

Tarifas de distribución Consistencia con la transición energética

Octubre 2023

DUE DATE
BILLING PERIOD
RATE CLASS
SERVICE ADDRESS
ACCOUNT NUMBER

Category	Value
Adjustments	0.00
Important city information	0.00
Meter Information	0.00





Agenda

1. Los nuevos desafíos de la actividad de distribución
2. La transformación de la función del operador de redes
3. Los desafíos por la inserción de recursos distribuidos
4. Necesidad de una mayor resiliencia de la red
5. Necesidades de remuneración de la actividad de Dx
6. La metodología RIIO puede ser aplicable

Los nuevos desafíos de la actividad de distribución

Nuevas funciones y remuneración

Las futuras redes eléctricas inteligentes requieren una interacción efectiva entre los mercados de energía y los sistemas de gestión de la red eléctrica para introducir nuevos servicios y mitigar los riesgos que presenta la alta penetración de fuentes de energías renovables, y otros Recursos Energéticos Distribuidos (*Distributed Energy Resources* - DER).

Por lo tanto, la remuneración de la actividad de Dx debe incentivar y permitir incluir activos y servicios que superan el alcance de las metodologías habitualmente empleadas en Latinoamérica, que se basan en la valorización de activos físicos existentes.

Se requiere una nueva forma de remuneración de la actividad de Dx que considere:

- La transformación de la función del operador de redes
- Los desafíos por la inserción de Recursos Energéticos Distribuidos (DER)
- La mayor resiliencia de la red requerida por la transición energética
- La inclusión de la remuneración de la funcionalidad de los activos requeridos para el desarrollo de la actividad de distribución (servicios)
- La equidad tarifaria y los mecanismos de protección para los más vulnerables

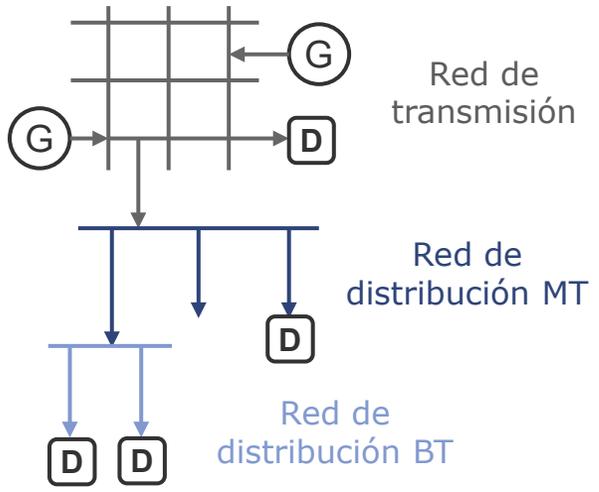
Los nuevos desafíos de la actividad de distribución

