

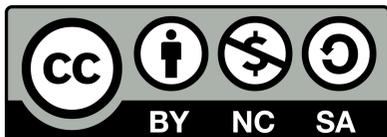
REGULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Interconexiones en sistemas multizona.

Julio Usaola García

Departamento de Ingeniería Eléctrica

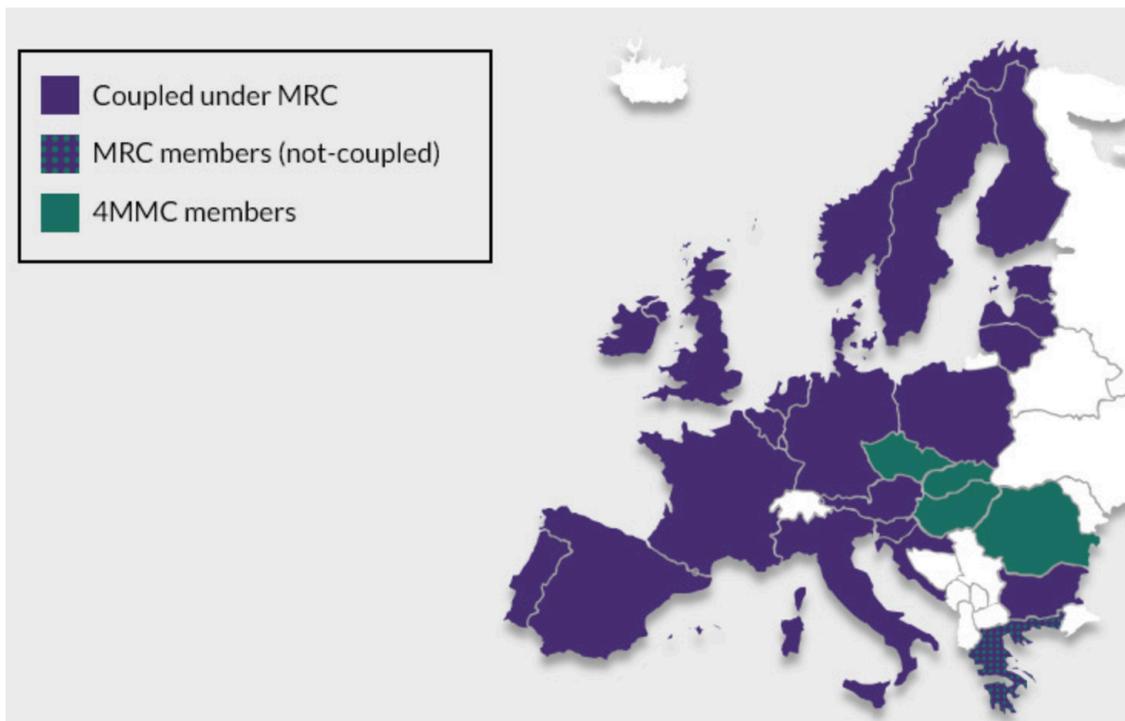
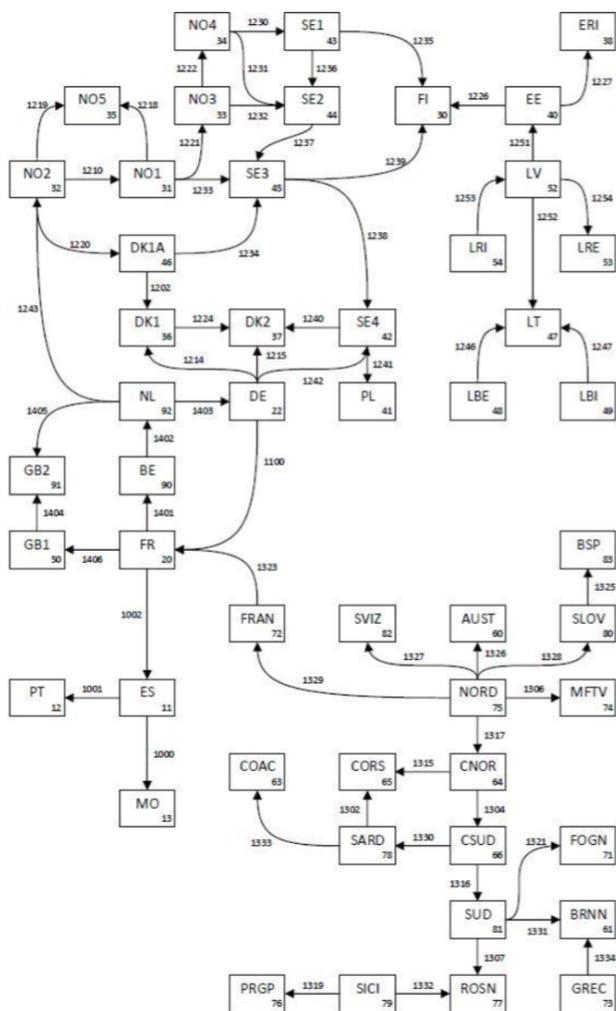
Universidad Carlos III de Madrid



- Reproducir de forma simplificada el mecanismo de formación de precios en un sistema de precios nodales mallado.
- Estudio de las consecuencias de las congestiones en los precios zonales y en la separación de mercados.
- Profundización en el conocimiento y aplicación de los coeficientes PTDF.
- Familiarización con la herramienta MATPOWER de análisis de sistemas eléctricos.
- Ejercicio de programación en MATLAB, en particular, las funciones de optimización.

