

Energia e competitividade

Eng.º Henrique Gomes (SEE)

Ordem do Engenheiros

19 de Outubro de 2011

Índice

Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

Principais pressupostos

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Activos estratégicos

Grandes linhas da política energética

Introdução (I) – Objectivos de política de preços para o Sector da Electricidade

Os grandes objectivos da política de preços para o sistema eléctrico são os seguintes:

- **Limitar o crescimento real anual dos preços a 1,5%, colocando a energia ao serviço da economia, das famílias e das empresas;**
- **Assegurar o equilíbrio financeiro do sistema no horizonte 2020;**
- **Proteger as famílias vulneráveis e contribuir para a competitividade internacional da economia portuguesa; e**
- **Reduzir o crescimento da dívida tarifária e promover a seu pagamento, libertando crédito para outros sectores da economia.**

Concomitantemente, pretende-se cumprir:

- A meta de **55% do consumo de electricidade de 2020 abastecido a partir de fontes renováveis de energia** de acordo com o Plano Nacional de Acção para a Energias Renováveis (PNAER); e
- O objectivo de **redução em 7% do consumo de electricidade nacional em 2015**, inserida no Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE).

Introdução (II) – Antecedentes e “Status Quo”

A política energética que vem sendo seguida no sector eléctrico em Portugal tem assentado na disponibilização de mecanismos de incentivo e apoio aos agentes de produção. A actividade de produção de electricidade é exercida em regime especial ou em regime ordinário, ambos com garantias ou apoios que reduzem muito significativamente o risco de mercado:

➤ **Produção em Regime Especial (PRE)**

- ✓ Produção com base em fontes de energia renováveis (FER):

Prioridade de despacho (garantia de que toda a produção é colocada) + Tarifa de compra garantida (*feed-in tariff*);

- ✓ Produção em regime de cogeração:

Tarifa de compra garantida, aplicada a toda a produção (incluindo a que é utilizada para autoconsumo), baseada no racional dos “custos evitados” e indexada ao IPC, ao Brent e ao câmbio Euro-Dólar.

➤ **Produção em Regime Ordinário (PRO):**

- ✓ CAE's – Rendibilidade pré-estabelecida, independente da produção das centrais e dos respectivos custos (imunidade total ao risco de mercado);
- ✓ CMEC's – Vendem a produção em mercado mas beneficiam de uma compensação correspondente à diferença entre as receitas obtidas em mercado e as que obteriam se estivessem em regime de CAE;
- ✓ Outros – Beneficiam do regime de “garantia de potência” (com fundamento no seu contributo para a segurança de abastecimento).

Introdução (III) – Sustentabilidade: Porquê agora ?

1. Pressão sobre os preços da electricidade

As opções tomadas conduzem a que todo o sector electroprodutor exerça a sua actividade num ambiente económico de risco muito mitigado → Os custos com este apoio são transferidos para os consumidores.

Se fossem repercutidos todos os custos, o aumento dos preços da electricidade em 2012 seria, em média, de 27% (33% na MAT e 53% na BTN, considerando o aumento do IVA para 23%)

2. Compromissos assumidos no MoU

Ponto 5.6 - Sobrecustos associados à produção de electricidade em regime ordinário

“Renegociação ou revisão em baixa dos CMEC e dos restantes CAE a longo prazo”

Pontos 5.7. a 5.12 Esquemas de apoio à produção em regime especial - cogeração e renováveis

“Avaliar a eficiência dos esquemas de apoio”

“Avaliar possibilidade de renegociação dos contratos, com vista a uma tarifa mais baixa”

“Em relação a novos contratos em renováveis, rever em baixa as tarifas e assegurar que as mesmas não compensam em excesso os produtores”

“tecnologias menos maduras serão baseadas numa análise rigorosa em termos dos seus custos e das consequências para os preços da energia”

Índice

Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

Principais pressupostos

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Activos estratégicos

Grandes linhas da política energética

Principais Pressupostos

Variáveis	2009	2010	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	Fonte
Variação real do PIB de Portugal (Procura) ¹	-	-	2010-2015: 0,5% TCMA					2015-2020: 1,5% TCMA					REN
Variação real do PIB de Portugal (Outros)	-2,5%	1,3%	-2,0%	-2,5%	-1,3%	0,1%	0,9%	1,4%	1,8%	2,1%	2,2%	2,3%	EIU ²
Taxa de Inflação	-0,8%	1,4%	3,5%	2,3%	1,4%	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,8%	1,9%	2,0%	Min. Finanças ('10 a '15)
Evolução nominal dos preços do Brent (\$/bbl)	-	80	106	109	105	106	108	112	118	124	131	138	Min. finanças ('10-'15) IEA ³ , EIA ⁴
Evolução nominal dos preços do Carvão (\$/ton)	97	100	102	105	107	110	112	116	119	123	127	131	IEA ³
Evolução nominal dos preços do CO ₂ Ref ^a (€/ton)	-	-	-	-	26,6	27,1	27,6	28,2	28,7	29,3	29,9	30,5	REN
Evolução nominal dos preços do CO ₂ Alto (€/ton)	-	-	-	-	37,2	37,9	38,7	39,5	40,2	41,0	41,9	42,7	
Preço de mercado da energia (€/MWh)			55,1	60,9	66,7	68,4	70,1	72,1	74,2	78,1	80,7	83,4	REN

1. REN, cenário inferior de procura (Previsão de 2010) 2. Economist Intelligence Unit 3. International Energy Agency 4. U.S. Energy Information Administration

Índice

Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

Principais pressupostos

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

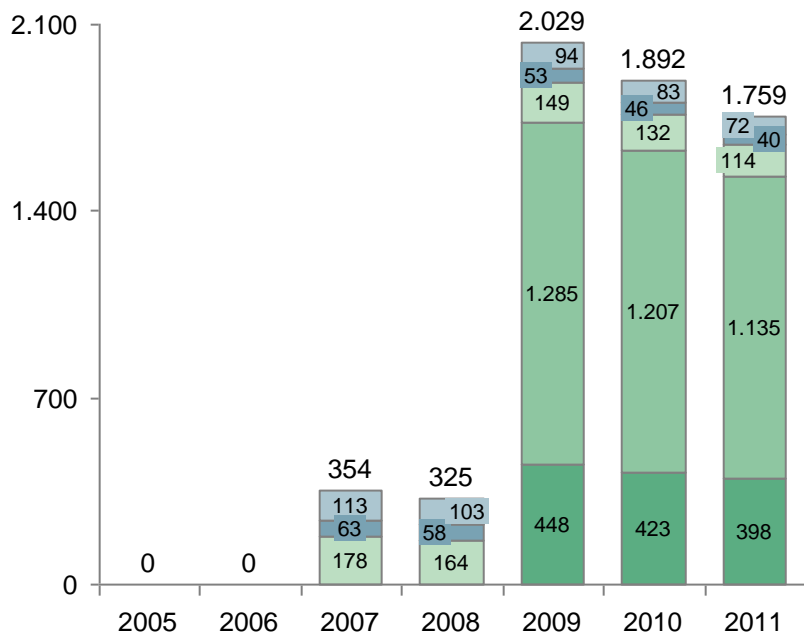
Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Activos estratégicos

Grandes linhas da política energética

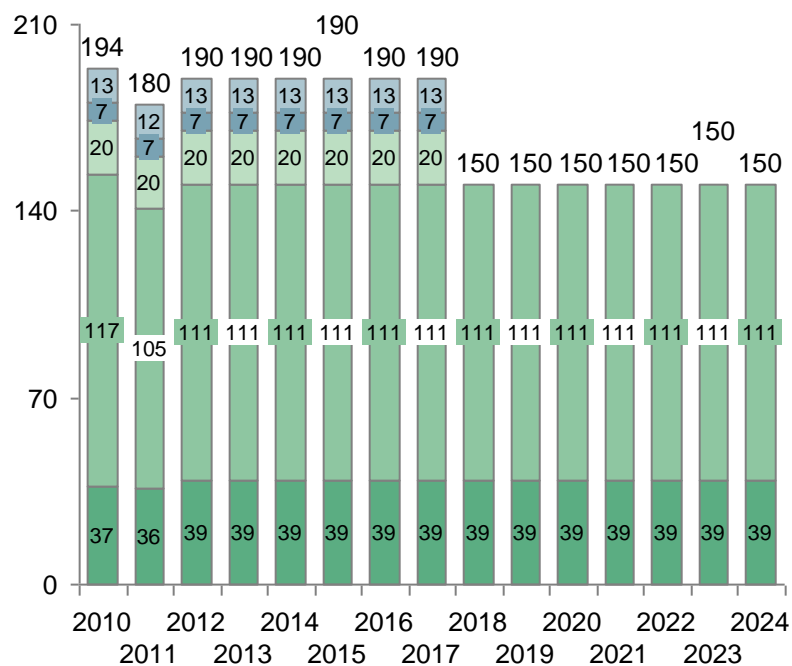
SEN acumulou dívida tarifária, avaliada em 1.759 M€ em 2011

Défice tarifário (M €)



- Convergência tarifária da RAA 2006 e 2007
- Convergência tarifária da RAM 2006 e 2007
- Déficit de BTN em 2006 e 2007
- Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tar
- Sobrecusto da PRE 2009

Serviço da dívida (M €)

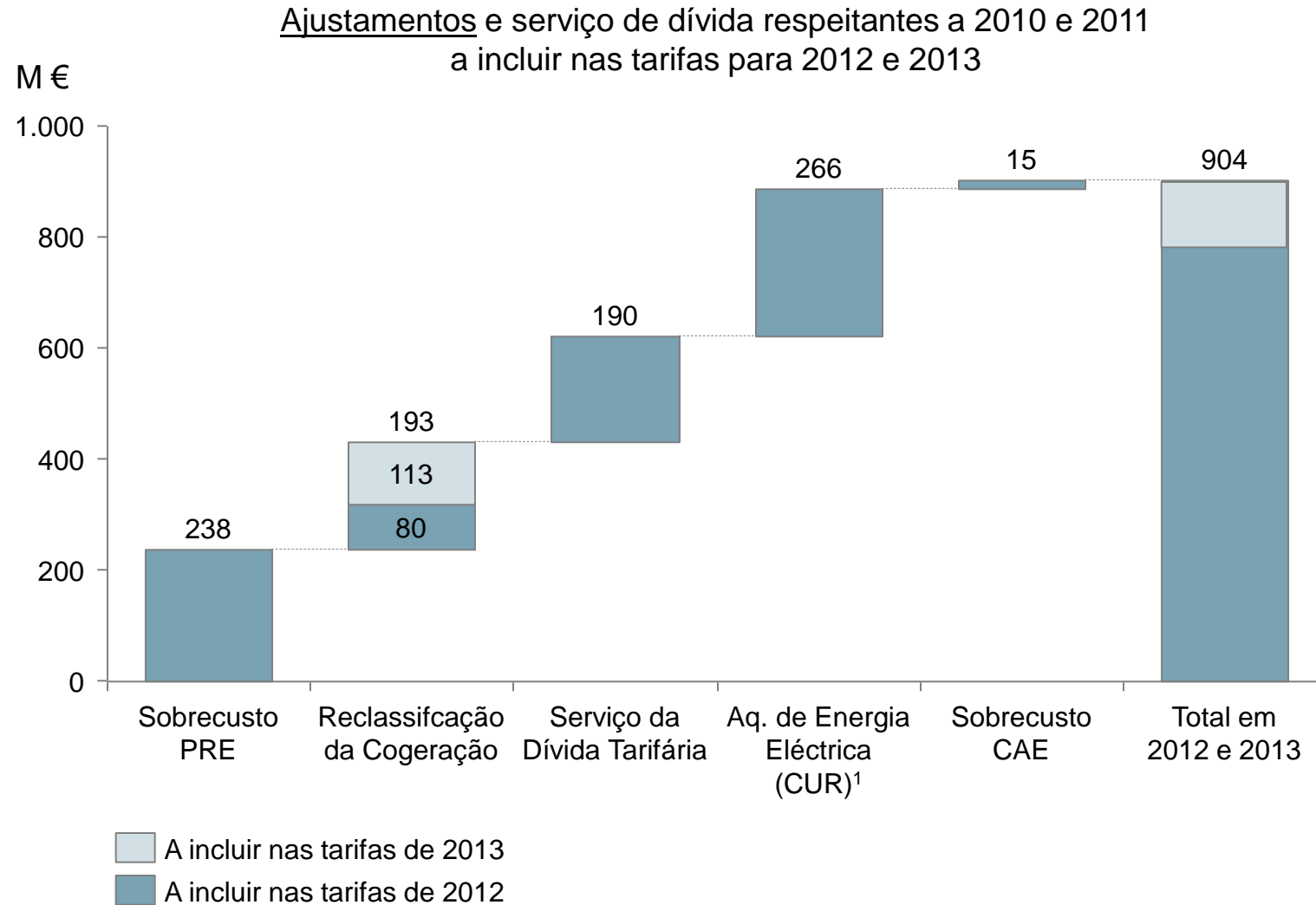


- Convergência tarifária da RAA 2006 e 2007
- Convergência tarifária da RAM 2006 e 2007
- Déficit de BTN em 2006 e 2007
- Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tar
- Sobrecusto da PRE 2009

