MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO

# Sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional

19 Setembro de 2011

# 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, deste modo, 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):**

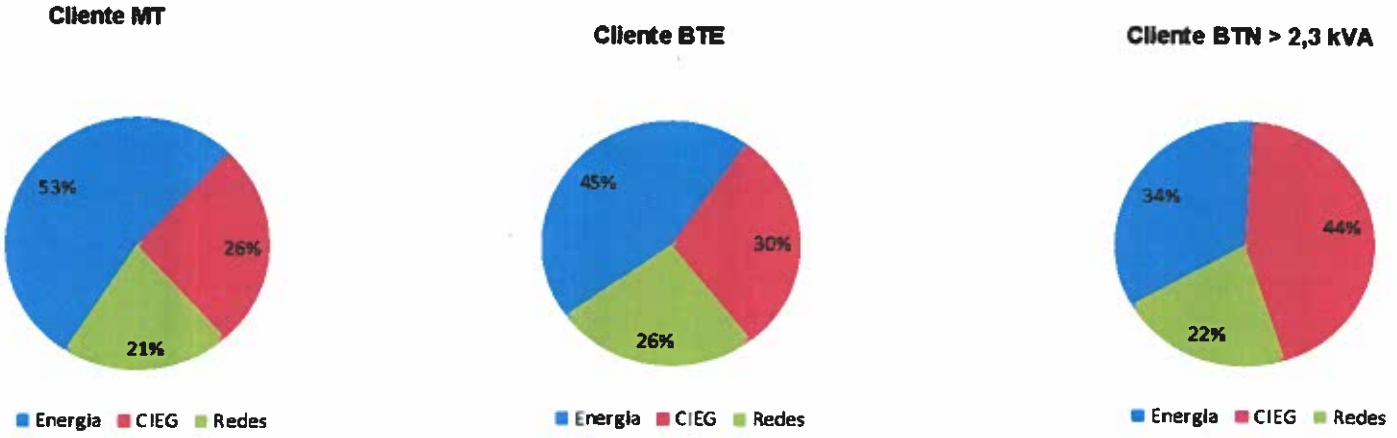
- ✓ CAE's – Rendibilidade pré-estabelecida, independente da produção das centrais e dos respectivos custos (imunidade total ao risco de mercado);
- ✓ CMEC's – Vendem a produção em mercado mas beneficiam de uma compensação correspondente à diferença entre as receitas obtidas em mercado e as que obteriam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

## Conclusão:

**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 o sistema**

# Introdução (III) – Alocação de Custos

Estes incentivos e apoios à produção de energia – que são pagos aos produtores e que representam uma parcela muito significativa dos designados "*Custos de Interesse Económico Geral*" (CIEGs) - deveriam ser, em mercado liberalizado, integralmente transferidos para os consumidores.




Fonte: ERSE – Nota informativa sobre a composição dos preços de electricidade, Março de 2011

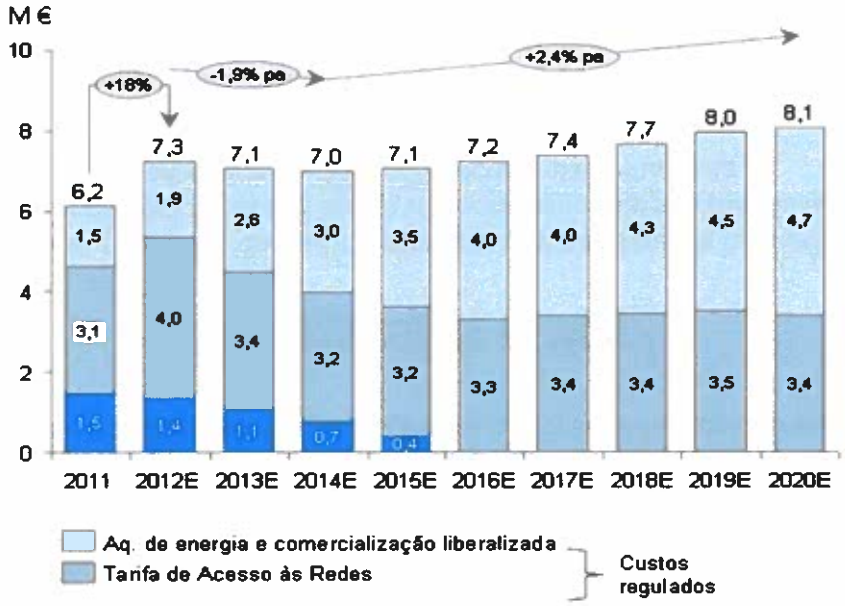
No entanto, o aumento dos custos do sistema conduziria a um significativo aumento do preço da electricidade no consumidor. Para evitar este aumento, foi decidido não reflecti-los imediata e integralmente nas facturas dos consumidores, o que acabou por se traduzir numa acumulação de dívida que foi provisoriamente imputada a crédito de alguns agentes do sector.

Presentemente, o valor do défice tarifário acumulado é de 1750 M€. Decorrente da titularização desta dívida, conforme previsto na legislação (Decreto-Lei nº 165/2008 de 21 de Agosto), é repercutido anualmente até 2024 na parcela dos custos de acesso às redes das tarifas de electricidade um valor médio de cerca de 170 M€.

# Introdução (IV) - Problema

**Mecanismos de "alisamento tarifário" não permitem dar resposta a custos tendencialmente crescente, fazendo com que a dívida tarifária continue a aumentar.**

**Evolução estimada dos custos regulados e liberalizados do SEN**




**Conclusão:**

**Se nada for feito, o risco de colapso financeiro do SEN é muito elevado. A evolução prevista dos custos do SEN implica um aumento de 27% dos preços em 2012 e uma taxa de crescimento anual de equilíbrio (TCAE)[1] dos preços de 4,5% entre 2011 e 2020. Este cenário será insustentável para a competitividade da economia nacional e para as famílias, pondo em causa a sustentabilidade económica do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**

1. Taxa de crescimento de preços de electricidade que permite cobrir todos os proveitos do sistema entre 2011 e 2020, incluindo os encargos financeiros decorrentes da dívida tarifária

# Introdução (V) – Soluções

## Não fazer nada não é solução !

- Se nada for feito o equilíbrio financeiro do SEN colapsará
- O Governo é responsável por garantir o bom funcionamento do SEN e a prestação do serviço público essencial.
- O Governo é responsável por assegurar a protecção dos consumidores, o apoio às pequenas e médias empresas, o aumento da competitividade e da produtividade das empresas industriais e, em geral, a promoção do bem estar económico e social. No contexto descrito e na ausência de medidas, estes valores constitucionais serão colocados em causa.

## O Governo deve actuar !

- A solução não pode passar por novos aumentos da factura energética de empresas e famílias (em acréscimo ao aumento de 17% em sede de IVA). O Governo considera desejável limitar o crescimento real dos preços em 1,5% p.a. até 2020, devido ao impacto adverso que um crescimento superior teria na retoma da economia portuguesa.

- A solução não pode passar novamente pelo agravamento do défice tarifário, na medida em que na actual conjuntura financeira, implicaria a assunção de encargos elevados e reduziria o volume de crédito disponível para outros sectores da economia.

- A solução também não pode passar por obrigar o Estado (i.e., a generalidade dos contribuintes) a responsabilizar-se pelo pagamento do défice e seria injusto resolver o défice tarifário sem o contributo dos produtores, que beneficiaram de um regime de "protecção" da rendibilidade do investimento.

# Introdução (VI) – Soluções

**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.

# Introdução (VII) – Soluções: Identificação de vias de actuação

**Opções:**

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

**Utilização de mecanismos já existentes:**

a) Diferimento dos sobrecustos da PRE;

b) Redução de custos da cogeração;

**Criação de mecanismos novos:**

c) Alocação das receitas da venda de licenças de $CO_2$;

d) criação de uma contribuição sobre o sector electroprodutor;

**Possibilidade de utilizar estas 4 medidas de forma combinada**

# Introdução (VIII) – Soluções: Diferimento dos sobrecustos da PRE

Tendo em conta a necessidade de assegurar a estabilidade tarifária, o Artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011 de 20 de Junho criou um mecanismo de ajustamento tarifário que permite, entre 2012 e 2015, a transferência intertemporal dos sobrecustos com a PRE ao longo de 5 anos. Essas transferências intertemporais de proveitos devem ser compensadas pela aplicação de uma taxa de remuneração, a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE.

A aplicação deste mecanismo aos sobrecustos com a PRE permitirá alisar os custos a repercutir nas tarifas de electricidade no período 2012-2015 mas, para além de não resolver o problema que lhes dá origem, vai gerar mais dívida ao sistema, a remunerar a custos elevados.

**Diferimento do sobrecustos com PRE**

- Diferir o sobrecusto com a PRE, utilizando o mecanismo previsto na legislação em vigor (DL 78/2011, art. 73-A)
- Diferimento por 5 anos de 100% do sobrecusto da PRE em 2012, 100% em 2013; 50% em 2014 e 50% em 2015; sem ano de carência

# Introdução (IX) – Soluções: Redução de custos da cogeração

O Decreto-Lei 23/2010 de 25 de Março e a Lei 19/2010 de 23 de Agosto procedem ao enquadramento da actividade de produção em cogeração, estabelecendo o respectivo regime jurídico e remuneratório.

No que respeita a este último, as instalações existentes que não optem pela passagem para o regime introduzido pelo DL (tarifa de referência + prémio de mercado + prémio de eficiência + prémio ambiental), continuam a beneficiar do regime de venda de electricidade previsto na legislação anterior até que sejam atingidos 180 meses após a data de entrada em exploração da instalação de produção, ou 120 meses após a entrada em vigor do novo regime, consoante a data que primeiro ocorra.

Tendo em conta a idade das instalações de cogeração e assumindo que a tarifa de referência, a aplicar às instalações que estejam nas condições referidas, se traduzirá numa redução de 10% da receita, é possível obter redução custos com a cogeração já em 2012 através da regulamentação da legislação.

**Novo regime remuneratório da cogeração**

- Regulamentação da lei de cogeração, revendo em baixa em 10% as tarifas que estejam no novo regime remuneratório até 2020

# Introdução (X) – Soluções: Alocação das receitas da venda de licenças de CO2

A partir de 1 de Janeiro de 2013, a totalidade das licenças de emissão de $CO_2$ das instalações de combustão do sistema eléctrico deverá ser adquirida através de leilões, dado que se considera que o sector pode internalizar o custo das licenças de emissão no preço de mercado da electricidade.

Nesta conformidade, e tendo em conta que 20% das receitas deverão ser aplicadas em medidas de eficiência energética, afigura-se ser de elementar justiça que a restante receita dos leilões de licenças de emissão $CO_2$ que induzem esses custos suportados pelos consumidores de electricidade seja consignada ao sistema tarifário, de modo a fazer face aos sobrecustos das tecnologias renováveis, que não emitem $CO_2$.

