

# *Mercados, subastas y nuevas tecnologías en el sector eléctrico uruguayo*



UNIVERSIDAD  
DE LA REPUBLICA  
URUGUAY



FACULTAD DE  
INGENIERIA



*Difusión de los Proyectos del Fondo  
Sectorial de Energía (ANII) del año 2011*



# Agenda

- Descripción general del proyecto
- **Subgrupo I:** Bases conceptuales de un modelo regulatorio aplicable en el largo plazo a Uruguay
- **Subgrupo II:** Mercados y Optimización Económica en la Red Eléctrica
- **Subgrupo III:** Gestión de la demanda y redes inteligentes.

# Descripción general del proyecto

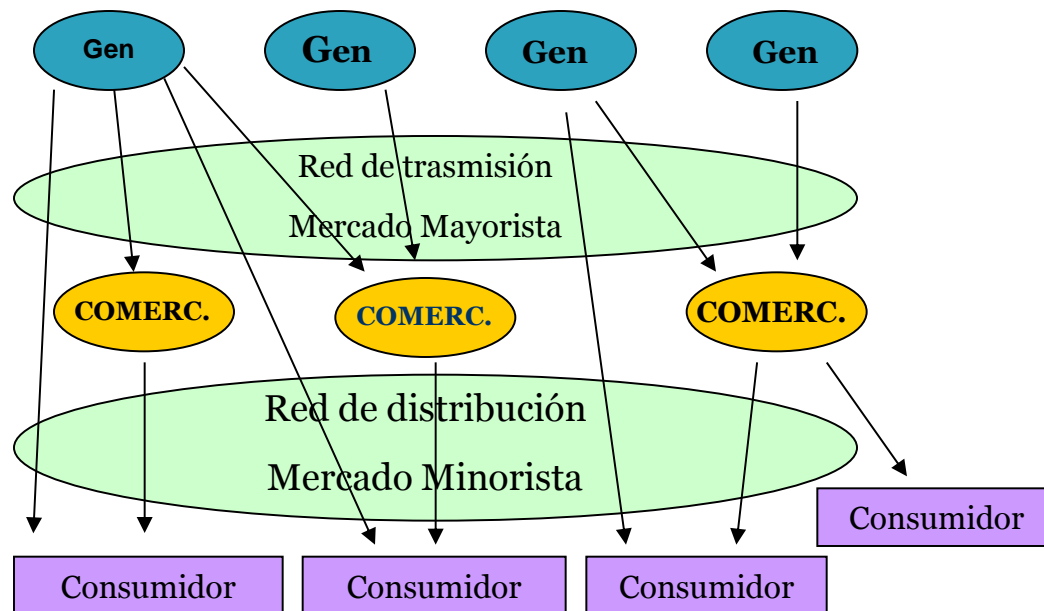
- Proyecto ANII – FSE (Convocatoria 2011)
- Motivación del trabajo
- Duración 18 meses
- Grupo de trabajo compuesto por 11 investigadores de los Institutos de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería, UdelaR; y del Grupo de Matemática aplicada a Telecomunicaciones (MATE) de la ORT.

# Subgrupo I - Bases conceptuales de un modelo regulatorio aplicable en el largo plazo a Uruguay.

- Participantes:
  - IIE/Fing/UdelaR (Vignolo, Oroño, Zilli)
- Temas de estudio:
  - Se observa y existe consenso en que el marco regulatorio establecido por la Ley N° 16.832 de 1997 y los Decretos reglamentarios de 2002 tiene un escaso grado de aplicación, y de hecho un viraje implícito hacia otra concepción de modelo.
  - Resulta pertinente reflexionar sobre las razones de esta situación y en particular, desde el punto de vista técnico cuestionar la adecuación del modelo

# La reestructura del sector eléctrico de los 90'

- Luego de un siglo de consolidación de empresas eléctricas verticalmente integradas, en la década del 90' surge un nuevo paradigma



**EL MERCADO ELÉCTRICO**

# La reestructura del sector eléctrico de los 90'



GENERACIÓN

TRASMISIÓN

DISTRIBUCIÓN

COMERCIALIZACIÓN

# Modelos de reestructura/propiedad (Hunt & Shuttleworth)

		ESTRUCTURA			
		<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
P R O P / G E S T I O N	<i>Repartición del Gobierno</i>				
	<i>Corporación Pública</i>	Reino Unido Argentina Chile			
	<i>Corporación Privada</i>			Argentina Chile	Reino Unido

# Contexto de la reforma en Uruguay

- Tendencia mundial hacia las reformas promovida por los organismos multilaterales de crédito
- Argentina:
  - Existencia de un mercado eléctrico con un grado de competencia importante
  - Oferta de electricidad y gas abundante
  - Interconexiones capaces de abastecer toda la demanda local
  - Exigencia de condiciones de simetría plasmadas en las Notas Reversales de 1999



# Contexto de la reforma en Uruguay

- Compromisos de las Notas Reversales (1999):
  - Asegurar condiciones competitivas en los mercados de generación de electricidad
  - Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes, y no discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.

# Contexto de la reforma en Uruguay

- Compromisos de las Notas Reversales (1999):
  - Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica
  - Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución.

