

Desafíos regulatorios para la Segunda Transición Energética

Dr. Ing. Mario Vignolo

27 de febrero de 2025



FACULTAD DE
INGENIERÍA



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



EPIM
Aniversario



Jueves 27 de febrero – 8:30 a 19 h

IMS 75th
Anniversary

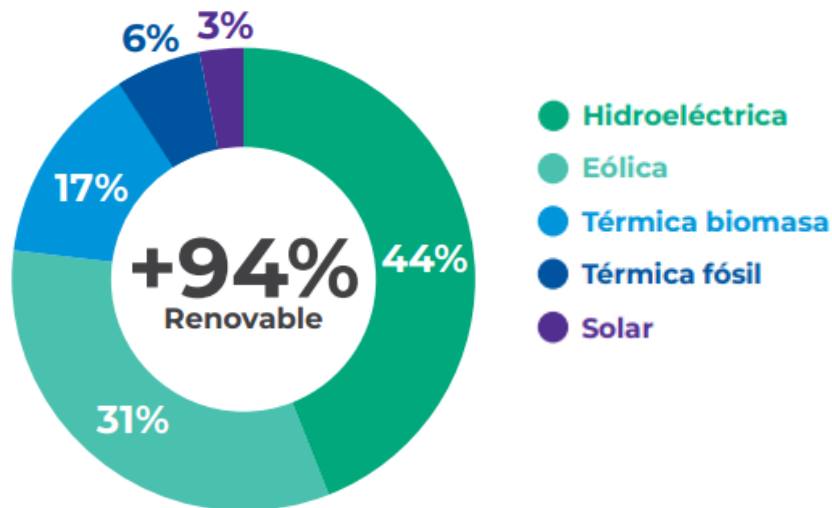
75
YEARS

IEEE
INSTRUMENTATION
& MEASUREMENT
SOCIETY®

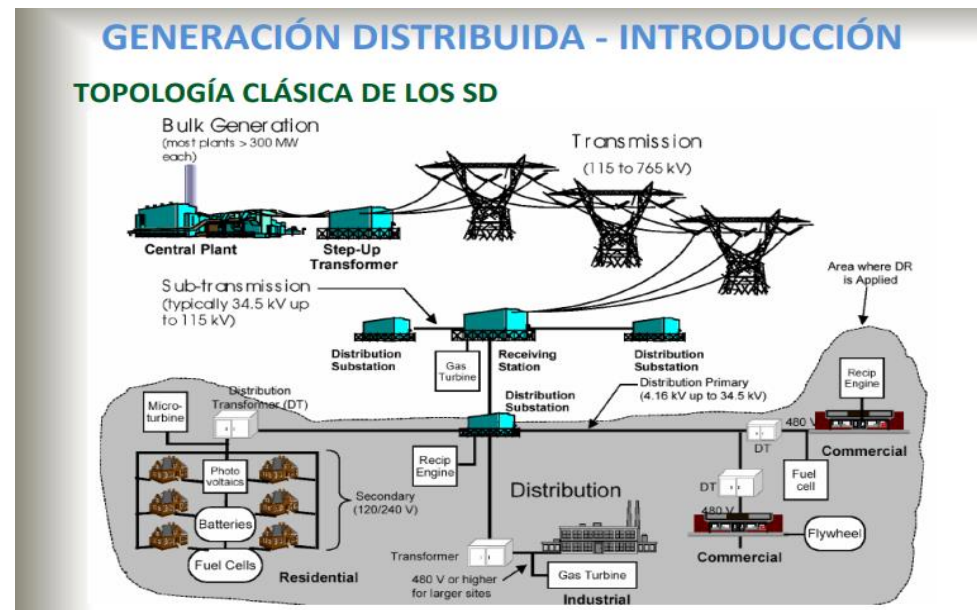
PES&IMS
35 años



Generación, transmisión y distribución de electricidad

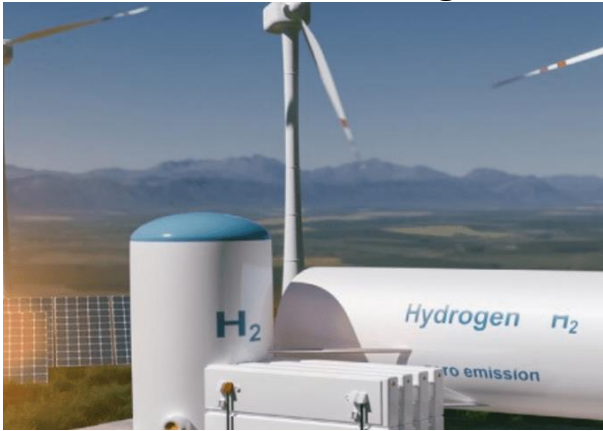


(*) Hoja de Ruta del H2 verde y sus derivados en URUGUAY. Participación renovables 2016-2022.



Tendencias recientes

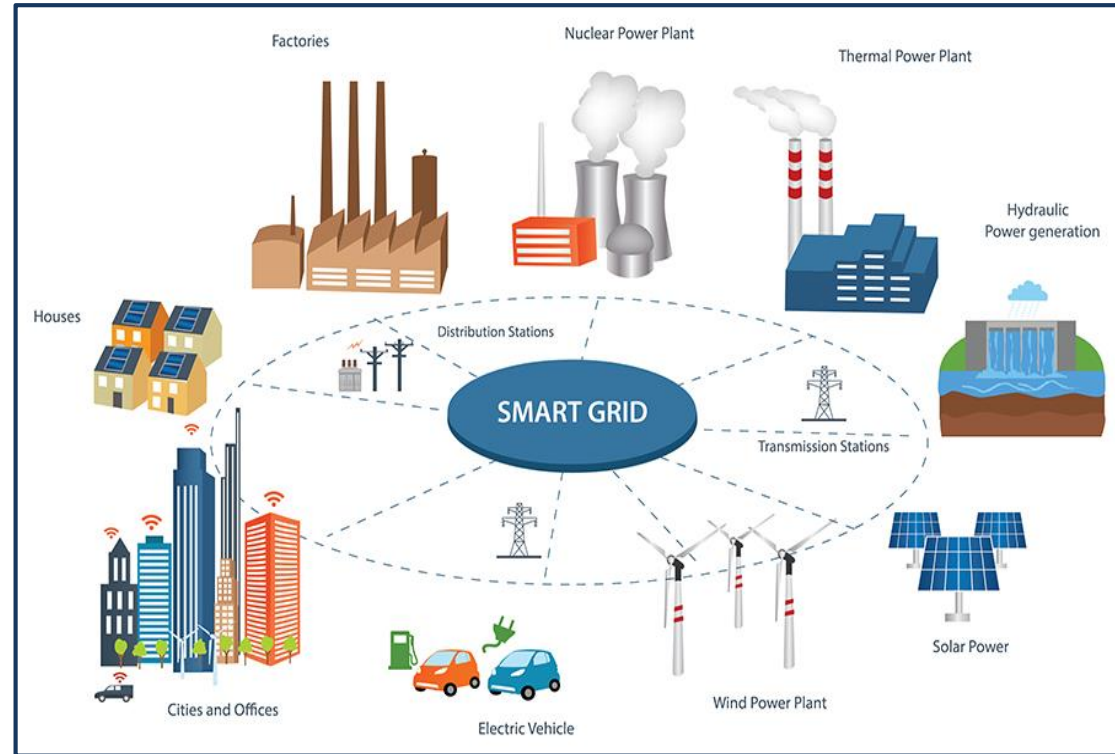
Mercado de hidrogeno



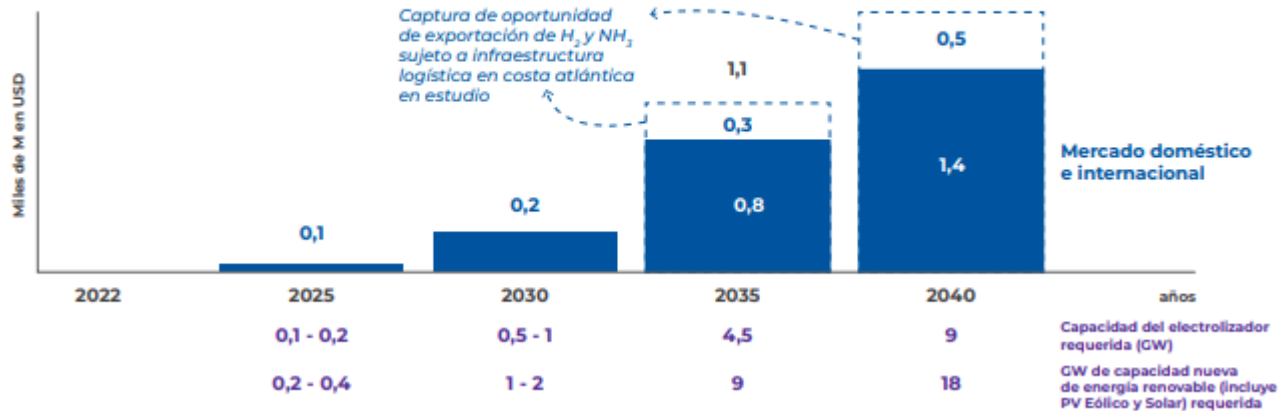
Almacenamiento



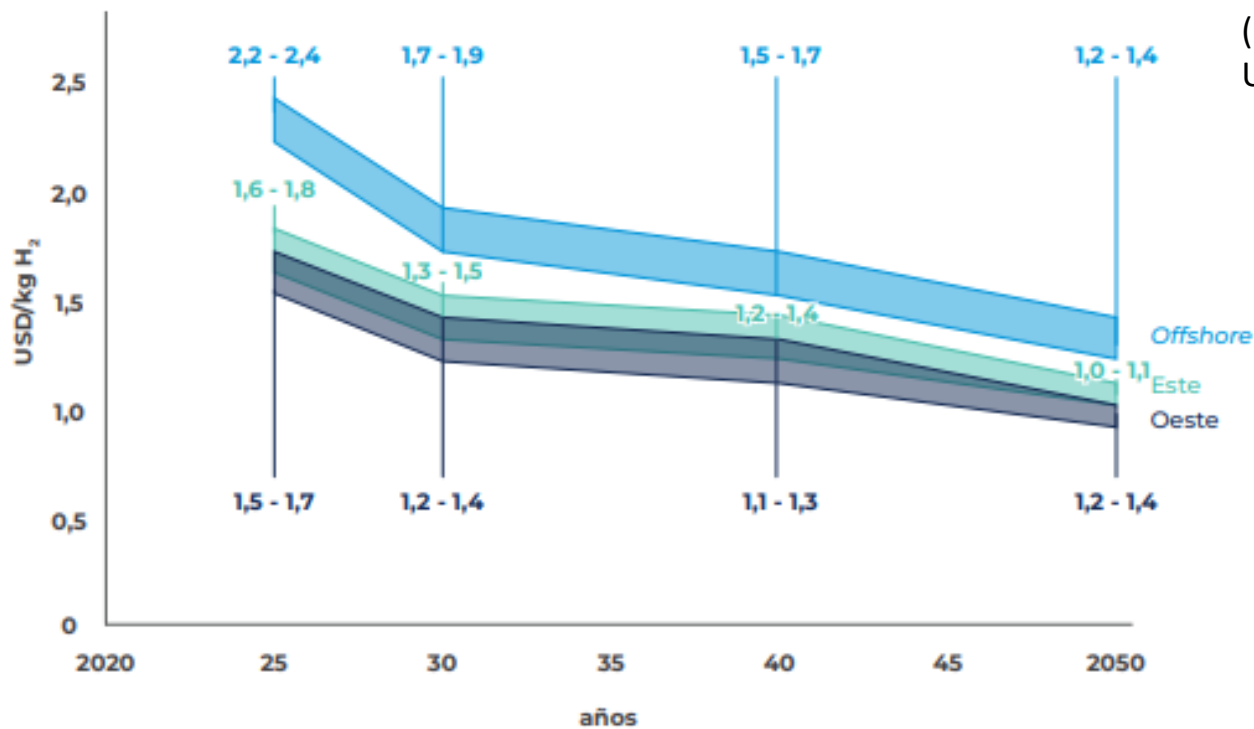
VE conectados a la red



Tendencias recientes



Mercado de hidrogeno



(*) Hoja de Ruta del H₂ verde y sus derivados en URUGUAY. Octubre 2023.

¿Y LA RED ELÉCTRICA?

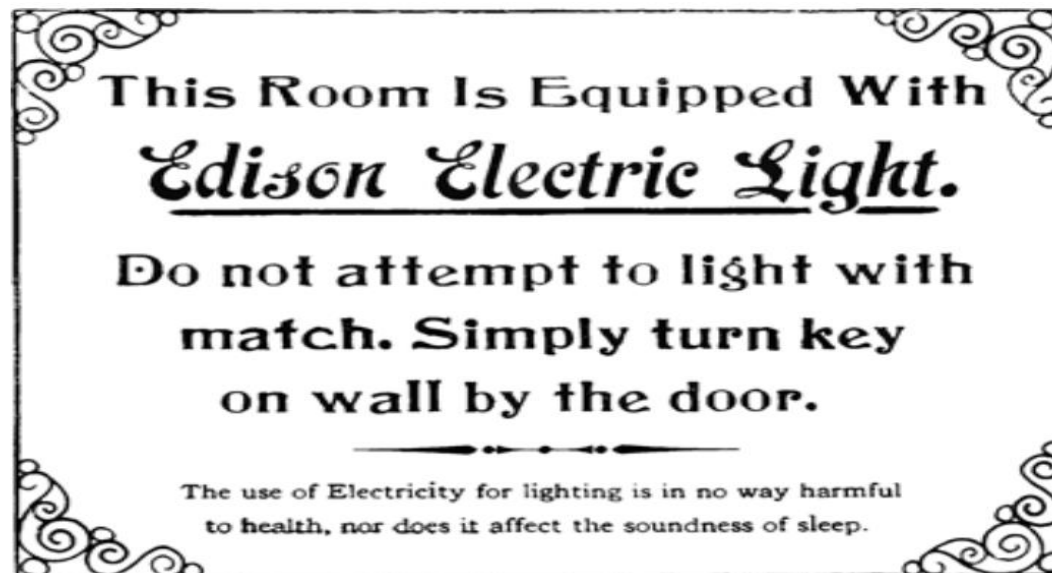
¿ESTÁ INCLUIDA EN EL LCOH?