**Afectação de 80% das receitas dos leilões de $CO_2$ ao SEN**

- Afectação de 80% das receitas provenientes das licenças de $CO_2$ referentes ao sector electroprodutor, no período 2013 - 2020

# Introdução (XI) – Soluções: Contribuição especial do sector electroprodutor para o SEN (I)

**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)

# Introdução (XII) – Soluções: Contribuição especial do sector electroprodutor para o SEN (II)

**Caracterização da medida:**

- Reveste a forma de "Contribuição" e incide sobre a potencia eléctrica instalada, sendo a taxa variável em função do regime de produção e tecnologia utilizada.

  A contribuição não é repercutível, directa ou indirectamente nas tarifas de uso global do sistema nem pode ser considerada no calculo dos CMEC's.

  Estão isentos do pagamento da contribuição (entre outros) os electroprodutores que não beneficiem de qualquer apoio aos custos de produção ou tarifa de venda garantida bem como os que tenham obtido as suas licenças por concurso.

- A receita obtida é consignada a um Fundo (a constituir) com natureza de património autónomo, sem personalidade jurídica, cujo objectivo será afectar a sua receita à aquisição de créditos que integram o défice tarifário (créditos dos operadores regulados ou de terceiros a quem tenham sido cedidos sobre os consumidores).

  Os créditos adquiridos pelo Fundo serão depois extintos mediante decisão do membro do Governo responsável e parecer favorável da ERSE.

  Com a extinção dos créditos o défice tarifário diminuirá em igual montante.

- Prevê-se esta medida como excepcional, não podendo ultrapassar 20 anos (prazo adequado tendo em consideração o actual diferimento tarifário de 15 anos).

**Nota :**

Optou-se pela figura da "Contribuição" para a distinguir do "Imposto" (tem natureza unilateral e destina-se ao financiamento de bens colectivos de forma indiscriminada sem distinção do bem publico a atingir - não corresponde a qualquer contraprestação especifica) e da "Taxa" (em que existe um sinalagma entre o pagamento e uma contrapartida recebida pelo contribuinte). Na "Contribuição" não existe um sinalagma tão evidente embora seja possível identificar um conjunto de vantagens recebidas pelo conjunto dos sujeitos passivos.

# Introdução (XIII) – Soluções: Contribuição especial do sector electroprodutor para o SEN (III)

**A avaliação jurídica da contribuição especial do sector electroprodutor para o SEN:**

- É a solução juridicamente mais segura para convocar os electroprodutores a contribuir para o equilíbrio e sustentabilidade do SEN;
- Assenta no respeito dos princípios da igualdade e da proporcionalidade, e nessa medida é admissível à luz do direito comunitário e do direito interno;
- Atendendo às circunstâncias em que é aprovada, não é lesado o principio da protecção da confiança.

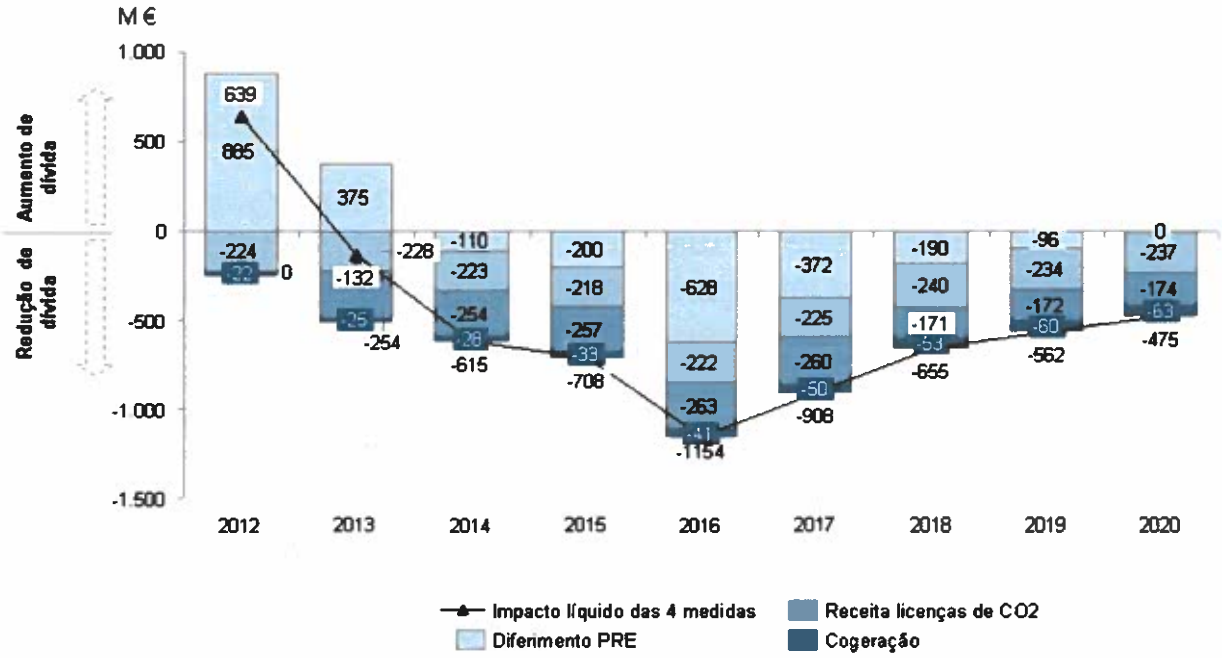
**Não obstante o Governo deve estar preparado para que a mesma seja contestada e nessa sede demonstrar que:**

- Não é uma medida excessiva que ponha em causa a sobrevivência de empresas do sector electroprodutor e, por arrastamento, do próprio SEN;
- Não viola o direito internacional do investimento estrangeiro;
- Adicionalmente deve também o Governo estar preparado para ser confrontado com um pedido alternativo (ou subsidiário) de compensação dos danos causados aos electroprodutores com fundamento em responsabilidade civil.

# Introdução (XIV) – Efeitos das diversas soluções propostas

**4 medidas a implementar:**

- Diferimento da PRE
- Licenças de $CO_2$
- Novo regime remuneratório para a cogeração
- Contribuição sobre o sector electroprodutor




**A aplicação combinada das 4 medidas propostas permitirá:**

- Reduzir o crescimento médio dos preços de 2012 de 27% para 7% (podendo este valor ser reduzido com medidas pontuais);
- Equilibrar financeiramente o sistema até 2020 (dívida zero), enquanto se mantém um limite de 1,5% p.a. no crescimento real dos preços;
- Limitar as necessidades de nova dívida a um máximo de 1,7 mM € em 2014.

# Introdução (XV) – Efeitos da Contribuição na privatização da EDP

- **VALOR.** VAL[1] de redução dos *cash-flow* esperados da EDP até 2020 de cerca de -700 M€, representando os CMEC 40% deste valor e a Garantia de Potência (atribuída com retroactividade em 2010) cerca de 39%;
- **ENCAIXE DO ESTADO.** Impacto no encaixe da privatização de cerca de -140 M€ (20% do efeito no valor total da empresa) sem garantia de financiamento de défices, que compara com o VAL[1] da receita da Contribuição de +1500 M€ e défices minimizados;
- **PRIVATIZAÇÃO.** Ao contrário da incerteza do sector a nível ibérico já interiorizada pelos mercados[2], configuração de um quadro futuro credível, porque sustentado e estável para lá de 2020, com os correspondentes benefícios na privatização: maior transparência, menor risco e custo de aquisição mais competitivo;
- **RISCO DE FINANCIAMENTO.** Redução do risco financeiro, igualmente com efeito positivo na avaliação da EDP pelos investidores, por neutralizar o risco de financiamento de significativos défices tarifários e de sobrecusto da sua titularização que ocorreriam na ausência das medidas correctivas, designadamente da Contribuição;
- **RATING.** Melhoria substancial da estrutura de capitais da EDP, com o correspondente impacto positivo sobre o respectivo *rating*, decorrente da redução das necessidades de endividamento futuras.

1. 1. Valor Actual Liquido a uma taxa de actualização de 6%;
2. 2. Ver research em https://ir.citi.com/KxVDM2I7tOUFsXBPUrKMo%2B%2BqJKEzvr9dbhUC7LZt6M%3D ;

# Indíce

**Pressupostos do modelo**

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Anexo 1 – Sessões de trabalho com EDP

Anexo 2 – Impacto da contribuição para o SEN na EDP

# Pressupostos do modelo

| Variáveis | 2009 | 2010 | 2011E | 2012E | 2013E | 2014E | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | Fonte |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Variação real do PIB de Portugal (na 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 $CO_2$ (€/ton) | - | - | - | - | 26,6 | 27,1 | 27,6 | 28,2 | 28,7 | 29,3 | 29,9 | 30,5 | REN |

1. Pressupostos do Cenário Inferior de Procura da REN (Previsão de 2010) 2. Economist Intelligence Unit 3. International Energy Agency 4. U.S. Energy Information Administration

# Indíce

Pressupostos do modelo

**Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico**

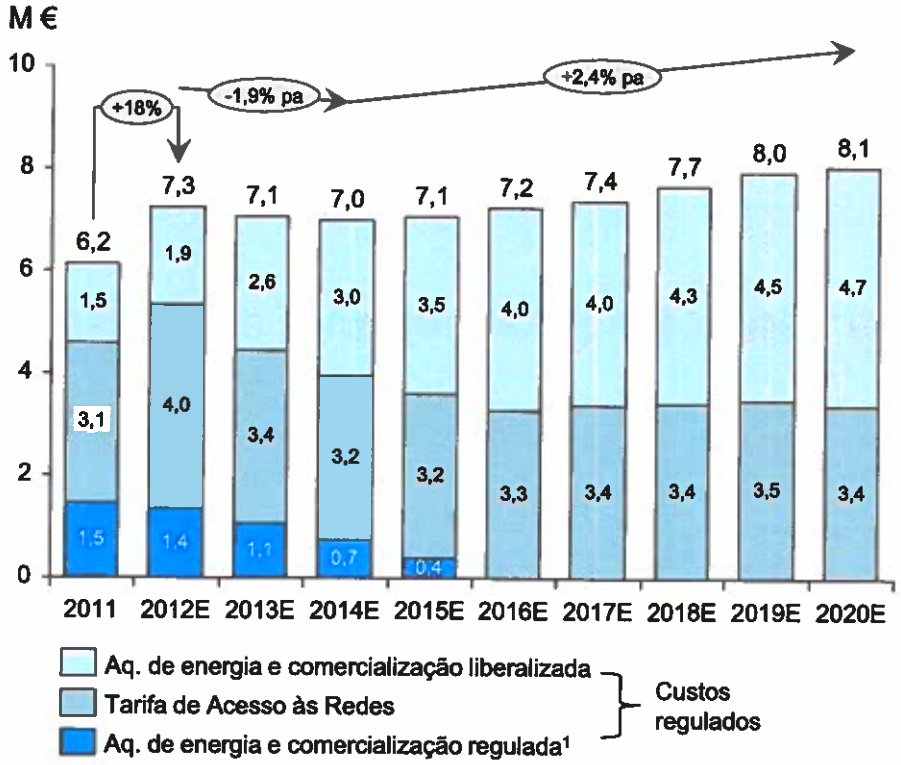
Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Anexo 1 – Sessões de trabalho com EDP

