



ESTUDIO
DE MERCADO

2021



El mercado de la energía eléctrica en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda

Oficina Económica y Comercial
de la Embajada de España en Nairobi

Este documento tiene carácter exclusivamente informativo y su contenido no podrá ser invocado en apoyo de ninguna reclamación o recurso.

ICEX España Exportación e Inversiones no asume la responsabilidad de la información, opinión o acción basada en dicho contenido, con independencia de que haya realizado todos los esfuerzos posibles para asegurar la exactitud de la información que contienen sus páginas.

icex



ESTUDIO
DE MERCADO

15 de diciembre de 2021
Nairobi

Este estudio ha sido realizado por
Adela Crespo Jiménez

Bajo la supervisión de la Oficina Económica y Comercial
de la Embajada de España en Nairobi

<http://Kenia.oficinascomerciales.es>

Editado por ICEX España Exportación e Inversiones, E.P.E.

NIPO: 114-21-009-9

Índice

1. Resumen ejecutivo	5
2. Definición del sector	8
2.1. Delimitación del sector	8
2.2. Países seleccionados para el estudio. Razones	8
2.3. Marco institucional en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda	13
2.3.1. Kenia	13
2.3.2. Tanzania	15
2.3.3. Uganda	17
2.3.4. Ruanda	18
3. Oferta	20
3.1. Kenia	20
Estructura de generación eléctrica	20
Transmisión	21
Distribución	22
Off-grid	22
3.2. Tanzania	23
Estructura de generación eléctrica	23
Transmisión	25
Distribución	25
Off-grid	26
3.3. Uganda	26
Estructura de generación eléctrica	26
Transmisión	28
Distribución	28
Off-grid	29
3.4. Ruanda	29
Estructura de generación eléctrica	29
Transmisión	31
Distribución	32
Off-grid	32
3.5. Intercambios energéticos	33
4. Demanda	35
4.1. Kenia	35
4.2. Tanzania	36
4.3. Uganda	37
4.4. Ruanda	38





5. Precios	40
5.1. Tarifas eléctricas para el consumidor final	40
Kenia	40
Tanzania	40
Uganda	41
Ruanda	41
5.2. Precios de compra de electricidad: IPPs y PPAs.	41
Kenia	41
Tanzania	43
Uganda	44
Ruanda	45
6. Percepción del producto español y de las empresas españolas del sector	46
7. Acceso al mercado – Barreras	48
7.1. Barreras arancelarias	48
7.2. Barreras no arancelarias	48
8. Perspectivas del sector	51
8.1. Kenia	51
8.2. Tanzania	52
8.3. Uganda	54
8.4. Ruanda	54
9. Oportunidades	56
9.1. Kenia	56
9.2. Tanzania	58
9.3. Uganda	60
9.4. Ruanda	62
10. Información práctica	64
10.1. Publicaciones del sector	64
10.2. Asociaciones	64



1. Resumen ejecutivo

El presente estudio analiza la situación actual, las previsiones y las oportunidades del mercado de la energía eléctrica en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda, países miembros de la Comunidad de África Oriental.

Se han seleccionado estos mercados por el potencial que presentan ya que se encuentran en un proceso de expansión económica, industrialización, crecimiento demográfico y urbanización, que se traducirá en un crecimiento relevante de la demanda de energía eléctrica. Junto con el objetivo de los gobiernos de estos países de alcanzar el acceso universal a la electricidad en el corto-medio plazo y las bajas tasas de electrificación de estos mercados en comparación con otras regiones, se considera que hay oportunidades en este sector para las empresas españolas. Además, dado el creciente endeudamiento de los gobiernos, los partenariados público-privados (PPP) cada vez tienen un papel mayor en el desarrollo de los proyectos de energía.

Hay que tener en cuenta el alto porcentaje de población rural de cada uno de los países (72% en Kenia; 64,8% en Tanzania; 75% en Uganda; y 82,6% en Ruanda), que hace difícil la conexión de toda la población al sistema *on-grid*, por lo que también tendrán un papel importante las soluciones descentralizadas *off-grid*, que cada vez con mayor frecuencia son de energía renovable.

El impulso de la utilización de fuentes renovables en la generación eléctrica es una constante en todos los mercados estudiados.

En este estudio se realiza una aproximación al funcionamiento del sector en cada uno de los países mediante la exposición de su estructura institucional; la situación actual y evolución de su oferta y su demanda; los precios al consumidor final y de compra de electricidad a IPPs mediante PPAs y las regulaciones *Feed-in-Tariff*; la percepción del producto español y de las empresas españolas del sector; las barreras de acceso al mercado eléctrico; y las perspectivas del sector en cada uno de los países; para acabar presentando las oportunidades existentes en cada uno de los mercados en el marco de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

La **situación actual** del sector eléctrico en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda se resume en la siguiente tabla:

TABLA 1. SITUACIÓN ACTUAL EN KENIA, TANZANIA, UGANDA Y RUANDA

Kenia (2020)	Tanzania (2019/20)	Uganda (2020)	Ruanda
--------------	--------------------	---------------	--------



Capacidad Instalada (MW)	2.836	1.608,8	1.269,1	238,37
Generación (GWh)	11.603,6	7.787,21	4.391,1	954,7
Mix de generación	44% geotérmica 36% hidráulica 11% eólica 7% térmica 2% solar	62,4% gas natural 37,4% hidráulica 0,2% biomasa	92,4% hidráulica 4,3% bagazo 2% solar 1,3% térmica	53,5% hidráulica 22,4% gas metano 10% térmica 9% compartida 3% turba 2% solar
Red de transmisión (km)	7.174,35	5.896	3.100,5	944,4
Red de distribución (km)	243.207	139.513,86	52.099	27.333
Tasa de acceso a la electricidad (%)	76,49	37,7 (2020)	51 (2020)	65 (2021)

Fuente: elaboración propia

Los **intercambios energéticos** en el marco de la *Eastern Africa Power Pool* (EAPP), de la que forman parte Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda junto con otros seis países, se están impulsando por parte de todos los gobiernos para garantizar un suministro de electricidad más seguro y a menor coste. En la actualidad los intercambios son escasos, pero hay planeadas líneas de interconexión entre las que se puede destacar la línea de 400kV entre Tanzania y Kenia.

Según las previsiones de los planes estratégicos nacionales de cada mercado estudiado, se prevé un incremento exponencial en la **demanda** de todos ellos a medio plazo. En Kenia, el crecimiento de la demanda se prevé que se sitúe entre el 3,6% y el 6,8% anual hasta 2030; en Tanzania, entre el 8,3% y el 15,4% hasta 2044; en Uganda entre el 7,4% y el 8,8% hasta 2030; y en Ruanda en el 10% de media anual hasta el 2025.

Se estudian los **precios** de compra de electricidad por parte del gobierno a los IPPs (*independent power producers*) definidos mediante PPAs (*power purchase agreements*), que tiene un impacto sobre el precio de la electricidad para el consumidor final. El precio de compra a los IPPs puede estar previamente regulado (*Feed-in-Tariff*) o negociarse entre la agencia que corresponda y el propio IPP. Cabe destacar el cambio de legislación en Kenia respecto de la fijación de precios de compra para la electricidad generada a partir de fuentes renovables, mediante la introducción de la subasta inversa para los proyectos de energía solar, eólica y de otras renovables con una capacidad superior a 20 MW, entre otras medidas legislativas.

La **percepción** del producto español y del trabajo de las empresas españolas es positiva y se valora como de calidad, pero a precio razonable. Sin embargo, la alta presencia de empresas y productos chinos e indios, de menos precio, aunque percibidos como de calidad baja por los mercados analizados, dificulta la entrada en este mercado.

El **acceso al mercado**, además, puede verse obstaculizado por las trabas administrativas y falta de seguridad jurídica existente en estos mercados. La propiedad de la tierra también puede dificultar

a las empresas españolas el desarrollo de proyectos de energía eléctrica en Kenia y Tanzania. Sin embargo, la mayoría de los proyectos se obtienen o bien mediante licitaciones o bien mediante acuerdos PPP. Las licitaciones suelen seguir los procedimientos establecidos por organismos como el Banco Mundial, que garantizan un proceso justo para todos los participantes. Los acuerdos PPP, que se encuentran regulados por cada uno de los países, también se pueden adjudicar mediante licitación o bien producirse de forma directa por iniciativa privada. En Kenia, es conveniente tener en cuenta que la nueva *PPP Act* de 2021 requiere presencia local en proyectos (tanto de bienes como de servicios y trabajadores).

Las **perspectivas** del sector son diferentes y condicionan las **oportunidades** en cada uno de los mercados estudiados.

El **Gobierno de Kenia** quiere expandir todavía más la generación renovable en el mix de generación y fomentar la integración de las nuevas tecnologías que reducen los costes de desarrollo de las fuentes solar y eólica; así como impulsar la generación descentralizada mediante proyectos como K-OSAP para conectar la población mediante sistemas *off-grid* (*solar home systems* y *mini-grids*).

La necesidad de explotar los recursos naturales de **Tanzania**, especialmente sus reservas de gas natural y su potencial geotérmico, exigirá destinar 50.589,2 MUSD, dos tercios de los cuales para la expansión de generación.

Por su parte, en **Uganda** hay proyectos de expansión de generación en desarrollo con los que conseguirá excedente de energía eléctrica, por lo que su objetivo hasta por lo menos 2025 es centrarse en la evacuación de electricidad y no en la generación.

Finalmente, las oportunidades en **Ruanda** se encuentran en la expansión de la generación hidroeléctrica o a través de *hydro pumped storage*; en la distribución; así como en los sistemas *off-grid* mediante *solar home systems* y *mini-grids*, con un objetivo para 2024 del 48% de acceso a la electricidad a través de *off-grid*.

2. Definición del sector

Este estudio de mercado tiene como objeto de estudio el sector de la energía eléctrica en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda, miembros de la Comunidad de África Oriental, sector condicionado por el crecimiento de la población, la rápida urbanización, el propósito de incrementar la industrialización de estos países y por el objetivo global de que la energía sea cada vez más limpia y eficiente.

2.1. Delimitación del sector

El sector de la energía eléctrica incluye el todo el proceso que va desde la generación de electricidad hasta el consumo de esta.

En los mercados seleccionados, el proceso se divide en tres grandes actividades: generación, a partir de fuentes renovables o no renovables; transmisión, a través de líneas de transmisión de alta tensión, que son más eficientes y menos caras para el transporte de electricidad en largas distancias; y distribución, fase en la que se transporta la electricidad desde la red de transmisión hasta el consumidor final a través de líneas de baja tensión y en la que también se incluye la comercialización de la electricidad.

2.2. Países seleccionados para el estudio. Razones

Entre los países de demarcación de la Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Nairobi que supervisa este estudio se encuentran Kenia, Tanzania, Uganda, Ruanda, Mauricio, Seychelles, Burundi, Somalia y Sudán del Sur.

Mauricio y Seychelles tienen unas características diferentes al resto de países de África subsahariana y una situación económica equiparable a Europa. Según datos del Banco Mundial, en 2019 su tasa de acceso a la energía eléctrica era del 100% en ambos casos, por lo que las oportunidades en estos países para las empresas españolas son más reducidas. Burundi, Somalia y Sudán del Sur sufren una inestabilidad política, económica y social que desaconseja que sean tenidos en cuenta por las dificultades y riesgos que implican estos mercados.

Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda se encuentran en un importante proceso de expansión económica, industrialización, crecimiento demográfico y urbanización, lo que va a suponer un gran impacto en la demanda de energía eléctrica y en los niveles de conexión a la electricidad. Esta realidad, junto con las todavía bajas tasas de acceso a la electricidad en estos cuatro países y el objetivo de sus gobiernos de alcanzar el acceso universal a la electricidad en el corto-medio plazo,



podría suponer una gran oportunidad para empresas del sector de la energía eléctrica, por lo que se han seleccionado estos cuatro mercados para llevar a cabo el estudio.

Más de dos tercios del total de la población mundial sin acceso a electricidad viven en África subsahariana. La tasa de electrificación en los países de esta región es muy inferior a otras regiones en desarrollo. En 2018, mientras que el norte de África casi alcanzó el acceso universal a la electricidad y que en los países en desarrollo asiáticos la tasa de acceso fue de casi el 95%, en la región que nos ocupa la tasa de acceso fue del 45%. Esta falta de acceso se traduce en la utilización por parte tanto de empresas como de hogares de alternativas ineficientes, contaminantes y más caras, como leña, carbón¹ o queroseno.

Tanto Kenia como Ruanda han conseguido impulsar su economía gracias a la inversión pública y al crecimiento del sector servicios. Sin tener en cuenta el año 2020 de la crisis del coronavirus por no ser representativa de la realidad, en los últimos cinco años, según el FMI, el PIB en Kenia crece entre un 4% y un 6% a precios constantes y se espera que en 2021 el crecimiento del PIB sea del 5.6%. Por su parte, Ruanda tuvo un crecimiento del PIB del 8,6% en 2018 y del 9,5% en 2019 y aunque en 2021 se espera que el crecimiento sea del 5,1%, la previsión es que a partir del 2022 el crecimiento vuelva a alcanzar el 7%.

En 2018, Tanzania y Ruanda fueron incluidas en la lista del Banco Africano de Desarrollo de las diez economías que más crecían en el mundo. Según el FMI, en los últimos años Tanzania ha crecido por encima del 6%. Se espera que en 2021 este crecimiento sea del 4% y que poco a poco se incremente este crecimiento hasta que en 2025 vuelva a situarse por encima del 6%.

Uganda, gracias a los esfuerzos realizados para llevar a cabo la transformación estructural de su economía, principalmente mediante la reducción de la mano de obra total empleada en la agricultura y le impulso de la producción industrial, en 2017, 2018 y 2019 su PIB creció por encima del 5,6% llegando al 7.7% en 2019, a pesar de la desaceleración del crecimiento que venía experimentando de media en la última década. El FMI espera que en 2021 su crecimiento del PIB sea del 4,7% y que supere el 6% en 2023.

Los miembros de la Comunidad de África Oriental (EAC por sus siglas en inglés), de la que forman parte estos cuatro países, tienen como objetivo transformar sus mercados en economías modernas e industrializadas para así poder satisfacer su demanda interna y externa y así incrementar la renta per cápita para mejorar la calidad de vida de su población.

En 2015 la contribución de la industria manufacturera al PIB en África oriental se estimaba en un 8,4%, lo que se sitúa muy por debajo del objetivo de la EAC de alcanzar el 25% del PIB en 2032².

¹ *Africa Energy Outlook 2019*, International Energy Agency (IEA)

² *EAC Industrial Competitiveness Report 2017*, EAC
East African Community Industrialization Policy 2012-2032, EAC

Estos objetivos también se han trasladado a las distintas estrategias nacionales que buscan la industrialización para impulsar la economía y la mejora de vida de sus ciudadanos.

En el año 2000 la población africana era de 817 millones, lo que representaba el 13% de la población mundial. En 2018, casi se duplicó hasta los 1.300 millones de personas, 1.100 millones de los cuales en África subsahariana, pasando a representar un 17% de la población mundial³. La proyección de crecimiento de la población en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda sigue esa tendencia. El FMI proyecta un crecimiento poblacional de la población keniana, ahora de casi 50 millones, hasta los 55,6 millones en 2026; la tanzana crecerá de los casi 60 millones en 2021 a los casi 70 millones en 2026; la población de Uganda crecerá de los 42,5 millones en 2021 a los 49,2 en 2026; y la población de Ruanda de los casi 13 millones en 2021 a los 14,5 en 2026.

Estos países, junto con el resto de la región, están experimentando una rápida urbanización. La población urbana en África subsahariana se ha duplicado en los últimos veinte años hasta alcanzar, en 2019, los 440 millones, representando un 40% de la población total. En el año 2000 la población urbana representaba el 32%. Se espera que para 2040 la población urbana de África subsahariana se incremente en 520 millones más, hasta alcanzar los 960 millones.

La urbanización e industrialización condicionan la demanda de energía eléctrica. En 2020, el 56% de la población mundial era urbana y las ciudades consumían dos tercios de la energía producida total a pesar de que uno de cada tres ciudadanos vivía en asentamientos informales sin acceso a servicios básicos adecuados⁴. Se deduce que esto es así porque en las ciudades se concentra la industria y los habitantes de las ciudades tienen una renta per cápita superior a la población rural y su gasto es mayor.

Por lo tanto, se puede concluir que la industrialización, el crecimiento demográfico y la urbanización incrementan la demanda de electricidad lo que supone una necesidad de mejora y expansión continua de los sistemas de suministro, transmisión y distribución. Esto a su vez requiere una inversión continua y, por lo tanto, supone una oportunidad para las empresas del sector de la energía eléctrica.

Como ya se ha mencionado, cada uno de estos países tiene como objetivo garantizar el acceso universal a la electricidad, entendido como tasa de conectividad, objetivo estrechamente ligado a la industrialización de sus economías.