Conocimientos que se requieren

- Flujo de potencia en continua,
- Coeficientes PTDF
- Optimización cuadrática
- Capacidad de manejo y programación en MATLAB.
- Es conveniente instalar y leer el manual de la toolbox MATPOWER de MATLAB.
- Haber realizado la práctica de casación de este curso.



- Cierre común del mercado diario 12:00
- Algoritmo Euphemia para la región.
- Precios zonales.
- Ofertas complejas (MIBEL, IT, ...)

- En un sistema multizonal hay varios operadores del sistema y un operador del mercado que coordina todas las zonas.
- Operadores del sistema (TSO)
 - Cálculo de la capacidad de las interconexiones (ATC).
 - Cálculo de los coeficientes de sensibilidad (PTDF).
- Operador del mercado.
 - Cálculo del precio sin congestiones (sirve como referencia) a partir de las curvas de oferta y demanda agregadas de todos los sistemas.
 - Verificación de la potencia circulante por las interconexiones → congestiones.
 - Cálculo de precios zonales.

- “MATPOWER is a package of MATLAB® M-files for solving power flow and optimal power flow problems. It is intended as a simulation tool for researchers and educators that is easy to use and modify. MATPOWER is designed to give the best performance possible while keeping the code simple to understand and modify. It was initially developed as part of the PowerWeb project.”
- Se puede descargar aquí, junto con el manual:
<http://www.pserc.cornell.edu//matpower/>
- Aplicaciones para esta práctica:
 - Flujo de potencia en continua.
 - Cálculo de factores de sensibilidad (PTDF).

Ejemplo de utilización de MATPOWER

```
1 % ejemplo de utilización de funciones de MATPOWER
2
3 - clear all
4 - close all
5 - clc
6 - format compact
7
8 % flujo de cargas de alterna
9 - [results,success]=runpf('case4gs'); % llama a runpf
10
11 % NOTA: los vectores siguientes toman TODAS las filas y una columna de la matriz
12 - pramasij=results.branch(:,14); % potencia activa del nudo inicial al final de la rama
13 - qramasij=results.branch(:,15); % potencia reactiva del nudo inicial al final de la rama
14 - pramasji=results.branch(:,16); % potencia activa del nudo final al inicial de la rama
15 - qramasji=results.branch(:,17); % potencia reactiva del nudo final al inicial de la rama
16 - vnudo=results.bus(:,7); % vector de módulos de tensiones en los nudos
17 - dnudo=results.bus(:,8); % vector de argumentos de las tensiones en los nudos
18 - pgen=results.gen(:,2); % vector de potencias activas generadas
19 - qgen=results.gen(:,3); % vector de potencias reactivas generadas
20
21 % flujo de cargas de continua
22 - mpopt=mpoption('model','DC'); % opción flujo cargas continua
23 - [results,success2]=runpf('case4gs',mpopt); % llama a runpf
24
25 % cálculo de coeficientes ptdf
26 - caso=case4gs; % se importa un fichero de entrada
27 - bus=caso.bus; % matriz con datos de nudos
28 - branch=caso.branch; % matriz con datos de ramas
29 - basemva=caso.baseMVA; % potencia base del sistema
30 - slack=1; % se elige el nudo oscilante - puede coincidir, o no, con el del sistema original
31 - coef_ptdf=makePTDF(basemva,bus,branch,slack); % se obtienen los ptdf
32
33
```

Llamada a
distintas
funciones del
programa

Principales datos de nudo.

número

Tipo:PV, PQ

P demandada

Q demandada

Tensión (salida)
Módulo Argumento

```

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
  1 2 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
  2 2 300 98.61 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
  3 2 300 98.61 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
  4 3 400 131.47 0 0 1
  5 2 0 0 0 0 1 1
];
  
```

Fichero 'sistema.m'

Table B-1: Bus Data (mpc.bus)

name	column	description
BUS_I	1	bus number (positive integer)
BUS_TYPE	2	bus type (1 = PQ, 2 = PV, 3 = ref, 4 = isolated)
PD	3	real power demand (MW)
QD	4	reactive power demand (MVar)
GS	5	shunt conductance (MW demanded at $V = 1.0$ p.u.)
BS	6	shunt susceptance (MVar injected at $V = 1.0$ p.u.)
BUS_AREA	7	area number (positive integer)
VM	8	voltage magnitude (p.u.)
VA	9	voltage angle (degrees)
BASE_KV	10	base voltage (kV)
ZONE	11	loss zone (positive integer)
VMAX	12	maximum voltage magnitude (p.u.)
VMIN	13	minimum voltage magnitude (p.u.)
LAM_P [†]	14	Lagrange multiplier on real power mismatch (u /MW)
LAM_Q [†]	15	Lagrange multiplier on reactive power mismatch (u /MVar)
MU_VMAX [†]	16	Kuhn-Tucker multiplier on upper voltage limit (u /p.u.)
MU_VMIN [†]	17	Kuhn-Tucker multiplier on lower voltage limit (u /p.u.)