# La reforma en Uruguay

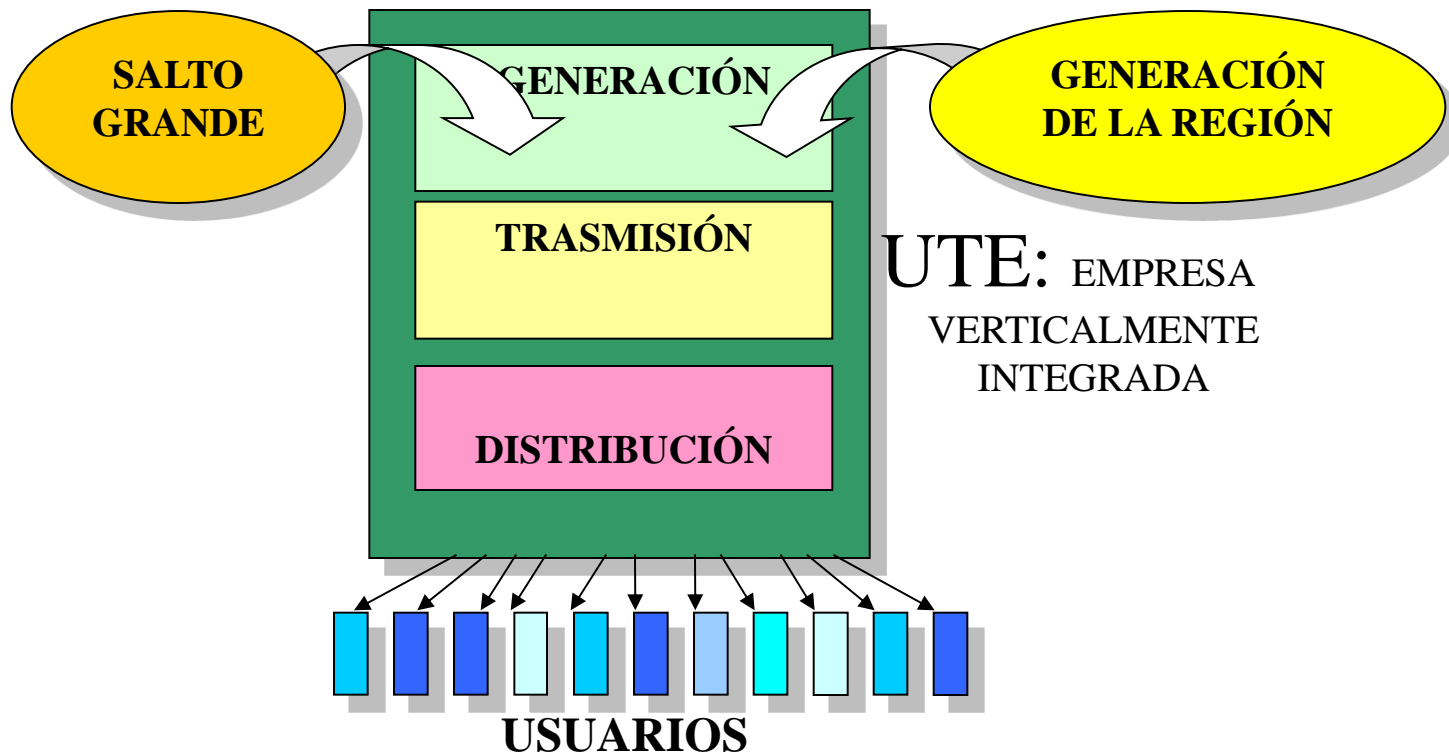
- En estas hipótesis de funcionamiento con Argentina, se podía presuponer un grado de competencia importante si se consideraban los mercados de ambos países funcionando en conjunto.
- Ley 16.832 - Ley de Marco Regulatorio
- Decretos del año 2002:
  - 276/002 (R. Gral), 277/002 (Reg. Dist), 278/002 (Reg. Tras.), 360/002 (RMMEE)

# LA REFORMA EN URUGUAY

		ESTRUCTURA			
		<i>Modelo 1</i>	<i>Modelo 2</i>	<i>Modelo 3</i>	<i>Modelo 4</i>
P R O P / G E S T I O N	<i>Repartición del Gobierno</i>				
	<i>Corporación Pública</i>	<b>Reino Unido</b> <b>Argentina</b> <b>Chile</b> <div>URU</div>			
	<i>Corporación Privada</i>			<div>URU</div> <b>Argentina</b> <b>Chile</b>	<b>Reino Unido</b>

