios

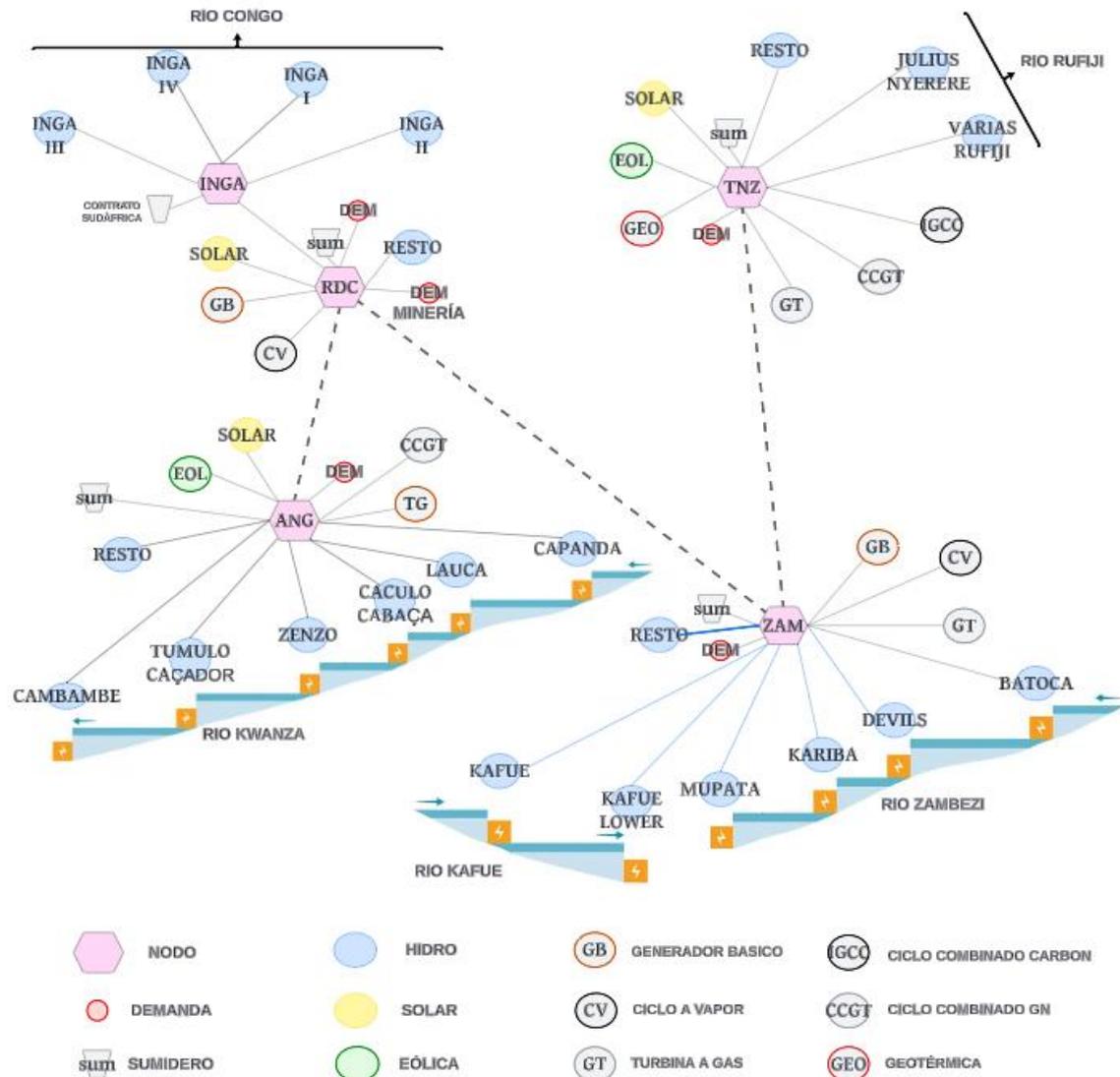
Además de todos los recursos listados arriba, se distingue el potencial geotérmico en RDC y Tanzania del cual, para este último, se ha profundizado en su análisis y hace parte del mix de expansión actualmente en cartera, con una capacidad de hasta 5 GW. Cabe señalar que, pese a no ser considerados en los principales planes de expansión y consecuentemente en este trabajo, los cuatro países disponen de altos recursos en materia de biomasa y por su parte, RDC y Tanzania, cuentan con reservas de Uranio.

En síntesis, la composición de la oferta de energía primaria en estos países, tanto en recursos fósiles como renovables, permite suponer, en primera instancia, una concentración más que suficiente de recursos y en su conjunto, un alto potencial de complementariedad interregional.

SEGUNDA PARTE: Descripción General del Simulador

El sistema eléctrico de cada país es representado por modelos uni-nodales con demanda global y centrales de generación agrupadas por fuente y por su función en el despacho. Un esquema de la estructura general del modelo se presenta a seguir:

Ilustración 5: Esquema General del Modelo



Fuente: Elaboración Propia.

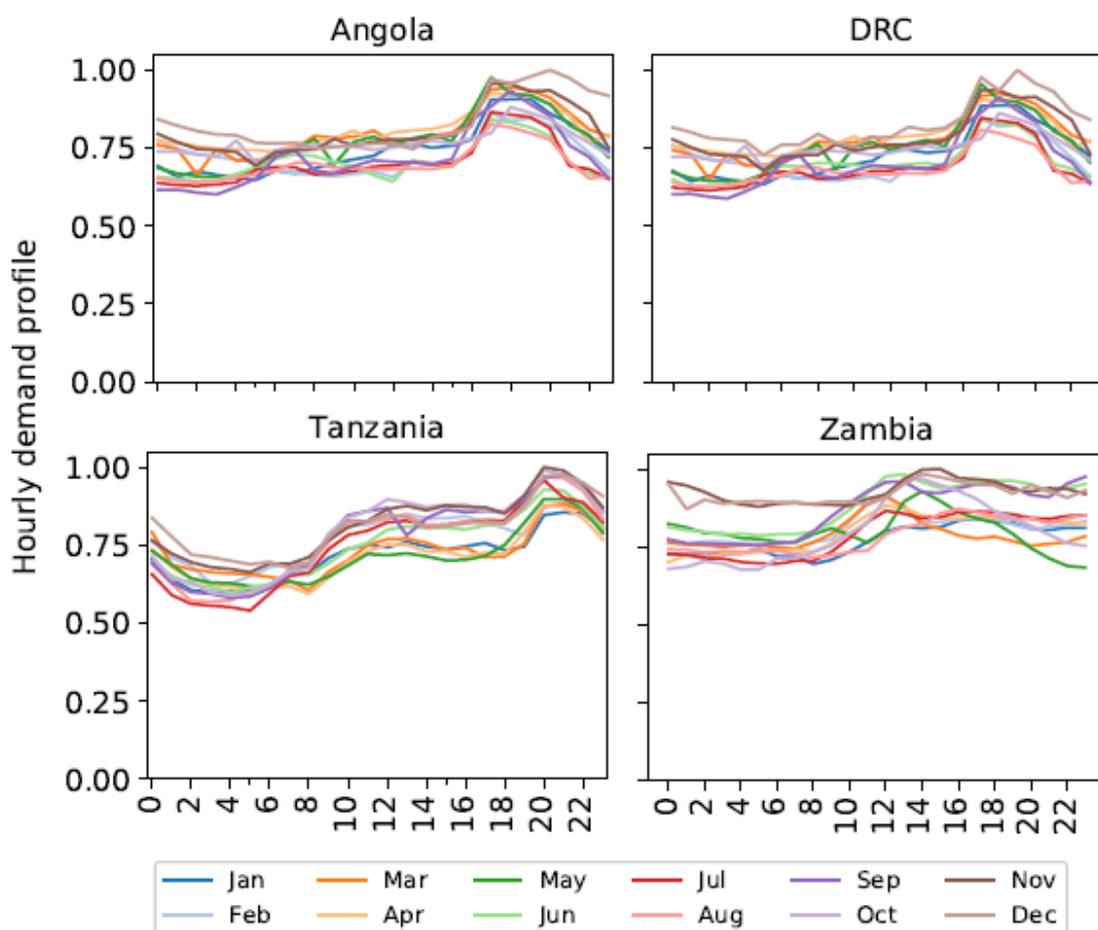
Específicamente, para las grandes centrales hidroeléctricas situadas en los principales ríos de cada país, se procede a realizar un modelo detallado de cada una. En línea punteada, se representan las futuras posibles interconexiones, acordes a lo que se prevé según (SAPP, 2017b). A continuación, se describe cómo fueron modelados los principales actores.

Modelado de los Principales Actores

Demanda

Las demandas de cada país fueron modeladas bajo el actor demanda horaria año base y vector de energía anual. Para ello, fue construidas matrices horarias tomando como año de referencia el 2018 a partir de las siguientes curvas de carga diarias representativas (Chowdhury et al., 2022):

Ilustración 6: Curvas de Carga Diarias



Fuente: Adaptado de (Chowdhury et al., 2022)

Asumiendo una relación inter-semanal de 1-0.95-0.90 correspondiente a días hábiles, sábados y domingos (y feriados) respectivamente, se obtienen 36 curvas horarias por país. Mediante interpolación lineal y calibrando la matriz para respetar los perfiles mensuales citados y el factor de carga anual estimado en (SAPP, 2017a), se obtienen matrices de potencia de 8760 en por unidad de punta máxima, para cada uno de los países. Por su parte, el consumo anual de energía fue obtenido de las previsiones documentadas en (JICA, 2018; SAPP, 2017a; TMOE,

2020; ZMOE, 2010) para el horizonte 2020-2040. Dichos vectores son posteriormente extendidos por extrapolación lineal hasta el año 2051, para así cubrir el horizonte de estudio.

Específicamente para el caso de RDC, se incluyen dos elementos más de carga: la demanda del sector minero y el convenio establecido con Sudáfrica en el *Treaty on the Grand Inga Hydropower Project between the Republic of South Africa and The Democratic Republic of Congo* (JPTC, 2013) por su acuerdo de participación en la construcción de la represa Inga III. El primero se modela bajo el mismo tipo de actor como una carga plana de 11 GWh anuales con una tasa de crecimiento anual de 4%, según lo estimado por (World Bank, 2020). La segunda, a partir del actor Spot de Mercado a una potencia de 2500 MW fija y un precio unitario de 1 USD/MWh. Para esta última, se le incluye un nodo adicional que la conecta únicamente con las represas del Inga, para que solamente estas últimas puedan satisfacer dicha carga, ya que el nodo es conectado por un arco autoproducer unidireccional con el nodo principal de RDC (ver esquema Ilustración 5).