[†] Included in OPF output, typically not included (or ignored) in input matrix. Here we assume the objective function has units u .

```

%% branch data
%   fbus   tbus   r   x   b   rateA   rateB   rateC   ratio   angle   status   angmin   angmax
mpc.branch = [
1   2   0.00281  0.0281  0.00712  300  400  400  0   0   1  -360  360;
1   4   0.00304  0.0304  0.00658  300  0   0   0   0   1  -360  360;
1   5   0.00064  0.0064  0.03126  300  0   0   0   0   1  -360  360;
2   3   0.00108  0.0108  0.01852  300  0   0   0   0   1  -360  360;
3   4   0.00297  0.0297  0.00674  300  0   0   0   0   1  -360  360;
4   5   0.00207  0.0207  0.00674  300  340  340  0   0   1  -360  360;

```

Table B-3: Branch Data (mpc.branch)

name	column	description
F_BUS	1	“from” bus number
T_BUS	2	“to” bus number
BR_R	3	resistance (p.u.)
BR_X	4	reactance (p.u.)
BR_B	5	total line charging susceptance (p.u.)
RATE_A	6	MVA rating A (long term rating)
RATE_B	7	MVA rating B (short term rating)
RATE_C	8	MVA rating C (emergency rating)
TAP	9	transformer off nominal turns ratio, (taps at “from” bus, impedance at “to” bus, i.e. if $r = x = 0$, $tap = \frac{ V_f }{ V_t }$)
SHIFT	10	transformer phase shift angle (degrees), positive \Rightarrow delay
BR_STATUS	11	initial branch status, 1 = in-service, 0 = out-of-service
ANGMIN*	12	minimum angle difference, $\theta_f - \theta_t$ (degrees)
ANGMAX*	13	maximum angle difference, $\theta_f - \theta_t$ (degrees)

Fichero 'sistema.m'

Principales datos de generador.

```

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min
mpc.gen = [
1 400 0 30 -30 1 100 1 400 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
2 0 0 127.5 -127.5 1 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
3 323.49 0 390 -390 1 100 1 520 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
4 0 0 150 -150 1 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
5 276.51 0 45 0 1 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

Annotations in the code block:

- Nudo conexión: points to the bus number '1' in the first row.
- P y Q producidas (salida): points to the real power output '400' and reactive power output '0'.
- Q máx y mín: points to the maximum reactive power output '30' and minimum reactive power output '-30'.
- conexión: points to the machine status '1'.
- P máx y mín: points to the maximum real power output '400' and minimum real power output '0'.

Table B-2: Generator Data (mpc.gen)

Fichero 'sistema.m'

name	column	description
GEN_BUS	1	bus number
PG	2	real power output (MW)
QG	3	reactive power output (MVA _r)
QMAX	4	maximum reactive power output (MVA _r)
QMIN	5	minimum reactive power output (MVA _r)
VG	6	voltage magnitude setpoint (p.u.)
MBASE	7	total MVA base of machine, defaults to baseMVA
GEN_STATUS	8	machine status, > 0 = machine in-service, ≤ 0 = machine out-of-service
PMAX	9	maximum real power output (MW)
PMIN	10	minimum real power output (MW)

Cálculo flujo potencias DC. Código

```
1 % 'calcfcdc.m' realiza el :
2 % flujo de cargas en continua
3
4 - clearvars
5 - close all
6 - clc
7 - format compact
8
9
10 - red=sistema; % se carga el caso de entrada
11 - mpop=mpoption('model','DC'); % opción: flujo de cargas en DC
12 - delete('solucion_fcdc.txt'); % se borra el antiguo fichero de salida
13 - salida=runpf(red,mpop,'solucion_fcdc.txt'); % resuelve el flujo de ca
14 - pramas=salida.branch(:,14); % incluye las potencias por las ram
15
```

Opciones: consultar manual.

Fichero de salida de resultados

Caso de entrada

Resultados.

Tomar resultados de la variable de salida
salida.bus
salida.branch
salida.gen