Nueva estructura de red de distribución

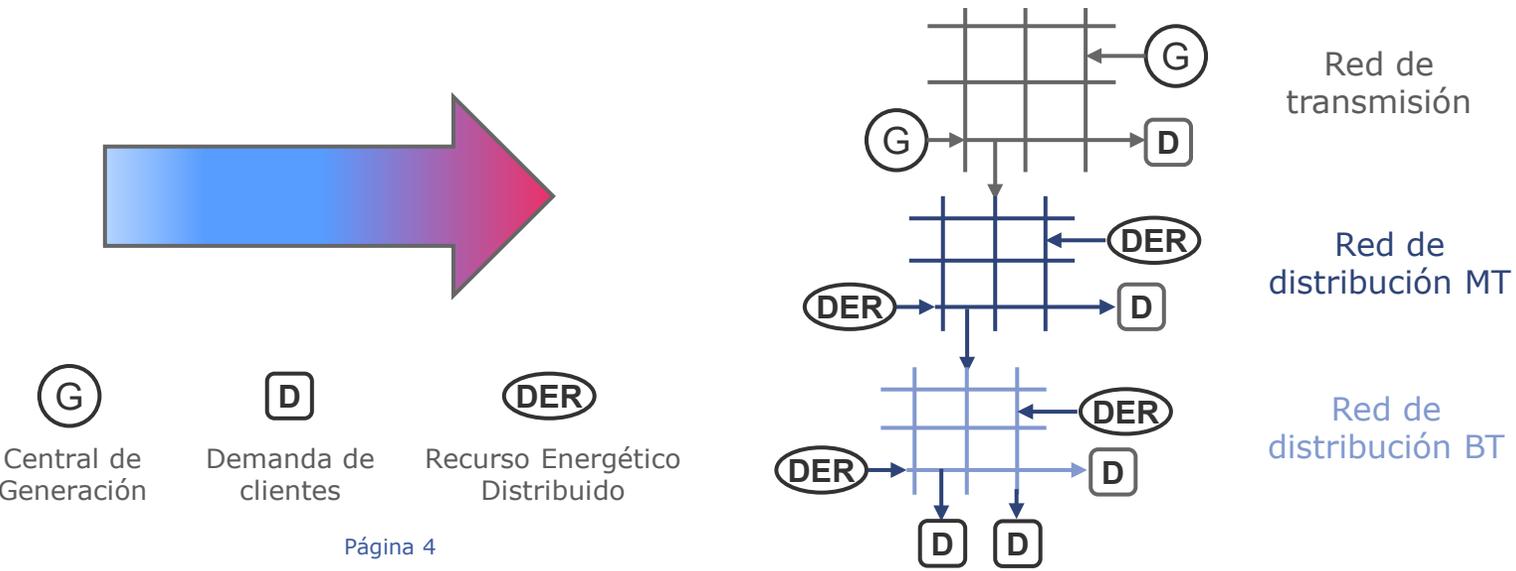
La función tradicional de la red de distribución es entregar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, con una estructura topológica del tipo radial con posibilidad de respaldo.

Las funciones de las futuras redes de distribución eléctrica inteligentes requieren estructuras similares a las actuales redes de transmisión, para permitir bidireccionalidad y posibilitar múltiples puntos de inyección de las DER.

Red de distribución tradicional



Red de distribución futura





La transformación de la función del operador de redes

La transformación de la función del operador de redes

La actual transición energética hacia una descarbonización de matriz energética requiere de una transformación de la función del operador de redes y la forma de remunerar la actividad.

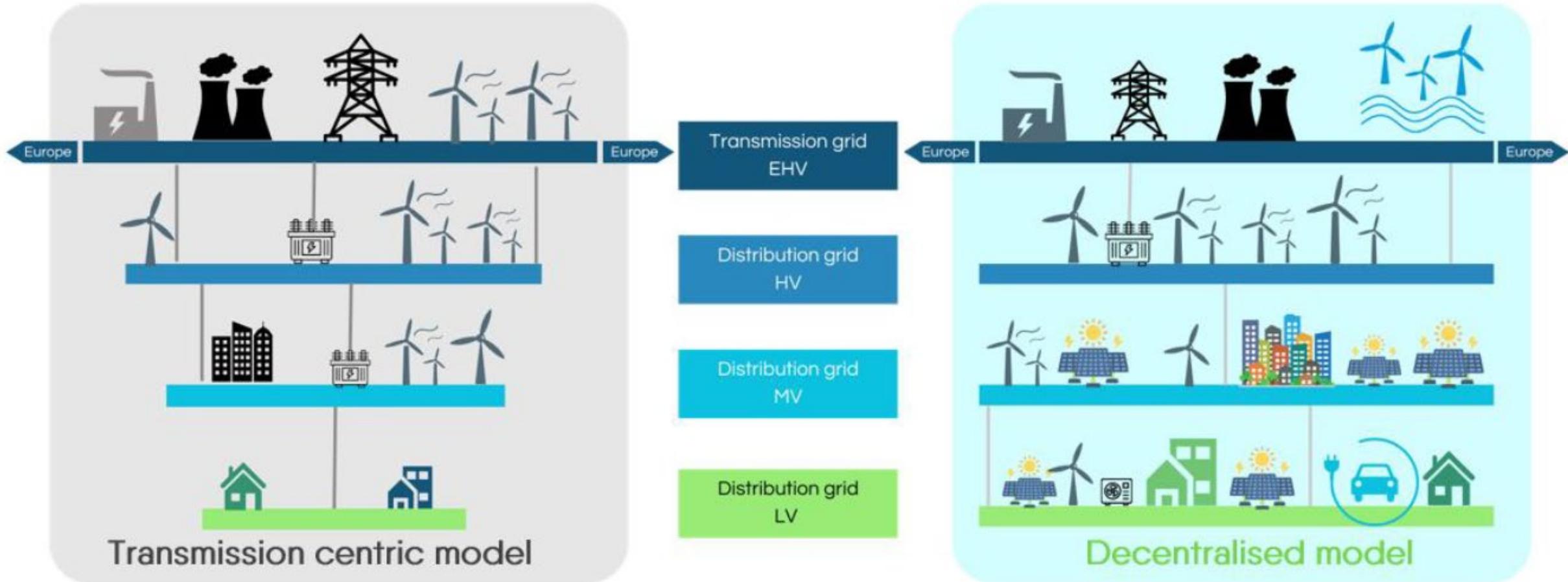
Las necesidades de las redes pasaron de un modelo centralizado de generación de energía a uno descentralizado, con flujos bidireccionales debidos a la incorporación de fuentes de energía distribuida y almacenamiento, con mayores demandas atribuibles a vehículos eléctricos y la electrificación de la matriz energética.