Se puede observar en la siguiente tabla su situación actual y el objetivo concreto:

TABLA 1. ACCESO UNIVERSAL A LA ELECTRICIDAD

Situación actual y objetivos a corto-medio plazo

³ Africa Energy Outlook 2019, International Energy Agency (IEA)

⁴ World Energy Outlook 2021, International Energy Agency (IEA)

	Tasa de acceso a la energía eléctrica	Objetivo
Kenia⁵	76,49% (2020)	Acceso universal en 2022
Tanzania⁶	37,7% (2020)	Tasa de acceso del 75% en 2025 y acceso universal en 2030
Uganda⁷	51% (2020)	Tasa de acceso del 80% en 2040
Ruanda⁸	65% (junio 2021)	Acceso universal en 2024

Fuente: elaboración propia a partir de datos de autoridades locales.

Sin embargo, el acceso universal es un desafío por su configuración demográfica. El porcentaje de población rural es muy alto en estos países y vive en zonas remotas alejadas de las zonas con acceso a la red principal de suministro de electricidad. Según datos del Banco Mundial, en 2020 la población rural como porcentaje del total en los países objeto de estudio era del 72% en Kenia; 64,8% en Tanzania; 75% en Uganda; y 82,6% en Ruanda. La densidad poblacional es baja por la gran dispersión geográfica por lo que conectar estos núcleos poblacionales a la red principal tendría un coste elevado.

Por esta razón, para poder hacer frente a la creciente demanda de electricidad será necesario no solo seguir extendiendo la red principal sino también dar soluciones descentralizadas *off-grid* mediante la utilización de sistemas *mini-grid* y sistemas autónomos de energía (*stand-alone systems*).

Los sistemas *mini-grid* cada vez con más frecuencia son de energía renovable. Por su parte, los sistemas autónomos de energía proveen de electricidad a un solo hogar, y el mercado está dominado por generadores diésel y sistemas solares fotovoltaicos domésticos (*solar home systems*). En 2018, alrededor de cinco millones de personas en África subsahariana consiguieron acceso a la electricidad gracias a sistemas solares domésticos.

Las energías renovables tienen un gran potencial en esta región por sus abundantes recursos de fuentes disponibles, la mejora de la tecnología y la consecuente reducción de costes.

⁵ EPRA Statistics Report 2020, EPRA

⁶ Electricity sub-sector regulatory performance report for the financial year 2019/20, 2021, EWURA

⁷ ERA Strategic Plan 2020/21-2024/25, 2020, ERA

⁸ Publication of Updated National Electrification Plan (NEP 2021), 2021, REG

TABLA 2. POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES

Tipo de energía y potencial por regiones

	Región	Potencial aprovechado en la actualidad (2019)	Potencial total
Energía solar	África oriental	1% de la potencial	200.000 TWh/año
Energía hidráulica	África subsahariana	35 GW	- 21.800 MW (<i>small-scale hydropower</i> : 1-10 MW) - 3.400 MW (<i>mini-hydropower</i> : 0,1-1 MW)
Energía eólica	África (especialmente Norte y Oeste)	5,5 GW	460.000 TWh/año
Energía geotérmica	Rift de África Oriental	700 MW	15 GW

Fuente: elaboración propia a partir del documento *Africa Energy Outlook 2019*, IEA

Este potencial puede ser aprovechado tanto en *on-grid* como en *off-grid*. Este último caso es fundamental para alcanzar el objetivo de acceso universal a la energía eléctrica.

Así, los gobiernos de estos países están impulsando la electrificación rural poniendo el foco en las energías renovables, para lo que han creado instituciones gubernamentales especializadas como la *Rural Electrification and Renewable Energy Corporation* (REREC) en Kenia, la *Rural Energy Agency* (REA) en Tanzania o la *Rural Electrification Agency of Uganda* (REA) en Uganda.

También Kenia y Tanzania han creado la *Geothermal Development Company* (GDC) y la *Tanzania Geothermal Development Company* (TGDC) respectivamente para impulsar el desarrollo de la energía geotérmica.

El desarrollo de las interconexiones en la región es otra de las estrategias para el acceso universal a la electricidad, haciendo frente a la demanda total de forma más asequible y fiable, mediante el intercambio del excedente de energía y el aprovechamiento de otras fuentes. Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda forman parte de la *Eastern Africa Power Pool* (EAPP), que promueve proyectos de interconexión entre sus países miembros, lo que también supone una oportunidad para las empresas del sector. Además, Tanzania forma parte también de la *Southern African Power Pool* (SAPP) y actúa como nexo entre ambas instituciones regionales.

Los partenariados público-privados (PPP) cada vez tienen un papel mayor en el desarrollo de proyectos de energía dado el creciente endeudamiento de los gobiernos, lo que se deberá tener en cuenta a la hora de buscar oportunidades en estos mercados.

TABLA 3. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA PÚBLICA BRUTA (% PIB)

en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda

	Deuda pública bruta en 2010	Deuda pública bruta en 2020	Previsión de deuda pública en 2025
Kenia	39,12	67,57	70,85
Tanzania	27,55	39,15	37,05
Uganda	18,35	44,10	44,84
Ruanda	18,83	60,11	76,44

Fuente: elaboración propia a partir de datos del FMI (WEO octubre 2021)

Cada uno de estos países tiene una situación distinta tanto por el nivel de desarrollo del sector de la energía, como por su tasa de acceso a la electricidad, fuentes de energía disponibles, distribución poblacional o estrategias nacionales, que se irá exponiendo a lo largo de este estudio. Así, las oportunidades serán distintas en cada uno de ellos, aunque la generación a partir de energías renovables será una constante.

2.3. Marco institucional en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda

2.3.1. Kenia

A. Actores principales

TABLA 4. MARCO INSTITUCIONAL DE KENIA

GENERACIÓN	KenGen
	GDC
	NuPEA
	IPPs
	Mini-grids
	Solar home systems companies
TRANSMISIÓN	KETRACO
DISTRIBUCIÓN	KPLC
	RREC
REGULACIÓN	Ministerio de energía
	EPRA
	EPT

Fuente: elaboración propia a partir del documento *El mercado de la energía eléctrica en la Comunidad de África del Este (EAC): Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda*, ICEX 2019

El **Ministerio de Energía** de Kenia se encarga de la formulación de las políticas del sector y de la estrategia a largo plazo, así como de la monitorización de la implementación de estas.



Por su parte, la **Energy and Petroleum Regulatory Authority** (EPRA) elabora la regulación del sector energético. Entre sus funciones se encuentran la concesión de licencias a instalaciones y técnicos del sector eléctrico, auditoría energética, fijación de tarifas y supervisión del sector. También desempeña un papel relevante en la aprobación de PPAs entre los IPPs y KPLC.

La **Rural Electrification and Renewable Energy Corporation** (REREC) es una agencia estatal con el mandato de la *Energy Act 2019* del desarrollo de la energía renovable distinta de la geotérmica y grandes hidroeléctricas, además de su tarea anterior de impulsar la electrificación rural.

El **Energy and Petroleum Tribunal** (EPT) es una entidad legal independiente encargada de la resolución de disputas de acuerdo con lo dispuesto en la Constitución de Kenia de 2010 y la *Energy Act* de 2019.

La **Kenya Electricity Generating Company** (KenGen) es una empresa público-privada con una participación estatal del 70%, que es la mayor entidad de generación de electricidad del país (produce alrededor del 70% de la energía generada total).

La **Kenya Electricity Transmission Company** (KETRACO) es una empresa 100% estatal a cargo de la planificación, diseño, construcción y mantenimiento de las líneas de transmisión de alta tensión (132 kV en adelante) y subestaciones asociadas, así como las líneas de interconexión regionales.

La **Nuclear Power and Energy Agency** (NuPEA) es una empresa estatal responsable de la promoción, desarrollo e implementación de la generación de energía nuclear en Kenia.

La **Kenya Power** (KPLC) es una empresa semiestatal (50,1% participación estatal) que es propietaria y se encarga de la operación de la mayor parte del sistema de transmisión y del total de la red de distribución de Kenia. Compra energía a granel de todos los generadores de energía sobre la base de acuerdos PPA.

La **Geothermal Development Company** (GDC) es un *Special Purpose Vehicle* (SPV) 100% propiedad estatal creada en 2008 para promover el desarrollo de los recursos geotérmicos en Kenia. Desarrolla actividades de exploración y perforación (protegiendo a los inversores privados de los riesgos asociados a esta fase) para posteriormente permitir a los IPPs (Productores Independientes de Electricidad) interesados que desarrollen el proyecto.

Los **Independent Power Producers** (IPPs) son inversores privados relacionados con la generación de energía, bien a gran escala o en el desarrollo de energía renovable.

Los **mini-grids** son sistemas de generación y almacenamiento de energía interconectados a una red de distribución que provee de electricidad a aquellas áreas no cubiertas por la red principal.

Por último, las **empresas de sistemas solares domésticos (*solar home system companies*)** son empresas que proveen de sistemas solares a hogares que se sitúan lejos de la red eléctrica y que son fundamentales para conseguir el objetivo de acceso universal.

A. Políticas que rigen el sector eléctrico

La *Energy Act* de 2019 establece el desarrollo de un Plan Nacional Integrado de Energía (INEP por sus siglas en inglés) en relación con el carbón, energías renovables y electricidad para garantizar servicios fiables de energía al menor coste.

Como transición hasta que el INEP comience a desarrollarse, el gobierno actualizó el *Least Cost Power Development Plan 2017-2037* (LCPDP) finalizado como LCPDP 2019-2039. Sin embargo, la crisis del coronavirus en 2020 obligó a revisarlo antes de su publicación.

En la actualidad, la estrategia nacional para el desarrollo del sector eléctrico se recoge en el *Least Cost Power Development Plan 2020-2040*, como un plan de transición hasta la publicación del INEP que recoge un plan de expansión eléctrica, así como de la energía renovable desde el corto al largo plazo. Este plan ha sido elaborado en colaboración por todos los agentes involucrados en el sector de la electricidad en Kenia.

2.3.2. Tanzania

A. Principales agentes

TABLA 5. MARCO INSTITUCIONAL DE TANZANIA

GENERACIÓN	TANESCO
	TGDC
	IPPs
	SPPs
	Sistemas <i>stand-alone</i>
TRANSMISIÓN	TANESCO
DISTRIBUCIÓN	TANESCO, ZECO
	REA
REGULACIÓN	Ministerio de Energía
	EWURA

Fuente: elaboración propia a partir del documento *El mercado de la energía eléctrica en la Comunidad de África del Este (EAC): Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda*, ICEX 2019

El **Ministerio de energía de Tanzania** se encarga de la formulación de las políticas de energía, petróleo y gas. También es responsable de la gestión de los recursos energéticos, del desarrollo de infraestructura para petróleo y gas, de la adquisición de petróleo a granel, del desarrollo de

programas de electrificación urbana y rural, y de la gestión de las fuentes de energía renovables y no renovables.

La **Energy and Water Utilities Regulatory Authority (EWURA)** es un organismo autónomo y multisectorial que se encarga del desarrollo de la regulación en el sector eléctrico, del petróleo, gas natural y sector del agua y de su efectiva implementación. Entre sus funciones se encuentra la concesión de licencias, la revisión de tarifas, control de resultados y cumplimiento de estándares en materia de calidad, seguridad, salud y medio ambiente. Desempeña un papel relevante en la aprobación de los PPAs con TANESCO.

La **Tanzania Electricity Supply Company (TANESCO)** es una empresa de propiedad estatal propietaria de la red nacional eléctrica y que tiene el monopolio de la transmisión y distribución de la electricidad generada en sus instalaciones (el 87% del total de la capacidad instalada), así como de la generada por **Independent Power Producers (IPPs)**. TANESCO contribuye con casi del 87% del total de la capacidad instalada en Tanzania.

TANESCO también se encarga de la venta a granel de la energía a la **Zanzibar Electricity Corporation (ZECO)** que se encarga de la distribución en Zanzíbar.

La **Tanzania Geothermal Development Company Limited (TGDC)** es una empresa pública subsidiaria de TANESCO, creada en 2013 con el objetivo de encabezar e impulsar el desarrollo de los recursos geotérmicos en Tanzania. Entre sus funciones se encuentra la exploración, perforación y aprovechamiento de los recursos geotérmicos para generación de electricidad.

Por su parte, la **Rural Energy Agency (REA)** ayuda a los **Small Power Producers (SPPs)** y **sistemas stand-alone** a operar en zonas rurales.

B. Políticas que rigen el sector eléctrico

En la actualidad, la estrategia que marca el camino de desarrollo del sector eléctrico en Tanzania es el *Power System Master Plan 2020 Update* (PSMP 2020) elaborado por el Ministerio de Energía. Este plan es una actualización del PSMP de 2016 y establece los objetivos a corto (2020-2024), medio (2025-2034) y largo plazo (2035-2044) en cuanto a generación y transmisión y de electricidad para incrementar el acceso a la electricidad.

2.3.3. Uganda

A. Principales agentes

TABLA 6. MARCO INSTITUCIONAL DE UGANDA

GENERACIÓN	UEGCL
	IPPs
	AEC
TRANSMISIÓN	UETCL
DISTRIBUCIÓN	UEDCL
	Empresas de distribución privadas
	REA
REGULACIÓN	Ministerio de Energía y Desarrollo de Minerales
	ERA
	EDT

Fuente: elaboración propia a partir del documento *El mercado de la energía eléctrica en la Comunidad de África del Este (EAC): Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda, ICEX 2019*

El **Ministerio de Energía y Desarrollo de Minerales** elabora las políticas que guían el desarrollo y la explotación del sector de la energía.

Por su parte, la **Electricity Regulatory Authority (ERA)**, creada por la *Electricity Act* de 1999, es un regulador independiente del sector de la energía. Regula la generación, transmisión, distribución, venta, exportación e importación de la electricidad en Uganda. Tiene un papel importante en la aprobación de los PPAs con la UETCL.

El **Atomic Energy Council (AEC)** es un organismo estatal creado con el mandato de desarrollar el marco regulatorio para el uso de la energía nuclear y garantizar el correcto uso de esta.

El **Electricity Dispute Tribunal (EDT)** es un órgano de resolución de diferencias para el sector de la electricidad. Resuelve conflictos entre consumidores y entre consumidores e instituciones del gobierno. Sus resoluciones se pueden apelar ante el *High Court* de Uganda.

La **Rural Electricity Board (REB)** gestiona el *Rural Electrification Fund (REF)*, las subvenciones para apoyar proyectos de electrificación rural y elabora la política que guía la actuación de la REA.

La **Rural Electrification Agency (REA)** es un organismo semiautónomo establecido como la secretaria de la REB encargada de la implementación de los proyectos de electrificación rural.

La **Uganda Electricity Generation Company Ltd. (UEGCL)** es una empresa estatal que se encarga de la concesión y control de las concesiones hechas en el ámbito de la generación de electricidad, así como de la operación, mantenimiento y control de las plantas de generación

propiedad del gobierno (45% del total de la capacidad instalada). También impulsa proyectos de desarrollo como plantas de generación hidroeléctrica y otros proyectos de energía renovables.

La **Uganda Electricity Transmission Company Ltd** (UETCL) es una empresa estatal creada en 2001 que tienen en propiedad y se encarga de la operación de las infraestructuras de transmisión (por encima de 33kV). Es responsable de la transmisión, compras de electricidad a granel a los generadores de electricidad y de la exportación e importación de electricidad.

La **Uganda Electricity Distribution Company Ltd** (UEDCL) es una empresa de propiedad estatal propietaria de la infraestructura de distribución (33kV o por debajo). Es responsable de la operación y mantenimiento de la red de distribución no concesionada, así como de las funciones de minorista. UEDCL en 2005 firmó un contrato de concesión por un periodo de 20 años para la distribución con la empresa privada Umeme Limited, que es la mayor distribuidora de Uganda. En la actualidad hay 8 empresas con concesiones para la distribución de electricidad. A parte de Umeme, estas son: West Nile Rural Electrification Company (WENRECo), Bundibugyo Electricity Cooperative Society (BECS), Kyegegwa Rural Energy Co-operative Society (KRECS), Pader-Abim Community Multi-Purpose Electric Co-operative Society (PACMECS), Kilembe Investments Limited (KIL), Hydromax, y Kalangala Infrastructure Services Limited (KIS).

Los **Independent Power Producers** (IPPs) son productores privados de electricidad que venden la energía generada a UETCL a través de PPAs regulados y aprobados por la ERA.

B. Políticas que rigen el sector eléctrico

La estrategia de expansión de electricidad en Uganda se encuentra recogida en el *Least Cost Electricity Expansion Plan 2020-2030 (LCEEP 2020-2030)*.

2.3.4. Ruanda

A. Principales agentes

TABLA 7. MARCO INSTITUCIONAL DE RUANDA

GENERACIÓN	REG
	IPPs
TRANSMISIÓN	REG
DISTRIBUCIÓN	
REGULACIÓN	Ministerio de Infraestructura
	RURA

Fuente: elaboración propia a partir del documento *El mercado de la energía eléctrica en la Comunidad de África del Este (EAC): Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda, ICEX 2019*

El **Ministerio de Infraestructura** de Ruanda (MININFRA) elabora las políticas que guían el desarrollo e impulsan las infraestructuras en Ruanda incluyendo transporte, energía, hábitat, urbanismo, agua y saneamiento. En el sector energético comparte con la REG la responsabilidad en la planificación de generación y transmisión y de proyectos de electrificación.

