

Universidad Politécnica de Cartagena

Departamento de Ingeniería Eléctrica



Programa de doctorado de Tecnologías Industriales+
Subprograma de Neurotecnología, Control, Robótica y Gestión
Energética+

Análisis e Integración de Recursos Energéticos Distribuidos

Cartagena, 2011

● Lección 8

- Respuesta de la demanda en mercados (liberalizados)



Introducción (I): consideraciones básicas

● Necesidad de integrar a la demanda

- Ningún mercado puede funcionar con la exclusión de una parte del mismo
- Es necesario exponer a los usuarios a los precios

● Los generadores y cargas son diferentes

- Asegurar las condiciones de participación de la demanda
 - Op. Mercado y Sistema: modificar su software
 - Op. Sistema: requerimientos de medida

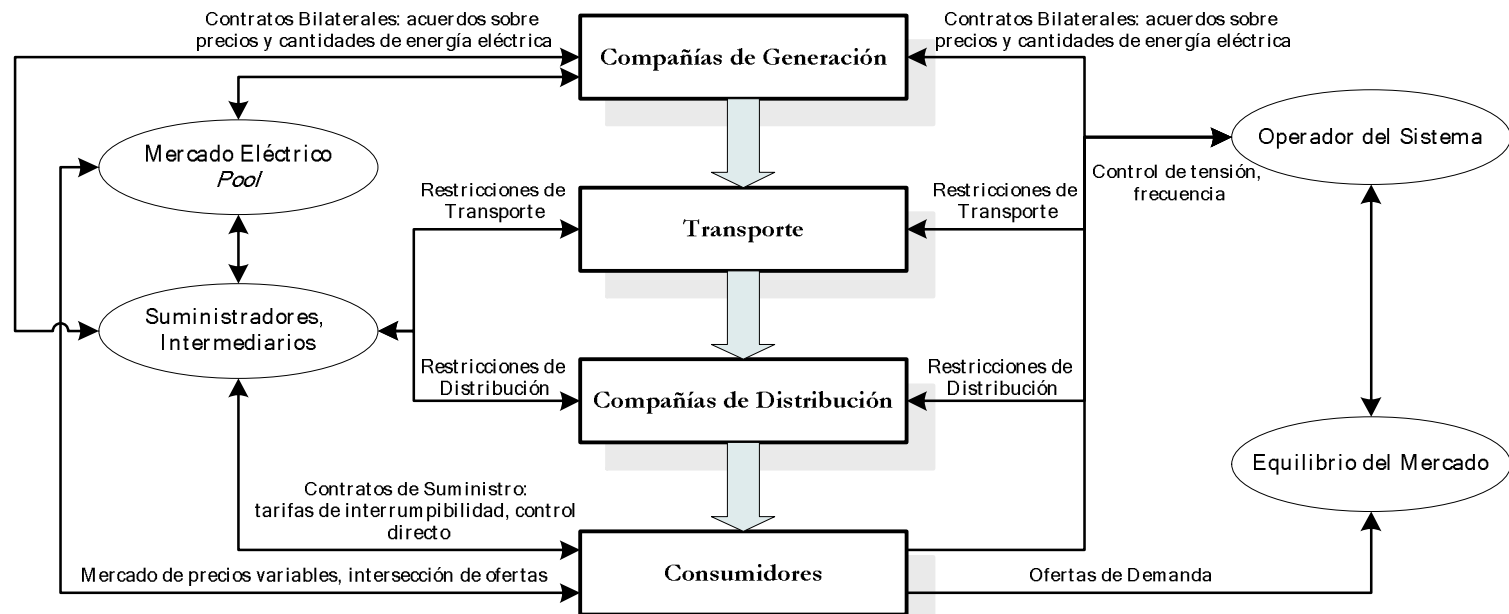
● ¿Tipo de usuarios?

- Grandes usuarios: beneficios de economía de escala
- Pequeños usuarios: distribución y fiabilidad

Introducción (III)

● Vertientes de los sistemas eléctricos

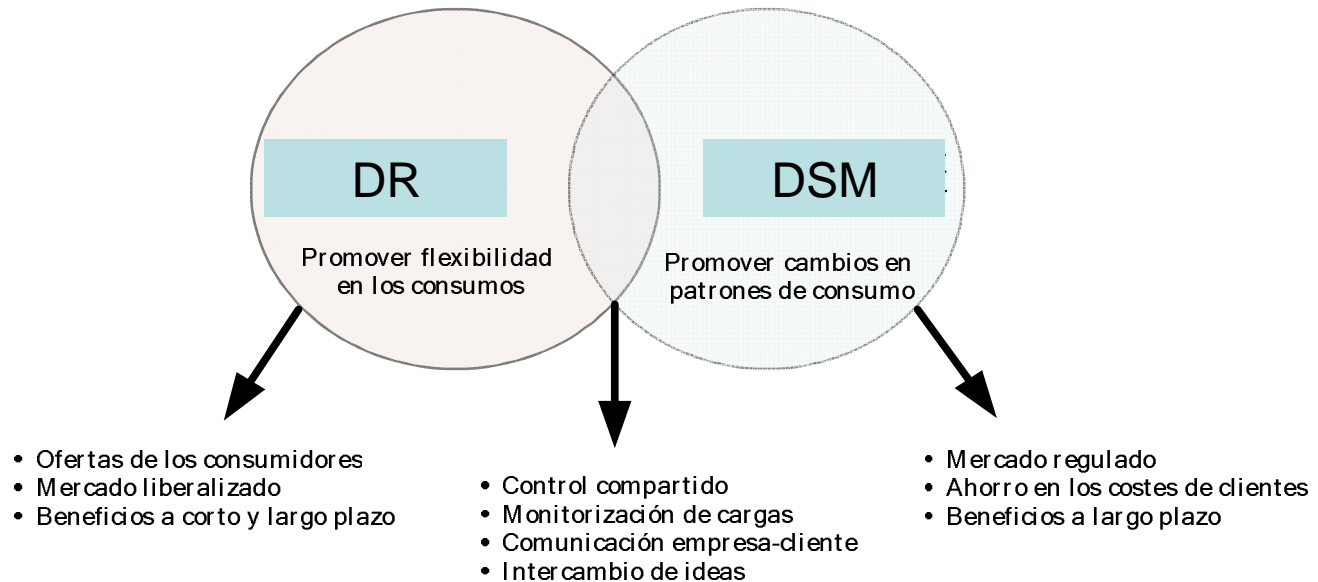
- Física: flujos de potencia.
- Económica: contratos entre partes.



