

# e-network 2019

Nuestro agradecimiento a:

ashurst



ENERTRADE



# e-network 2019



# Agenda

15:10 – 17:00	Portugal (Sala 1)
15:15 – 15:30	Mix de generación e interconexiones
15:30 – 15:45	Formación de precios y mecanismos de ajuste
15:45 – 16:00	Funcionamiento del mercado
16:00 – 16:15	Regulación
16:15 – 17:00	Debate y P&R
19:30 – 20:45	Cocktail de recepción
20:45 -	Cena

# Agenda

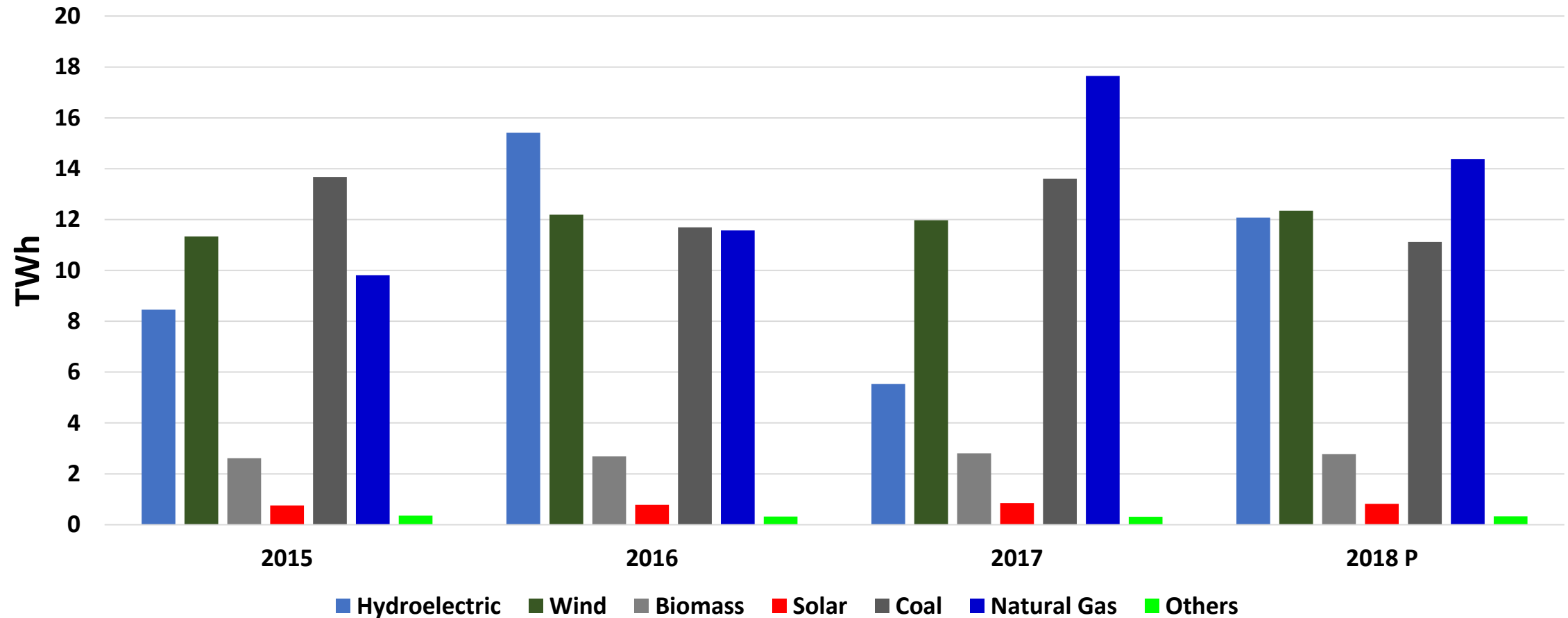
15:10 – 17:00	Portugal (Sala 1)
<b>15:15 – 15:30</b>	<b>Mix de generación e interconexiones</b>
15:30 – 15:45	Formación de precios y mecanismos de ajuste
15:45 – 16:00	Funcionamiento del mercado
16:00 – 16:15	Regulación
16:15 – 17:00	Debate y P&R
19:30 – 20:45	Cocktail de recepción
20:45 -	Cena

# Generation mix and interconnections

João de Jesus Ferreira

# Portugal: Generation mix and interconnections

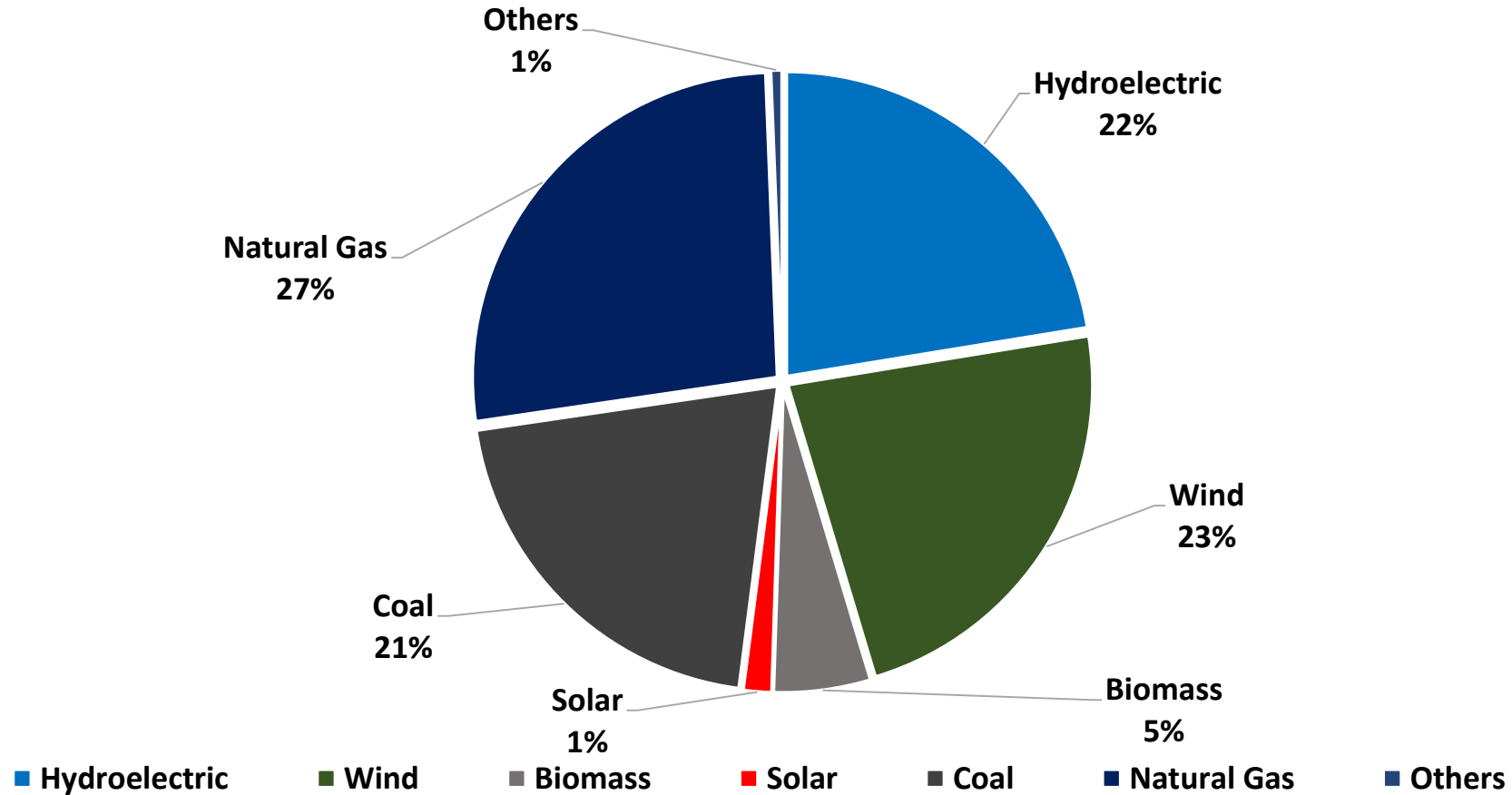
## PRODUCTION STRUCTURE (Electric Power)



Source: REN - Redes Energéticas Nacionais

# Portugal: Generation mix and interconnections

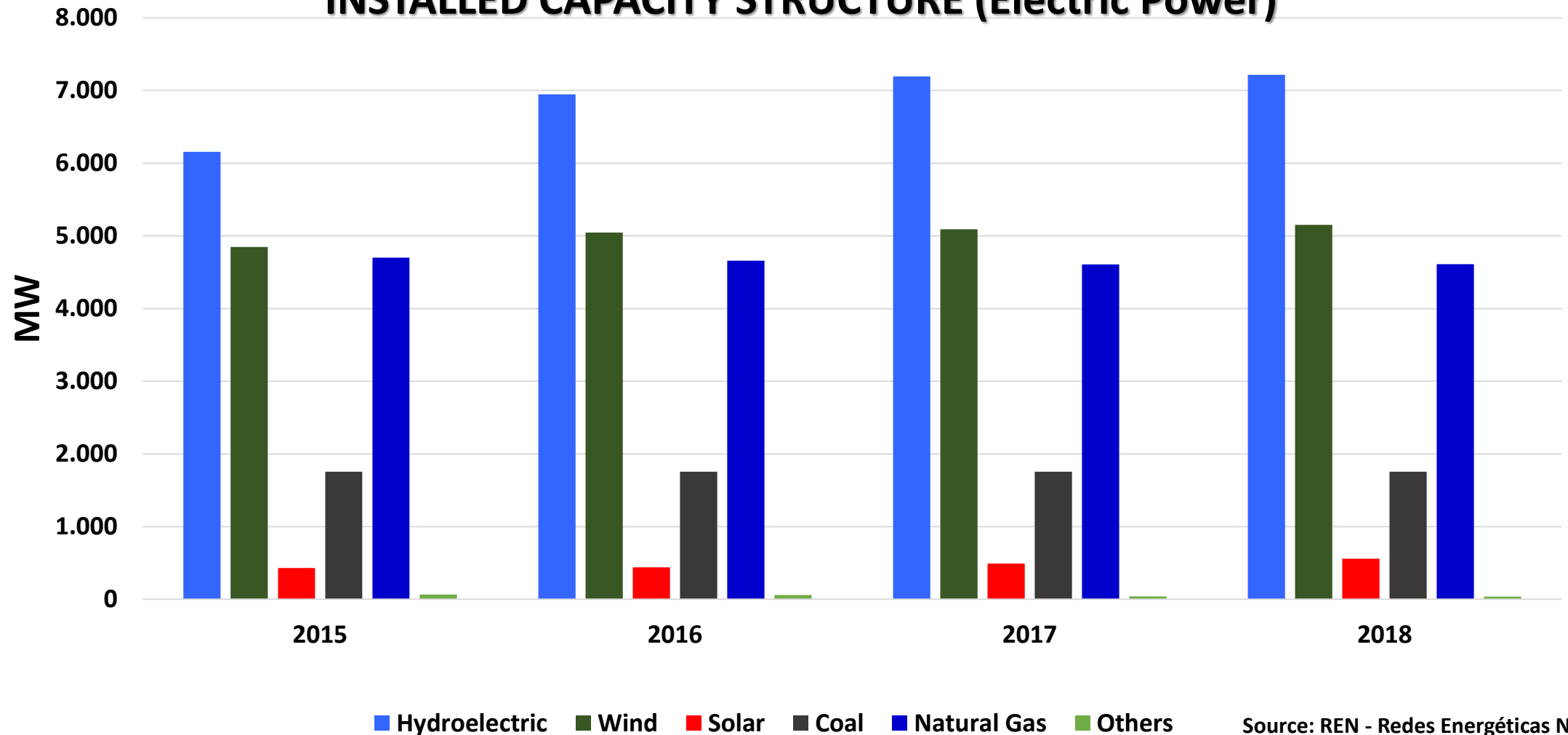
## PRODUCTION STRUCTURE (Electric Power) 2018