Anexo 2 – Impacto da contribuição para o SEN na EDP

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

## Evolução estimada dos custos regulados e liberalizados do SEN




## Implicações

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

- Aumento dos preços de mercado da energia eléctrica
- Encargos da divida 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 $CO_2$
- Encargos com a subsidiação da produção eléctrica nacional
  - Tanto na PRE[1] como na PRO[2]
- Serviço da divida tarifária já existente de cerca de 170M€ em média por ano até 2024

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; DGEG

# Crescimento insustentável dos preços, agravado pelo aumento do IVA

Variação da custo médio de electricidade no mercado regulado e liberalizado

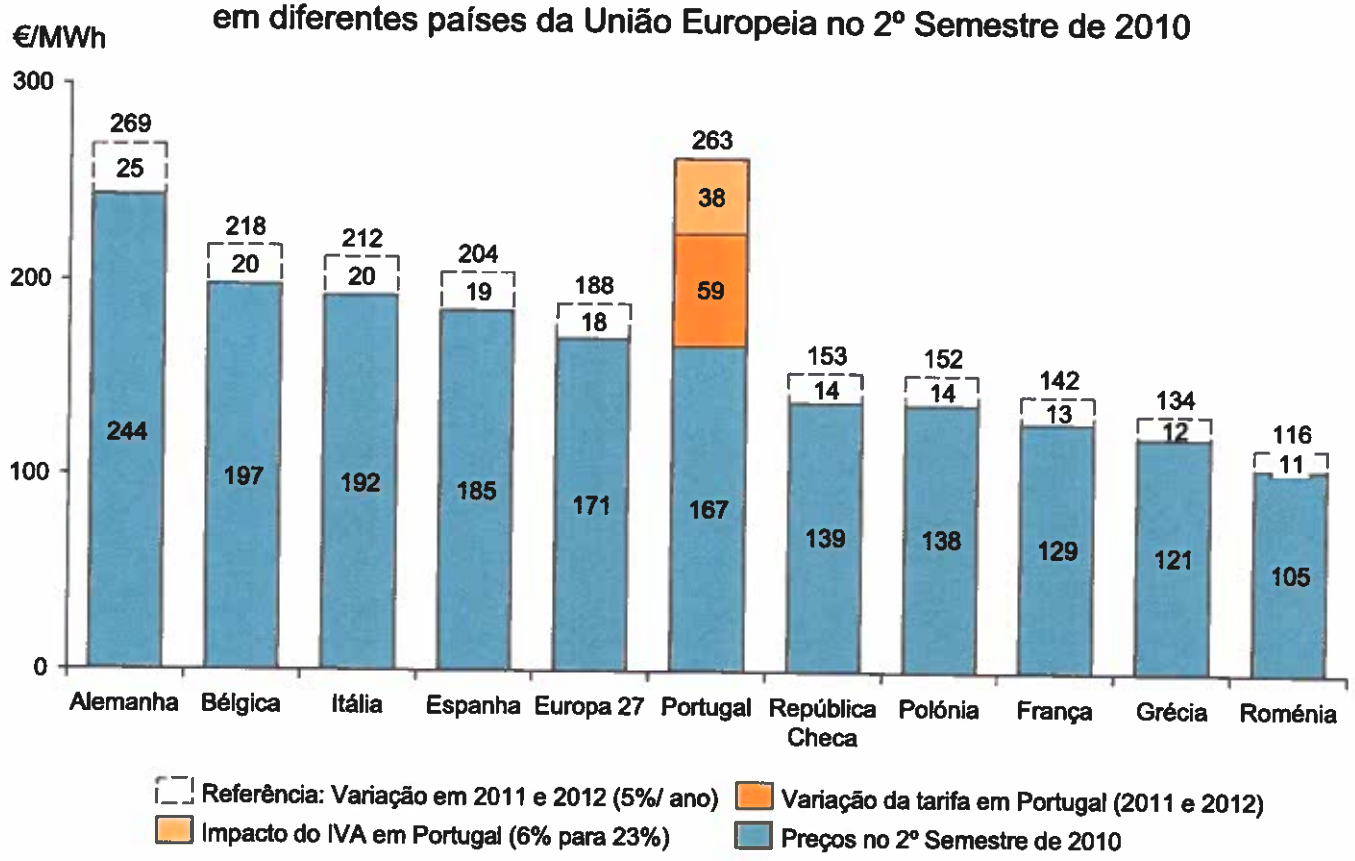
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | TCAE[1] '11-'20 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MAT[2]** | 25,2% | 32% | 1,4% | -1,7% | 2,3% | N.A. |
| **AT[3]** | 24,4% | 24% | 1,7% | -1,5% | 1,9% | N.A. |
| **MT[4]** | 24,3% | 21% | -0,5% | -1,7% | 1,2% | N.A. |
| **BTE[5]** | 12,5% | 24% | -2,5% | -1,8% | 0,3% | N.A. |
| **BTN[6]** (s/ impacto do IVA) | 1,1% | 30% | -5,4% | -2,4% | -0,6% | N.A. |
| **BTN** (c/ impacto do IVA 6% para 23%) | 1,1% | 52% | N.A. | N.A. | N.A. | N.A. |
| **Global** (s/ impacto do IVA) | 9,6% | 27% | -3,3% | -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**

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

# Consumidores domésticos portugueses penalizados face aos pares europeus

Comparação de preços de electricidade no consumidor doméstico[1] em diferentes países da União Europeia 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

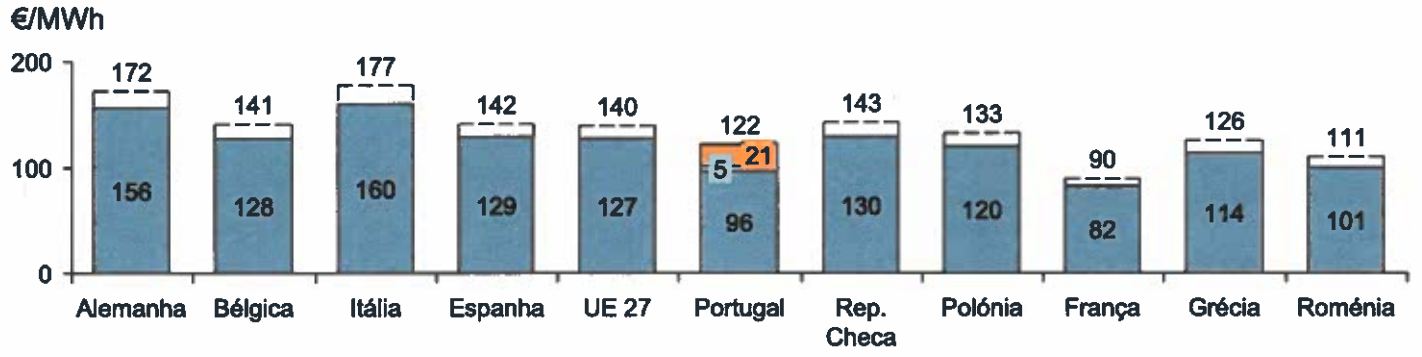
# Impacto na factura da indústria: perda acentuada de competitividade

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

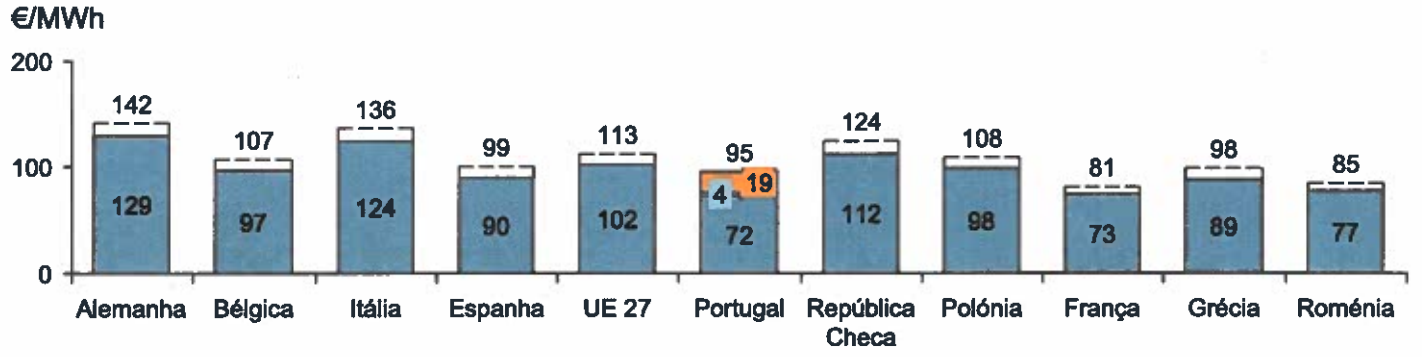
**Consumo anual**

**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%)

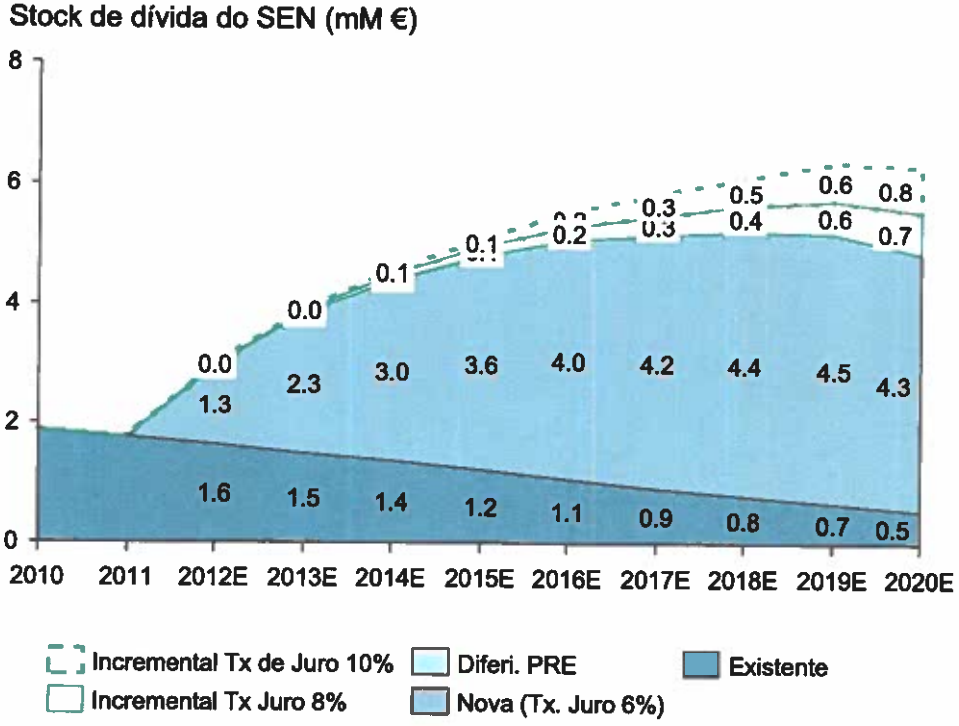
Variação da tarifa em PT estimada para 2012[1]