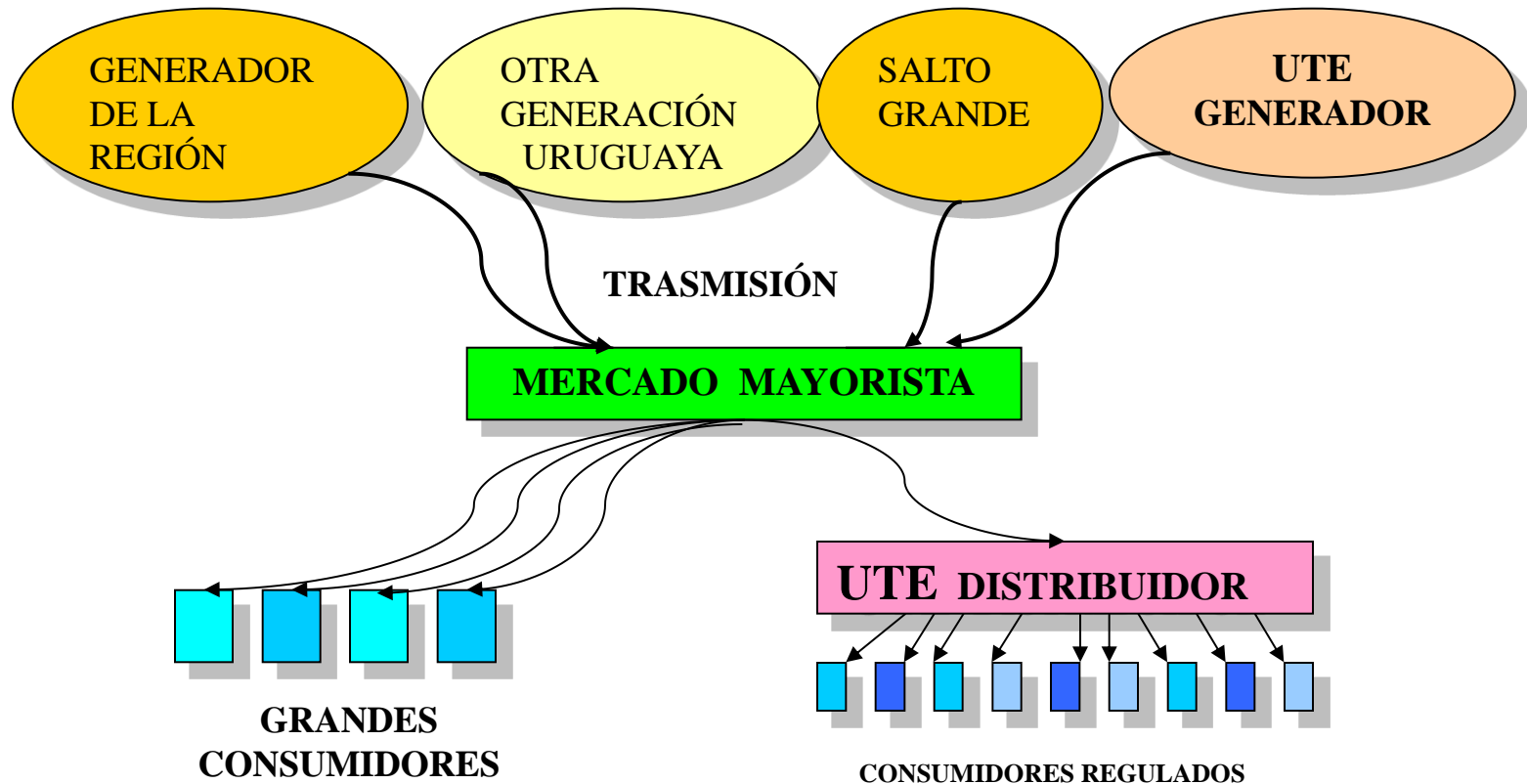
# La reforma en Uruguay

Antes de la Ley 16.832



# La reforma en Uruguay

**Después de la Ley 16.832**



# El nuevo escenario luego de la crisis argentina de 2001

- Deja de funcionar el modelo implementado en la década del 90'
- Disminuye gradualmente hasta desaparecer la oferta de energía disponible de exportación
- Dejan de cumplirse las hipótesis para la existencia de un mercado competitivo con atomicidad en independencia de agentes oferentes y demandantes

# El camino transitado por Uruguay a partir de 2005

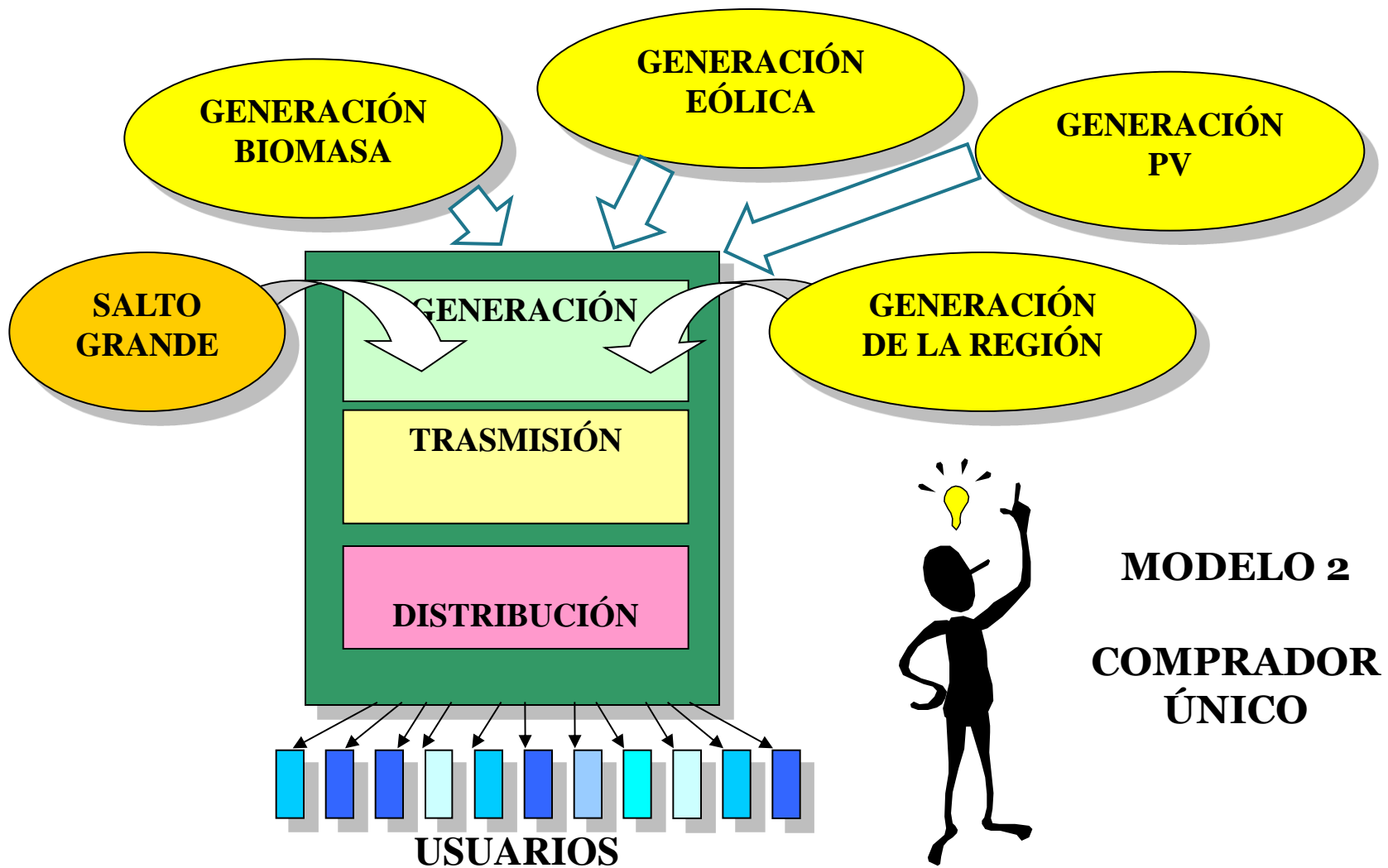
- Diversificación de la oferta de energía a partir de generación local en base a fuentes de energía no tradicionales
- Promoción de contratos de largo plazo entre UTE y Agentes generadores privados (biomasa, eólica, fotovoltaica)
- Desarrollo de proyectos de generación propios de UTE