Source: REN - Redes Energéticas Nacionais

## Portugal: Generation mix and interconnections

### INSTALLED CAPACITY STRUCTURE (Electric Power)



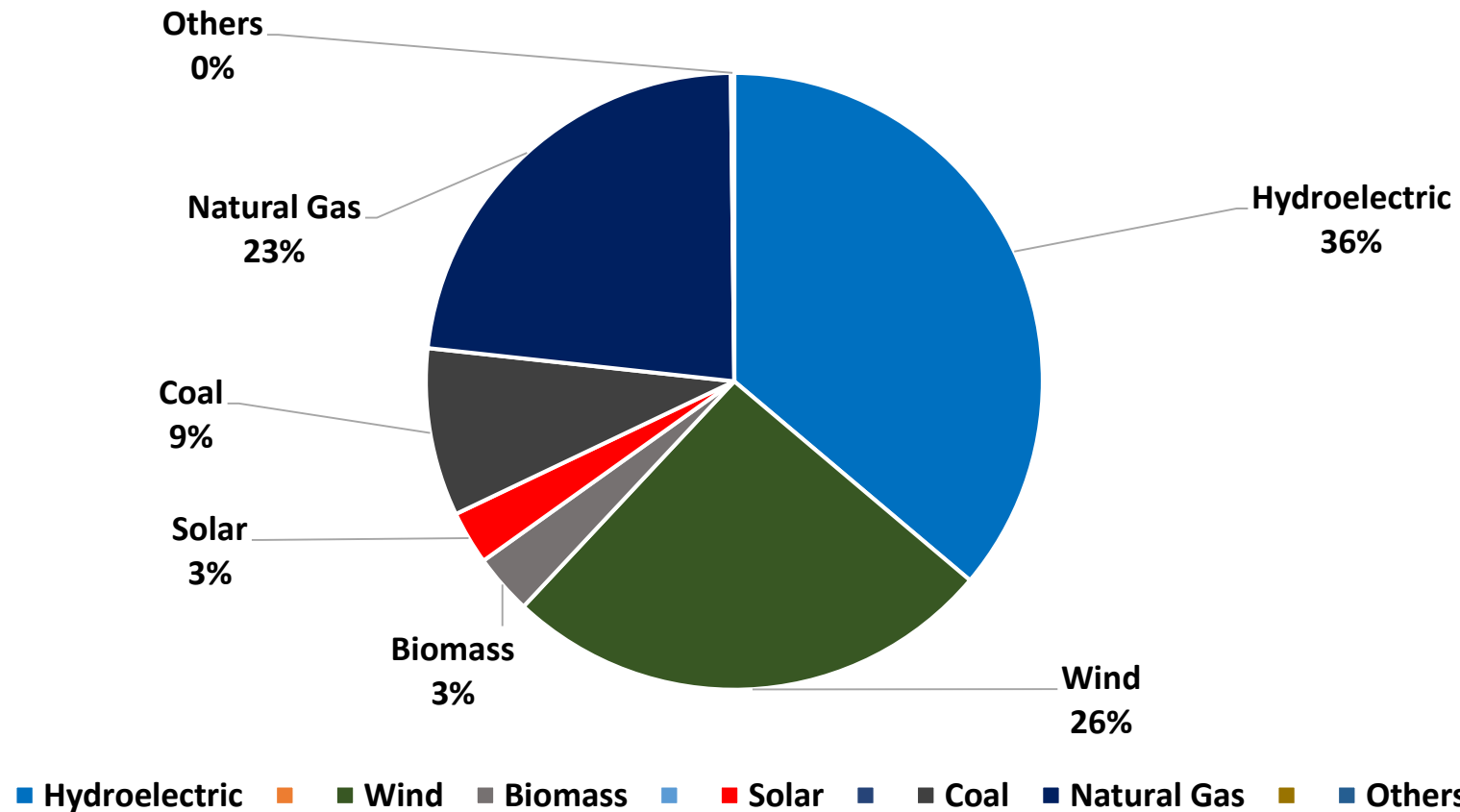
Source: REN - Redes Energéticas Nacionais



## Portugal: Generation mix and interconnections

### INSTALLED CAPACITY STRUCTURE (Electric Power)

#### 2018



Source: REN - Redes Energéticas Nacionais

	2015	2016	2017	2018
<b>MAXIMUM REQUIRED CAPACITY (MW)</b>	<b>8 618</b>	<b>8 142</b>	<b>8 771</b>	<b>8 794</b>
<b>MINIMUM REQUIRED CAPACITY (MW)</b>	<b>4 851</b>	<b>4 814</b>	<b>5 115</b>	<b>5 091</b>
<b>TOTAL INSTALLED CAPACITY (MW)</b>	<b>18 563</b>	<b>19 518</b>	<b>19 800</b>	<b>19 953</b>
<b>RENEWABLES</b>	<b>12 045</b>	<b>13 046</b>	<b>13 397</b>	<b>13 552</b>
Hydroelectric	6 156	6 946	7 193	7 215
Mini-Hydroelectric	418	423	425	425
Wind	4 846	5 046	5 090	5 150
Biomass	614	615	624	628
Cogeneration	353	353	351	356
Solar	429	439	490	559
<b>NON-RENEWABLES</b>	<b>6 519</b>	<b>6 473</b>	<b>6 397</b>	<b>6 401</b>
Coal	1 756	1 756	1 756	1 756
Natural Gas	4 698	4 657	4 607	4 609
Cogeneration	869	828	778	779
Others	65	60	40	36
Cogeneration	52	47	27	23

Source: REN - Redes Energéticas Nacionais

## Portugal: Generation mix and interconnections

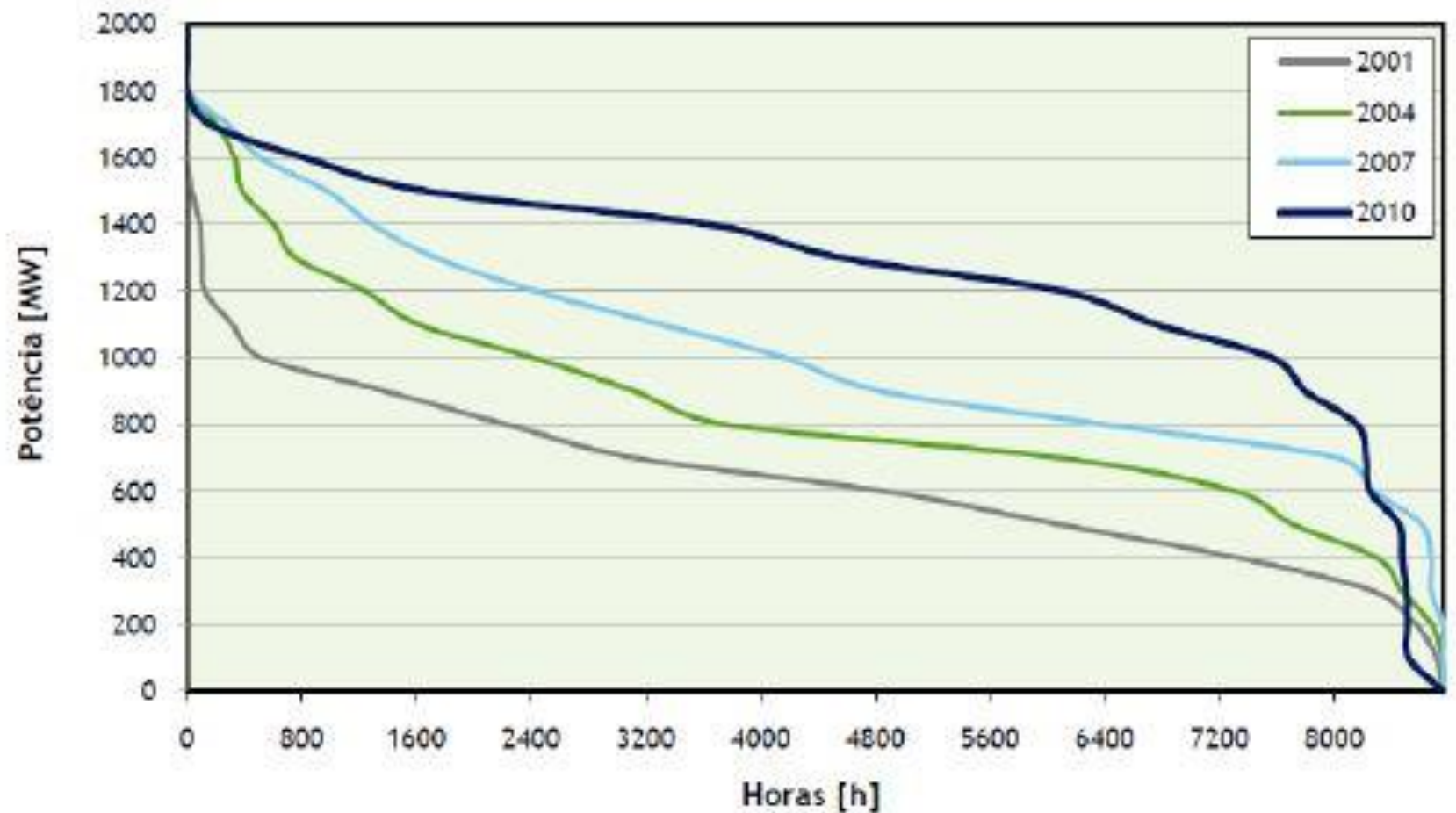
Interconnections capacity between Portugal and Spain (3200MW) and between Spain and France (2700MW) or Morocco (900MW).



Source: REE - Rede Elétrica de Espanha

## Portugal: Generation mix and interconnections

Distribution of commercial interconnections capacities available in the daily market between Portugal and Spain with the electrical network and the producer system limitations.



Source: Carlos de Matos Cardoso

Portugal: Generation mix and interconnections

**Obrigado pela vossa atenção**

**[jesus.ferreira@jesusferreira.pt](mailto:jesus.ferreira@jesusferreira.pt)**

# Agenda

15:10 – 17:00	Portugal (Sala 1)
15:15 – 15:30	Mix de generación e interconexiones
<b>15:30 – 15:45</b>	<b>Formación de precios y mecanismos de ajuste</b>
15:45 – 16:00	Funcionamiento del mercado
16:00 – 16:15	Regulación
16:15 – 17:00	Debate y P&R
19:30 – 20:45	Cocktail de recepción
20:45 -	Cena

# Formación de precios y mecanismos de ajuste

Jaume Blasco Busquets

Director de Gestión de la Energía en Audax Renovables

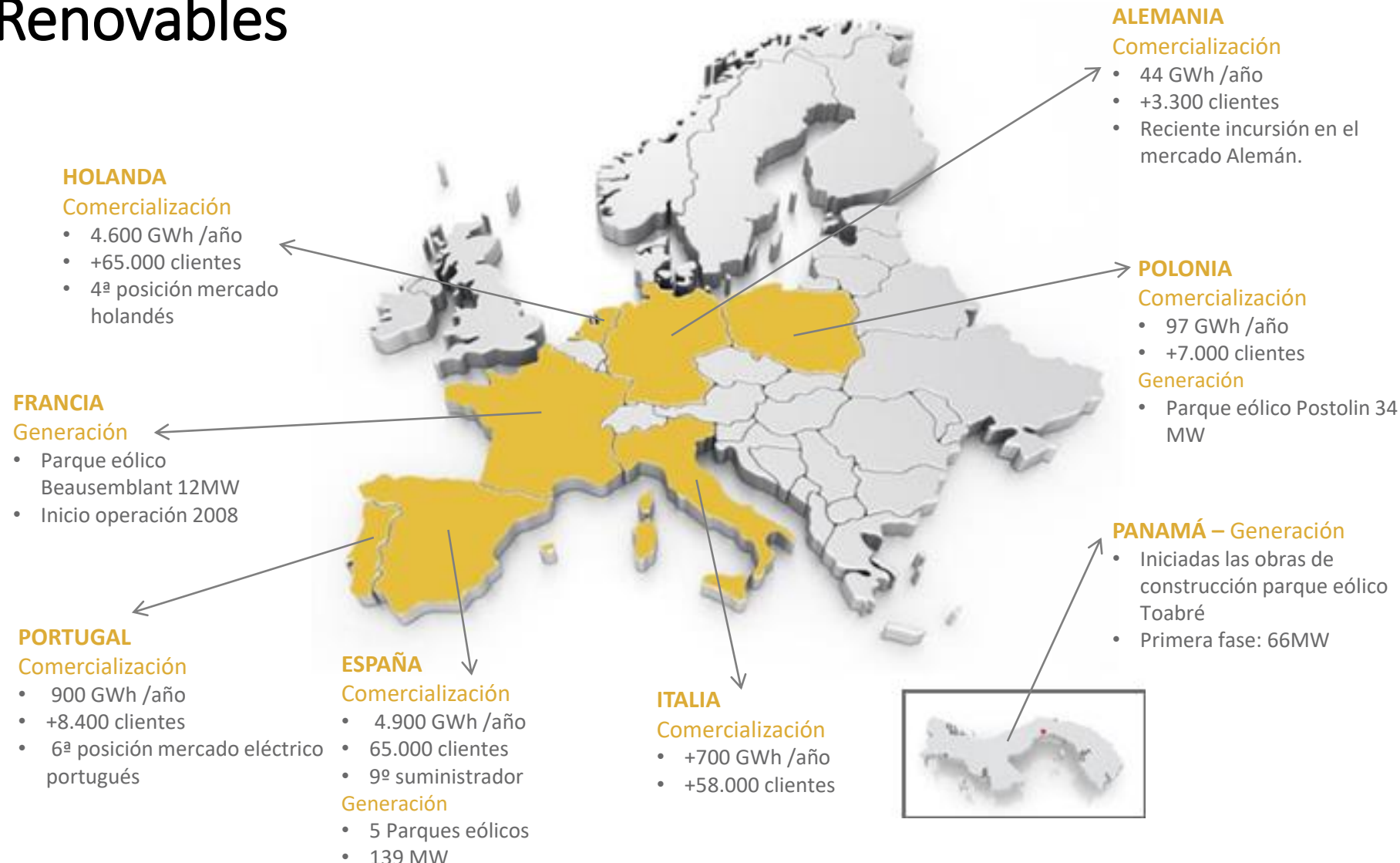
# Audax Renovables

Audax Renovables es una de las principales compañías del sector energético nacional.

Sus actividades principales se centran en la comercialización de energía eléctrica y gas y en la generación de electricidad 100% renovable.

Una compañía en crecimiento que está presente en 8 países, con una plantilla de más de 500 empleados y que genera una cifra de negocio de más de 1.200 millones de euros.