Centrales Termoeléctricas

Los parques de generación termoeléctrica (CT) fueron clasificados por fuente de energía y por su función en el despacho, correspondiéndole a cada grupo su propio actor. Las centrales simples constituidas por motores diésel, las turbinas a gas, los ciclos a vapor de las centrales a carbón y las geotérmicas fueron modeladas con el actor generador térmico básico. Por su parte, para las centrales de ciclo combinado a gas (CCGT) y las de gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC) se empleó el de generador térmico con ciclo combinado.

La potencia máxima de cada actor, los factores de disponibilidad y los costos variables combustibles (CVC) fueron obtenidos de (JICA, 2018; SAPP, 2017a, 2017b; TMOE, 2020; World Bank, 2020; ZMOE, 2010). el TMR fue arbitrado para todos los casos en 72 horas. Para los ciclos combinados, el mínimo técnico y las eficiencias globales de planta fueron obtenidos de (IRENA, 2019). Por su parte, para obtener los CVC al mínimo técnico se utilizó la siguiente ecuación (Dammert et al., 2008):

$$CVC = CUC \frac{3600}{PCI\eta_{CTE}}$$

En que CUC es el costo unitario del combustible, PCI el poder calorífico inferior y η_{CTE} la eficiencia global. En la siguiente tabla se ilustran los valores empleados y obtenidos.

Tabla 5: Calculo de CVC Ciclos Combinados

Costos Variables Combustible (USD/MWh)	Ciclos Combinados					
	Ciclo Cerrado			Ciclo Abierto		
	TNZ_IGCC	TNZ_CCGT	ANG_CCGT	TNZ_IGCC	TNZ_CCGT	ANG_CCGT
Incremental (USD/MWh)	27.956	38.834	16.955	37.123	52.805	24.986
Al Minimo Técnico (USD/MWh)	35.16	48.84	20.20	46.69	66.41	29.77
Consumo Especifico de Combustible Nom (kg/kwh)	0.447	0.113	0.119	0.593	0.153	0.176
Heat Rate Nom (kj/kwh)	8977	6090	6429	11921	8281	9474
Eficiencia nom (%)	40%	59%	56%	30%	43%	38%
Consumo Especifico de Combustible al MT (kg/kwh)	0.562	0.142	0.142	0.746	0.153	0.176
Heat Rate al MT (kj/kwh)	11290	7659	7659	14992.	8281	9473
Eficiencia al MT (%)	32%	47%	47%	24%	43%	0.38
Costos Variables Combustible (USD/MWh)	Ciclos Combinados					
	Ciclo a Vapor					
	TNZ_IGCC	TNZ_CCGT	ANG_CCGT			
Incremental (USD/MWh)	9.623	10.891	0.892			
Al Minimo Técnico (USD/MWh)	12.103	13.698	1.063			

Fuente: Elaboración Propia.

Es importante destacar que los ciclos combinados pueden operar tanto en ciclo abierto como cerrado y por esto se debe calcular el CVC para ambas configuraciones. Considerando que todas las combinadas son del tipo 2x1, el CVC del ciclo a vapor se obtiene de la diferencia proporcional entre el CVC total y el obtenido anteriormente para el ciclo abierto. Con esto, en la siguiente tabla se resumen los principales parámetros de todos los actores térmicos modelados:

Tabla 6: Parámetros Principales Generadores Térmicos Básicos

Parámetro	RDC_GB	ZAM_GB	TNZ_GT	TNZ_Geo.	ANG_GT	RDC_Coal	ZAM_Coal
Potencia max (MW)	9.64	6.56	33.17	130.00	125	25	25
FD	0.90	0.97	0.95	0.93	0.92	0.90	0.90
TMR	72	72	72	72	72	72	72
CVIncremental (USD/MWh)	93.71	94	52.95	9.27	24.99	36.03	36.38
CVNC (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0
Capacidad Instalada Total (MW)	318	105	398	780	2250	250	500
Cantidad de Centrales	33	8	12	3	18	2	4
Unidades Disponibles Modeladas	33	16	12	6	18	10	20
Combustible Principal	Diesel	Diesel	GN		Diesel	Carbón	Carbón

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 7: Parámetros Principales Generadores Térmicos Combinados

Parámetro	TNZ_CCGT	TNZ_IGCC	ANG_CCGT
Turbina de Gas			
Minimo Técnico (MW)	94	147	125
Potencia max (MW)	188	293	250
FD	0.95	0.92	0.92
TMR	72	72	72
CV al MT (USD/MWh)	66.41	46.69	29.77
CVIncremental (USD/MWh)	52.81	37.12	24.99
CVNC (USD/MWh)	0	0	0
Turbina de Vapor			
Minimo Técnico (MW)	93.85	146.67	125.00
Potencia max (MW)	187.71	293.33	250.00
FD	0.95	0.92	0.92
TMR	72	72	72
CV al MT (USD/MWh)	13.70	12.10	1.06
CVIncremental (USD/MWh)	10.89	9.62	0.89
CVNC (USD/MWh)	0	0	0
General			
Capacidad Instalada Total (MW)	4505	4400	4125
Cantidad de Centrales	8	5	5.5
Unidades Disponibles Modeladas	16	10	11
Combustible Principal	GN	Coal	GN
Factor de potencia CC	0.5	0.5	0.5

Fuente: Elaboración Propia.

Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas (CH) de grande porte ubicada en los principales ríos de los cuatro países (ríos Kwanza, Congo, Zambezi, Kafue y Rufiji) fueron modeladas individualmente con los actores de pasada o con embalse según su función en el despacho y sus características morfológicas. Las restantes fueron agrupadas por país y modeladas como centrales de pasada. Específicamente para el caso de Tanzania, hay varias centrales de pequeño porte en el rio Rufiji y se modelan bajo un mismo actor. Se define para todas ellas los siguientes parámetros generales:

Tabla 8: Parámetros Generales CH

Parámetro	Valor
Área de la cuenca (ha)	0
Costo Variable del agua (USD/Hm3)	0
Coefficientes de afectación del salto	0
Rendimiento (p.u.)	0.97
Factor de disponibilidad (p.u.)	0.9
Tiempo de reparación (horas)	72

Fuente: Elaboración Propia.

Para los casos en los que no se cuenta con las cotas, se utiliza directamente el salto útil de la represa. Por su parte, cuando no se dispone de los valores de caudales turbinables, estos son estimados en base a los principales parámetros de diseño, empleando la siguiente ecuación:

$$P_e = \eta_{TG} \rho V g H_u$$

La misma relaciona la potencia eléctrica, la eficiencia del grupo turbogenerador, la densidad del agua, el caudal, la constante gravitatoria y el salto útil. A continuación, se presenta un resumen de los parámetros de las CH modeladas:

Tabla 9: Parámetros Principales CH Angola

Nombre	Zenzo	Lauca	Caculo Cabaça	Cambambe I	Cambambe II	Tumulo Caçador	RestoCH
Nodo	Angola	Angola	Angola	Angola	Angola	Angola	Angola
Aportes	0	0	0	0	0	0	ANG_Resto
hToma	96.5	850	215	145	145	76	100
hDescarga	0	650	0	16	16	0	0
ren	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
Pmax_Gen	237.5	333	543	65	175	113.25	108.1
Qmax_Turb	275.7	182	275	75	172.25	180	130.6
LagoDescarga	T. Caçador	Caculo Cabaça	Zenzo	nil	nil	nil	nil
Cen.AguasArriba	C. Cabaça	Capanda	Lauca	T. Caçador	T.Caçador	Zenzo	nil
Coeficiente	(1.00)	(1.00)	(1.00)	(0.30)	(0.70)	(1.00)	nil
UInst	4	6	4	4	4	4	24

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 10: Parámetros Principales CH Zambia

Nombre	Batoka	Devil's Gorge	Kafue Gorge	Kafue Gorge Lower	Mupata	RestoCH
Nodo	Zambia	Zambia	Zambia	Zambia	Zambia	Zambia
Aportes	Zambezi	0	Kafue	0	0	ZAM_Resto
hToma	762	596	976.6	579.75	381	100
hDescarga	590	492.5	589.6	393.75	326	0
ren	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
Pmax_Gen	200	125	165	150	150	49.7
Qmax_Turb	137	146	46	87	1800	60
LagoDescarga	D.Gorge	Kariba North	KG Lower	nil	nil	nil
CentralesAguasArriba		Batoka		Kafue Gorge		
Coeficiente		(1.00)		(1.00)		
UInst	4	4	6	5	4	24

Tabla 11: Parámetros Principales CH RDC y Tanzania

Nombre	Inga I	Inga II	Inga III	Inga IV	RestoCH	J. Nyerere	Varias_Rufiji	RestoCH
Nodo	RDCongo	RDCongo	G Inga	G Inga	RDCongo	Tanzania	Tanzania	Tanzania
Aportes	Inga I	Inga II	Inga III	Inga IV	RDC_Resto	Rufiji	Varias_Rufiji	TNZ_Resto
hToma	50	58	139.5	139.5	100	159	100	100
hDescarga	0	0	0	0	0	59	0	0
ren	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
Pmax_Gen	58.5	178	709	718	27.1	528.75	126.1	116.8
Qmax_Turb	130	350	600	621	32.7	353	152.2	141
LagoDescarga	nil	nil	nil	nil	nil	nil	nil	nil
CentralesAguasArriba							J. Nyerere (1.0)	
UInst	6	8	11	10	24	4	6	24

Tabla 12: Parámetros Principales CH con Embalse

Nombre	Capanda	Kariba North Bank
Nodo	Angola	Zambia
Aportes	Kwanza	0
hIni	944.58	477.28
hMin	935	475.5
hMax	950	478.71
Pmax_Gen	130	180
Qmax_Turb	190	228
cotaMV0	950	487.71
cotaMV1	951	488.71
QMV1	3600	4722
hDescarga	866	395.71
LagoDescarga	Lauca	Mupata
CentralesAguasArriba	-	Devil's Gorge (-0.5)
UInst	4	6

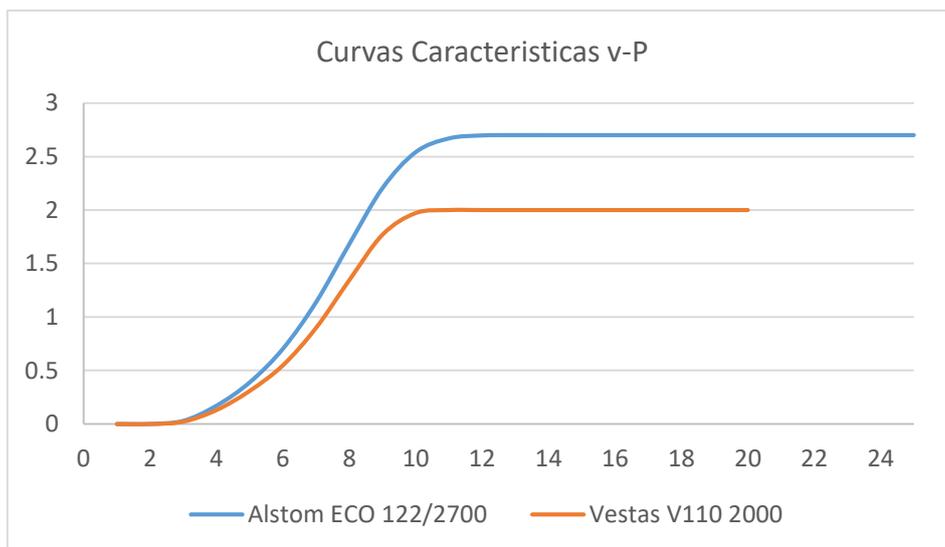
Fuente: Elaboración Propia.

