



# Clase 1: INTRODUCCION AL MERCADO ELECTRICO CHILENO

**LUIS S. VARGAS**  
Area de Energía  
Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Universidad de Chile



# INDICE

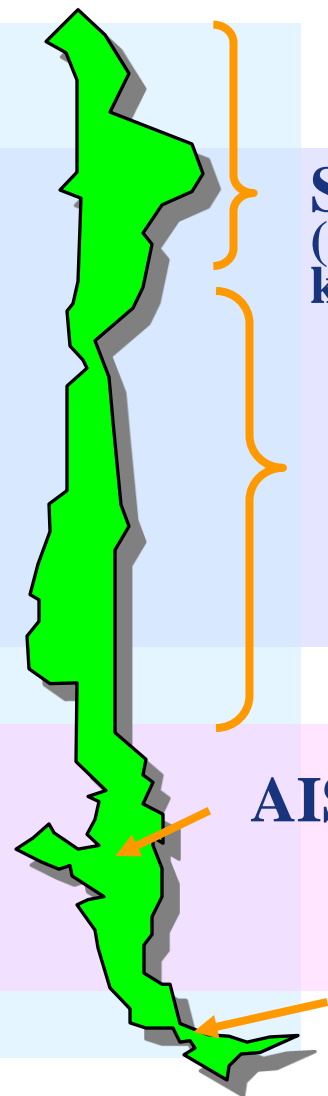
- Sistemas Interconectados en Chile
- Constante dieléctrica
- Clasificación de materiales dieléctricos
- Ruptura dieléctrica
- Condiciones de borde
- Refracción del campo eléctrico
- Consideraciones sobre Simetría

Marc Chagal (1887- 1985)  
El violinista azul





# Sistemas Interconectados en Chile



**SING**  
(800 km)

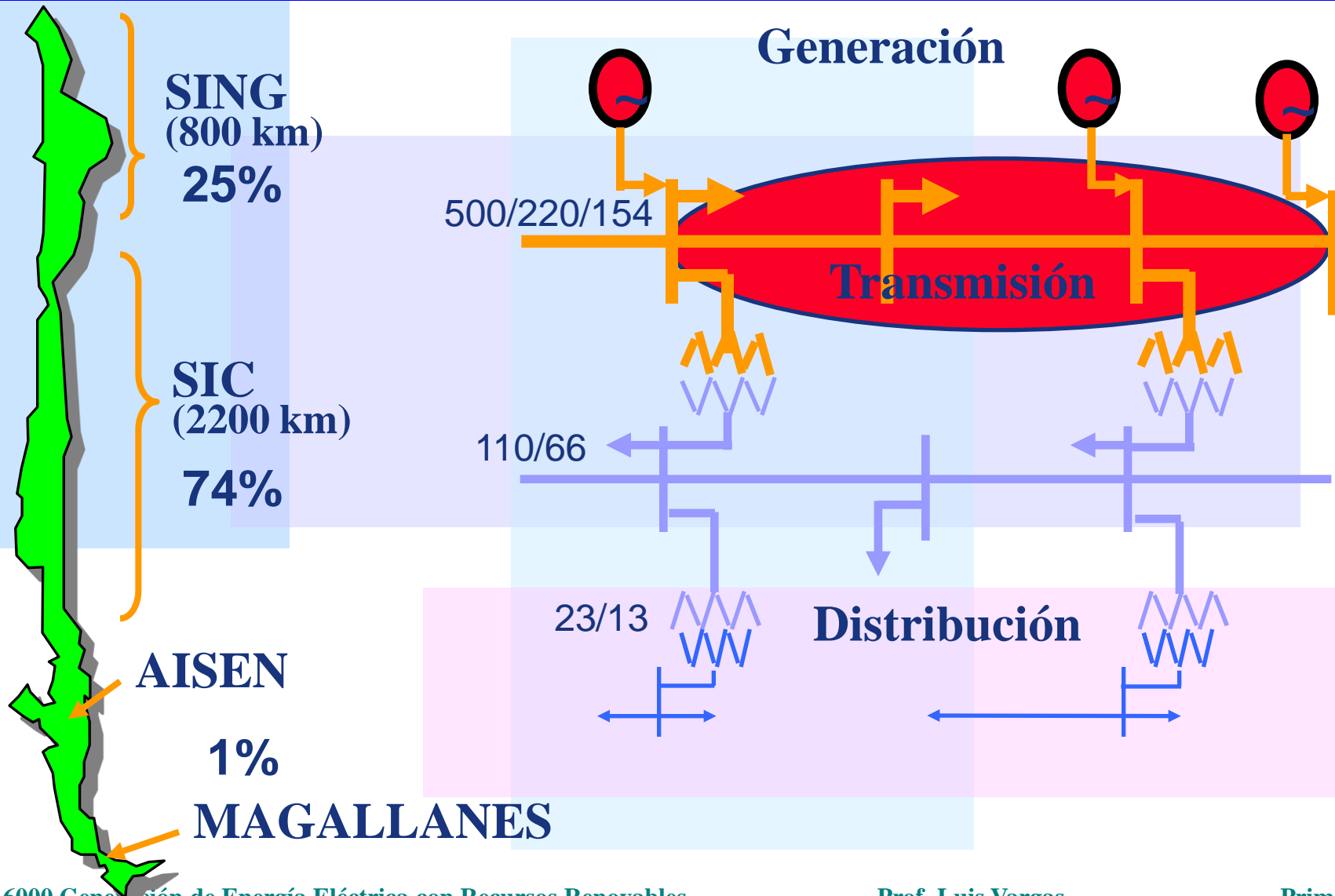
**SIC**  
(2200 km)

**AISEN**

**MAGALLANES**



# SISTEMAS INTERCONECTADOS





# Características del Mercado Eléctrico

- Sistema interconectado, la acción de un agente afecta al resto
- Energía eléctrica no es diferenciable, proveedores entregan su energía a una “única entidad de consumidores”
- Una vez producida la Energía eléctrica debe ser consumida, no se puede almacenar
- Altas inversiones con retornos de largo plazo (sobre 20 años)
- Lo anterior, implica que la operación de los generadores debe ser coordinada.