Introducción (II): similitudes y diferencias

Diferencias DR vs. DSM

- DR: políticas más ambiciosas y participativas
- DSM: abarca políticas a largo plazo y muy dirigidas



Similitudes: comparten tecnología control y medida

Introducción: evolución hacia el DSB y la DR

● **Proceso de transición: Gestión Activa de la Demanda (ALM, automated load manag.)**

- NERC (1993): contemplar métodos indirectos
 - Dar la iniciativa al usuario
 - Información al usuario
 - Entrada de intermediarios (agregadores de demanda)

● **Opciones de ALM (1993-Å)**

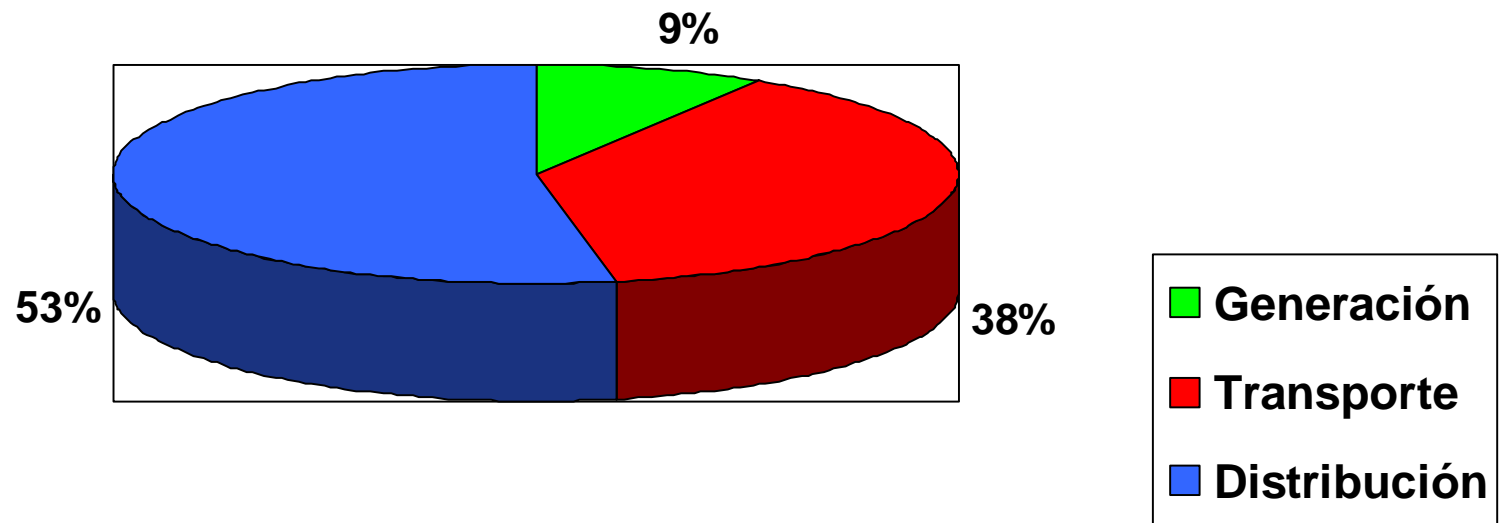
- Control tradicional: DLC
- Nivel de servicio: FSL
- Descenso de demanda garantizado: GLP
- Programas de Gestión de Energía
- Programas de comodidad en viviendas (Carrier)

Introducción

● **Potencial de la Respuesta de la Demanda:**

- Los beneficios no sólo están en el nivel de generación (actividad liberalizada)
- Importancia de actividades reguladas (Transporte) y Distribución implicaciones en la operación
- Data source:

Beneficios de la participación



La crisis energética de California

- **Cuadruplica costes en un lustro (2001)**

- De 8.000 M\$ a 27.000 M\$

- **Factores que contribuyen a la crisis de 2000/01**

- Límites de precio: aplicados y revisados
- Congelación . reducción- de tarifas minoristas
- Volumen de E^a adquirida en tiempo real (30%)
- Falta de capacidad de generación (reserva < 5%)
- Falta de infraestructura en transporte
- Nula flexibilidad de la demanda (ahorro de costes)
- Concentración horizontal del mercado