La cota inicial de operación es estimada según el promedio de los últimos años, según se informa en (RNT, 2021; Zambezi River Authority, 2024) El control de crecida se define inicialmente para no superar en más de un metro la cota máxima.

Parques Eólicos

La potencia instalada total de los parques eólicos fue agrupada para modelarse en puntos representativos de cada país, de alto potencial y donde se tiene planificado mayor explotación. Para Angola se concentró en Cacula (Huila), de Zambia en Serenje y respecto a Tanzania en Singida y Makambako (Njombe). Para todos los casos se utilizó el actor Parque Eólico Básico. Siendo la primera región caracterizada por un viento clase III, la segunda por clase II y las restantes en clase I, fueron utilizadas de forma genérica, las siguientes curvas de velocidad-potencia:

Ilustración 7: Curvas de Velocidad-Potencia Aerogeneradores



Fuente: Elaboración Propia a partir de (wind-turbine-models; 2024).

Siendo el modelo Alstom clase S y el Vestas clase III, ambas se ajustarían a las condiciones locales de cada región (empleando para Angola el segundo modelo y para las restantes el primero). El resto de los parámetros necesarios fueron mantenidos los predeterminados, con un FD y factor de pérdidas de 0.97 y una reserva rotante nula. En la siguiente tabla se resumen las características generales de cada actor:

Tabla 13: Características Generales Parques Eólicos

Parque	Capacidad instalada (MW)	Pot turbina (MW)	Unidades	Ubicación
ANG	652	2	326	Cacula
TNZ1	400/2400	2.7	148/889	Singida
TNZ2	500/2500	2.7	185/926	Makambako
ZAM	0/2000	2.7	0/741	Serenje

Fuente: Elaboración Propia.

Las ampliaciones estipuladas para el escenario 1 son definidas en la capa 1 sobre el mismo actor y con entrada en operación al 2040.

Parques Fotovoltaicos

Con el modelado de los PFV se procedió análogamente a los PE. Para este recurso, las regiones representativas son Lubango (Huila) en Angola, Lubumbashi en RDC, Kishapu (Shinyanga) en Tanzania y Serenje en Zambia. Empleando el actor Generador Solar PV y manteniendo los parámetros predeterminados, se definió para su representación potencia unitaria para cada módulo e inversor y la cantidad de unidades que permitan cubrir la capacidad instalada total. Por su parte, para la inclinación se considera la óptima teórica equivalente a la latitud de cada punto. La información principal se resume a seguir:

Tabla 14: Características Generales Parques Fotovoltaicos

Parque	Capacidad instalada (MW)	Pot Modulo (MW)	Inclinación (°)	Ubicación
ANG1	231/5231	1	15	Lubango
ANG2	200/5200	1	15	Catumbela
RDC	1600	1	12	Lubumbashi
TNZ	0/1600	1	4	Kishapu
ZAM	100/1900	1	15	Serenje

Fuente: Elaboración Propia.

Red Electrica

A cada país se le adjudica un único nodo al cual se conectan todos sus actores correspondientes. Para el caso de RDC, se agrega un nodo adicional para los emplazamientos del Inga, para que únicamente dichas centrales puedan satisfacer la demanda del contrato establecido en (JPTC, 2013).

Los arcos se modelan bidireccionales (a excepción de GInga-RDC), conectando los nodos según lo establecido en la Ilustración 5. Para todos ellos fue establecido un rendimiento y FD de 0.97 y TMR de 48h. Las potencias máximas son definidas de tal forma que no impliquen restricciones de intercambio y fueron dimensionadas según simulaciones previas. Para calcular

los pagos por potencia se utilizó la metodología descrita en (JICA, 2018) en la que estima un costo de capital unitario de 0.98 MUSD/km para líneas de transmisión de circuito doble a 400kV y de $0.024 * P(\text{MVA}) + 29.67$ MUSD para cada subestación, con mismo nivel de tensión. La tabla abajo resume los valores empleados.

Tabla 15: Costos Unitarios de Referencia Sistema de Transmisión

Conexión	Pot. Max (MW)	Distancia (km)	LT cost (MUSD)	SS cost (MUSD)	Total (MUSD)	PP (USD/MWh)
ANG-RDC	4000	150	147	136	420	0.31
RDC-ZAM	1000	300	294	56	407	1.20
ZAM-TNZ	1000	620	608	56	720	2.12

Fuente: Elaboración Propia.

Para el cálculo del PP en todos los casos se consideró una vida útil global de 40 años. Finalmente, se define un peaje de 0.1 USD/MWh para que cada sistema priorice los costos de falla propios, frente a la posibilidad de exportar energía y satisfacer los de otros países.

Modelado de las Principales Fuentes

La generación de cada una de los diferentes tipos de centrales está altamente influenciada por variables dinámicas estocásticas y su comportamiento debe estar representado en el modelo. Entre ellas, se destacan los aportes a las represas, la velocidad del viento, la irradiación incidente y los precios de los combustibles. Dada su importancia, se modelan principalmente con fuentes de tipo sintetizadores CEGH. A seguir se desarrolla al respecto.

Series de Caudales

La región subsahariana se caracteriza por nutrirse de importante recurso hídrico. Si bien, son una centena de CH que integran al conjunto de los sistemas, en este trabajo se modela a detalle únicamente las que corresponden a los principales ríos de cada país. Los mismos son el Rio Kwanza en Angola, el Rio Congo en RDC, los ríos Zambezi y Kafue en Zambia y el Rio Rufiji en Tanzania.

Para las restantes CH de menor porte, se generan fuentes para cada grupo de centrales, que intenten representar el caudal que permite alcanzar una generación cercana a la anual promedio definida por diseño de cada una y a la vez, que su suerte este en cierta medida influenciada por el estado hidrológico de los grandes ríos modelados.

Modelado CEGH Principales Caudales

Las series históricas empleadas para la creación de los CEGH fueron obtenidas de *ADHI: the African Database of Hydrometric Indices (1950–2018)* y se resumen a seguir:

Tabla 16: Series Históricas Principales Ríos

País	Río	Periodo de Muestras
RDC	Congo	1950-2018
Angola	Kwanza	1953-1972 / 2004-2017
Tanzania	Rufiji	1954-1978
Zambia	Kafue	1973-2005
Zambia	Kariba Lower	1930-1990
Zambia	Victoria Falls	1978-2007

Fuente: Elaboración Propia.

La serie de Victoria Falls representa el caudal del Río Zambezi hasta llegar a la CH Kariba, a la cual se le adjudica adicionalmente los aportes de Kariba Lower. Por la interrupción del muestreo de Rufiji y Kariba Lower, las mismas son modeladas individualmente. Por lo contrario, las series de Congo, Kwanza, Kafue y Victoria Falls, fueron correlacionados en un mismo CEGH. Para todos los casos, fueron mantenidos en el Análisis Serial los parámetros determinados, incluyendo un overlapping=3 y un traslapping=0. Con respecto a las variables de estado del CEGH, se realiza una reducción a una única variable compuesta de forma ponderada por una estimativa de la generación teórica del conjunto de centrales de cada río.

Modelado Caudales Restantes

Tal como explicado arriba, para representar los aportes que abastecen las restantes CH, se considera la cantidad necesaria para obtener la generación anual especificada en su conjunto y una variabilidad condicionada por el comportamiento de los grandes ríos de su mismo país. Para ello se utilizó una fuente Operación Multi Fuente, con la siguiente ficha:

Ilustración 8: Multi-Fuente Caudales Secundarios

```

Qmed.kwanza :=680.07 ;
Qmed.congo :=40306.29 ;
Qmed.rufiji :=875.32 ;
Qmed.kafue :=271.49 ;
Qmed.zambezi :=975.97 ;

Aportes_ANG_Resto:=(( Q.kwanza /Qmed.kwanza)*0.5+0.5)* K.ANG ;

Aportes_RDC_Resto:=((Q.congo/Qmed.congo)*0.5+0.5)*K.RDC;

Aportes_TNZ_Resto:=((Q.rufiji/Qmed.rufiji)*0.5+0.5)*K.TNZ;

Aportes_ZAM_Resto:=((Q.kafue/Qmed.kafue)*0.25+(Q.zambezi/Qmed.zambezi)*0.25+0.5)*K.ZAM;

Aportes_Varias_Rufiji:= Q.rufiji * K.RUF;
    
```

Fuente: Elaboración Propia.

Obteniendo así aportes globales por país definidos por el producto entre un valor a calibrar (modulo, representado por K) y una variacion afectada en un 50% por los CEGH de los principales ríos. Como mencionado anteriormente, las CH del Rufiji se tratan separadamente por corresponder a un mismo rio.

Series de Índices de Precio de Combustibles

Los principales combustibles que abastecen los parques de generación térmica son el carbón, el gas natural, el diésel y el fueloil. Dado la relevancia de los costos variables por combustible y el comportamiento estocástico de su precio, es necesario representarlo mediante un CEGH. Sin embargo, como la evolución de los precios de los combustibles no se encuentra definido únicamente por el comportamiento de una serie de variables naturales, su previsión requiere mayor complejidad. Por esto último, se torna necesario agregar adicionalmente una tendencia de evolución a largo plazo.