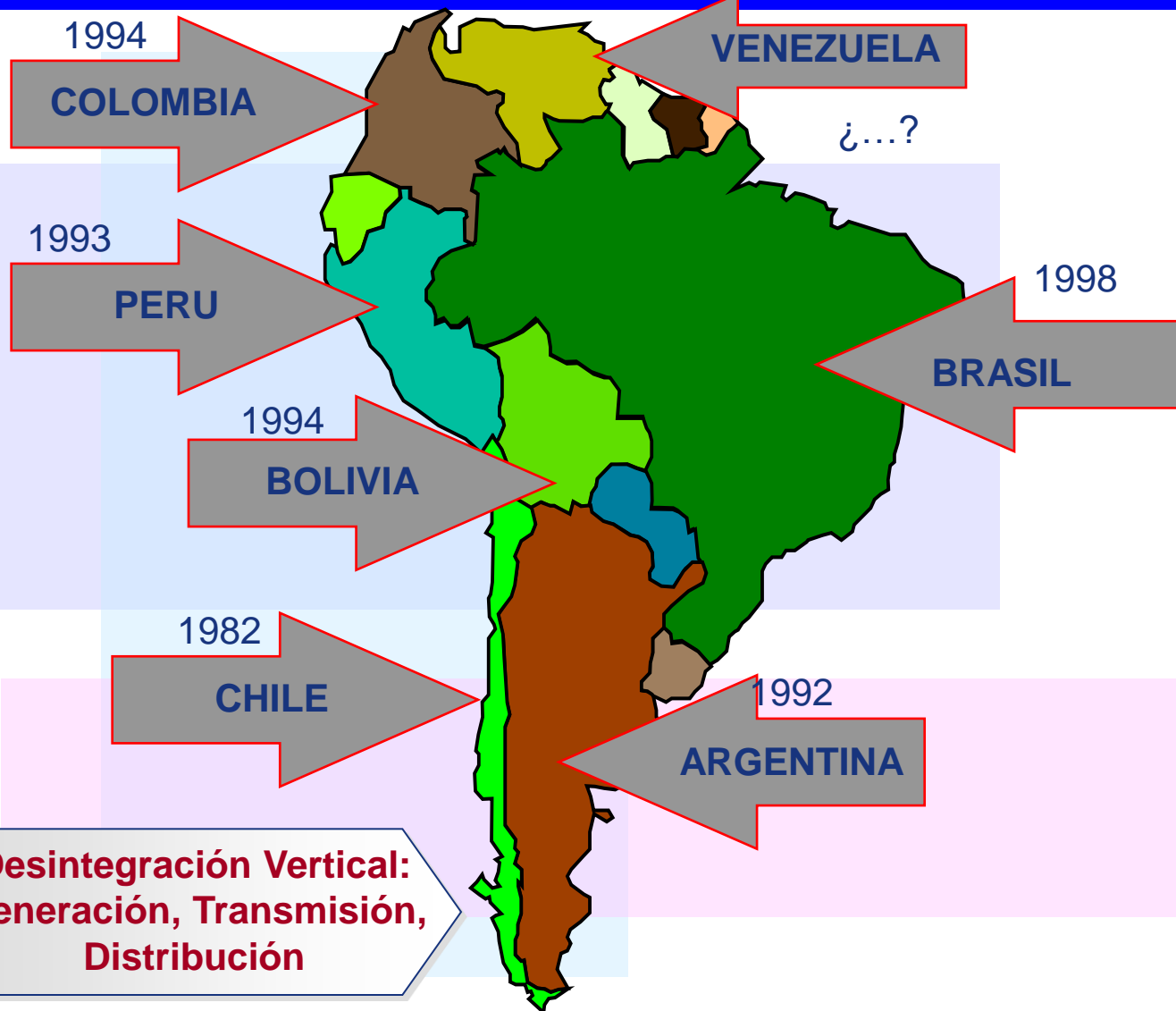


*“No tuve respeto por mi medioambiente!”*





# Desregulación en Latinoamérica



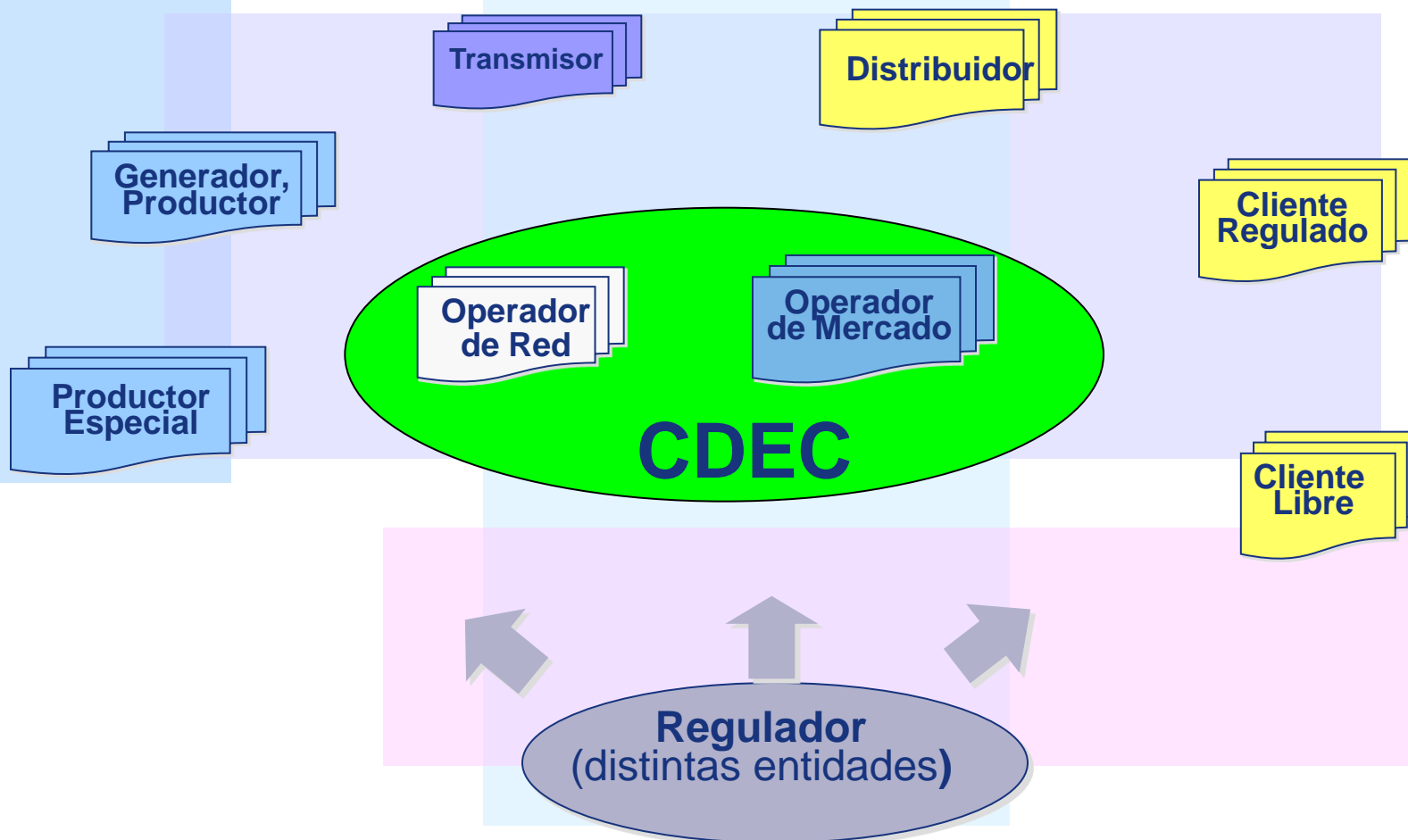
**Sector Integrado  
Verticalmente**

**Desintegración Vertical:  
Generación, Transmisión,  
Distribución**



# Actores de Mercado

## Actores Potenciales en un Mercado Eléctrico Competitivo

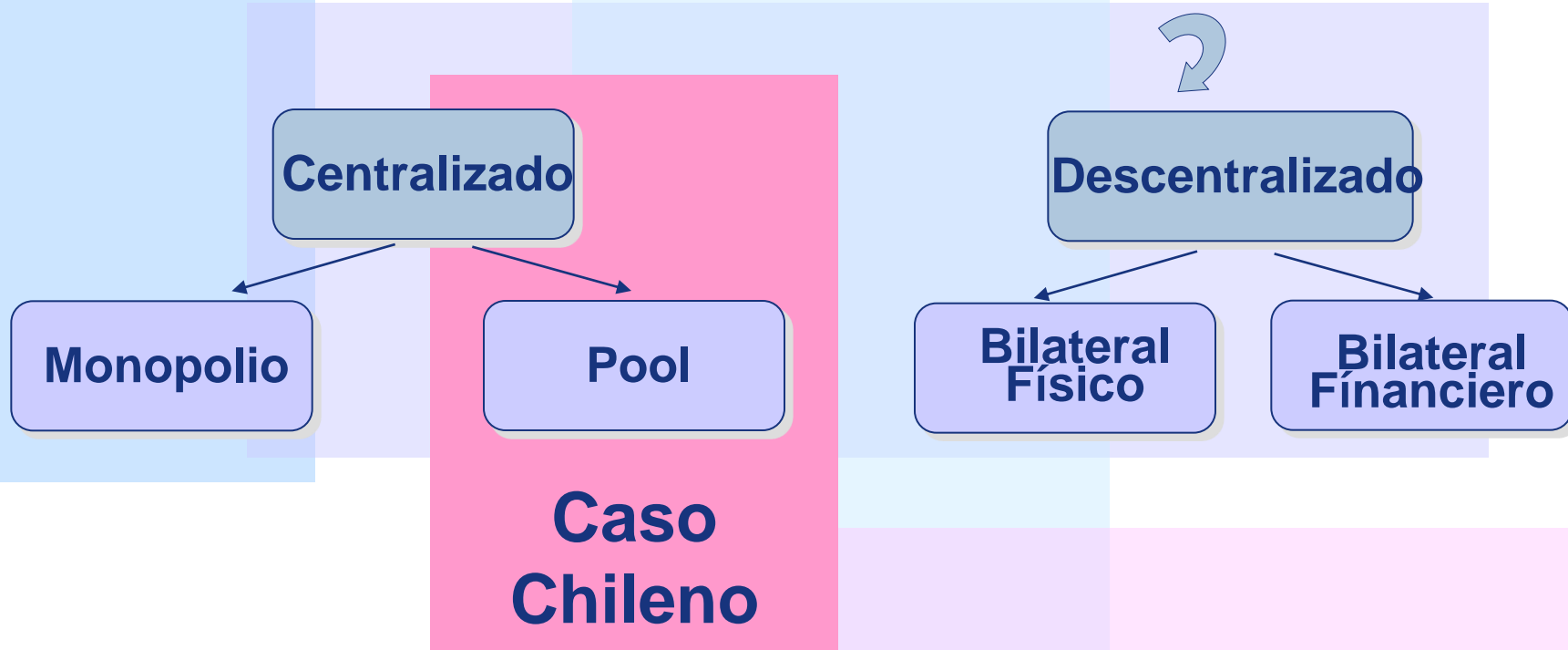