- **FERC 2000 (conclusiones)**

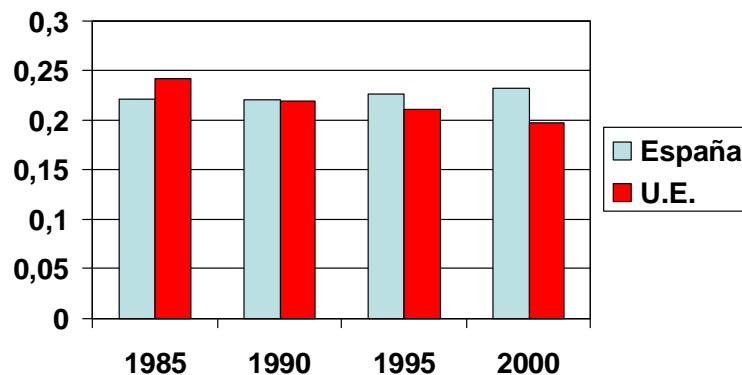
- La ausencia de la demanda impide la competitividad del mercado



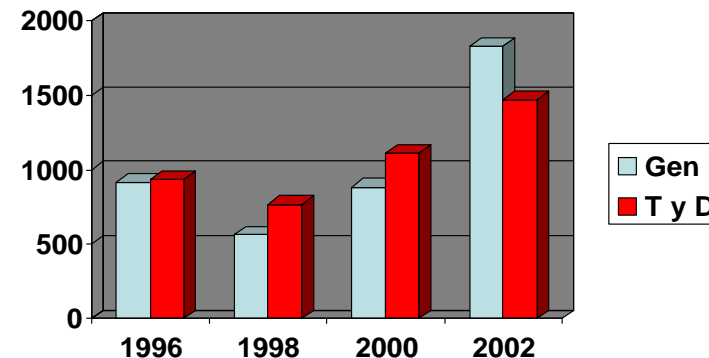
Situación del mercado español

- El mercado regulado funcionaba bien
- No ha existido concentración horizontal

Intensidad energética (ktep/Ö)



Inversiones (MÖ)



- Mejora la inversión en 1999-2000
- Problema del último lustro:
 - Aumenta el pico de potencia en un 40%, la demanda un 30%
 - Potencia instalada de generación: pasa de 58.000MW a 63.000MW en 2002 (+ 8,6%)
 - Somos menos eficientes que la media UE en el uso de la energía
 - Indefinición y cambios en las reglas del mercado

Opciones de respuesta de la demanda (DR)

- A) Precios dinámicos
 - Tradicional: ToU, precios %a tiempo real±
 - Actualidad: otros horizontes de tiempo como mercados a medio plazo, corto plazo y tiempo real
- B) Derechos de interrupción
 - Tradicional: bonificaciones por energía y disponibilidad
 - Además de penalizaciones
 - Actualidad: es voluntario
 - Comercializador y usuario se reparten los beneficios
- C) Venta de Servicios Complementarios (Ancillary Services)
- D) Otras opciones basadas en tarifas
 - Contratos a largo plazo (y variaciones de energía compradas en tiempo real): contratos bilaterales, de suministroo

Métodos de participación en el mercado

- **El usuario puede participar:**
 - Haciendo una oferta por su demanda total
 - Ofreciendo un cambio parcial en la demanda
- **En estas ofertas debe definirse:**
 - Valor subjetivo de servicio (" /kWh)
 - Tamaño y forma de la oferta (kWh vs. Tiempo)
 - Período de notificación de la \times demanda
 - Tipos de pago: energía, disponibilidad, ñ
 - Medios de comunicación, control y monitorización
 - Cambios en la energía (payback)
 - ¿Comprador de la oferta de energía?

NECESIDAD DE DISPONER DE HERRAMIENTAS ADECUADAS



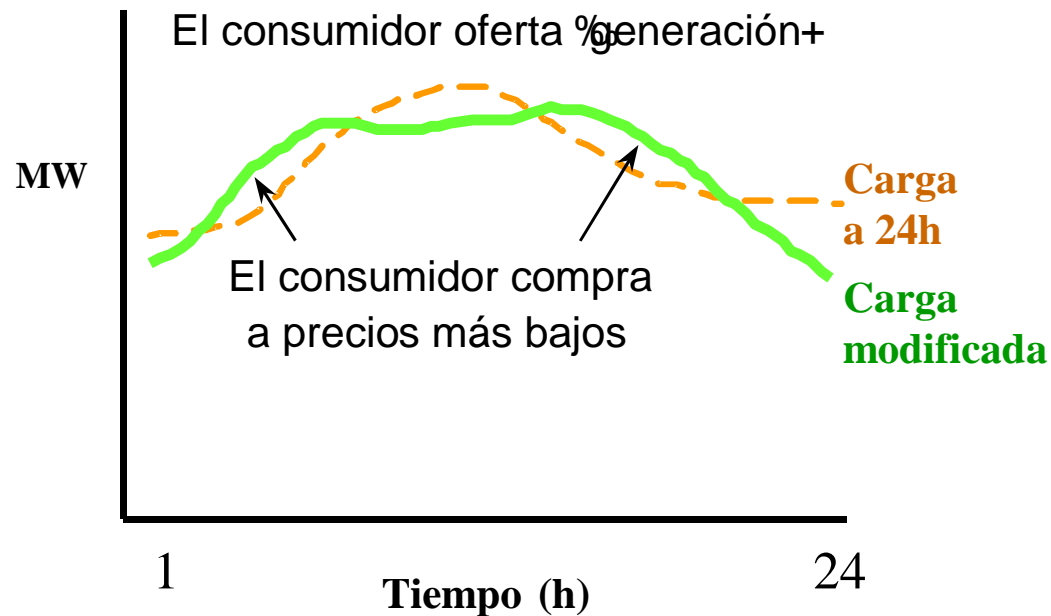
Clasificación de productos

- En función del tiempo en que se contrata

Días/meses	Día anterior	El mismo día	Tiempo real
Contratos bilaterales Contratos de suministro	Mercado diario de energía Gestión de reservas	Restricciones de redes Mercado intradiario	Servicios auxiliares o complementarios