Audax Renovables es una empresa independiente que cotiza en Bolsa










# Índice

1. Componentes del precio de la energía
2. Coste de Materia Prima
3. Perfiles y periodos tarifarios
4. Mecanismos de ajuste
  1. Desvíos y Costes del Sistema
  2. Pérdidas y Factor de Adecuación
5. Peajes de acceso a la red
6. Costes de libre establecimiento

# 1. Componentes del precio de la energía (i)

Todo Comercializador que adquiera energía eléctrica en el Mercado pagará por su abastecimiento de energía un precio horario construido de la siguiente forma:

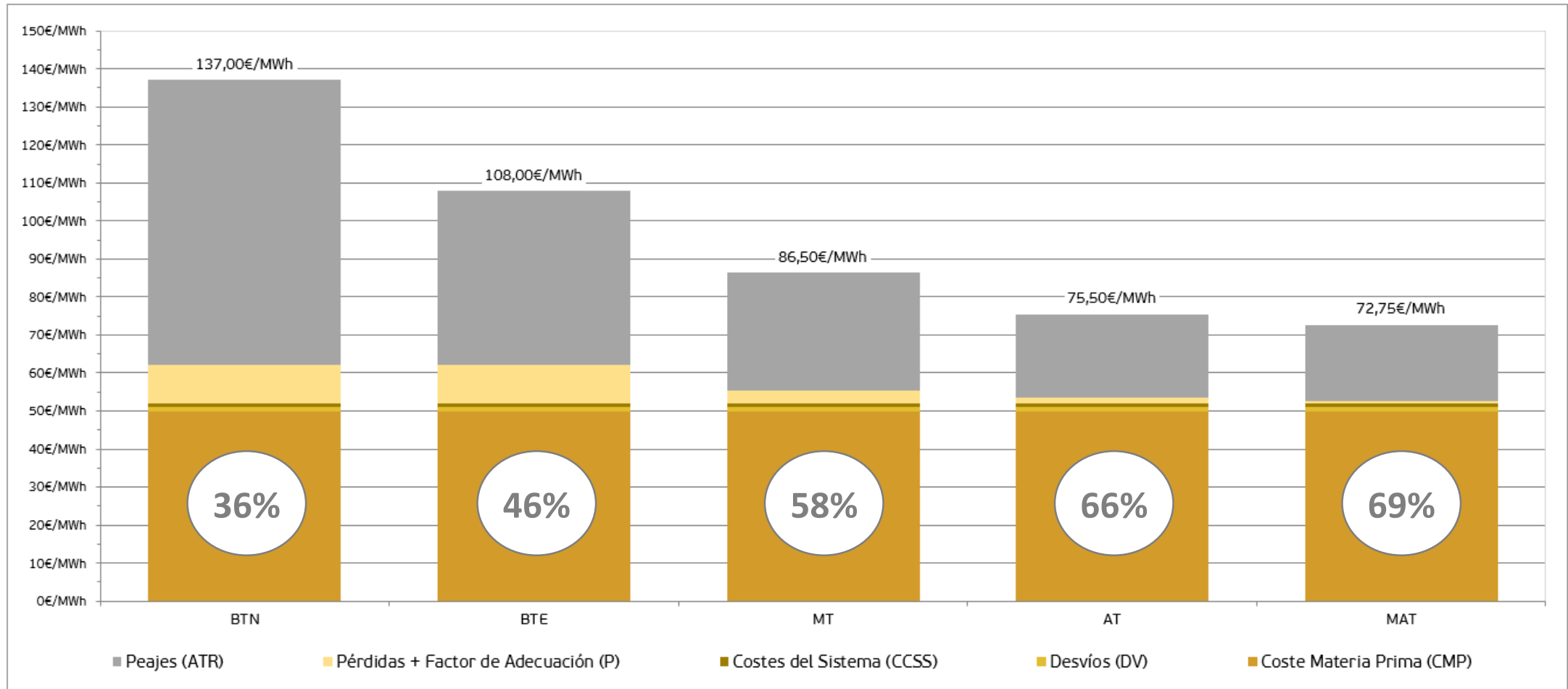
$$\text{Precio Energía}_h = (\text{CMP}_h + \text{DV}_h + \text{CCSS}_h) \times (1 + \text{P}_h) + \text{ATR Energía}_h$$

-  • **CMP:** coste horario de adquisición de la energía eléctrica física (Materia Prima) en el Mercado.
-  • **CCSS:** coste horario de los servicios de ajuste del sistema (Serviços de Sistema) gestionados por REN.
-  • **DV:** coste horario de los Desvíos, por la diferencia entre la previsión y el consumo real.
-  • **P:** las Pérdidas de Red (Perdas) más el Factor de Adecuación para la baja tensión (Fator de Adequação).
-  • **ATR Energía:** el término de energía de las tarifas de Acceso de Terceros a la Red según regulación.

El precio final a abonar por el consumidor (Precio de Venta) podrá construirse de forma libre a partir de la expresión anterior añadiendo aquellos costes de libre establecimiento que el Comercializador considere oportunos para cubrir sus riesgos, costes y margen comercial.

El Precio de Venta podrá ser en modalidad de precios fijo, precio indexado a OMIE (pass-through o pass-pool) u opciones mixtas.

# 1. Componentes del precio de la energía (ii)

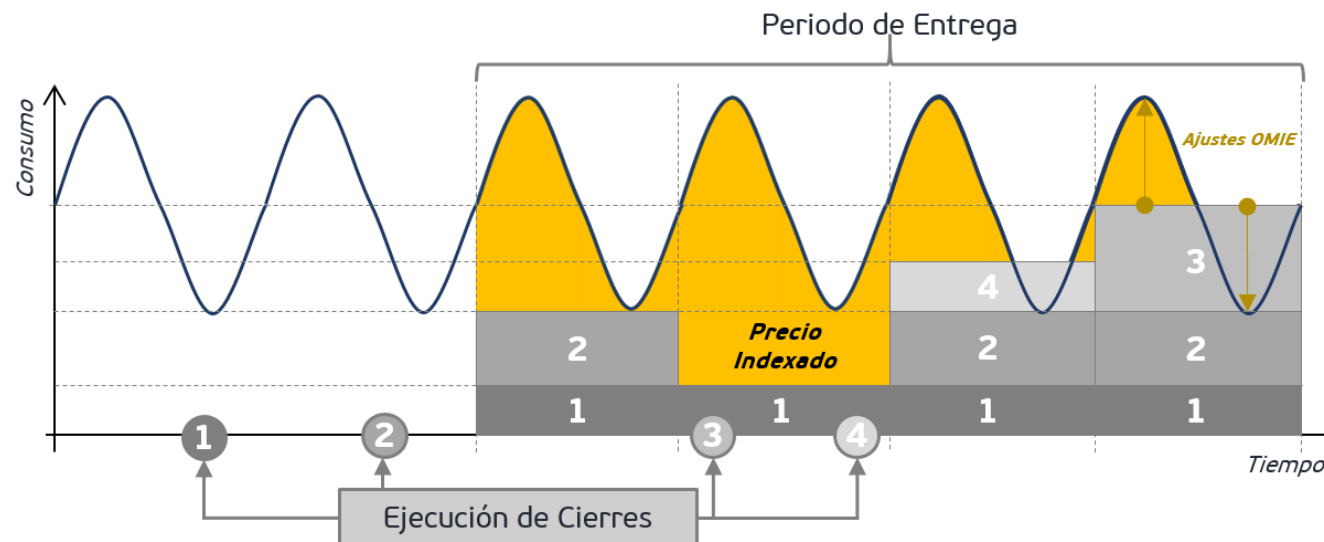


## 2. Coste de Materia Prima (i)

El coste de adquisición de la energía física vendrá dado como resultado de la operación en el mercado spot OMIE. Adicionalmente podrán establecerse acuerdos bilaterales o PPAs (físicos o financieros) con productores u otros agentes de mercado.

El precio horario de OMIE podrá garantizarse mediante la adquisición de coberturas banda base en los distintos mercados de futuros (p.e. OMIP).

El CMP será el resultado de todas las operaciones de abastecimiento.



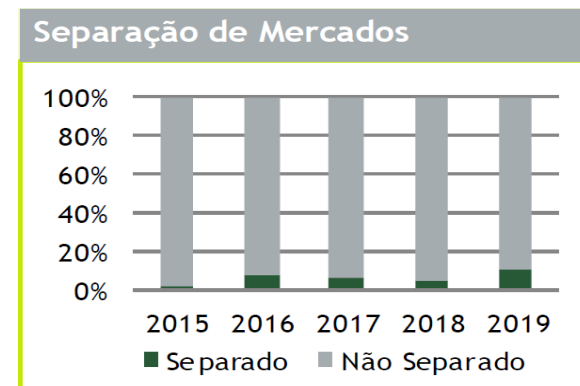
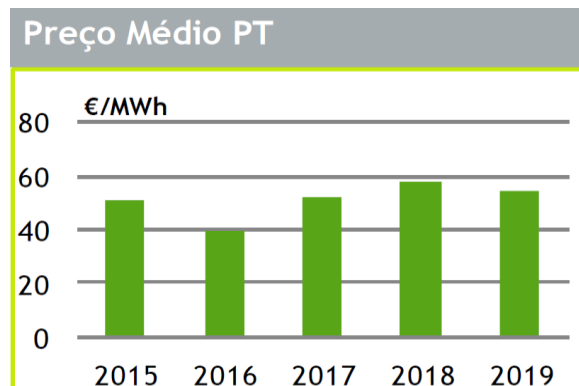
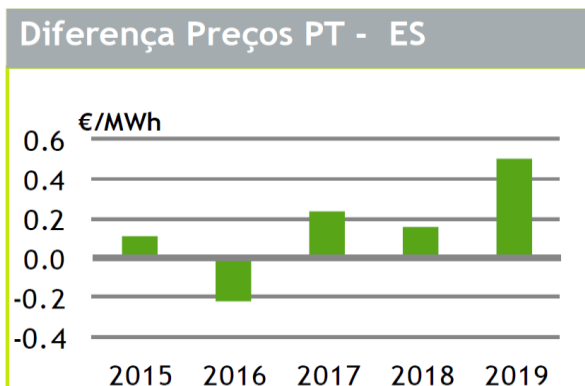
## 2. Coste de Materia Prima (ii)

	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Preço Mercado Diário [€/MWh]</b>					
Preço Médio					
<b>MIBEL PT</b>	<b>50.4</b>	<b>39.4</b>	<b>52.5</b>	<b>57.5</b>	<b>54.3</b>
MIBEL ES	50.3	39.7	52.2	57.3	53.8
França	38.5	36.7	45.3	50.2	44.9
<b>Preço Ponderado</b>					
<b>MIBEL PT</b>	<b>51.2</b>	<b>40.1</b>	<b>53.2</b>	<b>57.6</b>	<b>54.7</b>
MIBEL ES	51.7	40.8	53.6	58.0	54.9

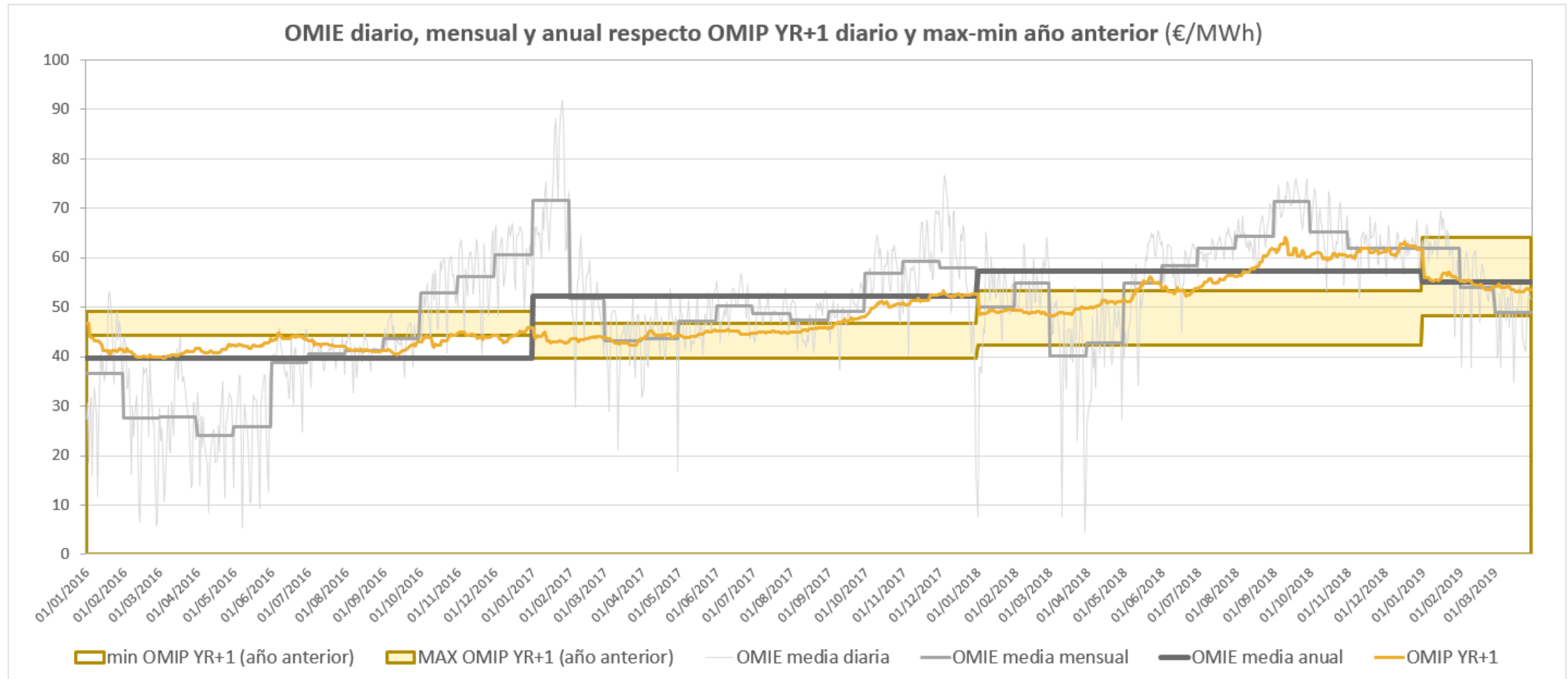
\*fuente: informe anual REN – abril 2019

El precio del mercado OMIE para España y Portugal son idénticos en la mayoría de horas.