# Formas Básicas de Organización

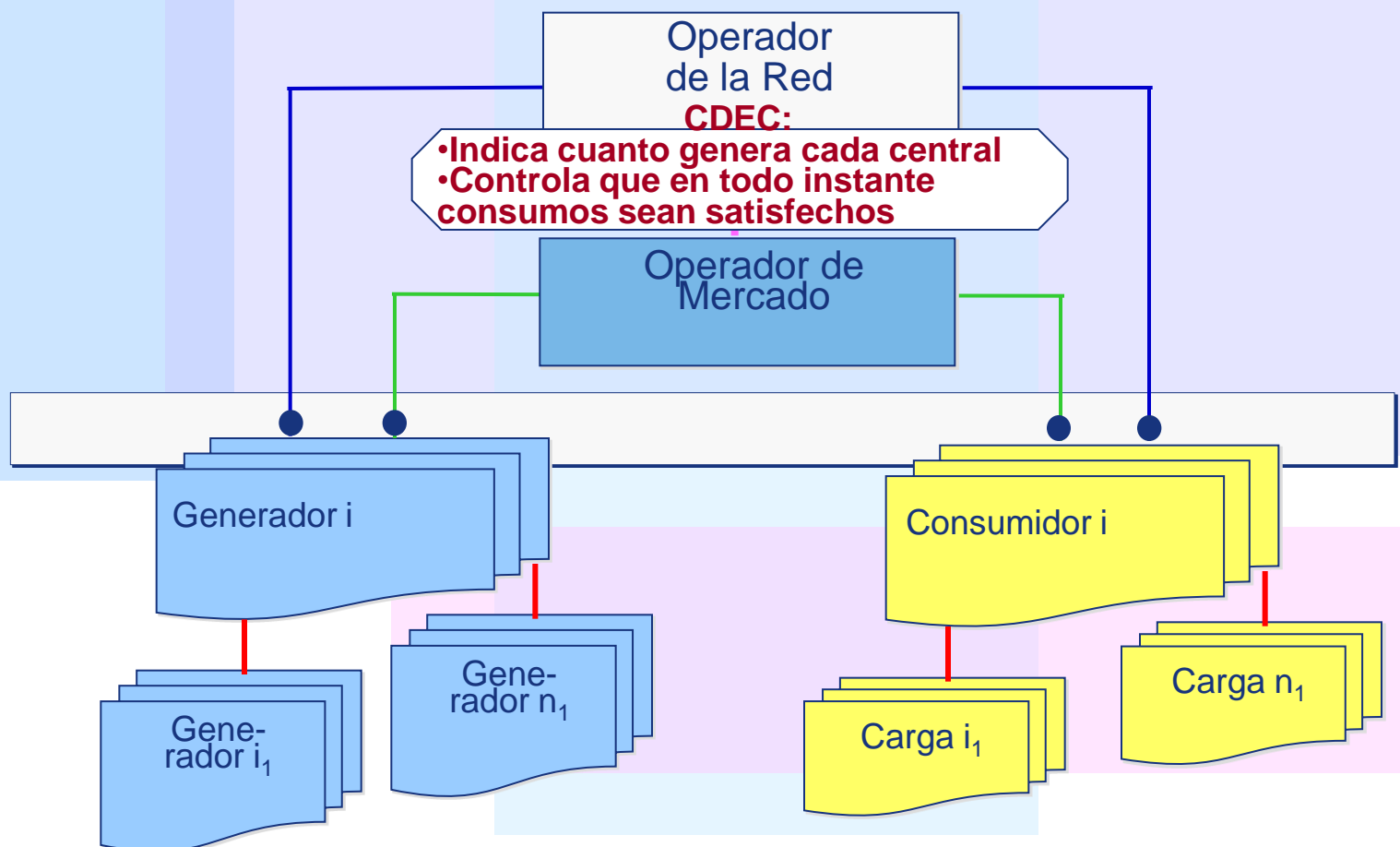
## Estructuras Básicas Existentes a Nivel Mundial





# Organización Mercado Chileno

## Sistema Pool (Físico, Financiero)





# Operación a mínimo costo

Minimizar:  $Z = c^T \mathbf{x} + \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x}$

Costos de Operación