La **Rwanda Utilities Regulatory Authority** (RURA) es la encargada de la regulación del sector. Aprueba los PPAs entre los IPPs y la EUCL.

La **Rwanda Energy Group** (REG) es una empresa 100% estatal responsable de la importación, exportación, generación, transmisión, distribución y venta de electricidad en Ruanda. La REG es responsable de la transmisión y distribución del país en régimen de monopolio estatal. En el ámbito de la generación, se encarga de desarrollar, mantener y operar la infraestructura energética del país a través de dos subsidiarias:

- **Energy Development Corporation Limited** (EDCL): tiene como objetivo el estudio y desarrollo de nuevas plantas de generación, líneas de transmisión y proyectos de nuevas conexiones en zonas rurales.
- **Energy Utility Corporation Limited** (EUCL): se encarga de la gestión de las plantas de generación y de su mantenimiento, así como la transmisión y distribución a los clientes finales.

Los **Independent Power Producers** (IPPs) venden la energía que generan a la REG mediante PPAs. Los PPAs son regulados por la RURA.

B. Políticas que rigen el sector eléctrico

La estrategia principal de Ruanda se recoge en el *Rwanda Least Cost Power Development Plan* (RLCPDP) 2020-2040 que tiene como objetivo el desarrollo de la generación priorizando las opciones más económicas para así garantizar tarifas asequibles. La estrategia se divide en tres fases: el periodo anterior a la entrada en funcionamiento de la planta de Hakan (2019-2020); el periodo de entrada en vigor de los proyectos ya comprometidos (2021-2027) y el largo plazo (2028-2040).

Además, las estrategias de transmisión y distribución se recogen en el *Rwanda Transmission Master Plan 2020-2028* y en el *Rwanda Electricity Distribution Master Plan* de 2021, respectivamente.

Estas estrategias han sido elaboradas por la REG.

3. Oferta

En este apartado se analiza la estructura de la generación, transmisión y distribución. También los actuales competidores privados en el ámbito del *off-grid*.

3.1. Kenia

Estructura de generación eléctrica

La energía hidráulica era la principal fuente de electricidad en Kenia hasta 2014. Debido a la dependencia de las fuentes hidráulicas de las circunstancias climáticas, la política energética se ha centrado en el desarrollo de la generación geotérmica, solar y eólica.

La capacidad instalada de generación se ha incrementado considerablemente los últimos años. En 2014 la capacidad era de 2.195,3 MW, donde destacaba la hidráulica con 818,3 MW de capacidad instalada (37% del total) frente a los 573,4 MW de geotérmica (26% del total). El crecimiento ha sido de un 4,52% de media anual. En 2020, la capacidad instalada de generación era de 2.836 MW⁹: 836,1 MW de geotérmica (30%); 834 MW de hidráulica (29%); 749,1 MW de térmica (26%); 336,1 MW de eólica (12%); 52,5 MW de solar (2%); y 2 MW de cogeneración (1%), que decreció de forma drástica de los 28 MW en 2019 debido al cierre de la planta eléctrica Mumias Sugar por el vencimiento de su contrato de compraventa de energía (PPA).

A finales de junio de 2020, 937 MW de capacidad instalada correspondían a IPPs, que son: Iberafrica Diesel (52,5 MW), OrPower 4 – Geothermal I, II & III (121 MW), OrPower 4 – Geothermal (la 4ª planta) (29 MW), Tsavo (74 MW), Rabai Power (90 MW), Imenti Tea Factory (Feed-in Plant) (0,283 MW), Thika Power (87 MW), Gikira small hydro (0,514 MW), Gulf Power (80,32 MW), Triumph Diesel (83 MW), Biojoule Kenya Ltd. (2 MW), Regen-Terem (5 MW), Gura (2 MW), Chania (0,5 MW), Strathmore (0,25 MW), Lake Turkana Wind Power (310 MW)¹⁰.

En cuanto a la generación, en 2020 se generaron 11.603,6 GWh. La generación hidráulica se incrementó con respecto al año anterior un 32,1% hasta los 4.232,7 GWh gracias a las lluvias favorables experimentadas.

En 2020 KenGen siguió siendo el mayor generador de electricidad con un 73% del total comparado con los IPPs que representaron el 27% del total. Los *off-grids* generaron el resto. Las importaciones

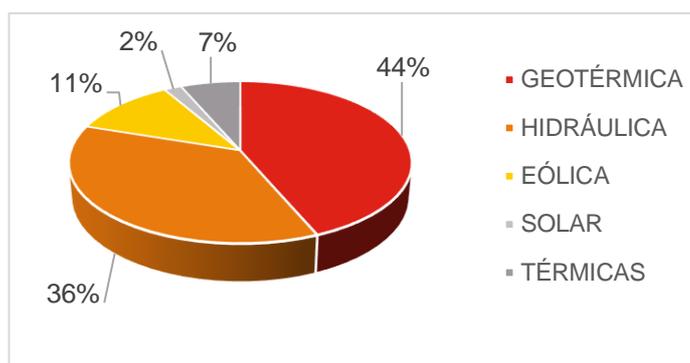
⁹ *Economic Survey 2021*, Kenya National Bureau of Statistics (KNBS)

¹⁰ *Annual Report and Financial Statements for the Year ended 30th June 2020, 2021*, KPLC

de electricidad también se redujeron en un 35,5% hasta los 136,7 GWh. **El 92,3% de la electricidad fue generada a partir de fuentes renovables.**

La estructura de la generación eléctrica y su evolución fueron las siguientes:

GRÁFICO 1. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA. KENIA 2020



Fuente: Economic Survey 2021, KNBS.

TABLA 8. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN E IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD 2016-2020 (GWh)

	Generación									Import	Total
	Hidráulica	Térmica				Geotérmica	Co generación	Eólica	Solar		
		KenGen	IPP	EPP	Total						
2016	3.959,9	539,4	905,3	26,2	1.470,9	4.484,2	0,1	56,4	-	86,3	10.057,7
2017	2.776,8	998,2	1.535,8	0,0	2.534,1	4.756,3	1,9	61,3	-	229,6	10.359,9
2018	3.986,4	39,15	37,05	0,0	1.545,8	5.127,8	2,5	375,6	13,68	130,3	11.182,0
2019	3.205,3	44,10	44,84	0,0	1.313,3	5.234,7	0,3	1.562,7	92,3	212,0	11.620,7
2020	4.232,7	60,11	76,44	0,0	754,5	5.059,8	0,2	1.331,4	88,4	136,7	11.603,6

Fuente: Economic Survey 2021, KNBS.

Como se observa en la tabla, en los últimos cinco años la electricidad generada a partir de fuentes renovables, sobre todo geotérmica, solar y eólica, se ha incrementado considerablemente frente a la electricidad generada a partir de fuentes térmicas, que se ha reducido.

Transmisión

A finales del año fiscal 2019/2020, la red de transmisión, formada por líneas de alta tensión de 400kV, 220kV y 132kV, tenía 7.174,35 km, la misma extensión que en el año fiscal anterior.

En la actualidad hay veinte proyectos que comprenden líneas de transmisión y subestaciones con fechas de puesta en marcha entre 2021 y 2022. En 2021 está prevista la finalización de siete líneas de transmisión de 1.280 km en total y dos subestaciones. En 2020 se completaron la línea de transmisión Mwingi-Sultan Kitui de 132kV y 46 km, y la subestación Nairobi North 220/66kV.

En cuanto a la interconexión regional, Kenia forma parte de la EAPP y en la actualidad Kenia está interconectada con Uganda mediante líneas de transmisión de 132kV y con Tanzania mediante líneas de distribución. Además, tiene proyectos de interconexión en proceso de desarrollo con Etiopía, Uganda-Ruanda y Tanzania.

Distribución

La red de distribución nacional, gestionada en su totalidad por KPLC y por REREC en el ámbito rural, tenía una longitud en el año fiscal 2019/20 de 243.207 km. Esta red está formada por líneas de alimentación de 66kV, de media tensión de 33kV y 11kV, así como líneas de baja tensión de 415/240V.

El número de usuarios de KPLC ha experimentado un fuerte crecimiento los últimos años pasando de 1.463.639 en 2010 a 7.576.145 a finales del año fiscal 2019/20. En este último periodo, se ha producido un incremento de más de 500 mil consumidores gracias en gran parte al proyecto *Last Mile Connectivity*¹¹.

En la actualidad, alrededor del 77% de los hogares tienen acceso a la electricidad en Kenia ya sea mediante conexión a la red principal o a través de sistemas *off-grid*, la mayor tasa de acceso de todos los países de África oriental, y el objetivo es alcanzar el acceso universal en 2022.

También se están implementando programas para reducir las pérdidas del sistema (tanto en transmisión como en distribución), que en 2020 se situaron en un 23,5%: 12,7% de pérdidas en líneas de baja tensión; 6,4% en líneas de media tensión; y un 4,4% en líneas de alta tensión.

Off-grid

Dentro del marco del Programa de Electrificación Rural de Kenia, el gobierno ha desarrollado y es propietario de sistemas *off-grid*: 31,9 MW de *off-grid* de diésel; 2,3 MW de *off-grid* de solar; y 0,6 MW de *off-grid* de eólica.

Uno de los objetivos de la Estrategia Nacional de Electrificación de Kenia de 2018 era conectar 35.000 hogares mediante *mini-grids* y 1,94 millones de hogares mediante *solar home systems*.

Así, cabe señalar que en el año fiscal 2017/18 se aprobó el proyecto K-OSAP (*Kenya: Off-grid Solar Access Project for Underserved Counties*) financiado por el Banco Mundial. Este proyecto, que lleva implementándose 3 años, tiene como objetivo la construcción de 121 *mini-grids* en 14 condados, para suministrar electricidad a instalaciones comunitarias, empresas y hogares bajo acuerdos PPP con KPLC, que es el organismo estatal encargado de su implementación; y la construcción en estos

¹¹ Annual Report and Financial Statements for the Year ended 30th June 2020, 2021, KPLC

mismos condados de *stand-alone solar home systems* para 250.000 hogares e instalaciones comunitarias.

Hay tres tipos de *mini-grid* en función de su propietario: *mini-grids* de propiedad privada; *mini-grids* de propiedad comunitaria; y *mini-grids* de propiedad y operación pública. En este último caso, la REA es la propietaria y KPLC es quien los opera.

Algunas de las empresas privadas que dominan el sector *mini-grid* en Kenia son: Powerhive, Talek Power Company, PowerGen, RVE.Sol, SteamaCo, IPS Kenya, Wind for Prosperity Kenya, Greenpower Engineering, Ofgen, KMR Infraestructure y Skynotch Energy Africa¹².

Kenia es el mercado líder en ventas en *solar home systems* (SHS). Destacan las siguientes empresas privadas del sector de SHS: Azuri, Barefoot Power, BBOXX, Bidhaa Sasa, BioLite, Bright, d.light, Fosera, Givewatts, Greenlight Planet, Mibawa, M-Kopa, Mobisol, Mwezi Energy, Orb Energy, Pawame, Solar Kiosk, Solar Panda, Solinc, Sollatek, y Spark Possibilities¹³.

3.2. Tanzania

Estructura de generación eléctrica

A junio de 2020, la capacidad instalada total de generación en Tanzania fue de 1.608,8 MW, un 97,75% del total (1.565,72 MW) del sistema *on-grid* y 2,25% del total (36,08 MW) del *off-grid*. Del total de la capacidad instalada, TANESCO contribuye con el 86,71% del total, IPP (SONGAS) con el 11,8% y los SPP (*small power producers*) y VSPP (*very small power producers*) con el restante 1,49%¹⁴. En 2016 la capacidad instalada era de 1.442,21 MW, lo que supone un incremento de aproximadamente un 12% en cuatro años.

Además de Songas Tanzania Limited, IPP que produce 189 MW mediante gas natural, el resto de empresas SPP conectadas a la red principal (*main grid*) son: Mwenga Hydropower Limited (4 MW de hidráulica); Tanzania Wattle Company (1,5 MW de biomasa); Tanganyika Planting Company Limited (9 MW de bagazo de caña de azúcar); Andoya Hydro Electric Power Company Limited (1 MW de hidráulica); Tulila Hydroelectric Power Company Limited (5 MW de hidráulica); Yovi Hydropower Company Limited (0.95kW de hidráulica); Matembwe Village Company Limited (0.59 kW de hidráulica); y Darakuta Hydropower Development Company Limited (0.32 kW de hidráulica).

¹² *Mini Grids in Kenya. A Case of Study of a Market at a Truning Point*, 2017, Banco Mundial y ESMAP

¹³ *Off-Grid Solar Market Assessment Kenya*, 2019, USAID Power Africa Off-grid Project

¹⁴ *Electricity sub-sector regulatory performance report for the financial year 2019/20, 2021*, EWURA

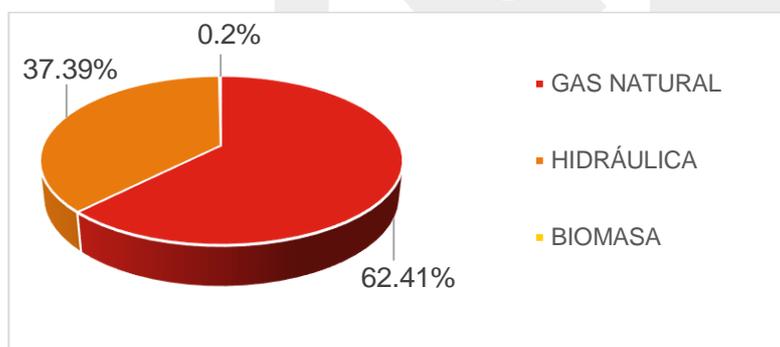
TABLA 9. DETALLES DEL TOTAL DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA 2020 (MW)

	CAPACIDAD	DATOS DE INTERÉS
Main grid	1.565,72 MW (97,75%)	1.354,36 MW (86,5%) – TANESCO
		189 MW (12,1%) – IPP (SONGAS)
		22,36 MW (1,4%) – SPP (empresas privadas)
Off-grid	36,08 MW (2,25%)	34,61 MW (95,93%) – TANESCO
		1,47 MW (4,07%) MW – SPP <i>off-grid</i>
TOTAL	1.601,80 MW	1.388,97 MW (86,71%) – TANESCO
		189,00 MW (11,80%) – IPP (SONGAS)
		23,83 MW (1,49%) – SPP & VSPP (empresas privadas)

Fuente: Electricity sub-sector regulatory performance report for the financial year 2019/20, EWURA 2021.

En cuanto a la generación, en 2019/20 se incrementó un 2,6% hasta los 7.787,21 GWh. El mix de generación o la estructura de generación en Tanzania durante el año fiscal 2019/20 ha consistido principalmente en gas natural (62,41%), que se ha reducido un 8% con respecto al año anterior; y en energía hidráulica (37,39%), un 16% más que el año anterior.

GRÁFICO 2. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA. TANZANIA AF 2019/20



Fuente: Electricity sub-sector regulatory performance report for the financial year 2019/20, EWURA 2021.

Desde 2017, la generación de electricidad no ha variado significativamente. Este año la electricidad generada fue de 7.052,67 GWh, por lo que desde 2017 y hasta 2020, la generación se ha incrementado tan solo un 11%. Sin embargo, el mix de generación es diferente. En la actualidad, la generación con gas natural representa más del 62% de la generación total, mientras que en 2017 representaba tan solo el 44%; por su parte, la generación hidráulica se ha mantenido más o menos constante: un 39% en 2017 frente a un 37% en 2020; el combustible líquido, que en 2017 representaba el 16% de la generación total, ha desaparecido del *mix* de generación de 2020.

Transmisión

TANESCO es el único operador de la red nacional de transmisión formada por líneas de alta tensión. Transporta la energía generada por él mismo y la comparada a los IPPs. A 20 de junio de 2020, la red de transmisión estaba formada por 5.896 km de líneas de transmisión (679 km de líneas de 400kV; 3.011 km de líneas de 220kV; 1.673 km de 132kV; y 543 km de líneas de 66kV) y 58 subestaciones. Las pérdidas durante el año fiscal 2019/20 fueron de 5,89%.

En la actualidad, TANESCO está llevando a cabo proyectos de expansión de la línea de transmisión que finalizarán entre los años 2021 y 2022 y que incrementarán la red en 1.926 km.

En cuanto a la interconexión regional, Tanzania importa electricidad de Kenia, Uganda y Zambia y se han planeado o están en construcción líneas de transmisión con Kenia, Zambia, Uganda, Mozambique, Ruanda-Burundi y Malawi.