Al “compartir” subyacente, los acuerdos de cobertura de precios formalizados en uno u otro país son “intercambiables”.



## 2. Coste de Materia Prima (iii)

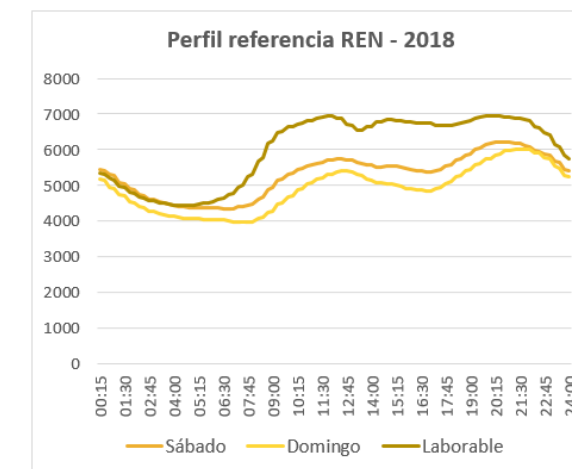
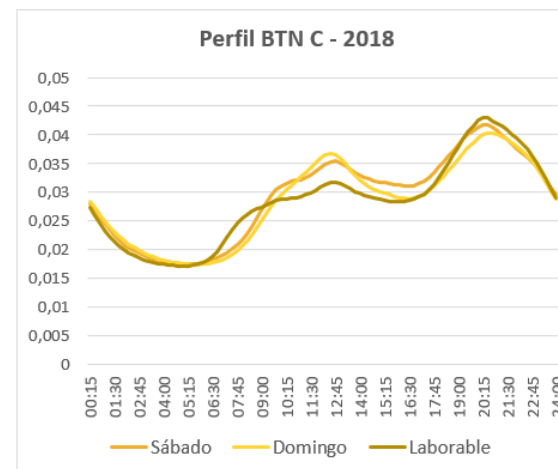
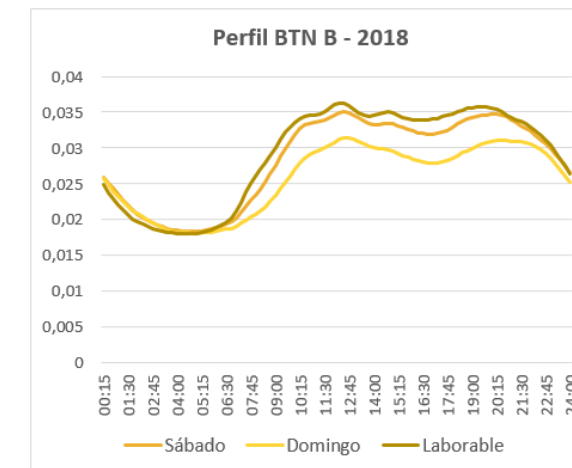
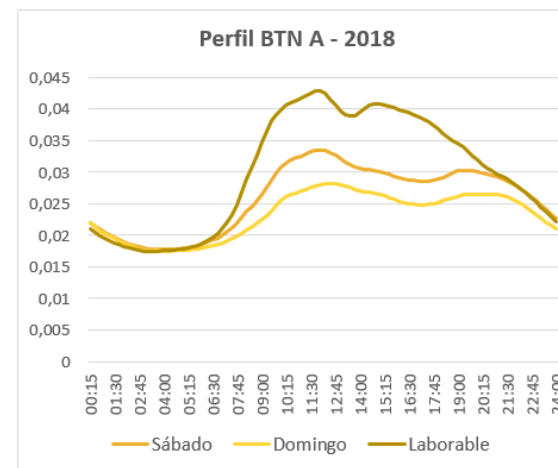


### 3. Perfiles y periodos tarifarios (i)

Anualmente ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) publica perfiles cuarto-horarios de consumo para el año siguiente.

Estos perfiles (A, B y C) aplican a los suministros BTN no teledidos según sea su potencia contratada y su consumo anual.

Para el resto de tarifas (BTE, MT, AT y MAT) los suministros son teledidos por lo que el comercializador deberá estimar un perfil de consumo que se ajuste a la realidad de sus clientes objetivo en el momento de prefilar el CMP.



### 3. Perfiles y periodos tarifarios (ii)

Existen múltiples distribuciones de periodos tarifarios en función de la tarifa de acceso, del sistema de contaje y de la elección del propio consumidor.

Los periodos tarifarios son Ponta, Cheia, Vazio y Super Vazio.

Periodos tarifarios		BTN <= 20,7 kVA	BTN > 20,7 kVA	BTE	MT	AT	MAT
Número de periodos	Simple (1P)	x					
	Bi-horario (2P)	x					
	Tri-horario (3P)	x	x				
	Tetra-horario (4P)			x	x	x	x
Ciclo	Diario	x	x	x	x	x	x
	Semanal sem feriados	x	x	x	x	x	x
	Semanal con feriados	x	x	x	x	x	x
	Semanal opcional sem feriados				x	x	x
	Semanal opcional con feriados				x	x	x



## 4. Mecanismos de ajuste

### 4.1 Desvíos y Costes del Sistema

Los Desvíos y los Costes del Sistema son el resultado de los distintos mecanismos de ajuste de los que dispone REN (Redes Energéticas Nacionais) para la gestión de la red de transporte y distribución a través de la generación.

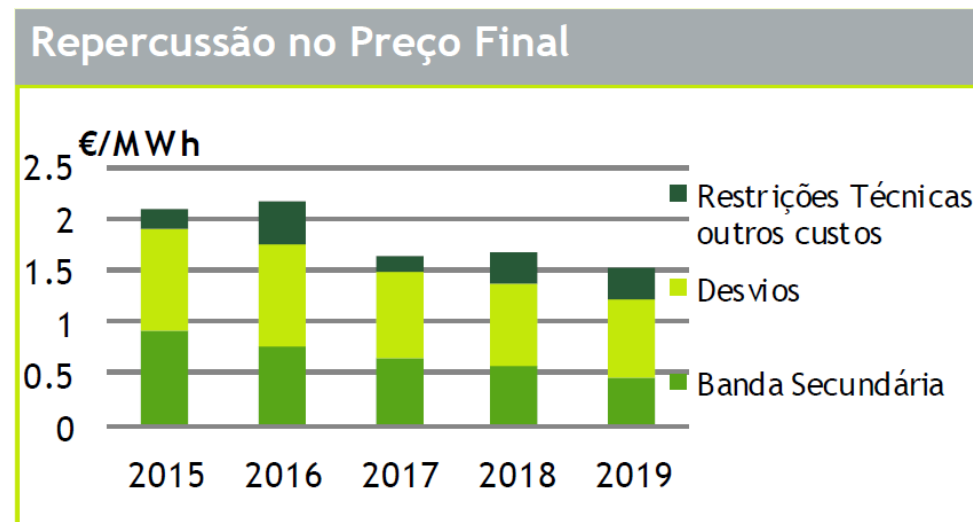
Las liquidaciones de REN incluirán:

- Desvíos por exceso y defecto
- Regulación secundaria (EBR)
  - Banda secundaria (disponibilidad)
  - Energía secundaria movilizada (uso)
- Restricciones técnicas:
  - Mercado diario e intradiario (ER RTPDBF)
  - Tiempo real (ER RTTR)

Dichos conceptos serán objeto de tres liquidaciones ordinarias (M+1, M+3 y M+9).

Sobrecusto [€/MWh]	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Banda Secundária</i>	0.93	0.76	0.63	0.57	0.45
<i>Restrições Técnicas, outros custos</i>	0.18	0.39	0.15	0.32	0.31
<i>Desvios</i>	0.98	1.00	0.83	0.80	0.78
Sobrecusto (% preço MD)	4%	5%	3%	3%	3%

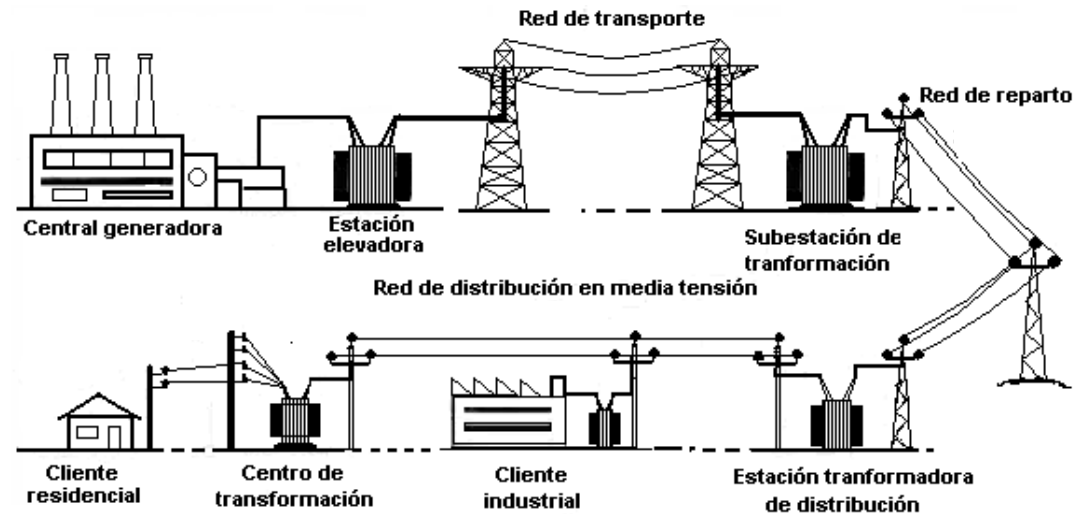
\*fuente: informe anual REN – abril 2019



## 4. Mecanismos de ajuste

### 4.2 Pérdidas y Factor de Adecuación (i)

Anualmente, ERSE publica perfiles cuarto-horarios de pérdidas para distintos niveles de tensión para el año siguiente. Las pérdidas son “acumulativas” de un nivel a otro.



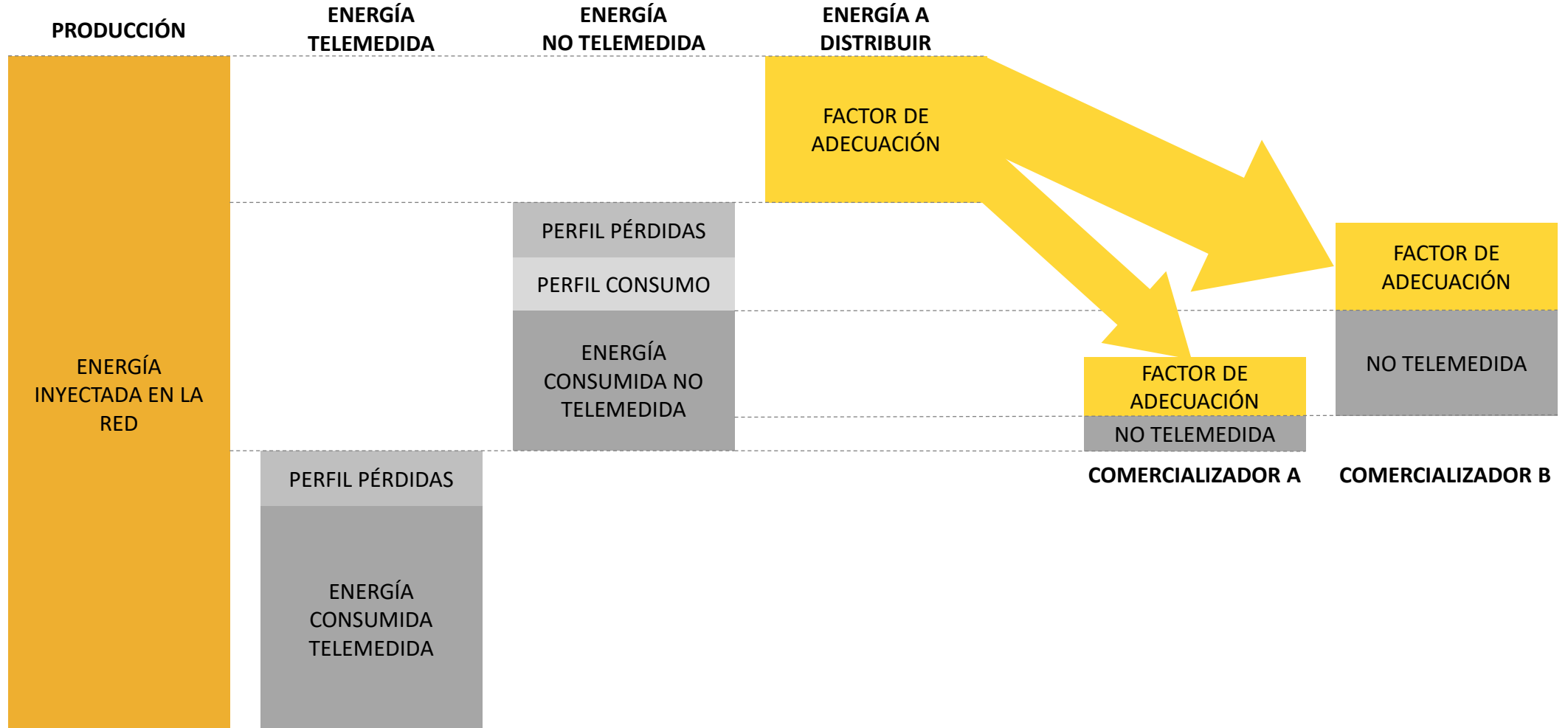
Estos perfiles aplican a todos los suministros, ya sean teledados o no, y no se modifican a lo largo del año.

