

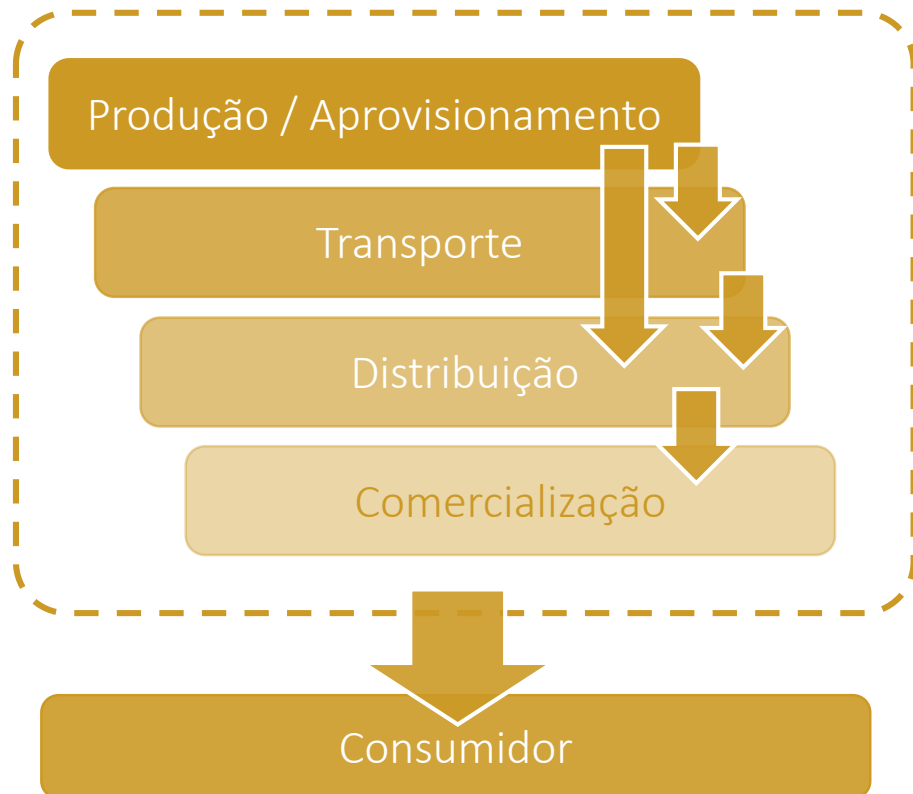


# Liberalização do mercado de energia elétrica em Portugal

Pedro Verdelho

26 de Julho de 2022

## Empresa verticalmente integrada



## Antes da liberalização

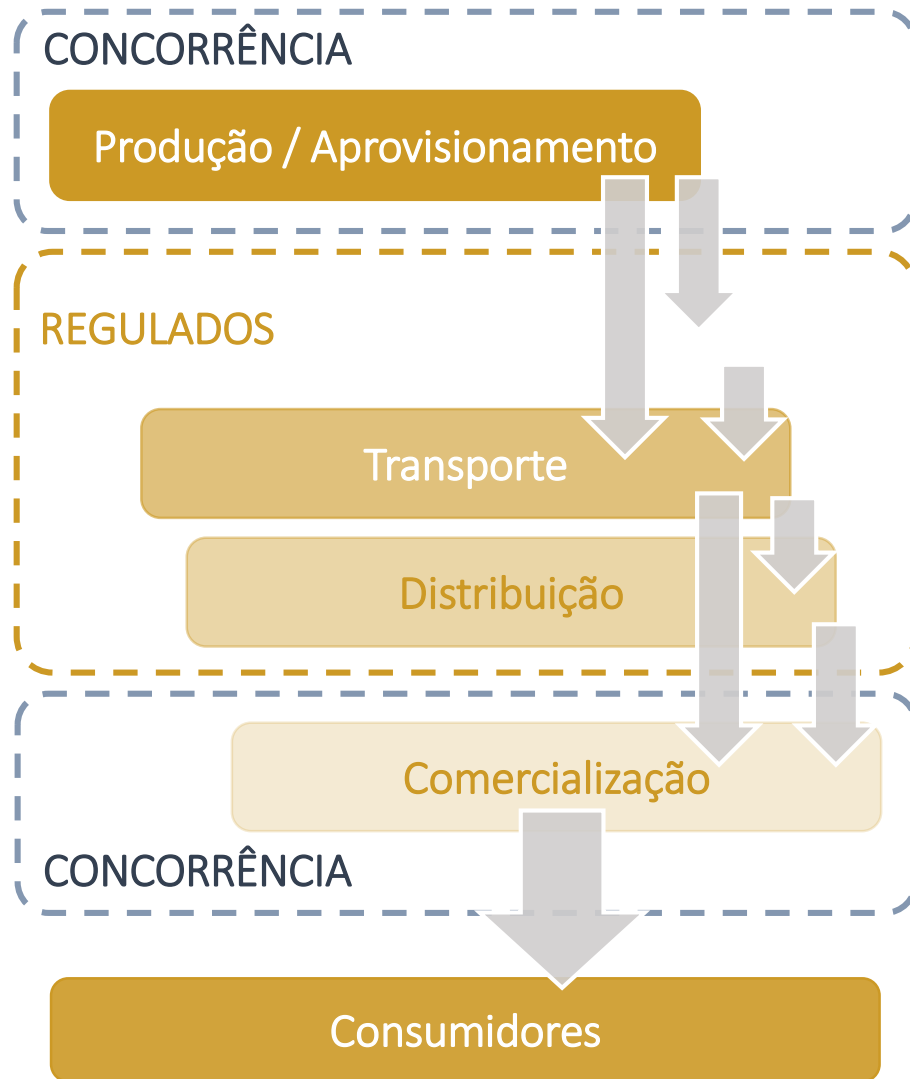
- Todas as atividades no Sistema Elétrico Nacional eram efetuadas pela empresa verticalmente integrada





## O modelo europeu de liberalização

- ❑ O objetivo principal é a criação de um **mercado interno de energia**, competitivo e sustentável
- ❑ Como?
  - ❑ **Separação** de actividades
  - ❑ **Acesso às redes por terceiros** (monipólio natural)
  - ❑ **Abertura de Mercado** (concorrência)
  - ❑ **Regulação independente**
- ❑ **Legislação Europeia:**
  - ❑ 1996: Directive 96/92/CE
  - ❑ 2003: Directive 2003/54/CE
  - ❑ 2009: Directive 2009/72/CE
  - ❑ 2011: Regulation (EU) No 1227/2011 on wholesale energy market integrity and transparency [REMIT]
  - ❑ **Pacote de Energia Limpa - 2019**