Distribución¹⁵

La red de distribución está operada en su mayor parte por TANESCO. A junio de 2020, la red de distribución estaba formada por líneas de un total de 139.513,86 km de longitud (de 33kV, 11kV, 04kV y 0,23 kV). TANESCO es propietaria de 139.092,86 km mientras que el resto, 421 km, son propiedad de la empresa Mwenga Power Services Limited.

Respecto del año anterior, esto ha supuesto un incremento de un 27,34% de la red de distribución operada por TANESCO y de un 2% de la red operada por Mwenga. Así, en 2020 la tasa de acceso a la electricidad era del 37,7%. Las iniciativas de electrificación rural llevadas a cabo por la REA han contribuido significativamente a la expansión de la red de distribución de TANESCO en el último año fiscal. TANESCO registró un 9,41% de pérdidas en la distribución y Mwenga un 4,73% (en 2019 tuvo un 4,24% de pérdidas).

El número de usuarios a junio de 2020 fue de 2.869.151. TANESCO prestó servicio a 2.864.560 usuarios (un incremento de un 15,31% con respecto al año anterior) y Mwenga a 4.561 (un incremento de 16,05% con respecto al año anterior).

Además, 11.199 usuarios recibieron electricidad de empresas de *mini-grids* registradas (un 0,05% menos que el año anterior).

¹⁵ Los datos de los apartados de Transmisión y Distribución en Tanzania han sido obtenidos del documento *Electricity Sub-sector Regulatory Performance Report for the Financial Year 2019/20* elaborado por EWURA.

Off-grid

TANESCO es propietario de la mayoría de las plantas eléctricas *off-grid* en Tanzania. Opera siete plantas eléctricas de gasoil no conectadas a la red principal y que suman un total de 36,606 MW de capacidad instalada.

Por otro lado, hay seis empresas privadas VSPP de *mini-grid* que tienen una capacidad instalada de 1.466,29 kW y que representan el 4,07% del total de la capacidad de generación instalada en Tanzania. Todas tienen como fuente la energía solar.

Estas empresas son: PowerCorner (310kW); EON (47.03KW); Ruaha Energy (128KW); Watu na Umeme (48KW); Powergen (257.76kW); y Jumeme (675kW).

Tanzania es, junto con Senegal, uno de los países con más *mini-grids* instalados de África subsahariana. En 2020 contaba con 209 *mini-grids*¹⁶, especialmente híbridos solares.

3.3. Uganda

Estructura de generación eléctrica

A diciembre de 2020, la capacidad de generación instalada de Uganda era de 1.269,1 MW. Del total, 1.255,2 MW suministraban electricidad a la red principal y 13,9 MW era *off-grid*. Se ha producido un incremento del 36% frente a los 932 MW de capacidad instalada total en 2017.

La mayor parte de esta capacidad instalada es de fuentes renovables: 1.019,9 MW de energía hidráulica, un 80% del total (155,9 MW de SHP, plantas hidroeléctricas pequeñas, con una capacidad <20 MW); y 855 MW de LHP, grandes plantas hidroeléctricas); 100 MW de energía térmica (8% del total); 96,2 MW de bagazo (7% del total); 60,8 MW de energía solar (5% del total); y otras tecnologías suponen una capacidad de 1,1 MW (menos del 1%). El reparto de la capacidad instalada se mantiene similar a 2017, año en el que la capacidad de generación hidráulica era del 76%, de la térmica del 10%, de bagazo 10% y de solar 4%.

La capacidad instalada de generación se incrementó 16,5 MW con respecto al 2019 gracias a la puesta en funcionamiento de la planta de generación Tororo Photovoltaic Power Plant de 10 MW y la planta Timex Bukinda HPP (*hydropower plant*) de 6,5 MW¹⁷.

¹⁶ State of the Global Mini-grids Market Report 2020, 2020, Sustainable Energy for All

¹⁷ Los datos de generación, transmisión y distribución en Uganda se han obtenido principalmente del informe *Electricity Supply Industry Performance Report for the Year 2020* que elabora la ERA.

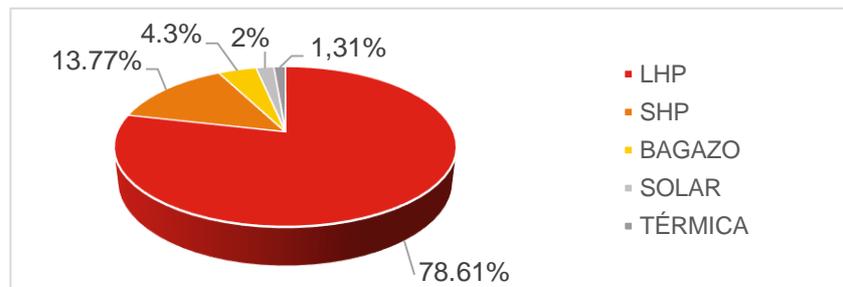
La aprobación de la *Electricity Act* de 1999 supuso la creación de la ERA como regulador independiente, lo que favoreció la liberación del sector y la inversión privada. Así, en la actualidad las SHP, las plantas térmicas, de cogeneración y solares son todas operadas por IPPs.

Entre los IPPs más importantes se encuentran Eskom, Kinyara Sugar, Kilembe Investments Limited, Electro-Maxx y Kakira Sugar.

En cuanto a la estructura de generación, en 2020 el 78,6% de la generación fue de energía hidráulica, tanto de LHP como de SHP.

El *mix* de generación fue el siguiente:

GRÁFICO 3. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA EN UGANDA 2020



Fuente: *Electricity Supply Industry Performance Report for the Year 2020, ERA, 2021*

TABLA 10. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN E IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD 2015-2020 (GWh)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LHP	2.745,4	2.967,1	3.183,4	3.157,5	3.505,9	3.434,8
SHP	306,9	293,7	264,0	444,4	479,9	601,9
Bagazo	174,0	177,6	149,8	206,5	196,8	188,3
Térmica	73,3	66,3	231,1	198,9	102,8	57,3
Solar		3,7	25,4	32,3	78,1	87,5
Importaciones	48,5	40,7	13,4	39,0	20,5	21,4
Total	3.348,1	3.549,0	3.867,1	4.078,5	4.383,9	4.391,1

Fuente: *Electricity Supply Industry Performance Report for the Year 2020, ERA, 2021*.

Como se puede ver en la tabla, en los últimos seis años la mayor parte de la generación eléctrica ha sido y sigue siendo hidroeléctrica. Además, este tipo de generación es la que más crece junto con la solar, aunque esta última en menor medida dado que el potencial hidráulico es mucho mayor. Por su parte, se observa una tendencia decreciente en la generación a partir de energía térmica y en las importaciones.

Transmisión

La UETCL es la única entidad que se encarga de operar la red de transmisión, así como de las importaciones y exportaciones de electricidad.

La red de transmisión se incrementó un total de 202 km en 2020, pasando de 2.898,2 km a finales de 2019 (1.008 km de 200kV; 1.833 km de 132kV; y 35,2 km de 66kV) a 3.100,5 km a finales de 2020 (1.008 km de 200kV; 2.057,3 km de 132kV; y 35,2 km de 66kV).

En 2020, las pérdidas en la transmisión fueron superiores al año anterior. En 2019 se registró un 3,6% de pérdidas mientras que en 2020 un 3,8%.

En cuanto a la interconexión regional, Uganda importa y exporta electricidad. En 2020, como ya se ha señalado, importó 21,4 GWh, el 0,5% del total de energía comprada por la UETCL. Las exportaciones se redujeron considerablemente, sobre todo las exportaciones a Kenia que se redujeron un 37% con respecto al año anterior. En 2020 exportó 132 GWh a Kenia (en 2019 exportó 208,1 GWh); 81,4 GWh a TANESCO (en 2019 exportó 81,4 GWh); 6,7 GWh a Ruanda (en 2019 exportó 7,5 GWh); y 2,2 GWh a RDC (en 2019 exportó 2,5 GWh). Existen proyectos de mejora y expansión de las líneas de transmisión interregional en el marco de la EAPP.

Distribución

A finales de 2020, la red de distribución de la red principal tenía 52.088 km, lo que supone un incremento de 2.454 km con respecto a los 49.633 km de que constaba a finales de 2019. Del total, 27.128 km eran líneas de baja tensión (Umeme Ltd. operaba 21.788 km) y 24.980 km de 11kV (8.268,6 km) y 33kV (16.691,4 km) de las que 15.564 km eran operados por Umeme Ltd.

El organismo regulador ERA es el encargado de otorgar licencias de distribución de electricidad. Durante el año 2020, cinco entidades han realizado actividades de distribución: Umeme Limited, UEDCL, Pader-Abim Community Multipurpose Electricity Cooperative Society Limited (PACMECS), Kilembe Investments Limited (KIL) y Kyegegwa Rural Electricity Cooperative Society (KRECS). Umeme Limited es la mayor distribuidora, distribuyendo un 98% del total de electricidad, seguida de UEDCL. El total de la red de distribución tuvo alrededor de un 22% de pérdidas.

A finales de 2020, el número de clientes finales era de 1.630.789, un incremento de un 3% con respecto al año anterior en el que hubo 1.579.322.

Off-grid

A finales de 2019, Uganda contaba con 34 *mini-grids* y tenía el objetivo de construir 40 más mediante un esquema de licitaciones¹⁸.

En Uganda hay dos empresas privadas líderes en el suministro de electricidad *off-grid*: West Nile Rural Electrification Company Limited (WENRECO) y Kalangala Infrastructure Services Limited (KIS).

Hay otras empresas *off-grid* que están exentas de la obtención de licencia para suministrar electricidad por lo que no tienen obligación de informar sobre su actividad y, por lo tanto, no hay datos oficiales sobre estas. Estas empresas son Kisiizi Hospital Company Limited, Absolute Energy Limited, Bwindi Community Micro Hydropower Limited y Pamoja Energy Limited.

Las dos empresas líderes en *off-grid* vendieron 20,2 GWh a consumidores finales durante el año 2020, lo que representa un 21% más que en el año anterior. El 89% del total fueron ventas de WENRECO procedentes de su propia generación, de la planta hidroeléctrica Nyagak 1, más la compra de electricidad hecha a Electro-Maxx (IPP) a través de un PPA firmado en 2019 para poder hacer frente al exceso de demanda. Por su parte, KIS vendió el 11% del total de electricidad *off-grid* registrado procedente de la planta de generación de electricidad híbrida que ella misma opera, consistente en 1 MW de diésel y 0,6 MW de energía solar.

3.4. Ruanda

Estructura de generación eléctrica¹⁹

A junio de 2021, la capacidad instalada total de generación era de 238,368 MW. Esto supone un incremento del 16% con respecto a 2016, año en el que la capacidad instalada total era de 205 MW.

La capacidad instalada por fuente de energía fue la siguiente: 104,628 MW de hidráulica (44% del total); 58,8 MW de térmica (25%); 29,79 MW de gas metano (13%); 15 MW de turba (6%); 12,05 MW de solar (5%); y 18,1 MW de energía eléctrica importada y compartida (7%). La generación hidroeléctrica sigue siendo la más importante ya que en 2016 también representaba el 45% de la capacidad instalada total, junto con la térmica, que en 2016 representaba el 23% del total.

El leve incremento de MW de 2019 a 2020 (de 9,95 MW) se ha debido al incremento de capacidad de la micro planta hidroeléctrica Nyirabuhombo (off-grid) de 0,5 MW hasta 0,65 MW y a la puesta en funcionamiento de la planta hidroeléctrica Giciye III de 9,8 MW (on-grid).

¹⁸ State of the Global Mini-grids Market Report 2020, 2020, Sustainable Energy for All

¹⁹ Los datos utilizados para la oferta de Ruanda han sido obtenidos en su mayoría del Annual Report for REG, of the Year 2020-2021.

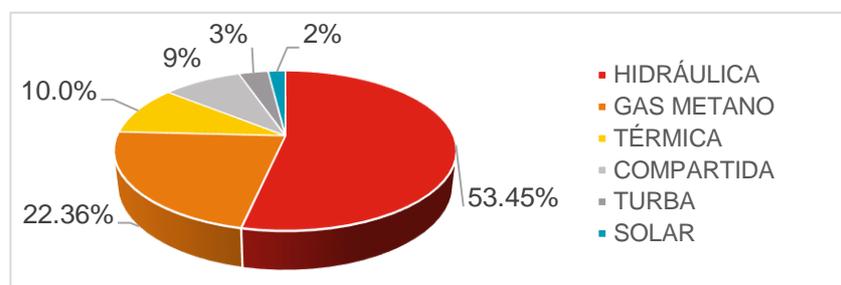


Los IPPs tienen una capacidad instalada de 121,52 MW, equivalente al 50,78% del total. El gobierno de Ruanda, representado por el REG, tiene una capacidad de 99,216 MW, equivalente al 41,62%. Se importan 18,1 MW, el 7,59% restante.

En cuanto a la generación de energía, en el año fiscal 2020/21 se incrementó, sin contar con las importaciones, un 10% con respecto al año anterior, hasta los 954,7 GWh. El mix de energía generada fue el siguiente:

icex

GRÁFICO 4. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA EN UGANDA 2020



Fuente: Annual Report for REG of the Year 2020-2021.

Los IPPs contribuyeron a la generación con el 51,72%, el REG con el 36,54% y la suma de las importaciones y la energía generada compartida (regional) con el 11,74%.

Entre los IPPs más importantes se encuentran los siguientes: en generación hidroeléctrica, Prime Energy, Adre Hydro&Energicotel, RMT, Ngali Energy, RGE Energy o Novel Energy; en generación mediante diésel, SO Energy&SP; en generación mediante metano, Contour Global; en generación solar, Mainz Stadwerke y Gigawatt Global.

TABLA 11. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN E IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD 2015/16-2020/21 (GWh)

	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21
Hidráulica	271,9	277,2	333,8	337,5	387,0	494,4
Gas metano	114,5	197,6	195,0	213,1	213,6	206,8
Térmica	174,5	129,6	138,7	158,7	135,9	92,7
Solar	13,9	14,5	16,9	18,1	17,7	18,1
Turba	1,4	14,3	15,3	31,0	19,0	30,6
Importaciones	56,9	22,9	31,5	32,0	31,95	29,7
Compartida (regional)	18,9	56,0	50,2	63,9	69,2	82,3
Total	652,1	712,1	781,4	854,2	872,6	954,7

Fuente: Annual Report for REG of the Year 2020-2021.

En los últimos seis años la generación ha dependido fundamentalmente de la energía hidráulica y del gas metano, que también son las fuentes de energía que más se han desarrollado. La generación a partir de energía térmica sigue decreciendo junto con las importaciones; la electricidad a partir de energía solar se ha mantenido constante; y la generación compartida (regional) evoluciona favorablemente.

Transmisión

A finales de junio de 2021 la red de transmisión de Ruanda (líneas de 220kV y 120kV) contaba con una longitud de 944,39 km. A pesar de que en el último año se añadieran 23,1 km a la red de 110kV por la puesta en funcionamiento de la línea Bugesera – Bugesera Industrial Park en octubre de 2021, la red de transmisión se redujo desde los 1.285, 62 km registrados el año anterior debido a la corrección de errores ya que se identificaron líneas de transmisión contadas dos veces.



También en el periodo analizado se pusieron en funcionamiento tres subestaciones de alta tensión, Mamba, Rwabusoro y Bugesera, a lo largo de la línea Mamba-Rwabusoro-Bugesera-Gahanga, así como la subestación de 30/30kV Camp-Belge y la subestación temporal de 110/30kV Ruvabu a lo largo de la línea de transmisión Mukungwa-Nyabihu. En total, Ruanda cuenta con 37 subestaciones y 5 patios de interruptores (*switchyards*) situados en las plantas de generación de Gishoma, Jabana II, Mukungwa, Ntaruka y Nyabarongo I.

Distribución

Entre junio de 2020 y junio de 2021 la red de distribución de Ruanda fue ampliada un total de 738,5 km con líneas de media tensión (30kV, 15kV, 17,32kV y 5,5kV) y 1.280,7 km con líneas de baja tensión. En total, la red de transmisión a junio de 2021 cuenta con 27.333 km (9.944,3 km de líneas de media tensión y 17.389,6 km de líneas de baja tensión), un 7,4% más que respecto al año anterior en que contaba con 25.314 km de longitud.

El objetivo del gobierno es alcanzar el acceso universal a la electricidad en 2024. A finales de 2021 la tasa de acceso era del 64,53% (46,92% a la red principal y 17,61% mediante *off-grid*) frente al 55,41% del año anterior.

En total, 178.884 nuevos clientes fueron conectados a la red principal y 72.202 hogares fueron conectados a la electricidad mediante *off-grid* haciendo un total 477.184 hogares, un 15% más que el año anterior. La mayor parte de estas conexiones *off-grid* consisten en paneles solares para tejados.

Entre junio de 2020 y junio de 2021 se registraron un 19,26% de pérdidas en las líneas tanto de transmisión como de distribución, un porcentaje levemente superior al mismo periodo del año anterior, en el que se registraron 19,12%.