sujeto a:

$$h_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1 \dots l$$

Balances de Potencia Nodales

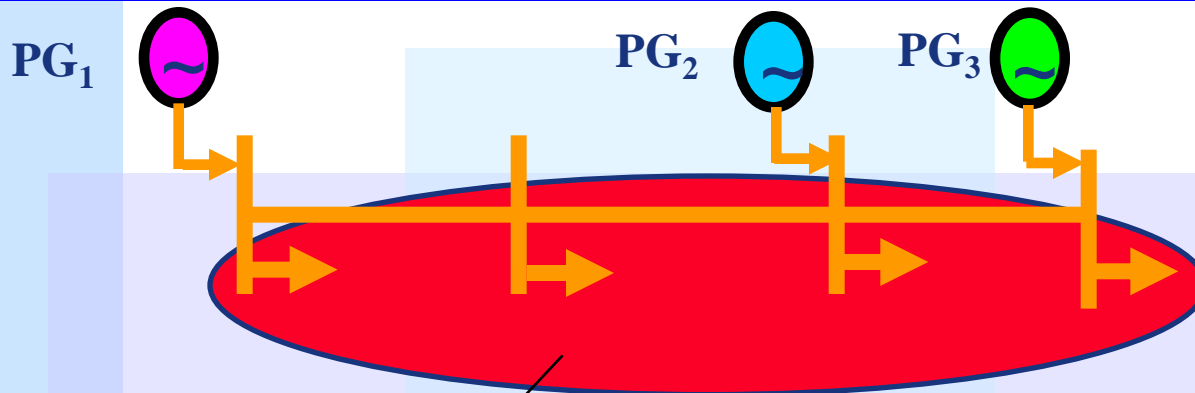
$$g_j(\mathbf{x}) \leq 0, \quad j = 1 \dots m$$

$$q_k(\mathbf{x}) = 0, \quad k = 1 \dots \text{No. de iteraciones}$$

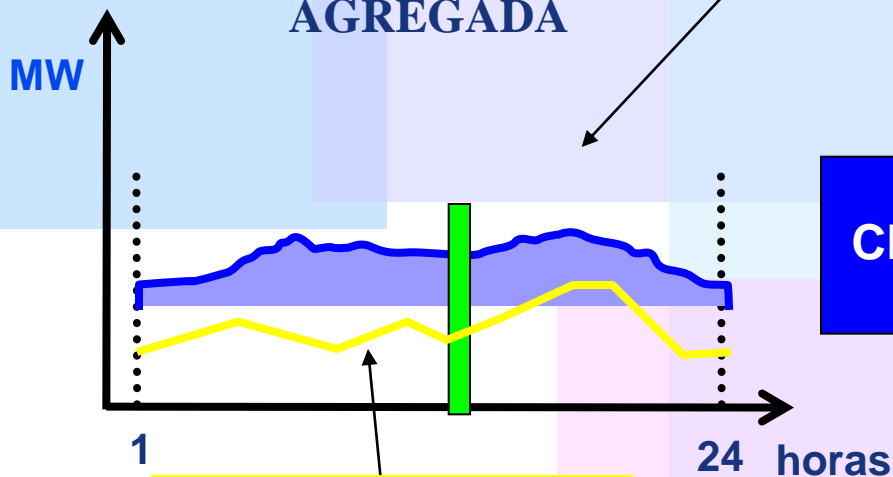
$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}$$