Además, la progresiva electrificación de la matriz energética requiere una confiabilidad de la red cercana al 100%.

Por lo tanto, debe preverse:

- Priorizar la expansión de la red mediante la modernización de la tecnología y la digitalización de su operación
- Incorporar funciones de coordinación de la generación distribuida, gestión de la demanda y congestiones en las redes de distribución (DSO) y también con los operadores del sistema (ISO)
- Gestionar cuantiosa información en tiempo real
- Adecuar la forma de remunerar la actividad de Dx de forma de incentivar los cambios necesarios

Cambio en la funcionalidad de la red de Dx



Handbook on the grid®, “from a TSO centric to a DSO centric model”, by Eurelectric



Los desafíos por la inserción de recursos distribuidos

Desafíos por la inserción de DER

La integración de los DER

1

Automatización de la red – Sin intervención del operador

- Menor inercia del sistema
- Regulación de frecuencia
- Flujo bidireccional
- Cegamiento de protecciones tradicionales
- Alimentación en isla
- Contribución a la falla
- Arranque en negro / Grid forming
- Regulación de tensión

2

Operación – Requiere de operaciones en minutos / horas / días

- Congestión de la red
- Control de unidades (despacho nominal / reservas)
- Balance de energía DER / Demanda
- Respuesta a intermitencia de las DER

3

Visibilización de la red

- Identificación de capacidades de conexión
- Publicación de disponibilidad en diversos puntos de la red
- Disponibilidad de procedimientos claros y simples para el conexaso

4

Planeamiento – Largo plazo

- Seguridad de suministro
- Reserva de generación
- Suficiente capacidad de redes

Los desafíos por la inserción de DER

Automatización de la red

La red de distribución actual no está preparada para afrontar las futuras necesidades de operatividad con la flexibilidad y confiabilidad esperada y se requiere otorgar a la red la capacidad de operar en forma autónoma con inmediatez mediante la incorporación de nuevas tecnologías.

Se requerirá:

- Otorgar flexibilidad a la red para operar en forma bidireccional
- Adecuar las protecciones para evitar interferencias y descoordinaciones
- Otorgar de las capacidades y tecnologías para operar en isla y arranque en negro (gestión de frecuencia/tensión)
- Disponer de la tecnología necesaria que permita gestionar en forma automática desbalances instantáneos de demanda

Los desafíos por la inserción de DER

Operación

Hay nuevos desafíos operativos para el operador de redes que requerirán intervenciones en minutos/horas relacionadas con:

- Gestión de la carga y generación para minimizar congestiones en la red y vertimientos de generación (curtailment)
- Interacción con el ISO
- Control de unidades de generación DER (despacho nominal / reservas)
- Balance de energía generada por los DER / Demanda
- Sistemas informáticos que permitan
 - Gestionar la carga y generación en tiempo real
 - Compartir información con los ISO
- Respuesta a intermitencia de las DER



Los desafíos por la inserción de DER

Visibilización de las redes

Se debe contar con información y mecanismos que permitan visibilizar la red de Dx de forma completa, posibilitando la identificación del estado de cargabilidad de la misma facilitando la selección de los puntos de conexión:

- Determinar la capacidad de conexión en los diversos puntos de la red, tanto para cargas como para generadores distribuidos
- Poner a disposición la información para facilitar la elección de los puntos de conexión

Se requiere:

- Sistemas que permitan coleccionar y procesar información
- Mecanismos de publicación y puesta en conocimiento a los interesados sobre la disponibilidad en los diversos puntos de la red
- Reglas claras de cómo proceder
- Procedimientos de aprobación ágiles y simples que no demoren las conexiones

Esto asegurará un adecuado conexionado a la red sin demoras, facilitando el proceso de transición energética.