Preços no 2º Semestre de 2010

1. 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

# 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**

- Este diferimento teria encargos financeiros totalizando 1,64 mM € até 2020[1]
  - Cenário de taxa de juro de 8% os encargos representam 2,33 mM€
  - Cenário de taxa de juro de 10% os encargos representam 3,10 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)

# 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

Pressupostos do modelo

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

**Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico**

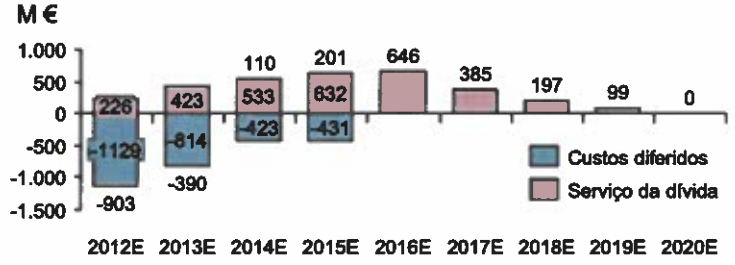
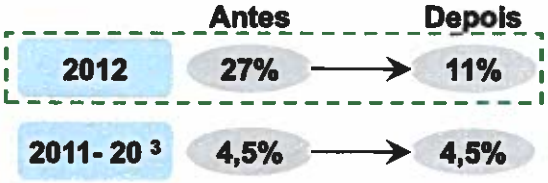
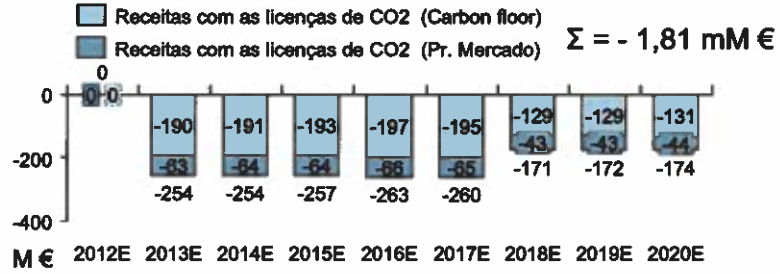
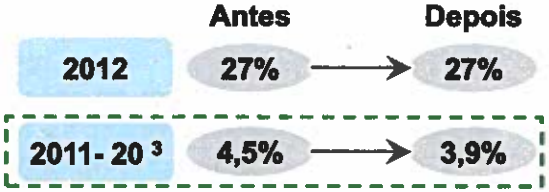
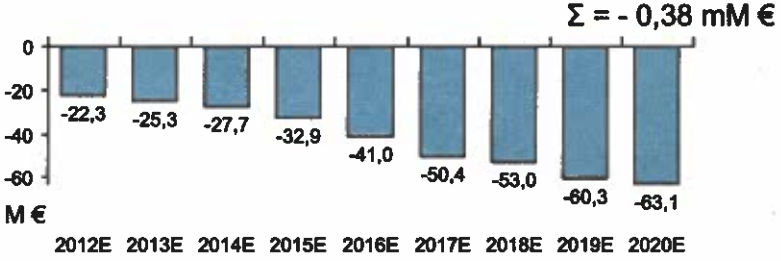
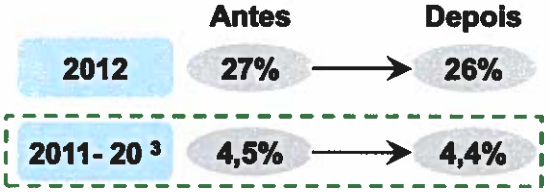
Anexo 1 – Sessões de trabalho com EDP

Anexo 2 – Impacto da contribuição para o SEN na EDP

# Medidas para alcançar o equilíbrio financeiro do SEN até 2020

| Medidas | Descrição |
|---|---|
| Diferimento do sobrecustos com PRE | • Diferir o sobrecusto com a PRE, utilizando o mecanismo previsto na legislação em vigor (DL 78/2011, art. 73-A)<br>• Diferimento por 5 anos de 100% do sobrecusto da PRE em 2012, 100% em 2013; 50% em 2014 e 50% em 2015; sem ano de carência |
| Afectação de 80% das receitas dos leilões de $CO_2$ ao SEN | • Afectação de 80% das receitas provenientes das licenças de $CO_2$ referentes ao sector electroprodutor, no período 2013 - 2020 |
| Novo regime remuneratório da cogeração | • Regulamentação da lei de cogeração, revendo em baixa em 10% as tarifas que estejam no novo regime remuneratório até 2020 |

# Análise do impacto das medidas: alisamento do pico de custos de 2012 e receitas de $CO_2$ são incontornáveis

| Medidas | Impacto financeiro individual | Impacto nos preços de electricidade |
|---|---|---|
| Diferimento do sobrecustos com PRE[1] |  |  |
| Afectação de 80% das receitas dos leilões de $CO_2$ ao SEN |  |  |
| Novo regime remuneratório da cogeração [2] |  |  |











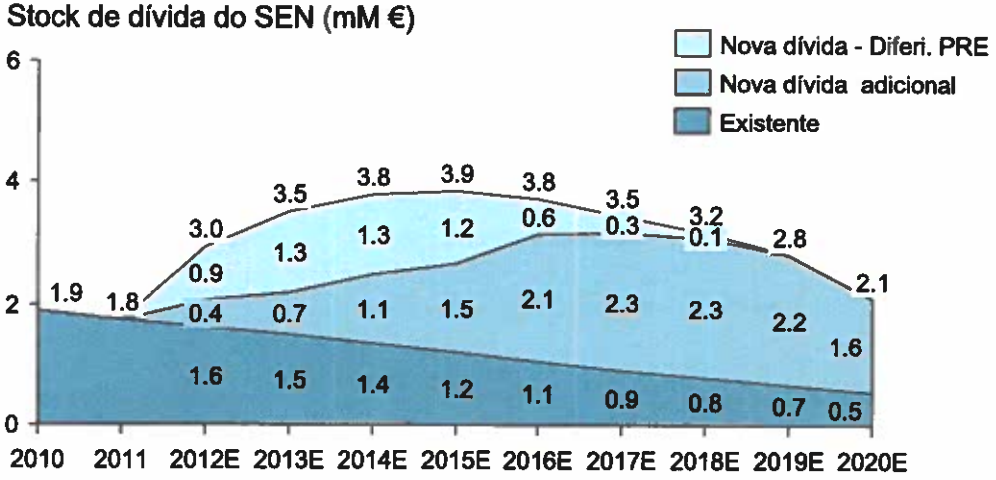


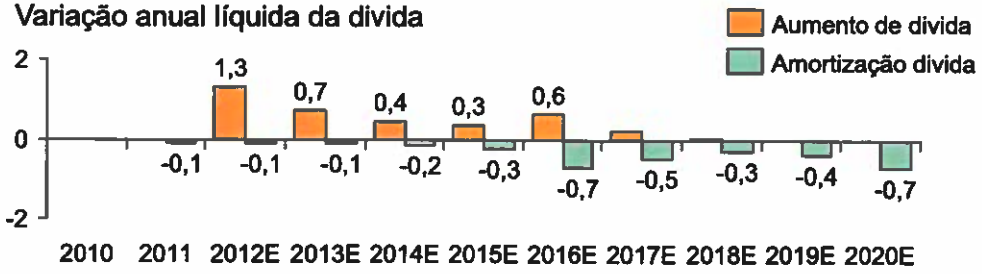
1. Pressupõe a aplicação do DL 78/2011, artigo 73A, fazendo o diferimento de 100% do sobrecusto da PRE em 2012 e 2013 e 50% em 2014 e 2015 – estes diferimentos são pagos em 5 anuidades, incluindo o ano do sobrecusto; 2. Novo regime remuneratório a ser definido por portaria, nos termos do DL 23/2010 e da lei 19/2010; 3. Taxa de Crescimento Anual de Equilíbrio
Nota: 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

# 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




## Implicações

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

- Criação de 1,6 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 2020[1]
  - Cenário de taxa de juro de 8% os encargos representam 1,58 mM€
  - Cenário de taxa de juro de 10% os encargos representam 2,13 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)

# Medida adicional: contribuição do sector electroprodutor para o SEN

## Contribuição do sector electroprodutor

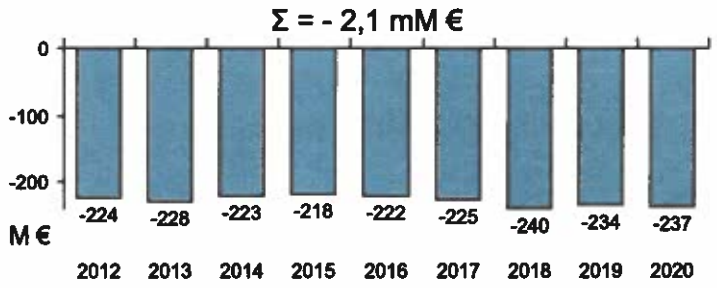
**Contexto**

- 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 sacrifício imposto pela contribuição não assume dimensão que comprometa o equilíbrio económico das centrais electroprodutoras

**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

**Impacto**




| | Antes | Depois |
|---|---|---|
| 2012 | 27% | 23% |
| 2011-20 | 4,5%[1] | 3,8% |

1. Taxa de Crescimento Médio de Equilíbrio

# Contribuição do sector electroprodutor

Propõe-se que a contribuição do sector electroprodutor seja aprovada por lei da Assembleia da República, em cumprimento das competências exclusivas desta conforme previsto na alínea i) do n.º 1 do artigo 165.º da CRP.

Trata-se de uma medida transversal a todo o sector electroprodutor nacional, transparente e não discriminatória.

**O estabelecimento desta medida constitui uma solução de último recurso, adoptada num contexto de grave crise económica, com vista a fazer face à absoluta e premente necessidade de garantir a sustentabilidade económica do SEN, sem comprometer a retoma do crescimento da economia.**

A lógica subjacente é a de sujeitar à contribuição apenas os agentes electroprodutores, que se encontram em ampla medida protegidos da concorrência em mercado e/ou beneficiam de mecanismos protectores da respectiva rendibilidade – circunstâncias que levaram ao agravamento dos custos SEN.