Para su ajuste a la realidad se utiliza el Factor de Adecuación. El Factor de Adecuación ajusta el perfil de pérdidas y reparte el déficit de energía entre los consumidores no teledados (BTN).

Se presenta como porcentaje cuarto-horario. El volumen de energía asignado a cada comercializador dependerá del volumen de energía no teledada gestionada por el mismo.

## 4. Mecanismos de ajuste

### 4.2 Pérdidas y Factor de Adecuación (ii)



## 5. Peajes de acceso a la red

Anualmente, ERSE publica los peajes de acceso en función de la tarifa de acceso, número de periodos, ciclo y (en el caso de BTN) potencia contratada.

- **Término de potencia:**
  - **BTN:** precio diario (€/día) en función de la potencia contratada “P”.
  - **BTE:** precio diario por kW (€/kW y día). Distingue entre potencia contratada y potencia en horas punta.
- **Término de energía:**
  - Precio unitario por periodo tarifario (€/MWh) aplicable a la totalidad del consumo medido en punto frontera.
  - En el caso de las tarifas BTE, MT, AT y MAT se distinguen peajes distintos para Q1-Q3 y Q2-Q4 respectivamente.

## 6. Costes de libre establecimiento (ii)

El Comercializador puede añadir a los precios distintos conceptos con el objetivo de reducir sus riesgos, cubrir sus costes y obtener su margen comercial (Costes de libre establecimiento):

- **Primas de riesgo asociadas al consumo**
  - Prima de posición abierta.
  - Prima de volatilidad de consumo.
- **Primas de riesgo asociadas al mercado**
  - Prima de volatilidad de OMIE.
  - Prima de volatilidad de los mercados de futuros.
  - Prima de liquidez de los mercados de futuros.
- **Primas de riesgo asociadas a la operación del Sistema**
  - Prima de volatilidad de los CCSS.
  - Primas de reliquidación de los CCSS.
  - Prima de volatilidad de las Pérdidas.
- **Costes financieros, de estructura, operación y gestión del contrato**
- **Margen comercial**

# GRACIAS POR SU ATENCIÓN

**Jaume Blasco Busquets**

Director de Gestión de la Energía

Tel: 93 482 15 15 Ext.: 1634

[jblasco@audaxrenovables.com](mailto:jblasco@audaxrenovables.com)

[www.audaxrenovables.com](http://www.audaxrenovables.com) / [www.audaxenergia.com](http://www.audaxenergia.com)

# Agenda

15:10 – 17:00	Portugal (Sala 1)
15:15 – 15:30	Mix de generación e interconexiones
15:30 – 15:45	Formación de precios y mecanismos de ajuste
<b>15:45 – 16:00</b>	<b>Funcionamiento del mercado</b>
16:00 – 16:15	Regulación
16:15 – 17:00	Debate y P&R
19:30 – 20:45	Cocktail de recepción
20:45 -	Cena

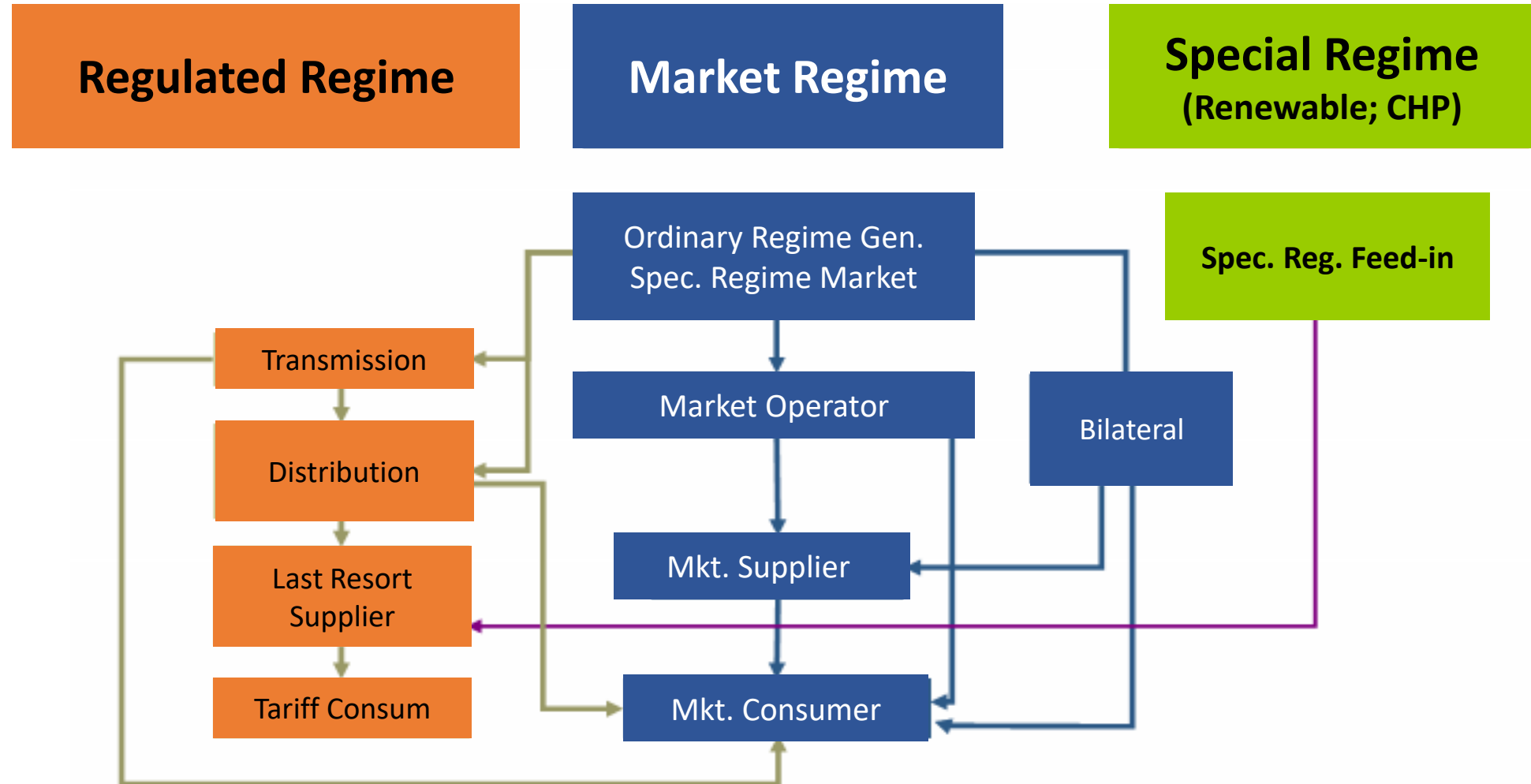
# Portugal

## Funcionamiento del Mercado

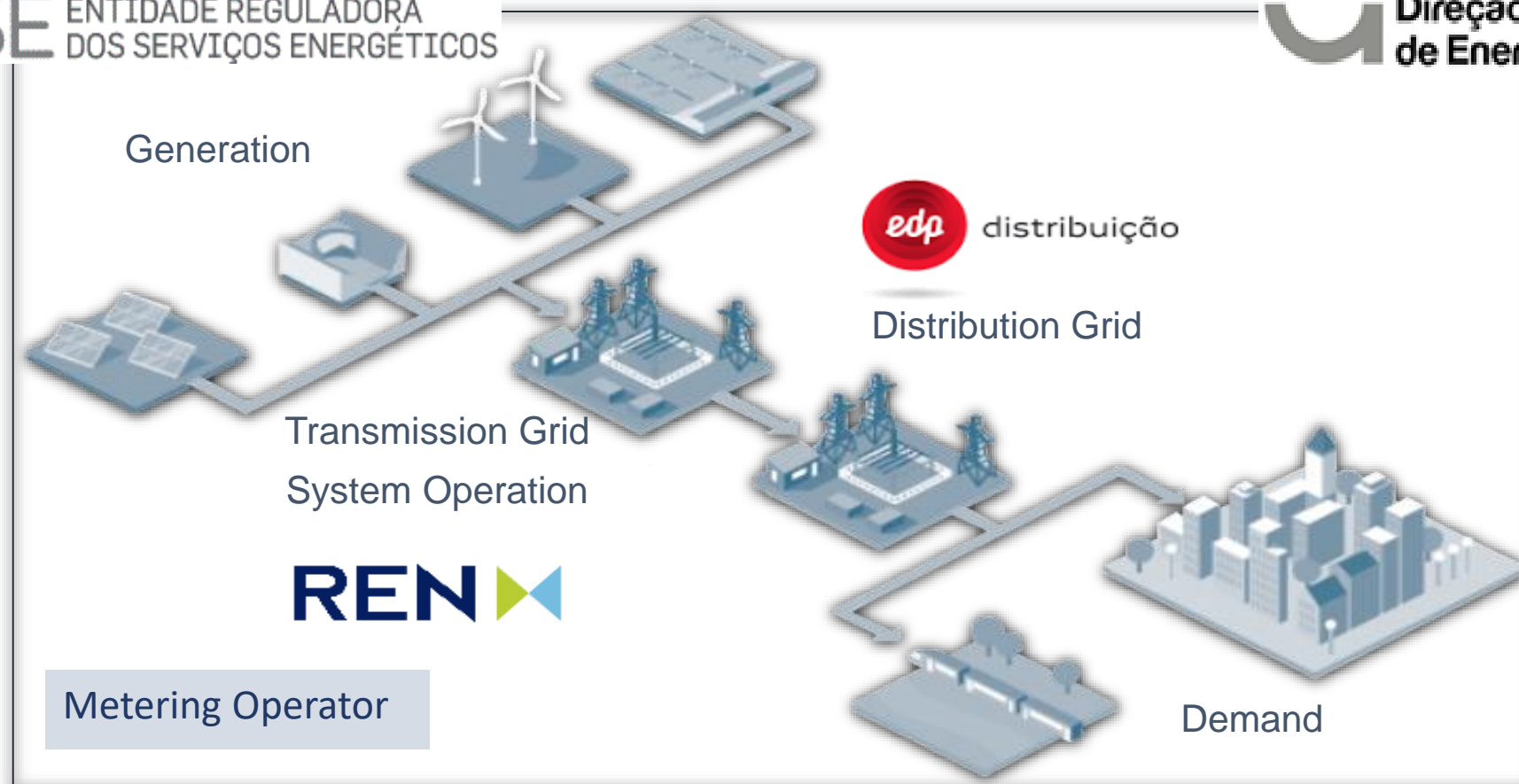
Jorge Simão  
COO - OMIP



# Electricity Market Organization



# Main Institutional and infrastructure Players



# MIBEL

The Iberian Electricity Market (MIBEL) is a joint initiative of the Portuguese and Spanish Governments to establish a regional market

## Objectives:

- ⊕ Integration of PT and ES electricity markets
- ⊕ Principles of transparency, free competition, objectivity, liquidity, self-financing and self-organization of markets, economic efficiency




**Day-Ahead and Intraday Market Operator** of the wholesale power Market for the whole Iberian Peninsula

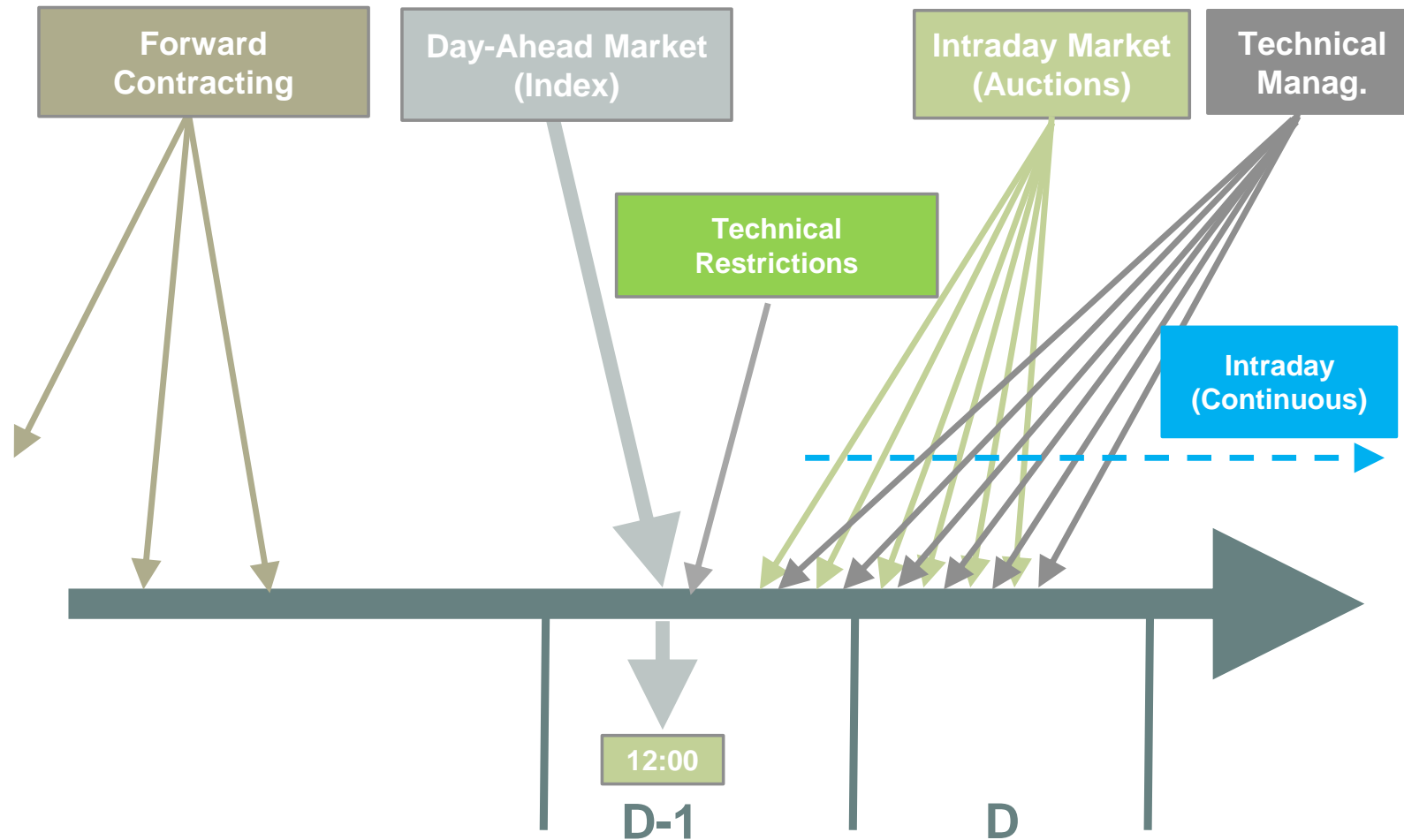


**Regulated Market Operator (MIFID II)** – reference trading platform for power and natural gas products (standard and solar profiles), offering a 7 Year curve (futures, forwards, swaps, options, FTR)