```

1  % 'calptdf.m' realiza el :
2  % calculo de ptdf del caso 5 zonas (caso 5 nudos modificado)
3
4  - clearvars      % borra las variables
5  - close all     % cierra las figuras
6  - clc          % borra la pantalla 'command'
7  - format compact % escribe la solución sin espacio entre líneas
8
9  - red=sistema; % toma los datos del sistema
10 - basemva=red.baseMVA; % potencia base
11 - branch=red.branch; % datos de ramas
12 - bus=red.bus; % datos de nudos
13 - pmax=red.branch(:,6); % máxima potencia de las intcnx
14 - nramas=size(branch,1); % número de ramas en el sistema
15 - nnudos=size(bus,1); % número de nudos en el sistema
16 - slack=5; % mejor el último nudo para facilitar la formación de las matrices de optimización
17
18 - matrh0=makePTDF(basemva,bus,branch,slack); % cálculo de ptdf
19
20 - disp('PTDF') % muestra la solución
21 - disp(matrh0)
22

```

Caso de entrada

Datos de entrada.

Instrucción para el cálculo de PTDF

Resultados (PTDF).

Resultados que aparecen en pantalla

PTDF		1	2	3	4
Ramas	1	0.0344	-0.6354	-0.5085	-0.1595
	2	0.0776	-0.1017	-0.1706	-0.3600
	3	0.8880	0.7371	0.6791	0.5195
	4	0.0344	0.3646	-0.5085	-0.1595
	5	0.0344	0.3646	0.4915	-0.1595
	6	0.1120	0.2629	0.3209	0.4805
		1	2	3	4
		Nodos			

0
0
0
0
0
0

Nudo 5 Oscilante

	1	2	3	4	5
1	0.0344	-0.6354	-0.5085	-0.1595	0
2	0.0776	-0.1017	-0.1706	-0.3600	0
3	0.8880	0.7371	0.6791	0.5195	0
4	0.0344	0.3646	-0.5085	-0.1595	0
5	0.0344	0.3646	0.4915	-0.1595	0
6	0.1120	0.2629	0.3209	0.4805	0
7					

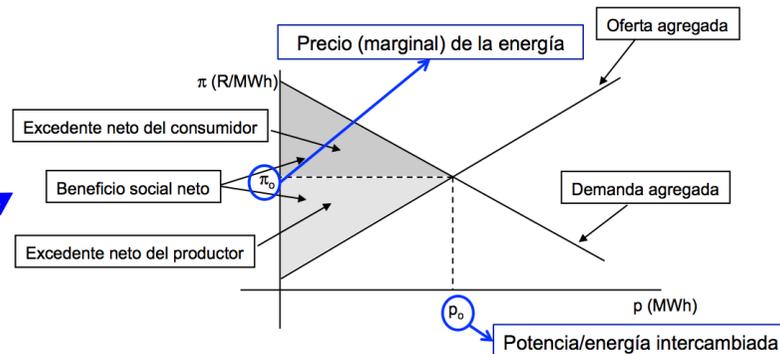
Resultados que aparecen en la ventana de variables

Problema de optimización. Precios zonales

Integrales de las funciones de oferta/demanda agregadas de cada zona

$$\max \sum_{z=1}^{N_z} f_z(P_{dz}) - g_z(P_{gz})$$

Máximo beneficio social neto



$$\text{s.a.} \begin{bmatrix} P_{f,1} \\ \vdots \\ P_{f,L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} PTDF_{1,1} & \dots & PTDF_{1,N_z-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ PTDF_{L,1} & \dots & PTDF_{L,N_z-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{N_z-1} \end{bmatrix}$$

Flujo por las interconexiones (en MW)

$$\sum_{z=1}^{N_z} P_{gz} = \sum_{z=1}^{N_z} P_{dz}$$

Igualdad de generación y demanda totales del mercado

$$P_{f,j}^{\min} \leq P_{f,j} \leq P_{f,j}^{\max} \quad \forall j = 1 \dots L$$

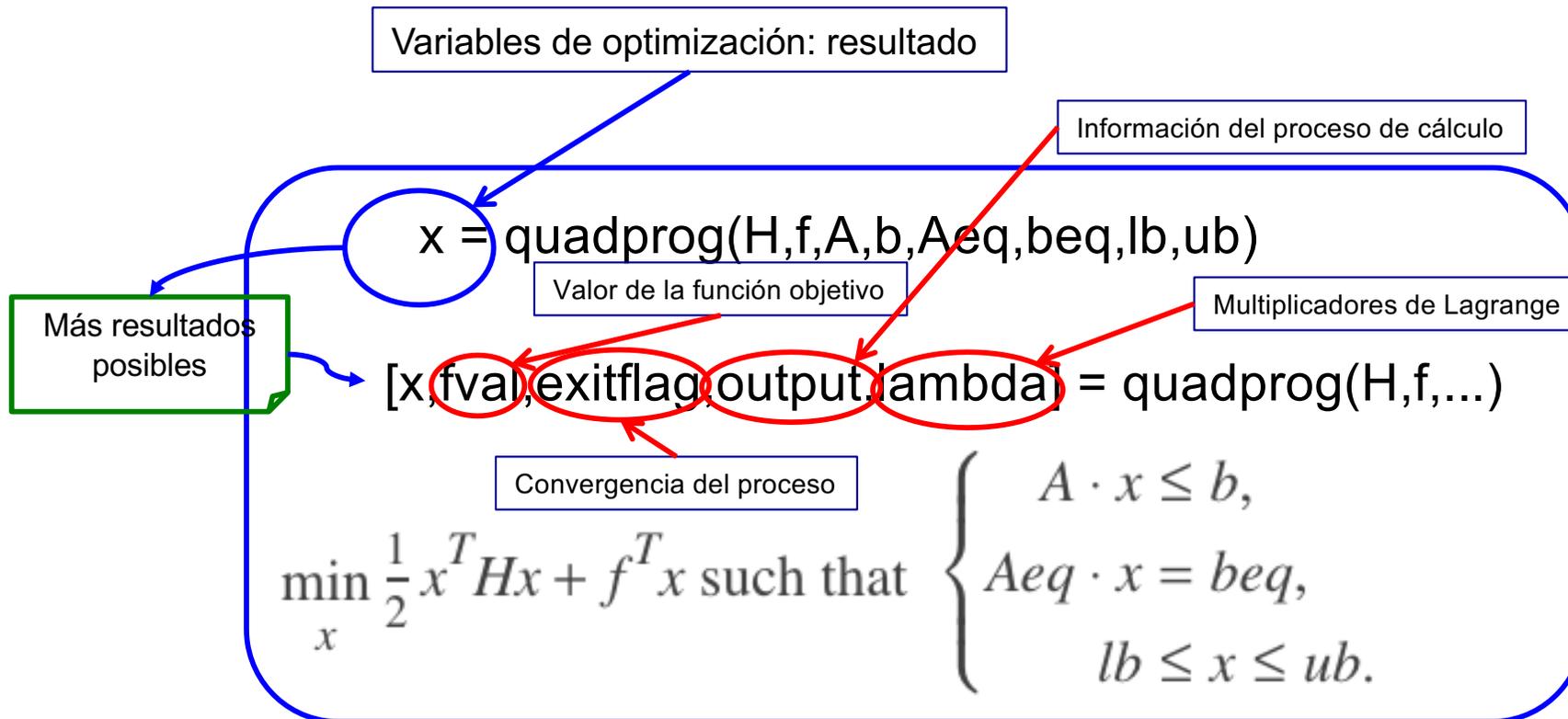