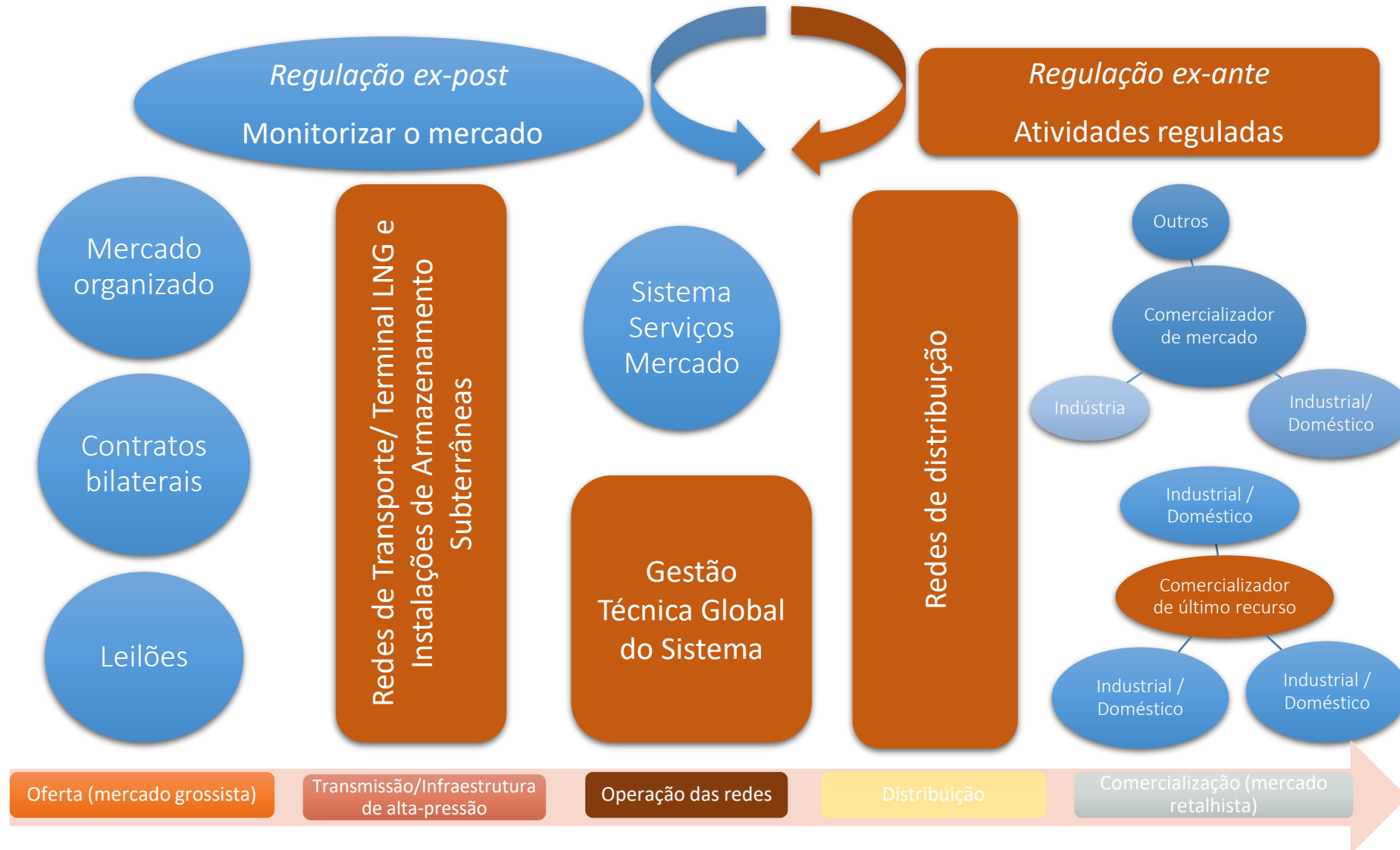
## Modelo de liberalização

- ❑ **Regulação** Independente (ERSE)
- ❑ **Unbundling** das atividades, definindo aquelas que ficam em concorrência e as submetidas a condições de regulação económica
- ❑ Processo de abertura de mercado (à concorrência)
  - ❑ Produção de eletricidade (**concorrência no mercado grossista**)
  - ❑ Consumidores livre para escolher o fornecedor (**concorrência no mercado retalhista**)
- ❑ Redes e infraestruturas (monopólios naturais) sujeitas a regulação económica:
  - ❑ O Regulador estabelece **proveitos permitidos** e **tarifas de acesso às redes**
- ❑ O regulador estabelece ainda as tarifas de venda a clientes finais para o comercializador de último recurso

# Estabelecimento do Mercado Interno de Energia



Setor energético (eletricidade e gás natural) – atividades reguladas







Para as empresas de produção e fornecimento e para os operadores de rede e gestão de sistemas, desenvolvemos um sistema muito complexo. Esta complexidade permitiu oferecer aos consumidores um ambiente simplificado, nomeadamente no que respeita à mudança de fornecedor.

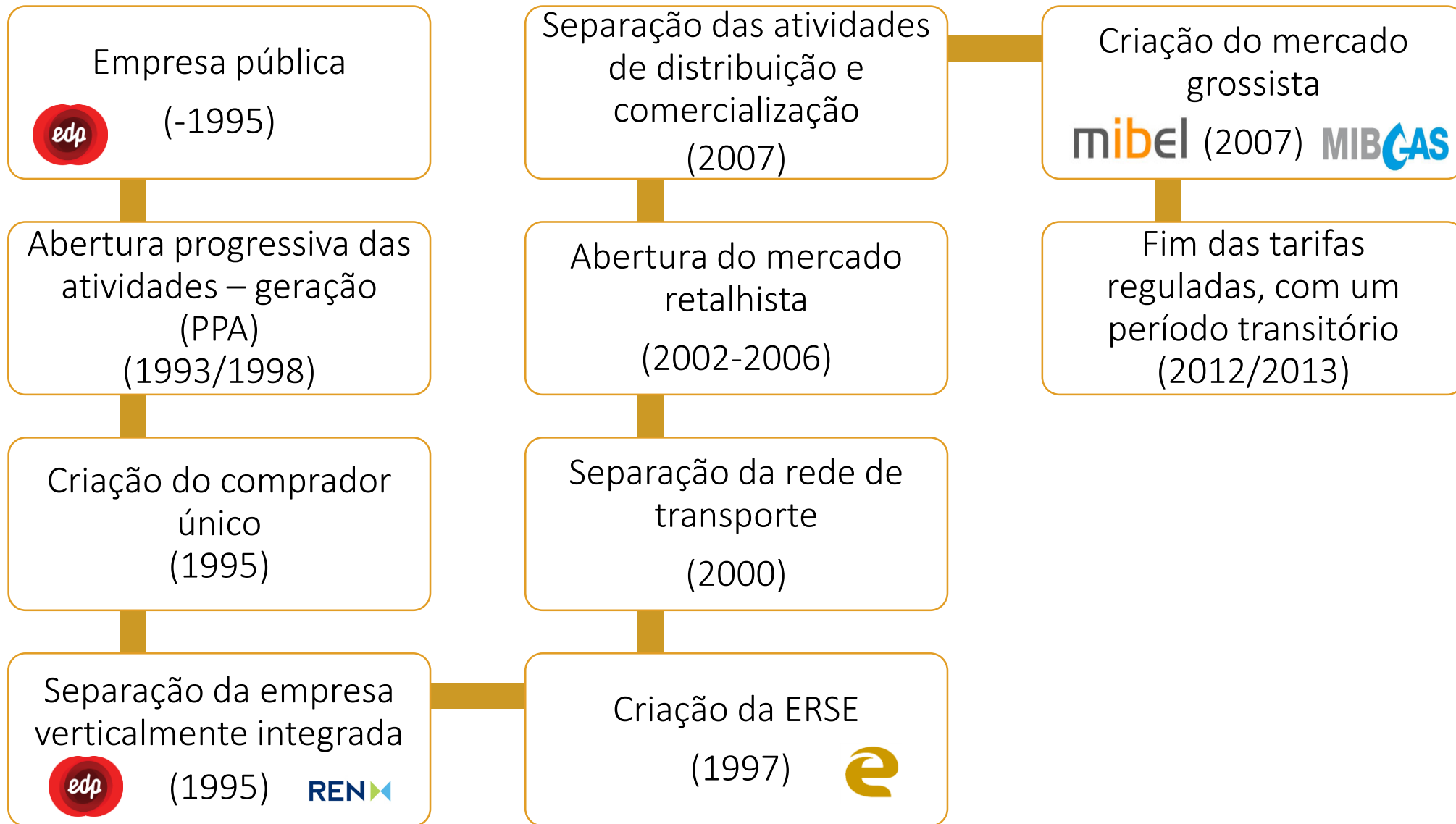
Mais agentes, atividades, empresas e modelos de negócio