9 GW en 2035 = Uy x 2!!

El Sector Eléctrico

Los comienzos....

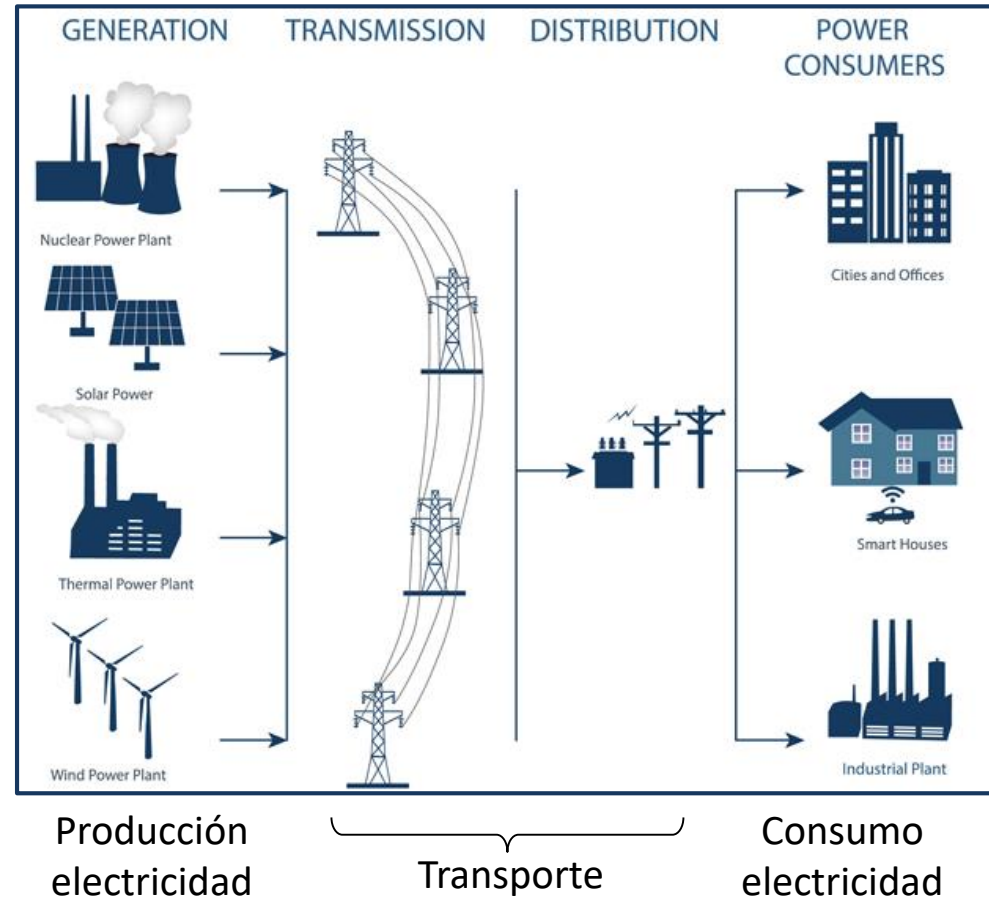
- 1879: Edison y Tesla muestran el uso de la electricidad.
- Rápidamente se implementa el uso de la electricidad en varias ciudades a través de la instalación de generadores y redes eléctricas locales (**generación distribuida**).



El Sector Eléctrico

Desarrollo en el Siglo XX

- Los sistemas eléctricos crecen, se desarrollan proyectos de generación, transmisión y distribución.
- Se interconectan los sistemas.



El Sector Eléctrico

Desarrollo en el Siglo XX- Uruguay

1796 Iluminación por grasa vacuna

1856 Energía eléctrica frigorífico Liebig

– Fray Bentos – Rio Negro

1912 se funda UTE

1932 al 2010 Represas y Térmicas –

Modelo hidro-térmico para
abastecimiento de la demanda.

1997 Ley de Marco Regulatorio

N°16.832.

2002 Reglamentos de Mercado Eléctrico

2002 – 2010 Problemas de suministro,

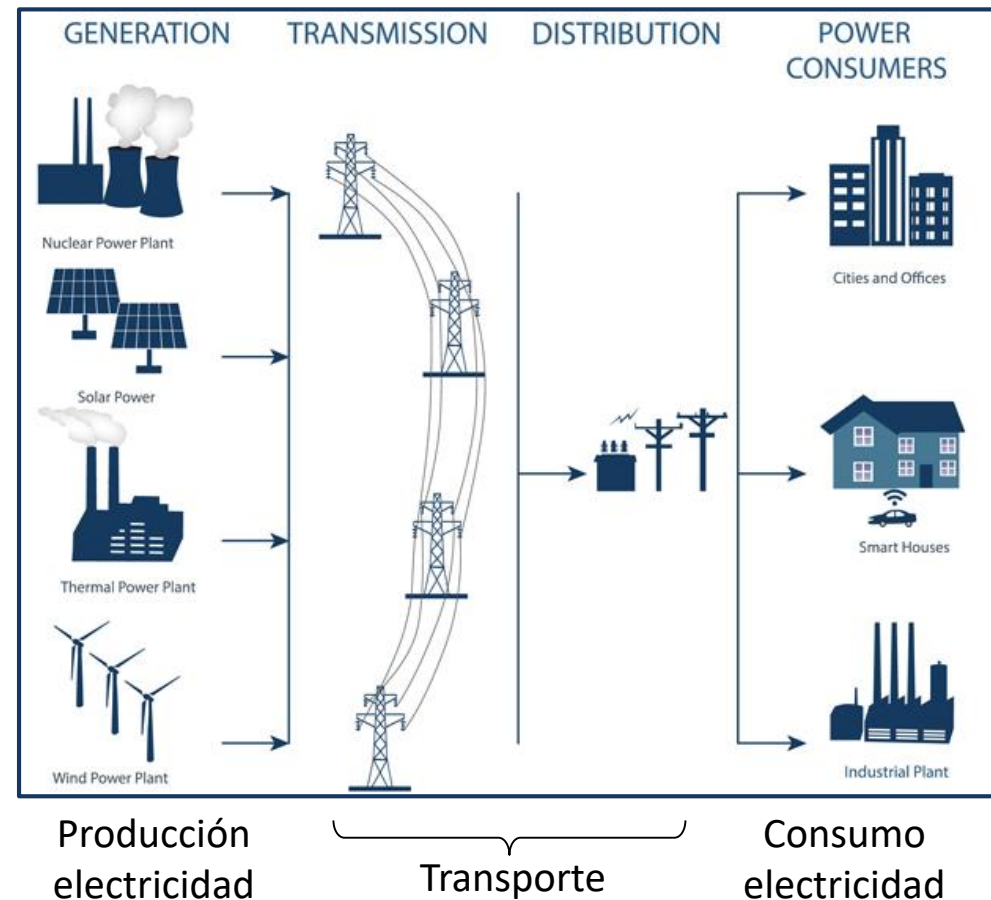
finales del modelo hidro-
térmico/importaciones Argentina,
introducción de ERNC.

2010 – Actualidad 1538 hidro, 1507MW

Eólica, 225MW Solar, 400 MW

excedentes gen biomasa.

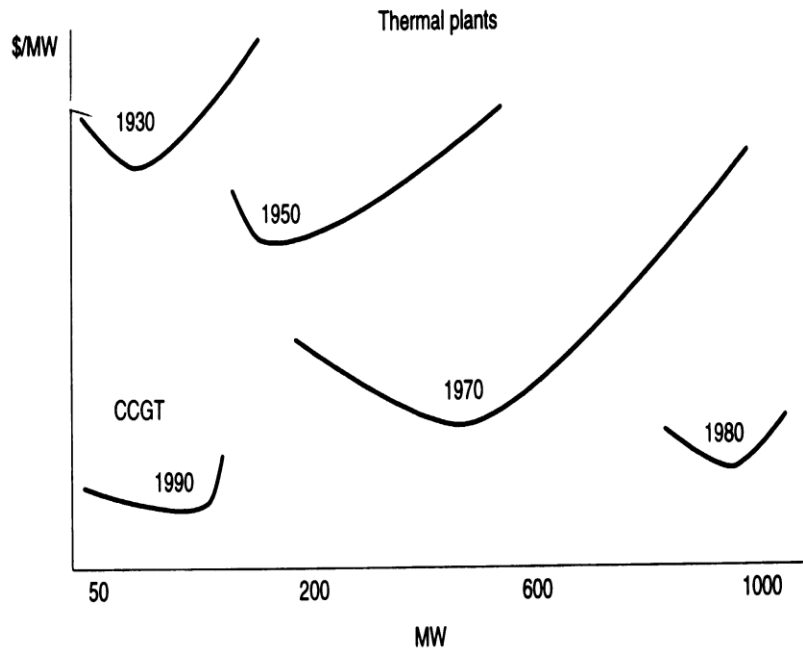
Futuro: Más ERNC, H2, Almacenamiento



La reforma del Sector Eléctrico

Los cambios tecnológicos de la década de 90'

Hasta los 80' el tamaño óptimo de una planta de generación fue en aumento.



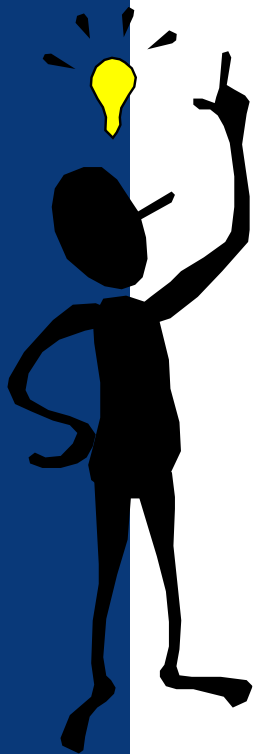
Existían economías de escala construyendo generadores de mayor tamaño (monopolio natural).

Luego de 1980 la situación cambió (nuevas tecnologías provenientes de los programas espaciales, baja de los precios de gas).

Más barato construir una central nueva que pagar los costos hundidos de las viejas

La reforma del Sector Eléctrico

La década del 90´



GENERACIÓN

TRASMISIÓN

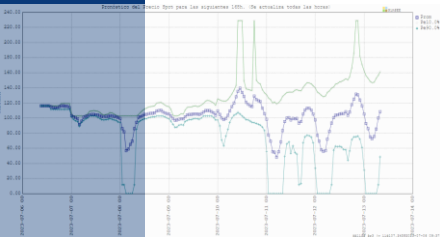
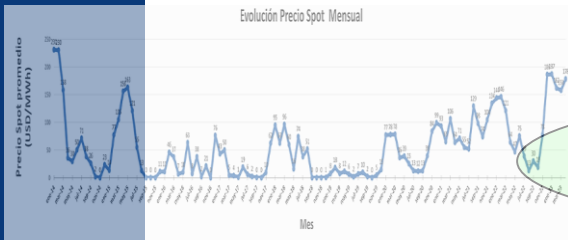
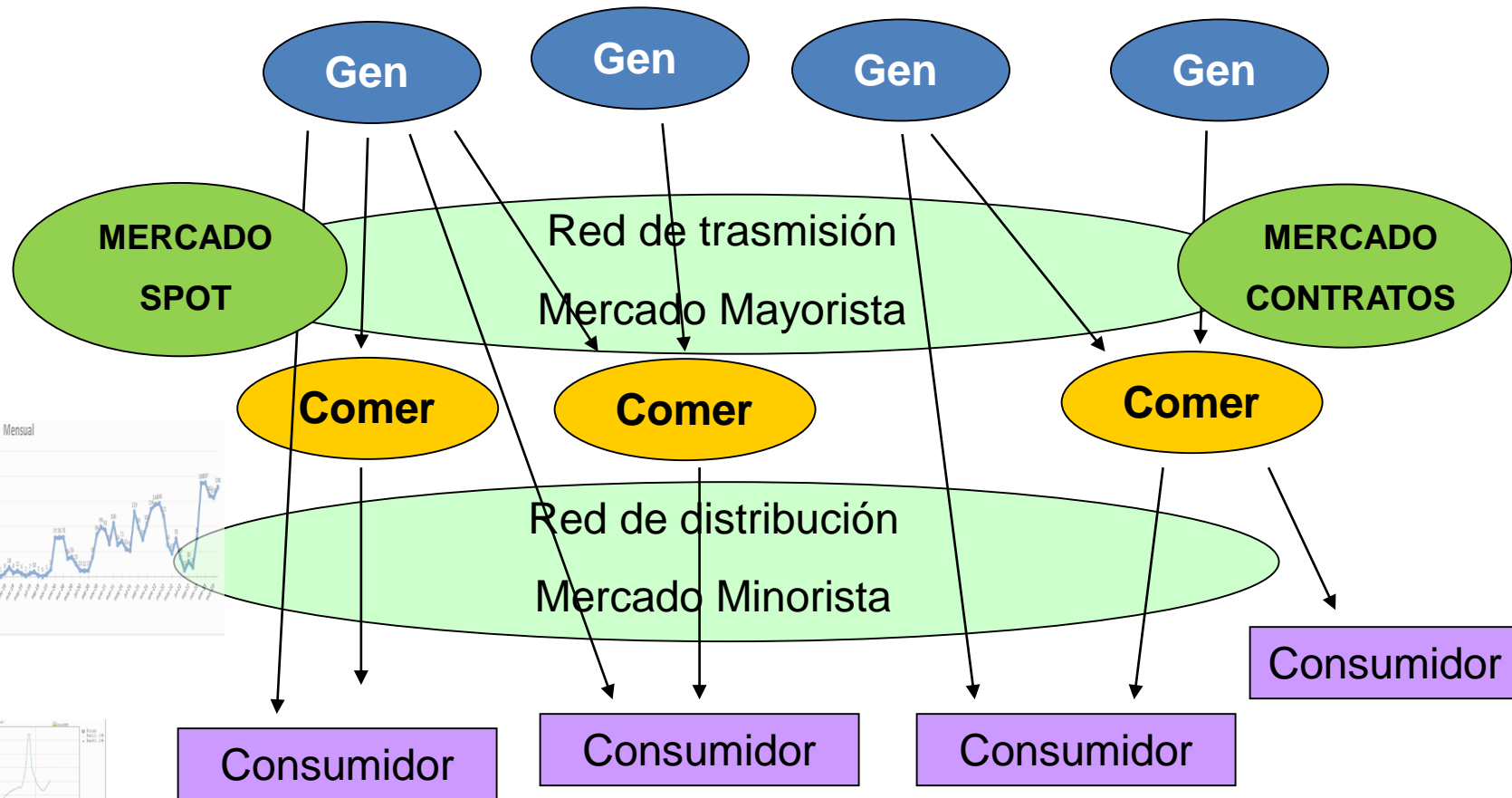
DISTRIBUCIÓN