Límites de potencia circulante por las interconexiones.

¡Normalmente tienen valor absoluto diferente!

$N_z \rightarrow$ número de zonas
 $L \rightarrow$ número de interconexiones

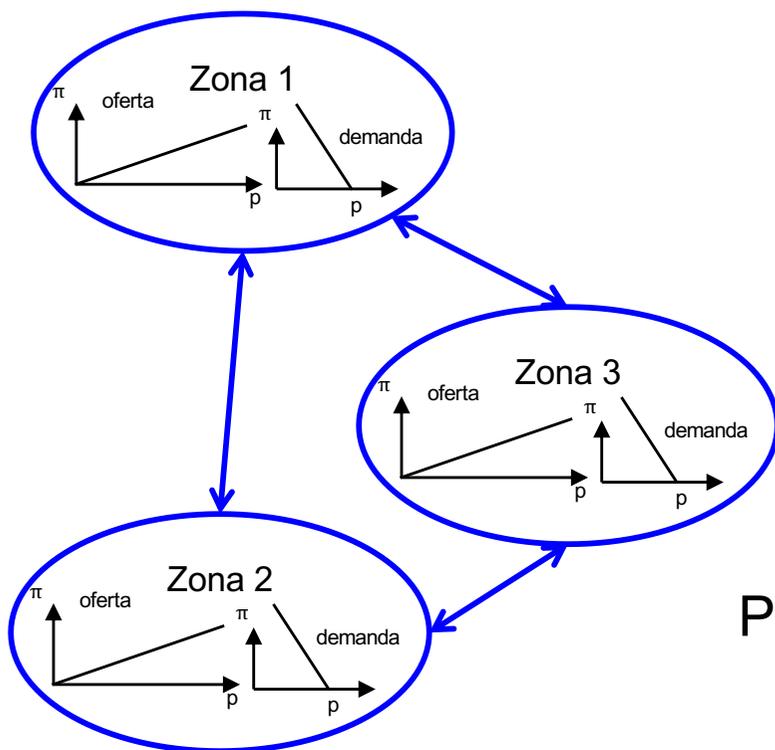
$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{z=1}^{N_z} g_z(P_{gz}) - f_z(P_{dz}) \\
 \text{s.a.} \quad & \begin{bmatrix} PTDF_{1,1} & \cdots & PTDF_{1,N_z-1} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ PTDF_{L,1} & \cdots & PTDF_{L,N_z-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{N_z-1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_{f,1} \\ \vdots \\ P_{f,L} \end{bmatrix} = 0 \\
 & \sum_{z=1}^{N_z} P_{gz} - \sum_{z=1}^{N_z} P_{dz} = 0 \\
 & P_{f,j} \leq P_{f,j}^{\max} \quad \forall j = 1 \cdots L \\
 & -P_{f,j} \leq P_{f,j}^{\min} \quad \forall j = 1 \cdots L
 \end{aligned}$$

- Optimización lineal: 'linprog'
- Optimización cuadrática: 'quadprog' ←



Funciones de oferta en tres zonas

$$\begin{aligned} \pi(P_{g1}) &= 1,83 \cdot 10^{-3} P_{g1} \quad (\text{R/MWh}); & \pi(P_{d1}) &= 385 - 11 \cdot 10^{-3} P_{d1} \quad (\text{R/MWh}) \\ \pi(P_{g2}) &= 1,25 \cdot 10^{-3} P_{g2} \quad (\text{R/MWh}); & \pi(P_{d2}) &= 450 - 10 \cdot 10^{-3} P_{d2} \quad (\text{R/MWh}) \\ \pi(P_{g3}) &= 2,25 \cdot 10^{-3} P_{g3} \quad (\text{R/MWh}); & \pi(P_{d3}) &= 225 - 9 \cdot 10^{-3} P_{d3} \quad (\text{R/MWh}) \end{aligned}$$



Coeficientes PTDF

$$\begin{bmatrix} P_{f,12} \\ P_{f,13} \\ P_{f,23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,454 & -0,181 \\ 0,545 & 0,182 \\ 0,455 & 0,817 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} - P_{d1} \\ P_{g2} - P_{d2} \end{bmatrix}$$

Potencia máxima por interconexiones: 1200 MW

Problema de optimización a resolver.

$$\begin{aligned}
 \text{mín} \quad & \frac{1}{2}1,83 \cdot 10^{-3}P_{g1}^2 + \frac{1}{2}1,25 \cdot 10^{-3}P_{g2}^2 + \frac{1}{2}2,25 \cdot 10^{-3}P_{g3}^2 \\
 & - (385P_{d1} - \frac{1}{2}11 \cdot 10^{-3}P_{d1}^2) - (450P_{d2} - \frac{1}{2}10 \cdot 10^{-3}P_{d2}^2) - (225P_{d1} - \frac{1}{2}9 \cdot 10^{-3}P_{d1}^2) \\
 \text{s.a.} \quad & P_{f,12} = 0,454(P_{g1} - P_{d1}) - 0,181(P_{g2} - P_{d2}) \\
 & P_{f,13} = 0,545(P_{g1} - P_{d1}) + 0,182(P_{g2} - P_{d2}) \\
 & P_{f,23} = 0,455(P_{g1} - P_{d1}) + 0,817(P_{g2} - P_{d2}) \\
 & P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} - (P_{d1} + P_{d2} + P_{d3}) = 0 \\
 & P_{fj} \leq 1200 \qquad \qquad \qquad \forall j \\