- Antelación con que se solicita la respuesta de la carga:

- Respuesta de la demanda a corto plazo
- Respuesta de la demanda a medio plazo



Respuesta de la demanda a corto plazo (I)

- Servicios ligados con la seguridad y fiabilidad de los sistemas eléctricos
 - Restricciones de redes
 - Servicios de regulación y balance
 - Mercado de energía a corto plazo
- Se han analizado diferentes mercados:
 - EEUU, Reino Unido, Noruega, Nueva Zelanda y España
- Objetivo: buscar la mejor alternativa (integración de recursos S+D dirigida por el mercado)
- Consideración: suministro y demanda tienen diferentes características, por ejemplo
 - Aumento de la demanda: es difícil hoy en día (salvo ES)
 - Disminución de la demanda: fácil (prob. payback)
 - Fiabilidad: la demanda es más fiable al estar distribuida en pequeños paquetes

● Servicios auxiliares:

- **A) Servicios de regulación:** mantenimiento de la frecuencia.
 - En Inglaterra y EEUU participa la demanda

Servicio	Tiempo de respuesta	Tiempo de actuación	Tipo de política	
			Demanda	Suministro
Reserva primaria	< 10s	20s	Relé de baja frecuencia	Regulador del generador
Reserva secundaria	< 30s	30 min	Relé de baja frecuencia	Regulador o giratoria
Alta frecuencia	< 10s	Indefinida	NO	Regulador

- **B) Arranque autónomo (black start):** suministro de energía a plantas y subestaciones, p.e. con generación distribuida

● Servicios auxiliares (II):

● **C) Servicios de reserva:** mantenimiento del balance de potencia.

● En Inglaterra, Noruega y EEUU participa la demanda

Servicio	Tiempo de respuesta	Tiempo de actuación	¿Política DR?	Tipos de carga
Reserva giratoria	< 10 min	Hasta la actuación de res. Supletoria	¿SI?	Est de bombeo
Reserva supletoria	< 30-60 min	30 min	Si	WH, TES, HVAC
Reserva de apoyo o reposición	< 30-120 min	Indefinida	SI	TES

● Restricciones de redes

● Transporte y distribución: aprox. dos horas de aviso

Respuesta de la demanda a medio y largo plazo

- Anticipación de la respuesta con 24h
- Interesantes repercusiones en la fiabilidad y % cuellos de botella en las redes de T y D
 - Adelantarse a posibles restricciones de redes

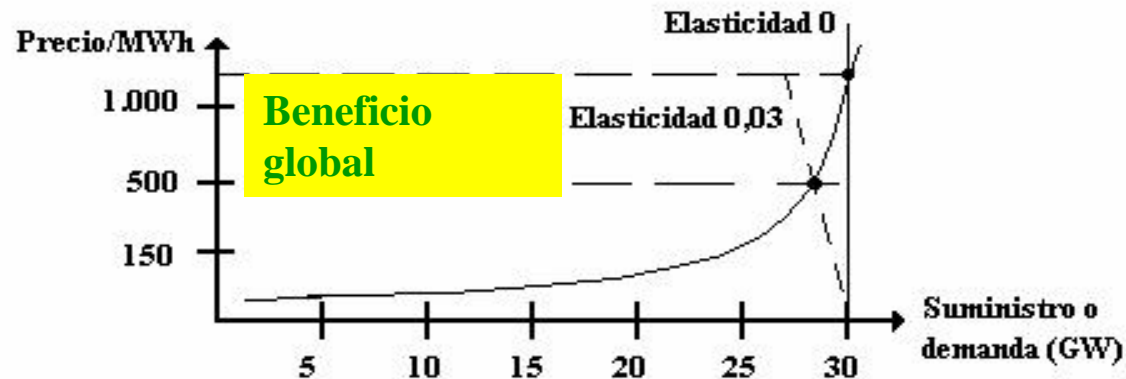
● Tres productos principales:

- Mercado diario de energía
- Contratos bilaterales: precio y kWh
- Contratos de suministro: control de alguna fracción de la demanda

Requisitos de la DR: elasticidad en la demanda

$$Elasticidad = \frac{\Delta P/P_i}{\Delta C/C_i}$$

- Cualquier elasticidad en la demanda es muy beneficiosa

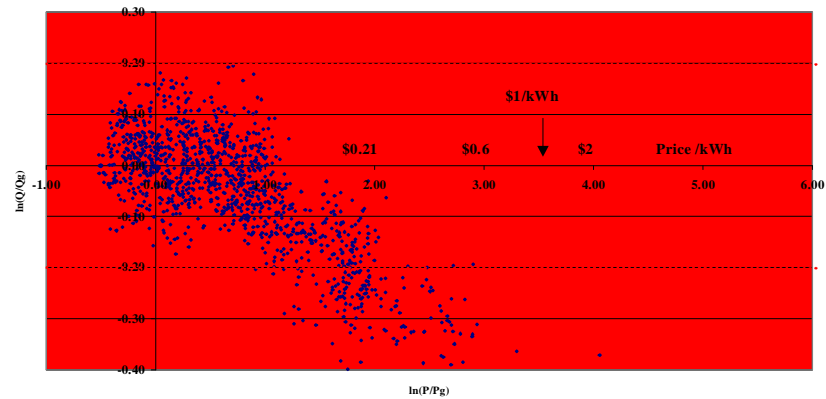


- Primera ventaja: se reduce el coste en las puntas (se reduce la volatilidad)
- Segunda ventaja: la generación más cara (obsoleta o contaminante) sale del sistema

Ejemplos de flexibilidad (EEUU).