Nota: Serviço da dívida após 2011, foi estimado com base numa taxa de juro correspondente à Euribor a 3M + spread aplicável, totalizando 2,1% (défices de 2006 e 2007) e 3,5% (restantes)

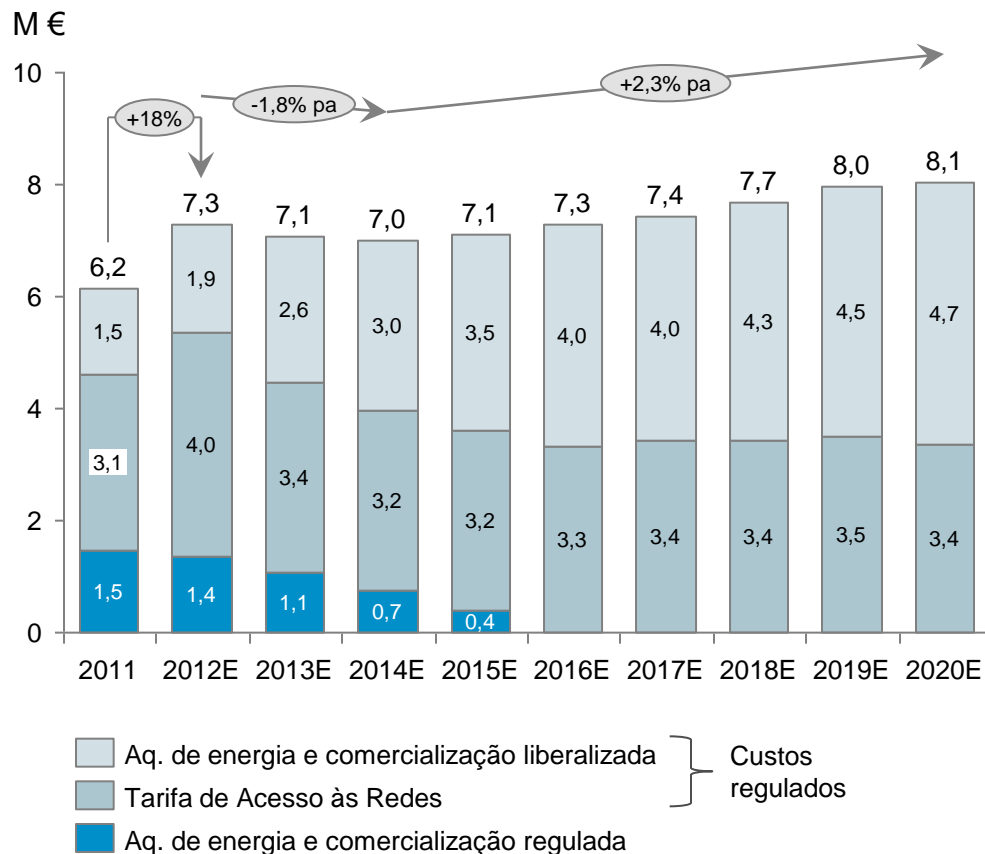
Fonte: ERSE; Análise BCG

Cerca de 900 M€ a pagar em 2012 e 2013 relativos a ajustamentos dos proveitos permitidos de 2010 e 2011



Evolução estimada dos custos globais do sistema eléctrico: ~8,1mM€ em 2020

Evolução estimada dos custos regulados e liberalizados do SEN



Nota: Evolução com base em [1] projecções da procura, preço de electricidade e produção em regime ordinário da REN e [2] um cenário conservador da evolução da produção em regime especial, que prevê uma redução de 25% da potência instalada face ao previsto no PNAER para 2020, mas que ainda assim deverá permitir cumprir objectivo de 55% do consumo de electricidade 2020 ser abastecido a partir de fontes de energia a renováveis

1. Produção em Regime Especial 2. Produção em Regime Ordinário Fonte: ERSE; REN; DGE

Implicações

Aumento pontual e significativo dos custos do SEN em 2012 (+18%)

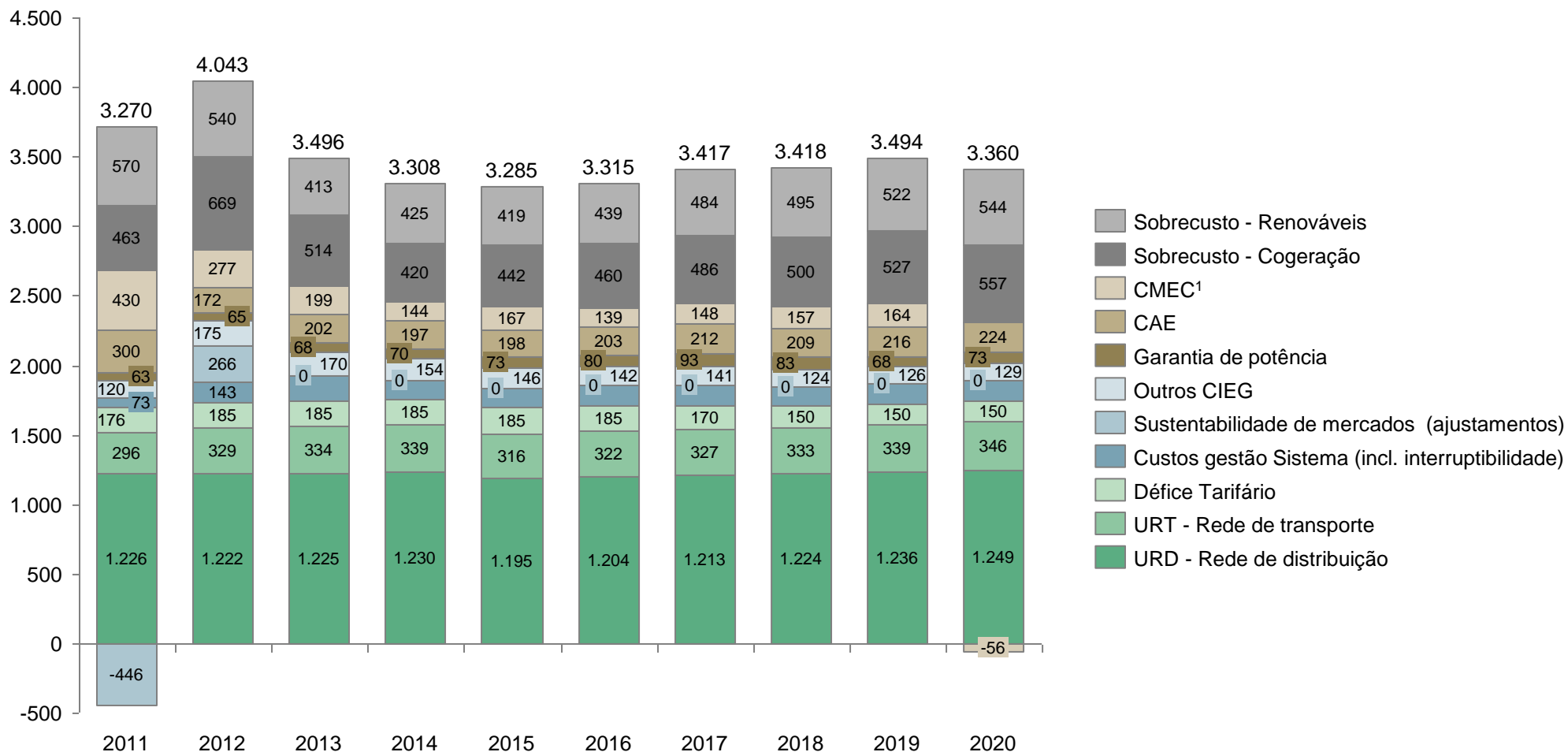
- Aumento dos preços de mercado da energia eléctrica
- Encargos da dívida já incorrida a ser repercutidos na factura de 2012 estimados em 0,9mM

Sustentabilidade do SEN a médio prazo não está assegurada

- Trajectória prevista de aumento dos custos com energia eléctrica
 - Maiores custos da energia primária e internalização dos encargos com CO₂
- Encargos com a subsidiação da produção eléctrica nacional
 - Tanto na PRE¹ como na PRO²
- Serviço da dívida tarifária já existente de cerca de 170M€ em média por ano até 2024

Evolução dos custos de acesso às redes de 2011 a 2020

Acesso às redes (M €)



1. Custos de Gestão do Sistema
Fonte: ERSE; REN; DGEG

Crescimento insustentável dos preços, agravado pelo aumento do IVA

Varição da custo médio de electricidade no mercado regulado e liberalizado

	2011	2012	2013	2014	2015	TCAE ¹ '11-'20
MAT²	25,2%	33%	1,5%	-1,7%	2,3%	N.A.
AT³	24,4%	24%	1,8%	-1,5%	1,9%	N.A.
MT⁴	24,3%	21%	-0,4%	-1,7%	1,2%	N.A.
BTE⁵	12,5%	24%	-2,5%	-1,8%	0,3%	N.A.
BTN⁶ (s/ impacto do IVA)	1,1%	30%	-5,3%	-2,4%	-0,6%	N.A.
BTN (c/ impacto do IVA 6% para 23%)	N.A.	53%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Global (s/ impacto do IVA)	9,6%	27%	-3,2%	-2,1%	0,2%	4,5%

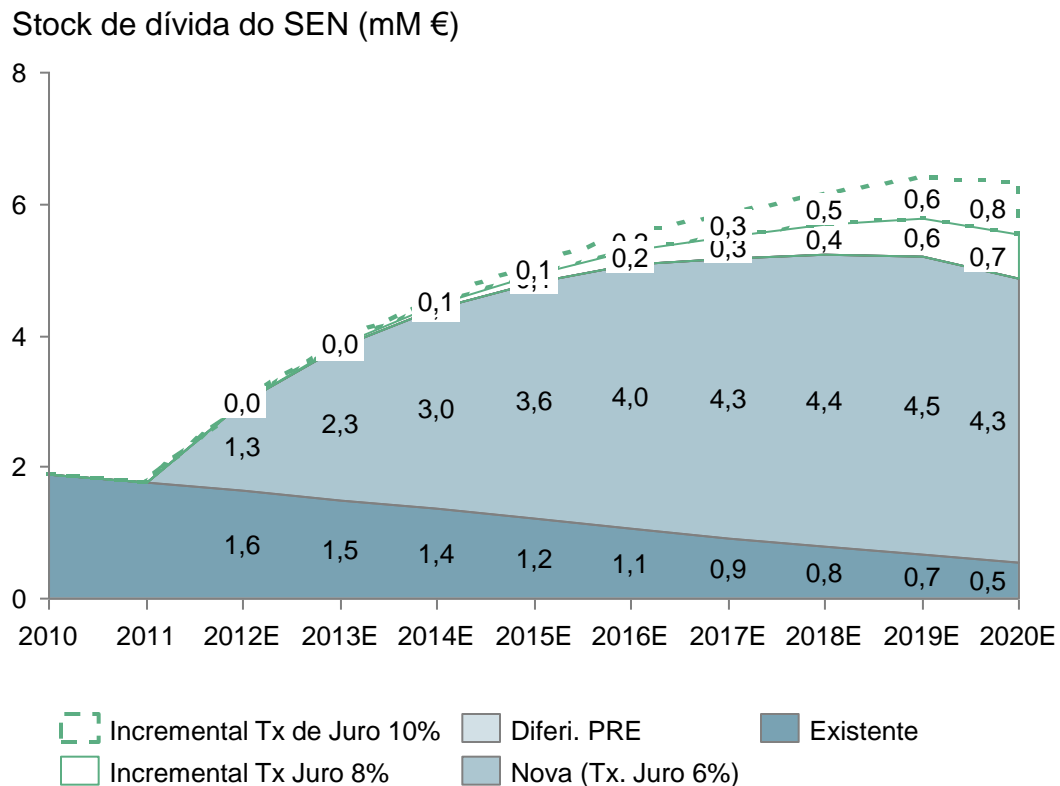
Redução significativa da procura em 2012 amplifica efeito do aumento dos custos totais do SEN sobre os preços da electricidade

TCAE (4,5%) é semelhante à taxa de crescimento do preço da energia (4,7%), o que significa que os outros custos do sistema (agravados com os encargos financeiros dos diferimentos) crescem ao mesmo ritmo, traduzindo uma captura dos ganhos de eficiência do sistema pelos agentes do sector.

1. Taxa de Crescimento Anual de Equilíbrio incluindo custos de financiamento (6%): representa taxa constante de variação dos preços que garante a cobertura da totalidade dos custos do Sistema no período de 2011 a 2020, incluindo custos de financiamento 2. Muito Alta Tensão 3. Alta Tensão 4. Média Tensão 5. Baixa Tensão Especial 6. Baixa Tensão Normal

Impacto na dívida tarifária, limitando o crescimento real dos preços a 1,5%: ~5,2mM€ em 2018

Evolução estimada do stock de dívida do SEN caso se limite o crescimento dos preços globais a 3,4% p.a. até 2020 (Crescimento real = 1,5%)



Implicações

Limitação do crescimento real a 1,5 % implica a criação de nova dívida tarifária...