Modelado CEGH Combustibles

Los precios de los combustibles son generados a partir de fuentes producto que multiplican en cada paso de tiempo la volatilidad y la tendencia. La primera se modela como CEGH y las series históricas empleadas se resumen a continuación:

Tabla 17: Series Históricas de Precios de Combustibles

Combustible	Referencia	Periodo	Frecuencia
Carbón	Average Minemouth Price (2022 \$/MMBtu) 2022 \$/MMBtu	2008-2023	Mensual
Gas Natural	Henry Hub Spot Price (2022 \$/MMBtu) 2022 \$/MMBtu	1997-2024	Semanal
Petróleo	Real Petroleum Prices: Crude Oil: Brent Spot 2022 \$/b	1987-2024	Semanal

Fuente: Elaboración Propia.

La variacion del costo del fueloil y del diésel queda directamente representada por la variacion del precio del crudo. Por su parte, para modelar la tendencia se empleó la previsión 2023-2050 establecida por (EIA, 2023).

Series de Velocidad de Viento y Radiación

Para representar la generación eólica y solar se requiere modelar la variacion en el tiempo de la velocidad del viento y de la irradiación incidente. Tratándose de recursos de muy poca inercia y alta variabilidad en periodos cortos, es necesario estudiar su comportamiento en tiempo menores, del orden de minutos u horas. En contrapartida, su variacion interanual no es significativa, con lo que se puede prever un potencial anual futuro similar al actual.

Respecto al recurso solar, se considera la irradiación global extraterrestre un fenómeno externo con un comportamiento anual uniforme, con ciclos diarios definidos que varían predeciblemente a lo largo del año. Sin embargo, al entrar en la atmosfera, la misma es considerablemente interferida por una cantidad de obstáculos de distinta naturaleza, con lo que disminuye su intensidad, originándose la irradiación global superficial. A la razón entre ambas variables se le denomina índice de claridad kt y resulta conveniente modelar el recurso solar en base al mismo, dada su estacionalidad definida.

Modelado CEGH Eólica y Solar

Por su comportamiento aleatorio, resulta necesario captar la variación de ambos, cuanto menos, a lo largo de un año. A su vez, como el recurso eólico está altamente influenciado por el solar, resulta adecuado correlacionar las series de ambos recursos en un mismo CEGH. Son agrupados todos los emplazamientos eólicos y solares en puntos representativos. La eólica se concentra en la región de Mussende para Angola, Serenje en Zambia y en Makambako y Singida para Tanzania. La solar en Catumbela y Benguela para Angola, Lubumbashi en RDC, Kishapu en Tanzania y Serenje en Zambia.

Se emplean series históricas horarias del 2022 generadas por re análisis en el ERA5 de Copernicus. Para el caso de la eólica, como se utiliza los actores simplificados, se procede a calcular su módulo a partir de sus componentes ortogonales. Por su parte, para procesar las series de kt , la irradiación global extraterrestre se calcula a partir de la metodología sugerida en (Hammami et al., 2017).

TERCERA PARTE: Primeros Resultados

En el marco del curso del SimSEE al que responde este trabajo, se pretende en este apartado final demostrar su implementación, ilustrando algunos de los resultados que arroja la optimización y simulación del modelo elaborado. Para tal finalidad, a seguir se presentará las principales definiciones que caracterizan la sala, seguido de algunos resultados, valoraciones sobre los mismos y finalmente, las primeras conclusiones al respecto.

Principales Hipótesis y Características de la Sala:

El simulador se corre en la versión SimSEE v_iiie143.285 de agosto 2024. El horizonte de optimización es 01/01/2040 al 01/01/2047, a su vez encadenada a otra sala que extiende su horizonte hasta el 2060. La simulación se comprende en el horizonte 01/01/2041 al 01/01/2045. El paso empleado es en todos los casos de 168h con poste único. Se corren los tres escenarios definidos y se simulan 1000 crónicas para cada uno.

La cota inicial de operación de los embalses corresponde al promedio de los últimos años, según se informa en (RNT, 2021; Zambezi River Authority, 2024), siendo 947m para CH Capanda y 477.28 para CH Kariba North. Se establece un control de crecida con un tope de un metro por encima de la cota máxima.

Las corridas son hechas mediante el algoritmo clásico de optimización con el que cuenta el editor, para lo que fue necesario una reducción del espacio de estado, incluyendo únicamente tres variables: una que representa el estado hidrológico de las principales cuencas y dos que representan los dos grandes embalses.

Todos los resultados económicos que se presentan abajo corresponden a dólares constantes 2024. Para ello, los datos de costos utilizados en este trabajo fueron actualizados a dicha referencia a partir de una paramétrica básica elaborada a partir de lo explicado en (Casaravilla, 2021), considerando un factor de precios corrientes (k) nulo y el de actualización (a) equivalente al promedio de los últimos 20 años de la inflación de Estados Unidos.

Como hipótesis generales para este trabajo se establece que:

- i. Pese a que la demanda anual real de los últimos años transcurridos ha sido significativamente menor a que la provisionada en los años anteriores, se entiende que: a) estas últimas incluyen el contingente de lo reprimido; b) La tendencia real se podría ajustar a la prevista al alcanzar el inicio del horizonte de estudio (2040). Por lo anterior, no se realiza ningún ajuste respecto al vector estimado en los principales documentos de referencia.

- ii. Considerando de que se tratan de sistemas deficitarios por excelencia, la representación de la falla se realiza con un único escalón que equivale a un 120% del mayor costo variable de las térmicas, indexado al CEGH del Brent (borne correspondiente a la serie de mayor crecimiento relativo). Se establece lo anterior en vista de que: a) Presentar escalones adicionales con altos costos de falla (como se realiza habitualmente en modelos de sistemas equilibrados), arrojaría resultados de índices económicos exorbitantes, con lo que se perdería representatividad y con ello, valor de análisis; b) Para estos sistemas los costos de falla podrían no solamente representar los perjuicios macroeconómicos nacionales que implican los racionamientos de energía en su concepción teórica, sino también, en cierta medida, el abastecimiento existente en sistemas aislados o aquellos que subsisten de forma irregular a partir de moto-generadores de menor porte, con lo que, a los efectos de una primera aproximación arbitraria, podría ser razonablemente que, como mínimo, sea 20% más que la tecnología más cara.
- iii. Respecto a la hidrología, no se define ningún cono de pronósticos a los CEGH correspondientes a los principales ríos, en el entendido que el inicio del horizonte es suficientemente lejano en el tiempo, con lo que las estadísticas actuales no deberían tener suficiente incidencia sobre el mismo.
- iv. Para el caso de RDC, quedaría en operación la CH Inga III, asociándola al acuerdo establecido con Sudáfrica representado con un actor de mercado spot de potencia plana -2.5 GW y costo 0.1 USD/MWh. Conectado al nodo principal mediante un arco autoproduccion, esta configuración permite abastecer dicha carga sin generar grandes efectos (positivos) en el CAD final, asumiendo que el acuerdo se basa en la participación de Sudáfrica en la construcción de la represa. En esta misma línea, no se le asocia al actor ningún pago por potencia que represente su incorporación.

Respecto a la representación de los escenarios alternativos, se establecieron adicionalmente las siguientes hipótesis:

- v. Las incorporaciones de parques eólicos y solares se modelan en un único punto que representa un local geográfico concreto de alto recurso, donde ya se ha identificado como de mayor potencial en cada país. Las series históricas de radiación y velocidad de viento corresponden a dicha región, con lo que los resultados obtenidos serían una cota superior de lo esperable si la instalación de estos emplazamientos se realiza en una región extendida, tal como sería realmente.

- vi. Los pagos por potencia definidos para las tecnologías candidatas de expansión (solar y eólica), son constituidos por los peores escenarios formulados de costo nivelado de la energía (LCOE) y el costo nivelado de capital para inversiones en transmisión asociada a proyectos de grande escala de dichas alternativas (VRE LCOT) estimados en (Gorman et al., 2019; LAZARD, 2024). Se entiende necesario incluir este último en vista de que el primero no lo contempla y que los efectos y requerimientos adicionales generados en la red asociados a la incorporación masiva de estas tecnologías debería estar económicamente representado.
- vii. Queda desconsiderado del modelo y por ende del análisis, cualquier implicancia que refiera a los sistemas de transmisión (tanto en costos, como en restricciones y perdidas), al seno de los cuatro sistemas nacionales. Para el escenario de interconexión regional, sus arcos disponen de potencia máxima suficiente para no restringir el intercambio y se le asocia el PP descrito en el capítulo anterior, únicamente para favorecer el análisis económico comparativo.

Resultados Obtenidos y Análisis Preliminar

Para los tres escenarios formulados se presenta a continuación algunos de los resultados obtenidos, junto a sus consideraciones preliminares. Sera enseñado para el horizonte 2041-2045, el despacho de potencia media por fuente; el costo global de abastecimiento de la demanda; el costo promedio de generación y curvas de permanencia de generación en función del estado hidrológico de cada sistema.

Comenzando por el despacho, la Tabla 18 presenta un resumen de la potencia promedio en valor esperado (VE) de los 4 sistemas, desagregado por fuente de energía, demanda, fallas e intercambios por exportación/importación. Los valores presentados en por unidad, representan el porcentaje de cada componente respecto a la demanda de cada país.

Tabla 18: Despacho Promedio por Fuente 2041-2044

Países		Angola			RDC			Tanzania			Zambia			Total		
Escenarios		0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Hidro	MW-med	4,158	4,055	4,147	4,565	4,565	4,565	1,434	1,434	1,434	3,632	3,242	3,751	13,788	13,296	13,897
	p.u.	0.53	0.52	0.53	0.53	0.53	0.53	0.13	0.13	0.13	0.90	0.80	0.92			
Termo	MW-med	3,328	1,123	4,410	278	278	116	7,125	6,107	5,766	255	41	187	10,985	7,550	10,478
	p.u.	0.43	0.14	0.57	0.03	0.03	0.01	0.65	0.56	0.53	0.06	0.01	0.05			
Eolica	MW-med	168	168	168	-	-	-	389	1,754	1,754	-	316	316	557	2,239	2,239
	p.u.	0.02	0.02	0.02	-	-	-	0.04	0.16	0.16	-	0.08	0.08			
Solar	MW-med	105	2,438	2,438	148	247	247	-	272	272	25	444	444	278	3,400	3,401
	p.u.	0.01	0.31	0.31	0.02	0.03	0.03	-	0.02	0.02	0.01	0.11	0.11			
Geotermica	MW-med	-	-	-	-	-	-	725	725	725	-	-	-	725	725	725
	p.u.	-	-	-	-	-	-	0.07	0.07	0.07	-	-	-			
Falla	MW-med	27	1	1	3,527	3,428	171	1,272	653	499	146	13	29	4,972	4,096	700
	p.u.	0.00	0.00	0.00	0.41	0.40	0.02	0.12	0.06	0.05	0.04	0.00	0.01			
Gen. Total	MW-med	7,760	7,785	11,163	4,991	5,089	4,927	9,673	10,292	9,951	3,911	4,044	4,698	26,334	27,210	30,739
	p.u.	1.00	1.00	1.43	0.58	0.59	0.58	0.88	0.94	0.91	0.96	1.00	1.16			
Exp/Imp	MW-med	-	-	3,377	-	-	-3,627	-	-	-	994	-	641	-	-	603
	p.u.	-	-	0.43	-	-	-0.42	-	-	-	-0.09	-	0.16			
Demanda	MW-med	7786			8554			10945			4057			31342		

Fuente: Elaboración Propia.