# El camino transitado por Uruguay a partir de 2005

- No se aplican los mecanismos para los contratos del Distribuidor establecidos en el RMM.
- Licitaciones de UTE por contratos de largo plazo con cláusulas de exclusividad
- Demoras en la determinación y publicación de los peajes por el uso de las redes, con sucesivos cambios en la metodología
- No se han practicado revisiones tarifarias independientes y transparentes

# El Modelo Observado



# Conclusiones y reflexiones

- Tanto el contexto regional como el mix de generación han tenido cambios significativos.
- Un mercado integrado no ha sido viable desde hace ya más de 10 años.
- A nivel nacional, se han introducido vía sucesivas convocatorias, fuentes de energía renovable, con fuerte participación del sector privado, aunque con contratos de venta de energía a UTE por un plazo mínimo de veinte años en régimen de exclusividad.

# Conclusiones y reflexiones

- A esto se agrega el porte del mercado que seguirá siendo reducido, en términos de lograr una atomización suficiente de generadores para producir competencia real.
- En este contexto, claramente no habrá posibilidad de establecer una **“competencia en el mercado”**.
- En este contexto, la solución se dirige a una **“competencia por el mercado”**, donde la optimización se produce primero planificando correctamente y luego en la competencia por la entrada al mercado.

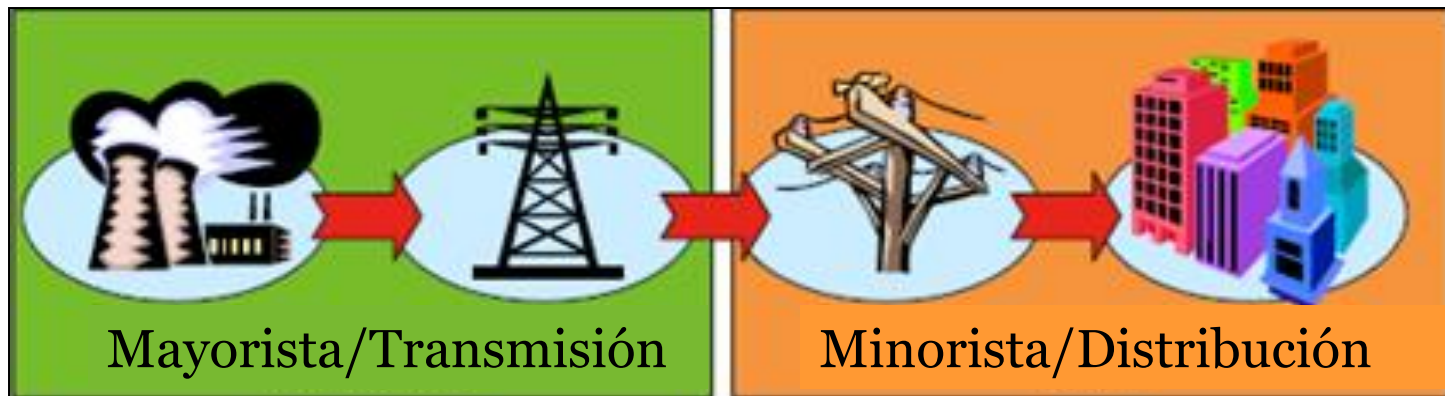
# Conclusiones y reflexiones

- Entendemos necesario entonces, que las reglamentaciones se ajusten a la realidad y recorrer un camino **rumbo al sinceramiento regulatorio.**
- En este contexto deberá analizarse cómo se dará tratamiento a los intercambios con la nueva interconexión con Brasil y también como seguirán los intercambios con Argentina.

# Subgrupo II - Mercados y Optimización Económica en la Red Eléctrica.

- Participantes:
  - MATE/ORT (Paganini, Briglia, Ron)
  - IIE/Fing/UdelaR (Belzarena, Monzón)
- Dos líneas de investigación:
  1. Decisiones racionales para el mercado spot de energía en presencia de incertidumbre en la oferta y la demanda.
  2. Optimización económica en redes de distribución en presencia de generación distribuida y respuesta de demanda.

# Cambios en redes y mercados eléctricos



- Tradicionalmente:
  - Despacho económico en base generación firme (térmica, hidro). Mercado mayorista cierra el día antes, genera precio spot.
  - A nivel minorista: contratos fijos con clientes, red pasiva, demanda predecible en grandes agregados.
- Cambios recientes o en camino:
  - Generación renovable tiene **incertidumbre** de corto plazo.
  - Red minorista más **activa**, incluye generación distribuida y respuesta de demanda.

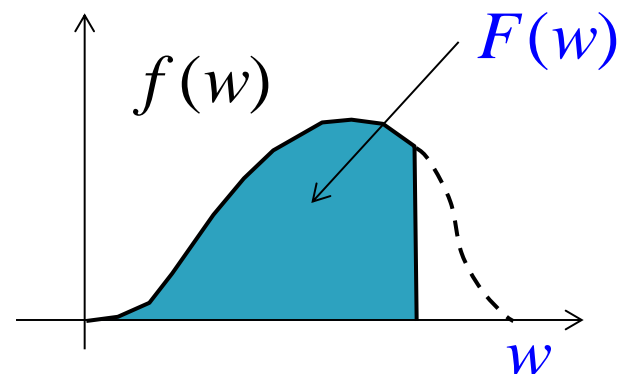
## II.1- Incertidumbre en mercado mayorista

- Por adelantado (un día o algunas horas antes), se cierra el mercado “forward” con un precio  $p_F$ .
- Los desbalances de generación o consumo, se saldan con compraventas cerca del tiempo real, a un precio distinto.
- Muchos mercados generan dos precios de desbalance:
  - $p_S$  : precio unitario de comprar un faltante de energía.
  - $p_L$  : precio de reventa de sobrantes de energía.
  - Se cumple habitualmente que  $p_L \leq p_F \leq p_S$ .
- Problema: uno es un vendedor (o comprador) de energía con producción (o demanda) incierta. Dados (o estimados) los precios anteriores, ¿Cuánto ofrece (o pide) de antemano?
- Instancia del “problema del canillita” (newsvendor problem): cuantos diarios compro para mañana.