- Criação de 4,3 mM€ de nova dívida a 2020 com taxa de juro a 6%
- Pico de stock de nova dívida de 4,5 mM€ em 2019

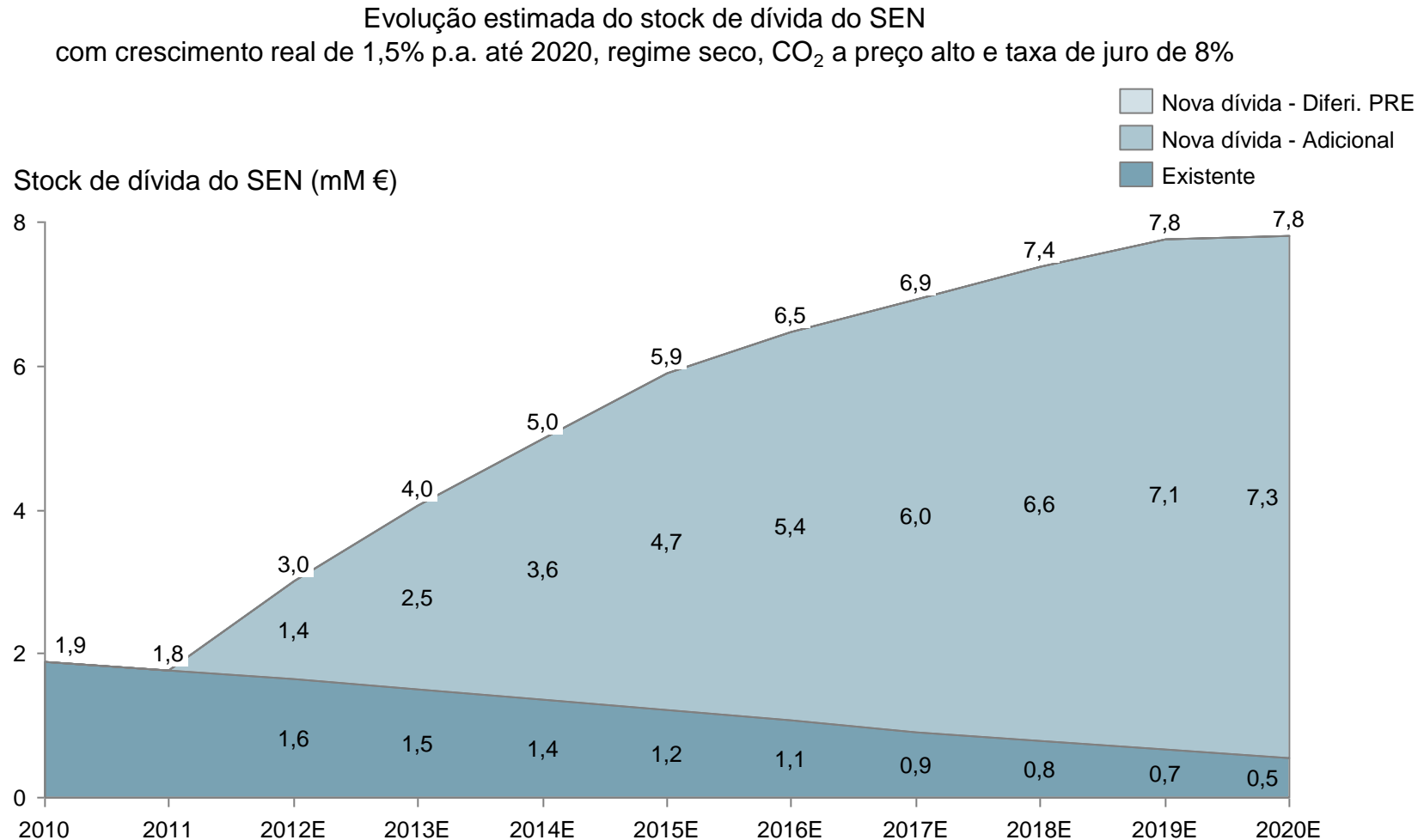
... O que na actual conjuntura implica custos financeiros elevados e incerteza quanto ao sucesso da colocação

- Esta evolução teria encargos financeiros totalizando 1,65 mM€ até 2020¹
 - Cenário de taxa de juro de 8% os encargos representam 2,35 mM€
 - Cenário de taxa de juro de 10% os encargos representam 3,13 mM€
- Não é certo que, no contexto actual, o volume de pico da dívida (4,5 mM€) adicional seja possível de colocar no mercado
 - Cerca de 50% da nova dívida tem de ser financiada em 2012 e 2013

1. Assumida uma taxa de juro média para o período de 2011 a 2020 de 6%, que inclui um prémio de 2,5 p.p. sobre a taxa de juro definida para a dívida tarifária de 2008 e 2009
 Nota: Considerada taxa média de inflação de 1,9 % de '11 a '20. Fonte: Ministério das Finanças (período de '11 a '15)

Cenário mais exigente sem introdução de medidas

Cenário de regime seco em 2012 e 2013, com CO₂ preço alto e taxa de juro de 8%, dívida total atinge máximo de 7,5 mM€ em 2020



1. Assumida uma taxa de juro média para o período de 2011 a 2020 de 8%, que inclui um prémio de 2,5 p.p. sobre a taxa de juro definida para a dívida tarifária de 2008 e 2009
Nota: Considerada taxa média de inflação de 1,9 % de '11 a '20. Fonte: Ministério das Finanças (período de '11 a '15)

Um nível elevado de dívida no SEN tem um efeito de contracção na concessão de crédito à economia

Incentivos à criação de dívida tarifária

- No passado, a dívida tarifária tem sido financiada pela EDP, sendo posteriormente securitizada junto de entidades financeiras nacionais,
- A banca internacional não tem manifestado interesse pela dívida tarifária,
- No contexto da economia portuguesa, a dívida tarifária constitui um veículo atractivo para a banca portuguesa conceder crédito, com um nível de risco baixo e com baixos custos de transacção,
- A colocação dos instrumentos de securitização da dívida tarifária junto da banca nacional, no actual contexto de desalavancagem e escassez de liquidez, irá agravar a escassez de crédito às empresas e famílias, agravando substancialmente a situação já hoje vivida.

Implicações de elevado nível de dívida tarifária

- No actual contexto de desalavancagem da banca portuguesa, a capacidade de concessão de crédito da banca que seja absorvida pelo sector eléctrico, deixará de estar disponível para os restantes sectores da economia,
- Amplificação dos efeitos de escassez de financiamento para outros sectores da economia, como as PME ou as empresas exportadoras de bens transaccionáveis.

O aumento dos preços e a criação de nova dívida tarifária não asseguram a sustentabilidade do SEN

Aumento dos preços da electricidade

- **Nível do aumento de custos do SEN em 2012 obriga ao aumento dos preços de electricidade**
 - Aumento dependente do impacto de outras medidas
- **Efeito agravado pela simultaneidade com o aumento do IVA de 6% para 23%**
- **Implica reduzir o rendimento disponível das famílias e afectar a competitividade das empresas**

Diferimento de custos no curto prazo

- **Aumento significativo dos custos do SEN em 2012 torna necessário o seu alisamento**
- **Legislação actual já prevê um mecanismo de diferimento de custos** (DL 78/2011, art .73A)
 - Limitado ao sobrecusto da PRE
 - ERSE tem autonomia para implementar este alisamento
- **Implica criação de nova dívida tarifária e resultantes custos financeiros**
 - Actual conjuntura pressupõe juros elevados e reduzida disponibilidade de capital

É necessário encontrar medidas estruturais que contribuam para garantir a sustentabilidade do SEN

Índice

Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

Principais pressupostos

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Activos estratégicos

Grandes linhas da política energética

Medidas para alcançar o equilíbrio financeiro do SEN até 2020

A solução passa por reequilibrar, de forma progressiva e sustentada, o SEN:

- Corrigindo a responsabilidade excessiva de financiamento dos custos do SEN que actualmente impende sobre os consumidores (principalmente os que estão em regime de Baixa Tensão);
- Procurando novas fontes de receita;
- Convocando os Produtores (os intervenientes do SEN que têm beneficiado de maior protecção) para colaborarem neste reequilíbrio;
- Promovendo a progressiva eliminação de apoios excessivos ou injustificados a intervenientes do SEN como forma de estimular o mercado de electricidade.

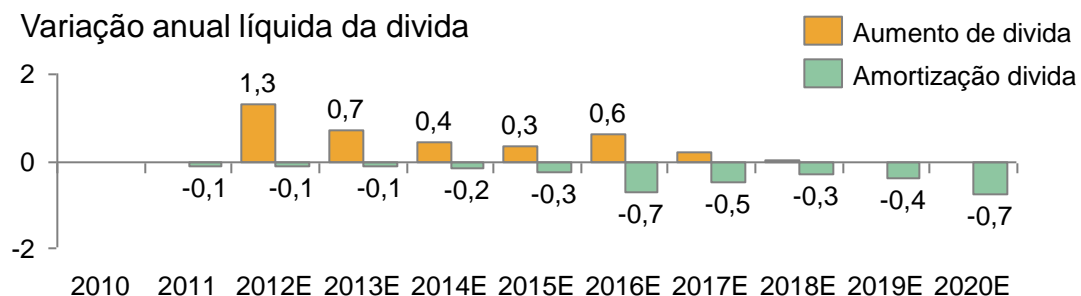
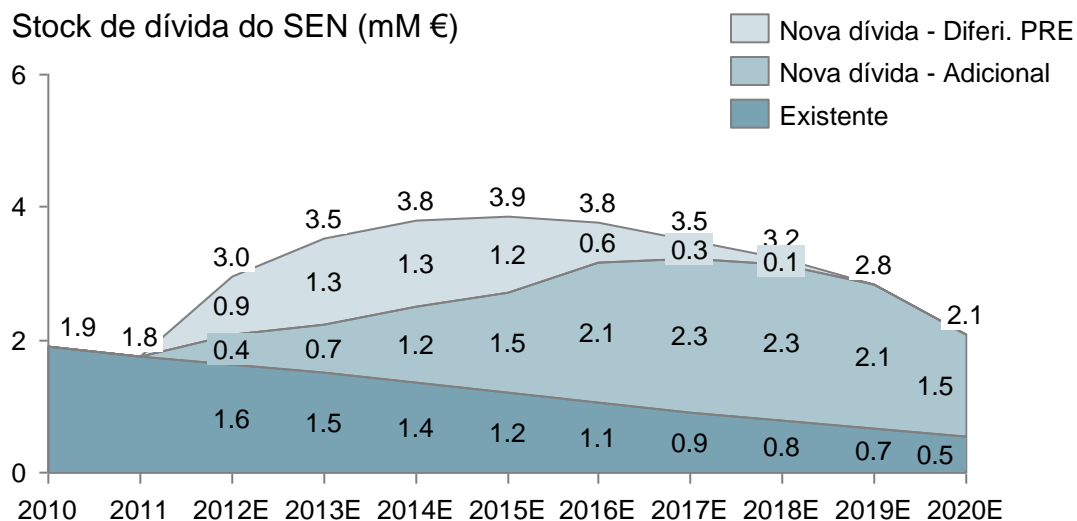
Foram estudadas várias soluções, tendo sido identificadas como mais adequadas as seguintes:

- a) Diferimento dos sobrecustos da PRE;
- b) Redução de custos da cogeração (regulamentação da legislação);
- c) Alocação das receitas da venda de licenças de CO₂;

Insuficiência das medidas para a sustentabilidade do SEN

Divida total atinge máximo de 3,9 mM€ em 2015 (tx de juro 6%) podendo atingir 4,0 mM€ em 2015 (tx de juro 8%) ou 4,2 mM € em 2016 (tx de juro de 10%)

Evolução estimada do stock de dívida do SEN com crescimento real de 1,5% p.a. até 2020 e CO₂ a preços de referência



Implicações

Limitação do crescimento real a 1,5 % implica a criação de nova dívida tarifária...