 & -P_{fj} \leq 1200 \qquad \qquad \qquad \forall j
 \end{aligned}$$

NB: no hay restricciones de desigualdad, salvo los límites de las variables

Solución:

$$\begin{aligned}
 P_{g1} &= 28,147 \text{ GW}; & P_{d1} &= 30,317 \text{ GW} \\
 P_{g2} &= 39,913 \text{ GW}; & P_{d2} &= 40,010 \text{ GW} \\
 P_{g3} &= 21,813 \text{ GW}; & P_{d3} &= 19,546 \text{ GW}
 \end{aligned}$$

$$\pi_1 = 54,9143 \text{ R/MWh}; \quad \pi_2 = 50 \text{ R/MWh}; \quad \pi_3 = 45 \text{ R/MWh}$$

Planteamiento en MATLAB. Función
objetivo

Términos nulos en la función objetivo

Variables de optimización (x):

$$P_{g1}, P_{d1}, P_{g2}, P_{d2}, P_{g3}, P_{d3}, P_{12}, P_{13}, P_{23}$$

Matriz de coeficientes cuadráticos (H) (redondeados):

$$\begin{array}{r}
 H = \\
 \begin{array}{cccccccccccc}
 0.0018 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0.0013 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0.0022 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0.0110 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0.0100 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.0090 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
 \end{array} \\
 \\
 \text{mín} \quad \frac{1}{2} 1,83 \cdot 10^{-3} P_{g1}^2 + \frac{1}{2} 1,25 \cdot 10^{-3} P_{g2}^2 + \frac{1}{2} 2,25 \cdot 10^{-3} P_{g3}^2 \\
 - (385 P_{d1} - \frac{1}{2} 11 \cdot 10^{-3} P_{d1}^2) - (450 P_{d2} - \frac{1}{2} 10 \cdot 10^{-3} P_{d2}^2) - (225 P_{d3} - \frac{1}{2} 9 \cdot 10^{-3} P_{d3}^2) \\
 \\
 f = \\
 \begin{array}{cccccccccccc}
 0 & 0 & 0 & -385 & -450 & -225 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
 \end{array}
 \end{array}$$

Vector de coeficientes lineales (f)

Matriz de coeficientes

Aeq =

0.4537	-0.1812	0	-0.4537	0.1812	0	-1.0000	0	0
0.5450	0.1820	0	-0.5450	-0.1820	0	0	-1.0000	0
0.4550	0.8175	0	-0.4550	-0.8175	0	0	0	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0	0	0
P_{g1}	P_{g2}	P_{g3}	P_{d1}	P_{d2}	P_{d3}	P_{12}	P_{13}	P_{23}

Pasadas al otro término de la igualdad

$$P_{f,12} = 0,454(P_{g1} - P_{d1}) - 0,181(P_{g2} - P_{d2})$$

$$P_{f,13} = 0,545(P_{g1} - P_{d1}) + 0,182(P_{g2} - P_{d2})$$

$$P_{f,23} = 0,455(P_{g1} - P_{d1}) + 0,817(P_{g2} - P_{d2})$$

Ecuación opuesta en la matriz Aeq

$$P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} - (P_{d1} + P_{d2} + P_{d3}) = 0$$

Término independiente beq → nulo