# Ofertas racionales para generación incierta

Generador (por ej., eólico) que espera para un intervalo futuro una energía  $W$  variable aleatoria en  $[0, M]$ , con densidad  $f(w)$ , distribución acumulada  $F(w)$ .



Supongo dados (o estimados) los precios  $p_L \leq p_F \leq p_S$   
¿qué cantidad  $y$  ofrecer de antemano?

Análisis: para el estado  $W = w$  de la naturaleza, el beneficio es

$$R(y, w) = p_F y - p_S [y - w]^+ + p_L [w - y]^+$$

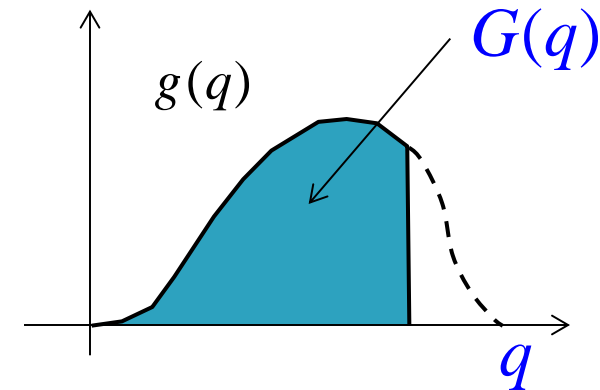
Optimización del beneficio esperado:  $\max_y E[R(y, W)]$ .

Solución:  $y^*$  tal que  $F(y^*) = \frac{p_F - p_L}{p_S - p_L} \in [0, 1]$ .

Oferta óptima es un **cuantil** de la distribución  $F$ .

# Demanda incierta

Compro potencia en el mercado forward para cubrir demanda aleatoria  $Q$  en  $[m, M]$ , con función de distribución acumulada  $G(q)$   
Dados  $p_L \leq p_F \leq p_S$ , ¿qué cantidad  $x$  reservar?



Solución también es un cuantil:  $x^*$  tal que  $G(x^*) = \frac{p_S - p_F}{p_S - p_L}$ .

En nuestro trabajo se obtuvieron las siguientes extensiones:

- Modelos de demanda incierta y elástica (responde a precio).
- Mercado integrado con oferta y demanda bajo incertidumbre, además de generación firme.

**REF:** F.Paganini, P.Belzarena, P. Monzón, “Decision making in forward power markets with supply and demand uncertainty”, CISS, Princeton University, EEUU, marzo 2014.

## II.2- Optimización económica para las futuras redes de distribución

- Porción externa de la red, de topología radial (en árbol).
- Explotación tradicional:
  - Pasiva (potencia “baja” hacia los clientes)
  - Rígida: sólo ocasionales cambios en llaves, transformadores.
  - Preocupaciones: confiabilidad, control de tensión, pérdidas.
  - Maniobras estudiadas caso a caso, apoyados por herramientas de simulación de variables eléctricas.
- Lo que se viene: generación distribuida (GD) renovable, respuesta de demanda (DR), almacenamiento distribuido (DS).
- Alta variabilidad, flujos de potencia bidireccionales, pone en peligro la calidad; pero no es viable evaluar caso a caso.
- Propuesta: herramienta de optimización matemática que incorpore fielmente los aspectos económicos del distribuidor.

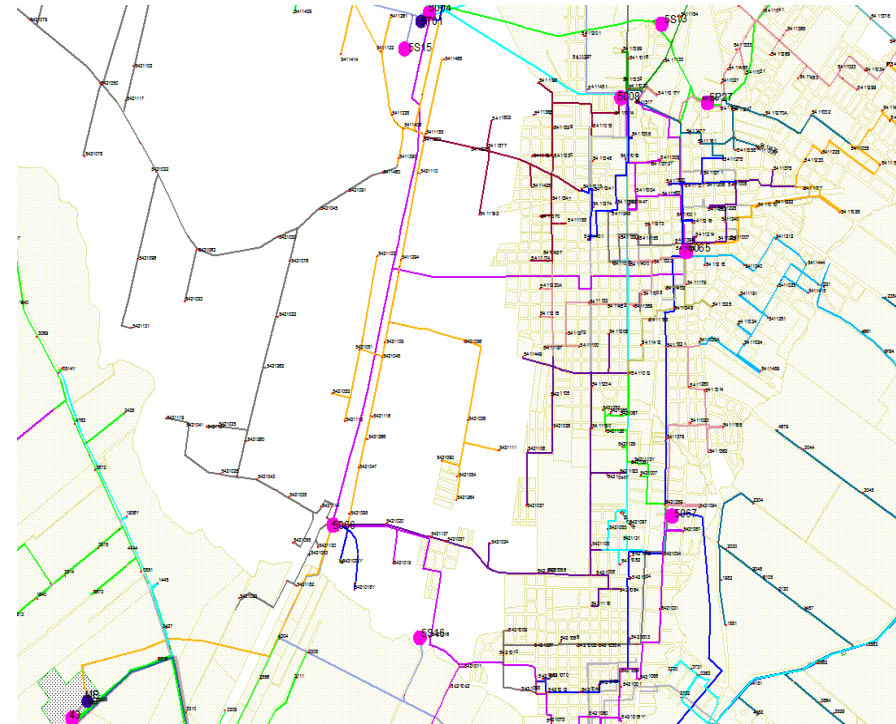
# Optimización a dos escalas de tiempo

- Escala rápida: flujo de carga óptimo (OPF), fija variables continuas: potencias activas, reactiva de inversores, etc.
  - En el proyecto usamos el simulador MatPower.
- Escala lenta: optimización sobre llaves, taps de transformadores y capacitores, cargas despachables.
- Costo a optimizar refleja situación de un operador como UTE: costo de abastecimiento a nivel mayorista, penalizaciones por desvíos de tensión y fallas, costo de operación de llaves/taps. Calibrado con valores realistas.
- Se modeló en detalle la generación distribuida, incluyendo los inversores y su curva de capacidad en activa/reactiva.
- Se modeló la utilidad de cargas industriales despachables.