- Criação de 1,5 mM € de nova dívida a 2020
- Pico de stock de nova dívida de 2,7 mM€ em 2015

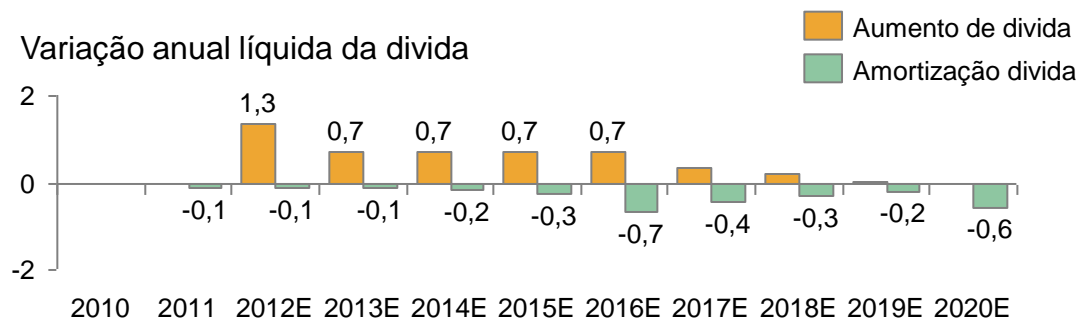
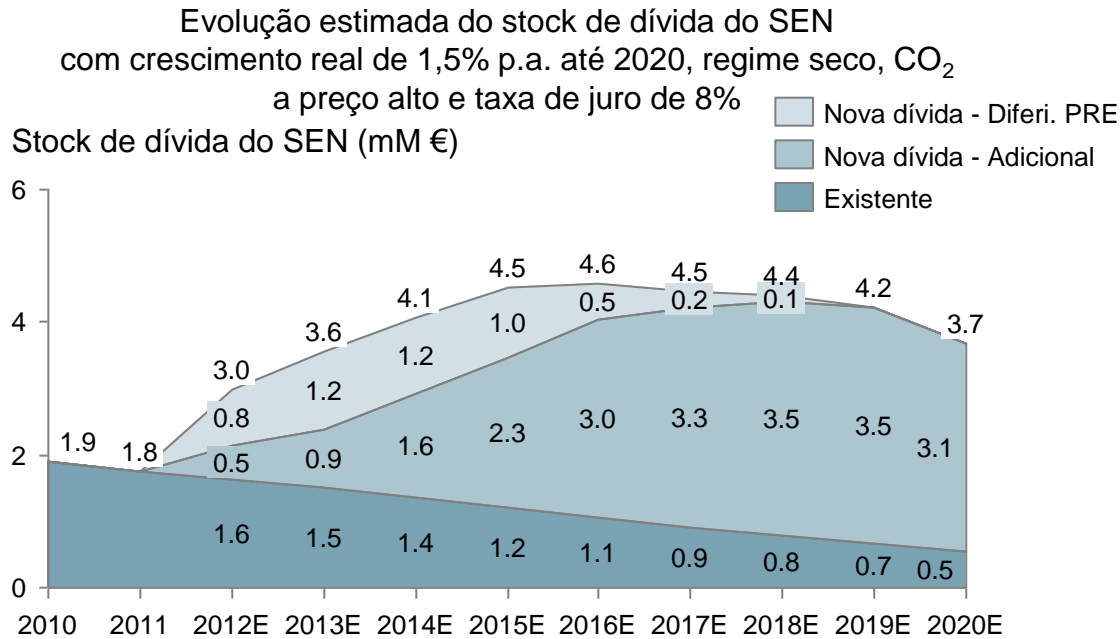
... O que na actual conjuntura implica custos financeiros elevados e incerteza quanto ao sucesso da colocação

- Este diferimento teria encargos financeiros totalizando 1,10 mM € até 2020¹
 - Cenário de taxa de juro de 8% os encargos representam 1,58 mM€
 - Cenário de taxa de juro de 10% os encargos representam 2,12 mM€
- Não é certo que, no contexto actual, o volume de dívida em causa (2,7 mM €) seja possível de colocar no mercado
 - Cerca de 75% deste valor teria de ser financiado em 2012 e 2013

1. Assumida uma taxa de juro média para o período de 2011 a 2020 de 6%, que inclui um prémio de 2,5 p.p. sobre a taxa de juro definida para a dívida tarifária de 2008 e 2009
Nota: Considerada taxa média de inflação de 1,9 % de '11 a '20. Fonte: Ministério das Finanças (período de '11 a '15)

Insuficiência das medidas para a sustentabilidade do SEN

Num cenário de regime seco, com CO₂ preço alto e taxa de juro de 8% dívida total atinge máximo de 4,6 mM€ 2016



Implicações

3 medidas implementadas:

- Diferimento da PRE
- Licenças de CO₂
- Redução de custos da cogeração

Limitação do crescimento real a 1,5 % implica a criação de nova dívida tarifária...

- Criação de 3,1 mM € de nova dívida a 2020
- Pico de stock de nova dívida de 3,5 mM€ em 2016

... O que na actual conjuntura implica custos financeiros elevados e incerteza quanto ao sucesso da colocação

- Este diferimento teria encargos financeiros totalizando 1,89 mM € até 2020¹

1. Assumida uma taxa de juro média para o período de 2011 a 2020 de 8%, que inclui um prémio de 2,5 p.p. sobre a taxa de juro definida para a dívida tarifária de 2008 e 2009

Nota: Considerada taxa média de inflação de 1,9 % de '11 a '20. Fonte: Ministério das Finanças (período de '11 a '15)

Medida adicional: contribuição do sector electroprodutor para o SEN

Contribuição do sector electroprodutor

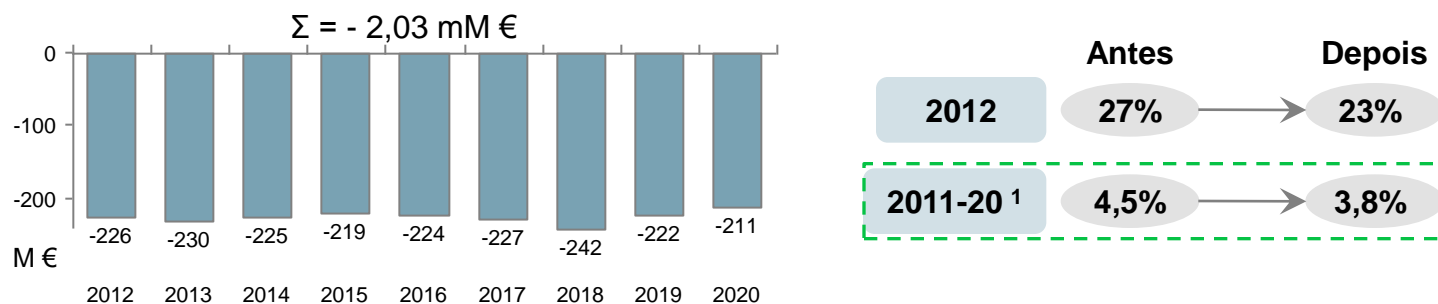
Contexto

- A evolução do problema tarifário, sem as correcções projectadas, conduzirá à insustentabilidade do SEN, que afectaria também os interesses dos electroprodutores
- De uma forma geral, a capacidade de produção do SEN beneficia, directa ou indirectamente, de subsídios ou compensações que implicam sobrecustos para o SEN
- O esforço imposto pela contribuição não assume dimensão que comprometa o equilíbrio económico das centrais electroprodutoras (a generalidade dos PRE e respectivas associações consideram que o esforço era razoável e que seria uma medida equilibrada)

Racional

- A contribuição incide sobre actividades protegidas que geram taxas de rendibilidade superiores às que seriam obtidas em regime de livre concorrência
- A contribuição é uma medida abrangente e não discriminatória, incidindo na generalidade dos operadores do sistema electroprodutor
- O valor da contribuição é definido com base no regime de produção (PRO – CMEC, CAE ou garantia de potência; PRE – Cogeração, renováveis e outros) e pela tecnologia utilizada
- Os operadores em regime de mercado estão isentos da contribuição, estabelecendo-se isenções também para aqueles produtores cuja licença foi atribuída em concurso

Impacto²



1. Taxa de Crescimento Médio de Equilíbrio 2. Assume CO2 a preços de referência e taxa de juro de 6% 2. Impacto considera que regime de garantia de potência irá prolongar-se durante todo o período da análise

Medidas para alcançar o equilíbrio financeiro do SEN até 2020

Contribuição do sector electroprodutor

Racional da medida:

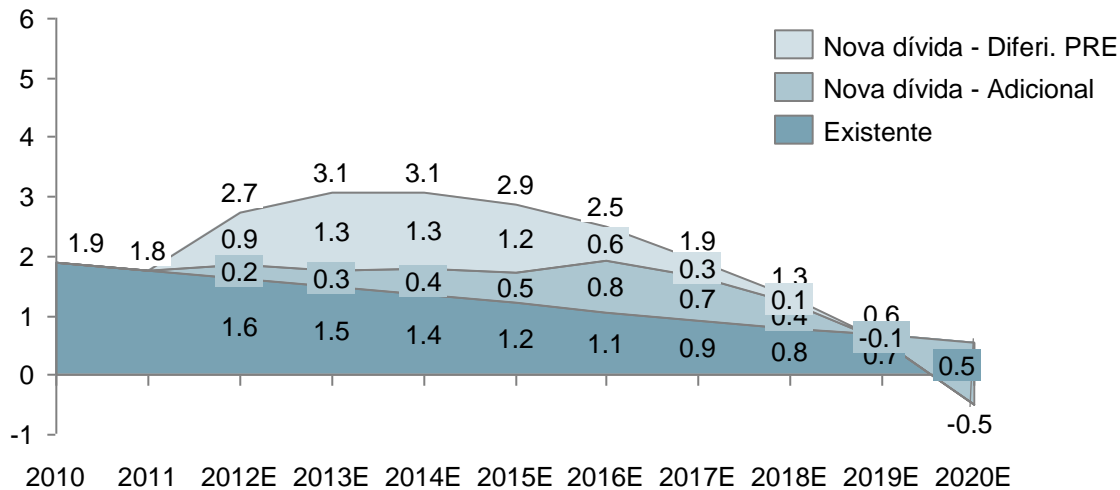
- O sector electroprodutor tem beneficiado de um conjunto de apoios que protegem a sua posição, enquanto interveniente do SEN, que os discrimina positivamente relativamente aos demais intervenientes e os deixa menos expostos aos factores negativos;
- A evolução financeira do SEN, necessitando ser rapidamente corrigida, não deve excluir nenhum dos seus intervenientes;
- A maioria dos apoios e incentivos de que os produtores beneficiam foi-lhes reconhecida por via legislativa, ou por contratos enquadrados em disposições legais que garantem os seus direitos;
- Foi tentada a via negocial como forma de reduzir os apoios actuais, mas mostrou-se infrutífera;
- O Governo não pretende impor alterações a contratos existentes (dos quais não é Parte) nem alterar por via legislativa direitos atribuídos no passado e que gozem de tutela no futuro (*“Direitos Adquiridos”*), preferindo criar incentivos para que os electroprodutores venham no futuro, *“motu proprio”*, a abandonar as prerrogativas de que actualmente gozam;
- Portugal vive actualmente uma situação excepcional, que justifica a tomada de medidas excepcionais, das quais ninguém deve estar especialmente protegido;
- Esta medida é consistente com os objectivos para o sector da energia acordados entre o Governo Português e a CE, o BCE e o FMI (cf. Ponto 5. “limitação dos sobrecustos associados à produção de electricidade nos regimes ordinário e especial”, em especial os Pontos 5.6 a 5.15. do MoU)

A implementação concertada das 4 medidas permite alcançar o equilíbrio financeiro do SEN em 2020

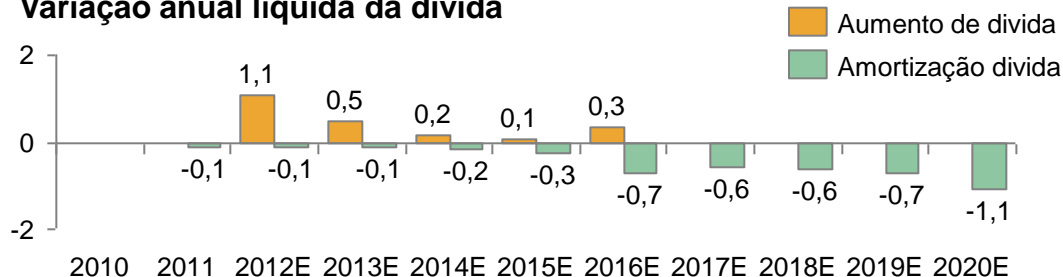
Dívida total atinge máximo em 2014: 3,1 mM€ (taxa de juro 6%)

Evolução estimada do stock de dívida do SEN com crescimento real de 1,5% p.a. até 2020

Stock de dívida do SEN (M €)



Variação anual líquida da dívida



Implicações

4 medidas implementadas:

- Diferimento da PRE
- Licenças de CO₂
- Redução de custos da cogeração
- Contribuição do sector electroprodutor

Limitação do crescimento real a 1,5 % implica pico de stock de dívida incremental de 1,7 mM€ em 2014

Esta solução permite reduzir substancialmente as necessidades de financiamento (máximo de 1,7 mM€ em 2014), que estão maioritariamente asseguradas pelo mecanismo previsto no art.º 73-A do DL 78/2011

- Dívida adicional a financiar além do 73A está limitada a um máximo de 0,8 mM€ em 2016
- Encargos financeiros totais limitados a 0,54 mM € até 2020¹