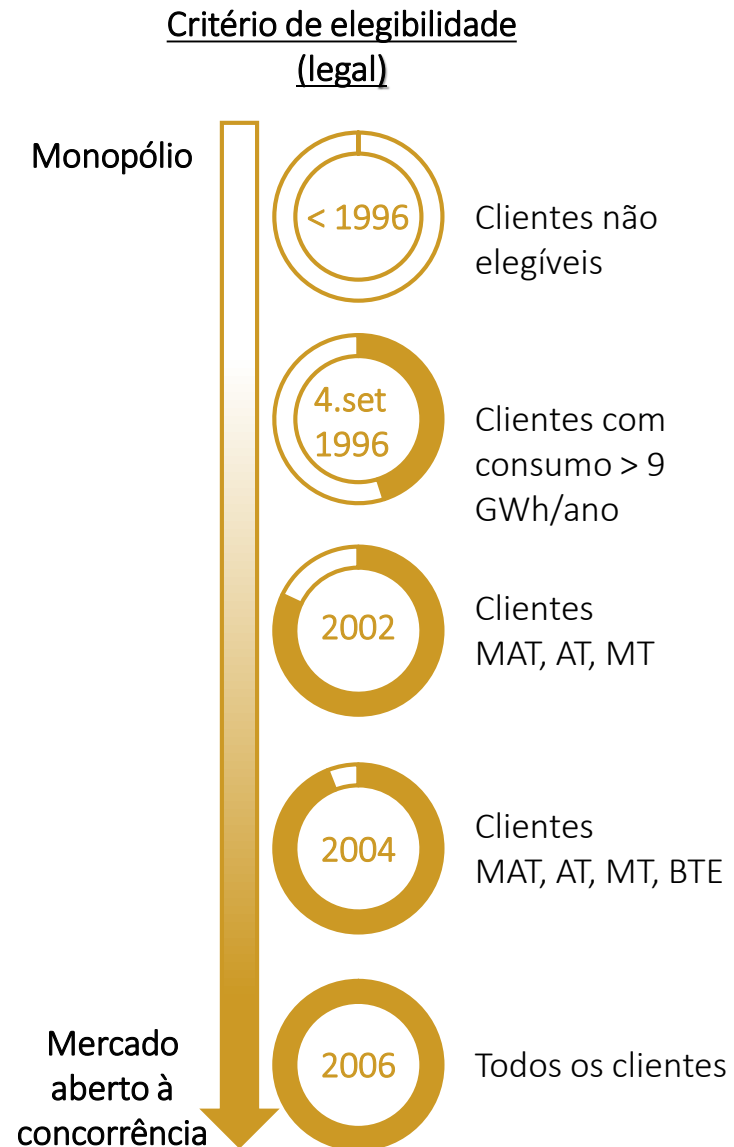




# O processo de liberalização – o caso português

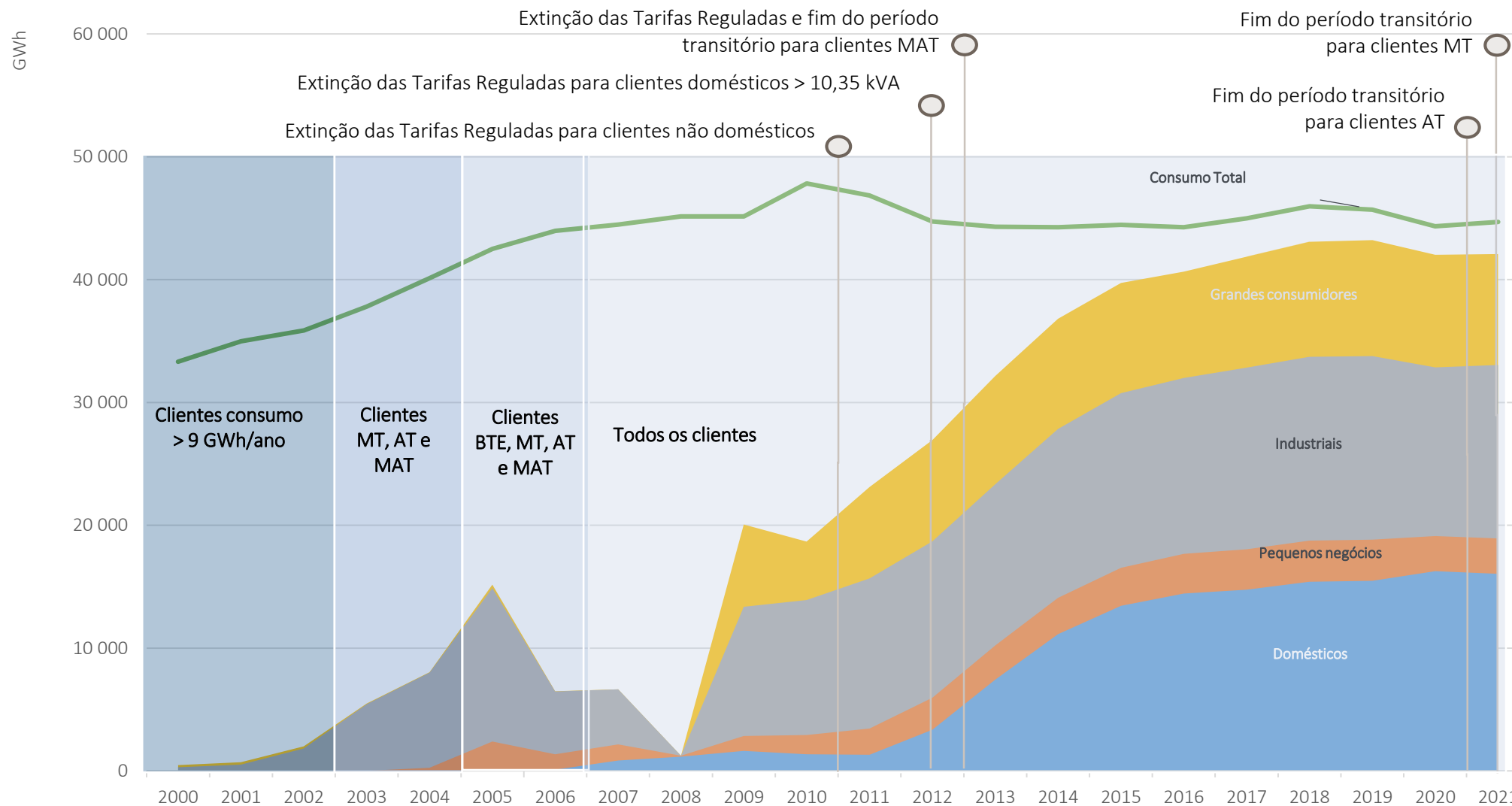


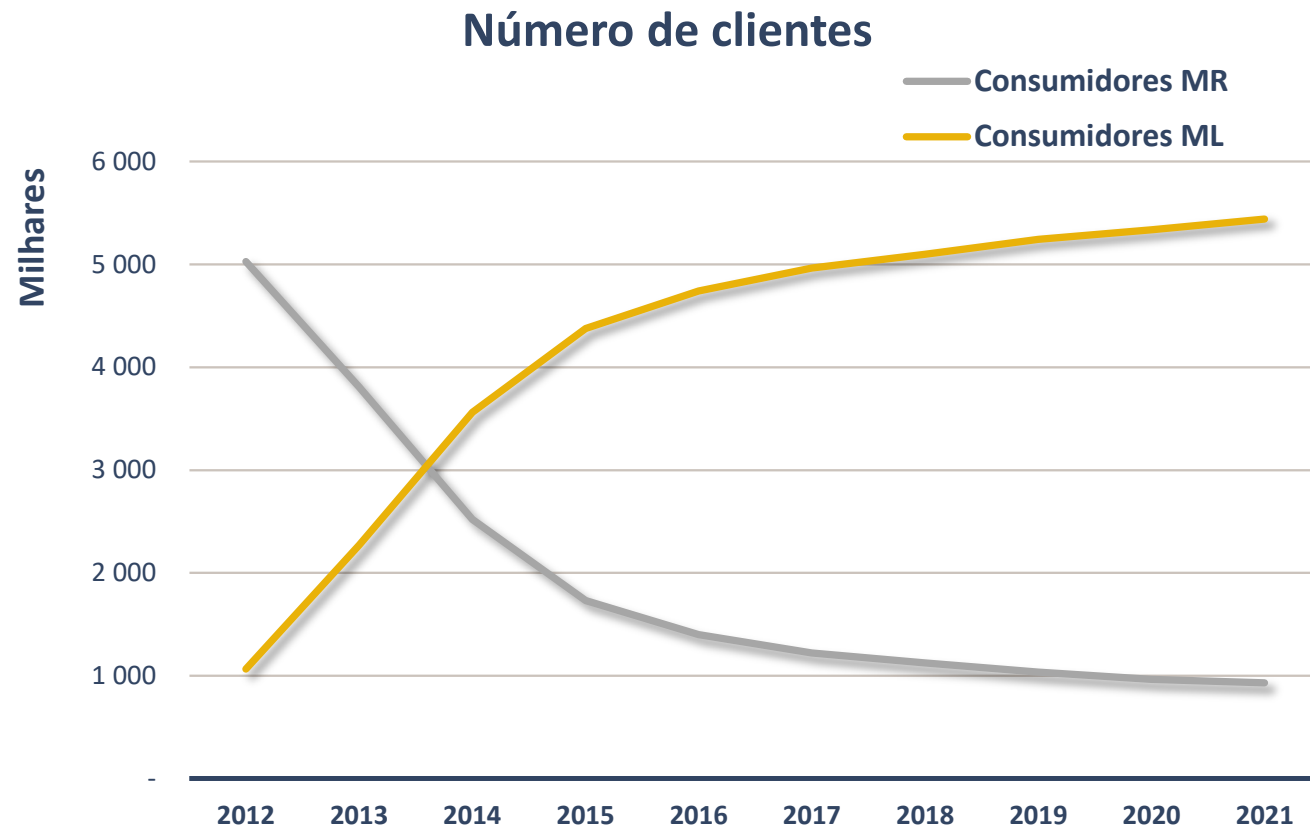




- ❑ O processo de abertura de Mercado foi faseado ao longo do tempo, começando pelos grandes consumidores (**B2B**)
  - ❑ Balanço do poder de negociação
  - ❑ Gestão de um volume mínimo
  - ❑ Menos em número (mas maiores em volume)
- ❑ Desde 1.jan.2006 todos os consumidores podem escolher o seu comercializador, incluindo os consumidores domésticos (**B2C**)
  - ❑ Necessidade de uma entidade independente para realizar a mudança de comercializador
  - ❑ Maiores em número (mas com menor volume)
- ❑ Nas primeiras etapas da liberalização, a concorrência aumentou com as mudanças da tarifa regulada de venda a clientes finais (comercializador de último recurso - CUR) para a tarifa de mercado

# Processo de abertura de Mercado – evolução do consumo no ML





- Cerca de 85% do número consumidores está no ML, representando mais de 94% do consumo total de energia elétrica

## ❑ Enquadramento legal e regulamentar do CUR

- ❑ Os CUR em Portugal são reconhecidos como tal no quadro legal e no quadro regulamentar (Regulamentos) como instrumento de garantia da regularidade do fornecimento aos clientes.