# Pruebas

## Red de prueba:

- Alimentadores de Media Tensión que interconectan las dos Estaciones de UTE de la ciudad de La Paz.
- Se optimiza costo en red pasiva, posteriormente se agrega GD, DR.



REF: Enrique Briglia, Fernando Ron y Fernando Paganini

“Optimización económica en redes de distribución en presencia de generación distribuida y respuesta de demanda”, reporte técnico.

- Se demuestra potencial del punto de vista de optimización.
- Trabajo posterior al proyecto continúa el desarrollo con las herramientas más potentes de optimización convexa (CVX).

# Subgrupo III - Gestión de la demanda y redes inteligentes.

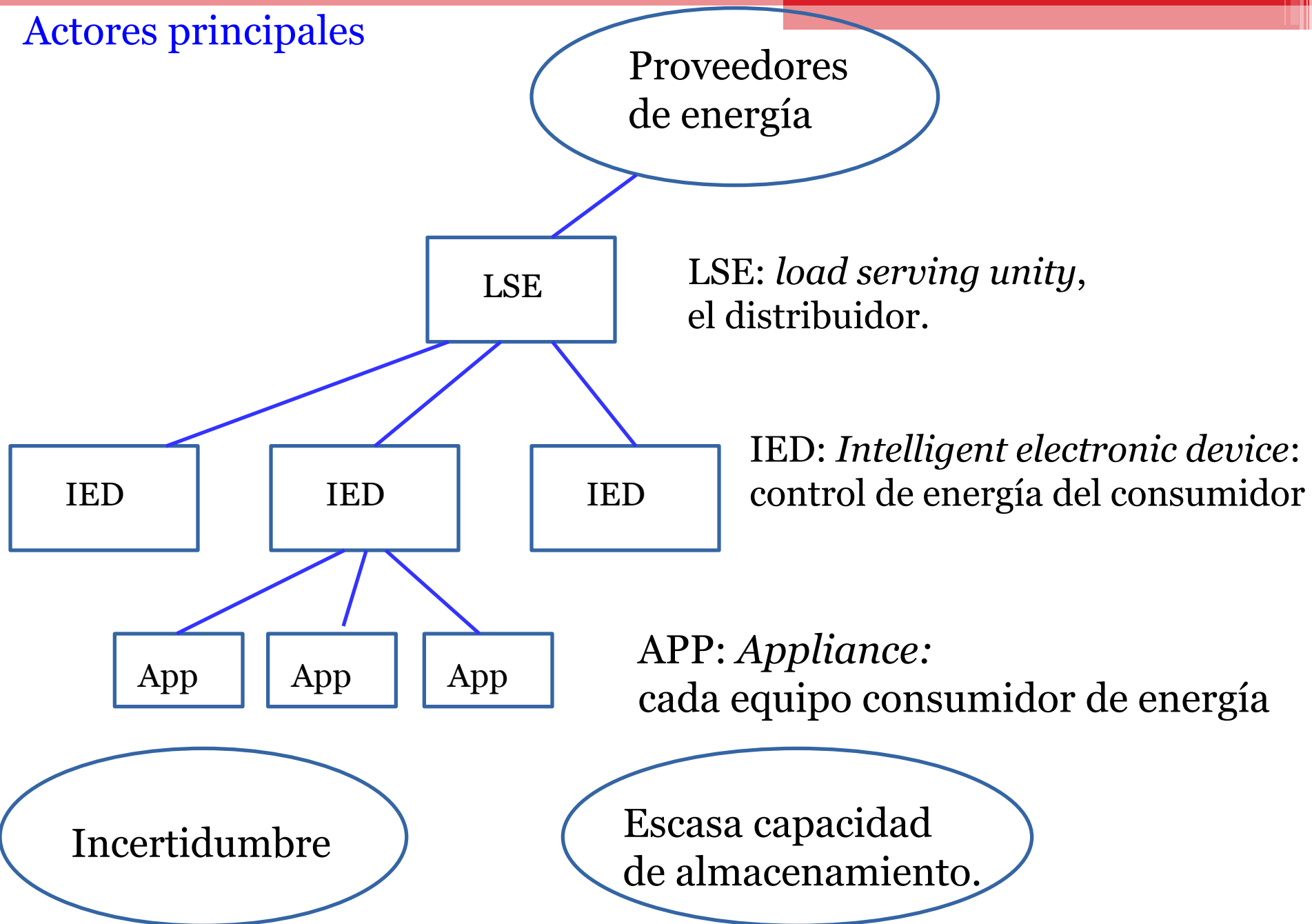
- Participantes:
  - IIE/Fing/UdelaR Giusto, Rey, Rondoni.
- Línea de investigación:  
Algoritmo descentralizado de gestión de la demanda

# Motivación

La Gestión de la demanda es una acción ineludible para asegurar la eficiencia y seguridad del suministro en un escenario marcado por la generación distribuida, particularmente renovable, y la disponibilidad de tecnologías de la información.

Son más baratos los fotones que los electrones a la hora de lidiar con una escasez de energía.

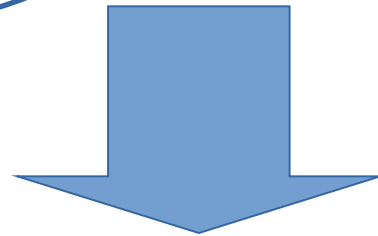
## Actores principales





Incertidumbre

Escasa capacidad  
de almacenamiento.