COMERCIALIZACIÓN

LA ENERGÍA ELÉCTRICA COMO
PRODUCTO PUEDE SEPARARSE
COMERCIALMENTE DE SU
TRANSPORTE COMO SERVICIO

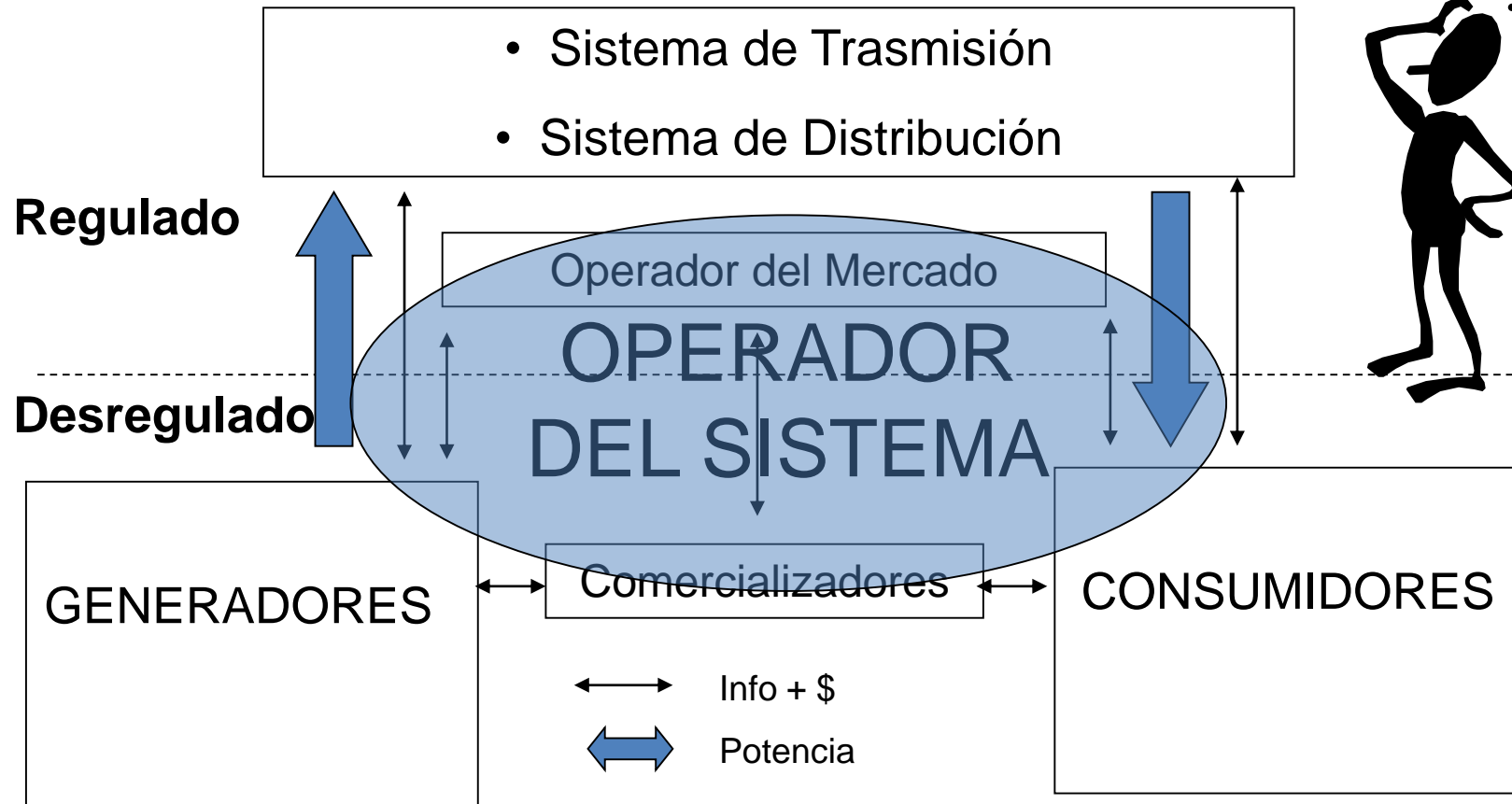
El Mercado Eléctrico

Mercado Mayorista



El Mercado Eléctrico

Actividades reguladas y desreguladas



El Mercado Eléctrico

Precio de la energía

$$P_s = P_m + CTras + CDist$$

- *CTras* y *CDist*: tarifas reguladas (transmisión y distribución)
- *Pm* : Precio de compra de la energía en el mercado mayorista

El Sector Eléctrico

Dimensiones de los cambios

Dos dimensiones diferentes que deberían ser tratadas de forma independientes :

- Reestructura propiamente dicha (Introducción de competencia donde es posible).
- Cambios en la propiedad de activos.

El Sector Eléctrico

Dimensiones de los cambios

Propiedad:

- (I) Del Estado con gestión del Ejecutivo.
- (II) Del Estado con gestión independiente (Empresa Pública).
- (III) Privada.

El Sector Eléctrico

Dimensiones de los cambios

Estructura:

- (I) No existe competencia.
- (II) Competencia en generación solamente.
- (III) Competencia en generación y más de un agente. Demandante independiente limitado por la escala dispuesta por el regulador..
- (IV) Multiplicidad de agentes oferentes y demandantes sin límites de escala. Competencia plena.



El Sector Eléctrico

La Matriz Estructura Propiedad

P
R
O
P
/
G
E
S
T
I
O
N

ESTRUCTURA

	<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
<i>Repartición del Gobierno</i>				
<i>Corporación Pública</i>	Reino Unido Brasil Chile	URU	URU	
<i>Corporación Privada</i>			Brasil Chile	Reino Unido

El Sector Eléctrico en el Uruguay

El Modelo

- La ley N° 16832 de 1997 divide el Sector Eléctrico en tres etapas: generación, transmisión y distribución
- Los Reglamentos General, de MMEE, de Transmisión y de Distribución reglamentan la Ley (Decretos del PE)
- Competencia en generación
- Transmisión y Distribución reguladas (monopolios naturales)

	<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
<i>Repartición del Gobierno</i>				
<i>Corporación Pública</i>				
<i>Corporación Privada</i>				



El Sector Eléctrico en el Uruguay

El Modelo

- Distribuidoras operan como monopolios geográficos
- Acceso abierto a las redes
- Participante predominante: empresa pública verticalmente integrada (UTE)
- **Separación en el Estado entre:**
 - Política energética: MIEM
 - Regulación: URSEA
 - Actividad empresarial: UTE

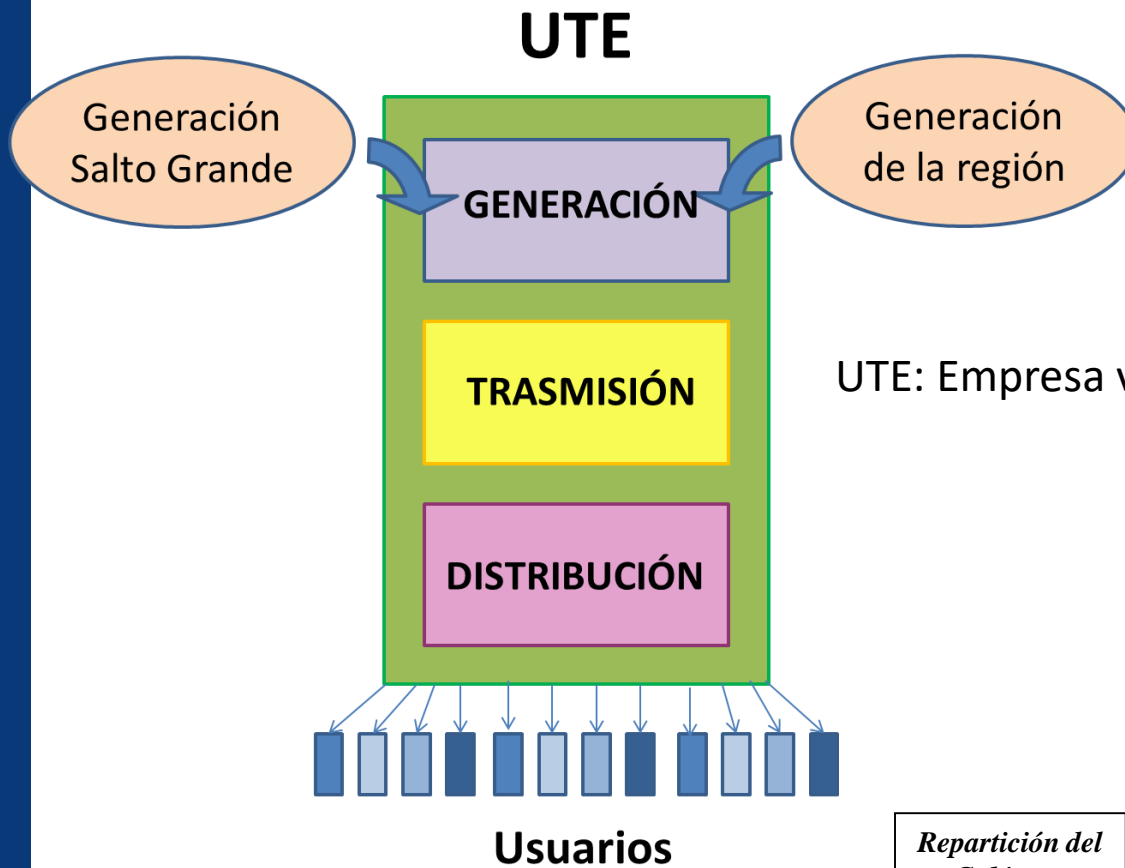
	<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
<i>Repartición del Gobierno</i>				
<i>Corporación Pública</i>				
<i>Corporación Privada</i>				



El Sector Eléctrico en el Uruguay

El Modelo

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA ANTES DE LA LEY 16.832



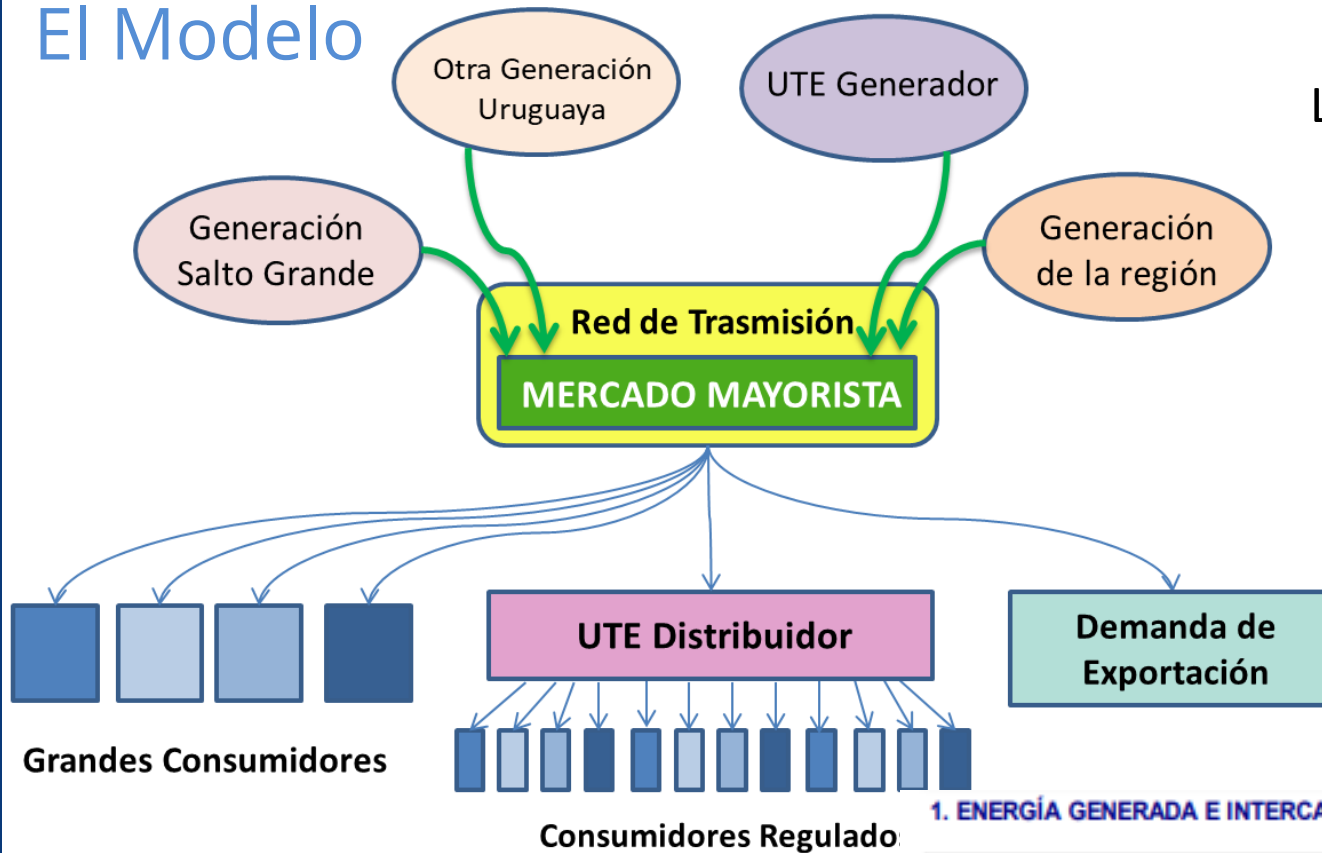
UTE: Empresa verticalmente integrada

	<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
<i>Repartición del Gobierno</i>				
<i>Corporación Pública</i>				
<i>Corporación Privada</i>				