Por razões de justiça equitativa propõe-se isentar do pagamento da contribuição algumas situações. Entre estas destacamos as seguintes:

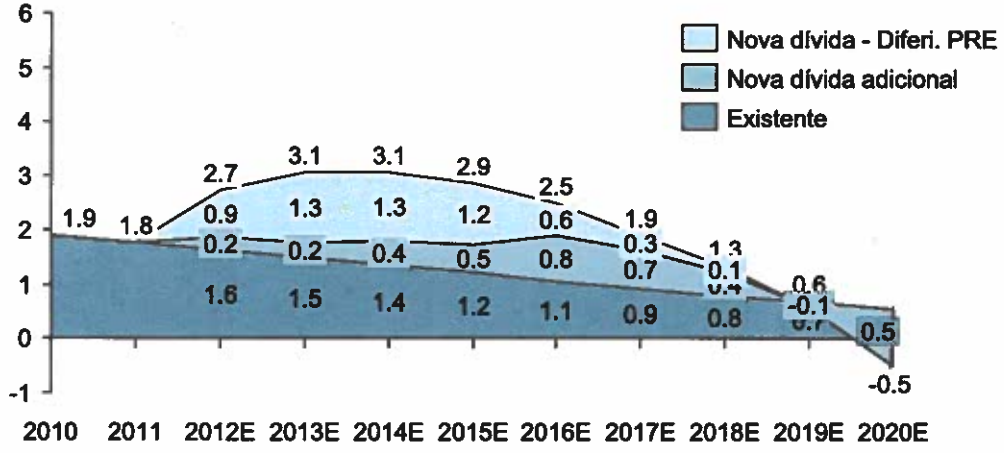
- Centros electroprodutores ao abrigo de licenças atribuídas por procedimentos pré-contratuais públicos (cujos titulares já pagaram contrapartidas) desde que cumpridas as obrigações previstas nas licenças ou nos contratos;
- Centros electroprodutores com recurso a tecnologias experimentais ou em desenvolvimento que tenham uma forte componente de I&D;
- Regiões Autónomas (atendendo às características de insularidade e necessidade de capacidade de produção instalada)
- As licenças de produção que disponibilizem a energia produzida em mercado.
- Centros electroprodutores em regime de mini ou microprodução

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

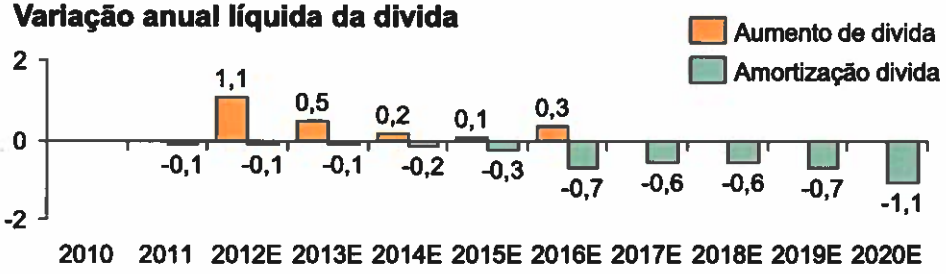
Dívida total atinge máximo em 2014: 3,1 mM€ (taxa de juro 6%)

**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 divida**




## Implicações

**4 medidas implementadas:**

- Diferimento da PRE
- Licenças de $CO_2$
- Redução de custos da cogeração
- Contribuição do sector electroprodutor

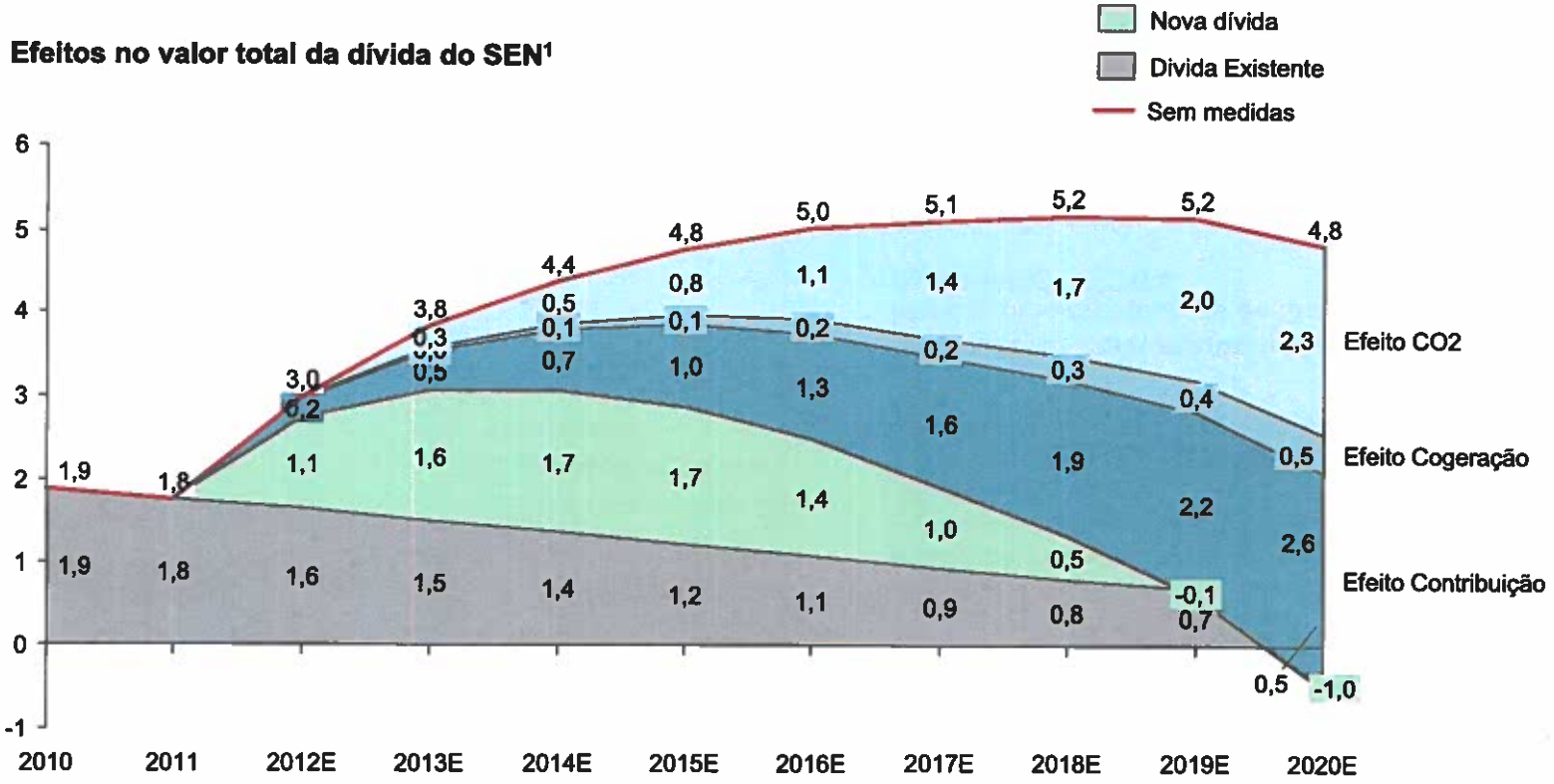
**Limitação do crescimento real a 1,5 % implica pico de stock de dívida incremental de 1,7 mM€ em 2014**

**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**

- Divida adicional a financiar além do 73A está limitada a um máximo de 0,8 mM€ em 2016
- Encargos financeiros totais limitados a 0,53 mM € até 2020[1]

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

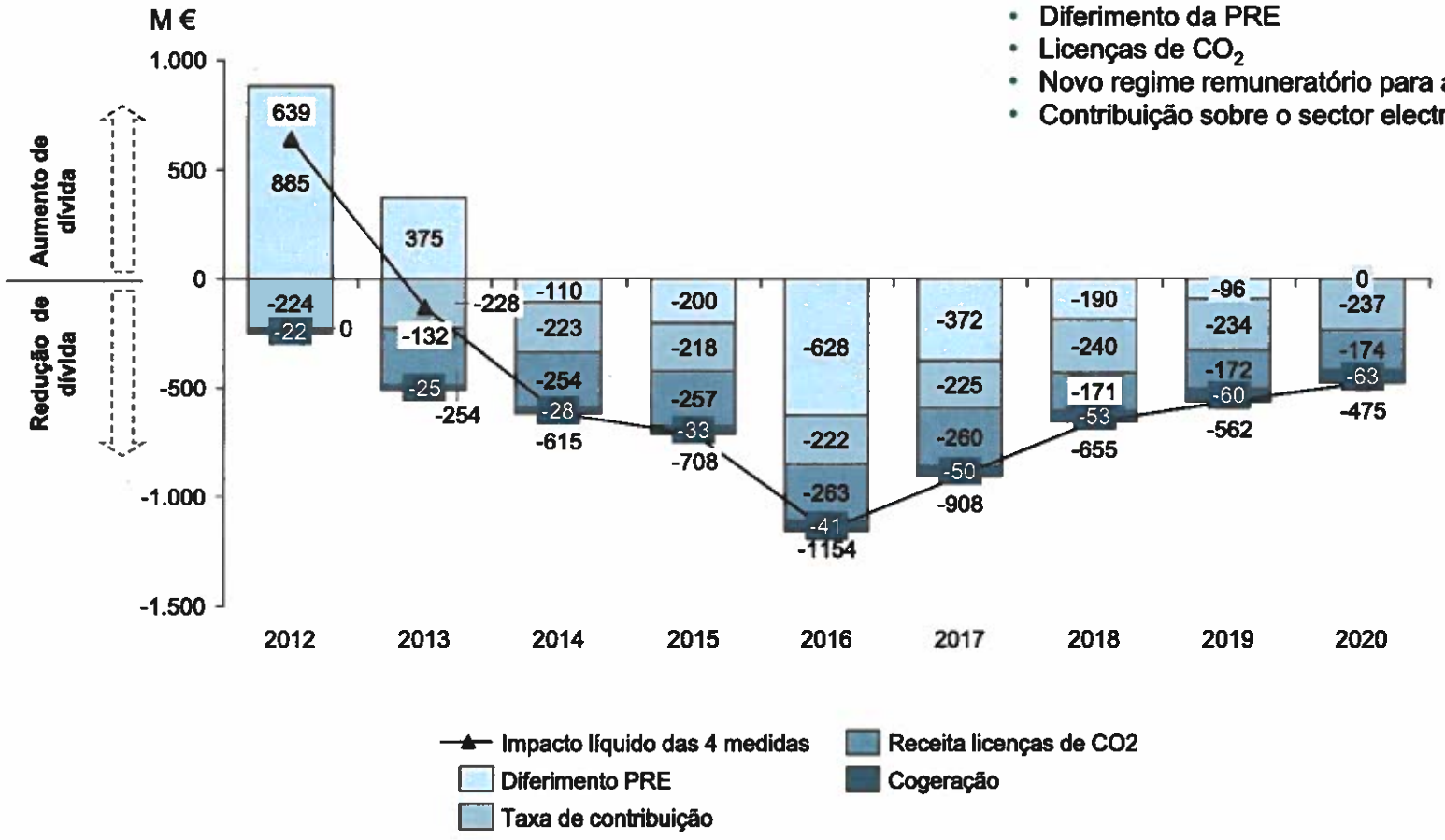



1. Exclui efeito de Diferimento PRE uma vez que este não tem impacto na dívida total do SEN

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

**4 medidas a implementar**

- Diferimento da PRE
- Licenças de $CO_2$
- Novo regime remuneratório para a cogeração
- Contribuição sobre o sector electroprodutor