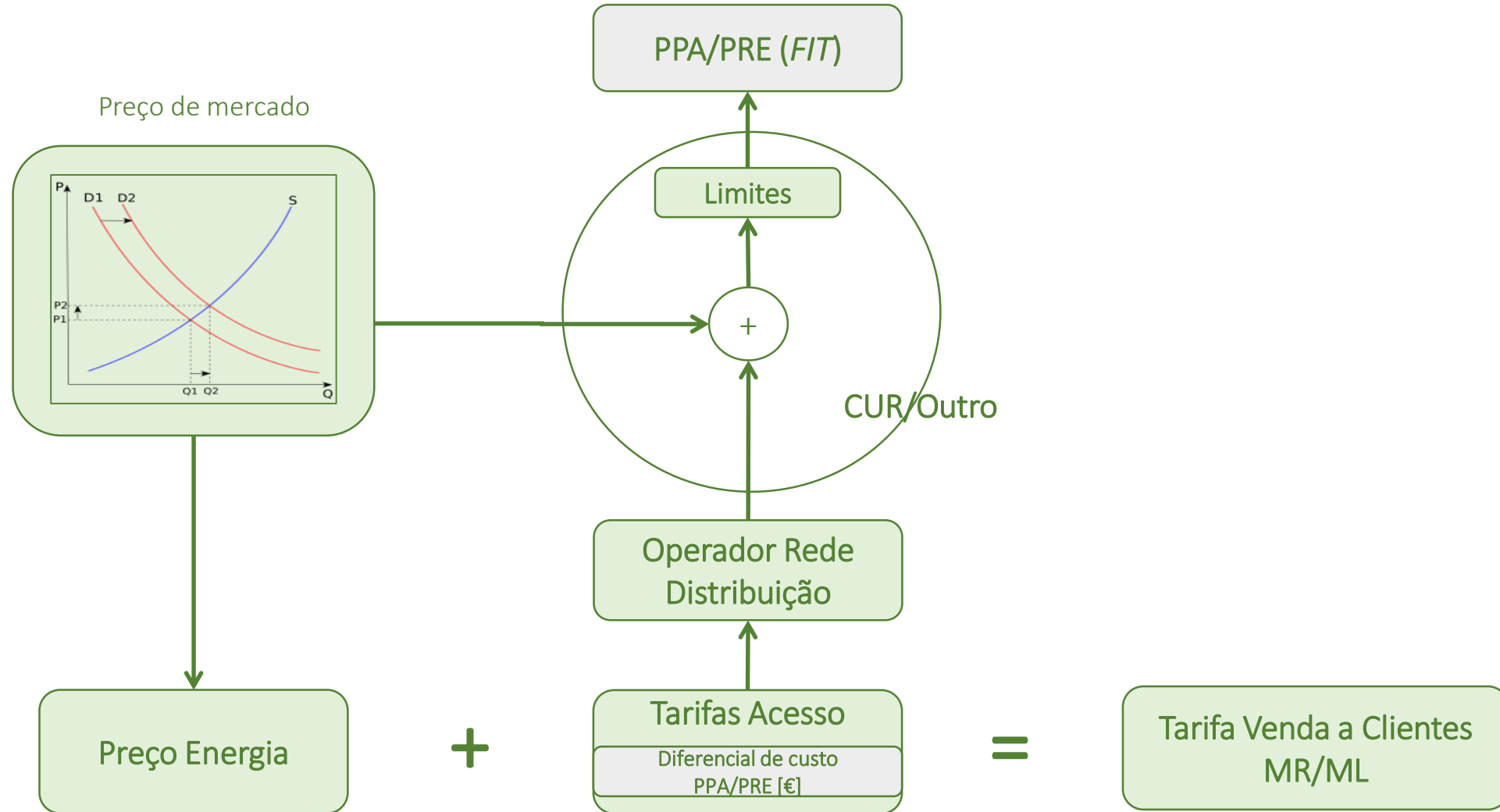
## ❑ Os CUR são obrigados a fornecer:

- ❑ Consumidores vulneráveis (tarifa social)
- ❑ Consumidores sem oferta comercial por um comercializador em regime de mercado
- ❑ Consumidores cujo comercializador fique impedido de atuar como tal, devido a:
  - ❑ Falência
  - ❑ Falência iminente – abordagem preventiva

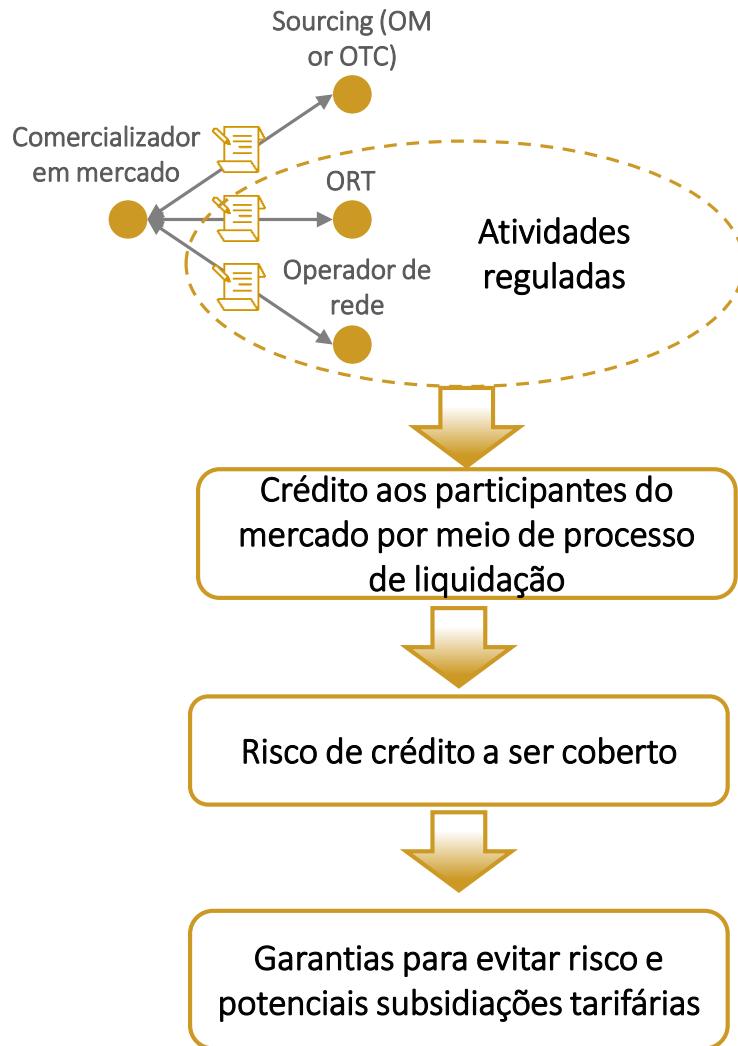
A falência iminente do comercializador passou a fazer parte das obrigações do CUR devido às medidas extraordinárias aprovadas pela ERSE, em resposta à crise de preços. Esta situação evita o aumento do risco e encargos suportados no sistema elétrico (acesso às redes e desvios).



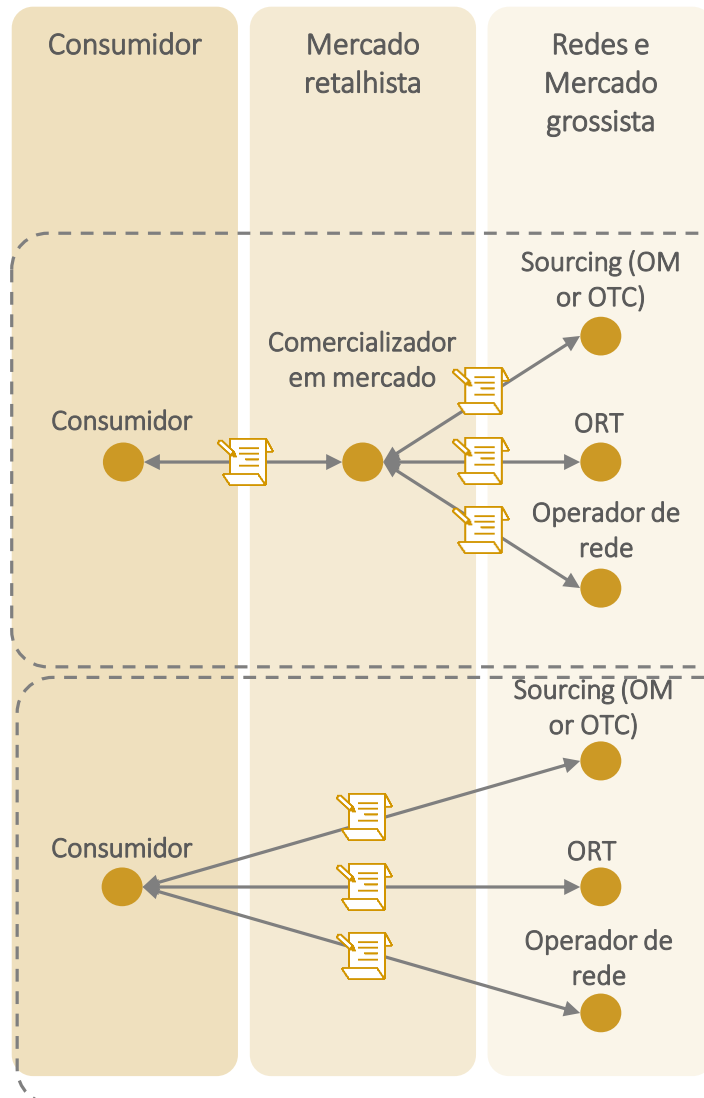
# A necessidade de assegurar um tratamento equilibrado dos contratos históricos



PPA – power purchase agreement  
PRE – produção em regime especial  
CUR – comercializador de último recurso  
FIT – feed-in-tariff



- ❑ O **risco sistémico** decorre dos custos das atividades reguladas a serem suportados pelos agentes de mercado
  - ❑ Os custos ocorrem **antes da liquidação**
  - ❑ Custos relacionados à **tarifa de acesso às redes e desvios**
- ❑ Se um participante do mercado entrar em **default**, todos os **consumidores** e/ou todos os outros agentes do mercado assumem o risco (custo)
- ❑ Enquadramento legal e regulamentar de **Garantias** para minimizar o risco
  - ❑ Agente de mercado apresenta garantia cobrindo seus custos previstos
  - ❑ A garantia bancária *first demand* é a mais comum, embora outros tipos sejam aceites
- ❑ **Sistema de Garantias integrado** - gestor de riscos e garantias comum para os setores do gás e eletricidade



Dois principais modelos disponíveis para (todos) os consumidores no mercado

## Características fundamentais de um contrato de fornecimento

- ❑ Apenas um contrato para energia e redes
- ❑ O comercializador tem contrato de acesso às redes com o operador de redes e recebe as **tarifas de acesso às redes** dos clientes e passa ao operador de rede.
- ❑ O comercializador tem contrato com o ORT (para todo o portfólio) e é responsável pelos **desvios**

## Características fundamentais do abastecimento direto

- ❑ Consumidor **compra eletricidade diretamente** ao produtor, outro participante de Mercado ou no Mercado organizado (MIBEL)
- ❑ Consumidor tem um **contrato individual de acesso às redes** e paga a tarifa correspondente
- ❑ Consumidor é responsável pelos **desvios individuais**

O poder da escolha

&

Desafios para  
simplificar este  
exercício por parte do  
consumidor

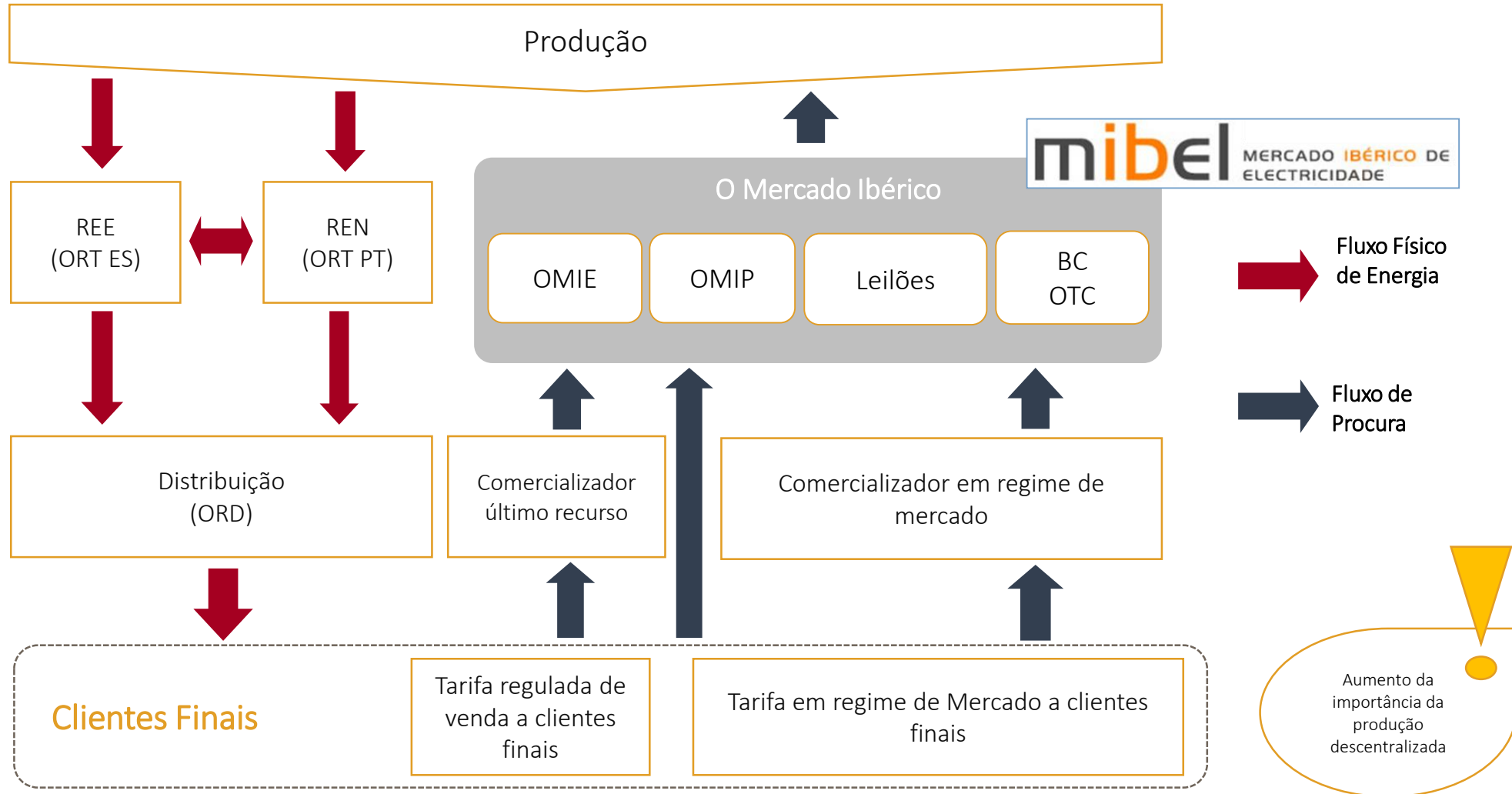




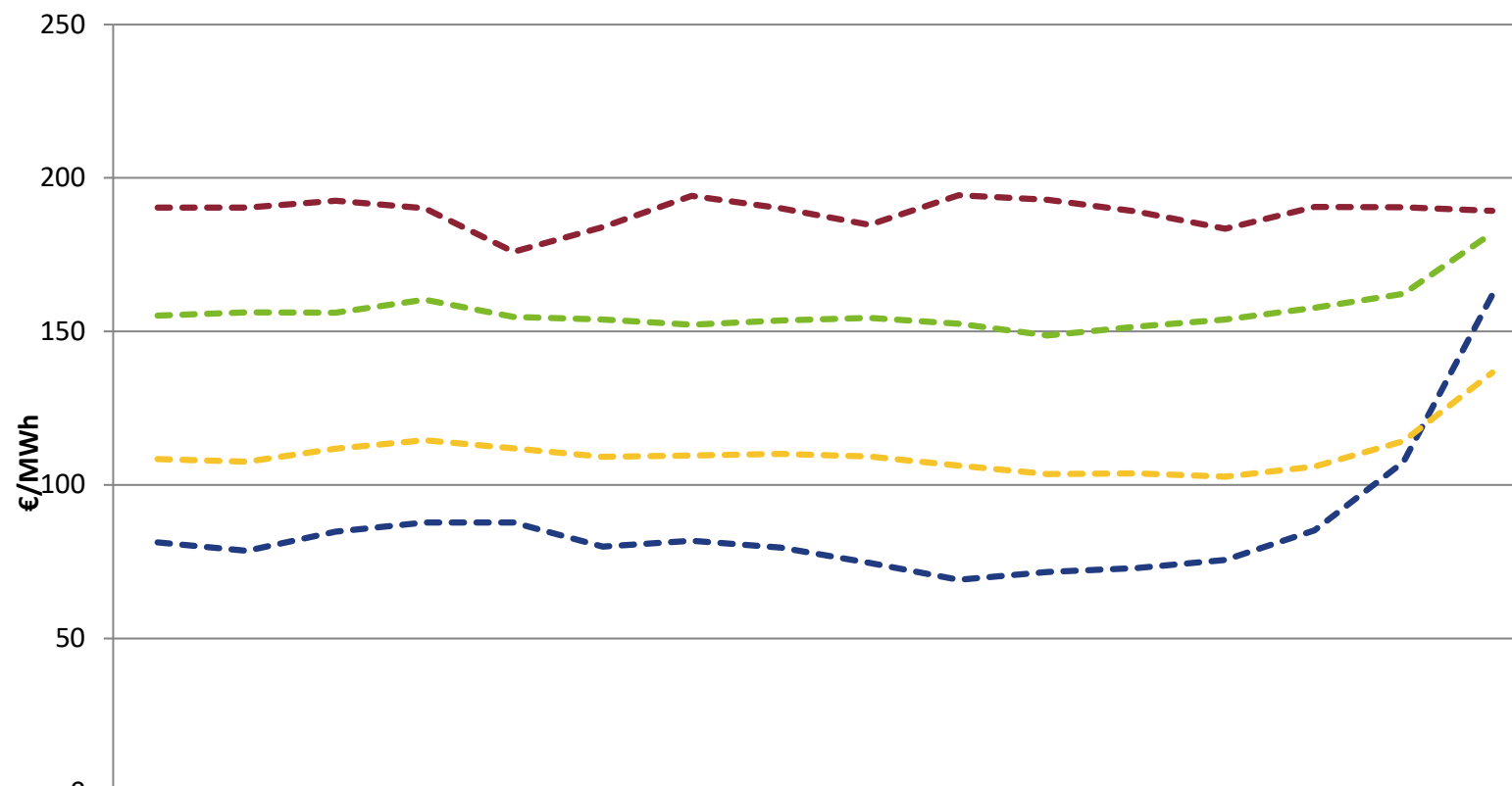
# O processo de liberalização na prática



# Aspetos essenciais da organização do mercado



# Tarifas e evolução de preços - preços médios finais eletricidade, sem taxas/impostos

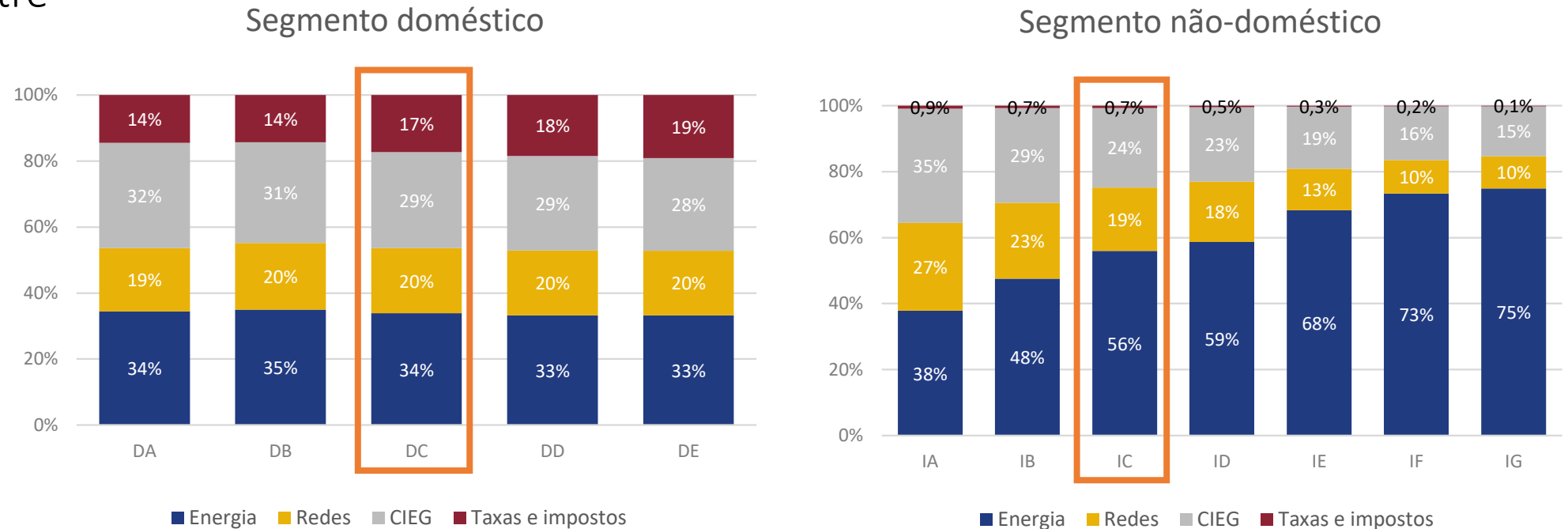


	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
— Grandes Clientes (MAT + AT)	81,3	78,5	84,8	87,7	87,8	79,9	81,8	79,6	74,6	69,1	71,6	72,9	75,6	85,2	107,5	161,9
— Clientes Industriais (MT)	108,4	107,5	111,8	114,6	112,0	109,2	109,6	110,1	109,3	106,3	103,6	103,8	102,7	106,0	114,2	136,6
— Pequenos Negócios (BTE)	155,2	156,2	156,1	160,4	154,8	153,8	152,2	153,6	154,4	152,5	148,7	151,6	153,9	157,7	162,3	182,1
— Clientes Domésticos (BTN)	190,4	190,4	192,6	190,1	175,9	184,0	194,1	190,2	184,7	194,3	192,9	189,1	183,5	190,6	190,4	189,3

# Preço de venda a clientes finais\*, por banda de consumo



Ano 2021  
2.º Semestre



- Desagregação do preço por componente
- Energia representa 33%-35% e 38%-75% nos segmentos doméstico e não-doméstico
- Custos de política energética (CIEG) representam 28%-32% e 15%-35% nos segmentos doméstico e não-doméstico

\* A soma das componentes de «Redes» e «CIEG» equivale à Tarifa de Acesso às Redes. A componente «Taxas e impostos» não considera o IVA no segmento não-doméstico.  
Fonte: Eurostat

Consumidores Domésticos	Consumo Anual (kWh)	
	Mínimo ( $\geq$ )	Máximo ( $<$ )
Banda DA	-	1 000
Banda DB	1 000	2 500
Banda DC	2 500	5 000
Banda DD	5 000	15 000
Banda DE	15 000	-

Consumidores Não Domésticos	Consumo Anual (MWh)	
	Mínimo ( $\geq$ )	Máximo ( $<$ )
Banda IA	-	20
Banda IB	20	500
Banda IC	500	2 000
Banda ID	2 000	20 000
Banda IE	20 000	70 000
Banda IF	70 000	150 000
Banda IG	150 000	150 000



# Desafios para o futuro





## 3) Integração de sistemas energéticos (economia circular da energia)

- Novos atores e tecnologias
- Integração de sistemas
- Hidrogénio
- Sociedade neutra em carbono
- Eficiência energética

## 1) Aprofundamento da integração de mercados (economia global da energia)

- 1, 2, 3 Pacotes Legislativos
- Liberalização
- Unbundling
- Mercado interno de energia
- Novas entidades europeias e códigos de rede

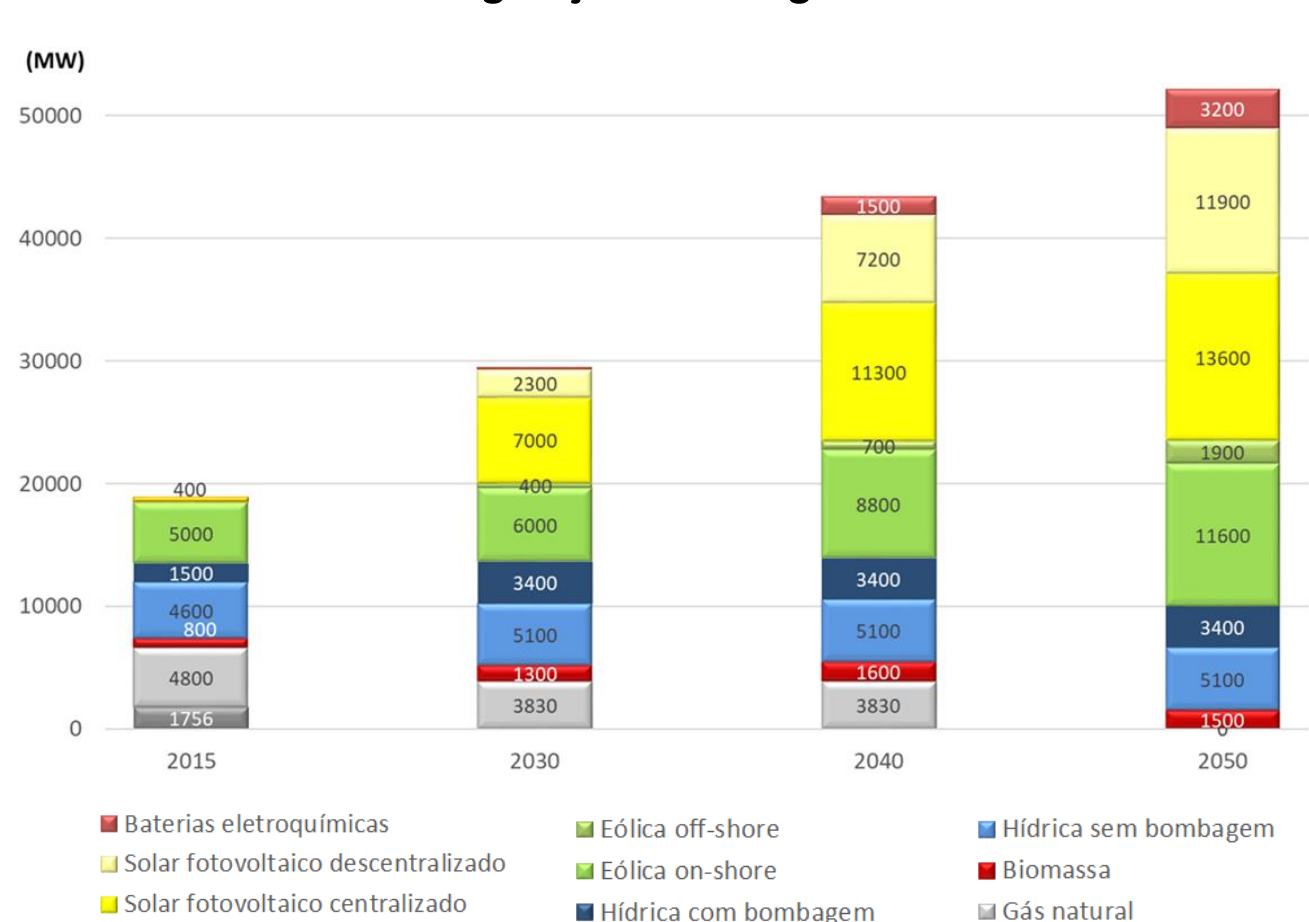


## 2) Integração local (economia de proximidade da energia)

- Pacote de Energia Limpa
- Renováveis
- Auto consumo
- Comunidades de energia
- Peer-to-peer

- ❑ A transição energética será feita através de um forte compromisso com a **eficiência energética** e com a **eletrificação da sociedade**
- ❑ Apenas os **setores industriais** com grande **dificuldade em reduzir o CO2** e nichos específicos de mobilidade vão precisar de outras alternativas
- ❑ **Remoção do carvão do mix energético português** durante 2021
- ❑ Aumento de **renováveis** de 31% para 85% até 2050
- ❑ Aumento de 40% na **eficiência energética** vai reduzir o consumo geral de energia primária de 240 para 145 TWh/ano até 2050
- ❑ **Dependência energética** vai reduzir de 65% para 15% até 2050