El Sector Eléctrico en el Uruguay

El Modelo



LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
LUEGO DE LA LEY

1. ENERGÍA GENERADA E INTERCAMBIADA (GWh)

	2020	2021	2022
PRODUCCIÓN			
Hidráulica	1.499	2.366	1.951
Térmica	805	2.451	1.282
Eólica	608	573	573
Fotovoltaica (*)	1	1	1
COMPRA			
Salto Grande	2.451	2.793	3.567
Argentina	470	55	3
Brasil	44	0	28
Agentes Productores	5.033	4.691	4.460
Parques Eólicos Co-Propiedad de UTE	1.264	1.177	1.107
TRÁNSITO (1)	0	0	53
TOTAL	12.175	14.107	13.025
DESTINO			
Brasil	439	2.216	79
Argentina	709	628	1.284
Uruguay	11.027	11.263	11.609
TRÁNSITO (1)	0	0	53
TOTAL	12.175	14.107	13.025



(*) UTE en cifras. www.ute.com.uy.

(*) La generación Fotovoltaica fue de 606, 655 y 609 MWh en 2020, 2021 y 2022 respectivamente.

(1) Energía en tránsito desde Brasil a Argentina.

Estructura de Sector

➤ Agente:

- Empresa con activos en el sector (generador, autoprodutor, transportista y/o distribuidor)
- Gran Consumidor: consumidor de más de 1500 kW que compra en el mercado mayorista

➤ Participante:

- El agente autorizado a comprar / vender en el Mercado
- El Comercializador autorizado en el Mercado, que representa a uno o más agentes

	<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
<i>Repartición del Gobierno</i>				
<i>Corporación Pública</i>				
<i>Corporación Privada</i>				



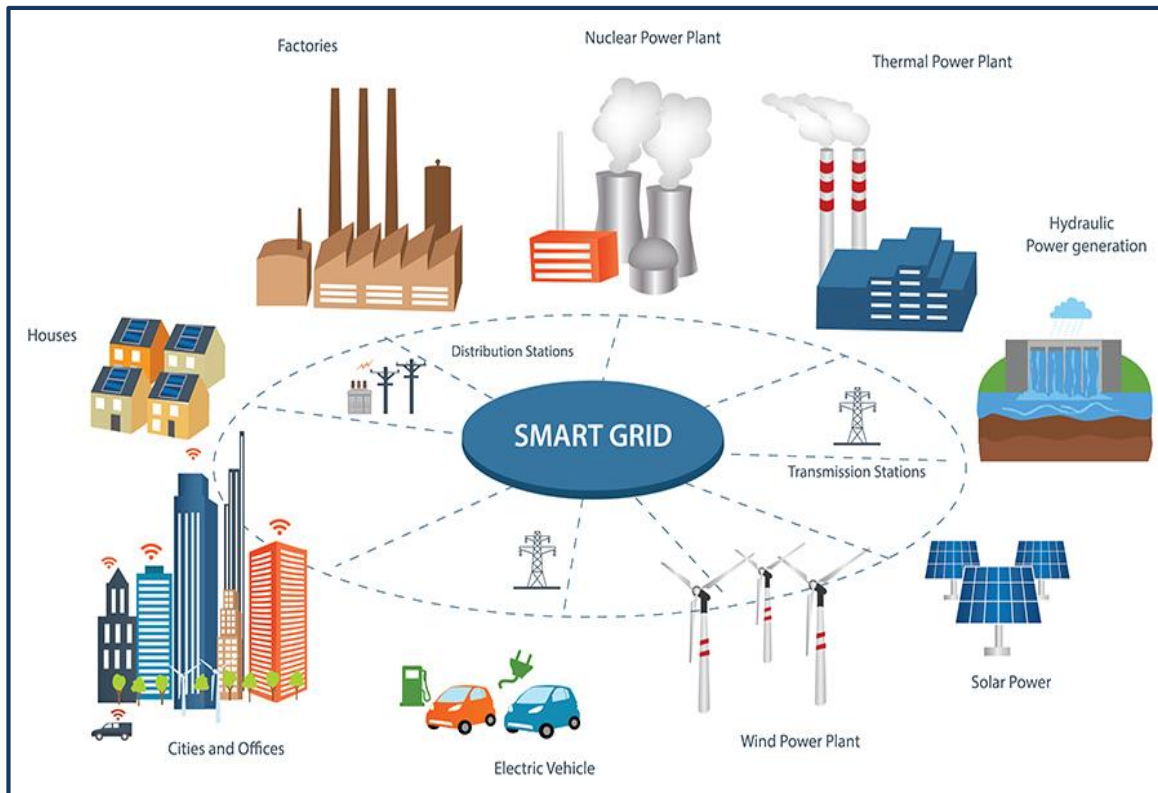
Quiénes actúan en el MMEE

- **Generador:** Vende energía al distribuidor o a grandes consumidores o la exporta.
- **Distribuidor:** Compra energía en el MMEE para abastecer a los “consumidores regulados”. Actúa en condiciones de monopolio natural y vende a tarifas reguladas, fijadas por el PE.
- **Gran consumidor:** quien contrata potencia mayor o igual a 1500 kW y opta por dejar de comprar al distribuidor para adquirir energía en el MMEE.
- **Comercializador:** compra o vende energía para uno o más agentes.
- **Exportador Spot:** realiza la exportación Spot (por Decreto N°217/15, se designó a UTE como Exportador Spot).



Quiénes actúan en el MMEE....

en el Sector Eléctrico del Siglo XXI

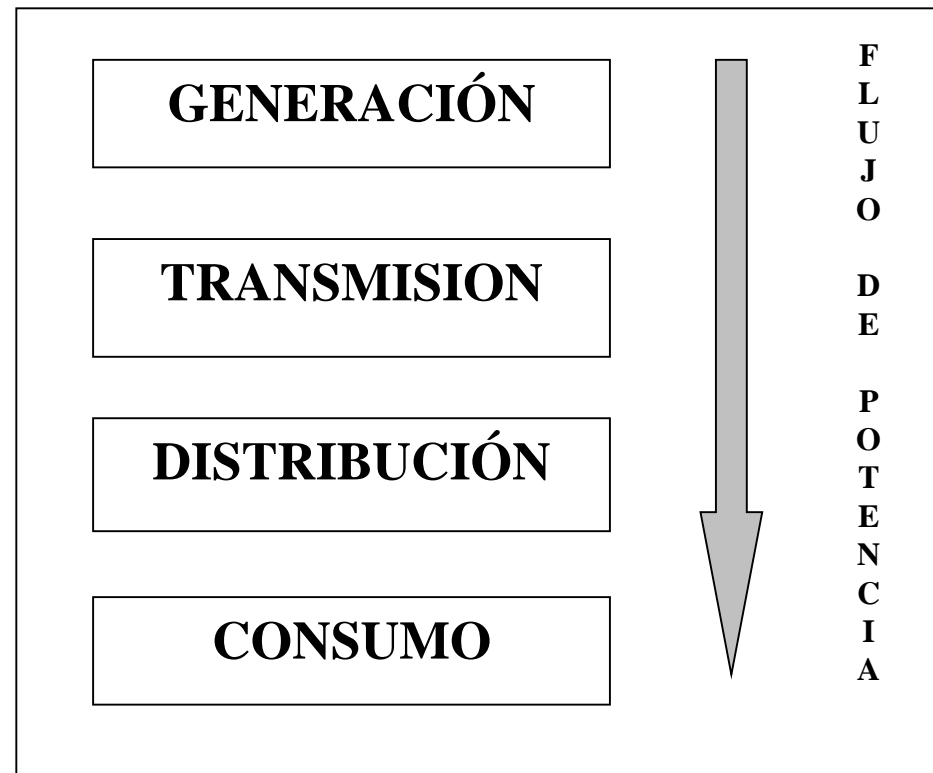


- Generación térmica tradicional y generación renovable.
- Demandas firmes (y también flexibles)
- Comercializadores (Mayoristas y Minoristas)
- Generación Distribuida (en Media Tensión y Baja Tensión)
- Consumidores que generan (“Prosumidores”)
- Almacenamiento
- Vehículos eléctricos que recargan y que pueden inyectar energía (V2G).

Las nuevas tecnologías y los cambios de paradigma...

1. Generación Distribuida

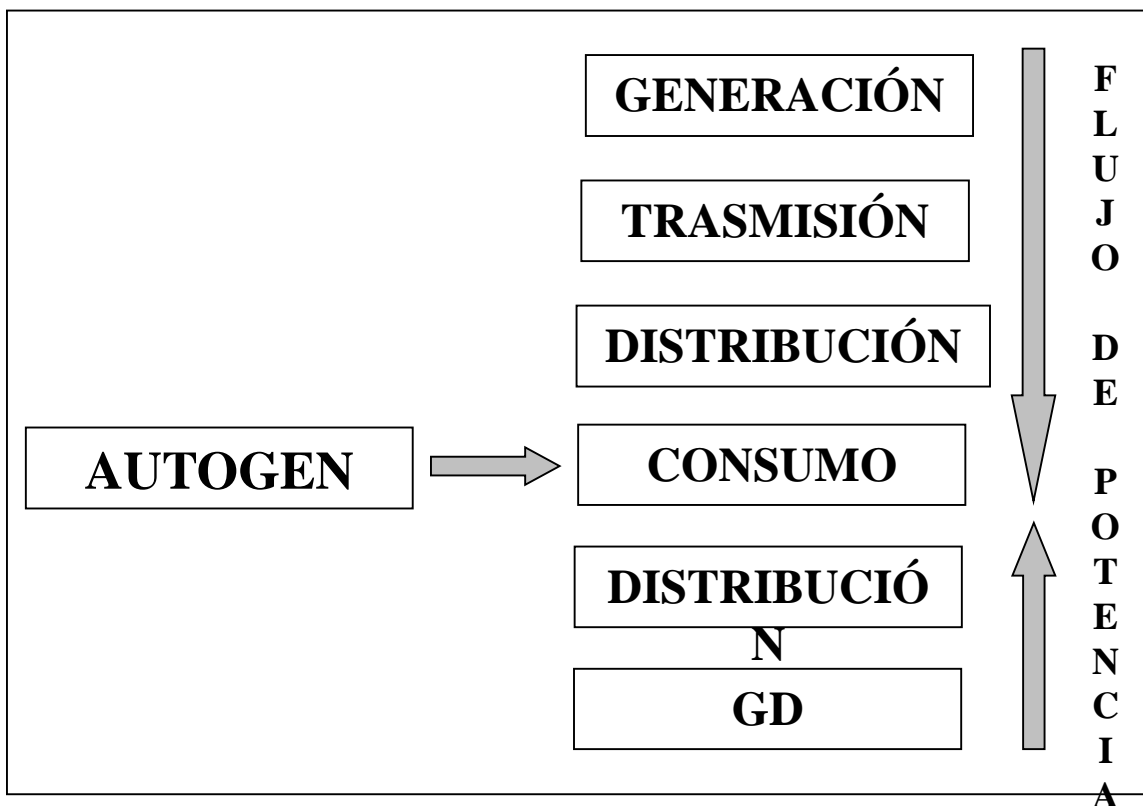
**SISTEMA TRADICIONAL
SIN GD**



Redes de distribución pasivas

Las nuevas tecnologías y los cambios de paradigma...