Necesidad de asignar recursos en varios horizontes de tiempo.  
Nuestro foco: *a day ahead*

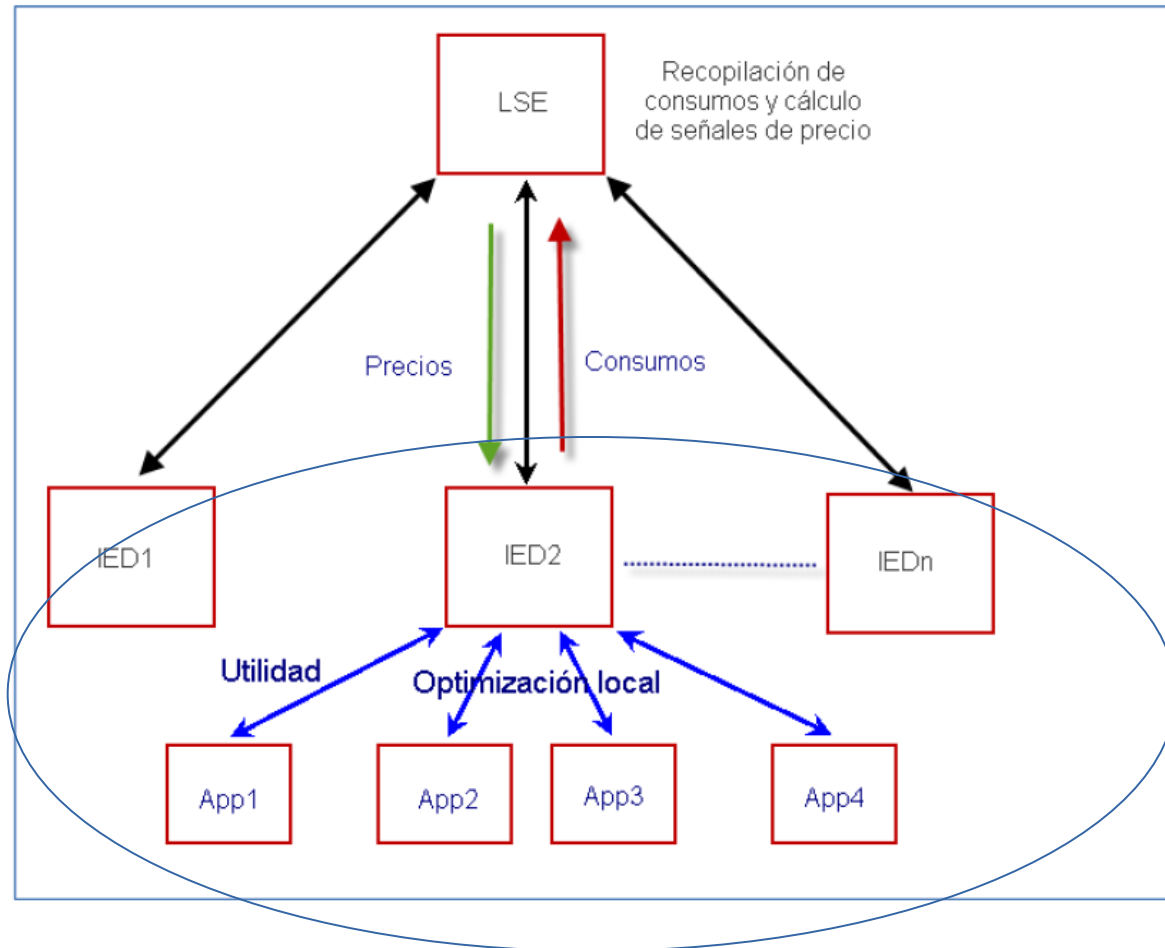
Modelamos el bienestar del usuario asociado al consumo de energía en un equipo particular

$$U_{ia}(q_{ia}) := \sum_t U_{ia}(q_{ia}(t), t).$$

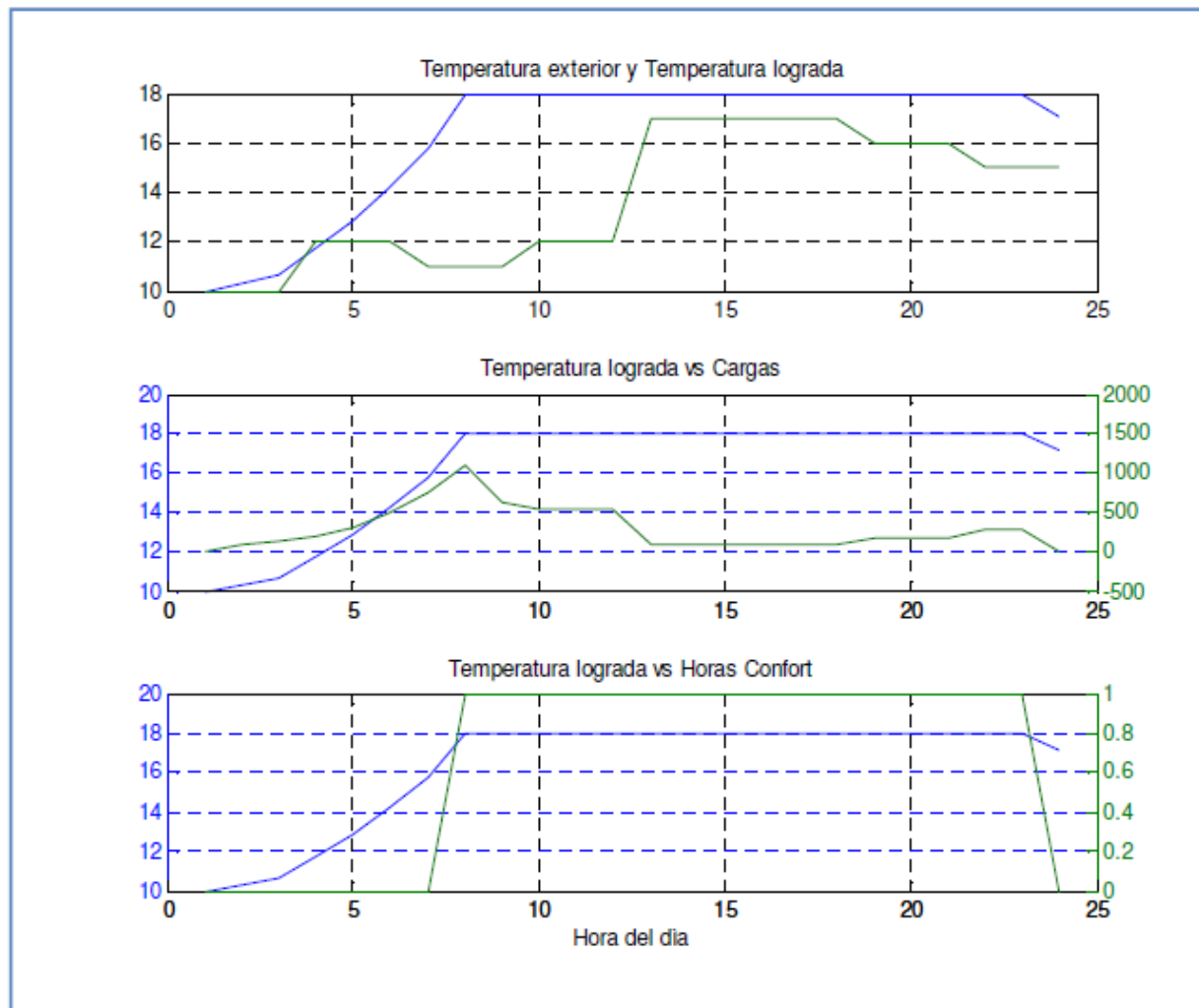
$$U_{ia}(q_{ia}) := U_{ia}\left(\sum_t q_{ia}(t)\right). \quad \leftarrow \text{Consumos diferibles}$$