Para el escenario base, se verifican niveles de falla muy elevados en RDC, Tanzania y Zambia, representando respectivamente el 41%, 12% y 4% de la demanda de cada país. La dimensión de estos valores ilustra a las claras que un escenario *business as usual* implicaría mantener el déficit estructural que los caracteriza en la actualidad. Exceptuando el caso de Angola, para los restantes países su despacho se establecería prácticamente con todas las CH y CT funcionando a pleno, según su disponibilidad.

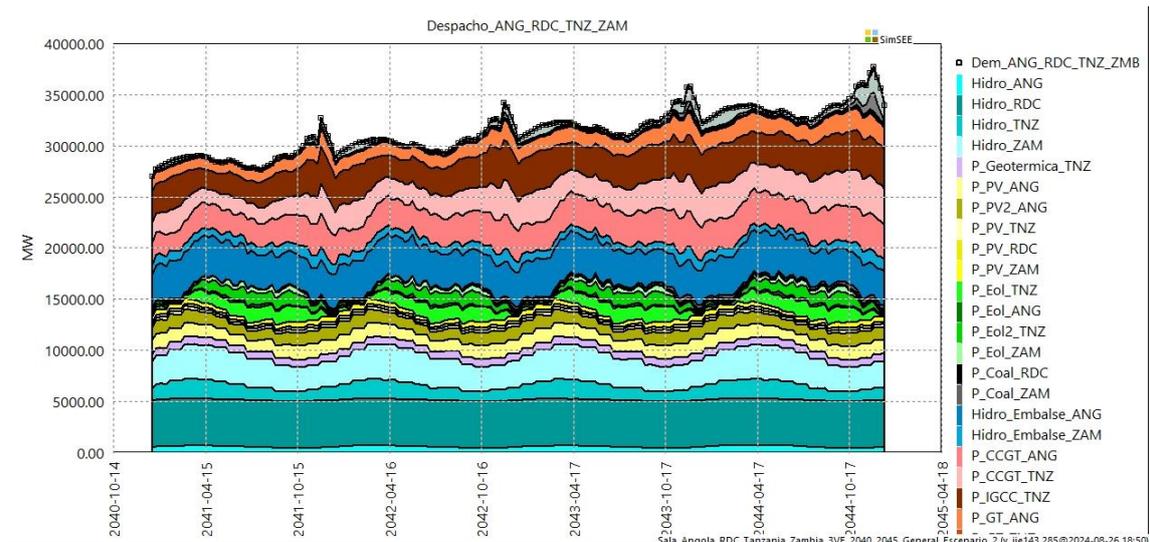
Con la penetración de las ERNC a gran escala estipulado en el escenario 1, las mismas permitirían una reducción de la generación térmica de 29% en Angola y de 9% en Tanzania, por sustitución con eólica y solar que pasarían a representar (en su conjunto) un 33 y 18% respectivamente. Para el caso de Zambia, ambas tecnologías podrían representar cerca del 20% de la energía total generada, permitiendo reducir un 5% la térmica y un 10% la hidráulica, favoreciendo la gestión del agua en el embalse de Kariba North. Para estos 3 países, los niveles de falla se reducirían en VE a un 6% en Tanzania (la mitad respecto al escenario anterior) y a expresiones prácticamente nulas en Angola y Zambia. Para el caso de RDC, el ligero aumento en la capacidad instalada en generación fotovoltaica, no implicaría cambios significativos, con un comportamiento similar al escenario base.

El escenario 2 que incluye el intercambio regional, cambiaría sustancialmente el comportamiento de todos los sistemas. Con operación a pleno de las CT y CH, Angola y Zambia tendrían la oportunidad de presentarse como claros exportadores de energía, generando un 43 y 17% por encima de su demanda respectivamente. Dicha energía sería principalmente

importada por RDC, con lo cual este escenario de “fronteras abiertas” permitiría abastecer en torno al 40% de su demanda mediante importación, reduciendo a 2% la falla en VE.

Particularmente para el caso de Tanzania, el porcentaje de falla se mantendría relativamente alto, estimado en un 5%. Para intentar comprender la causa, en la siguiente grafica se ilustran en áreas apiladas el resultado de generación por fuente de cada país para dicho escenario.

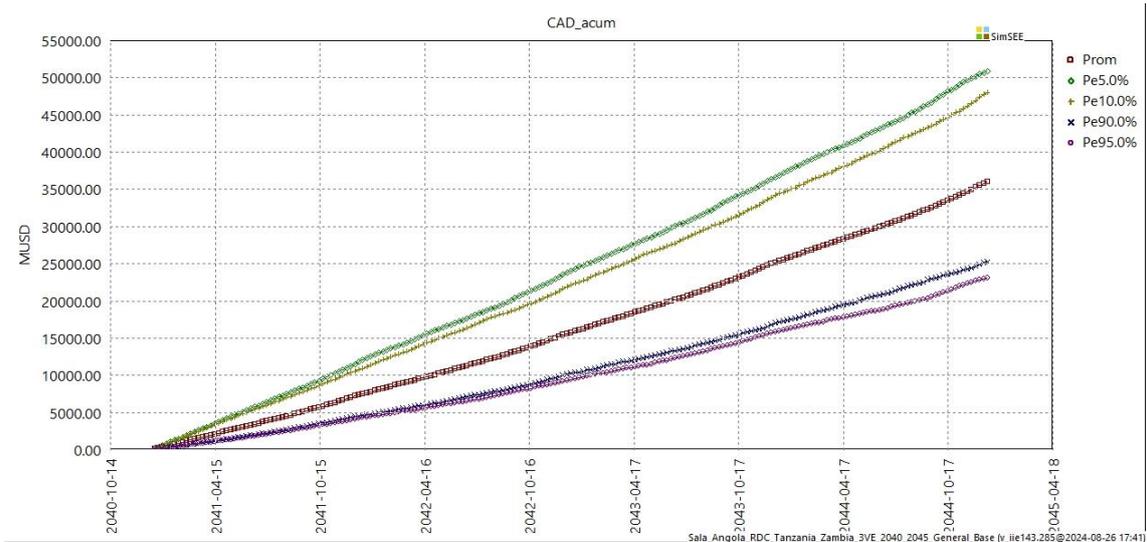
Ilustración 9: Despacho Promedio Semanal 2041-2044 (Esc. 2)



Pese a las oportunidades de intercambio, en los meses de noviembre a marzo, los picos de demanda global coinciden con una estación de hidraulicidad general media-baja y especialmente bajo recurso eólico, representando la época más crítica del conjunto de sistemas, desencadenando inexorablemente (en estas condiciones) en déficit de abastecimiento generalizado. Esta estacionalidad hidráulica, se ve atenuada a nivel global gracias a la estabilidad de los aportes del Rio Congo y refuerza el impacto positivo que puede tener los emplazamientos del Grand Inga a nivel regional.

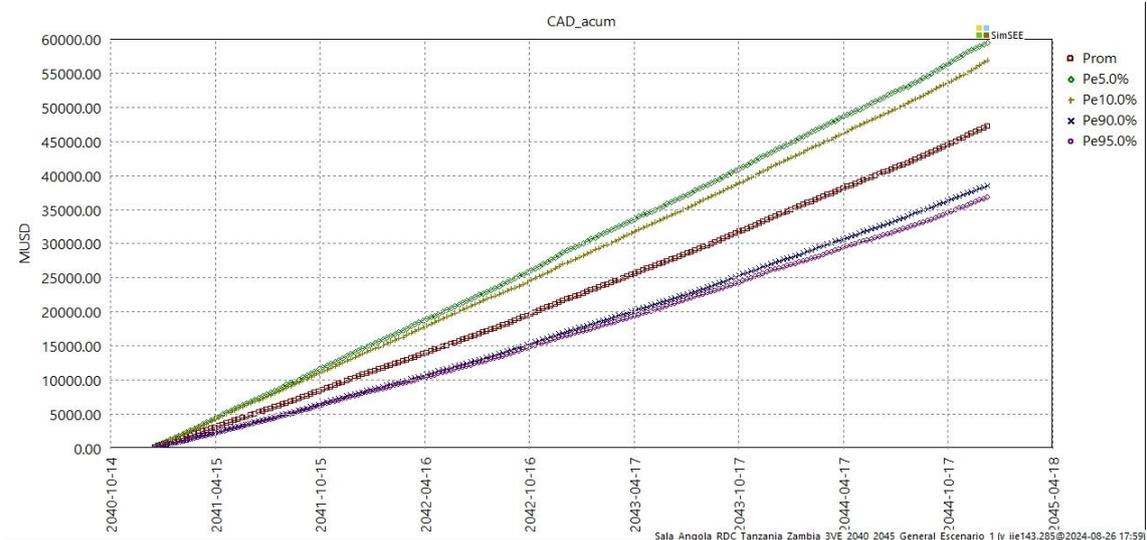
Por otro lado, en términos económicos, el despacho descrito arriba implicaría para cada escenario, los siguientes Costos de Abastecimiento de la Demanda (CAD):

Ilustración 10: CAD Acumulado 2041-2044 (Esc. 0)