# Operación a mínimo costo horario



DEMANDA HORARIA AGREGADA



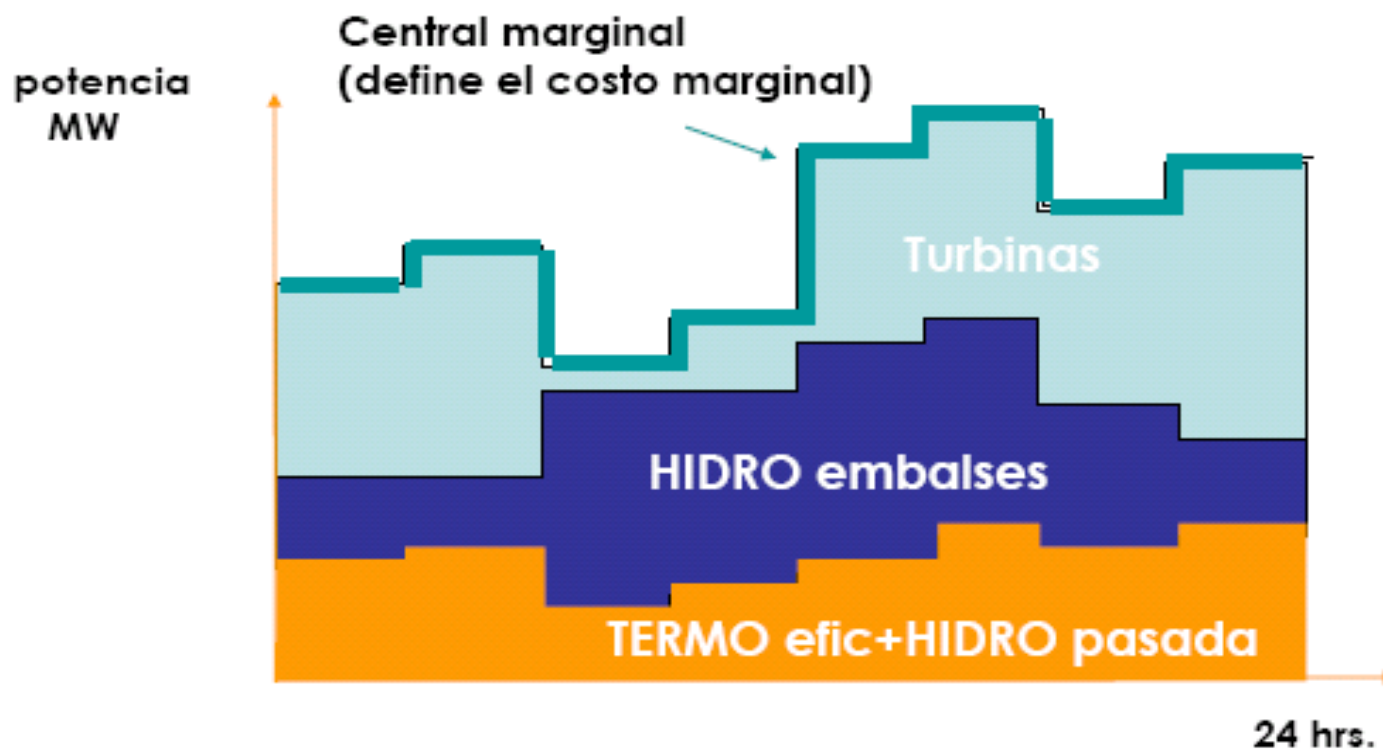
**Costo Marginal horario**

hora	PG <sub>1</sub> MW	PG <sub>2</sub> MW	PG <sub>3</sub> MW	CMg \$/kWh
1	100	50	200	22
2	120	20	320	32
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
24	240	40	340	20



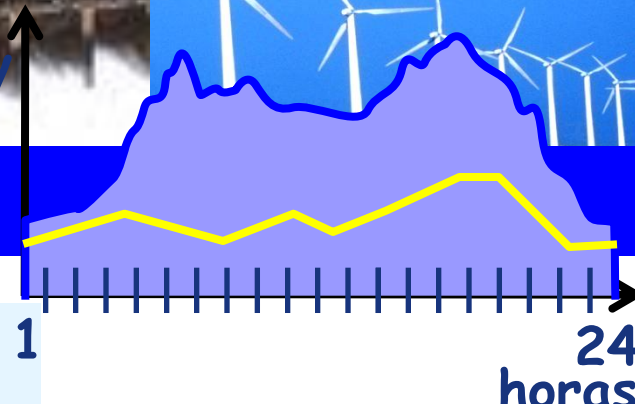
# Costo Marginal de la Energía

- El costo marginal de la energía es el costo en que incurre el sistema eléctrico para producir una unidad adicional.





MW



Costo Variable  
[US\$/MWh]