**Clearinghouse and CCP** – central counterparty, clearing, risk management and settlement for power and gas contracts traded at OMIP

# Market Segments



# El Mercado a Plazo



## Futuros



*Financial / Physical*

- 3-10 Días
- 1-2 Weekends
- 3 Semanas
- 6 Meses
- 7 Trimestres
- 7 Años

*Carga Base (24h)*

## Futuros



*Financial / Physical*

- 3-10 Días
- 1-2 Weekends
- 3 Semanas
- 6 Meses
- 7 Trimestres
- 7 Años

*Carga Base (24h) +  
Carga Pico (12h)*

## Options on Futures



*Financial*

- 2 Meses
- 2 Trimestres
- 4 Años

*Base Load (24h)*

## FUTUROS SOLARES



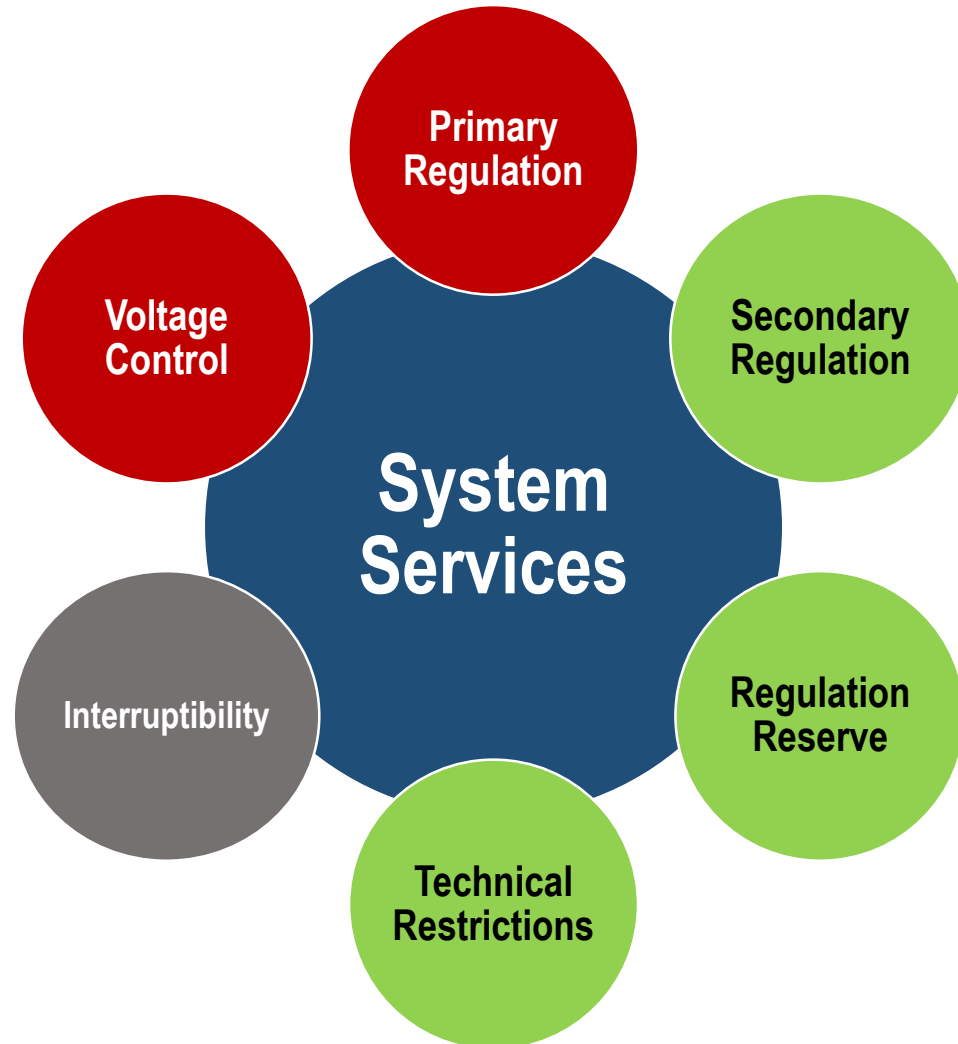
*Financial*



- 3-10 Días
- 1-2 Weekends
- 3 Semanas
- 6 Meses
- 7 Trimestres
- 7 Años

*“Perfil solar”*

# System Services Market

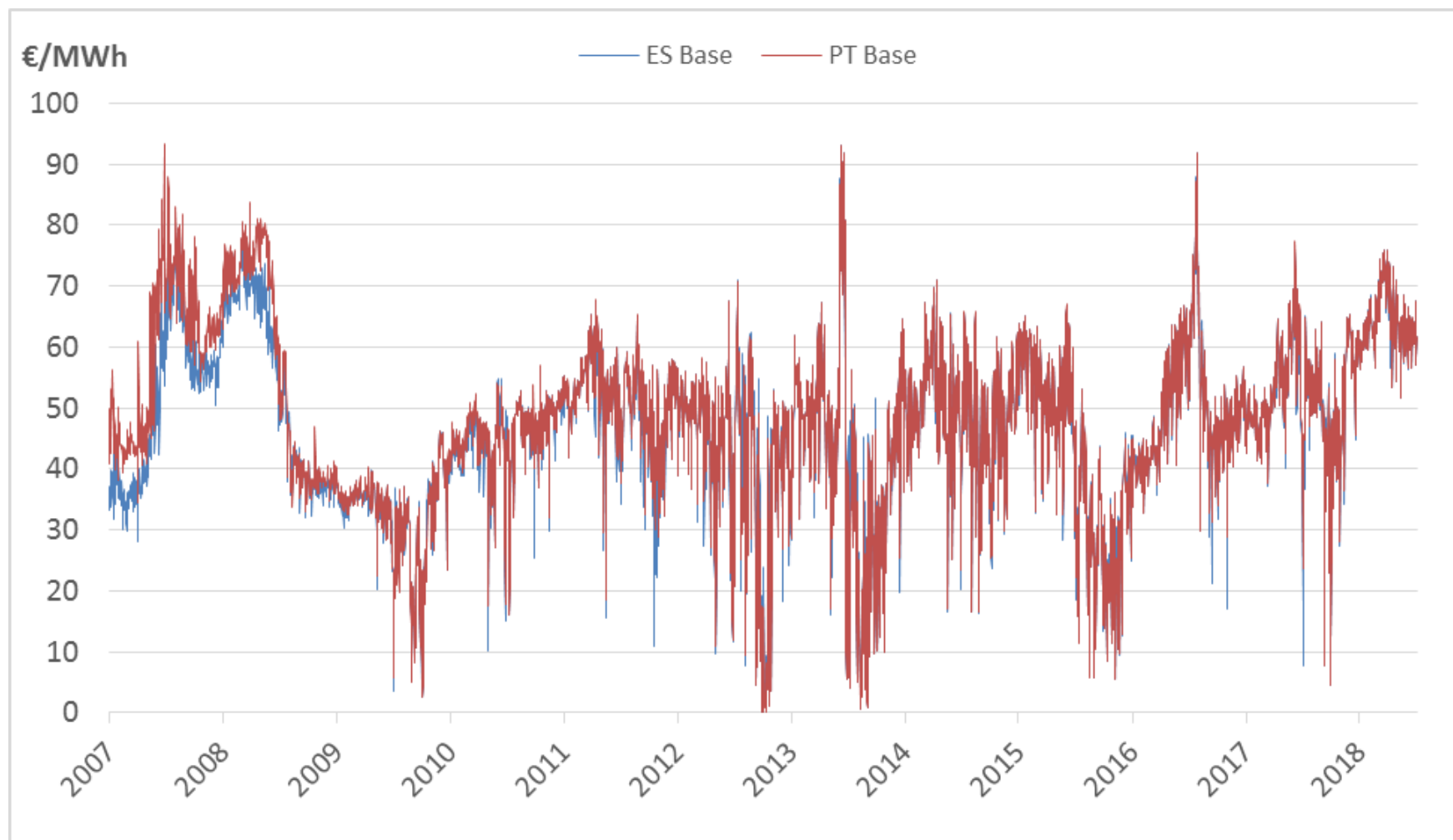


**Mandatory; no remuneration**

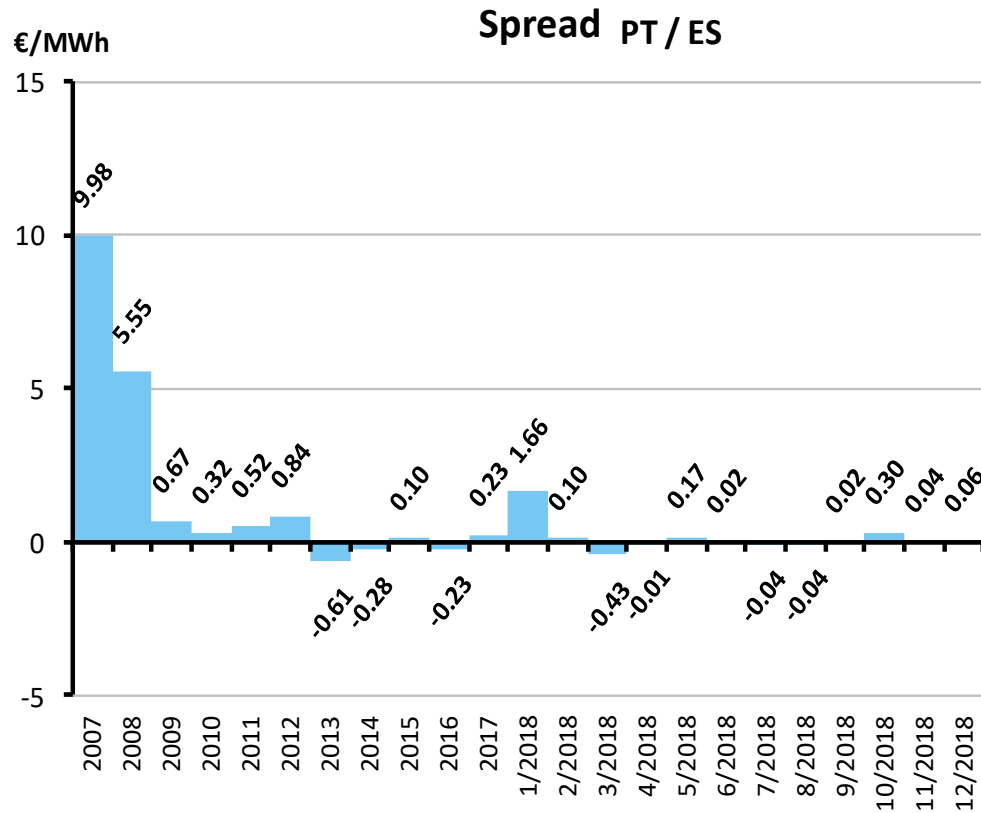
**Mandatory; remunerated**

**Voluntary; remunerated**

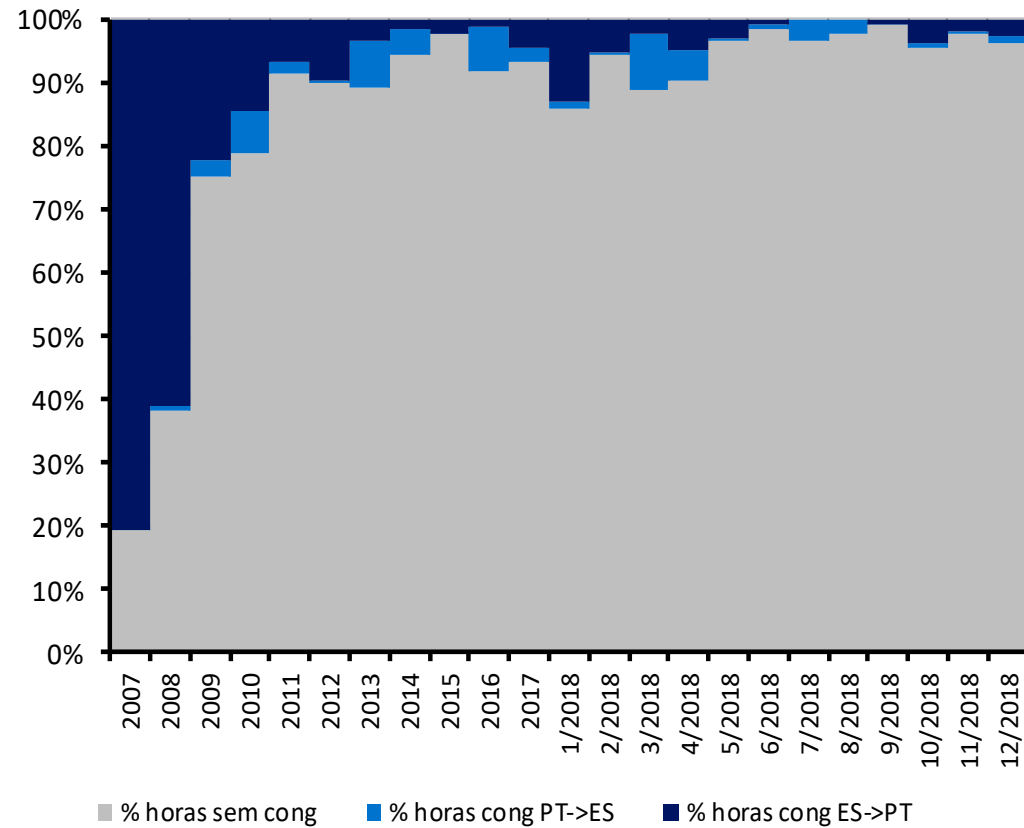