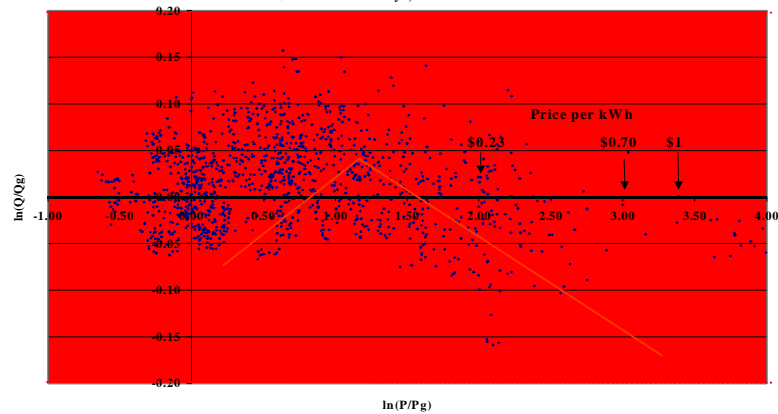
- Figure source: A. Rosenfeld, 2003
- Intradía: a corto plazo la respuesta al precio es mayor

Hour Ahead, Large Customers
(Summer weekdays, hours 14 - 21)



Interdiaria: a 24h la respuesta al precio no es tan alta

Day Ahead Commercial
(Summer weekdays, hours 14 - 21)



La agregación de la demanda

- Existen dos tipos de agregación
 - Suma de demandas de pequeños usuarios
 - Suma de usos finales de un usuario medio/grande
- Pequeños usuarios: es la única oportunidad de participación en el mercado
- Necesidad del agregador de demanda+
 - Comunicarse con miles de pequeños usuarios
 - Es caro
 - Es complicado
 - Las reglas del mercado no son sencillas (especialista)
 - Los mercados establecen mínimos de demanda en sus productos
 - Inexistencia de equipos de medida
 - Participación en servicios auxiliares (ISO crean la figura del Aggregating Load Meter Data Server)

Necesidades de control y monitorización

- Se necesita una referencia para medir la variación de la demanda
- Las necesidades de medida = F (tipo de producto)

● Medidores:

- Tipos: función de precisión y frecuencia de medida
 - Operación y facturación

● Sistema de comunicación

- Unidireccionales, bidireccionales
- Radio, Teléfono, Mensajes (paging FLEX™)

● Sistemas de control

- Sistemas de gestión EMS
- DCSI: sistema TWACS (Florida)
- EMIT (Termostato controlado por modem/web)

Obstáculos y barreras de la DR

● **Usuario:**

- Experiencia de los programas DSM tradicionales
- Datos:
 - Usuarios descontentos con el sistema DSM: incomodidad y poco valor añadido

● **Legales:**

- Precios máximos
- Comunicación y control ¿competencias?

● **Técnicos**

- Herramientas software
- Dispositivos específicos para controlar la carga

● **Institucionales**

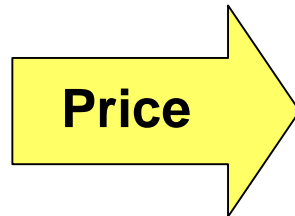
- Tradición: precios fijos para pequeños usuarios
- Desequilibrio a favor del suministro

● **Algunos ejemplos**

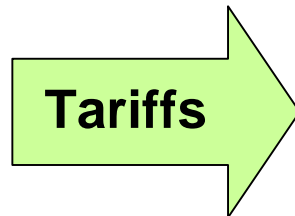
- Respuesta de pequeños usuarios: EEUU y Europa
- Existencia de una demanda elástica y de capacidad de respuesta

- Pueden explicar fácilmente el 50% del consumo

● Problemas!



- Without basic price information customer do not have any reason to make investments or change energy patterns. So, customers *do not have well-developed price-response capabilities*



- Small customer **does not understand the electricity rates** (nor the market rules and procedures)



- Electrical power systems and customers require available technologies and procedures that often are not present in demand-side.

Demand Response (DR) en California

Programas de respuesta de la demanda en California

- They usually are for medium and large customers
- The largest amount of data for elasticity and demand response

Program & utility	Incentives/ Penalties	Eligibility	Requirements
Base Interruptible Power (BPI). SCE	Yes / Yes	Demand > 200kW	Interval meter/ phone line
Demand Bidding Program (DBP)-SCE	Yes / NO	Demand > 200kW	Interval meter/ Web based
Critical Peak Pricing (CPP)- SCE	Yes / NO	Demand > 200 or 500 kW	Interval meter (free)
Optional Bidding Mandatory Curtailment- (OBMC) . SCE	Avoid rotating outages/ Yes (6\$/kWh)	Any size of demand	Interval meter
Base Interruptible Program (BIP)- SDG&E	Yes / Yes	Reduction > 100kW	Interval meter/ communications
Demand Bidding Program (DBP)- SDG&E	Yes / NO	Demand > 20kW	Interval meter (free)
Scheduled EZ20/20-PG&E	Yes /NO	Any size of demand	Reduction > 20% of demand



Se analizaron varias opciones en SPP

- ToU (traditional two-part Time-of-Use rate)
 - Peak period from 2pm to 7pm
 - Rates vary seasonally
- Critical Peak Pricing-Fixed (CPP-F)
 - ToU rate (350/365 days a year)
 - 15 days with a much higher price during peak period (referred as CPP days).
 - The timing is unknown (starting from 1pm to 6pm)
 - Day-ahead notification
- Critical Peak Pricing-Variable (CPP-V)
 - ToU rate (350/365 days a year)
 - 15 days with a much higher price during peak period (referred as CPP days).
 - Notification can be as short as 4 hours ahead (peak period varies in length from 1 to 5 hours)
- Tier Inverter Tariff (standard, quite complex?)