Los desafíos por la inserción de DER

Planeamiento de largo plazo

La planificación a largo plazo para posibilitar una identificación temprana de necesidades de la red y realizar las inversiones necesarias debieran ser contempladas en planes a 5/10 años de anticipación, los que deben ser considerados al momento de determinar la remuneración de la Dx.

Debe considerarse:

- Identificación temprana de necesidades de la demanda y generación, mediante participación de todos los stakeholders
- Mecanismos de penalidades/garantías en casos de que generadores/usuarios no concreten su conexión/ampliación
- Incorporaciones acordes a los incentivos a la generación distribuida y almacenamiento
- Incrementos de demanda alineados con:
 - Planes de descarbonización
 - Electrificación de la matriz energética
 - Incorporación de vehículos eléctricos



Mayor resiliencia de la red

Mayor resiliencia de la red

Requerida por la transición energética

La progresiva electrificación de la matriz energética requiere una mayor confiabilidad de la red debido a que casi todo el suministro energético masivo pasaría a estar electrificado, sumado al ya existente:

- Calefacción
- Cocción de alimentos
- Transporte vehicular

La alta dependencia de la energía eléctrica hace pensar que la confiabilidad requerida no podría proveerse exclusivamente con DER, por lo que la conectividad a la red sería necesaria y por lo tanto también un incremento en su confiabilidad.

Esta confiabilidad requiere de grandes inversiones en las redes, destinadas a redundancias, cambios de tecnologías y automatización.



Calculations

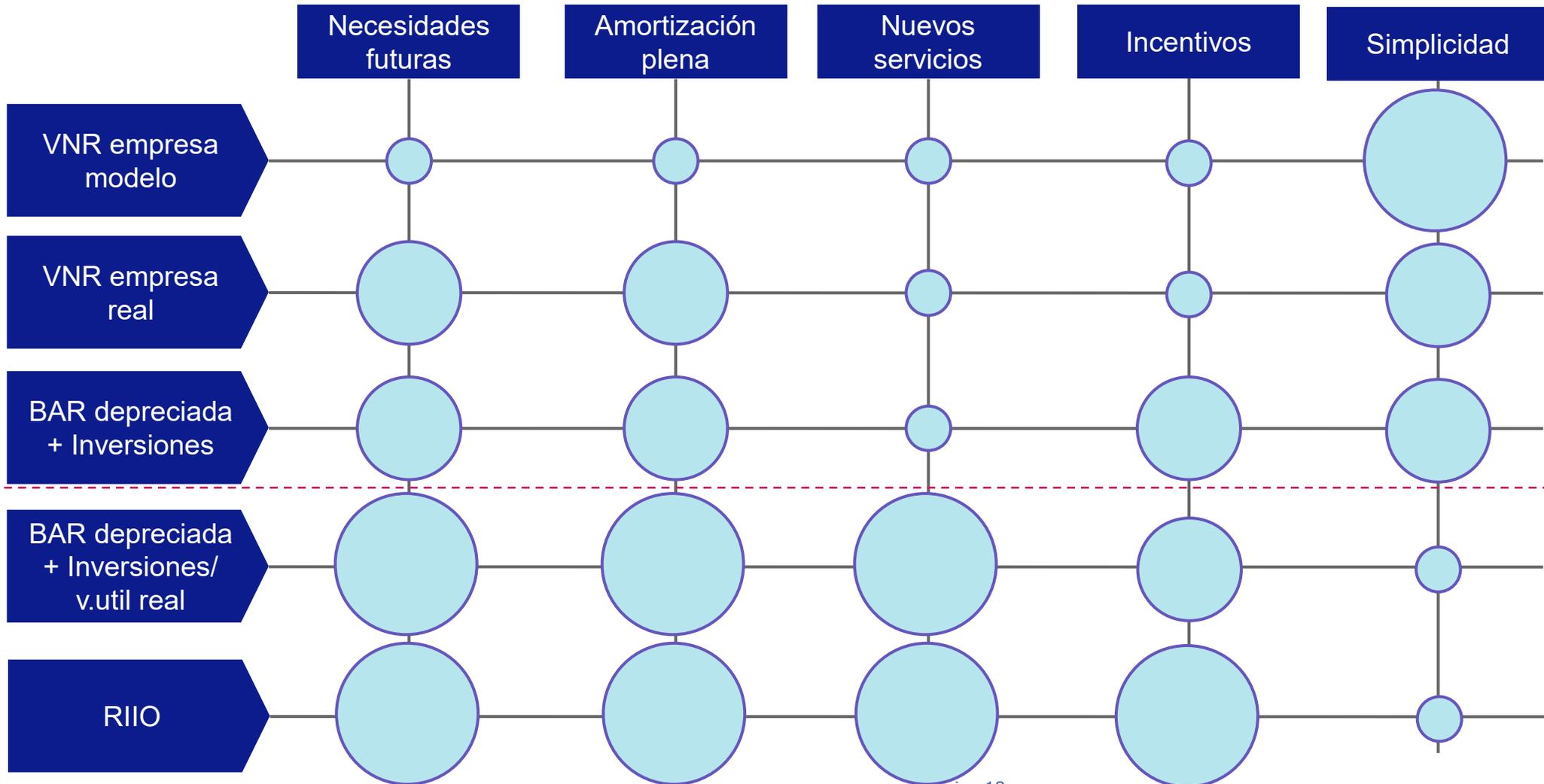
**Necesidades de remuneración de
la actividad de Dx**