Off-grid

A junio de 2021, hay cuatro plantas de generación *off-grid*: Nyirabuhombohombó de 0,65 MW de energía hidroeléctrica; Nyamyotsi 1 (Nyamisi I) de 0,1 MW; Nyamyotsi 2 de 0,1 MW; y Mukungu PHPP de 0,016 MW.

Además, hay dos plantas solares *mini-grid*, Neselteck y Renerg, de 30 KW cada una; y dos plantas hidroeléctricas *mini-grid*, Ecos (11 KW) y Rushaki Power Plant (40 KW)²⁰.

Desde la aprobación de *The Rural Electrification Strategy in Rwanda* en junio de 2016, EDCL firmó memorandos de entendimiento (MoUs) con 21 empresas privadas para incrementar el suministro a través de *solar home systems*.

²⁰ <https://www.reg.rw/what-we-do/offgrid-solutions/mini-grids/>

Las empresas que en la actualidad trabajan con EDCL ofreciendo estas soluciones *off-grid* son: Bboxx, Dassy Enterprises, Elerai Global Services Ltd., Energy Resources Power Ltd., ERF, Geco Ltd., Glas Ltd., Global Evolution Energy, Great Lakes Energy Ltd., Ignite power Ltd., Innotech Consulting Ltd., Intertech Ltd., Mobisol Rwanda Ltd., Munyax ECO, Neseltec, Nots Solar Lamp Ltd. & Barefoot Power (Rwanda) Ltd., Nuru East Africa Ltd., Off grid Electric, Serve and Smile Ltd., Solar Kiosk, Loyal Trust Company Ltd.

3.5. Intercambios energéticos

Los países de África oriental están desarrollando las interconexiones regionales para así favorecer los intercambios energéticos entre países vecinos con las ventajas que eso supone: fuentes de electricidad adicionales, mayor seguridad en el suministro, menores costes como consecuencia de compartir la capacidad de reserva de la generación eléctrica, etc.

Para fomentar estos intercambios, en 2005 se creó *The Eastern Africa Power Pool* (EAPP), organización intergubernamental de la que forman parte diez países: Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda, junto con Burundi, República Democrática del Congo, Etiopía, Sudán, Egipto y Libia.

Tanzania también forma parte de la *Southern African Power Pool* (SAPP), que fomenta lo intercambios entre los países miembros de la *Southern African Development Community* (SADC). Este país pretende ser el punto de unión de intercambios energéticos entre ambos organismos a través de líneas de transmisión con Zambia.

Hoy, los intercambios regionales efectivos son escasos:

- En el año fiscal 2019/20, Kenia importó de Uganda 156 GWh²¹.
- En el año fiscal 2019/20, Tanzania importó 76,12 GWh de Uganda y 33,51 GWh de Zambia²².
- En el año fiscal 2019/20, Uganda importó 18 GWh de Kenia y alrededor de 3 GWh de Ruanda²³.
- En el año fiscal 2019/20, Ruanda importó alrededor de 7 GWh de Uganda²⁴.

Los objetivos de la EAPP es interconectar la región a través de las siguientes líneas de transmisión:

TABLA 12. PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN REGIONAL EAPP

Tipo de energía y potencial por regiones

²¹ Annual Report and Financial Statements for the Year ended 30th June 2020, 2021, KPLC

²² Electricity sub-sector regulatory performance report for the financial year 2019/20, 2021, EWURA

²³ Annual Report and Financial Statements for the Year ended 30th June 2020, 2021, KPLC; Publication of Updated National Electrification Plan (NEP 2021), 2021, REG; Electricity Supply Industry Performance Report for the year 2020, 2021, ERA

²⁴ Electricity Supply Industry Performance Report for the year 2020, 2021, ERA

LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN	TIPO	COMENTARIOS
Tanzania – Kenia	400kV	Interconexión clave para el futuro intercambio energético en la EAPP para integrar los mercados de Burundi, RDC, Ruanda, Uganda, Kenia y Tanzania.
Rusumo – Rwanda – Burundi – Tanzania	220kV	Rusumo Falls Power Plant de 80MW proveerá de electricidad a Ruanda, Burundi y Tanzania.
Etiopía – Kenia	500kV	1.100 km de longitud y capacidad para 2.000 MW.
Uganda – Kenia	220kV	Para transportar electricidad desde Bujagali Hydro Power Station hasta Kenia.
Ruanda – RDC	220kV	Parte de la estrategia de conexión regional.
Burundi – Ruanda	220kV	Parte de la estrategia de conexión regional.

Fuente: elaboración propia a partir del documento Africa Energy Outlook 2019 de la International Energy Agency (IEA).

icex

4. Demanda

En este apartado se analiza la estructura de la demanda de la energía eléctrica en Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda, y las previsiones sobre su evolución a medio plazo.

4.1. Kenia

La estructura de la demanda en Kenia según distintas categorías de consumidor y el incremento de consumo entre 2016-2020 se puede ver en la siguiente tabla:

TABLA 13. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA EN KENIA POR CONSUMIDOR
2016-2020 (GWh)

	2016	2017	2018	2019	2020
Doméstica y pequeños comercios	3.315,7	3.528,3	3.665,9	3.780,1	3.829,1
Grandes y medianas (Comercial e Industrial)	4.146,3	4.199,0	4.336,5	4.441,0	4.281,0
Hora valle (off peak)	31,8	42,2	30,4	-	-
Iluminación pública	46,3	60,1	68,2	63,9	74,5
Electrificación Rural	513,1	580,6	601,3	569,0	611,9
TOTAL DEMANDA DOMÉSTICA	8.053,2	8.410,1	8.702,3	8.854,0	8.796,4
Pérdidas en la transmisión y distribución	1.965,4	1.937,5	2.444,5	2.750,5	2.790,7
TOTAL DEMANDA= TOTAL SUMINISTRO	10.018,60	10.347,60	11.146,80	11.604,50	11.587,10

Fuente: Kenya Economic Survey 2021, KNBS

Sin tener en cuenta el año 2020, en los últimos cinco años la demanda de electricidad se ha incrementado de forma continua, aunque leve. En el periodo analizado, la demanda doméstica total se incrementó alrededor de 1.500 GWh, específicamente por el aumento de la demanda doméstica y comercial e industrial, si bien también de la iluminación pública y la electrificación rural en menor medida. Todo ello a pesar de que las pérdidas en transmisión y distribución hayan experimentado un gran incremento: en 2020 se incrementaron en 40,2 GWh y representaron el 24% del suministro total frente al 20% en 2016 y el 19% en 2017. En 2020, la demanda de grandes y medianas empresas y la doméstica y de pequeños comercios registró el 92,2% de la demanda total.

En el escenario más probable, el *reference scenario*, elaborado por las instituciones gubernamentales involucradas en el sector eléctrico de Kenia a través de las tendencias observadas en datos históricos y recogido en el *Updated Least Cost Power Development Plan 2020-2040*, se estima que la demanda crezca una media de un 5,38% hasta alcanzar 14.320 GWh en 2025 y 19.177 GWh en 2030.

**TABLA 14. PREVISIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN KENIA
2021-2030 (GWh)**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda (GWh)	12.344	12.831	13.299	13.787	14.320	15.152	16.182	17.106	18.095	19.177
Crecimiento (%)	4,97%	3,95%	3,65%	3,67%	3,87%	5,81%	6,80%	5,71%	5,78%	5,98%

Fuente: Updated LCPDP 2020-2040.

Se prevé este crecimiento por el aumento demográfico en Kenia, por el crecimiento del PIB y por el impacto que el desarrollo de los proyectos principales de *Kenya Vision 2030* puedan tener.

4.2. Tanzania

La estructura de la demanda en Tanzania según distintas categorías de consumidor y el incremento de consumo entre 2016-2020 se puede ver en la siguiente tabla:

**TABLA 15. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA EN TANZANIA POR CONSUMIDOR
2016-2020 (GWh)**

	2016	2019	2020
Hogares, comercios, industria de la luz e iluminación pública		3.368	3.688
Suministro de baja tensión comercial, de servicios e industrial	6.570	652	673
Suministro de alta tensión, agricultura, edificios comerciales significativos e industrias		2.594	2.719
Otros consumidores		0	0
Pérdidas en la red de transmisión y distribución	1.290	1.218	1.257
TOTAL DEMANDA = TOTAL SUMINISTRO	7.860	7.832	8.338

Fuente: datos de PSMP 2016 Updated y PSMP 2020 Updated.

La demanda entre 2016 y 2019 no cambió (incluso se redujo) según los datos recogidos en las estrategias del gobierno tanzano. Sin embargo, aunque en los dos últimos años no ha habido grandes cambios en la demanda de electricidad, esta ha crecido levemente en cada una de las categorías de consumidores. Las pérdidas en la distribución y transmisión no se han solucionado, incrementándose las pérdidas en la red de distribución en 39 GWh en 2020.

Según el escenario base planteado en el PSMP 2020, se estima que la demanda crezca entre un 8% y un 16% con carácter anual entre 2021 y 2044, alcanzando 15.355 GWh en 2025 y 107.854 GWh en 2044, lo que supondría alcanzar en 2044 una tasa de acceso a la electricidad del 96,1%.

La previsión de crecimiento de la demanda de electricidad en Tanzania es la siguiente:

TABLA 16. PREVISIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN TANZANIA
 2021-2044 (GWh)

	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2044
Demanda (GWh)	9,049	10,132	11,491	13,265	15,355	28,692	51,482	78,618	107,854
Crecimiento (%)	13.3%	11.8%	12.7%	15.4%	15.3%	13.4%	9.5%	8.3%	8.3%

Fuente: Updated PSMP 2020.

Este crecimiento de la demanda sería consecuencia de varios factores:

- Los objetivos de industrialización del gobierno tanzano y de alcanzar una tasa de acceso a la electricidad del 50% en 2025.
- El decrecimiento de las tarifas como consecuencia de la puesta en marcha de la planta hidroeléctrica Julius Nyerere.
- El crecimiento del PIB en Tanzania, que hasta 2019 mantenía una tendencia de crecimiento de 7% o cercana al 7%.
- El crecimiento de la población, que el PSMP 2020 estima que alcance los 114 millones de personas en 2044 y la rápida urbanización de esta.

4.3. Uganda

La evolución de la estructura de la demanda en Uganda según la categoría de consumidor en los últimos tres años se puede observar en la siguiente tabla:

TABLA 17. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA EN UGANDA POR CONSUMIDOR
 2018-2020 (GWh)

	2018	2019	2020
Doméstico	672,9	703,3	738,8
Comercial	393,8	394,4	366,6
Industria media	486,4	508,6	462,9
Gran industria	795,4	896,2	821
Industria Extragrande	732,2	759,3	898,4
Resto	1,1	1,3	1,8
Pérdidas	632,60	659,30	718,40
Pérdidas (%)	17,03	16,81	17,92
TOTAL DEMANDA	3.714,40	3.922,40	4.007,90

Fuente: Electricity Supply Industry Performance Report for the Year 2020, ERA, 2021.

Hay que tener en cuenta además que las exportaciones a países vecinos, Kenia, Uganda, Tanzania y RDC, representan alrededor del 5% del total y no están incluidas en la tabla anterior. Según los datos de 2018-2020, la demanda crece poco pero de forma sostenida en todas las categorías de consumidores. A pesar de la crisis del 2020, y aunque la demanda se redujera en la mayoría de las categorías, siguió creciendo en consumidores domésticos e industria extragrande.

La industria extragrande seguida de la gran industria y los clientes domésticos son los mayores consumidores de electricidad. Las pérdidas aumentan de forma proporcional al incremento de la demanda y se mantienen entre un 17% y 18%.

Según el escenario base recogido en el LCEEP 2020-2030 elaborado por la ERA, se estima que la demanda se incremente hasta 6.505 GWh en 2025 y 9.650 GWh en 2030, con un incremento anual medio de 7,70%.

TABLA 18. PREVISIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN UGANDA
2021-2044 (GWh)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda (GWh)	4.855	5.213	5.594	6.013	6.505	7.076	7.678	8.303	8.947	9.650
Crecimiento (%)	7,90%	7,40%	7,30%	7,50%	8,20%	8,80%	8,50%	8,10%	7,80%	7,90%

Fuente: Electricity Supply Industry Performance Report for the Year 2020, ERA, 2021.

Se prevé un gran aumento de la demanda en Uganda como consecuencia de un rápido crecimiento económico y crecimiento de la actividad industrial, así como por las políticas del gobierno para incrementar el acceso a una energía limpia. Se asume que el crecimiento del PIB será por encima del 6% en línea con los objetivos del *Third National Development Plan (NDP III) 2020-2025*.

4.4. Ruanda

La evolución de la demanda en Ruanda en función de la categoría de consumidores se puede ver en la siguiente tabla:

TABLA 19. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA EN UGANDA POR CONSUMIDOR
2018-2020 (GWh)

	2018	2019	2020
Doméstico/Residencial	115,4	125,5	133,9
No Residencial	214,8	214,2	199,6
Estaciones de agua (bombeo y tratamiento)	54,4	57,3	68,4
Hospitales	6,0	14,9	15,6
Torres de telecomunicaciones	46,4	45,1	45,7
Broadcasters	1,7	4,1	4,4
Hoteles	36,6	41,1	27,5
Centros comerciales de datos	-	-	1,1
Industria	178,8	201,3	218,9
TOTAL DEMANDA	654	703,5	715

Fuente: Informe estadísticas sector eléctrico Ruanda 2018, 2019 y 2020. RURA.



El crecimiento de la demanda en los últimos tres años ha sido continuado pero poco significativo, siendo el mayor consumidor la industria seguida de los consumidores domésticos residenciales y no residenciales.

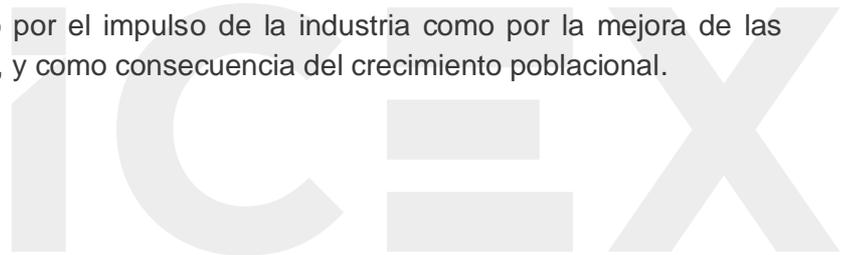
Según el escenario base recogido en el LCPDP 2020-2040, se prevé un crecimiento anual medio de la demanda del 10% hasta llegar a una demanda de 1.686 GWh en 2025, de 2.715 en 2030 y de 7.043 en 2040.

TABLA 20. PREVISIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN RUANDA
2021-2025 (GWh)

	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda (GWh)	1.152	1.267	1.393	1.533	1.686
Crecimiento (%)	10%	10%	10%	10%	10%

Fuente: LCPDP 2020-2030.

Se prevé un crecimiento de la demanda de electricidad de Ruanda como consecuencia del crecimiento económico del país, tanto por el impulso de la industria como por la mejora de las condiciones de vida de los ciudadanos, y como consecuencia del crecimiento poblacional.



5. Precios

Se menciona la fijación de precios de la electricidad para el consumidor final y se analiza el precio de compra de la electricidad a los productores independientes de electricidad (*independent power producers* IPPs).

5.1. Tarifas eléctricas para el consumidor final

Kenia

Las tarifas eléctricas al consumidor final en Kenia se fijan, ajustan y revisan por la EPRA, por mandato de la *Energy Act* de 2019, tanto para el suministro de electricidad *on-grid* como *off-grid*. La última revisión de estas tuvo lugar en 2018 y son efectivas desde el 1 de noviembre de ese mismo año.

Además de estas tarifas se aplican otros cargos al consumidor final para repercutirle los costes en los que ha incurrido el sistema:

- **Fuel Energy Cost (FEC)**: se publica mensualmente y refleja el coste de generación de electricidad durante el mes anterior en función del petróleo consumido.
- **Foreign Exchange Rate Fluctuation Adjustment (FERFA)**: también se publica mensualmente y refleja los costes de divisa extranjera en los que han incurrido KenGen y KPLC.
- **Ajuste de inflación**: este ajuste se produce en periodos de 6 meses.
- **Water Resource Management Authority Levy (WARMA Levy)**: tasa que se paga al *Water Resource Management Authority* por el uso del agua para la generación eléctrica. También se actualiza mensualmente.

Tanzania

EWURA es el organismo encargado de fijar las tarifas eléctricas al consumidor final mientras que TANESCO es quien solicita y propone la revisión de estas, como así se recoge en la *Electricity Act* de 2008. La determinación de las tarifas también está condicionada por la inflación, las fluctuaciones de divisas y de los combustibles.

Desde el 1 de abril de 2016 las tarifas que se aplican son las recogidas en *The TANESCO Tariff Adjustment Order 2016*.

Uganda

La ERA fija las tarifas de electricidad para los distribuidores con licencia por mandato de la *Electricity Act* de 1999. La fijación de estas tiene en cuenta cambios macroeconómicos como el IPC, el Índice de Precio del Producto del USD, las fluctuaciones de divisas y los precios internacionales de los combustibles.