Also provided estimates of the impact of ToU and CPP rates

● ToU

- 2003: statewide reduction in peak period demand of around 6%
- 2004: rate impact 0% (customer failed to sustain their demand response behaviour)

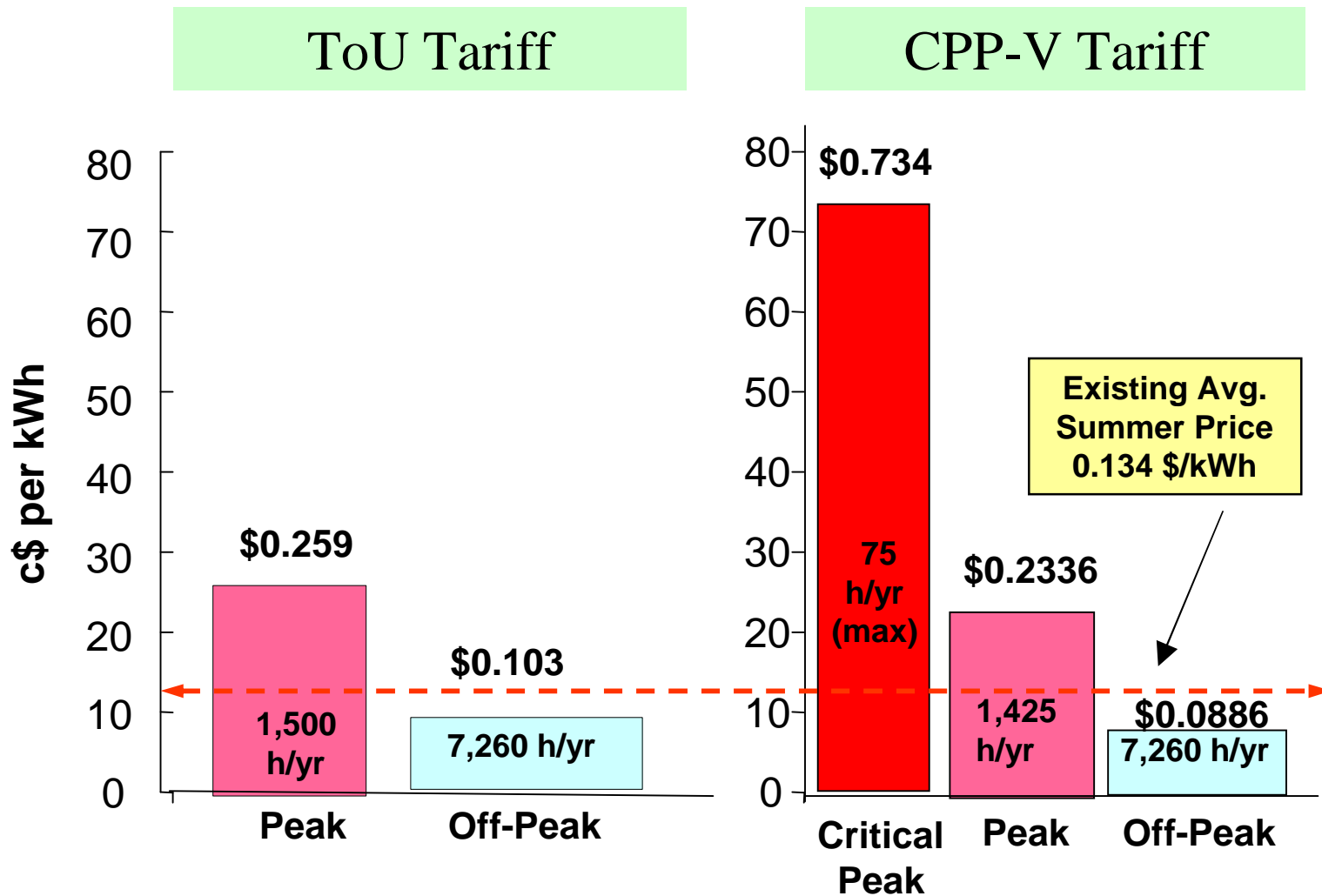
● CPP-V

- Two groups of residential customers
 - Track A: Central Air Conditioners-CAC: (2/3 enabling technology: automated control)
 - Track C: 100% CAC with smart thermostats
- Small and Medium Commercial customers
 - LT20: demand < 20kW
 - GT20: 20kW < demand < 200kW