MWh disponible embalse

MWh disponible térmicas carbón

210  
175  
150  
125  
110  
97  
75  
58  
32  
26  
22

Costo Variable de centrales de embalse dado por PLP

Centrales hidráulicas pasada

Centrales hidráulicas embalse

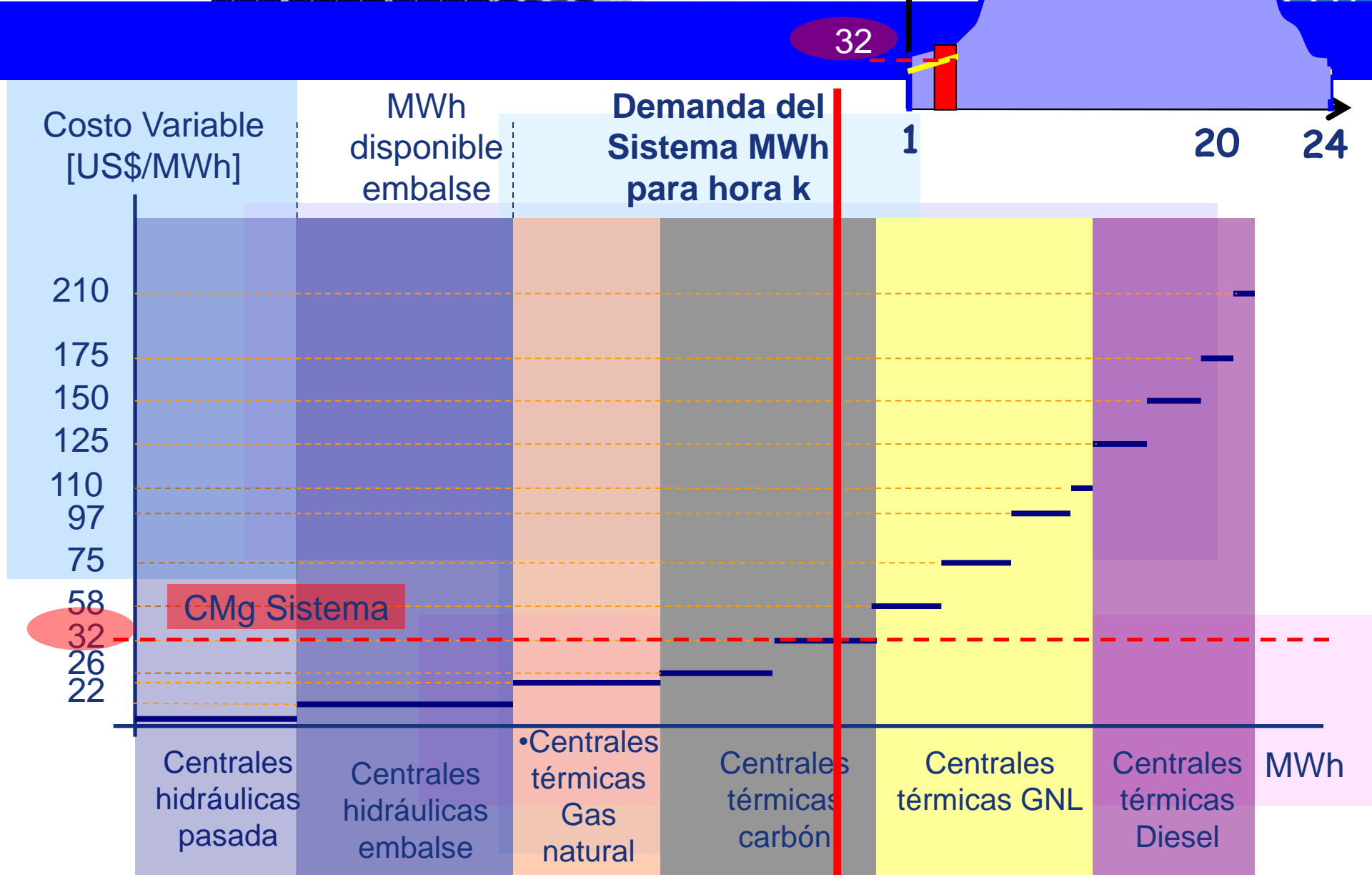
Centrales térmicas Gas natural

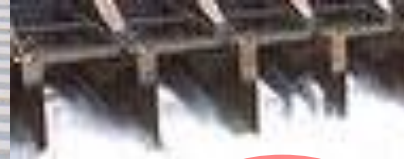
Centrales térmicas carbón

Centrales térmicas GNL

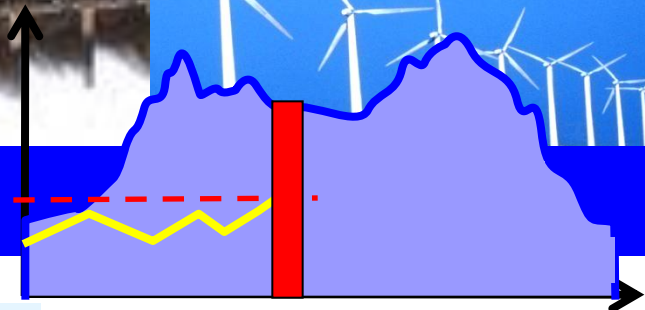
Centrales térmicas Diesel

MWh





75



Costo Variable  
[US\$/MWh]

MWh  
disponible  
embalse

Demanda del  
Sistema MWh  
para hora k

210  
175  
150  
125  
110  
97  
75  
58  
32  
26  
22

CMg Sistema

Centrales  
hidráulicas  
pasada

Centrales  
hidráulicas  
embalse

Centrales  
térmicas  
Gas  
natural

Centrales  
térmicas  
carbón

Centrales  
térmicas  
GNL

Centrales  
térmicas  
Diesel

MWh





Costo Variable  
[US\$/MWh]