1. Generación Distribuida

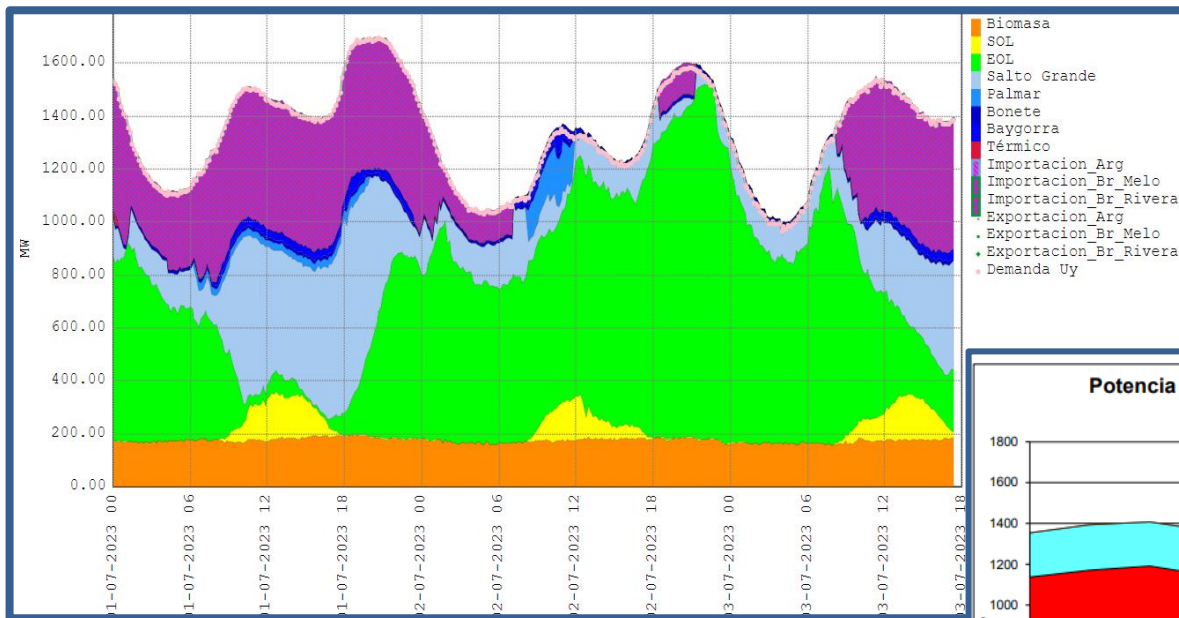


SISTEMA CON GD

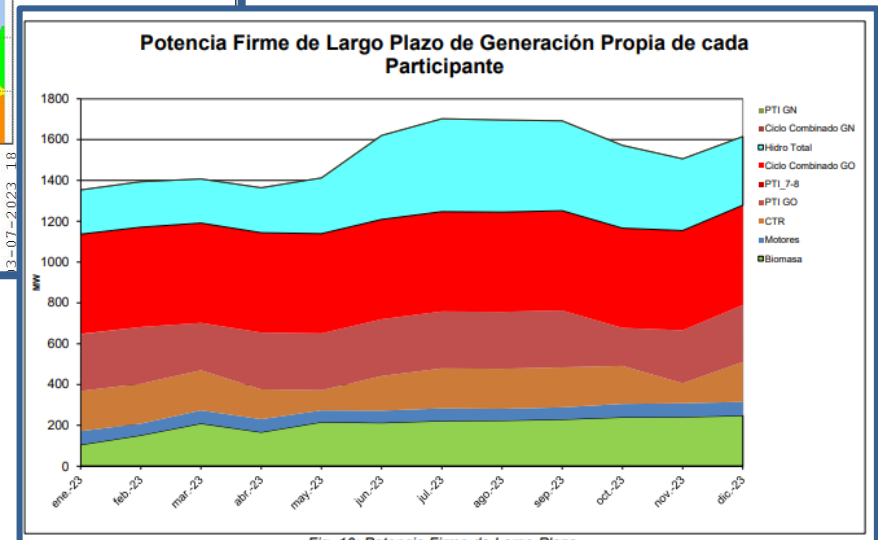
¿Pueden los esquemas tarifarios tradicionales reconocer los beneficios (y costos) de la GD?

Las nuevas tecnologías y los cambios de paradigma...

2. Generación eólica y solar



¿Pueden los esquemas de precios tradicionales reconocer el aporte de las ERNC a la Garantía de Sumnistro?

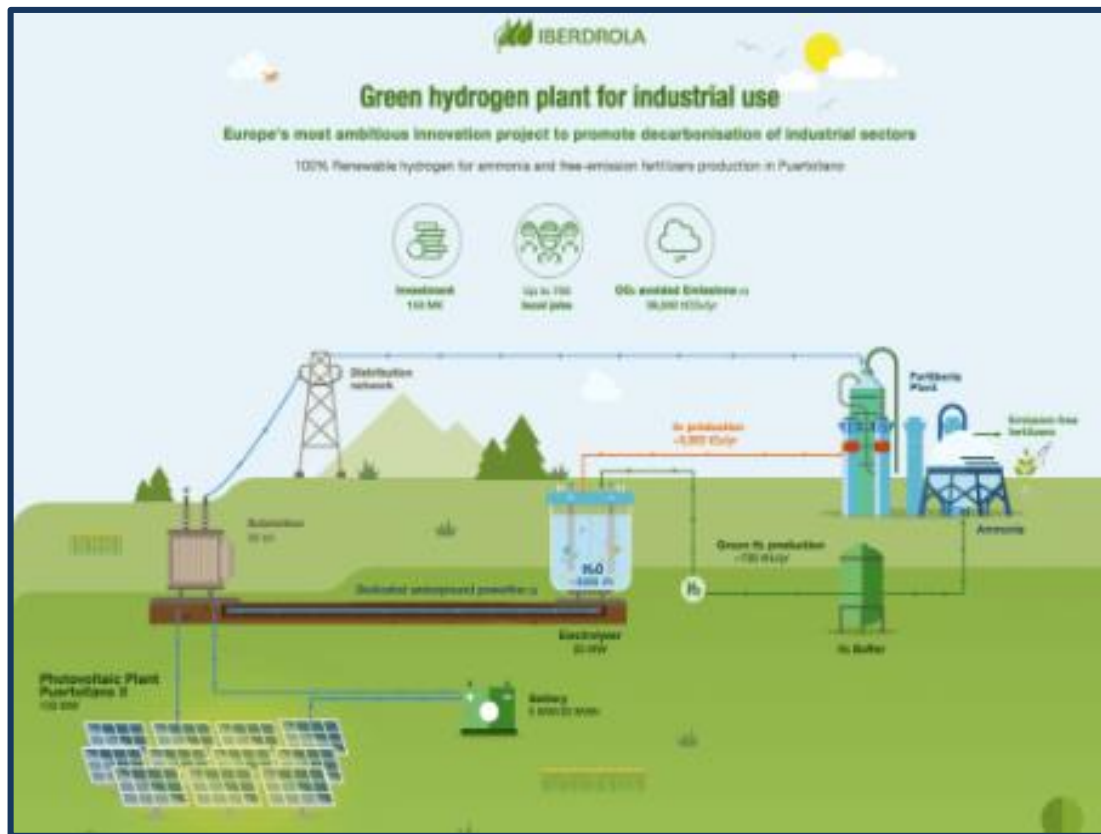


(*) ADME, <https://adme.com.uy/>

(*) ADME, Informe de Garantía de Suministro 2023.

Las nuevas tecnologías y los cambios de paradigma...

3. Hidrógeno verde para la segunda transición energética



¿Es la reglamentación actual adecuada para reconocer demandas de tipo flexible/interrumpible?

Las nuevas tecnologías y los cambios de paradigma...

4. Almacenamiento

✓ Generador??

✓ Gran consumidor??

✓ Servicio de red???



¿Está definido el Participante con capacidad de Almacenamiento en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica?

Algunas propuestas regulatorias

1. Peajes de red
2. Aporte a la garantía de suministro de las ENRC
3. Requerimientos a contratar para demandas flexibles
4. Almacenamiento

Peajes de Red

**RÉGIMEN TARIFARIO PARA REDES
(TRA/DIS)**



**RÉGIMEN
TARIFARIO TRA/DIS**

**MONTO
TOTAL (\$)**



**RÉGIMEN
TARIFARIO DE LOS
USUARIOS**

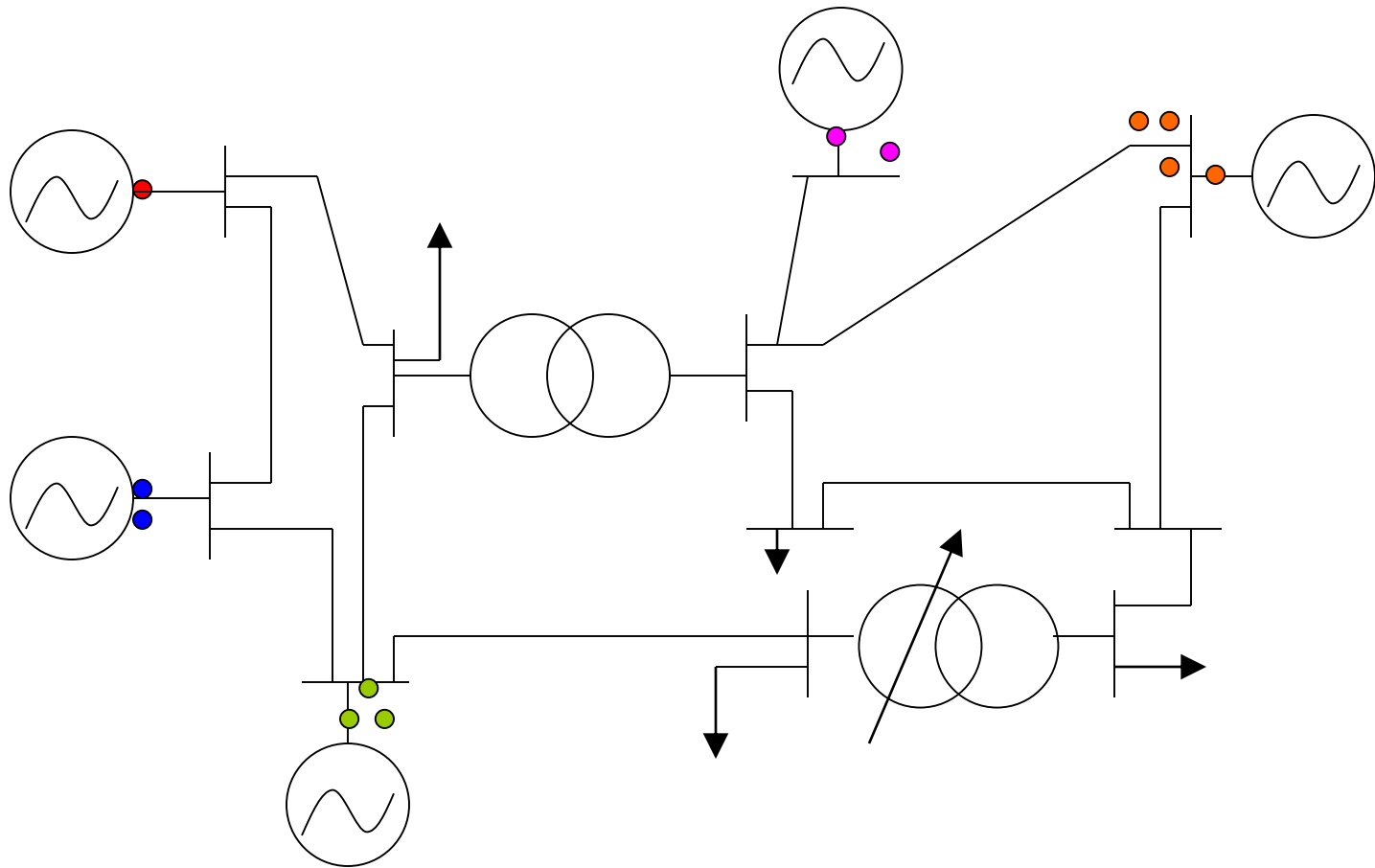
ASIGNACIÓN (\$)

Peajes de Red

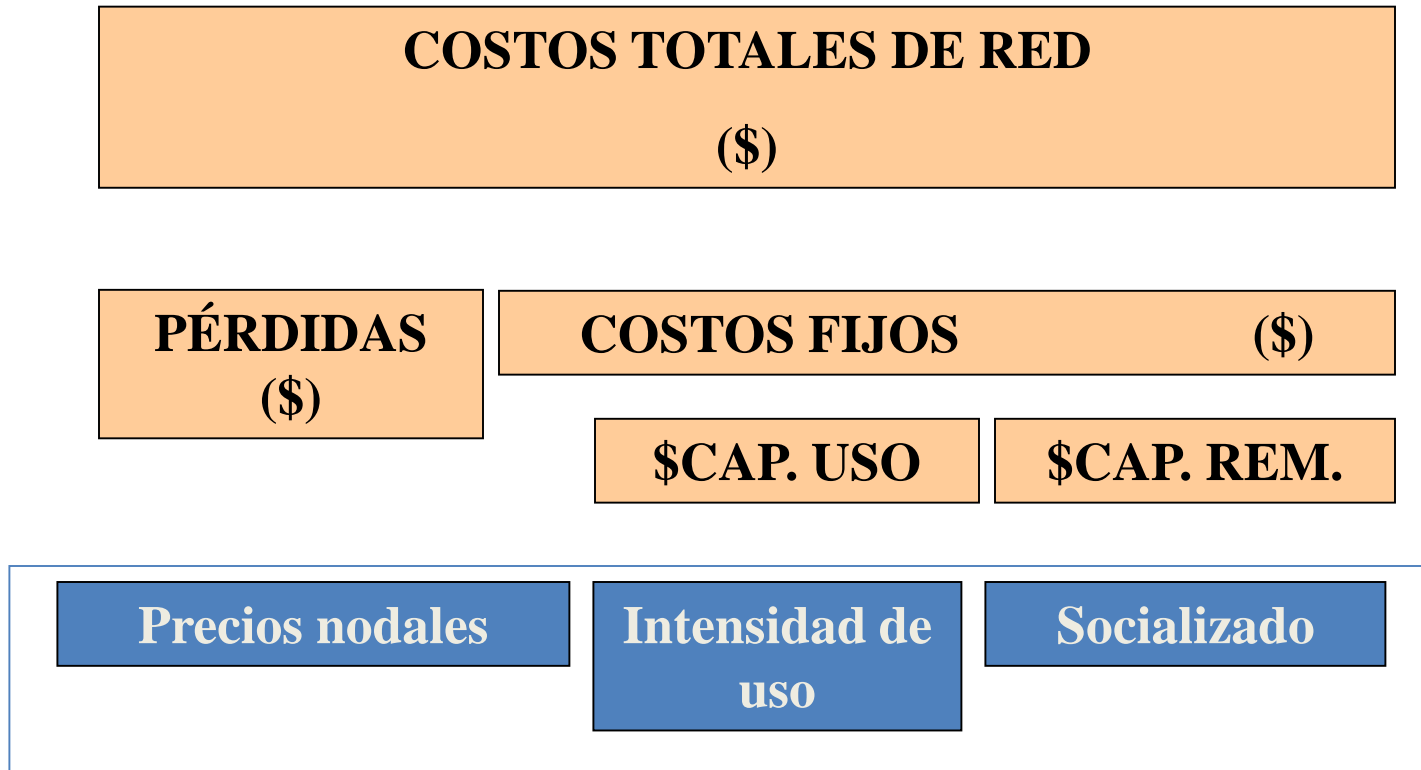
- En general se asignan los costos en base a los kWh consumidos o a los kW de potencia máximos, en base a un cargo promedio.
- Utilizando el criterio de potencia máxima existe una señal temporal (momento de uso) pero no de localización.
- No tienen en cuenta a los usuarios individuales como la GD que dependiendo de su localización pueden reducir las pérdidas y el uso de las redes.
- Utilizar cargos unitarios promedio para los usuarios de la red puede ser una barrera de entrada para la GD y otros Participantes.
- Con la conexión de GD a las redes, éstas dejan de ser pasivas y se convierten en redes activas, no muy diferentes la red de transmisión.