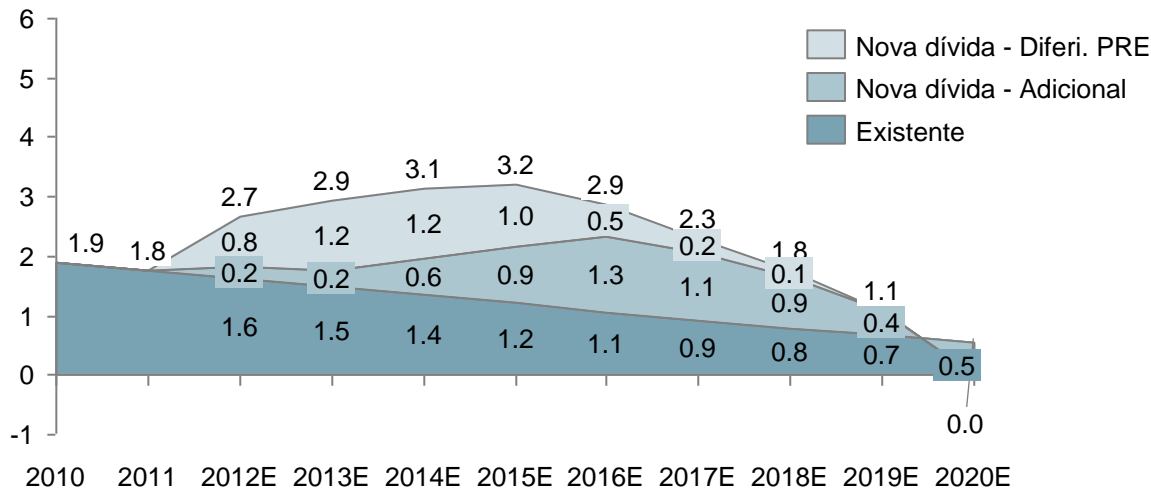
1. Assumida uma taxa de juro média para o período de 2011 a 2020 de 6%, que inclui um prémio de 2,5 p.p. sobre a taxa de juro definida para a dívida tarifária de 2008 e 2009
Nota: Considerada taxa média de inflação de 1,9 % de '11 a '20. Fonte: Ministério das Finanças (período de '11 a '15)

A implementação concertada das 4 medidas permite alcançar o equilíbrio financeiro do SEN em 2020

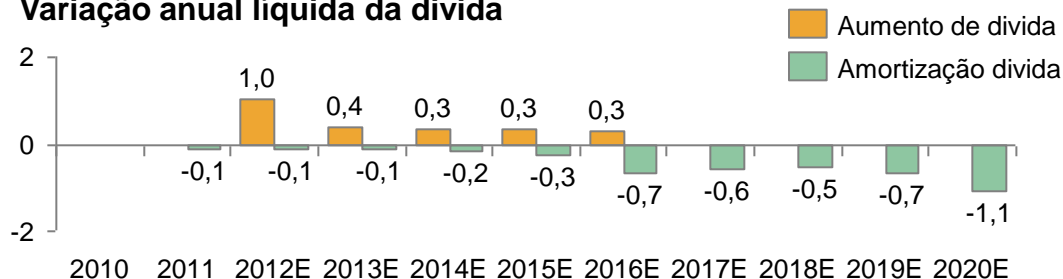
Dívida total atinge máximo em 2015: 3,2 mM€ (taxa de juro 8%)

**Evolução estimada do stock de dívida do SEN
com crescimento real de 1,5% p.a. até 2020, regime seco,
CO₂ a preço alto e taxa de juro de 8%**

Stock de dívida do SEN (M €)



Variação anual líquida da dívida



Implicações

4 medidas implementadas:

- Diferimento da PRE
- Licenças de CO₂
- Redução de custos da cogeração
- Contribuição do sector electroprodutor

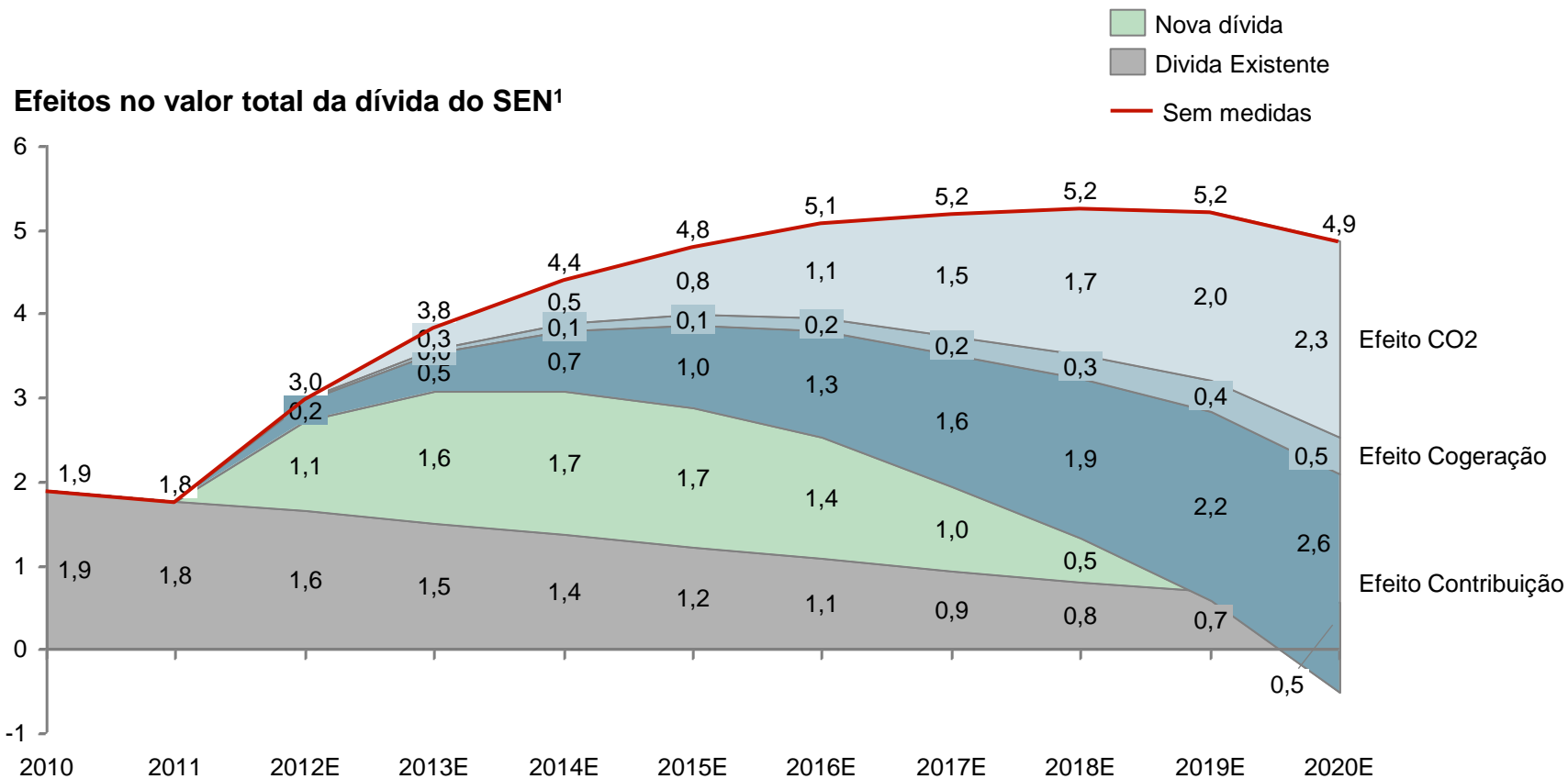
**Limitação do crescimento real a 1,5 %
implica pico de stock de dívida incremental
de 2,0 mM€ em 2015**

**Esta solução permite reduzir
substancialmente as necessidades de
financiamento (máximo de 2,0 mM€ em
2015), que estão maioritariamente
asseguradas pelo mecanismo previsto no
art.º 73-A do DL 78/2011**

- Dívida adicional a financiar além do 73A está limitada a um máximo de 1,3 mM€ em 2016
- Encargos financeiros totais limitados a 0,86 mM € até 2020¹

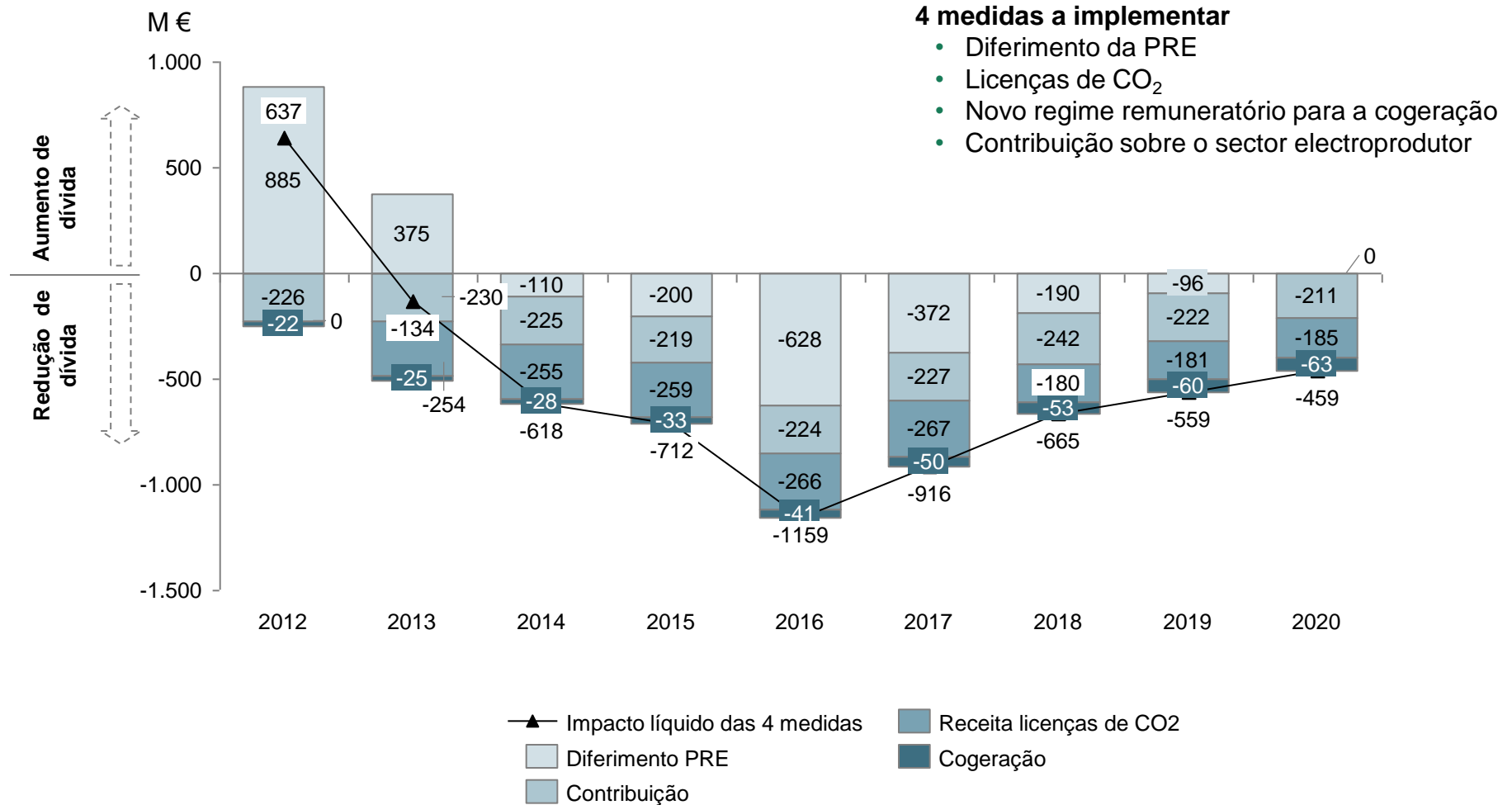
1. Assumida uma taxa de juro média para o período de 2011 a 2020 de 6%, que inclui um prémio de 2,5 p.p. sobre a taxa de juro definida para a dívida tarifária de 2008 e 2009
Nota: Considerada taxa média de inflação de 1,9 % de '11 a '20. Fonte: Ministério das Finanças (período de '11 a '15)

Efeitos das medidas propostas na redução da dívida do SEN



1. Exclui efeito de Diferimento PRE uma vez que este não tem impacto na dívida total do SEN
 Nota: Valores apresentados assumem cenário de CO2 a preços de referência e taxa de juro de 6%

Impacto líquido da implementação das 4 medidas na variação da dívida do sistema



Nota: Valores apresentados assumem cenário de CO2 a preços de referência e taxa de juro de 6%