- **Enabled technology offered (free not every one will take it)**



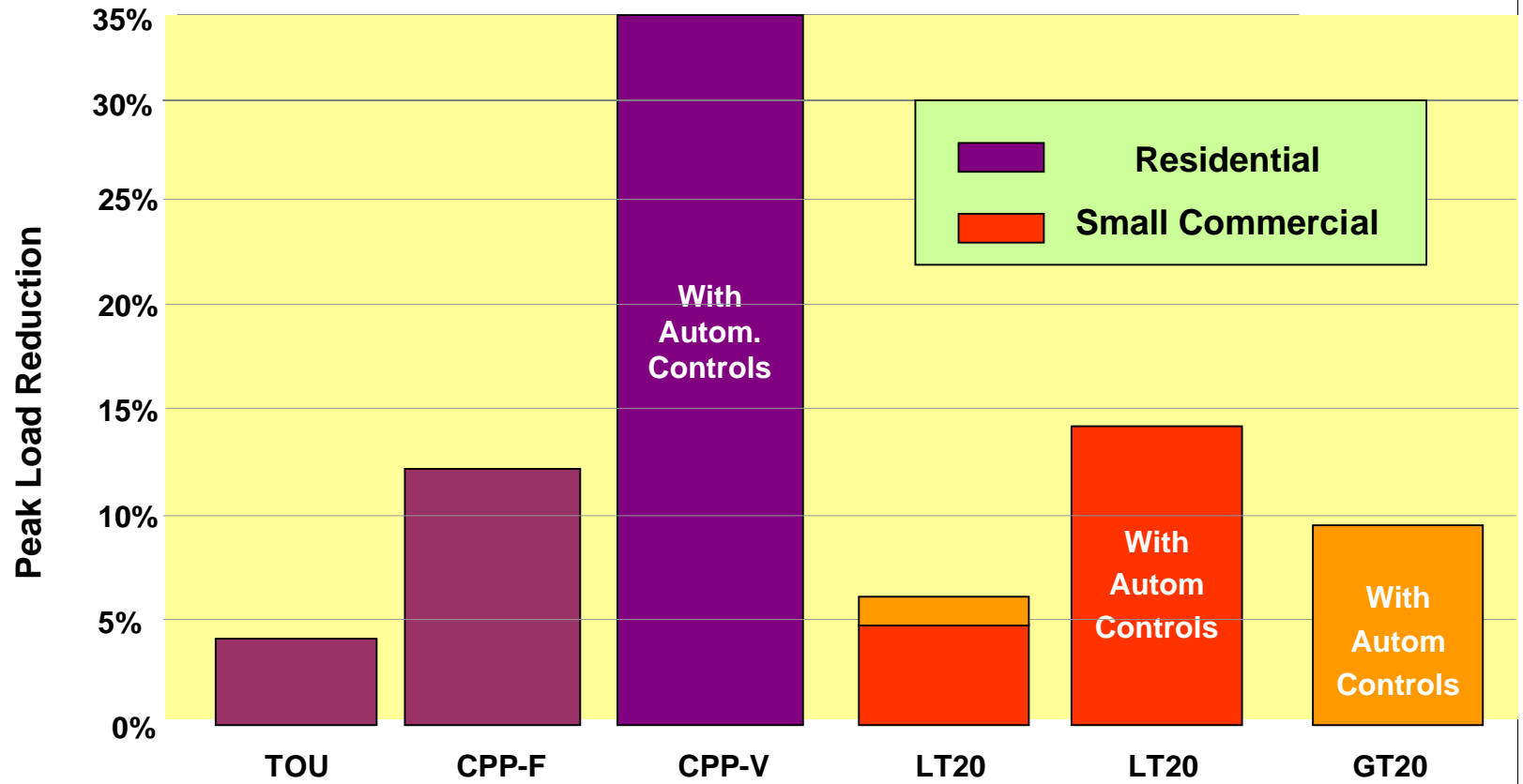
Potential Rate Forms (CPP & ToU High Options)



ToU Tariff: Peak = 2 to 7pm weekdays; Off-Peak = all other hours, inc. weekends
Critical Peak (in CPP-V:variable) dispatched varies from 2:00 to 7:00

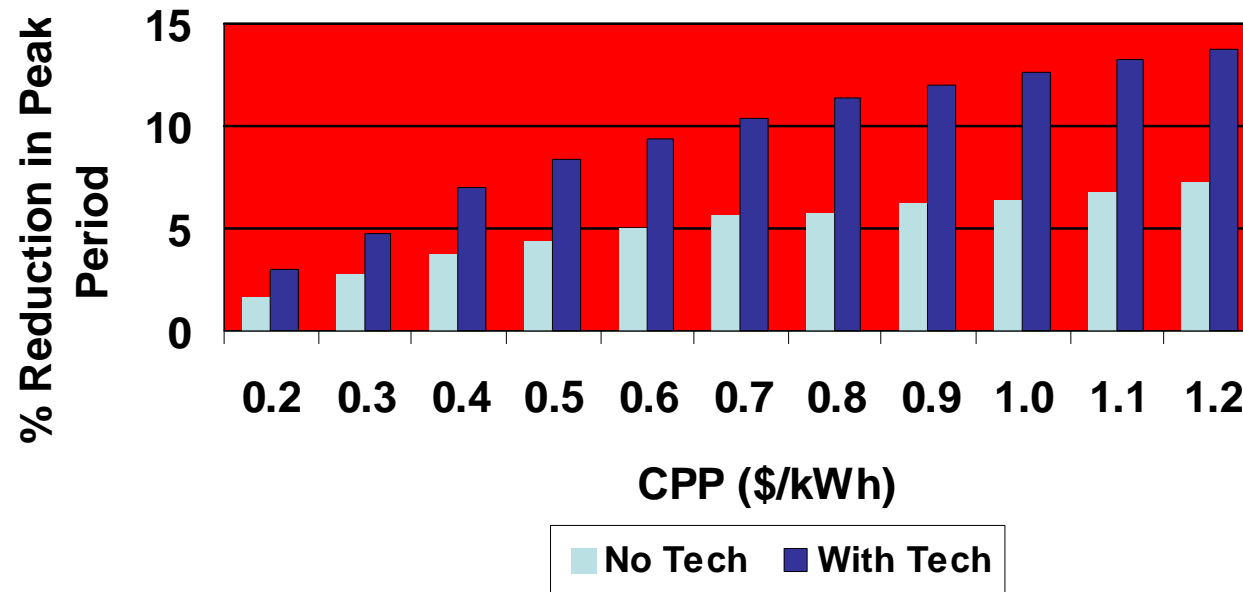


Technology clearly enables response (Source SPP, CA)



