



# **Anexo I**

## **Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural**

**Período 2013-2023**



## ÍNDICE GERAL

<b>CAPÍTULO I</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.	Objetivos do relatório.....	1
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>Previsão da Procura Anual de Gás Natural</b> .....	<b>3</b>
2.	Mercado Convencional.....	3
2.1	Análise da procura anual de gás natural.....	3
2.2	Metodologia de previsão .....	9
2.3	Cenários Macroeconómicos .....	13
2.4	Evolução prevista da procura anual de gás natural no Mercado Convencional .....	13
3.	Mercado de Eletricidade .....	16
4.	Resultados Agregados (Mercado Convencional + Mercado de Eletricidade).....	18
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>Previsão das Pontas de Consumo Diário de Gás Natural</b> .....	<b>23</b>
5.	Mercado Convencional.....	24
6.	Mercado de Eletricidade .....	27
7.	Resultados Agregados (Mercado Convencional + Mercado de Eletricidade).....	29
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>Procura para aplicação do Regulamento (UE) 994/2010</b> .....	<b>31</b>
8.	Normas do Aprovisionamento .....	31
9.	Norma das infraestruturas .....	38

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual do consumo de gás natural no Mercado Convencional .....	4
Tabela 2 – Pedidos de ligação à RNTGN para grandes projectos industriais.....	12
Tabela 3 – Pedidos de ligação à RNTGN para projectos de cogeração.....	12
Tabela 4 – Cenários de evolução da economia Portuguesa (taxas médias de crescimento anual).....	13
Tabela 5 – Previsão sectorial do consumo anual de gás natural no Mercado Convencional – TWh/ano .....	14
Tabela 6 - Taxas médias de crescimento anual implícitas nos cenários de evolução do consumo de gás natural no Mercado Convencional.....	15
Tabela 7 – Consumo previsto de gás natural no Mercado de Eletricidade – TWh/ano .....	17
Tabela 8 – Consumo anual previsto de gás natural (Mercado Convencional + Mercado Eletricidade) (TWh).....	18
Tabela 9 - Taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo previsto de gás natural (Mercado Convencional + Mercado Eletricidade).....	20
Tabela 10 – Resumo da envolvente dos cenários de previsão do consumo anual de gás natural (TWh) .....	21
Tabela 11 – Pontas previstas de consumo diário de gás natural no Mercado Convencional – GWh/dia .....	25
Tabela 12 – Pontas previstas de consumo diário de gás natural no Mercado de Eletricidade – GWh/dia .....	27
Tabela 13 – Pontas de consumo diário de gás natural previstas (factor de simultaneidade 1 nas previsões) – GWh/dia .....	29
Tabela 15 - Estatísticas relativas às temperaturas médias anuais nos meses de Inverno.....	36

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Procura de gás natural por sector de consumo .....	3
Figura 2 - Peso sectorial do consumo de gás natural no Mercado Convencional .....	4
Figura 3 – Consumo de gás natural no Mercado Convencional em Portugal e Espanha.....	5
Figura 4 – Consumo de gás natural per capita no Mercado Convencional em Portugal e Espanha.....	5
Figura 5 – Intensidade do consumo de gás natural no PIB (corrigido da PPC) no Mercado Convencional em Portugal e Espanha .....	6
Figura 6 – Consumo de gás natural no Mercado Convencional em Portugal, por distritos – Período 2001-2011 .....	7
Figura 7 – Consumo de gás natural, gás Butano e gás Propano per capita no Mercado Convencional em Portugal vs Trás-os-Montes e Algarve – Período 2007-2011 .....	8
Figura 8 – Cenários de evolução do consumo anual de gás natural no Mercado Convencional.....	14
Figura 9 - Evolução sectorial prevista do consumo anual de gás natural no Mercado Convencional .....	15
Figura 10 – Perspectivas de evolução do sistema electroprodutor.....	16
Figura 11 – Banda de variação prevista do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade .....	17
Figura 12 – Evolução prevista do consumo anual de gás natural (Mercado Convencional + Mercado Eletricidade) .....	19
Figura 13 – Evolução prevista da estrutura do consumo anual de gás natural .....	20
Figura 14 – Resumo da envolvente dos cenários de previsão do consumo anual de gás natural.....	21
Figura 15- Previsão do consumo diário de gás natural através do método de extrapolação.....	24
Figura 16 – Evolução prevista das pontas de consumo diário de gás natural no Mercado Convencional .....	25
Figura 17 – Evolução prevista das pontas de consumo diário de gás natural no Mercado de Eletricidade.....	28
Figura 18 – Evolução prevista das pontas de consumo diário de gás natural (factor de simultaneidade 1).....	29
Figura 19 – Resumo da envolvente das pontas de consumo diário de gás natural (factor de simultaneidade 1 nas previsões) .....	30
Figura 20 – Evolução prevista do consumo anual associado aos Clientes protegidos .....	31
Figura 21 – Resposta estimada para os consumos em função de uma variação dos valores da temperatura .....	33
Figura 22 – Peso anual dos 7 dias de maior consumo na simulação de condições extremas .....	34
Figura 23 - Peso anual dos 30 dias de maior consumo dos clientes protegidos.....	35
Figura 24 – Evolução da procura de gás natural para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento do regulamento nº 994/2010 .....	36