Peajes de Red

¿La metodología eficiente?
¿MISIÓN IMPOSIBLE?



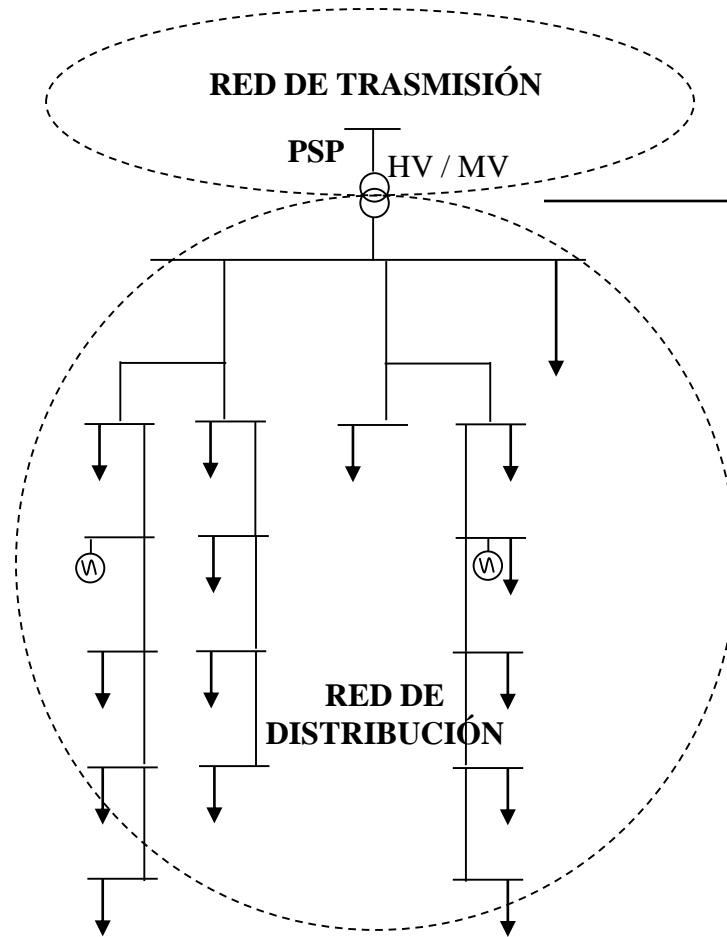
Peajes de Red



Mecanismo de asignación propuesto

Peajes de Red

Precios nodales (Nodal Pricing)



λ_t

Precio de la potencia activa en el PSP

Precios de la potencia activa y reactiva en el nodo k :

$$pa_{tk} = \lambda_t \left(1 + \frac{\partial Loss}{\partial P_{tk}} \right)$$

$$pr_{tk} = \lambda_t \left(\frac{\partial Loss}{\partial Q_{tk}} \right)$$

Peajes de Red

Utilización de los precios nodales para recuperar los costos de red

INGRESO TARIFARIO (MS): Diferencia entre lo que paga la demanda y lo que cobra la generación utilizando los precios nodales.

$$MS = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^n \left[pa_{tk} (P_{dtk} - P_{gk}) + pr_{tk} (Q_{dtk} - Q_{gk}) \right] - \sum_{t=1}^T \lambda_t P_{t0}$$

$$MS \geq 0$$

Si MS es cero se pagan únicamente las pérdidas.

Si MS es mayor que cero, además de las pérdidas se puede pagar parte de los costos fijos.



Peajes de Red

Recuperación de los costos fijos Amp-mile (DIS) / MW-mile (TRA)

- La corriente eléctrica (A) en un circuito es la principal magnitud de diseño
- Factor de uso de capacidad (UCC)= I_{max}/Cap

$$\text{COSTOS FIJOS}_{MS_Circuito_k} (\$) \times UCC_k =$$

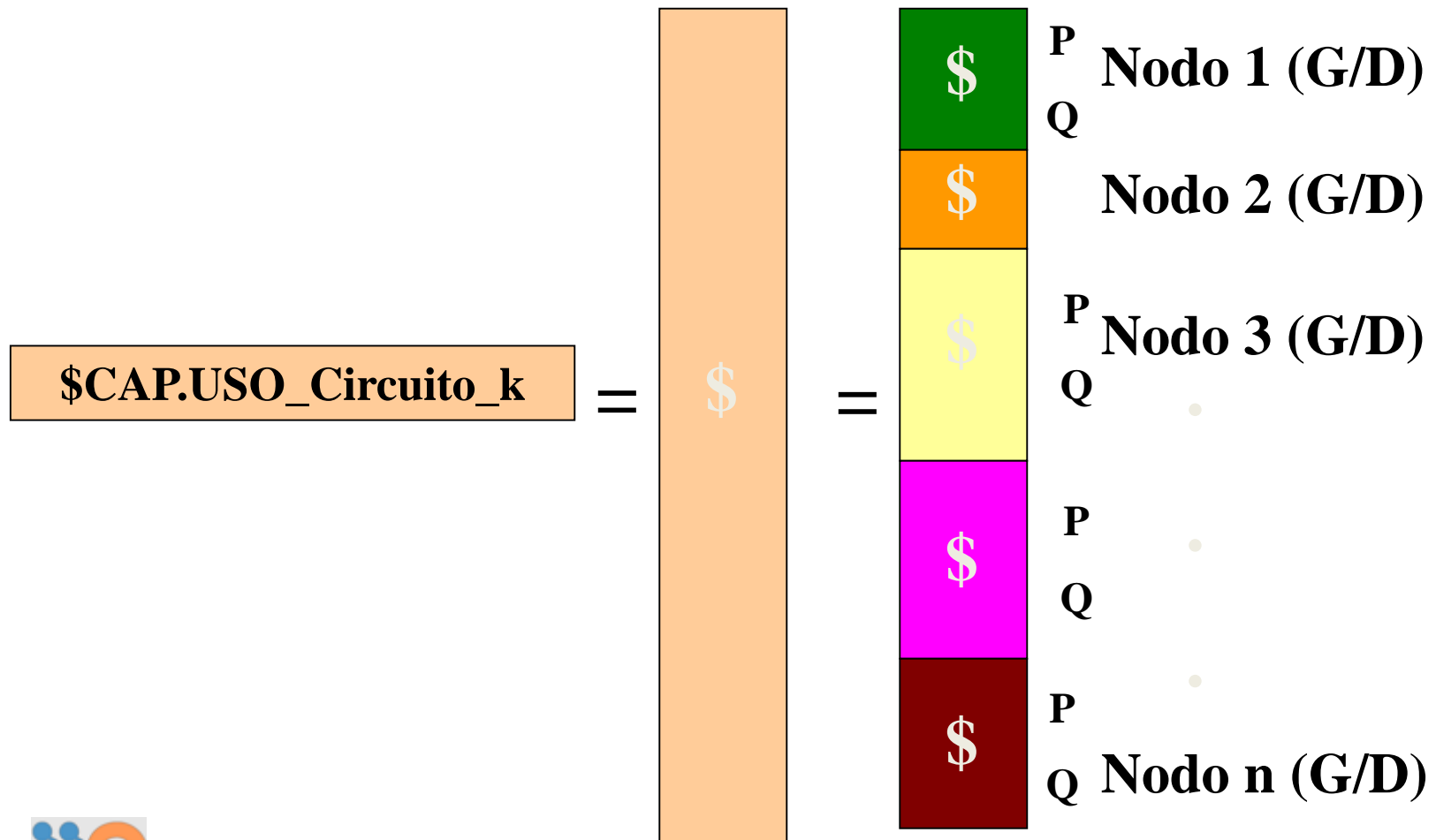
=

$$\text{\$CAP.USO}_{Circuito_k}$$

(Costo adaptado del
circuito)

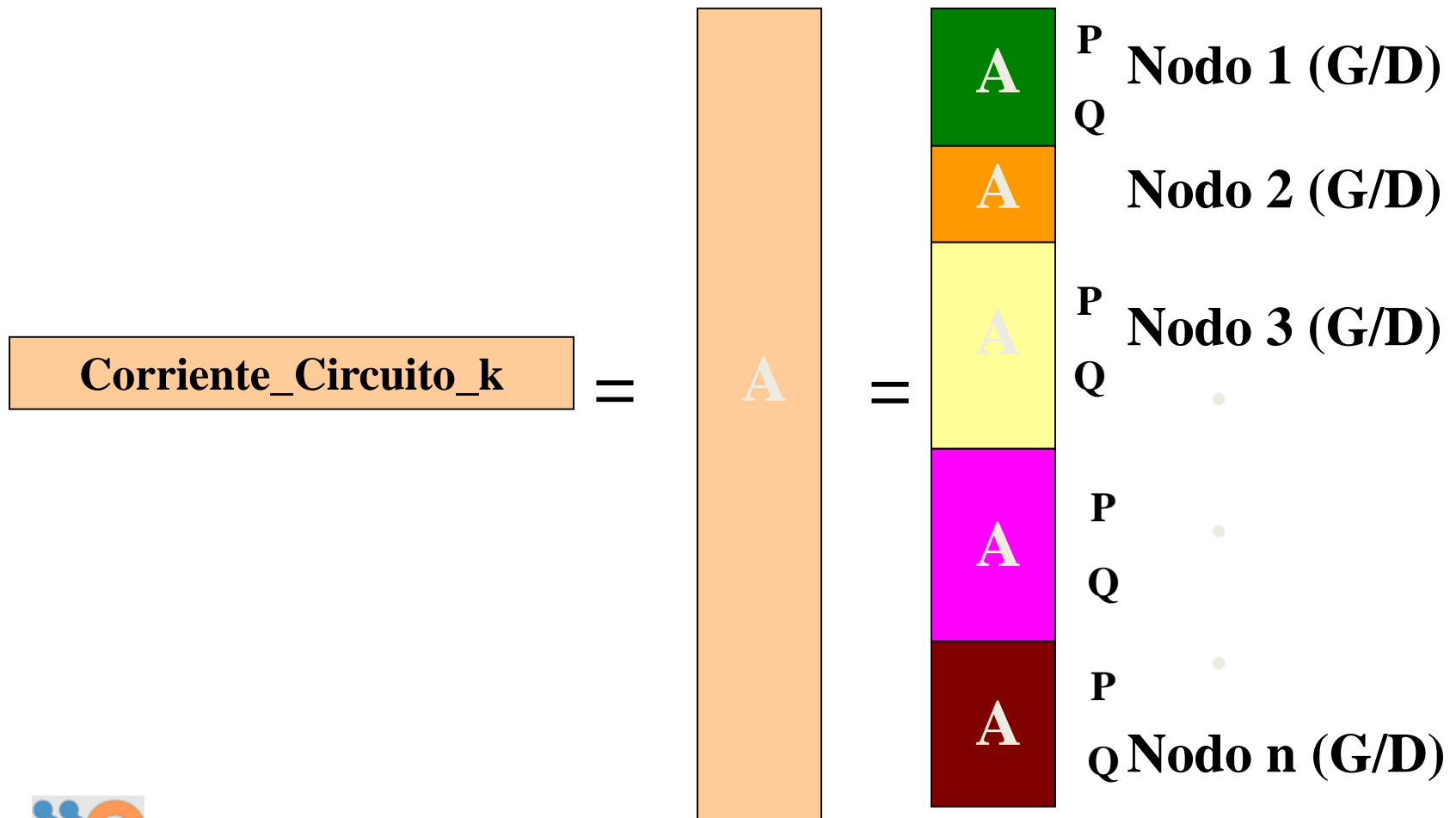
Peajes de Red

Recuperación de los costos fijos Amp-mile (DIS) / MW-mile (TRA)



Peajes de Red

Recuperación de los costos fijos Amp-mile (DIS) / MW-mile (TRA)