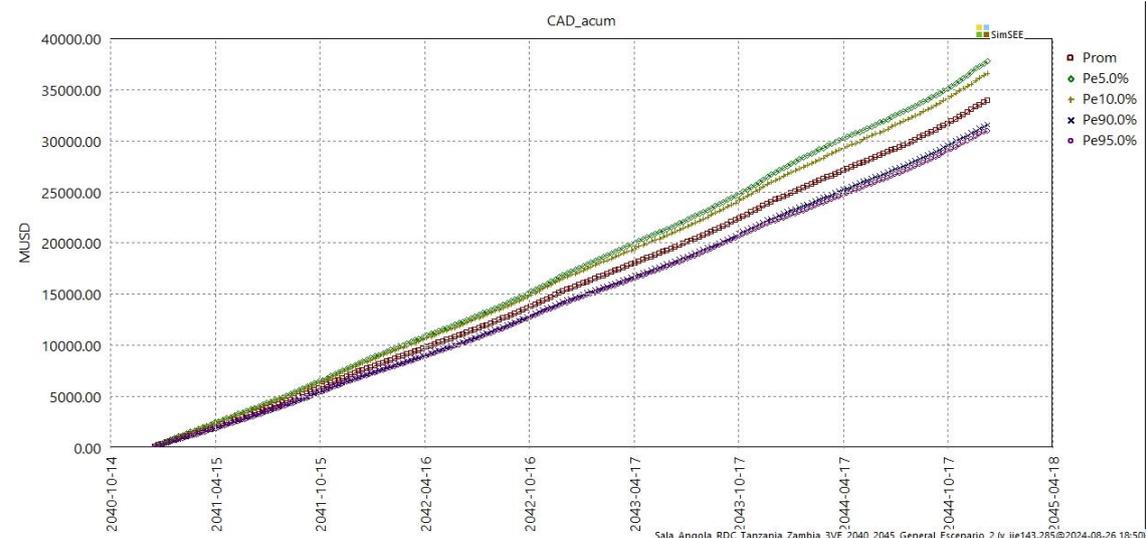
Cabe destacar, que dichos gráficos presentan, para cada escenario, el CAD global acumulado considerando los 4 sistemas de forma integrada, con la curva negra representando el VE promedio de las 1000 crónicas y las restantes, sus respectivas curvas de probabilidad de excedencia de 5 y 10% para ambos bordes.

Ilustración 11: CAD Acumulado 2041-2044 (Esc. 1)



Es interesante notar como el acumulado total en VE aumenta de 35 a 47mil MUSD del escenario base al 1. Ese incremento sustancial de ERNC principalmente en Angola, Zambia y Tanzania, no tendrían ni un mínimo efecto en los costos de falla de RDC, dada la condición de “frontera cerrada”, que, junto al incremento correspondiente al PP por expansión de dichas tecnologías, el CAD global sufre un aumento en VE de un 34% para dicho periodo.

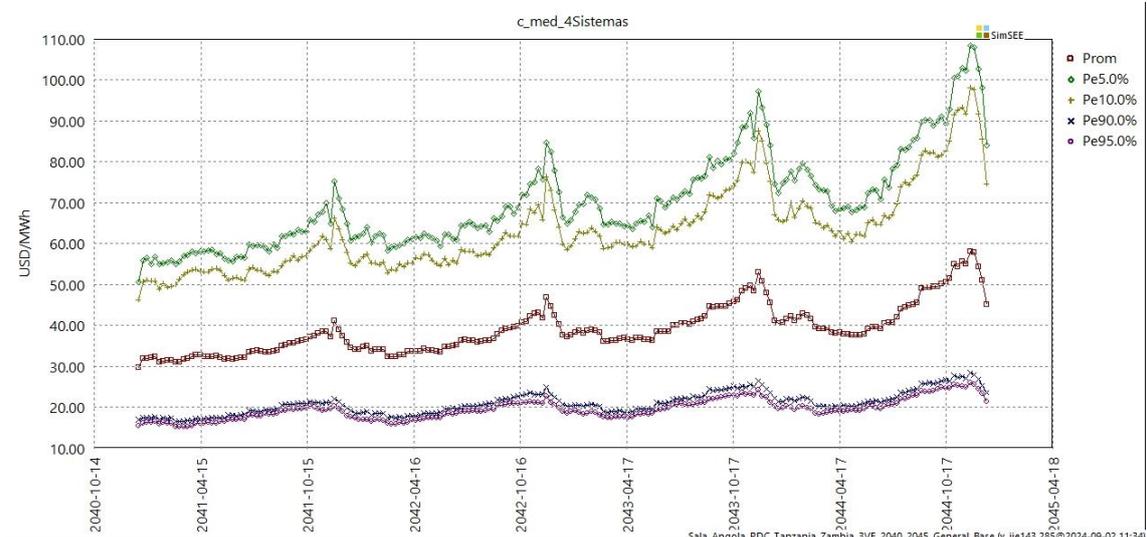
Ilustración 12: CAD Acumulado 2041-2044 (Esc. 2)



En concordancia con los efectos descritos arriba del escenario 2 sobre el despacho, trae aparejado también un efecto positivo sobre el CAD. No tanto en VE si se compara con el escenario base, en que se reduciría en torno a un 5% del acumulado, sino principalmente en los cortes de probabilidad, en que su cono se reduce de un espectro de 27 a uno de 7mil MUSD. Considerando a modo de ejemplo la probabilidad de excedencia para el 10% de los casos más críticos, el CAD acumulado total pasaría de un 38% a un 10% más respecto al VE, representando una variación muy favorable en términos de aversión al riesgo.

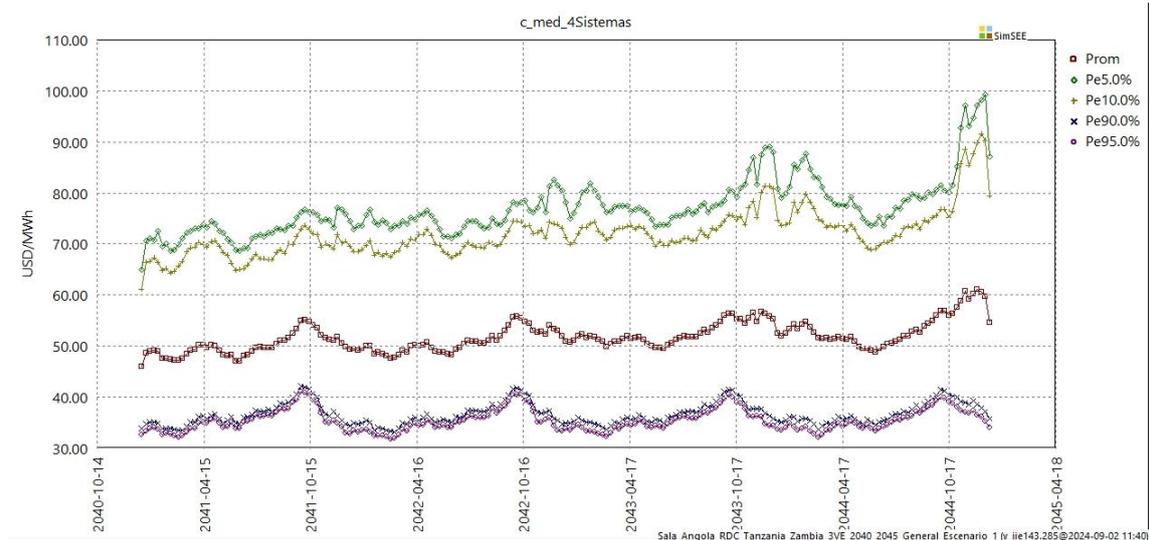
El costo de generación promedio semanal para el periodo de estudio resultante de la simulación, calculado como la relación entre el CAD y la energía total, se verifica en las gráficas abajo.

Ilustración 13: Costo Medio de Energía Semanal (Esc. 0)



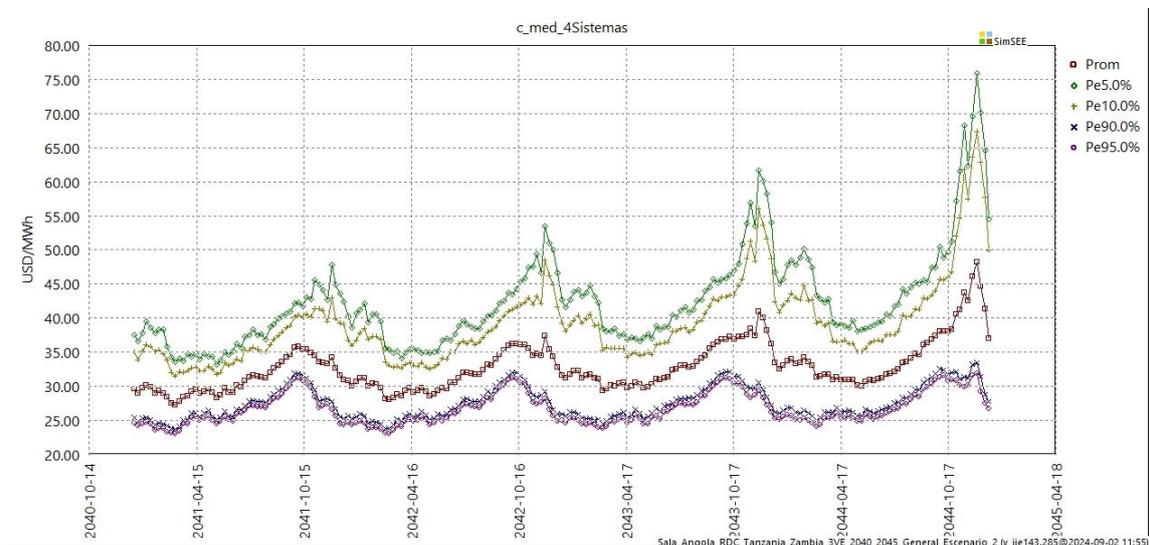
Para el caso base, se verifica tendencialmente un costo ascendente en función de la influencia de los precios internacionales de los hidrocarburos. A su vez, noviembre representando el mes de mayor contingencia, evidencia claros picos, influenciados por el despacho a pleno de las CT, mas también de los costos de falla respectivos.

Ilustración 14: Costo Medio de Energía Semanal (Esc. 1)



La penetración de ERNC del escenario 1 permite amortizar la curva en VE y suavizar los picos críticos de noviembre, establecido por el cambio en la composición de la base de la matriz por sustitución, sumado a una reducción significativa de la falla en Tanzania y Zambia. Pese a lo anterior y en concordancia con lo dicho sobre el CAD, este escenario aumenta significativamente el valor medio en todo el periodo.