# MIBEL SPEL Index



# PT-ES Price Convergence (Spot)

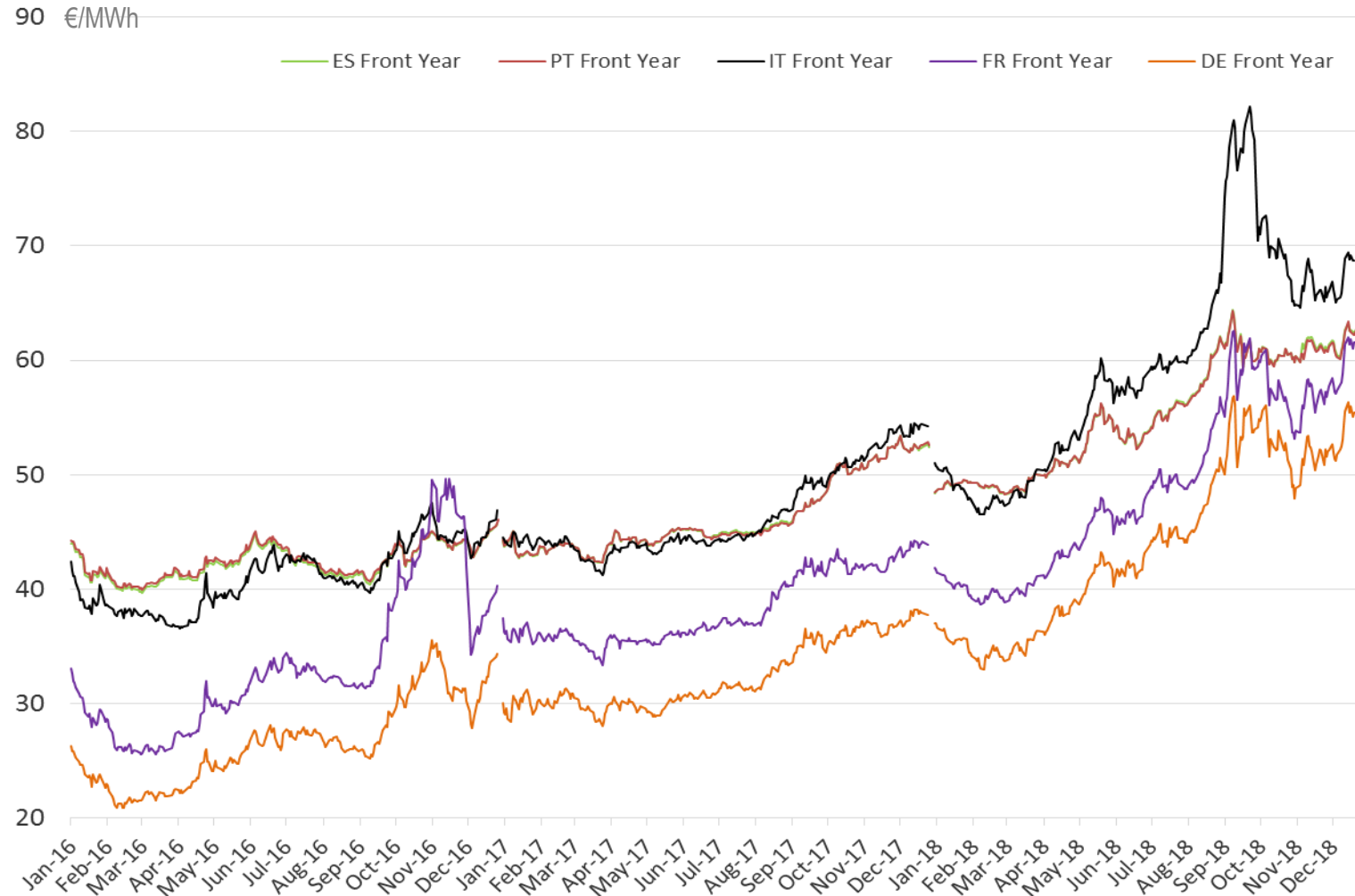


Source: REN

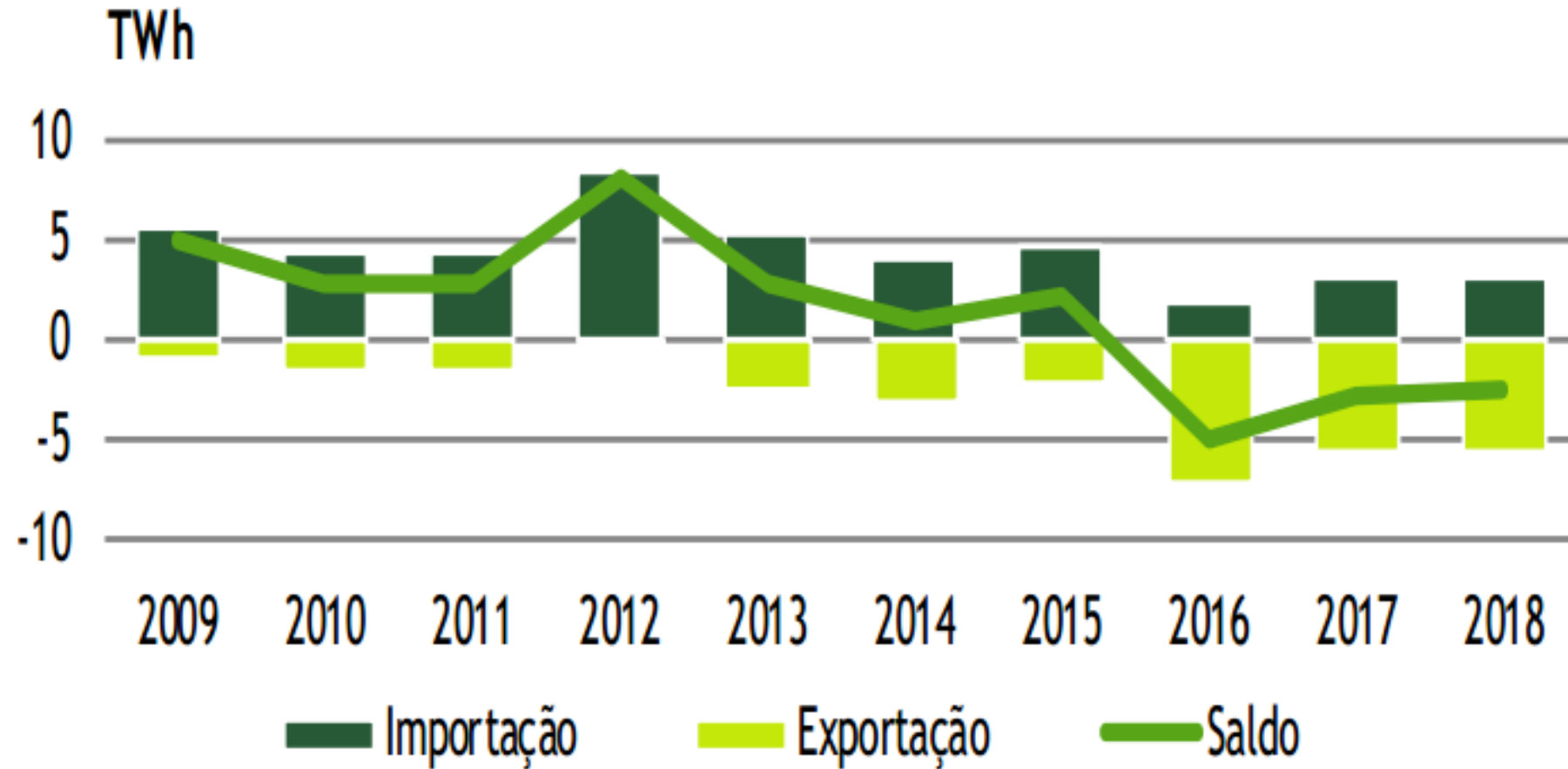




# PT-ES Price Convergence (Futures)



## Interconnection PT-ES



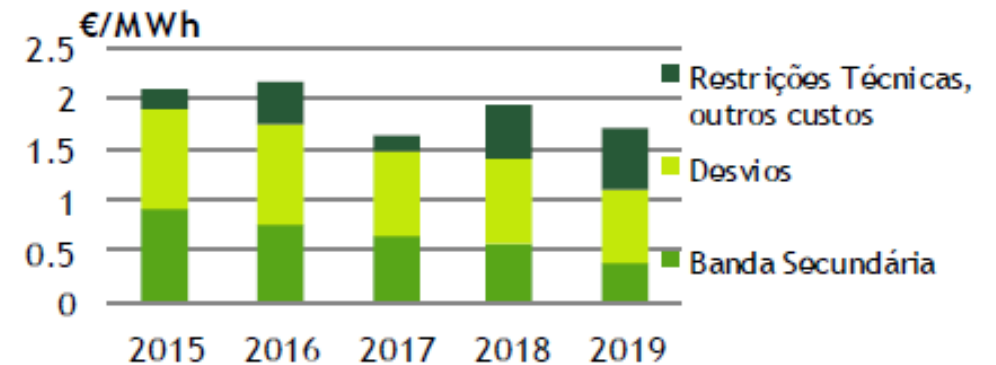
Source: REN

# System Services Costs

Sobrecusto [€/MWh]	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Banda Secundária</i>	0.93	0.76	0.63	0.57	0.39
<i>Restrições Técnicas, outros custos</i>	0.18	0.39	0.15	0.56	0.61
<i>Desvios</i>	0.98	1.00	0.83	0.82	0.72
<b>Sobrecusto (% preço MD)</b>	4%	5%	3%	3%	3%

Source: REN

## Repercussão no Preço Final



# Thank You For Your Attention

Jorge.simao@omip.pt

# Agenda

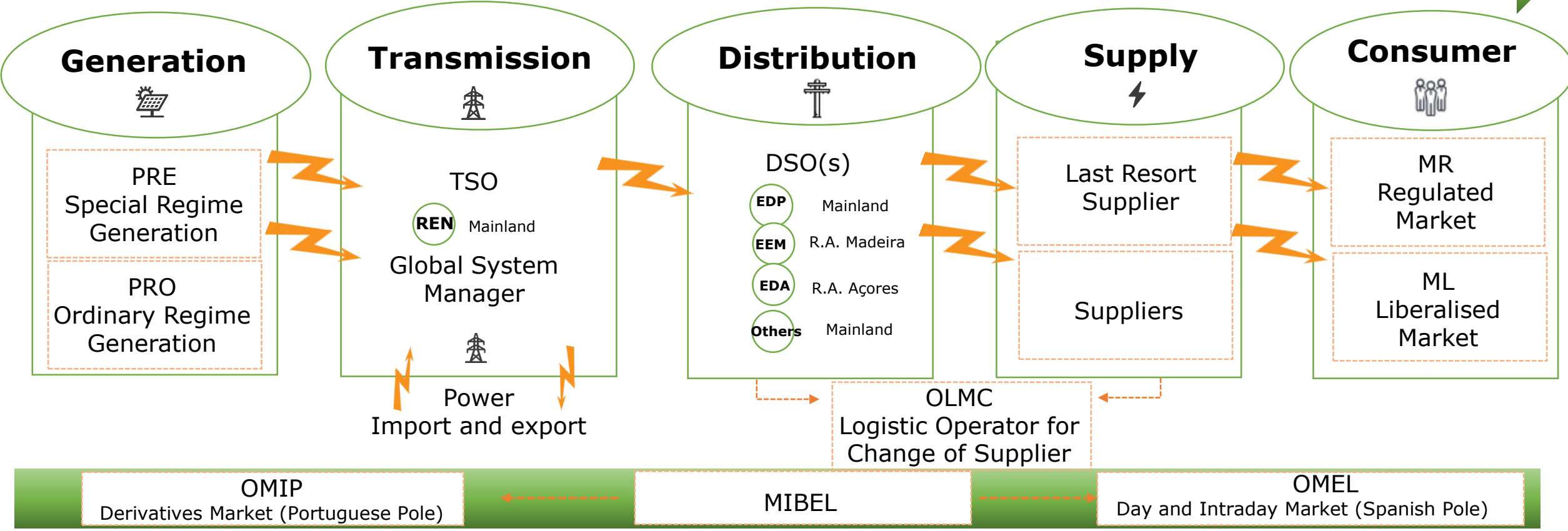
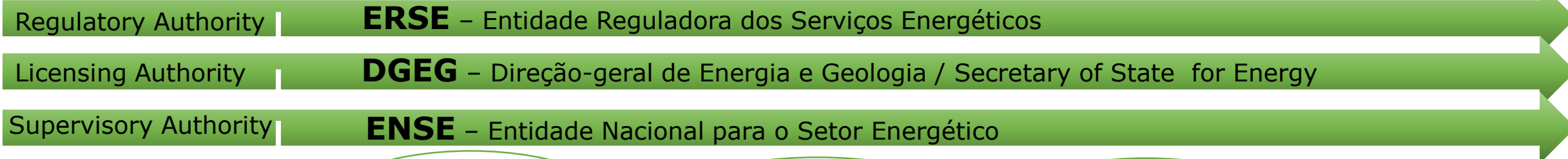
15:10 – 17:00	Portugal (Sala 1)
15:15 – 15:30	Mix de generación e interconexiones
15:30 – 15:45	Formación de precios y mecanismos de ajuste
15:45 – 16:00	Funcionamiento del mercado
<b>16:00 – 16:15</b>	<b>Regulación</b>
16:15 – 17:00	Debate y P&R
19:30 – 20:45	Cocktail de recepción
20:45 -	Cena