# Impacto das 4 medidas propostas nos preços da electricidade

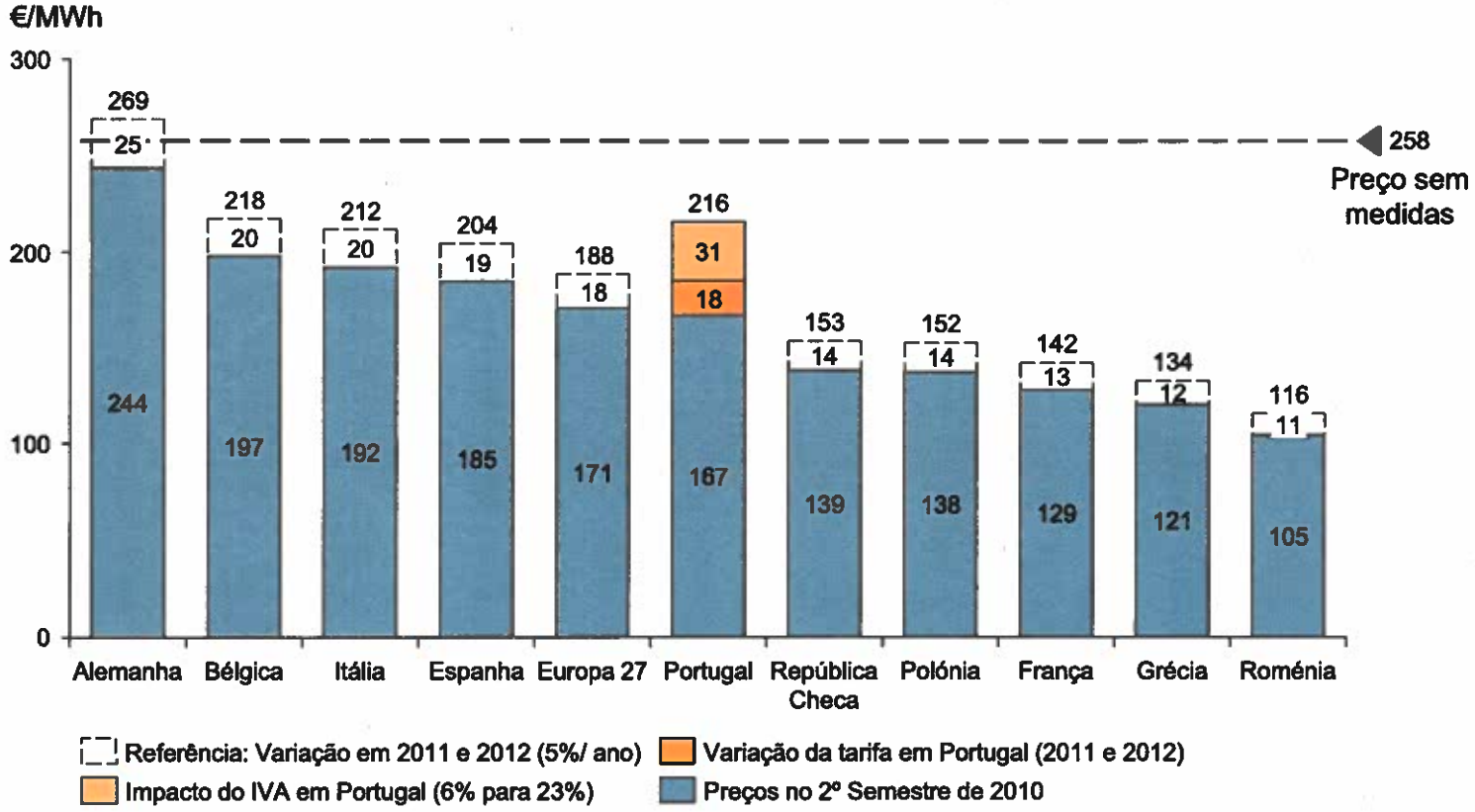
**Variação da custo médio de electricidade no mercado regulado e liberalizado**

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | TCAE[1] '11-'20 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MAT[2]** | 25,2% | 14% | 2,2% | 3,3% | 3,4% | N.A. |
| **AT[3]** | 24,4% | 7% | 2,6% | 3,4% | 2,9% | N.A. |
| **MT[4]** | 24,3% | 6% | 0,0% | 2,8% | 2,1% | N.A. |
| **BTE[5]** | 12,5% | 11% | -2,1% | 2,2% | 1,0% | N.A. |
| **BTN[6]** (s/ impacto do IVA) | 1,1% | 7% | 0,3% | 7,7% | 1,1% | N.A. |
| **BTN[6]** (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% | 0,3% | 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

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

**Comparação de preços de electricidade no consumidor doméstico[1] em diferentes países da União Europeia 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

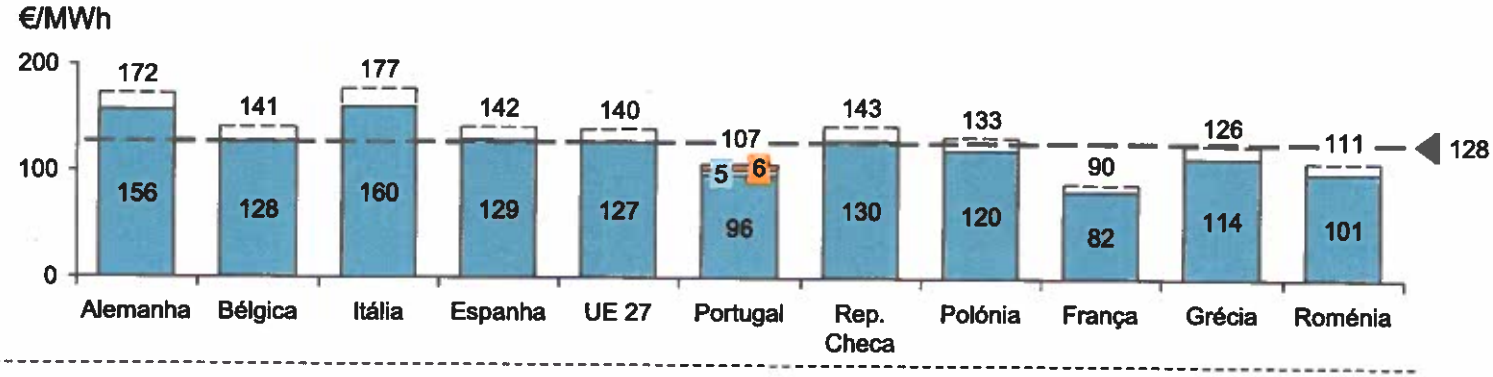
# A implementação das medidas permite manter a competitividade dos preços de electricidade na indústria

**Preços de electricidade (incl. impostos) no consumidor industrial[1] nos países da UE no 2º Sem. de 2010**

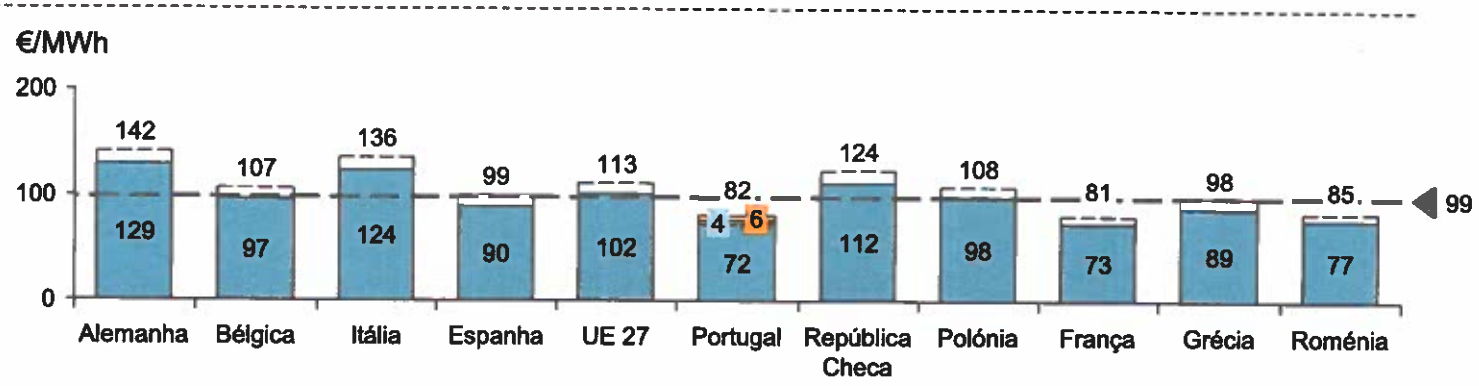
**Consumo anual**

**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 2012[2]

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

Pressupostos do modelo

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

**Anexo 1 – Sessões de trabalho com EDP**

Anexo 2 – Impacto da contribuição para o SEN na EDP

# Enquadramento das sessões de trabalho com a EDP (I)

**Foi efectuado um trabalho conjunto com a EDP com o objectivo de analisar os resultados do modelo financeiro do MEE e de debater os pressupostos considerados, tendo existido consenso sobre a validade do modelo e o seguinte ponto de partida:**

- Se nenhuma medida for adoptada, os custos globais do SEN atingirão ~8,1 mM €, em 2020, com um impacto no crescimento dos preços no curto e no médio prazo:
  - Crescimento de Preços '11 – '12 (27%); Taxa de Crescimento Anual de Equilíbrio '11 – '20 (TCAE) (4,5%)
  - Limitando o crescimento anual real dos preços a 1,5% (opção de política energética) é criada nova dívida tarifária que atinge 4,3 mM € em 2020, dos quais 2,3 mM € a financiar até final de 2013

**Com base neste cenário comum, as duas entidades retiram conclusões diferentes. O Governo tem o objectivo de controlar a subida dos preços de electricidade e de atingir o equilíbrio financeiro do sistema a 2020. Por outro lado, a EDP tem o objectivo de defender os interesses dos seus accionistas, que nem sempre são coincidentes com os restantes agentes do sistema eléctrico, designadamente os consumidores.**

(i) A conclusão da EDP de que o sistema eléctrico nacional é sustentável não é suportada pelos dados disponíveis, porque:
- Fixando o crescimento real a 1,5% (3,4% nominal), o sistema cria um máximo nova dívida de 4,5 mM €, com 1,64 mM€ de encargos financeiros acumulados até 2020;
- A taxa de crescimento de equilíbrio é demasiado elevada (4,5% nominal ou 2,6% real), implicando a redução de poder de compra das famílias e perda de competitividade internacional da economia;