Cada año, la ERA establece tarifas básicas que después se ajustan trimestralmente teniendo en cuenta los factores macroeconómicos mencionados (estos ajustes trimestrales se publican por la ERA).

Ruanda

La RURA es la autoridad encargada de fijar las tarifas eléctricas al consumidor final como así se establece en la Ley N°09/2013 de 01/03/2013 que regula la RURA y la Ley N°21/2011 de 23/06/2011 que regula el sector eléctrico en Ruanda. También tiene en cuenta los costes en los que ha incurrido el sistema para su fijación y que así garantizar la estabilidad financiera de la EUCL. Las tarifas se revisan y publican trimestralmente por la RURA.

5.2. Precios de compra de electricidad: IPPs y PPAs.

Los gobiernos compran energía a los IPPs mediante acuerdos a los que han llegado previamente, los acuerdos para la compra de electricidad (*power purchase agreements* PPAs), en los que se fija un precio de compra por un periodo de tiempo determinado. El precio de compra de la electricidad puede estar regulado (*Feed in Tariff*, FIT), o se negocia con la agencia del país que corresponda.

Kenia

Según la *Energy Act* de 2019, es la EPRA la autoridad encargada de aprobar los PPAs, que previamente han sido negociados por KPLC y el IPP, o que se han acordado según la regulación *Feed-in-Tariff*.

KPLC ha sido investigado por un grupo de trabajo designado por el presidente Kenyatta en marzo de 2021 debido a las altas tasas de electricidad que soporta el consumidor final en Kenia como consecuencia de los altos precios de compra de energía de KPLC a los IPPs acordados en los acuerdos PPAs. Así, en la actualidad, mientras que los IPPs generan el 25% de la electricidad consumida, representan el 47% del total de los gastos de compra de electricidad de KPLC. Por su parte, KenGen genera el 72% restante que se corresponde con el 48% de los gastos de compra de electricidad de KPLC.

Estos desequilibrios han sido identificados por el grupo de trabajo por lo que el presidente ha exigido a KPLC que revise los acuerdos PPAs con el objetivo de reducir el precio de las tarifas al consumidor

final en un tercio. Además, también ha solicitado que se revise el enfoque “*take-or-pay*” aplicado en los PPAs, bajo el que KPLC tiene la obligación de comprar toda la electricidad producida por los IPPs aunque supere a la demanda, y que se sustituya por otras estructuras de pago.

Para fomentar la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, en 2008 Kenia introdujo la política *Feed-in-Tariff* (FiT) para generación eólica, con biomasa, pequeña hidroeléctrica, geotérmica, biogás y solar. Esta norma se revisó en 2010 y 2012. Este instrumento garantiza una tarifa predeterminada de compra de electricidad a los productores durante un periodo de 20 años.

Debido a la evolución de la tecnología en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, se propuso la revisión de la regulación del FiT para así poder reducir los precios de compra a los IPPs ya que la regulación de 2012 no permitía que esa reducción de costes en la generación se reflejara en una bajada en las tarifas eléctricas para el consumidor final.

El LCPDP 2017-2037 proponía la adopción de un mercado de subasta energética para los proyectos de solar y eólica y la revisión de la política FiT para integrar las tecnologías de biomasa y pequeñas hidroeléctricas en la red eléctrica.

Siguiendo las recomendaciones del LCPDP, en 2021 se han publicado varias normas relevantes. El Ministerio de Energía de Kenia ha aprobado la *Feed-in-Tariffs Policy on Renewable Energy Resource Generated Electricity (small-hydro, biomass and biogas) 2021*, la tercera revisión de la FiT, que determina el uso de este instrumento solo para proyectos de biogás, biomasa y pequeñas hidroeléctricas, hasta un máximo de 20 MW. En esta nueva regulación de los FiT se han reducido las tarifas prefijadas de compra de electricidad a los IPPs.

TABLA 21. FIT PARA PROYECTOS DE HASTA 10 MW. KENIA

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FiT (USD/kWh)	% ESCALABLE POR TARIFA
Hidráulica	0,5	0,09	8%
	10	0,082	
Biomasa	0,5-10	0,095	15%
Biogás	0,2-10	0,095	15%

Fuente: *Feed-in-Tariffs Policy on Renewable Energy Resource Generated Electricity (small-hydro, biomass and biogas)* revisado en 2021, Ministerio de Energía de Kenia.

TABLA 22. FIT PARA PROYECTOS DE MÁS 10 MW. KENIA

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FiT (USD/kWh)	% ESCALABLE POR TARIFA
Hidráulica	10-20	0,082	8%
Biomasa	10,1-20	0,095	15%
Biogás	10,1-20	0,095	15%

Fuente: Feed-in-Tariffs Policy on Renewable Energy Resource Generated Electricity (small-hydro, biomass and biogas) revisado en 2021, Ministerio de Energía de Kenia.

Los proyectos de energía solar y eólica, así como aquellos de energías renovables superiores a 20 MW, ahora se regulan en la *Renewable Energy Auctions Policy*, también publicada en 2021, que establece la fijación de tarifas mediante un sistema de subasta inversa. Esto permitirá que el precio de compra sea mucho más competitivo.

Los proyectos de energía geotérmica tampoco utilizarán el sistema FiT para fijar las tarifas de compra de energía producida, que ahora se fijarán según lo que se disponga en la *Policy on Licensing of Geothermal* que todavía no ha sido publicada.

Estas tres normas tendrán que ser aprobadas por el Ministerio de Finanzas para que se pueda comenzar su implementación.

Tanzania

Según la sección 15 de la *Electricity Act* de 2008, la EWURA es el organismo encargado de aprobar los PPAs que se han negociado entre TANESCO y el IPP.

En este sentido, la EWURA ha desarrollado PPAs estandarizados para pequeños proyectos eléctricos con una capacidad de hasta 10 MW que en la actualidad se regulan en *The Electricity (Standardize Small Power Projects Tariff) Order 2019* en vigor desde el 1 de mayo de 2019. Se prevé su revisión cada tres años:

TABLA 23. FIT PARA PROYECTOS DE HASTA 10 MW. TANZANIA

CAPACIDAD	MINIHIDRÁULICA	EÓLICA	SOLAR	BIOMASA	BAGAZO
	USD cent/kWh	USD cent/kWh	USD cent/kWh	USD cent/kWh	USD cent/kWh
0,1 – 0,5 MW	10,65	10,82	10,54	10,15	9,71
0,51 – 1 MW	9,90	9,95	9,84	9,34	9,90
1,01 – 5 MW	8,95	9,42	9,24	8,64	8,56
5,01 – 10 MW	7,83	8,88	8,34	7,60	7,55

Fuente: *The Electricity (Standardize Small Power Projects Tariff) Order, 2019, EWURA.*

Además, para facilitar la negociación y aprobación de PPAs, EWURA ha desarrollado modelos de PPAs para proyectos de energía eléctrica de más de 10 MW y para siete tipos de fuentes de energía de generación que incluye hidráulica, solar, eólica, biomasa, gas natural, carbón y fueloil²⁵.

Uganda

En Uganda, según la *Electricity Act* de 1999, es la ERA la autoridad encargada de la revisión y aprobación de los PPAs negociados y acordados entre el IPP y la UETCL.

También Uganda utiliza el instrumento del FiT que denomina *Renewable Energy Feed-in-Tariffs* (REFIT) y se aplica a sistemas de pequeña escala de energía renovable con una capacidad instalada de entre 0,5 y 20 MW. Por mandato de la ERA, la UETCL es la encargada de publicar estas tarifas con la consulta a la ERA. La tarifa REFIT se introdujo por primera vez en 2007 y se revisó en 2010, 2016 y 2019. En la actualidad se encuentra regulada en la *Uganda Renewable Energy Feed-in-Tariff (REFIT) Phase 4*, de 2019:

TABLA 24. REFIT PARA PROYECTOS DE HASTA 20 MW. UGANDA

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	REFIT (USD cent/kWh)
HIDRÁULICA	0,5-5	7,92
	5,1-10	Tarifa lineal
	10,1-20	7,51
BAGAZO	-	7,93

Fuente: Uganda Renewable Energy Feed-in-Tariff (REFIT) Phase 4 2019, UETCL y ERA.

La tarifa lineal se utiliza para proyectos hidroeléctricos entre 5-10 MW con el objetivo de evitar los efectos negativos de una tarifa escalonada. Es una tarifa progresiva que va desde los 7,92 USD cent/kWh para 5,1 MW hasta los 7,52 USD cent/kWh para 9,9 MW.

Algunas tecnologías no tienen una tarifa fijada pero sí tienen unos precios techo y un máximo de rentabilidad financiera (ROE).

TABLA 25. REFIT PRECIOS TECHO Y RENTABILIDAD FINANCIERA DE OTRAS TECNOLOGÍAS. UGANDA

	RENTABILIDAD FINANCIERA (%)	PRECIO TECHO (USD cent/kWh)
BIOGÁS	13,5	11,5
OTROS GASES	13,5	6,6
BIOMASA	13,5	9,5
EÓLICA	13,5	10,4
SOLAR PV	10,0	7,1

Fuente: Uganda Renewable Energy Feed-in-Tariff (REFIT) Phase 4 2019, UETCL y ERA.

²⁵ <https://www.ewura.go.tz/power-purchase-agreements/>

También para reducir costes de servicios de consultoría y tiempo la ERA ha desarrollado PPAs estandarizados, así como acuerdos de implementación y licencias modelo²⁶.

Ruanda

La RURA es la autoridad encargada de aprobar los acuerdos PPAs negociados por la REG y el IPP.

También es la encargada de la aprobación del sistema FiT en Ruanda, que tan solo existe para proyectos de energía hidráulica con una capacidad instalada de entre 50 KW y 10 MW. Se regula en la *Regulations n°001/Energy/RURA/2012 of 09/02/2012 on Rwanda Renewable Energy Feed in Tariff*.

TABLA 26. REFIT PARA PLANTAS HIDROELÉCTRICAS. RWANDA

CAPACIDAD INTALADA (MW)	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,5	0,75	1	2	3	4
REFIT (USD/kWh)	0,166	0,161	0,152	0,143	0,135	0,129	0,123	0,118	0,095	0,087	0,079

CAPACIDAD INTALADA (MW)	5	6	7	8	9	10
REFIT (USD/kWh)	0,072	0,071	0,070	0,069	0,068	0,067

Fuente: *The Electricity (Standardize Small Power Projects Tariff) Order, 2019, EWURA.*

²⁶ https://www.era.go.ug/index.php?option=com_content&view=article&id=209:polices&catid=100:renewable-energy-investment-guide

6. Percepción del producto español y de las empresas españolas del sector

La percepción del producto español en estos países es positiva. Se relaciona producto español con producto europeo y se reconoce su calidad a un precio no excesivo.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que hay una presencia importante de productos de origen chino e indio, y que poseen la mayor cuota de mercado en gran parte de sectores, no solo el sector de la electricidad, por sus precios bajos y por la cada vez mayor presencia de empresas chinas desarrollando proyectos en estos países, así como por la importante presencia de kenianos de origen indio por razones históricas. Esto hace difícil a los productos españoles competir, a pesar de que la calidad de los productos chinos e indios se percibe como baja por los mercados estudiados.

Por otro lado, las empresas españolas están presentes en cada una de las fases del sector eléctrico, generación, transmisión y distribución, mediante empresas de ingeniería y constructoras. Además, debido al potencial eólico y solar de España, las empresas españolas de energía renovable solar y eólica tienen una gran experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo y son reconocidas por los países de la región.

En **generación**, las empresas españolas han participado en proyectos de generación eólica y solar y una empresa española ha sido IPPs en Kenia con una planta de generación de fueloil hasta el 2021, año en el que ha dejado de estar en vigor el PPA acordado con KPLC. En la actualidad, varias empresas españolas se encuentran inmersas en un proyecto de expansión de generación solar en Eldoret de 55 MW y tiene la posibilidad de formar parte de otros dos. Otra empresa española está desarrollando como epecista otras dos plantas de generación solar con una capacidad instala total de 100 MW. Este último proyecto está financiado por el Banco Europeo de Inversiones y el banco de desarrollo holandés, con un presupuesto de alrededor de 106 MUSD. En Uganda también hay presencia española como epecistas de plantas solares y con contratos de operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas.

En **transmisión** se han adjudicado diferentes líneas con financiación del gobierno español. Han sido adjudicatarias de proyectos de diseño y construcción de líneas de transmisión y subestaciones en la costa keniana. También se ha adjudicado a una empresa española líneas de transmisión y distribución en Tanzania dentro del Programa de Electrificación Rural. El proyecto de línea de interconexión regional Kenia-Uganda, adjudicada por KETRACO, que en principio estaba financiada por el Banco Africano de Desarrollo hasta que se consideró que el contrato se había incumplido, se adjudicó a una empresa española. En la actualidad KETRACO y esta empresa se encuentran en



un proceso judicial por considerar KETRACO que la empresa española no ha cumplido con los términos del contrato. Esto podría afectar a la imagen de la empresa española en Kenia.

En cuanto a la **distribución**, empresas españolas han desarrollado líneas de distribución dentro del *Last Mile Connectivity Project* en Kenia, y desde hace más de dos décadas KPLC utiliza productos españoles para el cobro de electricidad y mejora de la atención al cliente. En Uganda una empresa española fue adjudicataria de un proyecto para implementar un sistema de gestión de servicios públicos para Umeme.

Los proyectos mencionados tuvieron distintas **fuentes de financiación**: financiación bilateral española, financiación europea, financiación del Banco Africano de Desarrollo, financiación privada y financiación de los propios gobiernos.



7. Acceso al mercado – Barreras

7.1. Barreras arancelarias

En el desarrollo de los proyectos adjudicados hay que tener en cuenta que, en el caso de necesitar importar materiales necesarios para su ejecución, se aplicarán los aranceles recogidos en el *EAC Common External Tariff* que se aplica a todos los miembros de la EAC y por lo tanto a Kenia, Tanzania, Uganda y Ruanda. Con carácter general, el arancel será del 25% para productos finales no prioritarios y del 10% para productos intermedios.

Sin ser una barrera arancelaria pero sí fiscal, las cantidades percibidas por la prestación de servicios de consultoría u otros servicios prestados por entidades no residentes en estos países están sujetos al *withholding tax*, que es el siguiente en cada país: en Kenia es del 20%; en Tanzania del 15%; en Uganda del 15%; y en Ruanda del 15%.

7.2. Barreras no arancelarias

La adjudicación de proyectos de electricidad en estos mercados se lleva a cabo a través de licitaciones, publicadas tanto por organismos multilaterales como por las agencias estatales competentes. También mediante la aprobación de PPPs que se pueden adjudicar a través de un proceso de licitación o, como ocurre en gran parte de proyectos de electricidad, mediante la propuesta directa de iniciativa privada.

Las licitaciones suelen seguir las normas fijadas por el Banco Mundial o el Banco Africano de Desarrollo, ya que muchos de estos proyectos cuentan con financiación multilateral (también del BEI, BAfD, KfW o JICA) y no suponen una barrera para las empresas españolas ya que estas reglas, que por lo general están estandarizadas, buscan garantizar un proceso justo.

En general para todos los mercados estudiados, se encuentran barreras en las gestiones de las administraciones. La falta de coordinación entre distintas administraciones, la lentitud para obtener licencias y permisos y los retrasos en los pagos pueden dificultar el desempeño de la actividad de la empresa interesada en estos países. Los retrasos existentes entre la adjudicación del proyecto y el comienzo de la ejecución de este pueden ocasionar costes extra.

Además, debido a la crisis logística mundial que se inició en 2020, existe la posibilidad de que haya una inflación en los costes de los materiales importados, encareciendo los proyectos y retrasando todavía más el comienzo de estos.

En Kenia, los derechos de propiedad dificultan el desarrollo de proyectos de infraestructura energética. En primer lugar, en el caso de que el terreno donde se vaya a desarrollar el proyecto esté clasificado como agrícola (que es el caso de la mayoría ya que estos proyectos necesitan una gran extensión de tierra, por lo que se suelen desarrollar en zonas rurales) se necesitará de la autorización del *Land Control Board* (LCB) para su venta, alquiler y subdivisión, entre otras transacciones, y el LCB tan solo autoriza a ciudadanos a no ser que un extranjero haya conseguido una exención presidencial.

Además, en Kenia prevalece la existencia de pequeñas parcelas de tierra de propiedad privada o que se consideran terrenos comunitarios, lo que hace todavía más complejo el proceso de adquirir un terreno donde desarrollar un gran proyecto de infraestructura eléctrica. En el caso de que sea el Gobierno a través de la autoridad competente el que vaya a adquirir la propiedad del terreno para después adjudicar un proyecto concreto que se desarrolle en este, la posibilidad de que existan problemas en el proceso de expropiación por los retrasos en el pago del precio de compensación de la expropiación también puede ocasionar demoras en la ejecución del proyecto y un encarecimiento este, como así ha ocurrido en algunos proyectos adjudicados a empresas españolas. Asimismo, el sistema de registro de propiedad descentralizado y manual existente en Kenia genera problemas a la hora de verificar por parte de las autoridades la autenticidad de los títulos de propiedad.