Nuevas necesidades de remuneración de la Dx

Las nuevas funcionalidades de la red y los servicios necesarios para su operación requieren de cambios en la forma de remuneración de la Dx:

- Incluir las inversiones futuras en la base de activos a remunerar
- Considerar una vida útil acorde con las nuevas tecnologías y asegurar su completa amortización
- Considerar activos digitales y la remuneración de los servicios para posibilitar:
 - Operación de la red contemplando bidireccionalidad
 - Protecciones adecuadas
 - Automatización avanzada y flexibilidad de la red
 - Gestión de la demanda y sus agregadores
 - Control, seguimiento y ciberseguridad de los datos
 - Comunicación en tiempo real
- Medidores inteligentes para los usuarios

Alineación de metodologías de remuneración de la Dx con las futuras necesidades



Estas metodologías surgen como las de mayor aplicabilidad para enfrentar los nuevos desafíos



Equilibrations

La metodología RIIO puede ser aplicable

La metodología RIIO

Revenues = Incentives + Innovation + Outputs

La metodología RIIO es una metodología de tipo building blocks desarrollada por el OFGEM con la finalidad mejorar la forma de regular a las empresas de redes para permitirles afrontar los desafíos y oportunidades asociadas a las funcionalidades necesarias para un sector energético sostenible y con bajas emisiones de carbono.