Una idea importante: el papel de las tecnologías de medida y control

- Test project: Automated CPP, California, 2005-06
- Coste automatización: 3000 a 5000\$/vivienda
- Pero la respuesta es viable y efectiva
- Informe Auto-CPP. Consumidores GT20 (> 20kW)



el Í bolsillo de los consumidores

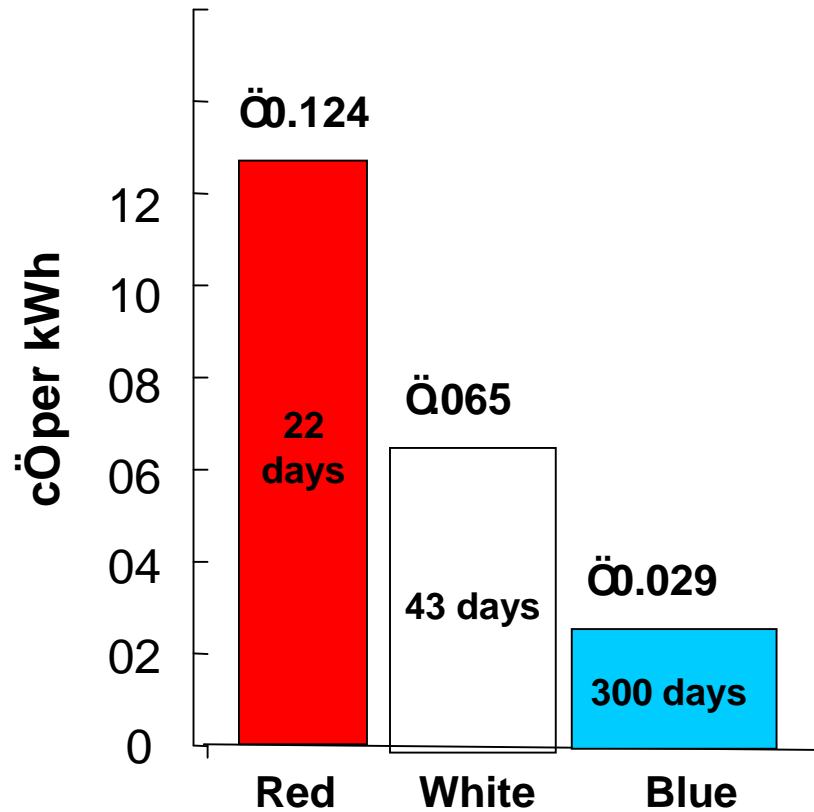
er Bill impacts (Source: SPP, CA, 2004-2005)

- An interesting possibility to manage costs appears (12.1% for small commercial customers or 46.83\$/month)

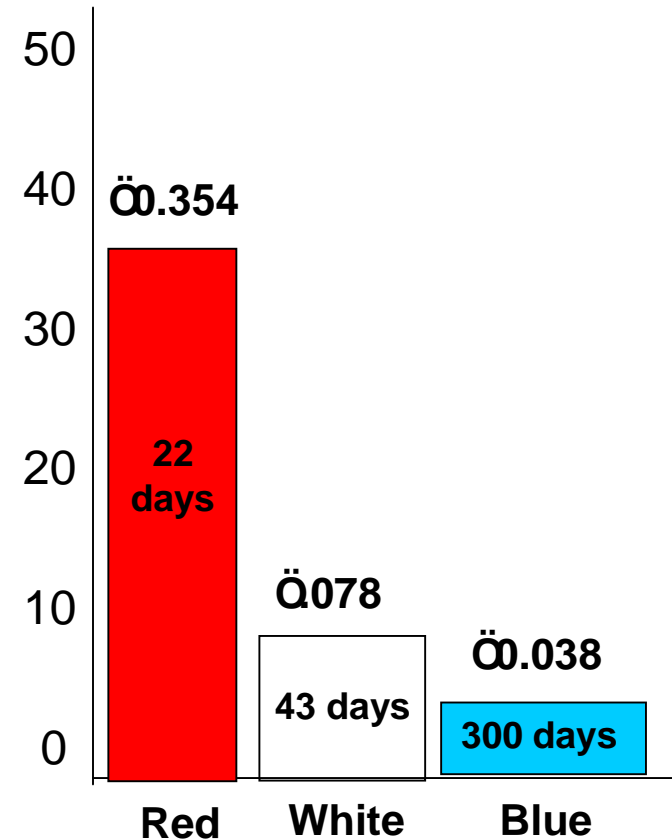
Customer Segment	Residential		Small Commercial & Industrial (LT <20kW, GT > 20kW)			
	ToU	CPPF	ToU LT20	CPP-V LT20	ToU GT20	CPPV GT20
Participants <i>with bill savings</i>	65.7%	74.1%	58.1%	61.0%	57.6%	67.9%
(*) Average Monthly Savings	4.0%	6.2%	12.1%	12,1%	8,7%	11.4%
(*) Average Monthly Savings	\$3.15	\$4.89	\$26.45	\$46.83	\$176.39	\$184.59

- (*) for customer with bill savings

Off-Peak hours



Peak hours



Conclusiones en Francia (Tempo, EdF)

- This tariff improves the welfare of the majority of customers participating in the experiment and achieves significant demand reductions:
 - 45% in red days
 - 15% in white days

● Elasticidades

- Peak price elasticity is about -0.79
- Off-peak elasticity reaches -0.28