La *Energy Act 2019* exige al Gobierno central y de los condados a que faciliten el proceso de adquisición de tierra, pero no se dice cómo hacerlo.

En Tanzania, el gobierno es el propietario de toda la tierra y los extranjeros pueden obtener un derecho de ocupación por un máximo de 99 años siempre que tengan concedido un Certificado de Incentivos emitido por el *Tanzania Investment Centre*. Sin embargo, según la *Village Land*, en el caso de que la tierra sea una *village land* este derecho de ocupación no puede ser reconocido a un extranjero, tan solo se le pueden reconocer derechos derivativos (arrendamiento, servidumbre...). En este caso, un extranjero podría acceder al derecho de ocupación formando parte de una empresa con la mayoría de las acciones en manos de ciudadanos locales, ya que en este caso la empresa se consideraría local.

La aprobación de la nueva ley *PPP Act 2021* en Kenia también podría suponer barreras para las empresas españolas. Esta ley ha incluido requerimientos de contenido local en los PPPs: los bienes kenianos y servicios que cumplan unos estándares mínimos tendrán prioridad sobre los extranjeros; también en el marco de un PPP se da prioridad a la contratación de ciudadanos kenianos capaces y cualificados siempre que sea posible.

Por último, las empresas deben contar con la suficiente liquidez para hacer frente a los posibles retrasos en el pago, en la ejecución u otros posibles imprevistos que pueden ir apareciendo a lo largo del desarrollo del proyecto. En este sentido, el gobierno español cuenta con instrumentos financieros de apoyo como los créditos concesionales de FIEM, la cobertura de CESCE o los



instrumentos de apoyo de COFIDES. Se recomienda contactar con la Oficina económica y comercial de la Embajada de España en Nairobi para solicitar información sobre esta cuestión.

icex

8. Perspectivas del sector

En este apartado se exponen las perspectivas del sector eléctrico en cada uno de los mercados objeto de estudio según los planes estratégicos nacionales. Estas perspectivas condicionarán las oportunidades detectadas en el sector para las empresas españolas.

8.1. Kenia

Los objetivos a corto-medio-largo plazo del gobierno de Kenia son, entre otros: expansión de la generación renovable en el *mix* de generación; fomentar la integración de las nuevas tecnologías de energías renovables en la generación de electricidad, especialmente solar y eólica, y así garantizar la reducción de costes en generación; impulsar la participación del sector privado en la generación de electricidad a través del sistema FiT, las subastas de energía y los PPPs; e impulsar la generación distribuida o descentralizada.

En **generación**, se espera que la capacidad instalada crezca hasta 3.639 MW en 2025 (un 28% más que en 2020), 4.857 MW en 2030 (un 71% más que en 2020) y 8.186 MW en 2040 (un 189% más que en 2020). La capacidad instalada por fuente de energía en 2040 sería la siguiente: hidráulica 1.814 MW; geotérmica 2.587 MW; solar 404 MW; eólica 731 MW; cogeneración 239,8 MW; LNG 480 MW; carbón 981 MW; gas natural 750 MW; e importaciones 200 MW²⁷. Entre las plantas que se esperan que se integren al sistema en 2021 se encuentran Olkaria 1- Unit 6 de 83,3 MW de energía geotérmica o Kipeto de 40 MW de energía eólica.

Continuar con el desarrollo de la energía geotérmica es uno de los objetivos del gobierno, ya que se considera que Kenia tiene un potencial de 10.000 MW. En estos momentos, tiene una capacidad instalada de energía geotérmica de 836,1 MW y tan solo aprovecha estos recursos en Olkaria, Menegai y Eburru. Otros lugares de interés geotérmico que ya se están explorando son Suswa, Longonot, Akiira y Baringo Silai.

El interés por la energía eólica en Kenia está creciendo progresivamente teniendo en cuenta que se considera una de las energías renovables con una tecnología más madura y unos costes de desarrollo que han decrecido drásticamente en los últimos años y lo siguen haciendo. Se considera que Kenia tiene un potencial técnico de 4.600 MW.

Los lugares de interés eólico en Kenia se encuentran en Marsabit, Samburu, Laikipia, Meru, Nyeri, Nyadarua y Kajiado, así como Lamu, Malindi, Loitokitok y Narok.

²⁷ *Least Cost Power Development Plan 2021-2030*, 2021, EPRA; *Updated Least Cost Power Development Plan 2020-2040*, 2021, EPRA.

La energía solar se ve como una opción relevante para la electrificación rural y la descentralización en la generación. Tiene apoyo del gobierno y su desarrollo tiene costes cada vez menores, por lo que se espera que su tasa de penetración en el mercado keniano mejore considerablemente.

En **transmisión**, el LCPDP 2020-2040 estima una expansión de la red en 8.645 km (un 120% más que en 2020) con sus respectivas subestaciones durante el periodo analizado, con un coste total estimado de más de 7.000 MUSD.

En cuanto a la **distribución**, en diciembre de 2018 Kenia lanzó la *Kenya National Electrification Strategy* (KNES), que sienta las bases para alcanzar el acceso a la electricidad universal en 2022. Para conseguir alcanzar el objetivo se prevé una inversión en líneas de distribución y sistemas *off-grid* de más de 2.700 M USD.

Se quiere avanzar en las **interconexiones regionales** con los países de la EAPP. En 2021 se prevé que termine la construcción de la línea de transmisión HVDC de 500 kV entre Etiopía y Kenia, con una capacidad de 2 GW y una longitud aproximada de 1.045 km (612 km en Kenia). También está prevista la construcción de una línea de transmisión de 400kV entre Kenia, Uganda y Ruanda con una capacidad de 1.700 MW. La línea entre Kenia y Uganda ya está en construcción. Por último, también se está implementando un doble circuito de transmisión de 400 kV y 507,5 km entre Kenia y Tanzania.

8.2. Tanzania

Teniendo en cuenta la agenda de industrialización del gobierno, el objetivo establecido por Tanzania es alcanzar un consumo per cápita de electricidad de 490 kWh al año en 2025/26, un 30% más que los 377 kWh que se consumen en 2020/21, lo que es un indicador de países de renta media, para lo que necesitará una importante inversión en generación, transmisión y distribución para así poder hacer frente a la demanda.

En **generación**, el PSMP 2020 estima una capacidad instalada de 3.971,4 MW en el corto plazo (2020-2024) un 147% más que en 2020; 12.255 MW en el medio plazo (2025-2034), un 660% más que en 2020; y llegar hasta los 20.200,6 MW de capacidad instalada en 2044, un 1.150% más que en 2020, que por fuente de energía se repartiría de la siguiente manera: 6.700 MW de gas natural (33,18%); 5.690,4 MW de hidráulica (28,15%); 5.300 MW de carbón (26,24%); 995 MW de geotérmica (4,93%); 800 MW de eólica (3,96%); y 715 MW de solar (3,54%).

Según el PSMP 2002, la planta hidroeléctrica Julius Nyerere Hydropower Plant de 2.115 MW de capacidad instalada comenzará a funcionar en 2022 con lo que se alcanzará una capacidad instalada de 3.810,9 MW de los que 2.001,9 MW serán de capacidad excedente. Este excedente podrá ser intercambiado con países vecinos, así Tanzania se convertiría en un *hub* eléctrico.

Tanzania tiene un gran potencial hidroeléctrico que se estima en 7.491,2 MW todavía por desarrollar (incluye la Julius Nyerere). También quiere aprovechar los descubrimientos de gas natural con los que se pretende alcanzar una capacidad instalada de alrededor de 7.000 MW. El potencial de energía solar es de 670 MW y el potencial de eólica de más de 1.000 MW. Tanzania posee también un potencial sustancial de geotérmica que todavía no se está aprovechando y que en 2020 se estimaba en 5.000 MW. El objetivo es que en 2044 haya una capacidad instalada de generación geotérmica de 995 MW.

En cuanto a la **transmisión**, el objetivo del PSMP 2020 es que en el corto plazo (2020-2024) se construyan 3.150,2 km de 400kV, 1.833,70 km de 220 kV y 920,80 km de 132 kV; en el medio plazo (2025-2034) 2.444,45 km de 400 kV, 650,70 km de 220 kV y 192,00 km de 132 kV; y en el largo plazo (2035-2044) 610,00 km de 400 kV, 1.180,30 km de 220 kV y 155,20 km de 132 kV.

Respecto de la **distribución**, se espera que en 2025 se consiga unas tasas de acceso de alrededor del 75% y del 100% en 2030.

Tanzania tiene varios proyectos de **interconexión regional**. El PSMP 2020 prevé una capacidad de exportación de 1.500 MW, pero debido a las limitaciones en la capacidad de transmisión, solo se exportarán 1.000 MW con los países de la EAC y SADC desde 2023, y desde 2025 se comerciará con los 500 MW restantes.

Además del ya mencionado en el apartado de Kenia, hay otro proyecto de interconexión con este país en fase de estudio: proyecto de línea de transmisión de 400 kV con objetivo de puesta en marcha en 2025. La línea de transmisión de 400 kV de interconexión Tanzania-Zambia, con la que se pretende conectar la EAPP y la SAPP, se planea que entre en funcionamiento en 2023. También tiene un proyecto de línea de transmisión de 400 kV con Uganda que se estima que entre en funcionamiento en 2025 y un proyecto de línea de transmisión de 220 kV con Ruanda y Burundi que se espera que entre en funcionamiento en 2021.

8.3. Uganda

Según el LCEEP 2020-2030, teniendo en cuenta la demanda prevista y los proyectos de expansión de generación que ya están en marcha y que en muchos casos se han acordado bajo el sistema de *take-or-pay*, Uganda tendrá un exceso de capacidad de generación. Por esta razón, el LCEEP recomienda que hasta 2025 la estrategia se centre en la evacuación de la electricidad (transmisión, distribución e interconexiones regionales) y que solo se consideren más proyectos de expansión de generación después de 2025. Así, recomienda que se fomente la inversión privada en proyectos transmisión y seguir impulsando la *Electricity Connection Policy* (ECP) 2018-2027 que pretende incrementar una media anual de entre 150.000 y 300.000 las conexiones a la electricidad e incrementar la demanda doméstica en 500 MW hasta 2027.

En **generación**, se prevé que con los proyectos que en estos momentos se están desarrollando la capacidad instalada de generación se incremente hasta los 2.300 MW en 2030, en su mayoría mediante el desarrollo de plantas hidroeléctricas, con lo que habría un exceso de suministro de 658 MW.

En **transmisión y distribución**, el LCEEP 2020-2030 estima que se necesitarán 6.030 MUSD para desarrollar la infraestructura de evacuación necesaria teniendo en cuenta la cantidad de electricidad que se prevé que se generará. Del total, tan solo 3.000 MUSD se han comprometido para financiar estas necesidades en el periodo planeado, por lo que aproximadamente 3.000 MUSD siguen sin financiación. La **interconexión regional** requerirá de 704 MUSD para exportar electricidad a Kenia, Tanzania, Ruanda y RDC.

8.4. Ruanda

Ruanda quiere aprovechar sus recursos naturales, especialmente en lo relativo a su potencial hidráulico, solar, el metano y la turba. Además, su objetivo es que el 60% de la generación de electricidad sea de fuentes renovables en 2030.

En cuanto a la **generación**, el LCPDP 2020-2040 prevé un incremento de la capacidad instalada hasta alrededor de 380 MW en 2025: la capacidad de diésel se reduciría a 27,8 MW; la hidroeléctrica se incrementaría a 175 MW aproximadamente; también se incrementarían la capacidad instalada de turba y metano hasta alrededor de 90 MW y 80 MW respectivamente; la solar y las exportaciones (30 MW) se mantendrían constantes. En 2040 la capacidad instalada crecería hasta los 800 MW: se añadirían 22 MW de biomasa; 106,93 MW de gas natural (importada de Tanzania); y 80 MW de *hydro pumped storage*; también se incrementaría la capacidad instalada hidráulica hasta alrededor de 375 MW.



En **transmisión**, el *Rwanda: Transmission Master Plan 2020-2028* tiene planeada la construcción de alrededor de 895 km de líneas de transmisión y alrededor de 14 nuevas subestaciones, además de la renovación y mejora de las líneas y subestaciones ya existentes. El presupuesto estimado para la mejora y expansión de la red de transmisión en el periodo 2020-2028 es de 382 MUSD.

En **distribución**, el *Rwanda Electricity Distribution Master Plan 2021* recoge el objetivo del gobierno de garantizar el acceso universal a la electricidad en 2024. Para ello, estima que el presupuesto necesario será de 1.000 MUSD y se repartirá de la siguiente manera: en 2024, el sistema *on-grid* suministrará el 52% de las conexiones totales para lo que requerirá de un presupuesto estimado de 705,6 MUSD; el sistema *off-grid*, particularmente los *solar home systems*, garantizarán el 38,2% de las conexiones totales para lo que se estima un gasto de 271.3 MUSD; por último, también el sistema *off-grid* pero a través de *mini-grids*, proveerá el 9,8% de las conexiones totales a la electricidad, estimando que el gasto para su desarrollo será de 97,9 MUSD.



9. Oportunidades

En este apartado se analizan las oportunidades en los países analizados según las perspectivas recogidas en los planes estratégicos nacionales del sector de la energía eléctrica.

9.1. Kenia

Según el LCPDP 2020-2040, el objetivo de Kenia es alcanzar una capacidad instalada de 8.186 MW en 2040 con el siguiente reparto de MW según la fuente de energía y evolución en el tiempo:

TABLA 27. CAPACIDAD INSTALADA EN 2025-2040 POR FUENTE DE ENERGÍA. KENIA

TIPO DE GENERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)							
	2020		2025		2030		2040	
	Unidades	%	Unidades	%	Unidades	%	Unidades	%
Hidráulica	829	30	848,8	24,05	1.499,5	29,11	1.813,9	22,16
Geotérmica	783	28	976,6	27,67	1.411,6	27,4	2.586,8	31,60
Solar	53	2	250,3	7,09	454,3	9	404	4,93
Eólica	336	12	475,5	13,47	771,4	20	731	8,93
Cogeneración	2	0	71,44	2,02	197,4	3,83	239,8	2,93
Térmica	749	27	506,4	14,35	417,8	8,11	-	-
Importaciones	-		200	5,67	200	3,88	200	2,44
LNG	-		200	5,67	200	3,88	480	5,86
Carbón	-		-	-	-	-	981,0	11,98
Gas Natural	-		-	-	-	-	750,0	9,16
TOTAL	2.752	100	3.592	100	5.152	100	8.196,5	100

Fuente: Updated LCPDP 2020-2040, Kenia.

Las oportunidades de negocio con fuentes renovables a medio y largo plazo se encuentran en la expansión de generación geotérmica, hidráulica, solar y eólica. La mayor parte de estos proyectos de expansión de la generación se quieren desarrollar mediante PPP para hacer frente al creciente endeudamiento de Kenia.

El LCPDP 2020-2040 enumera una lista de proyectos de generación que, o bien se encuentran ya en desarrollo o bien ya tienen PPAs aprobados por la EPRA o están comprometidos para KenGen, y que suman una capacidad instalada total de 7.872 MW. Entre ellos se pueden destacar los siguientes:

TABLA 28. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN CON PPA O COMPROMETIDOS POR KENGEN. KENIA

NOMBRE PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)	AÑO ESTIMADO PUESTA EN FUNCIONAMIENTO
Karura Hydro Power Plant	Hidráulico	90	2026
Baringo-Silali – Korosi	Geotérmico	100	2028
Marsabit Phase 1	Eólico	100	2028
Meru Wind Phase 1	Eólico	80	2031
Marsabit Phase 2	Eólico	200	2031
Baringo-Silali - Paka I	Geotérmico	100	2032
Olkaria VII	Geotérmico	140	2033
High Grand Falls Multipurpose Project	Hidráulico	693	2037
Olkaria VIII	Geotérmico	140	2039
Olkaria IX	Geotérmico	140	2040

Fuente: Updated LCPDP 2020-2040, Kenia.

Además, el LCPDP 2020-2040 recoge otros proyectos planeados pero que todavía no están en construcción ni tampoco tienen aprobados un PPA:

TABLA 29. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE GENERACIÓN. KENIA

NOMBRE PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)	AÑO ESTIMADO PUESTA EN FUNCIONAMIENTO
Ngong 1, Phase 1	Eólico	-	2028
Olkaria 2	Geotérmico	-	2029
High Grand Falls	Hidráulico	392,7	2030
KenGen Olkaria	Geotérmico	-	2031
LNG Gas Turbine	Geotérmico	280	2034
KenGen Olkaria	Geotérmico	-	2035
Ngong 1, Phase 2	Eólico	-	2035
Lake Turkana-	Eólico	-	2038
REA Garissa	Solar PV	-	2038
Strathmore	Solar PV	-	2038
Olsuswa 70MW	Geotérmico	70	2039
Olkaria 4	Geotérmico	-	2039
OrPower4 Plant	Geotérmico	-	2039
Olkaria 1- Unit 4	Geotérmico	-	2039

Fuente: Updated LCPDP 2020-2040, Kenia.