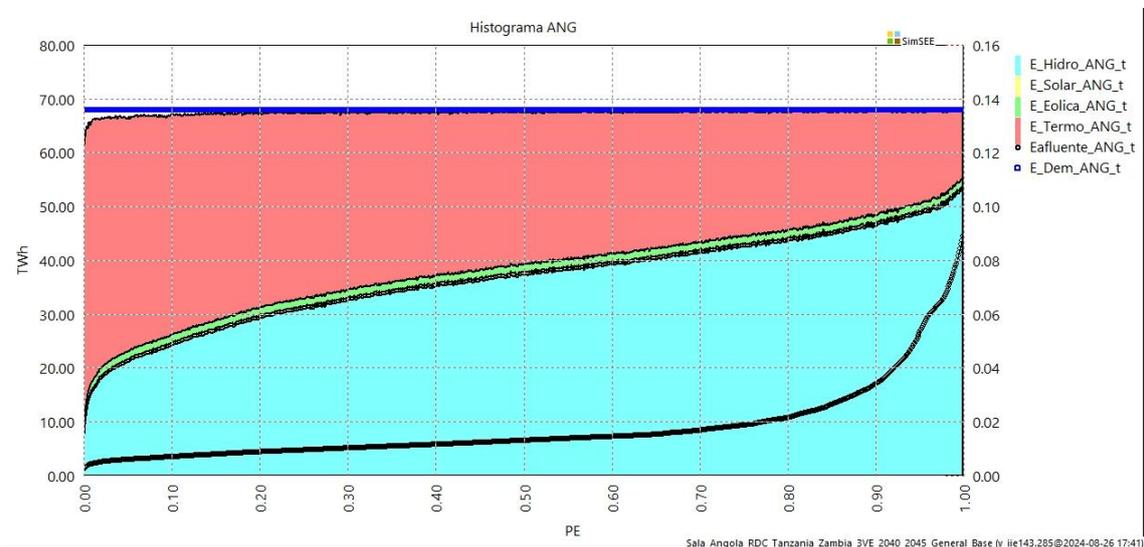
Ilustración 15: Costo Medio de Energía Semanal (Esc. 2)



Acompasadamente a lo visto para el CAD, el escenario 2 de fronteras abiertas reduce el VE del costo de generación y estrecha las curvas de probabilidad, mientras que mantiene al mismo tiempo menor influencia de los precios internacionales de combustible, oscilando entre los 25 y 40 USD/MWh durante prácticamente todo el horizonte.

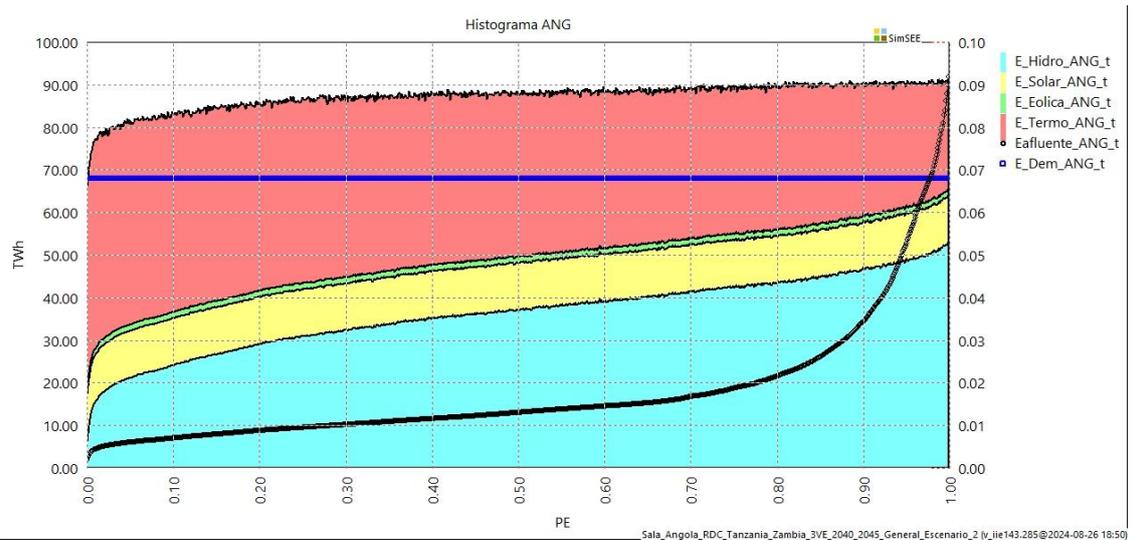
Finalmente, el último elemento que se incluye al análisis son los histogramas de permanencia de la generación por fuente de cada país, ordenada por la energía afluente potencial del recurso hidráulico, respecto a los distintos estados hidrológicos posibles de sus cuencas, según la información estadística con la que se elaboraron los CEGHs. Para todos los casos, la curva azul, representa como referencia la demanda de cada país para el año 2042.

Ilustración 16: Histograma de Permanencia Angola (Esc. 0)



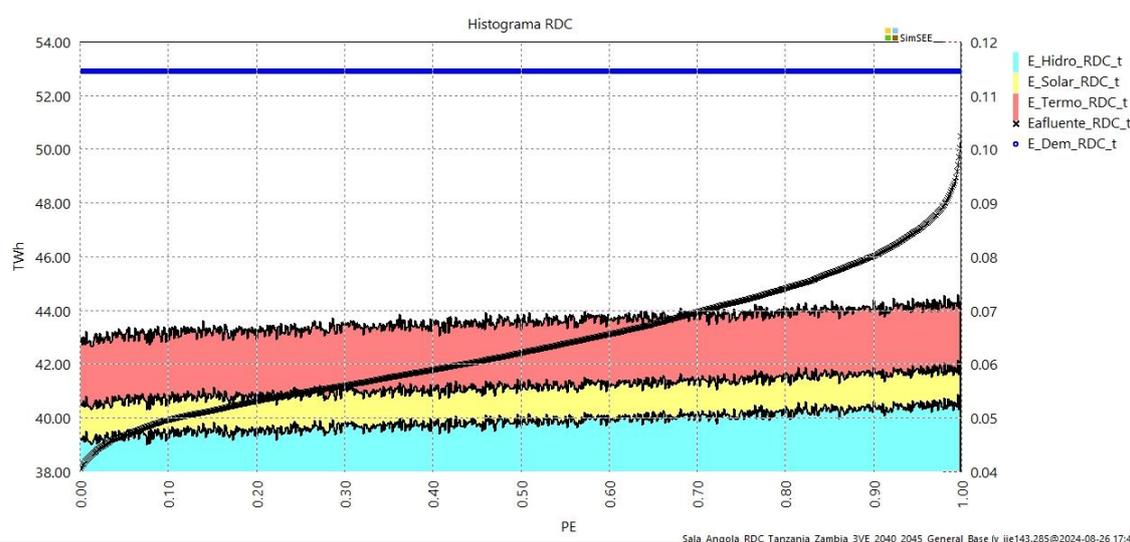
Considerando la capacidad instalada modelada, la generación hidráulica anual podría variar en función del estado hidrológico desde un mínimo en torno a los 10 a un máximo de 53 TWh, con promedio en valor esperado de 38 TWh. Esto representaría para los años más secos, que el parque térmico debería abastecer un 85% de la energía total anual. Como contraste, se agrega la misma grafica para el escenario 2.

Ilustración 17: Histograma de Permanencia Angola (Esc. 2)



La incorporación en escala ampliada de PFV significaría un aporte al sistema de 10 TWh firmes, independientemente del estado hidrológico del Kwanza. Esto reduciría en un 15% la dependencia de las térmicas, para los años hidrológicos más secos. A su vez, el contingente excedentario a la demanda, representaría oportunidades de exportación, que para este escenario se podrían dar para cualquier estado hidrológico. Para el caso de RDC, la Ilustración 18 presenta la curva de permanencia para el escenario base.

Ilustración 18: Histograma de Permanencia RDC (Esc. 0)

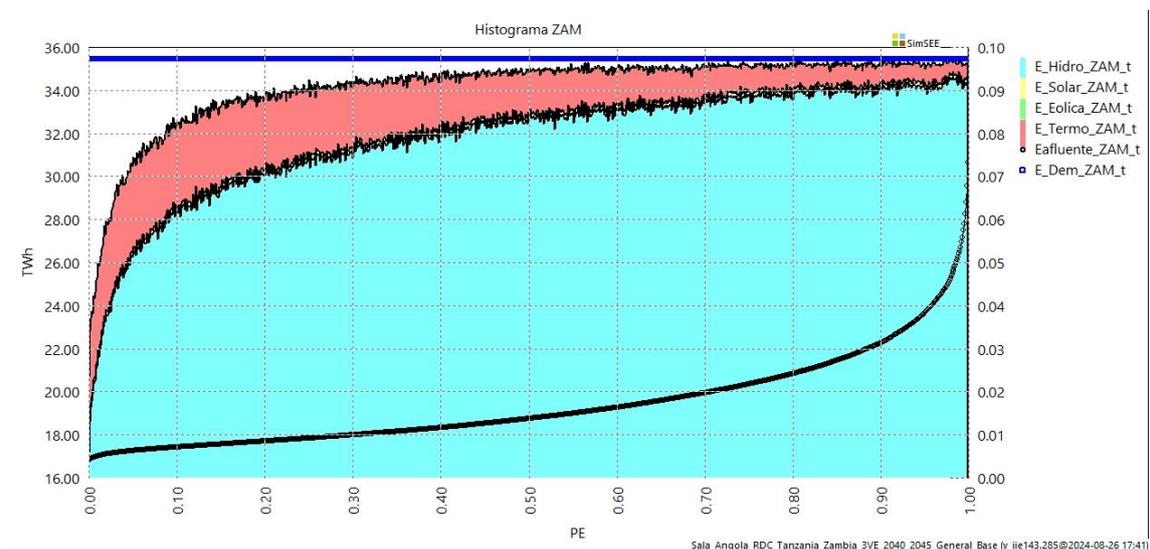


Siendo claramente representada su alta componente hidráulica como un 90% de la generación total. Pese a esto, incluyendo todo el parque generador, no conseguirían cubrir ni en el mejor de los escenarios más que el 83% de la demanda. Más interesante resulta verificar la firmeza que permite su relativamente baja variación hidrológica respecto a su promedio

histórico, en el cual los escenarios de borde implican una variación respecto al promedio menor al 3%.