Límites inferiores y superiores de las variables.

disp(lb')	0	0	0	0	0	0	-1200	-1200	-1200
disp(ub')	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf	1200	1200	1200
	P_{g1}	P_{g2}	P_{g3}	P_{d1}	P_{d2}	P_{d3}	P_{12}	P_{13}	P_{23}

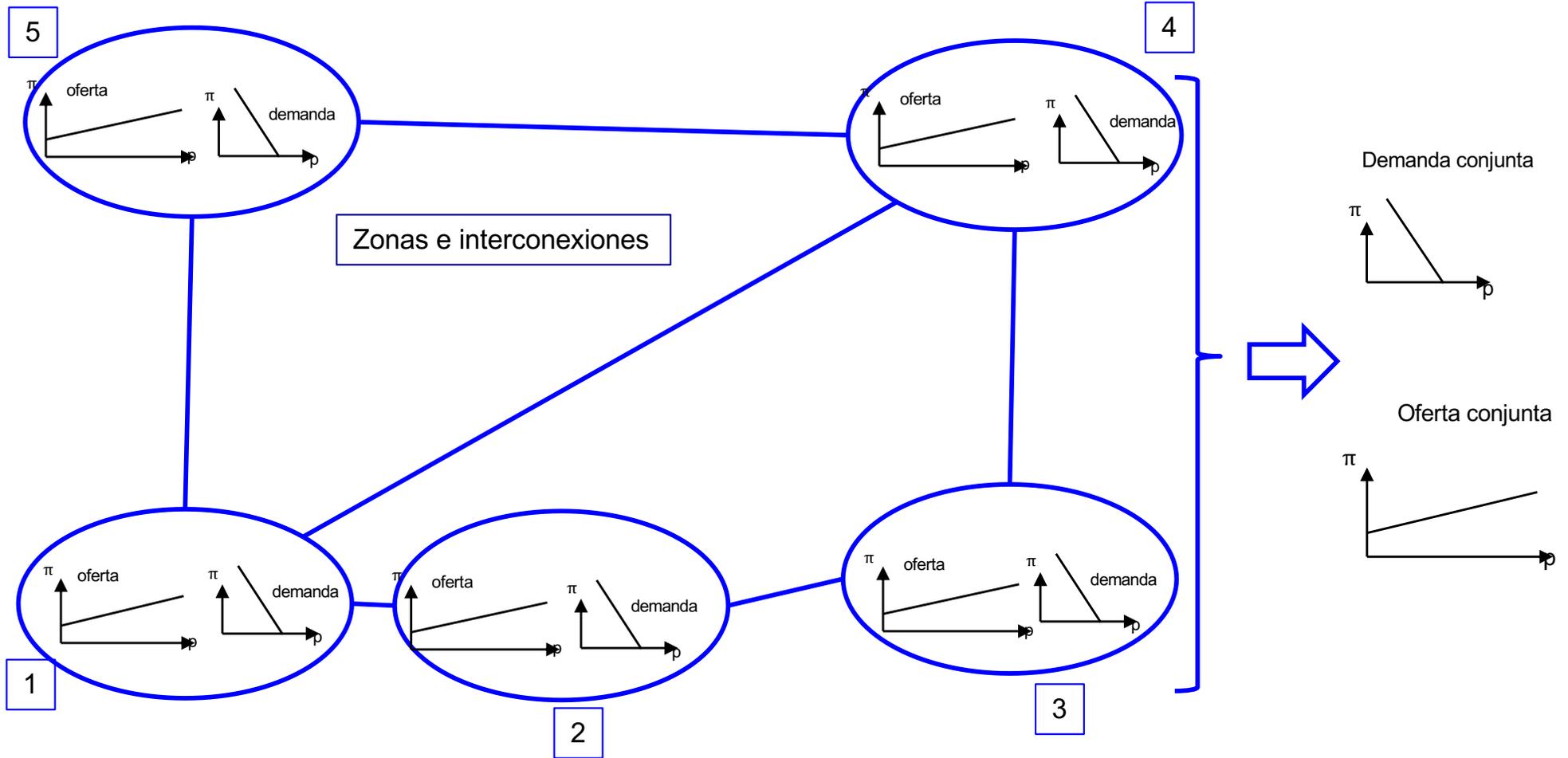
- Resultado de la optimización: vector x .
- Con la formulación empleada:
 - Potencias generadas en las zonas: los N_z primeros valores de x
 - Potencias demandadas en las zonas: los N_z valores siguientes
 - Potencias por las interconexiones: las N_I últimos valores.
 - N_z : número de zonas
 - N_I : número de interconexiones

Planteamiento del problema a resolver.

- El problema consiste en obtener los precios nodales de un sistema de 5 zonas interconectadas representadas cada una de ellas por un nudo con generación y demanda.
- Datos:
 - Datos del sistema con los 5 nudos interconectados.
 - Datos de generación/demanda y precios de Nordpool para una fecha y hora dadas.
- Resultados:
 - Las funciones de oferta y demanda agregadas de cada zona.
 - Las funciones de oferta y demanda agregadas conjuntas
 - El precio y las potencias generadas y consumidas en cada zona sin considerar las capacidades de las interconexiones.
 - Las potencias que circulan por las interconexiones → congestiones en el sistema.
 - Los factores PTDF del sistema conjunto.
 - Las potencias generada y demandada y los precios en cada zona, así como las potencias por las interconexiones.

- Crear las curvas de oferta y demanda agregadas de cada zona.
- Calcular los PTDF con Matpower (con 'makePTDF').
- Determinar las congestiones que se producen con Matpower (con 'runpf' en continua (DC)).
- Plantear el problema de optimización.
- Obtener las matrices necesarias para 'quadprog'.
- Escribir el código que resuelve el problema.
- Resolver el problema de optimización.
- Obtener los precios y potencia intercambiada.

Funciones de oferta y demanda agregadas



ZONAS: DK1-DK2-SE4-SE3-NO2

- Se calculan las potencias circulantes por las interconexiones sin restricciones de potencia máxima (flujo de cargas en continua → 'runpf(...)').
- Se obtiene el valor de la máxima potencia circulante por todas las interconexiones, P_{max} .
- El límite será el 70% de este valor P_{max} .
- El límite será el mismo en ambos sentidos de la interconexión.

1. Fichero con los datos de red (interconexiones entre sistemas) → [sistema.m](#)