•MWh  
disponible  
embalse

1

20

24

Demanda del  
Sistema MWh  
para hora k

210  
175  
150  
125  
110  
97  
75  
58  
32  
26  
22

CMg Sistema

Centrales  
hidráulicas  
pasada

Centrales  
hidráulicas  
embalse

Centrales  
térmicas  
Gas  
natural

Centrales  
térmicas  
carbón

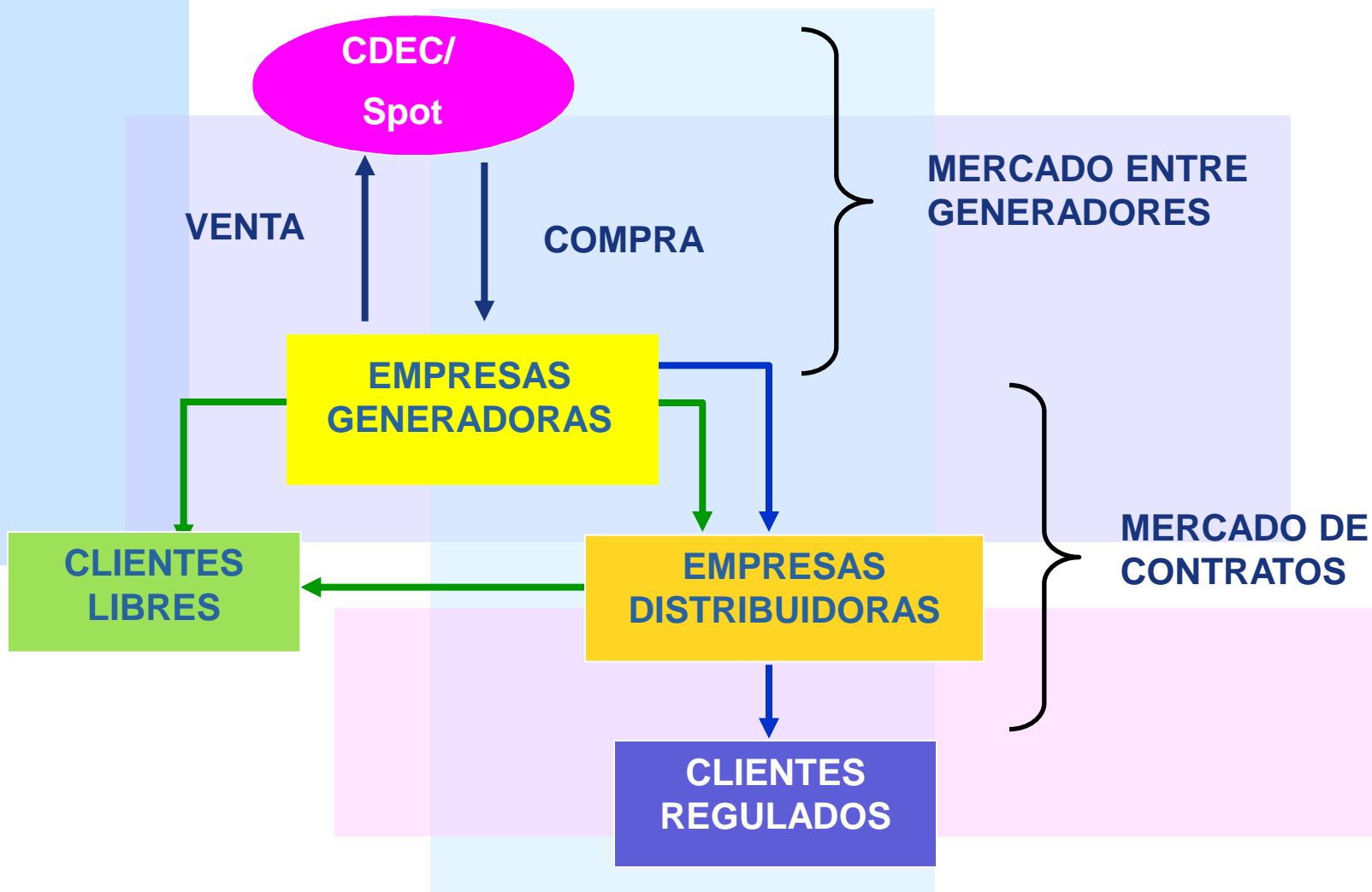
Centrales  
térmicas  
GNL

Centrales  
térmicas  
Diesel

MWh



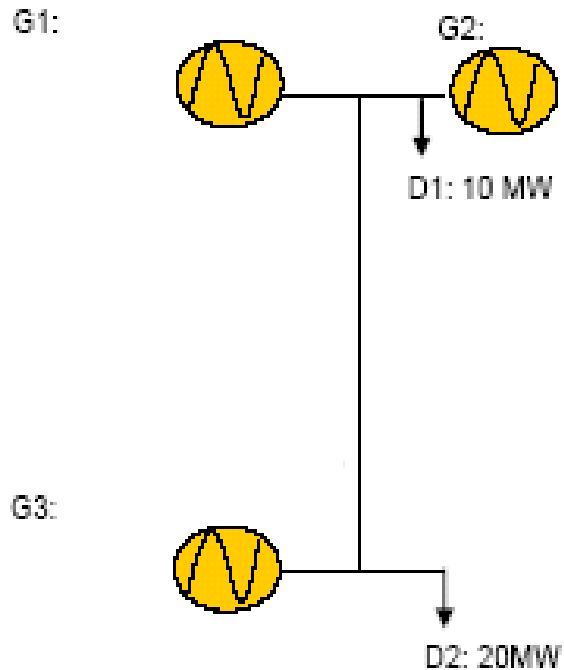
# El Mercado eléctrico Chileno



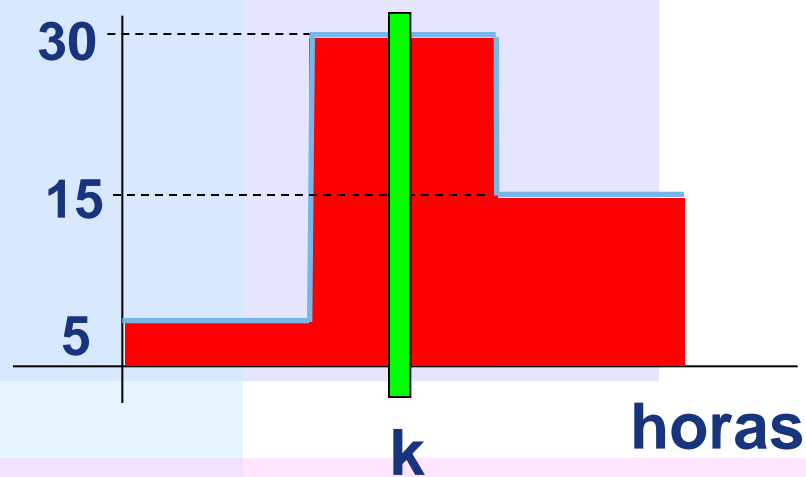


# Ejemplo: Tres generadores-dos cargas

## Situación hora k

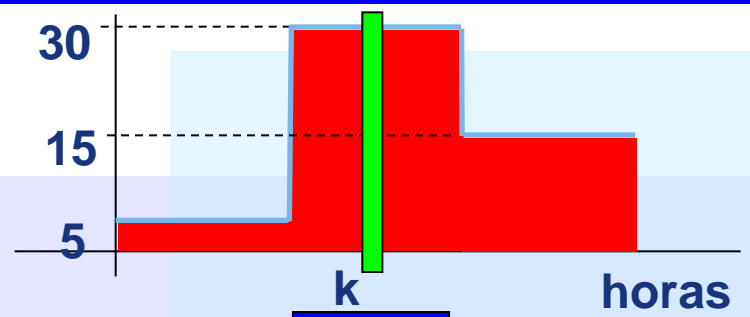


## Demanda<sub>k</sub>=30 MW

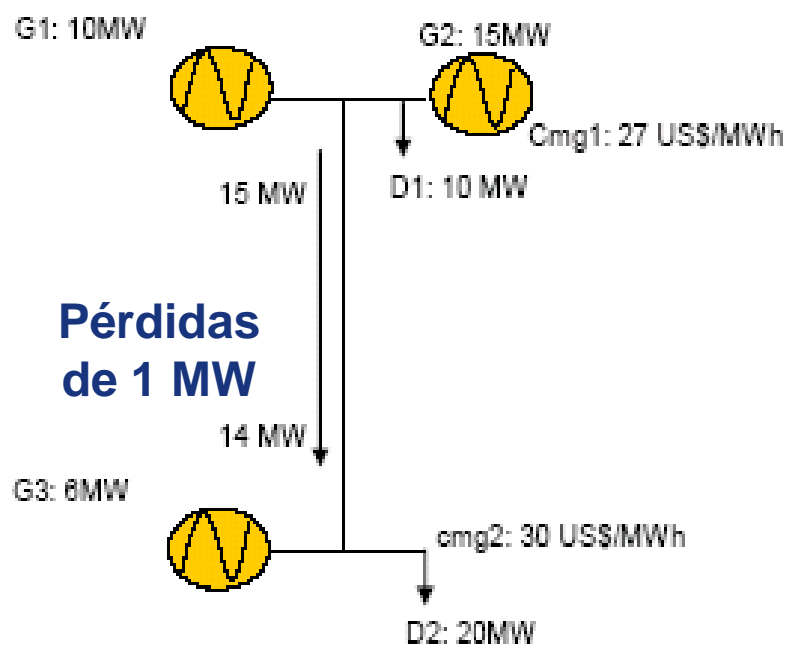




# Ejemplo: Tres generadores-dos cargas



**CDEC**



**Pérdidas de 1 MW**

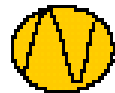
Despacho óptimo es:

	MW	US\$/MWh
G <sub>1</sub>	10	12
G <sub>2</sub>	15	20
G <sub>3</sub>	6	30
Total generación	31	MW
Pérdidas línea	1	MW
generación	30	MW
		US\$/MWh
costo marginal barra1		27
costo marginal barra2		30



G1: 10MW

G2: 15MW



cmg1: 27 US\$/MWh

15 MW

D1: 10 MW

14 MW

G3: 6MW



cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

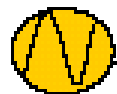
Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G <sub>1</sub>	10	12	12

Vende

- 10 MW a D1
- 2 MW a D2

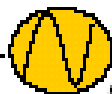


G1: 10MW



15 MW

G2: 15MW



D1: 10 MW

cmg1: 27 US\$/MWh

G3: 6MW



14 MW

cmg2: 30 US\$/MWh

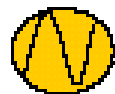
D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G <sub>2</sub>	15	20	

No tiene contratos.  
Vende sólo a costo marginal en la barra

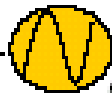


G1: 10MW



15 MW

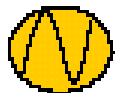
G2: 15MW



D1: 10 MW

cmg1: 27 US\$/MWh

G3: 6MW



14 MW

cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
-	-	-	-
G <sub>3</sub>	20	30	18

Vende  
•18 MW a D2



G1: 10MW

G2: 15MW

cmg1: 27 US\$/MWh

D1: 10 MW

15 MW

14 MW

cmg2: 30

D2: 20MW

G3: 6MW

Central

Capacidad  
MW

Costo operativo  
US\$/MWh

Contratos  
MW

G<sub>1</sub>

10

12

12

G<sub>2</sub>

15

20

G<sub>3</sub>

20

30

18

## Balance por generador

### Transacciones

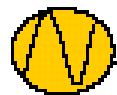
Balance G1					
	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	10	10	0	27	0
Barra2	0	2	-2	30	-60
Saldo					-60
Balance G2					
	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	15	0	15	27	405
Barra2	0	0	0	30	0
Saldo					405
Balance G3					
	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	0	0	0	27	0
Barra2	6	18	-12	30	-360
Saldo					-360
Balance Línea					
	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	0	15	-15	27	-405
Barra2	14	0	14	30	420
Saldo					15





G1: 10MW

G2: 15MW



cmg1: 27 US\$/MWh

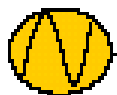
15 MW

D1: 10 MW

**Pérdidas  
de 1 MW**

14 MW

G3: 8MW



cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G <sub>1</sub>	10	12	12
G <sub>2</sub>	15	20	
G <sub>3</sub>	20	30	18
Total cap. instalada	45		30

## Balance Sistema

ventas compras	G1	G2	G3	T	Total
G1	0	58	0	2	60
G2	0	0	0	0	0
G3	0	347	0	13	360
T					0
Total	0	405	0	15	420



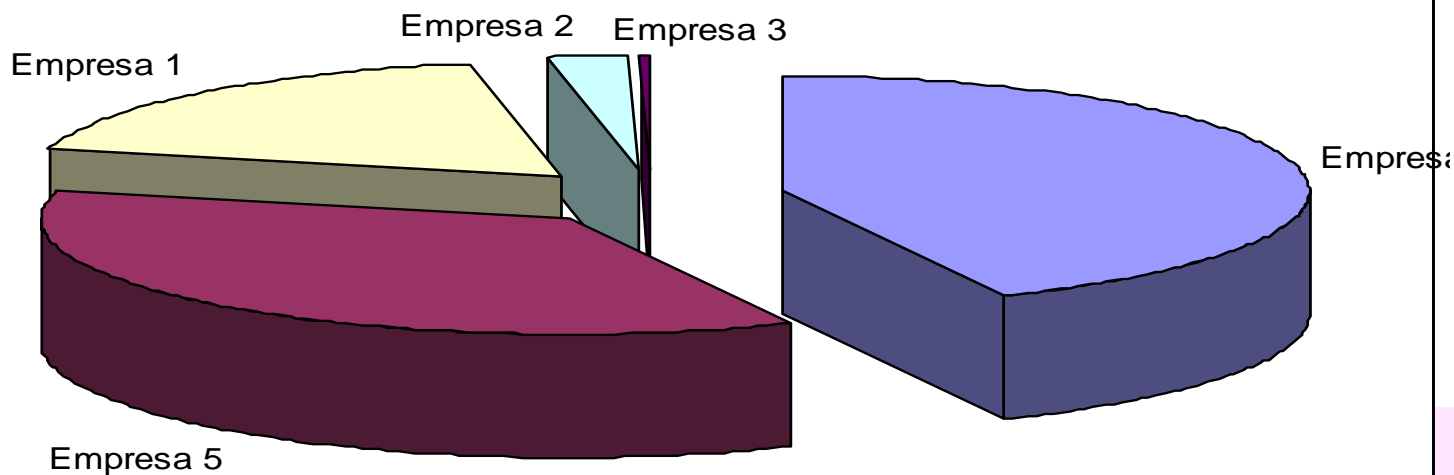
## Cargos por Potencia

- El costo de desarrollo o costo marginal de la potencia de punta: corresponde al costo de desarrollar unidades de punta (normalmente turbinas a gas). Este valor se incrementa por un factor que representa el margen de reserva teórica del sistema.
- La potencia firme se define como el aporte de potencia en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga, - donde es más crítico el abastecimiento del sistema-, asumiendo una hidrología seca.
- Se identifica el período de punta como todas las horas de todos los días comprendidos entre mayo y septiembre de un año.



# Cargos por Potencia

## COSTOS POR POTENCIA





# Precios de Energía y Potencia