(ii) EDP propõe 2 medidas principais para redução de custo (licenças de $CO_2$ e redução de custo da cogeração), sendo que a medida da cogeração não é possível ser implementada tal como está configurada pela EDP, porque:
- A medida de redução dos sobrecustos da cogeração proposta pela EDP está fortemente sobreavaliada, é discriminatória, focando-se apenas no sobrecusto da cogeração e contraria legislação recentemente aprovada, por unanimidade, pela Assembleia da República
- A medida de $CO_2$ é exequível e tem impacto relevante, sendo a sua implementação bem acolhida e já coincidente com medida do MEE em proposta

# Enquadramento das sessões de trabalho com a EDP (II)

**As medidas de alisamento propostas pela EDP, implicam tomada de risco pelo SEN e dívida e encargos financeiros adicionais, quando comparadas com medidas que reduzam, em cada ano, as necessidades de financiamento do sistema, prejudicando o objectivo de atingir o equilíbrio financeiro a 2020**

- A necessidade de reduzir o crescimento dos preços em 2012 de 27% para 3,4% nominal (1,5% real), torna inevitável a utilização do mecanismo de diferimento do sobrecusto da PRE
  - A utilização deste mecanismo deverá ser reduzida ao mínimo, não sendo utilizado ano de carência uma vez que este não está explicitamente referido no artigo 73-A do DL 28/2011
- A desvinculação de centrais hídricas CMEC do Douro Internacional permite antecipar receita, mas tem como contrapartida aumento dos custos anuais com os CMEC até 2027 (taxa de juro proposta pela EDP de 8%) e tomada de risco pelo SEN associado à incerteza sobre o valor da revisibilidade de 2012 e 2013, havendo a possibilidade do sistema perder receita
  - Uma vez que a EDP é a entidade com melhor capacidade de avaliar esse risco, é pouco provável que a repartição do risco da operação com o sistema seja equilibrada
- A extensão do tarifário eólico por contrapartida do recebimento de valores nos próximos anos difere custos para depois de 2020 e é uma medida que também comporta riscos, uma vez que existe incerteza sobre a evolução dos preços da energia após esse horizonte, dificultando assim o cálculo do verdadeiro impacto para o sistema desta medida
- Diferença de encargos financeiros entre a solução apresentada pela EDP e solução apresentada pelo MEE é de 0,43 mM € (Solução EDP: 0,96 mM€; solução MEE: 0,53 mM€)

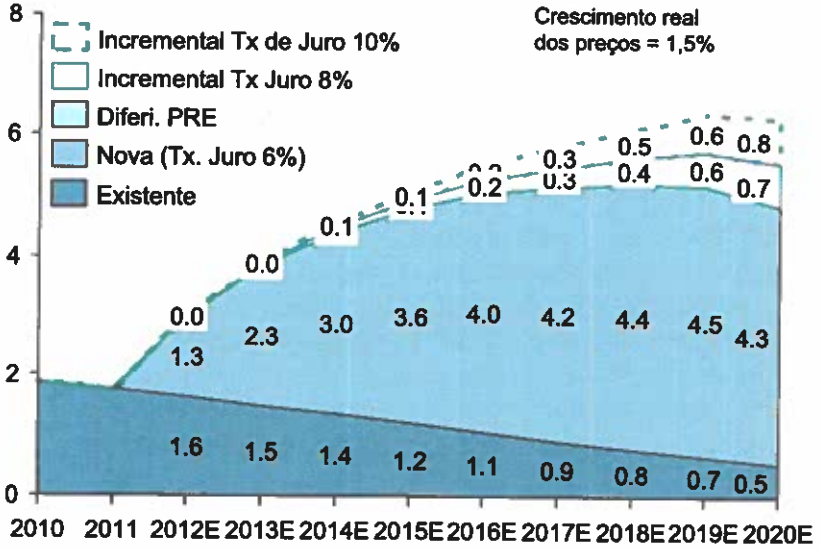
**Neste contexto, é crítico complementar a medida das receitas da venda de licenças de $CO_2$ com uma contribuição do sector electroprodutor, reduzindo as necessidades de pico de financiamento do sistema de 4,5 mM € para 1,7 mM € e permitindo atingir o equilíbrio em 2020, mantendo o objectivo de crescimento real dos preços de 1,5% p.a.**

- Esta medida responde ao compromisso assumido no memorando assinado com a troika, que indica a necessidade de reduzir os sobrecustos com a produção em regime ordinário e a redução de tarifas aplicáveis a energias renováveis e cogeração
- Os benefícios da contribuição para a redução de dívida tarifária (VAL de -1,5 mM € até 2020, para uma taxa de actualização de 6%) são consideravelmente superiores aos prejuízos causados pela redução do encaixe financeiro que o Estado espera receber pela privatização de 20% do capital da EDP (redução de 140 M €), melhora a estrutura de capitais da EDP e alivia a capacidade de crédito do sistema financeiro.
- A contribuição constitui um incentivo para que os produtores que têm actualmente a protecção do sistema, que correspondem a ~98% da capacidade instalada, actuem em concorrência de mercado, sem distorções nem coberturas de risco que são repassadas para os consumidores de electricidade.
  - A contribuição incide sobre as centrais que gozam de algum tipo de protecção ou cobertura de risco por parte do sistema, estando as centrais em mercado isentas da contribuição

# A conclusão, por parte da EDP, que o sistema eléctrico é sustentável não é suportada pelos dados disponíveis

## Criação de nova dívida tarifária até 2020

Stock de dívida do SEN (mM €)




Encargos financeiros (6%) Σ=1,64 mM€

Encargos financeiros (8%) Σ=2,33 mM€

Encargos financeiros (10%) Σ=3,10 mM€

**Crescimento da dívida implicará pagar na melhor das hipóteses 1,6 mM€**

## Taxa de crescimento anual de equilíbrio (TCAE)

- TCAE (4,5%) é semelhante à taxa de crescimento do custo da energia (4,7%), o que significa que os outros custos do sistema irão crescer a um ritmo semelhante ao da energia, i.e. os ganhos de eficiência do sistema electroprodutor serão capturados por este.
- Um crescimento real de 2,6%[1] implica a perda de poder de compra dos consumidores e redução da competitividade das empresas

1. TCAE 4,5% nominal equivale a crescimento real de 2,6% (4,5%-1,9%)

# As medidas apresentadas pela EDP apontam na direcção certa, sendo que existem problemas com a medida da cogeração

| Medidas de redução de custos propostas pela EDP | Comentários | Conclusões |
|---|---|---|
| Afectação de 80% das receitas dos leilões de $CO_2$ ao SEN | • Medida tem impacto relevante e permite reduzir as necessidades de financiamento do SEN até 2020 | • Medida a ser considerada tal como previsto pelo MEE |
| Passagem das cogerações com mais de 15 anos para mercado | • Medida é discriminatória, focando-se num dos componentes de sobrecusto do sistema (cogeração)<br>• Medida incide essencialmente sobre pequenos cogeradores, o que implica impactar negativamente as empresas industriais, criadoras de emprego e exportadoras de bens transaccionáveis<br>• Tem um risco de implementação elevado, uma vez que implica contrariar legislação recentemente aprovada, por unanimidade, na Assembleia da república relativa à cogeração | • Medida, nos termos em que está definida, é um majorante do impacto da redução dos sobrecustos da cogeração, necessitando de ser adaptada de forma a ser implementável<br>• É uma medida cega, insensível aos impactos sociais, económicos e políticos, que afecta um universo heterogéneo de cerca de 300 empresas industriais<br>• A utilização do quadro legal para baixar os sobrecustos da cogeração (através do novo regime regulatório que o MEE adoptará), vai reduzir fortemente o impacto da medida |

# Redução do sobrecusto da cogeração (I)

**Tal como preconizada pela EDP, esta medida (que afecta um universo heterogéneo de cerca de 300 empresas industriais), deverá ter em consideração os seguintes aspectos:**

1. É injusto que apenas os produtores de electricidade em regime de cogeração contribuam para a sustentabilidade do SEN, designadamente através da correcção do défice tarifário. Não se compreende porque é que outras tecnologias não contribuem, em maior ou menor grau, para um sistema em que são especialmente protegidas;
2. A escolha, injustificada, da produção em regime de cogeração, como principal fonte de financiamento, por via tributária, de um fundo destinado a corrigir as assimetrias decorrentes do mecanismo que gerou o défice tarifário, esquecendo os demais produtores que beneficiaram e protecção equivalente, poderá por em causa princípios constitucionais, que devem presidir a criação de tributos, como sejam os princípios da igualdade e/ou da proporcionalidade;
3. O sacrifício a suportar pelo produtor em regime de cogeração será (previsivelmente) superior se a medida for aplicável apenas a esta tecnologia do que o sacrifício que resultaria do rateio do sacrifício pelas diversas tecnologias electroprodutoras;
4. Os valores apresentados pela EDP assentam no pressuposto de que o universo dos cogeradores se mantém. Se algumas cogerações vierem entretanto a encerrar ou a deixar e aceder ao "prémio" legal por incumprimento dos requisitos técnicos para o efeito a "base tributável" diminuirá e consequentemente a "receita";
5. A medida, de "per se", não cumpre integralmente as obrigações do Estado Português no âmbito do MoU assinado com a Troika;

# Redução do sobrecusto da cogeração (II)

6. No caso da cogeração, atendendo à sua especial ligação ao hospedeiro industrial a quem fornece energia térmica e eléctrica haverá uma natural repercussão dos encargos sofridos na industria à qual a cogeração está associada. Por se tratar de uma actividade industrial, geralmente produtora de bens transaccionáveis e, em muitos casos, com um equilíbrio económico instável, o (previsível) aumento de custos da energia no processo económico / produtivo do industrial poderá ser invocado como causador de:
   - ✓ Aumento e encargos e consequente diminuição de competitividade;
   - ✓ Diminuição de competitividade também nos principais mercados-alvo da exportação nacional em que existem medidas que permitem um preço da energia mais baixo (Espanha);
   - ✓ Consequente queda de produção e agravamento da situação económico-financeira da empresa;
   - ✓ Encerramento de empresas que poderiam ser viáveis;
   - ✓ Desemprego;
   - ✓ Frustração dos direitos dos credores;
   - ✓ Convulsão social.
7. Em consequência do referido na alínea anterior poder-se-á dizer que esta medida tem efeitos opostos aos que visam cumprir os objectivos constantes do Programa do Governo;
8. A aplicação da medida preconizada pela EDP dificultará, na prática, a realização de fiscalização à verificação dos requisitos das cogerações para benefício da tarifa legal. Será mais difícil justificar a "não elegibilidade" das cogerações faltosas depois de tomada a medida do que antes – num caso a justificação e motivos técnicos terá de ser compreendida e aceite, no caso de um sacrifício imposto por decisão política será mais difícil de aceitar;
9. O argumento (implícito) de que esta medida poderá ser aceite sem contestação pelos cogeradores não está demonstrado – a EDP não é o único produtor nacional em regime de cogeração e basta que um dos afectados discorde para que se inicie um contencioso. (Nota: se for impugnada a legalidade da lei que impõe o sacrifício e o recorrente ganhar a declaração de nulidade aproveitará a todos os afectados e terá, em, principio, efeitos retroactivos).