# Regulation

Ana Oliveira Rocha

PLMJ Advogados SP, RL

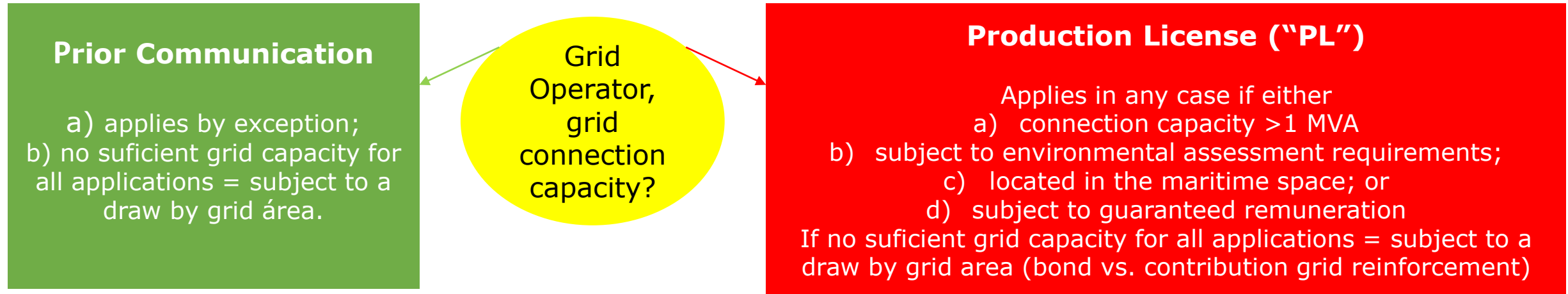
# Portuguese Electricity Sector - The Structure



## Generation (ordinary regime + special regime)

- **Definition of RES:** energy from endogenous renewable resources or combining heat and electricity generation, subject to specific regimes
- **Self-consumption** (UPACs)
  - connection capacity  $\leq$  100% of supply contract capacity;
  - installed capacity above 1 MW general licensing regime DL 172/2006, as amended;
  - installed capacity up to 2x the connection capacity.
- **Small generation** (UPPs)
  - connection capacity  $\leq$  100% of supply contract capacity;
  - up to and incl. 250 Kw, only RES, 1 Tech;
  - for sale of all generated power to the SEN (CUR);
  - energy consumption of at least 50% of the Energy generated by the UPP.

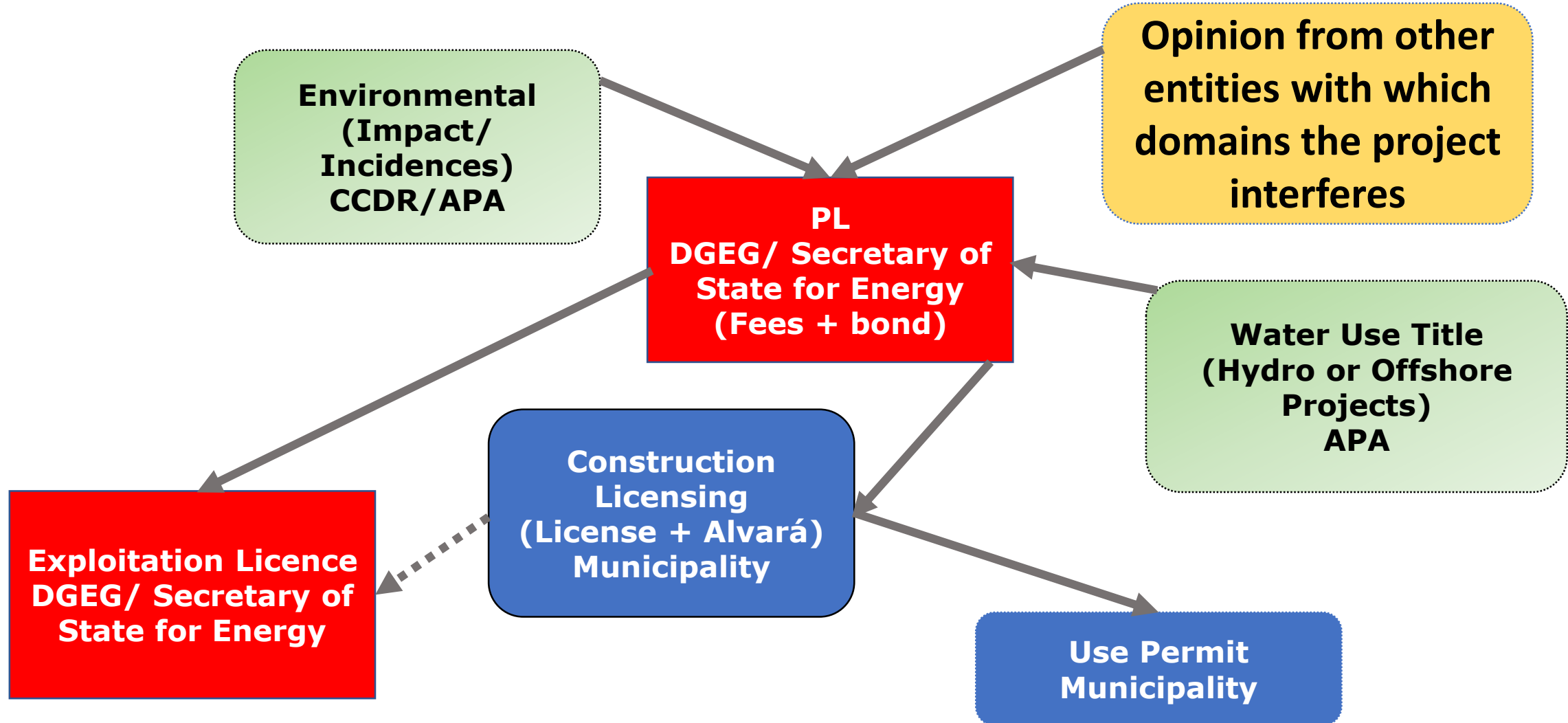




## Environmental Assessment Procedures if RES project:

- installed capacity  $\geq 50$  MW;
- installed capacity  $\geq 20\text{MWp}$  and located in a sensitive area;
- located partially or totally in a sensitive area and deemed as capable of creating a significant environmental impact given the location, dimension or nature (National Ecological Reservation, Rede Natura 2000 or Rede Nacional de Áreas Protegidas as defined); or
- none of the above but considered – by the DGEG decision following consultation of the Coordination and Development Regional Commission (CCDR) - as potentially creating a significant environmental impact given its location, dimension or nature.

## Portuguese Electricity Sector - RES Generation Licensing (II)



# Portuguese Electricity Sector - Forecasts

## **Expected legislative changes** (RCM of 16.May.2019 not yet published)

- **Auctions** for the purpose of granting capacity injection rights into the public service electricity grid : guaranteed remuneration + merchant projects bidding for same connection point
- **FiT auctions** to be launched subject to bid below 55 €/MWh (?), based on capacity injection points for which characteristics and pre-development information would be available for the bid
- **Hybrid generation & Energy storage**
- Period for the grid operator to issue the grid connection proposal
- Simplifying procedure for grant of production licences and shorten licensing procedure
- Limit production licenses' validity extension period
- Ongoing applications for or production licenses with no bond included in the auction (merchant projects subject to a contribution to the system - 1 or 2 €/MWh?)

# Portuguese Electricity Sector – Main Legal Framework

**DL no. 29/2006, of 15.Feb., as amended - enacting the Portuguese Electricity Sector (SEN) main organizational legal framework:**

- ✓ TSO -full ownership unbundling;
- ✓ DSO legal and accounting unbundling (EDP and municipal distribution concessions).

**DL no. 172/2006, of 23.Aug., as amended – enacting sector activities’ specific framework:**

- ✓ Since 2012 integrating the renewables generation licensing legal framework – within liberalised market)

**DL 141/2010, of 31.Dec.2010, as amended – Guarantees of Origin for RES (installed capacity > 5 MW)**

**Order 243/2013, of 2.Aug.2013, as amended – developing DL 172/2006 – terms, conditions and criteria for attribution of RESP capacity injection rights for Special Regime Generation subject to FiT for tendered injection capacity rights**

# Portuguese Electricity System – Regulatory Legal Framework

## ERSE Electricity Sector Regulations

- ✓ **Grids Operation** Regulation (2017)
- ✓ **Grids Access and Interconnections** Regulation (2017)
- ✓ **Transmission** Grid Regulation (2010)
- ✓ **Distribution** Grid Regulation (2010)
- ✓ **Tariff Regulation** (2017 amended 2019)
- ✓ **Commercial** Relationships Regulation (2014 amended 2017)
- ✓ **Quality of Service** Regulation (2017)

# Regulation - Portugal

## Thank you!

**Ana Oliveira Rocha**  
Managing Associate  
Co-head PLMJ COLAB Energy & Natural Resources

Lisbon office

PLMJ Advogados, SP, RL  
Av. Fontes Pereira de Melo, 43  
1050-119 Lisboa, Portugal  
M. (+351) 933575742  
<https://www.plmj.com/en/>

**PLMJ COLAB** ANGOLA – CHINA/MACAU – GUINÉ-BISSAU – MOÇAMBIQUE – PORTUGAL – SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE – TIMOR-LESTE

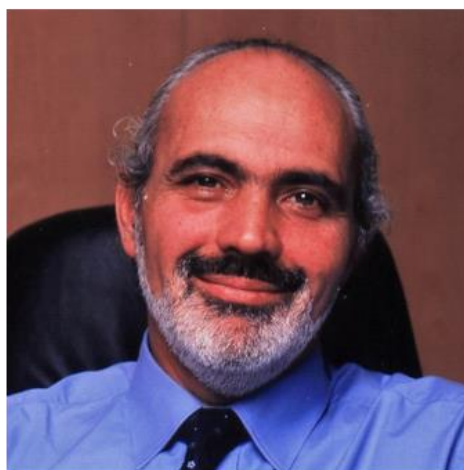
# Agenda

15:10 – 17:00	Portugal (Sala 1)
15:15 – 15:30	Mix de generación e interconexiones
15:30 – 15:45	Formación de precios y mecanismos de ajuste
15:45 – 16:00	Funcionamiento del mercado
16:00 – 16:15	Regulación
<b>16:15 – 17:00</b>	<b>Debate y P&amp;R</b>
19:30 – 20:45	Cocktail de recepción
20:45 -	Cena

# e-network 2019



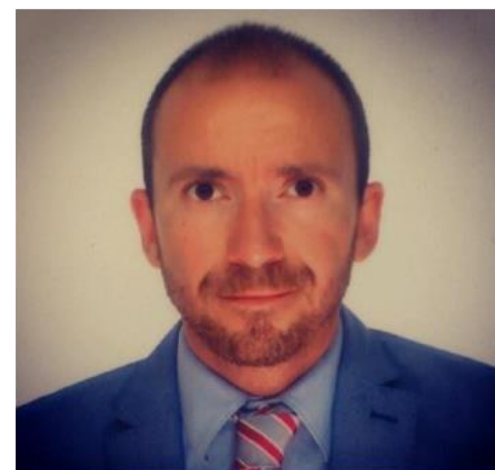
**Ana Oliveira Rocha**  
PLMJ



**Joao de Jesús Ferreira**  
JESUS FERREIRA  
CONSULTORES



**Jorge Simao**  
OMIP



**Jaume Blasco**  
AUDAX RENOVABLES



# Agenda

13:00 – 14:20	Pausa para comida
14:20 – 14:40	El comercio de emisiones y su repercusión en los mercados de energía
14:40 – 15:00	El mercado único: ¿mito o realidad?
15:00 – 15:10	Presentación de la agenda para el resto del día
15:10 – 17:00	Francia (Sala principal) / Portugal (Sala 1)
15:15 – 15:30	Mix de generación e interconexiones
15:30 – 16:00	Formación de precios y mecanismos de ajuste, y funcionamiento del mercado
16:00 – 16:15	Regulación
16:15 – 17:00	Debate y P&R
<b>19:30 – 20:45</b>	<b>Cocktail de recepción</b>
<b>20:45 -</b>	<b>Cena</b>

# e-network 2019

Nuestro agradecimiento a:

ashurst



ENERTRADE