```
1 function mpc = case5
2 %CASE5 Power flow data for modified 5 bus, 5 gen case bas
3 % Please see CASEFORMAT for details on the case file for
4 %
5 % Based on data from ...
6 % F.Li and R.Bo, "Small Test Systems for Power System
7 % Proceedings of the 2010 IEEE Power & Energy Society
8 %
9 % Created by Rui Bo in 2006, modified in 2010, 2014.
10 % Distributed with permission.
11
12 % MATPOWER
13 % $Id: case5.m 2408 2014-10-22 20:41:33Z ray $
14
15 %% MATPOWER Case Format : Version 2
16 - mpc.version = '2';
17
```

2. Fichero con los datos de red (interconexiones entre sistemas) → [precios.m](#)

```
1
2 - p_isla=[2500 2000 4000 3500 5500]; %potencia generada o consumida en los sistemas aislados
3 - prec_isla=[45 55 40 60 45]; % precios de los sistemas aislados
4
```

```

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
    1 2 0 0 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
    2 2 300 98.61 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
    3 2 300 98.61 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
    4 3 400 131.47 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
    5 2 0 0 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc
mpc.gen = [
    1 40 0 30 -30 1 100 1 40 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    2 0 0 127.5 -127.5 1 100 1 170 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    3 323.49 0 390 -390 1 100 1 520 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    4 0 0 150 -150 1 100 1 200 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    5 466.51 0 450 -450 1 100 1 600 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
    1 2 0.00281 0.0281 0.00712 300 400 400 0 0 1 -360 360;
    1 4 0.00304 0.0304 0.00658 300 0 0 0 0 1 -360 360;
    1 5 0.00064 0.0064 0.03126 300 0 0 0 0 1 -360 360;
    2 3 0.00108 0.0108 0.01852 300 0 0 0 0 1 -360 360;
    3 4 0.00297 0.0297 0.00674 300 0 0 0 0 1 -360 360;
    4 5 0.00297 0.0297 0.00674 300 240 240 0 0 1 -360 360;
];

```

- Se entregará:
 - Ficheros 'sistema.m' y 'precios.m' utilizados.
 - Fichero excel con los resultados del problema: 'plantilla_nordpool'
 - Los programas utilizados en MATLAB.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
1		zona											
2		1	2	3	4	5	TOTAL						
3	Generación/demanda de referencia (MW)												
4	Precio de referencia (EUR/MWh)												
5													
6	Pendiente función de oferta												
7	Pendiente función de demanda												
8	Ordenada en origen función de demanda												
9													
10	Generación (MW)												
11	Demanda (MW)												
12	Precio (EUR/MWh)												
	Screenshot	1-->2	2-->3	3-->4	4-->5	5-->1	1-->4						
15	Potencia circulante sin límite de capacidad (MW)												
16	Capacidad de la interconexión (MW)												
17	Potencia por la interconexión (MW)												
18													
19	Nombre												
20	Día considerado (de 1 a 365)												
21	Día considerado (día y mes)												