Impacto das 4 medidas propostas nos preços da electricidade

Variação da custo médio de electricidade no mercado regulado e liberalizado

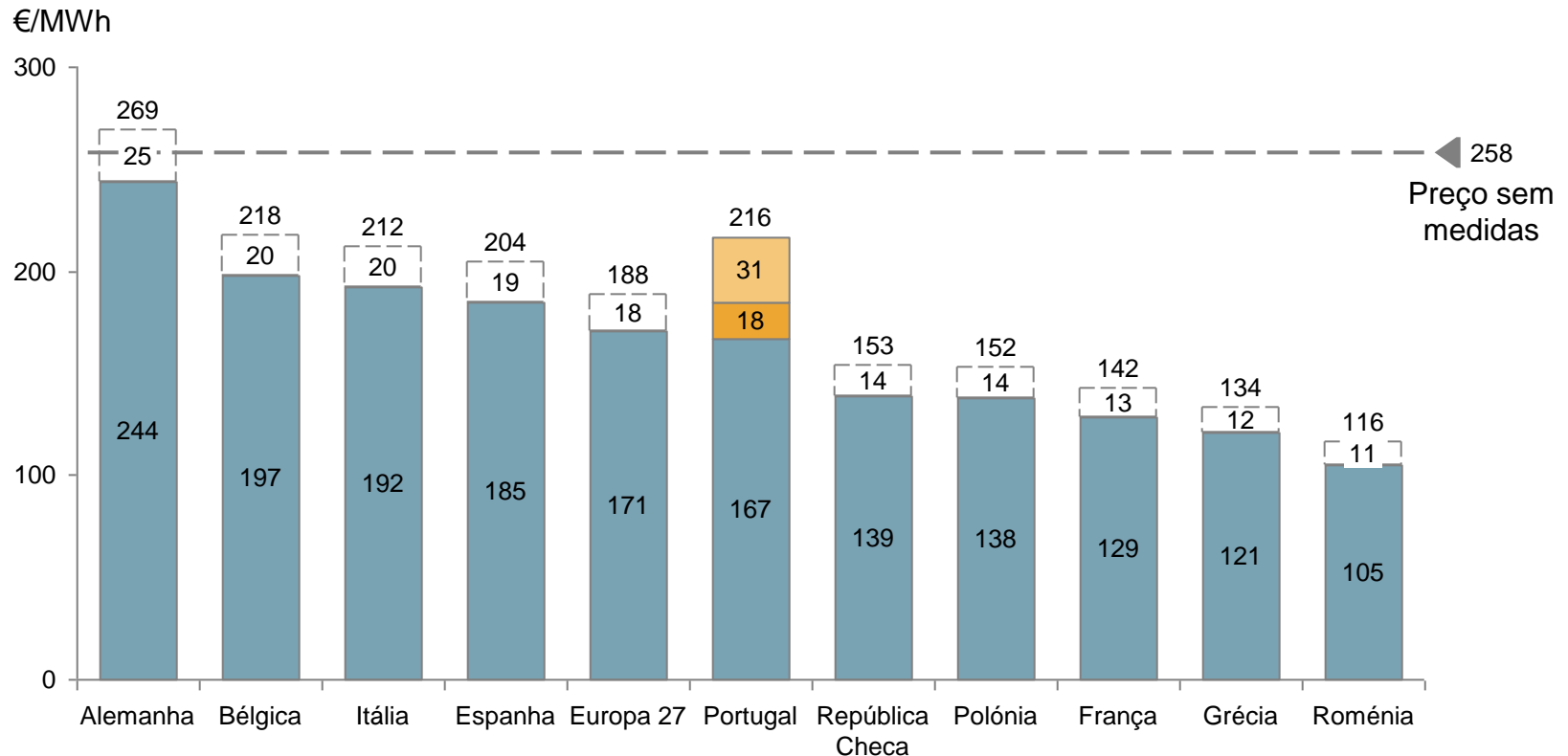
	2011	2012	2013	2014	2015	TCAE ¹ '11-'20
MAT²	25,2%	14%	2,3%	3,3%	3,4%	N.A.
AT³	24,4%	7%	2,6%	3,4%	2,9%	N.A.
MT⁴	24,3%	6%	0,1%	2,8%	2,1%	N.A.
BTE⁵	12,5%	11%	-2,1%	2,2%	1,0%	N.A.
BTN⁶ (s/ impacto do IVA)	1,1%	7%	0,5%	7,7%	1,1%	N.A.
BTN⁶ (c/ impacto do IVA 6% para 23%)	N.A.	25%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Global (s/ impacto do IVA)	9,6%	7%	0,4%	5,5%	1,6%	3,1%

1. Taxa de Crescimento Anual de Equilíbrio: representa taxa constante de variação dos preços que garante a cobertura da totalidade dos custos do Sistema no período de 2011 a 2020, incluindo custos de financiamento 2. Muito Alta Tensão 3. Alta Tensão 4. Média Tensão 5. Baixa Tensão Especial 6. Baixa Tensão Normal

Nota: Valores apresentados assumem cenário de CO2 a preços de referência e taxa de juro de 6%

Com a implementação das medidas, o impacto sobre os consumidores domésticos será menor

Comparação de preços de electricidade no consumidor doméstico¹ em diferentes países da União Europeia no 2º Semestre de 2010



 Referência: Variação em 2011 e 2012 (5%/ano)
 Variação da tarifa em Portugal (2011 e 2012)

Impacto do IVA em Portugal (6% para 23%)
 Preços no 2º Semestre de 2010

1. Considerado a categoria de Consumidor Médio (sigla original: Dc), representando um consumo anual entre 2,5 a 5,0 MWh/ano (média da BTN em Portugal é cerca de 3,3MWh/ano)
 Fonte: Eurostat

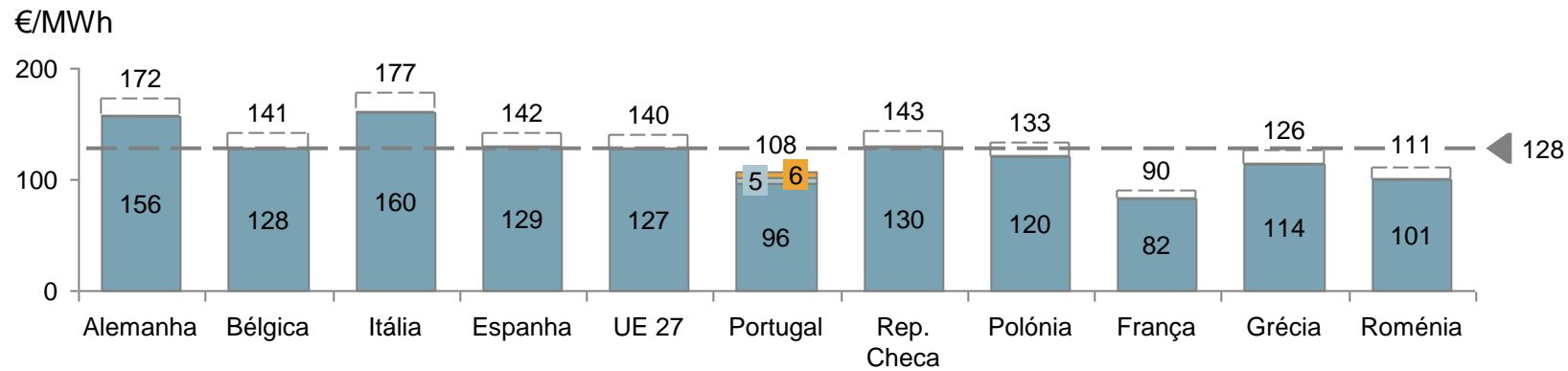
A implementação das medidas permite manter a competitividade dos preços de electricidade na indústria

Preços de electricidade (incl. impostos) no consumidor industrial¹ nos países da UE no 2º Sem. de 2010

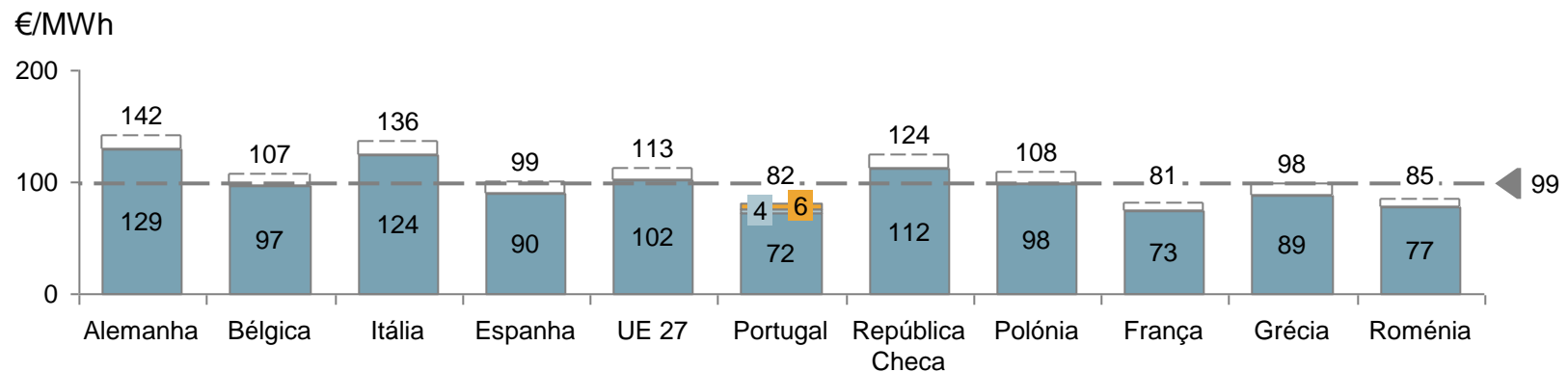
Consumo anual

Benchmark de preços de electricidade

500 a 2.000 MWh/ano (~MT)



20.000 a 70.000 MWh/ano (~AT e MAT)



 Referência: Variação em 2011 e 2012 (5% por ano)
 Pressuposto de variação da tarifa em PT em 2011 (+5%)
 Variação da tarifa em PT estimada para 2012²
 Preços no 2º Semestre de 2010

1. Necessário ter em conta que as comparações de preços de electricidade no consumidor industrial são geralmente enviesadas pela existência de subsídios não reflectidos no preço em €/MWh
 2. Para o MT foi utilizado o valor estimado de +35%; para AT/MAT foi utilizada a média dos valores estimados para cada categoria (AT: +43%; MAT: +55%) Fonte: Eurostat

Índice

Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

Principais pressupostos

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Activos estratégicos

Grandes linhas da política energética

Salvaguarda dos activos estratégicos do sector

As actividades estratégicas do sector são desenvolvidas pelas empresas (nomeadamente REN e EDP) atendendo ao interesse público, para além do empresarial.

Depois de perda a posição accionista maioritária e outros privilégios do Estado, a motivação empresarial para prosseguir a defesa do interesse público pode diminuir, em especial quando colidir com interesses económicos e/ou estratégicos dos seus novos accionistas.

Activos Estratégicos:

- **Gestão dos sistemas (SEN, SNGN)**
- **Gestão de mercados (acertos, serviços de sistema, certificação de origem da produção, etc)**
- **Planeamento de infra-estruturas (RNT, RNTIAT, RD)**
- **Planeamento energético**
- **Informação estratégica (operacional, comercial)**

Índice

Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

Principais pressupostos

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Activos estratégicos

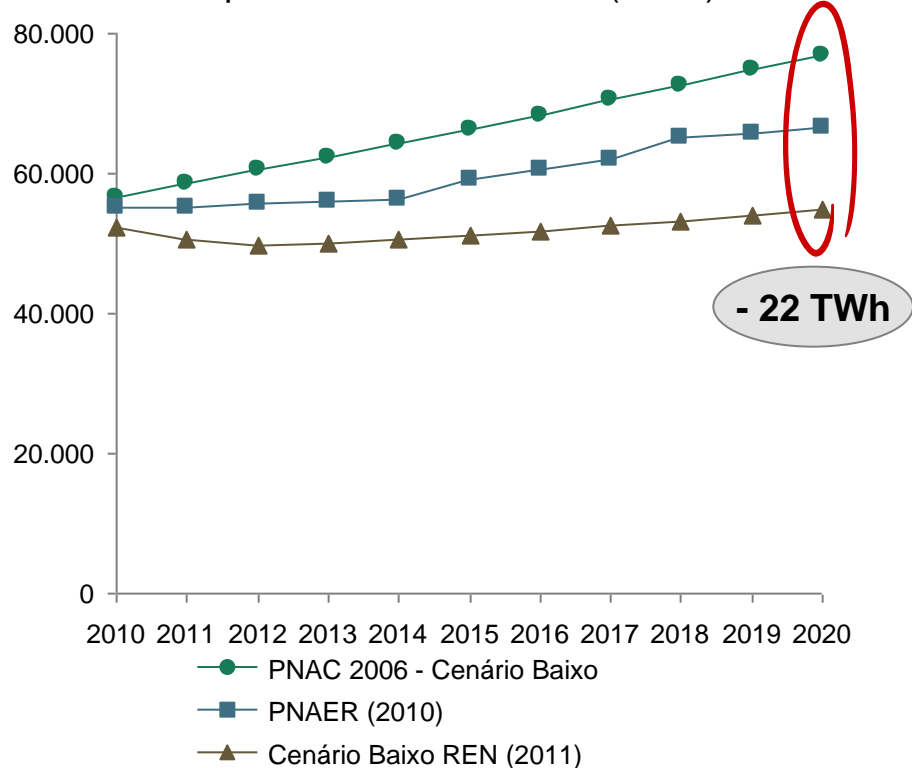
Grandes linhas da política energética

O contexto do sector da energia mudou

Os pressupostos sobre os quais a política energética foi desenhada, alteraram-se

A crise financeira mudou o contexto...