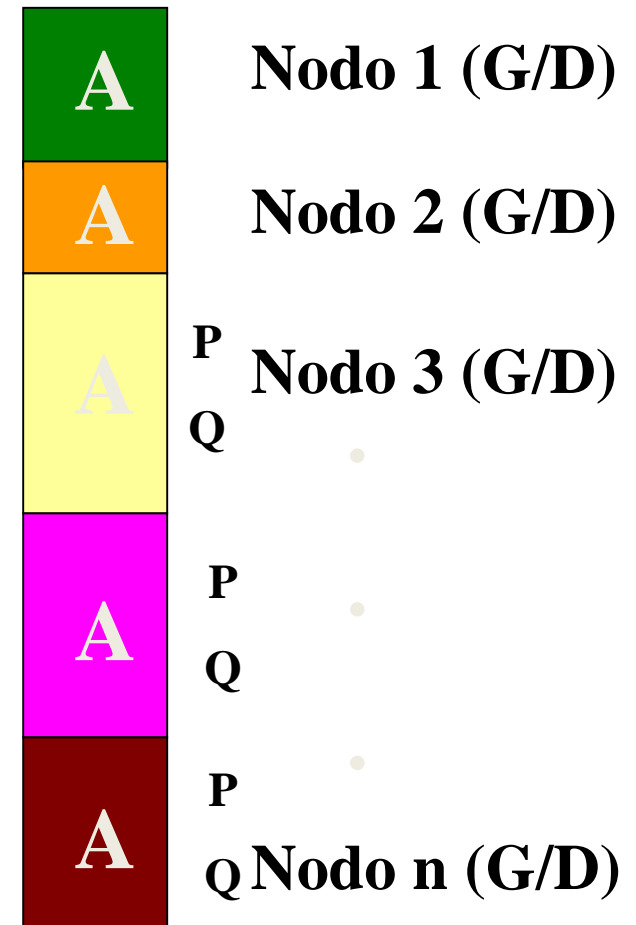


Peajes de Red

Recuperación de los costos fijos Amp-mile (DIS) / MW-mile (TRA)

$$I_{tl} \cong \sum_{k=1}^n APIDF_{lk}^t [P_{dtk} + P_{gdk}] + \sum_{k=1}^n RPIDF_{lk}^t [Q_{dtk} + Q_{gdk}]$$

$$\left. \begin{aligned} APIDF_{lk}^t &= \frac{\partial I_{tl}}{\partial P_{tk}} \\ RPIDF_{lk}^t &= \frac{\partial I_{tl}}{\partial Q_{tk}} \end{aligned} \right\} \begin{array}{l} \text{Power to Current} \\ \text{Distribution Factors} \end{array}$$



Peajes de Red

Recuperación de los costos fijos Amp-mile (DIS) / MW-mile (TRA)

$$AEoU_{dlk}^t = \frac{APIDF_{lk}^t \times P_{dtk}}{AI_{tl}}$$

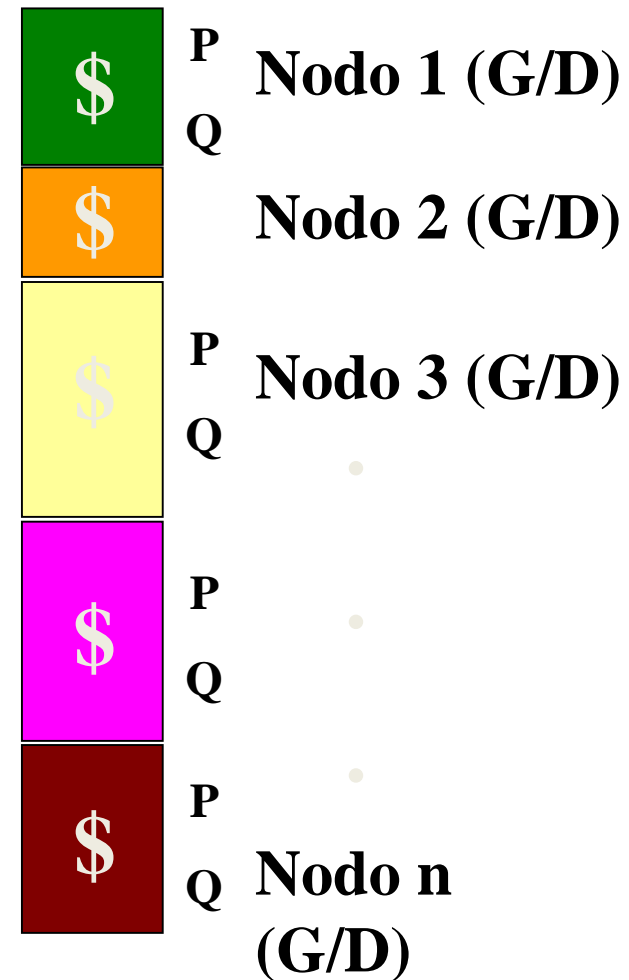
$$AEoU_{glk}^t = \frac{APIDF_{lk}^t \times P_{gtk}}{AI_{tl}}$$

$$REoU_{dlk}^t = \frac{RPIDF_{lk}^t \times Q_{dtk}}{AI_{tl}}$$

$$REoU_{glk}^t = \frac{RPIDF_{lk}^t \times Q_{gtk}}{AI_{tl}}$$

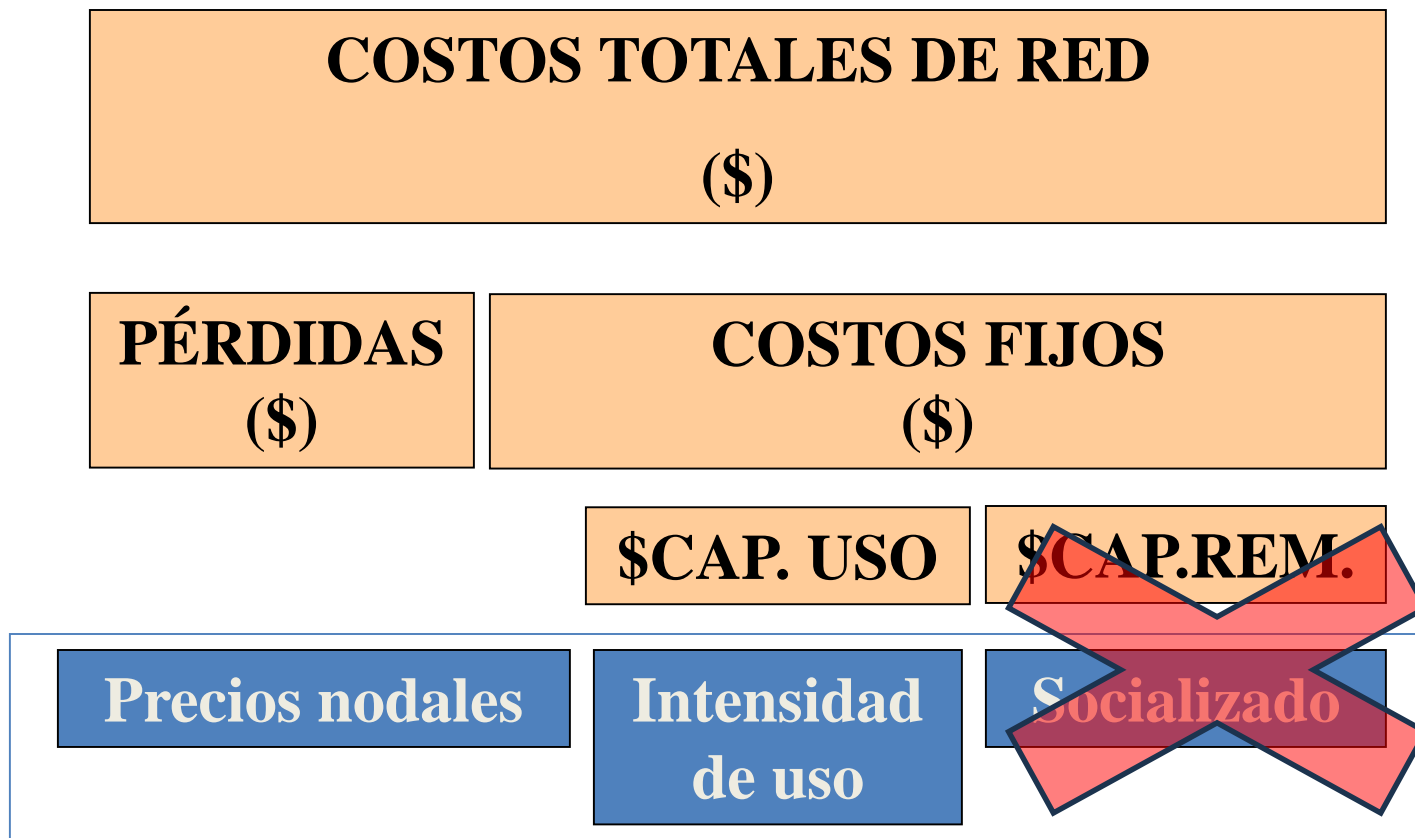
Factores de intensidad de uso

Multiplicando los Factores de Intensidad de uso correspondientes (**lk**, **d** o **g**) por el costo adaptado del circuito, se obtiene el cargo de localización asociado a ese circuito. La suma en todos los circuitos da el cargo total.



Peajes de Red

Propuesta para demandas interrumpibles/flexibles



Mecanismo de asignación propuesto

Peajes de Red

¿Y LA REMUNERACIÓN DEL TRASMISOR?

¿SON ADECUADOS LOS NIVELES DE REMUNERACIÓN?

Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica (Decreto N° 278/002)

➤ COSTOS EFICIENTES DE INVERSIÓN

- Consiste en calcular la cuota anual del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes
- VNR: resultado del estudio de las últimas licitaciones del Trasmisor
- Se reconoce una vida útil de 30 años

➤ COSTOS EFICIENTES DE O&M

¿Aún si
tienen más
de 30 años?



Peajes de Red

¿Y LA REMUNERACIÓN DEL TRASMISOR?

¿SON ADECUADOS LOS NIVELES DE REMUNERACIÓN?

Supongamos un ejemplo con tasa 7%, vida útil de 30 años y un costo de O&M del 3% del VNR (normalmente se toman valores regulatorios entre 2,3 % y 3.4%).

$$VNR = AVNR \frac{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}{i} \quad \Rightarrow \quad AVNR = 0.0806 VNR$$

$i = 0,07$ (tasa 7%)

$n = 30$ años

$$CAOyM = 0.03 VNR$$

$$\text{\$RemT} = 0.0806VNR + 0.03 VNR$$

$$\text{\$RemT} = 0.1106 VNR$$

73%

27%

Si el activo ya tiene más de 30 años...

...y dejamos de remunerar capital...



$$\text{\$RemT}' = 0.03 VNR$$

(73% menos)



Peajes de Red

En Uruguay, en forma aproximada solo el 25 % de las líneas y el 40 % de las subestaciones tienen menos de 30 años o fueron ampliadas hace menos de 30 años.

Trasmisión - Remuneración a regir en año 2025 (base diciembre de 2016)

Subetapas	Estaciones USD	Líneas USD	Total USD
Red de 500 kV	25.944.220	54.834.794	80.779.013
Transformación 500/150 kV	23.559.538	-	23.559.538
Red de 150 kV	34.802.248	94.029.464	128.831.712
Transformación 150/60/30 kV y secciones de salidas en 63 y 31,5 kV	64.171.034	-	64.171.034
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 150 -500kV, y en 63 - 31,5 kV en las estaciones de 150 kV	11.341.823	1.735.080	13.076.903
Total	159.818.863	150.599.339	310.418.201

(*) Informe
URSEA peajes
2025

Suponiendo en forma aproximada que el VNR en líneas es similar al VNR de Estaciones:

$$AVNR = 0,5VNR(0,1106 \cdot (0,4 + 0,25) + 0,03 \cdot (0,6 + 0,75))$$

$$AVNR = 0,0562 VNR \quad \longrightarrow \quad 50\% \text{ de la Remuneración Actual !!}$$



Aporte a la Garantía de Suministro de las ERNC

- El mercado Spot por sí solo no permite asegurar el suministro futuro de la demanda.
- En el modelo del MMEE de Uruguay, se establece el requerimiento de un seguro de garantía de suministro para la demanda, con porcentajes mínimos de potencia firme a contratar.
- Según la reglamentación del 2002 solo aportan potencia firme las generación térmica y la hidroeléctrica.
- Pero la experiencia muestra que también las ERNC pueden aportar potencia firme de largo plazo.

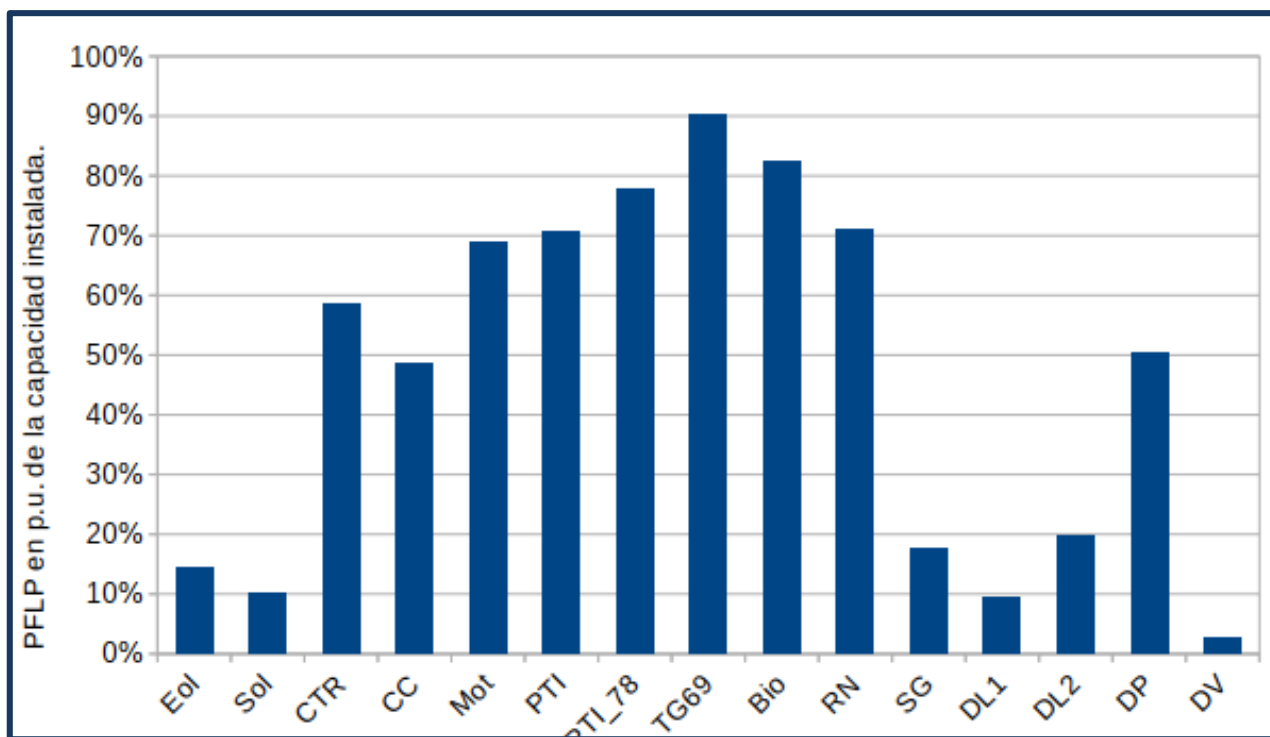
Aporte a la Garantía de Suministro de las ERNC

Un problema ya resuelto!