En el LCPDP 2020-2040 también se pueden encontrar oportunidades en la transmisión. Hay proyectos planeados y que todavía no han comenzado su desarrollo de líneas de transmisión hasta un total de 6.252,5 km y de subestaciones de una capacidad agregada de 13.068 MVA. El presupuesto total previsto para el desarrollo de estos proyectos es de 5.279,734 MUSD.

En el ámbito del *off-grid*, se puede destacar como oportunidad el proyecto K-OSAP (*Kenya Off-grid Solar Access Project for Underserved Counties*), ya mencionado en el estudio. Este proyecto, financiado por el Banco Mundial, tiene un presupuesto de 150 MUSD de los que tan solo se han desembolsado 33,58 MUSD. De los objetivos propuestos en K-OSAP cabe destacar como oportunidades que todavía no se ha construido ningún *mini-grid* en el marco de este plan. El objetivo es la capacidad instalada total de los *mini-grids* construidos llegue a los 5 MW.

Dentro del marco del proyecto K-OSAP se planea actualizar el *Kenya National Electrification Strategy* (KNES). En la actualidad, este plan recoge el objetivo del gobierno de Kenia de alcanzar el acceso universal a la electricidad en 2022, mediante la siguiente inversión estimada:

TABLA 30. INVERSIÓN ESTIMADA PARA ACCESO UNIVERSAL SEGÚN EL KNES. KENIA

PROGRAMA	IMPACTO (conexiones)	COSTE ESTIMADO (MUSD)
Intensificación y densificación de la red actual	3.133.308	1.875,8
Expansión de la red	299.601	381,5
<i>Mini-grids</i>	38.661	33,1
Sistemas solares <i>off-grid</i> (<i>Standalone solar photovoltaic system</i>)	2.179.730	457,5
TOTAL	5.651.300	2.747,9

Fuente: *Kenia National Electrification Strategy*.

9.2. Tanzania

El plan de expansión de electricidad propuesto en el PSMP 2020 de Tanzania se estima que requiere un presupuesto total de 38.340,4 MUSD de los que 9.526,4 MUSD se prevé que se desembolsarán en el periodo 2020-2025. Teniendo en cuenta la inflación y los intereses, el presupuesto total para implementar el PSMP 2020 asciende a 50.589,2 MUSD, de los que dos tercios están destinados a proyectos de generación. Si se incluyen los proyectos de distribución planeados, el presupuesto total sería de 61,453 MUSD. Por lo que las oportunidades en Tanzania se encuentran principalmente en los proyectos de generación de electricidad.

TABLA 31. EVOLUCIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE GENERACIÓN Y POTENCIAL DE CADA UNA A 2020. TANZANIA

TIPO DE GENERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW) ON-GRID				POTENCIAL TOTAL Unidades
	2020		2044		
	Unidades	%	Unidades	%	
Hidráulica	573,70	36,64	5.690	28,15	7.491
Gas Natural	892,7	57,02	6.700	33,18	7.094
Combustible líquido	88,80	5,67	-	-	-
Biomasa	10,50	0,67	-	-	-
Carbón	-	-	5.300	26,24	-
Eólica	-	-	800	3,96	1.000
Solar	-	-	715	3,54	670 MWp
Geotérmica	-	-	995	4,93	5.000
TOTAL	1.565,72	100	20.200	100	-

Fuente: *PSMP 2020 Updated*.

En la tabla se puede ver que, además de en el carbón y el gas natural, hay grandes oportunidades en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. El crecimiento de la generación a partir de hidráulica, eólica, solar y geotérmica entre 2020 y 2044 es muy significativo y el potencial

de estas fuentes es todavía mayor: la generación hidroeléctrica se multiplica por 10 y las de eólica, solar y geotérmica pasan de 0 a una capacidad instalada cercana a 1.000 MW.

Teniendo en cuenta que a 2020 la capacidad instalada total *on-grid* es de 1.565,72 MW, Tanzania ofrece oportunidades relevantes en materia de generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

Entre los proyectos planeados recogidos en el PSMP 2020, se han seleccionado algunos ejemplos como posibles oportunidades:

TABLA 32. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE GENERACIÓN. TANZANIA

NOMBRE PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)	AÑO ESTIMADO PUESTA EN FUNCIONAMIENTO
Geothermal Phase I (Mbeya, Manyara, Morogoro, Arusha, Shinyanga)	Geotérmico	195	2030
Mnyera Taveta	Hidráulico	145	2034
Geothermal Phase II (Mbeya, Manyara, Morogoro, Arusha, Shinyanga)	Geotérmico	200	2035
Mnyera Kwanini	Hidráulico	143,5	2036
Makambako	Eólico	300	2037
Somanga Mtama	Gas Natural	345	2037
Ikondo Mnyera	Hidráulico	340	2038
Mtwara II	Gas Natural	300	2039
Singida III	Eólico	200	2039
Iringa Kilolo	Hidráulico	150	2039
Manyoni	Solar	100	2040
Geothermal Phase III (Mbeya, Songwe, Manyara, Morogoro, Arusha, Shinyanga)	Geotérmico	185	2040
Bagamoyo	Gas Natural	300	2040
Shinyanga II	Solar	150	2041
Geothermal Phase IV (Mbeya, Manyara, Morogoro, Arusha, Shinyanga)	Geotérmico	215	2044
Kinyerezi II New	Gas Natural	470	2044

Fuente: PSMP 2020.

Toda esta electricidad tendrá que ser evacuada, por lo que la expansión de la red de transmisión también es una oportunidad, aunque el presupuesto planeado para su desarrollo es muy inferior.

A pesar de la distribución poblacional de Tanzania, cuya población rural representa casi el 65% del total y se encuentra muy desagregada, el gobierno no ha considerado el sistema *off-grid* como importante para garantizar el acceso universal. Es más, en el PSMP 2020 se incluye como objetivo reforzar la red nacional para garantizar el acceso a la red de todo el país y conectar a la red los sistemas que en estos momentos están aislados de la red principal, es decir, las sistemas *off-grid*. Por esta razón, aunque en el PSMP 2020 no se incluye un análisis exhaustivo sobre la expansión de la red de distribución, sí que se hace una estimación de los costes necesarios: en el corto plazo (2020-2025) se estima que el coste de expansión de la red de distribución duplicará el de transmisión; y que en el medio-largo plazo (2026-2044) el coste será un poco menor del doble del de expansión de la red de transmisión.

9.3. Uganda

El *Least Cost Electricity Expansion Plan* (LCEEP) 2020-2030 recoge los proyectos de expansión planeados durante el periodo analizado.

Según este plan, si los proyectos de expansión de generación entran en funcionamiento en las fechas planeadas, Uganda se va a encontrar en una situación de exceso de electricidad que podría resultarle costosa dado que muchos proyectos se han acordado bajo el sistema *take-or-pay*. Por lo tanto, el LCEEP recomienda centrarse en medidas de mitigación y en fomentar el crecimiento de la demanda y considerar aprobar otros proyectos de generación solo después de 2025. Así, el gobierno ugandés quiere impulsar los proyectos de evacuación de la electricidad para evitar costes derivados del exceso de generación como consecuencia de la falta de líneas de evacuación, y también quiere impulsar la participación del sector privado en estos.

TABLA 33. EVOLUCIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE GENERACIÓN. UGANDA.

TIPO DE GENERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)					
	2020		2025		2030*	
	Unidades	%	Unidades	%	Unidades	%
Hidráulica	1.004,2	80	1.761	85,0	-	-
Térmica	100	8	100	4,8	-	-
Bagazo	96,2	8	121,2	5,8	-	-
Solar	50,8	4	70,8	3,4	-	-
Eólica	-	-	20	1,0	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-
Otros	1,2	0	-	-	-	-
TOTAL	1.252,4	100	2.073	100	2.300	100

* En el año 2030 no aparece la capacidad instalada de generación desagregada por fuentes de energía.

Fuente: LCEEP 2020-2030.

Además, el LCEEP incluye una lista de proyectos que se encuentran en estudio de viabilidad que suman 2.195,5 MW (1.936,9 de hidráulica; 185,1 MW de térmica; 42,5 MW de biomasa; 11 de bagazo; 10 MW de solar; y 10 de geotérmica), por lo que la mayoría de ellos, si finalmente se llevan a cabo, se aprobarán después de 2025. Las mayores oportunidades en generación se encuentran, por lo tanto, en la generación hidroeléctrica.

Entre los proyectos planeados, en estudio de viabilidad, se señalan los siguientes ejemplos como posibles oportunidades para las empresas españolas:

TABLA 34. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE GENERACIÓN. UGANDA

NOMBRE PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)
Ayago HPP	Hidráulico	840
Kiiba HPP	Hidráulico	400
Oriang HPP	Hidráulico	392
Achwa-Aber Multipurpose HPP	Hidráulico	135
Muzizi HPP	Hidráulico	48
Awere HPP	Hidráulico	18
Lower Achwa HPP	Hidráulico	17,4
Ulepi Solar	Solar	10
Panyimur Geothermal Power Project	Geotérmico	10

Fuente: LCEEP 2020-2030.

Es en la evacuación de la electricidad generada en lo que más se centra el LCEEP. Como ya se ha indicado, la necesidad de inversión para llevar a cabo los proyectos de transmisión y distribución requeridos para absorber toda la energía producida asciende a 6.032 MUSD de los que tan solo 3.078 MUSD están financiados. Alrededor de 3.000 MUSD todavía no tienen un financiador, lo que podría provocar que no se lleven a cabo todos los proyectos planeados y que haya un alto coste por el exceso de energía producida no evacuada.

Se han seleccionado ejemplos de proyectos de transmisión recogidos en el LCEEP:

TABLA 35. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE TRANSMISIÓN. UGANDA

NOMBRE PROYECTO	OBJETIVO	COSTE (MUSD)	FINANCIADOR
Bujagali 220kV Switchyard Project (2X250MVA 220/132/33kV Power Transformers).	Evacuación de electricidad de Bujagali HPP	9	BAfD en EPC
220kV Bujagali - Kawanda Line Bays	Capacidad de transmisión desde la subestación de Bujagali	3,2	BM en EPC
400kV Oriang Interconnection Project (10km 400kV Oriang - Nile HPPs Switching Station Underground Cable)	Capacidad de transmisión desde Oriang HPP	Por determinar	Por determinar
400kV Kiba Interconnection Project (10km 400kV Kiba - Nile HPPs Switching Station Underground Cable)	Capacidad de transmisión desde la subestación de Kiba HPP	Por determinar	Por determinar
160km 132kV Mbarara-Nkenda & 260km 132kV Tororo - Opuyo - Lira TL Project & 2X32/40MVA 132/33kV Fortportal SS	Capacidad de transmisión desde plantas de generación en el Oeste	31,4	BAfD en EPC
137km 220kV Kawanda-Masaka Project (también incluye subestaciones)	Mejora de la fiabilidad, disponibilidad y calidad del suministro de electricidad	66,9	BM en EPC
132kV Lira-Gulu-Nebbi-Arua Project (Incluye subestaciones y líneas de transmisión)	Mejora de la fiabilidad, disponibilidad y calidad del suministro de electricidad	96,9	BM en EPC
220kV NELSAP (Bujagali - Tororo & Mbarara - Mirama) (Incluye subestaciones y líneas de transmisión)	Interconexión regional	26,2	BAfD y JICA en EPC
400kV Northern Corridor (Incluye subestaciones y líneas de transmisión)	Interconexión regional	494,7	Gobiernos de Uganda, Ruanda y Kenia.

Fuente: LCEEP 2020-2030.

9.4. Ruanda

El LCPDP 2020-2040 de Ruanda recoge, como escenario más probable y menos costoso, un plan de expansión de generación eléctrica *on-grid* que se centra en la expansión hidroeléctrica:

TABLA 36. EVOLUCIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE GENERACIÓN ON-GRID. RUANDA.

TIPO DE GENERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)					
	2020		2025*		2040*	
	Unidades	%	Unidades	%	Unidades	%
Hidráulica	121,122	47,5	175	45,9	375	46,8
Térmica	58,8	23,1	27,80	7,3	27,8	3,5
Gas metano	29,79	11,7	80	21,0	100	12,5
Turba	15	5,8	86	22,6	86	10,7
Solar	12,05	4,8	12,05	3,2	3	0,4
Gas Natural	-	-	-	-	106,93	13,4
Biomasa	-	-	-	-	22	2,8
<i>Hydro pumped storage</i>	-	-	-	-	80	9,9
Importada y compartida	18,1	7,1	-	-	-	-
TOTAL	254,862	100	380,85	100	800,73	100

* Aproximación. El Gas Natural es importado de Tanzania.

Fuente: Rwanda: Least Cost Power Development Plan (LCPDP) 2020-2040.

Según la evolución prevista en el LCPDP 2020-2040 y como se puede observar en la tabla, las mayores oportunidades en generación renovable se encuentran en la expansión hidroeléctrica y en la generación a través de *hydro pumped storage*.

Por su parte, el presupuesto planeado para la expansión de la red de transmisión es de 382 MUSD. En el *Rwanda: Transmission Master Plan 2020-2028* se recogen los proyectos planeados para poder evacuar la electricidad generada hasta 2028 con un presupuesto estimado de 382 MUSD. Se destacan como ejemplos de oportunidades los siguientes proyectos de transmisión:

TABLA 37. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE TRANSMISIÓN. RUANDA

NOMBRE PROYECTO	LONGITUD/CAPACIDAD	COSTE (MUSD)	FINANCIADOR
Línea de transmisión 110kV Gicumbi-Nyagatare	43	13	BAfD
Línea de transmisión y subestación 110kV Musanze Substation cut-in cut-out	0.596 2X20MVA	14,6	Sin financiación
Línea de transmisión y subestación 110kV Rusizi Substation cut-in cut-out	0.661 2X20MVA	14,7	Sin financiación
Línea de transmisión y subestación 110 Nyabarongo I-Muhanga and Muhanga Substation	20,35	14,2	Sin financiación
Línea de transmisión y subestación 110kV Kigoma-Muhanga	17,59	19,8	Sin financiación
Línea de transmisión 110kV Nyabarongo II-Shango	26,55	38	Sin financiación
Línea de transmisión 110kV Ntaruka-Musanze IP	20,3	60,8	Sin financiación
Reemplazo de la subestación 110/30kV 10MVA by 110/30kV 20MVA en Mururu I SS	20MVA	1,4	Sin financiación

Fuente: Rwanda: Transmission Master Plan 2020-2028.



En la distribución hay más oportunidades para las empresas españolas. En primer lugar, porque el presupuesto estimado para el desarrollo de la red de distribución hasta el año 2024 (1.000 MUSD) es superior que el presupuesto de la transmisión hasta 2028. En segundo lugar, porque del total, se estima que 97,9 MUSD será el desembolso para el desarrollo de *mini-grids* de energía eólica y solar. En concreto, el plan recoge estos objetivos, que incluyen tanto construcción de nuevas líneas como incremento del tamaño de los conductores o extensión de la red para reducir las caídas de tensión:

- Refuerzo de la red en el sur: 117,2 km de media tensión (5,274 MUSD); 185 km de baja tensión (3,7 MUSD); y 39 transformadores (232.237,59 USD).
- Refuerzo de la red en el norte: 223 km de media tensión (10,035 MUSD); 351,4 km de baja tensión (7,028 MUSD); y 100 transformadores (595.481 USD).
- Refuerzo de la red en el este: 157,65 km de media tensión (7,094 MUSD); 317 km de baja tensión (6,34 MUSD); y 69 transformadores (410,881,89 USD).
- Refuerzo de la red en el oeste: 211,57 km de media tensión (9,520 MUSD); 496,5 km de baja tensión (9,93 MUSD); y 112 transformadores (666,938.72 USD).



10. Información práctica

10.1. Publicaciones del sector

- <https://www.esi-africa.com> Esi Africa (Sudáfrica)
- <https://constructionreviewonline.com> Construction Review (Kenia)
- <https://www.ae-africa.com> Alternative Energy Africa (Egipto/Seychelles)
- <http://www.africanreview.com> African Review (Londres)

10.2. Asociaciones

- <http://www.eastafricanchamber.org> East African Chamber of Commerce, Industry and Agriculture (EACCIA), Nairobi.
- <http://kerea.org/about-us/> Kenya Renewable Energy Association (KEREAA)
- <https://www.tarea-tz.org/> Tanzania Renewable energy Association (TAREA)
- <https://www.aepea.co.ke/> Association of energy Professionals Eastern Africa (AEPEA)

ICEX

Si desea conocer todos los servicios que ofrece ICEX España Exportación e Inversiones para impulsar la internacionalización de su empresa contacte con:

Ventana Global

913 497 100 (L-J 9 a 17 h; V 9 a 15 h)
informacion@icex.es

Para buscar más información sobre mercados exteriores [siga el enlace](#)

www.icex.es



ICEX España
Exportación
e Inversiones