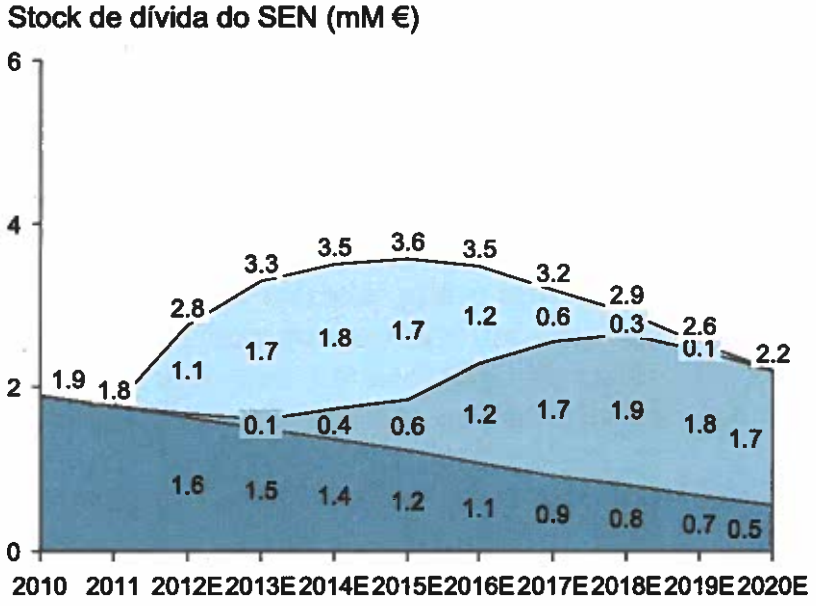
# As medidas propostas pela a EDP ajudam a resolver o pico de 2012, mas implicam elevados encargos financeiros (1,0 mM €)

| Medidas de alisamento propostas pela EDP | Comentários |
|---|---|
| Diferimento do sobrecustos da PRE, utilizando DL28/2011, artº. 73A | • A necessidade de reduzir o crescimento dos preços em 2012 de 27% para 3,4% nominal (1,5% real), torna inevitável a utilização do mecanismo de diferimento do sobrecusto da PRE<br>• Período de carência não está explicitamente referido no artigo 73-A do DL 28/2011<br>• Redução do crescimento dos preços em 2012 (26,8% para 11,1% %) |
| Desvinculação de centrais hídricas CMEC permite antecipar receita | • Desvinculação de centrais hídricas CMEC permite antecipar receita, mas tem como contrapartida aumento dos custos anuais com os CMEC até 2027 (taxa de juro proposta pela EDP de 8%) e tomada de risco pelo SEN associado à incerteza sobre o valor da revisibilidade de 2012 e 2013, havendo a possibilidade do SEN perder receita<br>• Redução do crescimento de preços em 2012<br>• Encargos financeiros / risco é difícil de estimar |
| Extensão do tarifário eólico por 5 anos | • A extensão do tarifário eólico por contrapartida do recebimento de valores nos próximos anos difere custos para depois de 2020 e é uma medida que também comporta riscos, uma vez que existe incerteza sobre a evolução dos preços da energia após esse horizonte, dificultando assim o cálculo do verdadeiro impacto para o sistema desta medida<br>• Medida a longo prazo, sem impacto em custos e com muita incerteza associada |

1. Impactos estimado com base no efeito isolado das medidas – Não considera efeito conjunto das medidas CO2 e cogeração

# Ajustando medida da cogeração, impacto das medidas proposta pela EDP é insuficiente

**Impacto das medidas propostas pela EDP com ajuste da medida de cogeração**




Máximo da nova dívida: 2,4 mM € em 2016

Encargos financeiros da nova dívida(6%): Σ=0,96 mM €

**Conclusões**

**Medidas implementadas**

- Diferimento PRE com um ano de carência
- $CO_2$
- Cogeração ajustada para uma redução de tarifa de apenas 10% em vez de preço de mercado
- Douro Internacional
- Eólicas

- Evolução da dívida é insustentável, sendo em 2020 superior à actual;
- A taxa de juro utilizada nesta análise foi 6%; Este valor, optimista face às condições actuais dos mercados financeiros, determina um minorante para os encargos financeiros.

# Medidas apresentadas pela EDP não permitem equilíbrio do sistema em 2020!
# É necessária uma medida adicional: A CONTRIBUIÇÃO

**Esta medida vai de encontro ao que é definido no memorando assinado com a troika, que indica a necessidade reduzir os sobrecustos com a produção em regime ordinário e a redução de tarifas aplicáveis a energias renováveis e cogeração.**

**Os benefícios acumulados da contribuição (valor actual de 1,5 mM € até 2020[1] ) em conjunto com as restantes medidas, i.e. evolução de preços social e economicamente aceitáveis, sustentabilidade e redução de risco do sistema, melhoria da estrutura de capitais da EDP e redução das necessidades de crédito junto do sistema financeiro, são consideravelmente superiores aos prejuízos causados pela redução do encaixe financeiro que o Estado espera receber pela privatização de 20% do capital da EDP (~140M €).**

**A contribuição constitui um incentivo para que os produtores que têm actualmente protecção do sistema, que correspondem a ~98% da capacidade instalada, actuem em concorrência de mercado, sem distorções nem coberturas de risco que em última instância são repassadas para os consumidores de electricidade,**

- A contribuição incide sobre as centrais que gozam que algum tipo de protecção ou cobertura de risco por parte do sistema, estando as centrais em mercado isentas da contribuição.

**Contribuição impacta todos os sobrecustos do sector electroprodutor (CMEC, CAE, Garantia de Potência e PRE[2]) em função dos sobrecustos por estes causados no sistema.**

1. Actualização para 2011 dos benefícios anuais resultantes da aplicação da taxa de contribuição à taxa de 6% anual 2. PRE inclui: Eólica, Cogeração, Hídrica, Biomassa, Resíduos sólidos urbanos, Fotovoltaica, Biogás, Solar Térmica, Ondas, Eólica Off-shore

# Índice

Pressupostos do modelo

Situação de partida e evolução dos custos do sistema eléctrico

Análise de medidas visando a sustentabilidade do sistema eléctrico

Anexo 1 – Sessões de trabalho com EDP

**Anexo 2 – Impacto da contribuição para o SEN na EDP**

# Quantificação do efeito da contribuição

| | Taxa (€/kW Instalado) | EDP | ENDESA / IP | PORTUCEL | GALP | IBERWIND | GENERG | EEVM | EDF | ACCIONA | Outra Cogeração | Outros PRE | TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CMEC | 10 | 62,2 | | | | | | | | | | | 62,2 |
| CAE | 20 | | 31,5 | | | | | | | | | | 31,5 |
| Garantia de Potência | 20 | 45,1 | 17,2 | | | | | | | | | | 62,3 |
| Eólica | 8 | 4,8 | | | | 4,2 | 3,5 | 2,3 | 1,8 | 1,0 | | 10,5 | 28,1 |
| Hídrica | 9 | 0,7 | | | | | 0,1 | | | | | 3,3 | 4,1 |
| Biogás | 6 | | | | | | | | | | | 0,2 | 0,2 |
| Biomassa | 6 | 0,2 | | | | | | | | | | 0,5 | 0,7 |
| Fotovoltaica | 15 | | | | | | 0,03 | | | 0,7 | | 0,6 | 1,4 |
| Ondas | 0 | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| RSU | 15 | | | | | | | | | | | 1,5 | 1,5 |
| Cogeração não renovável | 20 | 2,0 | | 5,2 | 3,8 | | | | | | 13,0 | | 23,9 |
| Cogeração renovável | 18 | | | 4,8 | | | | | | | 1,2 | | 6,0 |
| TOTAL | | 115,1 | 48,7 | 9,9 | 3,8 | 4,2 | 3,6 | 2,3 | 1,8 | 1,6 | 14,3 | 17 | 222 |

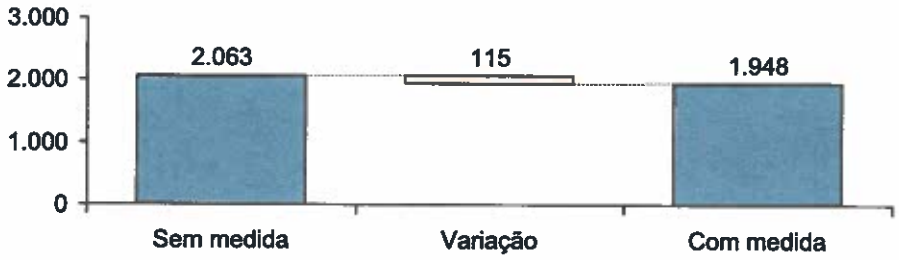
# EDP demonstra capacidade de incorporar este custo mantendo resultados positivos

**Estimativa alto nível**

**EDP – Grupo Consolidado**

Resultado operacional

Impacto da contribuição no res. op. consolidado 2010



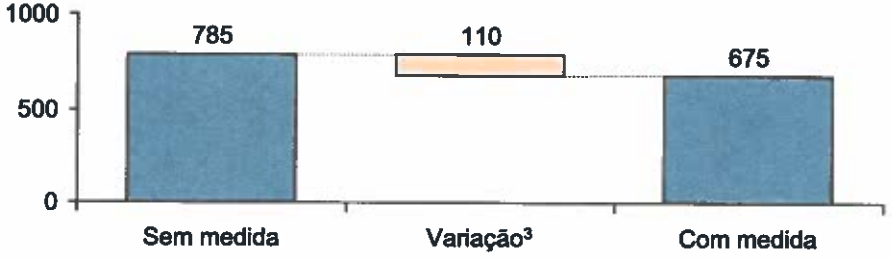

**Variação**

**-5,6%**

**EDP – Produção Electricidade[1]**

Resultado operacional

Impacto da contribuição no res. op. de produção 2010




**-14,0%**

**VAL estimado da medida para EDP: ~ -700 M€[2]**

**Impacto no valor das acções da EDP detidas pelo Estado (20%) é de ~140 M€**

1. Não inclui Energias Renováveis 2. Calculado assumindo horizonte temporal até 2020 e um impacto nas receitas brutas anuais que evoluem de -115 M€, em 2012, até cerca de 90 M€ em 2020 e uma taxa de desconto de 6% 3. Variação liquida do impacto das energias renováveis que é incorporado por outra emprea do grupo – EDP Renováveis