Para resolver

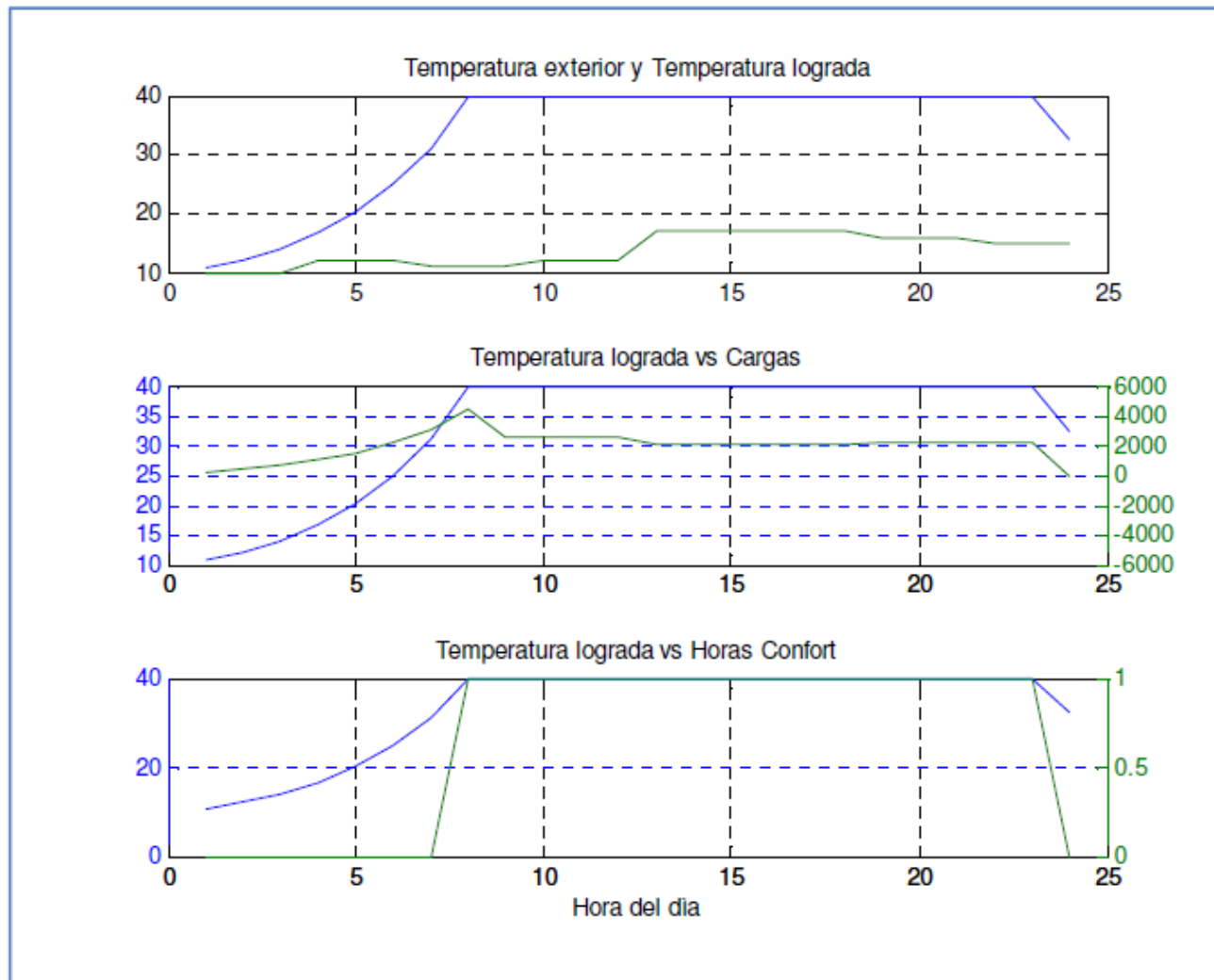
$$\max_q \sum_i (\sum U_{ia}(q_{ia})) - \sum_t C(\sum_i Q_i(t))$$



# Calefacción



## Calentamiento de agua



## Formación de RRHH

Maestría de Aldo Rondoni, en curso.

Maestría de Marcelo Rey, en curso.

*Simulation of a Decentralized Optimal Demand Response Algorithm*

Aldo Rondoni, Alvaro Giusto, Marcelo Rey,

Innovative Smart Grid Technologies- Latin America, Montevideo, Oct. 2015

# MUCHAS GRACIAS POR SU ATENCIÓN