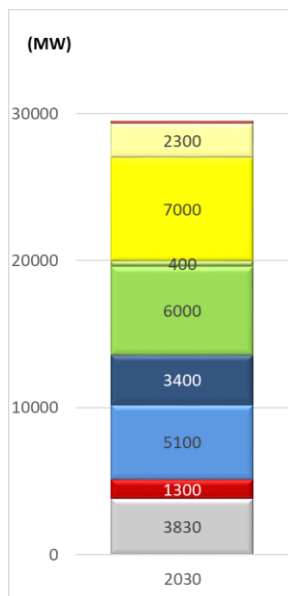
## Evolução da capacidade instalada das diferentes tecnologias de geração de energia



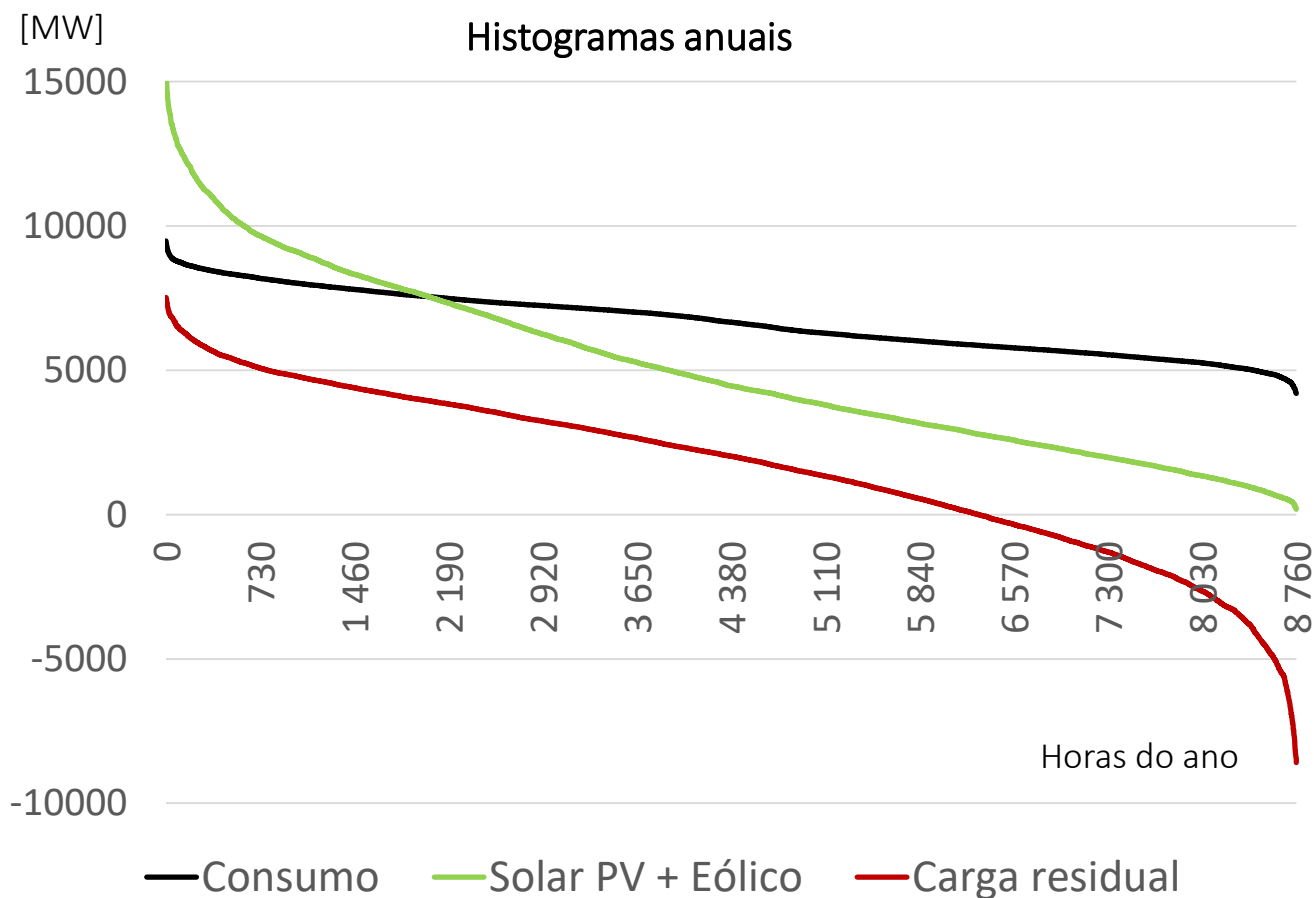
# A “carga residual”



“Mix” 2030 de geração elétrica



- Baterias eletroquímicas
- Solar fotovoltaico descentralizado
- Solar fotovoltaico centralizado
- Eólica off-shore
- Eólica on-shore
- Hídrica com bombagem
- Hídrica sem bombagem
- Biomassa
- Gás natural



$$\text{Carga residual} = \text{Demanda de energia} - \text{geração vRES}$$

58 TWh  
Consumo Anual

36 TWh Anuais de  
Geração Solar e Eólica

22 TWh Anuais de  
Geração Despachável

**Maior penetração de renováveis**

	Até 2030 (?) CMCPg > CMLPg	Depois de 2030 (?) CMCPg < CMLPg
<b>Energia (descarbonizada)</b>	1)	3)
<b>Capacidade (firme)</b>	2)	4)

**Intervenção regulatória poderá ser necessária**

CMCPg – Custos marginais de curto prazo das tecnologias de geração

CMLPg – Custos marginais de longo prazo das tecnologias de geração

- 1) O mercado cumpre os objetivos políticos de descarbonização com redução de custos para os consumidores
- 2) Como rentabilizar a capacidade firme das CCGT num cenário em que se espera uma redução do uso da sua capacidade

- 3) Como rentabilizar as renováveis que irão substituir as centrais com combustíveis fósseis que ainda subsistam no diagrama de cargas
- 4) Recursos de flexibilidade no curto e médio prazo podem ser valorizados tendo como referência o “preço sombra” da gestão da procura (DSM)  
Recursos de flexibilidade sazonais ou no longo prazo podem ser valorizados pelo custo da interrupção do fornecimento da energia (VoLL)  
Como lidar com esta situação num contexto de grande volatilidade de:
  - i. Preferência dos consumidores no assegurar da estabilidade de preços
  - ii. Financiando a tecnologia com custos fixos de capacidade

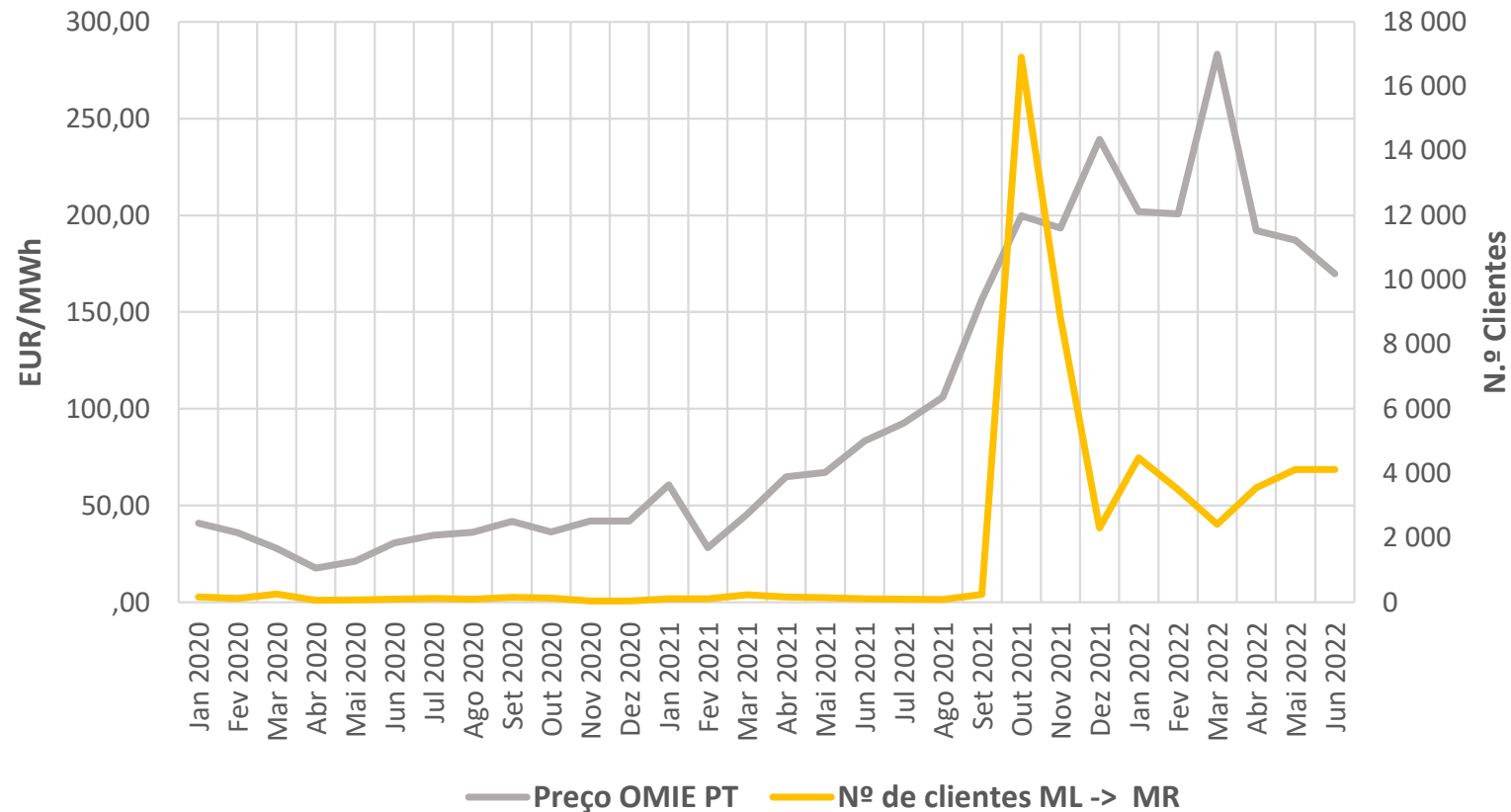


Obrigado

EDIFÍCIO RESTELO  
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1, 3º  
1400-113 Lisboa  
Portugal  
Tel: +(351) 21 303 32 00  
Fax: +(351) 21 303 32 01 • e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
url: <http://www.erse.pt>