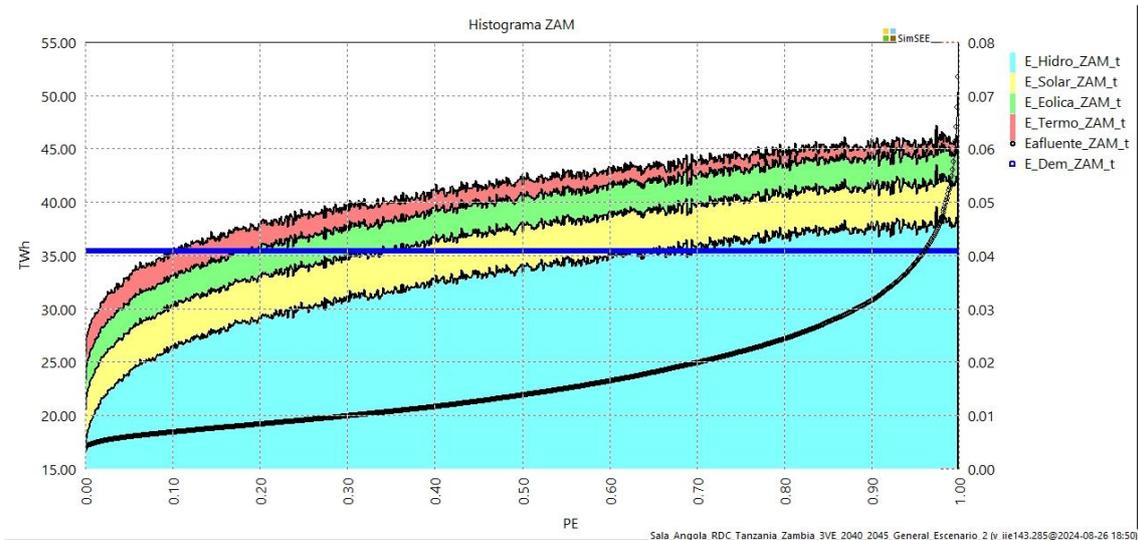
Pasando al caso de Zambia, su situación hidrológica es opuesta al de RDC. Con un promedio en VE de 33 TWh, este representa más del 90% de la demanda total de referencia (2042). Sin embargo, años extremadamente secos en Zambezi y Kafue exigirían una reducción en la generación hidráulica en torno al 50% del promedio. Esto significa para un escenario base que en los años más críticos la falla podría representar más de un 30% de la demanda total, que, dicho sea de paso, no se conseguiría mitigar totalmente siquiera en los años más húmedos.

Ilustración 19: Histograma de Permanencia Zambia (Esc. 0)



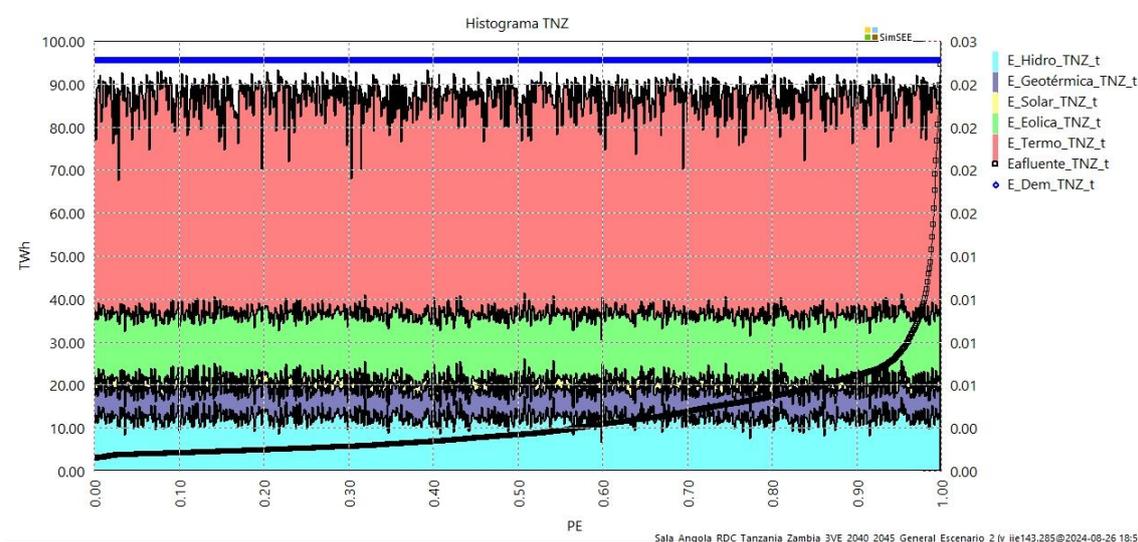
La incorporación de ERNC modelada aumentaría la energía firme en más de 20% de la demanda, indistintamente del estado hidrológico de sus cuencas. Traería consigo, además, oportunidades de exportación con 90% de probabilidad de excedencia.

Ilustración 20: Histograma de Permanencia Zambia (Esc. 2)



El caso de Tanzania muestra diferencias claras con los otros tres sistemas anteriores, tal como se puede ver en la siguiente gráfica. En la misma se presenta la curva de permanencia para el escenario 2 (similar a las obtenidas en los demás escenarios, en que sustituye térmica por eólica).

Ilustración 21: Histograma de Permanencia Tanzania (Esc. 2)



El recurso hídrico presenta gran estabilidad, pese a que con la capacidad instalada estipulada representa no mucho más que el 10% de la demanda total. Sin embargo, el aporte de solar, geotérmica y sobre todo la eólica, agregarían al sistema una energía firme que representa más de un cuarto de la demanda total. El gap entre la generación y demanda implicaría falla, salvo que se pueda recurrir a los intercambios regionales con Zambia.

Consideraciones Finales

De forma general, se verifica composiciones de la oferta energética disímiles con variabilidad de los recursos contrastada, en que Angola y Zambia se ven notoriamente más afectados por el estado hidrológico de sus cuencas. La incorporación en escala ampliada de las ERNC incide fuertemente en la reducción de falla y de consumos de combustibles asociados a la generación térmica, impactando fuertemente en los costos de abastecimiento de la demanda. Sugiere en una primera instancia, que la expansión prevista para los 4 sistemas no es suficiente y que una mayor incorporación de eólica y solar debe ser considerada.

De todas formas, esto último no resolvería significativamente el problema en los sistemas más deficitarios, como es el caso de RDC y Tanzania. Un escenario de fronteras abiertas favorecería la transferencia de grandes bloques de energía desde Angola y Zambia, reduciendo imperiosamente los niveles de riesgos de falla y consecuentemente impactando en el CAD acumulado final. Cabe subrayar que esta oportunidad de intercambio no beneficiaría únicamente a los países deficitarios, sino que, permite “generación de riqueza” por parte de todos los sistemas involucrados.

Conclusiones

Se expone a lo largo de este escrito como fue modelado el objeto de estudio mediante la herramienta SimSEE. A su vez, como forma de mostrar el manejo de la misma, se presentan algunos resultados obtenidos por la optimización y simulación. Se acompaña dicha ilustración de algunos comentarios primarios que surgen a la luz de los mismos, con el fin de verificar su representatividad y al mismo tiempo, tener un primer acercamiento que permita adentrarse en algunas de las características esenciales de los 4 sistemas.

Se considera que el software permite con cierta facilidad la representación de sistemas diversos y considerablemente diferentes al sistema uruguayo. No ha exigido gran dificultad adicional el modelado de los distintos tipos de centrales, unas agrupadas otras no, con las respectivas previsiones de comportamiento dinámico estocástico de sus recursos, y con sus diferentes características que definen las diferentes funciones en el despacho.

A su vez, a partir de una sala establecida, la definición de diferentes escenarios mediante capas es simple y el post procesamiento de los resultados en SimRes3 favorece ampliamente el estudio comparativo y el interrelacionamiento entre diferentes variables y resultados. Finalmente, elaborado en esta instancia un modelo simplificado, es posible trabajar sobre la sala para la profundización en el estudio del objeto, ya sea realizando una refinación del mismo, agregando nuevos elementos y/u orientándolo a diferentes horizontes y escalas de tiempo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ARE. (2023). *Rapport Annuel 2022*.

Casaravilla, G. (2021). *Clase 7 2021 (2a parte) - Costos de las Tecnologías*.
<https://www.youtube.com/watch?v=Ls9USMq1VA4>

Chowdhury, A. F. M. K., Deshmukh, R., Wu, G. C., Uppal, A., Mileva, A., Curry, T., Armstrong, L., Galelli, S., & Ndhlukula, K. (2022). Enabling a low-carbon electricity system for Southern Africa. *Joule*, 6(8), 1826–1844. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.06.030>

Dammert, A., Garcia, R., & Molinelli, F. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Electrico*.

EIA, E. I. A. (2023). *World Energy Outlook*.

Gorman, W., Mills, A., & Wiser, R. (2019). Improving estimates of transmission capital costs for utility-scale wind and solar projects to inform renewable energy policy. *Energy Policy*, 135(May). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110994>

Hammami, M., Torretti, S., Grimaccia, F., & Grandi, G. (2017). Thermal and performance analysis of a photovoltaic module with an integrated energy storage system. *Applied Sciences (Switzerland)*, 7(11). <https://doi.org/10.3390/app7111107>

IRENA, I. R. E. A. (2019). *Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants*. 1–20. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf

JICA. (2018). *The Project for Power Development Master Plan in the Republic of Angola Final Report* (Issue December).

JPTC. (2013). *Treaty on the Grand Inga hydropower project between the Republic of South Africa and The Democratic Republic of Congo*.

LAZARD. (2024). *LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS-VERSION 17.0 L. June*.

RNT. (2021). *Relatorio de Gestão 2020*.

SAPP. (2017a). *SAPP POOL PLAN 2017 - Annexes. D*(December). <http://www.sapp.co.zw/sapp-pool-plan-0>

SAPP. (2017b). *SAPP POOL PLAN 2017 Main Volume. D*(December).

Teske, S., Feenstra, M., Miyake, S., Rispler, J., Niklas, S., & Mohseni, S. (2024). *Tanzania: Energy*

Development Plan to decarbonize the Economy. April.

TMOE. (2020). *The Power System Master Plan 2020* (Issue 0, pp. 1–23).

WB, W. B. (2024). *Datos de libre acceso del Banco Mundial*.
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AO&view=chart>

World Bank. (2020). *Increasing Access to Electricity in the Democratic Republic of Congo*.
Increasing Access to Electricity in the Democratic Republic of Congo.
<https://doi.org/10.1596/33593>

Zambezi River Authority. (2024). *Kariba Reservoir Data*.
<https://www.zambezi.org/hydrology/kariba-reservoir-data>

ZMOE. (2010). *Power System Development Master Plan for Zambia 2010-2030*. February.