Decretos N° 242/23 y 264/23

PFLP = Promedio Ponderado por CMG de la potencia suministrada en el CHC. (centrales no-térmicas)

$$PFLP = \frac{\sum_{i \in CHC} P_i * CMG_i}{\sum_{i \in CHC} CMG_i}$$



Seguro de Garantía de Suministro

Reglamento del MMEE (Decreto N°360/002)

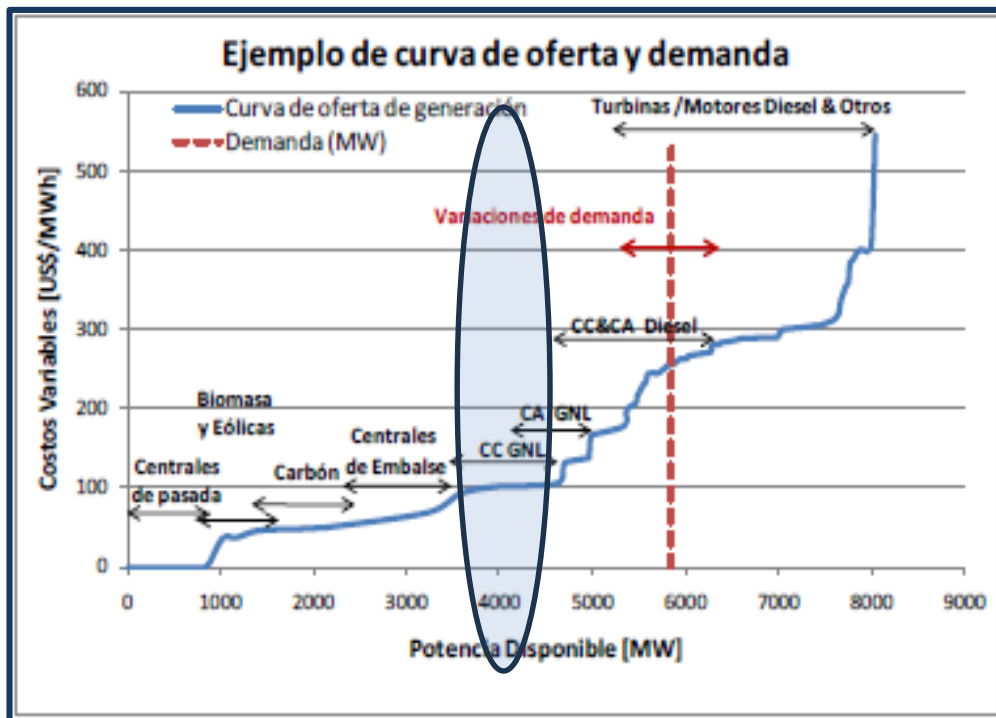
Artículo 242. El requerimiento de contratar se establece con los siguientes plazos y porcentajes:

- a) Para Consumidores Cautivos, para los siguientes 5 (cinco) años, el 80% (ochenta por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro determinado en el informe de Garantía de Suministro formulado por la ADME. Esta responsabilidad se aplica al Distribuidor que los abastece.
- b) Para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Potenciales, para el siguiente año el 50% (cincuenta por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro determinado en el informe de Garantía de Suministro formulado por la ADME. Esta responsabilidad se aplica al Distribuidor para los Grandes Consumidores Potenciales que abastece, al Comercializador con Acuerdos de comercialización por los Grandes Consumidores que comercializa y al Gran Consumidor que es Participante del Mercado.

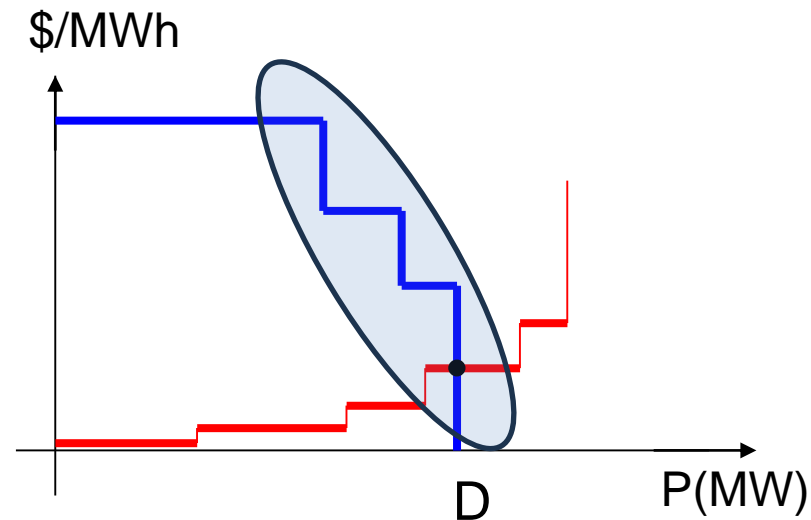


¿Tiene sentido para las demandas interrumpibles?

Despacho económico y demandas flexibles



¿Cómo tenemos en cuenta las demandas gestionables?



Almacenamiento

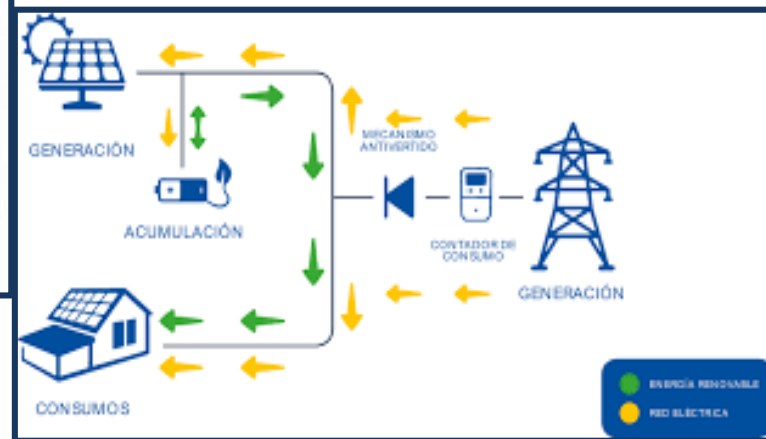
Almacenamiento para Suscritores

El decreto 114/2014, redefine al Suscriptor, en el año 2020 el decreto 27/2020, reglamenta el almacenamiento para los Suscritores conectados en Baja y Media Tensión.

En el año 2023 el Poder Ejecutivo aprobó el decreto 147/2023, el cual vuelve a modificar la definición de Suscriptor, admitiendo la inyección.

Artículo 1º.- Modifícase la definición de Suscriptor del artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto N° 276/002, de 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el Decreto N° 114/014, de 30 de abril de 2014, que quedará redactado de la siguiente forma:-----

" Suscriptor: Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor. Se distinguen dos tipos de suscritores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor). Queda comprendido en la calidad de suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo".-----



Almacenamiento

Almacenamiento para Suscritores

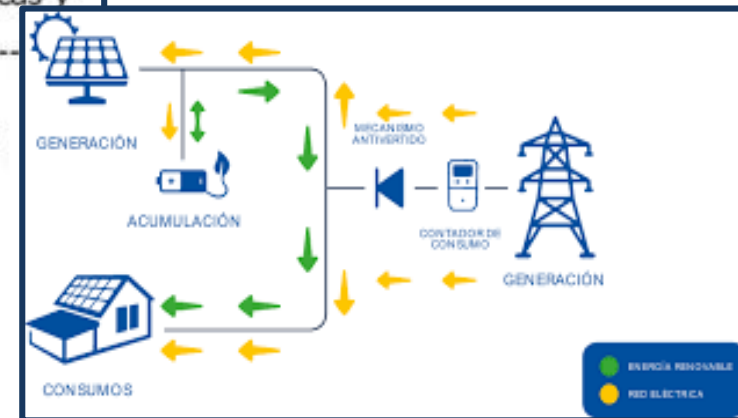
Artículo 4º.- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) a adquirir la energía inyectada a la Red de Interconexión por sus suscritores, en las siguientes condiciones:-----

I) La inyección de energía eléctrica anual del suscriptor a la Red de Interconexión no podrá superar el consumo anual de energía eléctrica tomado de dicha red. Si las centrales generadoras del suscriptor incluyen una instalación de baterías, la inyección no podrá superar el 30% del consumo mencionado.-----

II) La energía inyectada por el suscriptor, hasta el tope referido que corresponda, se pagará al precio spot horario sancionado por la Administración del Mercado Eléctrico. La inyección que exceda el tope será penalizada de manera gradual.-----

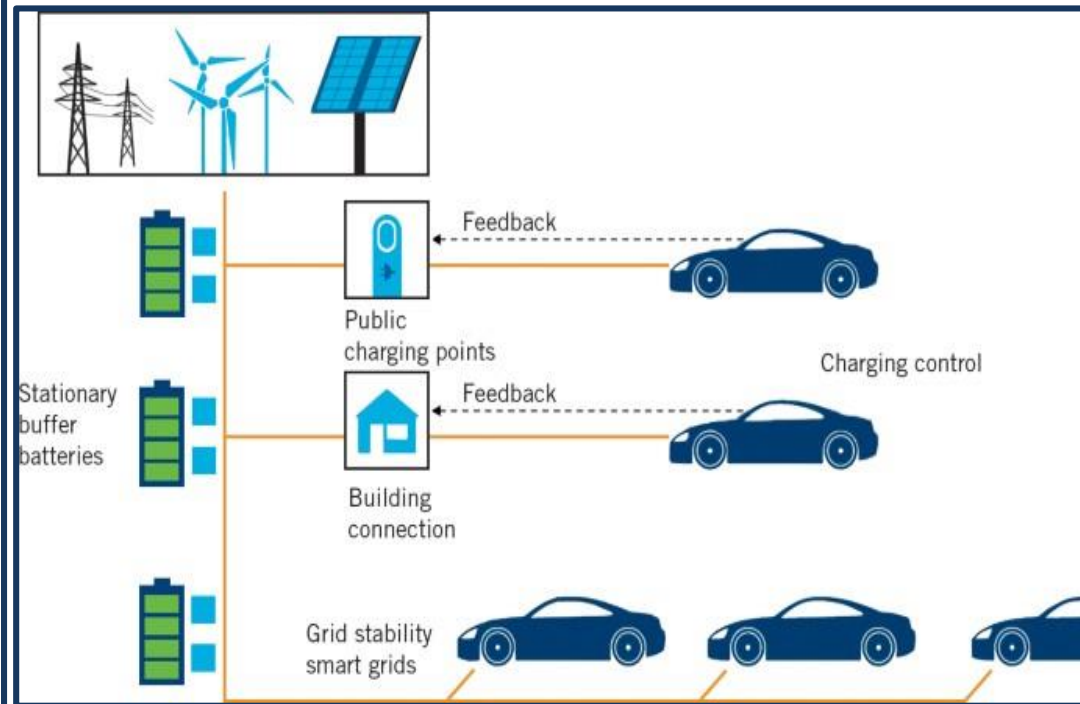
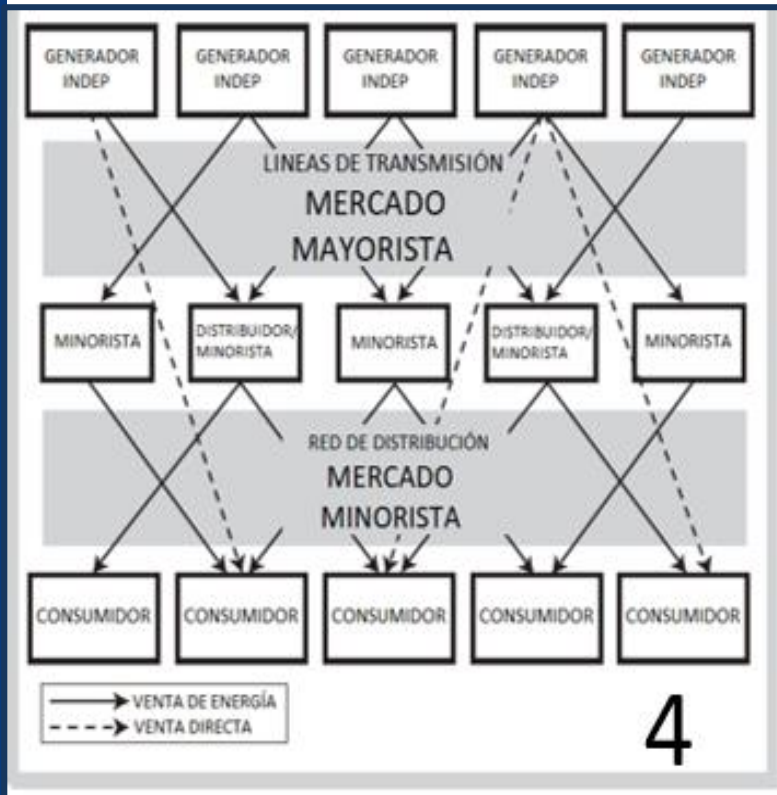
III) Los suscritores deberán cumplir con las condiciones técnicas específicas y suscribir los convenios correspondientes.-----

IV) Los suscritores tendrán la categoría tarifaria que refleje esta modalidad de consumo, y que será incluida en el Pliego Tarifario.-----



Almacenamiento

Hacia la comercialización minorista.....Del Modelo 3 al 4...



Muchas gracias

Dr. Ing. Mario Vignolo



FACULTAD DE
INGENIERÍA



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY