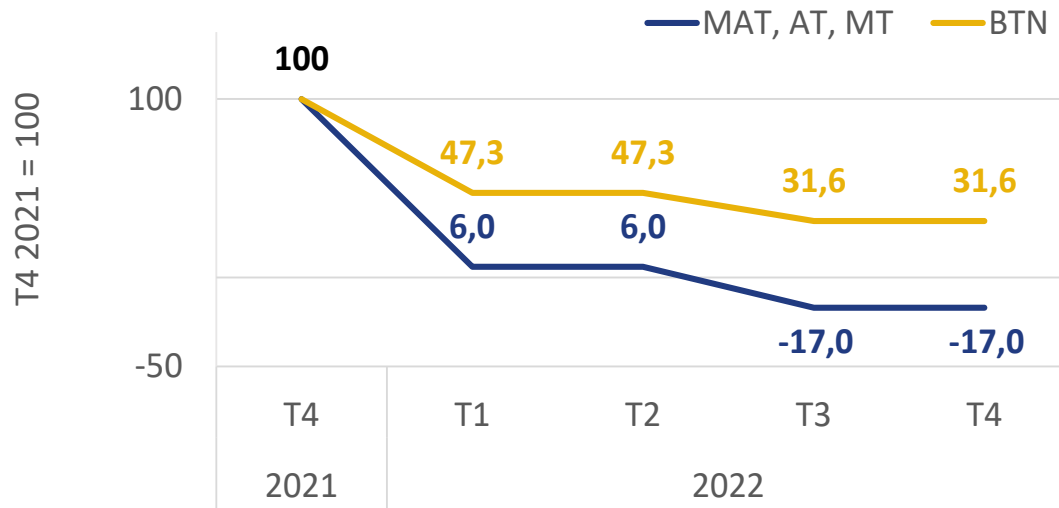
# Anexo - Contexto extraordinário atual



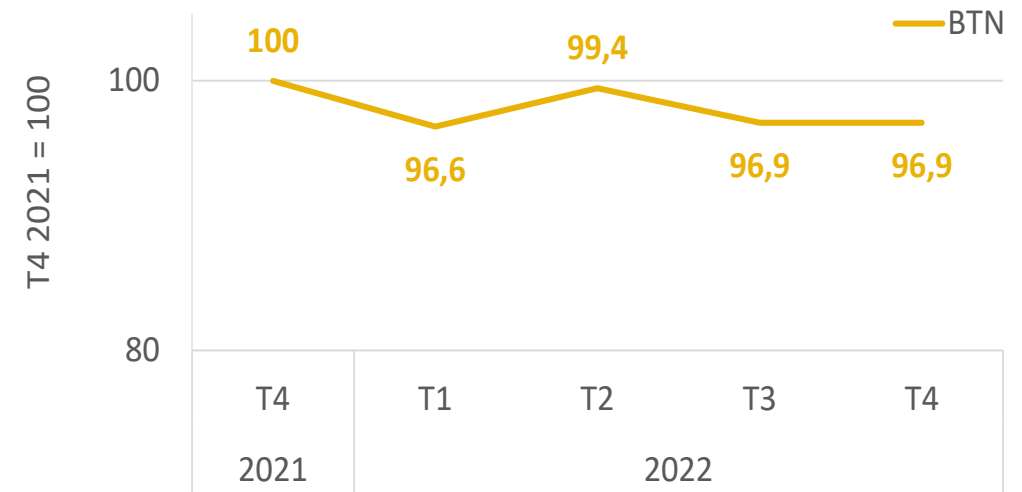
- ❑ Desde setembro de 2021:
  - ❑ Saíram do ML 6 Comercializadores: 2 por falência e 4 por solicitação de ativação do fornecimento supletivo preventivo
  - ❑ Cerca de 50 mil clientes passaram a ser fornecidos pelo CUR.



## Tarifa de Acesso às Redes



## Tarifa Transitória



Fixação anual  
01-janeiro



Atualização trimestral  
01-abril



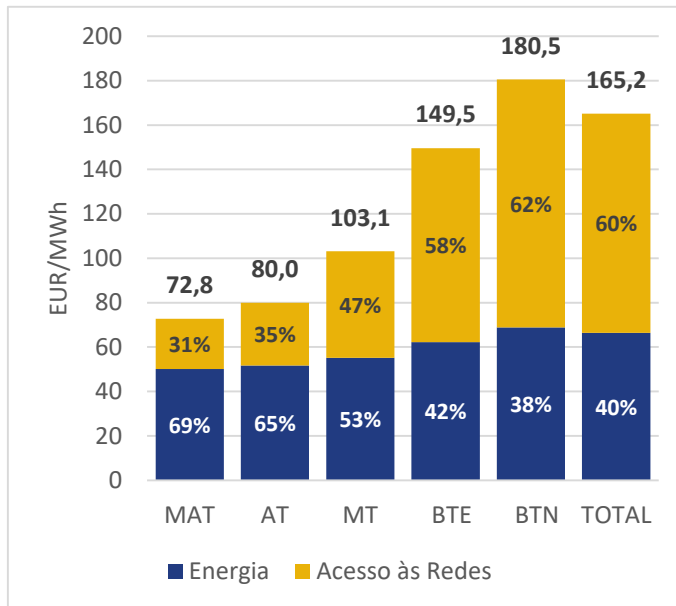
Fixação excepcional  
01-julho



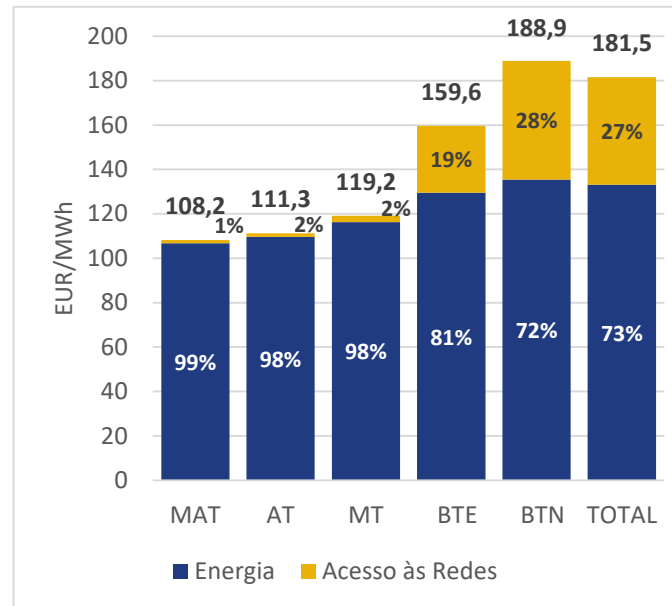
# Desagregação do preço por componente - preço de venda a clientes finais\*, por nível de tensão



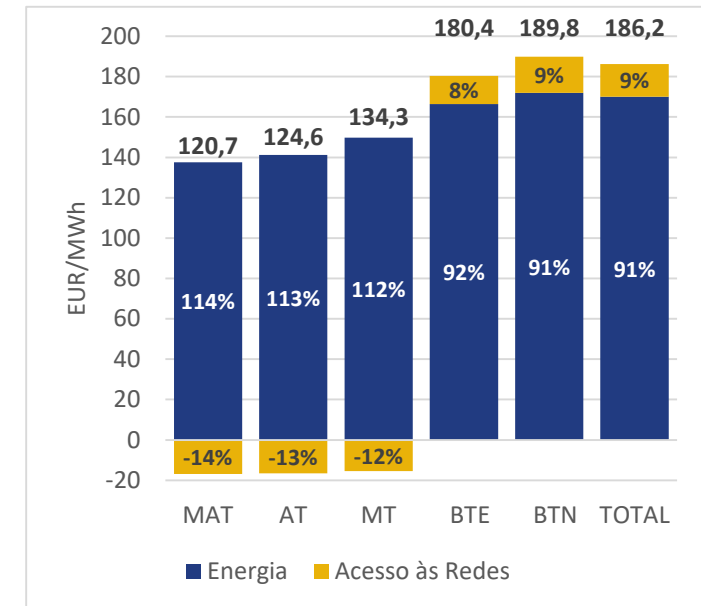
## Ano 2021



## Ano 2022 (1.º Semestre)



## Ano 2022 (2.º Semestre)



- No 1.º semestre, Tarifas de Acesso às Redes  $\approx 0$  em MAT, AT e MT
- No 2.º semestre, Tarifas de Acesso às Redes  $< 0$  em MAT, AT e MT

\* A componente «Energia» assume os valores praticados no mercado regulado. Não inclui taxas e impostos.