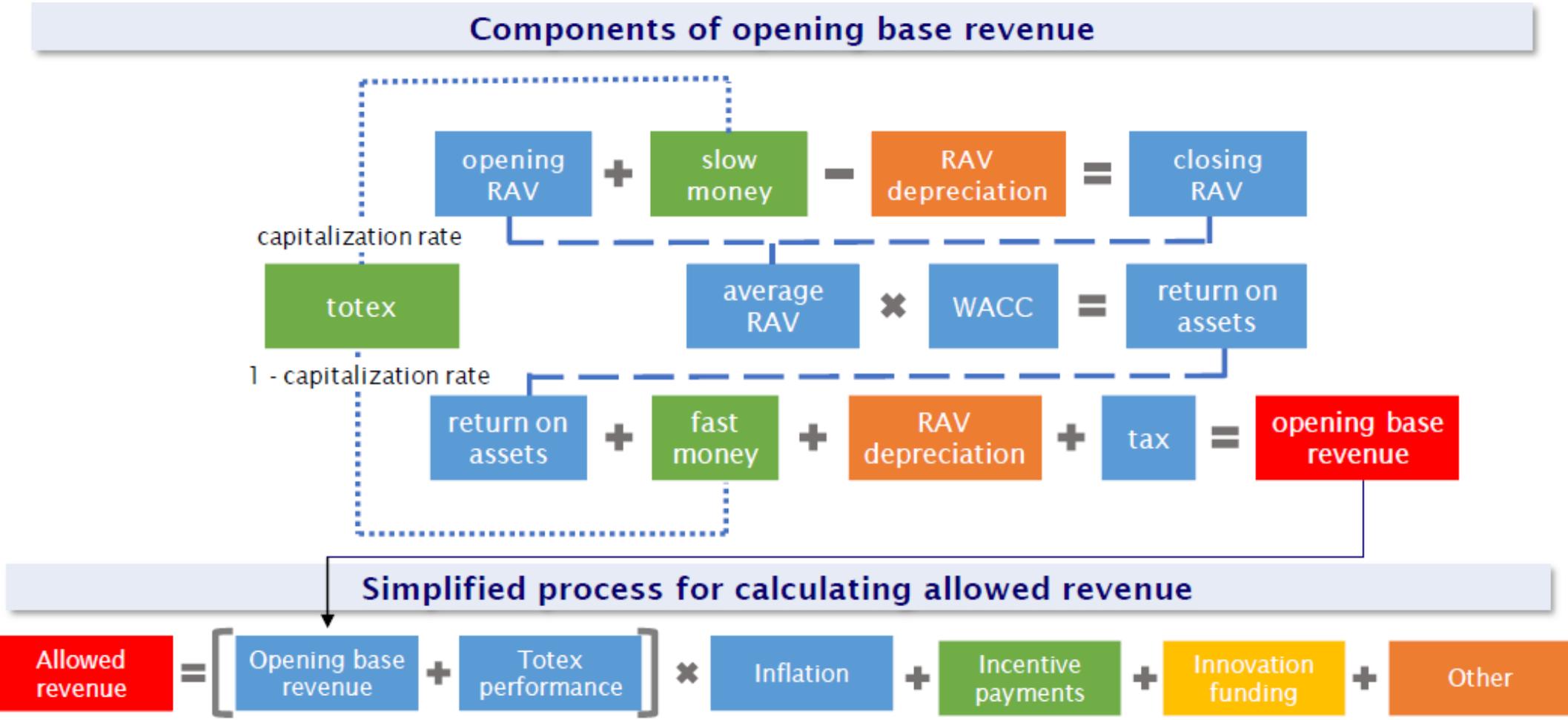
El modelo RIIO alienta a las empresas de redes a desarrollar y justificar una estrategia a largo plazo para brindar servicios de red a sus clientes.

La metodología se basa en la aprobación de un TOTEX (CAPEX+OPEX) para evitar el debate sobre qué es gasto de capital (CAPEX) y qué es gasto operativo (OPEX). TOTEX se compone de dinero rápido (**fast money**) y dinero lento (**slow money**). El dinero rápido se financia en el año en que se genera (equivalente a OPEX). El dinero lento se suma al valor regulatorio de los activos (RAV) y se financia a lo largo del tiempo mediante provisiones para la depreciación y el rendimiento del capital. (Equivalente al CAPEX).

La aprobación se basa en planes de negocio presentados por las empresas y aprobados por el regulador, incorporando incentivos y penalizaciones para diversas metas y cumplimiento de objetivos.

La metodología RIIO puede ser aplicable

Revenues = Incentives + Innovation + Outputs



Sources: Ofgem. *Guide to the RIIO-ED1 Electricity Distribution Price Control*. January 18, 2017. p.15; Ofgem. *RIIO-ED1 Annual Report 2017-18*. March 8, 2019. p.14.

Contacto



Buenos Aires, Argentina
+54 11 5279-1200

Lima, Perú
+51 1 447 7784



Buenos Aires, Argentina
Av. Del Libertador 218, Piso 3

Lima, Miraflores, Perú
Calle Bolívar No. 472, Of. 1004

contacto@baenergysolutions.com

www.baenergysolutions.com