Cenários de procura - Electricidade (GWh)



...e provocou uma alteração de pressupostos

Redução do consumo induzida pela quebra de poder de compra

- Quebra na procura de electricidade
- Redução do consumo de combustíveis

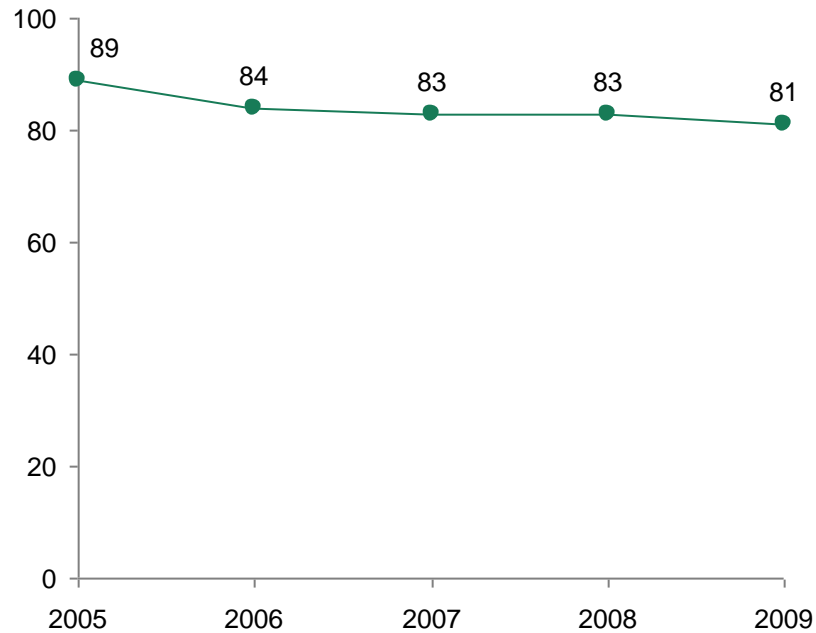
Insustentabilidade financeira

- Dificuldade em financiar projectos de energia
- Dificuldade em incorporar os custos ambientais
- Menor base para repercutir custos coloca pressão sobre os preços

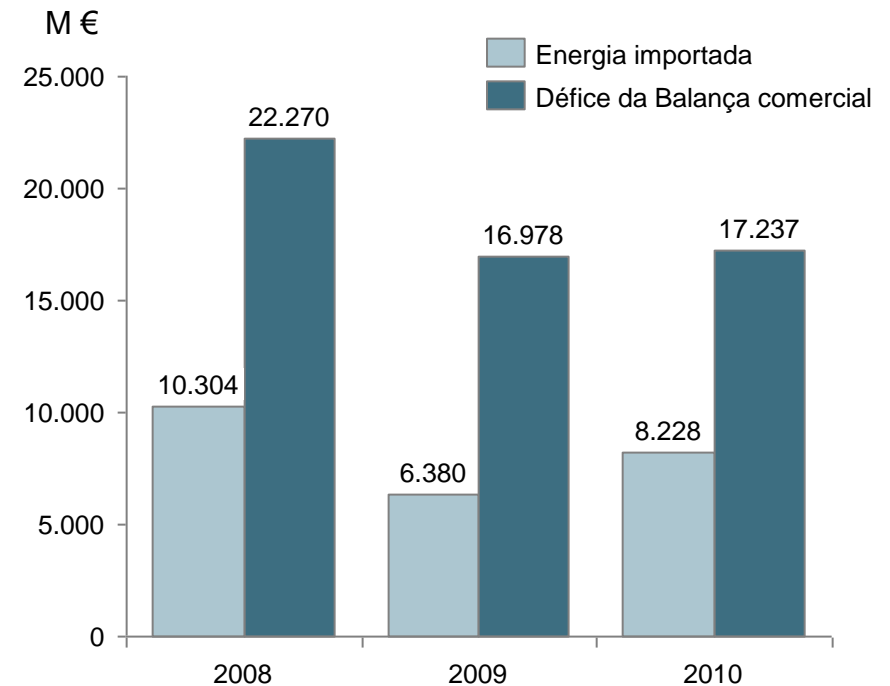
A dependência energética tem forte impacto na balança comercial, sendo um factor crítico para a retoma económica

Elevado nível de dependência energética do exterior

Dependência Energética¹ (%)



Contribui fortemente para o desequilíbrio da balança comercial



Peso da Energia no défice da Balança de Pagamentos (%)

46,2

37,6

47,7

Peso da Energia no total de importações (%)

16,8

13,0

15,2

1. Total de importações de energia /total de consumo de energia
Fonte: DGEG; INE

Mudança de paradigma na abordagem ao desafio energético

Economia como um todo desloca recursos para o sector da energia, de forma a obter retorno no futuro

Subsidiar fortemente novas tecnologias de energia (renováveis, redes inteligentes, carro eléctrico), com o objectivo gerar impactos indirectos positivos na economia (emprego, crescimento económico e exportações)



- Facilita o cumprimento de compromissos internacionais em matéria de sustentabilidade



- Gera importações no curto prazo
- Consome capacidade de endividamento
- Aumento de preços da energia
- Risco dos efeitos indirectos não se materializarem

Sector da energia é competitivo per si, libertando recursos no imediato para a restante economia

Limitar o crescimento dos custos com a energia (e respectivos preços de mercado), mantendo uma perspectiva de custo benefício em todas as decisões de política energética

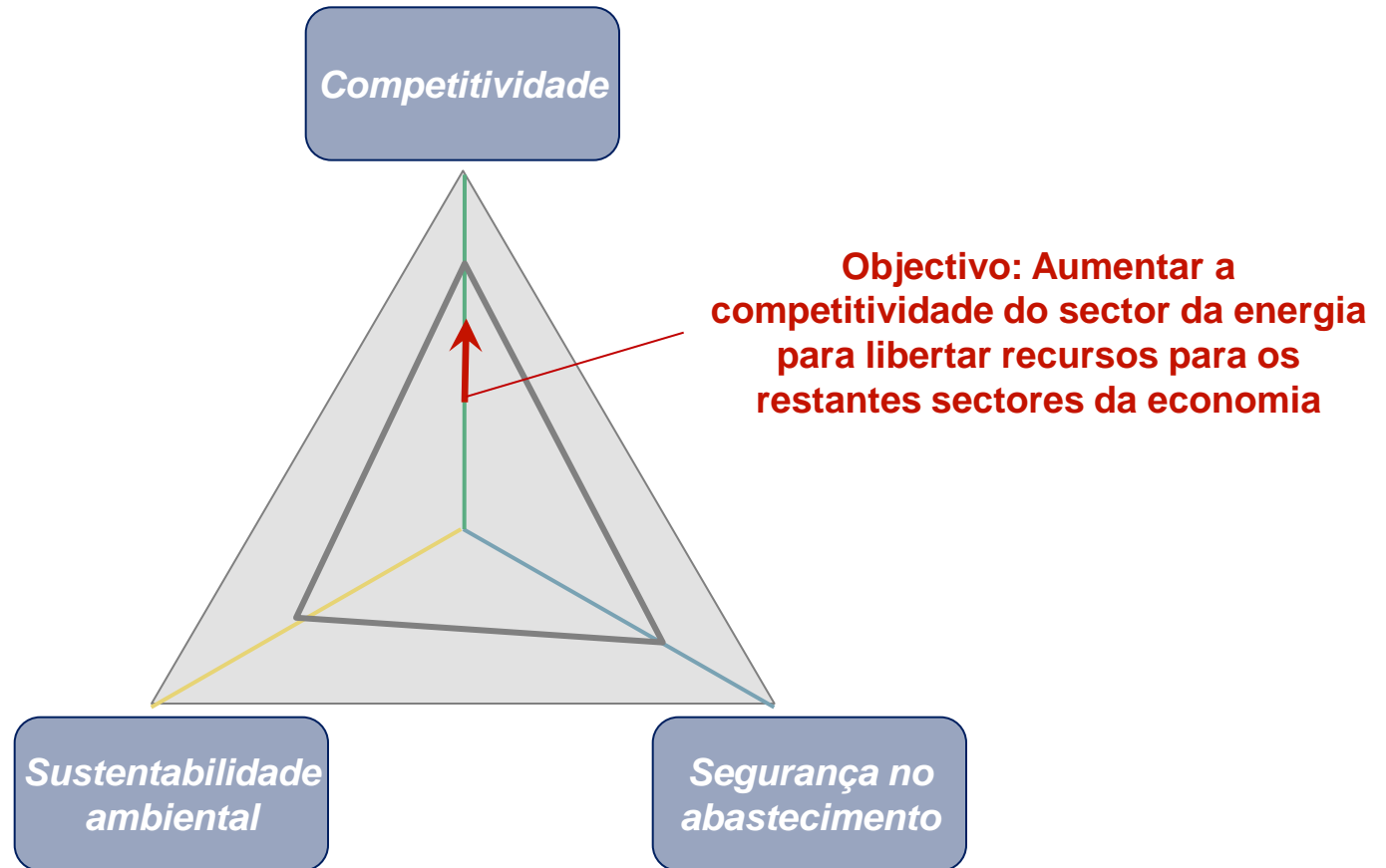


- Baixa custos da energia
- Liberta poder de compra das famílias
- Melhora a competitividade das empresas exportadoras de bens transaccionáveis



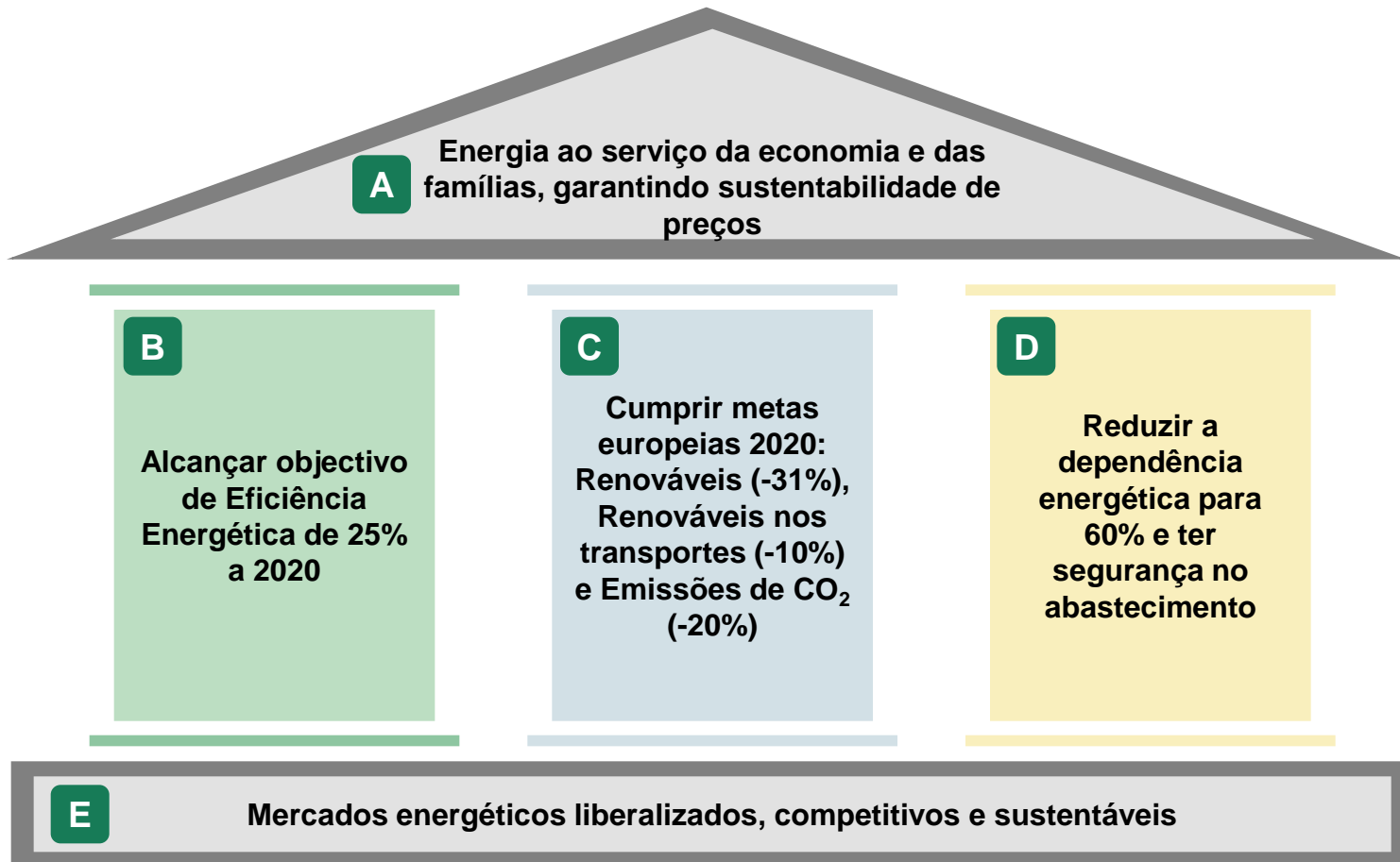
- Diminui nível de apoio a empresas do sector
- Aumenta dificuldade em cumprir metas internacionais de sustentabilidade

Os objectivos de política energética mantêm-se... ... mas a filosofia de base alterou-se



Colocar a energia ao serviço do país, e não olhar para o sector como um fim em si mesmo

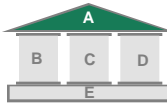
Visão a 2020 do sector da energia em Portugal



Visão a 2020 é definida em cinco eixos

Eixos	Implicações
A Energia ao serviço da economia e das famílias garantindo sustentabilidade de preços	<ul style="list-style-type: none">• Preços competitivos de energia implicam aumento da competitividade das empresas e maior rendimento disponível das famílias• Eliminação dos défices tarifários implica que o sector da energia não absorva capacidade de endividamento, libertando-a para outros sectores da economia• Empresas portuguesas no sector da energia competitivas no mercado global
B Alcançar objectivo de Eficiência Energética de 25% a 2020	<ul style="list-style-type: none">• Menor exposição da economia portuguesa à evolução dos preços da energia nos mercados internacionais• Utilização óptima dos recursos energéticos• Contribuição para a Eficiência Energética por parte do sector Estado• Redução do consumo de energia facilita cumprimento de metas europeias
C Cumprir metas europeias 2020: Renováveis (-31%), Renováveis nos transportes (-10%) e Emissões de CO ₂ (-20%)	<ul style="list-style-type: none">• Cumprimento dos compromissos europeus assumidos por Portugal em 2010, relativos a energias renováveis, energias renováveis nos transportes e emissões de CO₂• Descarbonização progressiva do sector da energia• Justiça inter-geracional, através da incorporação das externalidades negativas ambientais
D Reduzir a dependência energética para 60% e ter segurança no abastecimento	<ul style="list-style-type: none">• Redução da exposição de Portugal à volatilidade dos mercados spot de energia primária• Aumento da incorporação de recursos endógenos no mix energético• Diversificação do risco de fornecimento (risco político e operacional)
E Mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis	<ul style="list-style-type: none">• Mercados energéticos totalmente liberalizados, altamente competitivos, com mecanismos transparentes de fixação de preços e com uma regulação estável e bem aplicada• Participação de empresas privadas e competitivas nos mercados energéticos, com redução das barreiras à entrada de novos players

A. Energia ao serviço da economia e das famílias garantindo sustentabilidade de preços



Aumento da competitividade

- 1 Limitar aumentos de preços de energia, através da eliminação de sobrecustos e de lucros económicos excessivos para empresas do sector
 - Limitação do aumento real de preços de gás natural e de electricidade a 1,5% até 2020
- 2 Criar o código da energia, consolidando toda a legislação do sector com o objectivo de reforçar a transparência e a estrutura legal e regulatória do sector

Inovação

- 3 Utilizar mecanismos de apoio à inovação para apoiar empresas portuguesas na área da energia (equipamentos, serviços, software)
 - Fundos de capital de risco públicos
 - Mecanismos de garantia mútua/crédito bonificado (PME Investe)
 - Lançamento de regulamentos e avisos QREN para ESCOS e para projectos de Eficiência Energética nas empresas
- 4 Clarificação da política de ID&D na área da energia (incentivos fiscais, disponibilização de infra-estruturas para investigação, coordenação com universidades e institutos públicos), concentrando esforços em áreas com maior potencial de criação de emprego e exportação

Oportunidades de internacionalização

- 5 Utilização da diplomacia económica para encontrar oportunidades de crescimento internacional para as empresas portuguesas do sector da energia
 - Sourcing de energia primária (petróleo, gás natural e carvão)
 - Produtos e serviços de empresas de capitais portugueses na área da energia

Criação de um código da energia, consolidando a legislação existente no sector

Legislação actual está dispersa

Legislação actual encontra-se dispersa em vários documentos

- Gás
- Electricidade
- Combustíveis
- PRE
- PRO
- CO2 (Certificados verdes/brancos)
- Eficiência Energética

Carece também de actualização (alguma legislação é antiga)

Não contempla integração entre as várias áreas existentes

- Electricidade
- Gás natural
- Outros combustíveis
- Ambiente
- etc

Devendo ser consolidada num código da energia

Código da Energia deve reunir num único documento a legislação actualmente existente para o sector da Energia:

- Agregar legislação existente que se encontra dispersa (Compatibilizar, Actualizar, Harmonizar, Densificar)

Importação das melhores práticas internacionais que se considerarem adequadas:

- A identificar através de benchmark a realizar

Código deverá contar com participação alargada de todos os agentes interessados

- Esforço de síntese que remodele, por inteiro, todos as regras aplicáveis ao sector
- Ante projecto a desenvolver durante o próximo ano que servirá de base para recolha de contributos

Trazendo os seguintes benefícios para os agentes

Contemplar uma visão integrada de todas as tecnologias existentes e nova visão de mercados de energia integrados (Ibéria e Europa)

Permite um conhecimento mais fácil do direito aplicável

Evita a incompatibilidade entre as normas e destaca os princípios gerais

Dá ao intérprete um mapa para a aplicação do direito

Criação de regras de reciprocidade com países internacionais

Alinhamento internacional da legislação

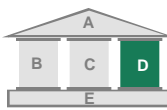
B. Alcançar objectivo de Eficiência Energética de 25% a 2020

<p>Transportes</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Electrificação dos transportes de mercadorias, com a transferência substancial do meio rodoviário para os meios ferroviário e marítimo 2 Electrificação dos transportes colectivos de passageiros 3 Fomento do transporte colectivo 4 Criação de um programa nacional certificado de formação em condução ecológica nas cartas profissionais, a par da criação de indicadores de “benchmarking” de desempenho energético para o transporte de carga
<p>Residencial/serviços/ indústria</p>	<ol style="list-style-type: none"> 5 Consolidação dos programas de Eficiência Energética existentes (PPEC, Fundo de Eficiência Energética, fundos QREN), reforçando a sua dotação e criando condições para que o acesso aos mesmos seja feito através de mecanismos de mercado, reforçando o papel dos comercializadores de energia na Eficiência Energética 6 Promoção e incentivo à criação de ESCOs de forma a desenvolver um novo sector económico de emprego qualificado, contribuir para a racionalidade económica das decisões que vierem a ser tomadas e garantir o aproveitamento máximo das oportunidades existentes 7 Promoção da instalação de centrais a cogeração na indústria num enquadramento que valorize o uso industrial do calor produzido, com preços numa trajectória clara de convergência com os preços de mercado
<p>Estado</p>	<ol style="list-style-type: none"> 8 Programa abrangente de Eficiência Energética no Estado, incluindo administração central e administração local <ul style="list-style-type: none"> – Alavancar nos edifícios do estado para desenvolver o mercado das ESCOS 9 Sistema de Registo do Consumo de Energia do Estado (RCEE) 10 Política para a elaboração de Planos Energéticos Municipais
<p>Comportamentos</p>	<ol style="list-style-type: none"> 11 Continuar esforço de desenvolvimento das redes inteligentes, dando prioridade a tecnologias mais maduras e com maior impacto de curto prazo, nomeadamente smart meters com potencial de induzir maior eficiência no consumo

C. Revisão das metas de energias renováveis de 31% a 2020 e de redução de emissões de CO₂ (-20%)

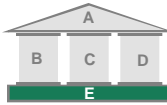
<p>Electricidade</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 O PNAER deverá ser revisto, incorporando a revisão em baixa da procura e portanto reduzindo a potência a ser instalada 2 Prosseguir com a implementação do PNBEPH¹, incluindo a aposta na hídrica reversível (2.000 MW de potência reversível até 2020) 3 Definir o novo modelo de remuneração das energias renováveis e da cogeração, no qual os produtores de energia em regime especial compitam nos mercados grossistas de electricidade, com sobrecustos tendencialmente nulos (a aposta deverá ser em tecnologias maduras, que sejam competitivas com a geração térmica, cujos custos irão subir reflectindo os aumentos na energia primária e incorporação de custos de CO₂) 4 A aposta em novas tecnologias de energia será feita através de instrumentos de I&D, não sendo os consumidores de electricidade a financiar o investimento adicional em tecnologias não maduras
<p>Aquecimento e arrefecimento</p>	<ol style="list-style-type: none"> 5 Reforçar a utilização de recursos endógenos em aplicações de aquecimento e arrefecimento, utilizando tecnologias competitivas em custo, designadamente o solar térmico e a biomassa
<p>Transportes</p>	<ol style="list-style-type: none"> 6 Manutenção do objectivo PNAER de 10% da energia renovável em transportes a 2020 7 Continuar aposta na electrificação dos transportes (públicos ferroviários e rodoviários e MOBI.E) 8 Analisar a possibilidade de aumentar o nível de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis rodoviários, analisando biocombustíveis de segunda geração que limitem os sobrecustos associados
<p>Licenças de emissão de CO₂</p>	<ol style="list-style-type: none"> 9 Incorporar 80% das receitas provenientes da venda de licenças de CO₂ referentes ao sector eléctrico, ao financiamento dos sobrecustos da cogeração e das energias renováveis <ul style="list-style-type: none"> • Actual legislação já prevê que custos de CO₂ deverão ser incorporados nos custos de produção, sendo as centrais térmicas (carvão e gás natural) responsáveis por adquirir no mercado as licenças de CO₂ para compensarem as suas emissões

D. Reduzir a dependência energética para 60% e ter segurança no abastecimento



Electricidade	<ol style="list-style-type: none">1 Manter carvão e gás natural como energia de backup, lançando um trabalho de avaliação de opções estratégicas para a potência reservada em Sines (carvão, carvão com CCS e gás natural)2 Aumentar a operacionalidade do mecanismo de interruptibilidade, constituindo-se como uma ferramenta de aumento da flexibilidade do sistema eléctrico3 Assegurar potência térmica de backup suficiente para absorver a potência eólica instalada4 Prosseguir com a implementação de energia hídrica com potência reversível, aumentando a capacidade de armazenamento do sistema e aproveitando a energia eólica produzida em vazio
Gás	<ol style="list-style-type: none">5 Assegurar implementação a interligação de gás natural de Zamora (capacidade de 4 bcm por ano) e reforço das interligações internas6 Manter Sines como um terminal LNG competitivo em preço, no contexto da Ibéria7 Aumentar a capacidade de armazenamento de gás no Carriço, desenvolvimento de modelo de exploração que permita alavancar o hub ibérico de gás e simultaneamente facilitar o acesso a players com volume reduzido, que tenham interesse em entrar no mercado
Combustíveis	<ol style="list-style-type: none">8 Assegurar a execução de investimentos necessários em armazenamento de combustíveis (petróleo, carvão) de forma a reduzir a exposição do país à volatilidade dos mercados SPOT9 Tornar o país excedentário em termos de capacidade de refinação, quer em gasóleo, quer em gasolina10 Estimular a diversificação de combustíveis utilizados em transporte rodoviário (GPL no transporte individual e gás natural no transporte colectivo)
Outros	<ol style="list-style-type: none">11 Mapear os recursos fósseis na zona económica exclusiva, criando condições para a sua prospecção e exploração12 Trabalhar no âmbito da UE no sentido de aumentar a capacidade de interligação de gás natural e de electricidade entre a Ibéria e França

E. Mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis (I)



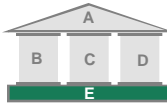
Electricidade

- 1 Eliminar progressivamente os défices tarifários da electricidade e do gás natural, de forma a evitar a transferência de custos entre gerações e reforçar a transparência no sector eléctrico
- 2 Criar mecanismos que incentivem os produtores existentes (PRO¹ e PRE²) a evoluírem para mercado, eliminando progressivamente a prioridade no despacho dada à PRE
- 3 Prosseguir com o desenvolvimento do MIBEL, designadamente através do reforço da interligação entre Portugal e Espanha e aumento da produção eléctrica em condições de mercado
- 4 Substituir garantia de potência por mecanismo de mercado que dê um incentivo aos produtores de prestarem a garantia de potência ao preço mais competitivo, participando para esse efeito em mercados de capacidade
- 5 Implementar modelos de concurso ao licenciamento de nova capacidade de produção eléctrica por método de leilões com grande ênfase no factor preço e com tectos máximos, calculados com base em cenários sobre a evolução dos custos com geração térmica
- 6 Restringir o licenciamento de nova cogeração não eficiente
- 7 Aumentar a visibilidade dos consumidores sobre os seus preços de energia, facilitando a comparação entre ofertas de comercializadores concorrentes (p.e. através da utilização de smart meters)

Gás

- 8 Acesso às infra-estruturas de importação e armazenamento deverá ser feita num modelo que garanta acesso não discriminatório a terceiros e que não penalize os players de menor volume
- 9 Mercado Grossista de Gás natural
 - Desenvolvimento do hub ibérico de Gás Natural
 - Desenvolvimento do mercado ibérico de gás natural (MIBGAS)

E. Mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis (II)



Combustíveis

- 1 Reforçar a vigilância por parte dos reguladores sobre eventuais comportamentos de concertação de preços
- 2 Abertura do mercado de biocombustíveis
- 3 Acabar com quotas de produção de biocombustíveis (já previsto para 2014 na legislação actual)

Geral

- 4 Evitar distorções fiscais artificiais que penalizem custos finais de determinados produtos energéticos
- 5 Liberalizar totalmente os mercados de comercialização, através da extinção das tarifas reguladas de electricidade e de gás natural até 1 Janeiro de 2013
 - Criar tarifa social para cidadãos com menores rendimentos
 - Eliminar barreiras à livre concorrência nos mercados, como por exemplo a concertação de preços ou subsidação cruzada entre fases da cadeia de valor
- 6 Definir e implementar, em conjunto com as entidades reguladoras (ERSE e ADC), um conjunto de medidas que promovam a justa concorrência nos mercados energéticos, eliminando barreiras nos acessos a infra-estruturas de armazenamento, transporte e distribuição de energia