Figura 25 – Evolução da procura de gás natural no Mercado de Eletricidade para definição das obrigações adicionais de aprovisionamento.....	38
Figura 26 - Peso anual do dia de maior consumo no mercado convencional na simulação de condições extremas de temperatura .....	39
Figura 27 – Procura diária de gás natural excepcionalmente elevada no Mercado Convencional – Ponta Extrema.....	39
Figura 28 – Procura diária de gás natural excepcionalmente elevada no Mercado de Eletricidade – Ponta Extrema .....	40

---

## CAPÍTULO I Introdução

### 1. OBJETIVOS DO RELATÓRIO

Este relatório tem por objetivo a apresentação de cenários de evolução da procura de gás natural, no longo prazo, por mercados, tendo por base as previsões desagregadas pelos seguintes mercados:

- o Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás natural nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário;
- o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás natural de centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário (PRO).

Para o mercado convencional são apresentados dois cenários de evolução dos consumos de gás natural - Cenário Base e Cenário Segurança de Abastecimento – associados a diferentes tendências de crescimento e especificações metodológicas, exceto para o sector da Cogeração em que se apresenta apenas um cenário.

Para o mercado de eletricidade é apresentado um cenário de evolução do consumo de gás natural, correspondente à trajetória resultante das análises prospetivas de evolução do sistema electroprodutor desenvolvidas. Os resultados são ilustrados por uma banda de variação da evolução prevista do consumo de gás natural representativa da ocorrência de diferentes regimes hidrológicos.

São apresentadas para ambos os mercados previsões anuais para o período 2013-2023.

#### **Mercado Convencional**

Com já referido em anteriores estudos, a principal dificuldade na realização das previsões da procura neste mercado resulta do reduzido número de observações existentes para a realidade portuguesa e, simultaneamente, a “juventude” do gás natural no nosso país. A combinação destas duas vicissitudes exige precaução na utilização de métodos estatísticos uma vez que a realidade que nos é dada observar (a amostra) não é, com grande probabilidade, representativa da evolução futura e, portanto, a incerteza associada a previsões feitas com base nela torna-se muito grande. Por outro lado, a aplicação na análise das séries temporais de algumas metodologias econométricas mais sofisticadas, já utilizadas nas previsões da procura de eletricidade há alguns anos, fica impossibilitada pelo reduzido número de observações existentes.

Com o amadurecimento do sector, quer ao nível da oferta quer da procura, e o alargar da base de dados disponível, a incerteza associada à previsão poderá vir a ser reduzida e o grau de sofisticação das metodologias aplicáveis poderá ser superior.



## **Mercado de Eletricidade**

Todos os resultados sobre a evolução do consumo de gás natural no mercado da eletricidade apresentados neste estudo resultam do relatório “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, Período 2013-2030”, de Abril de 2012 (RMSA-E).

De acordo com a legislação em vigor (Artigo 63º do Decreto-Lei n.º 29/2006, revisto e republicado pelo Decreto-lei n.º 215-A/2012, e Artigo 32º do Decreto-Lei n.º 172/2006, revisto e republicado pelo Decreto-Lei nº 215-B/2012), compete à REN fornecer os elementos que a DGEG considere necessários à preparação de uma proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA).

As análises apresentadas no referido relatório têm por base a evolução do SEN, os cenários de evolução dos consumos de eletricidade e os restantes elementos prospetivos para o período 2013-2030 indicados pela DGEG. Foram desenvolvidos estudos para os estádios de 2013 a 2022 e para os estádios 2025 e 2030, que complementam a visão de longo prazo. No presente relatório consideram-se os resultados dos estudos entre 2013 e 2022 e assumiu-se que o consumo de gás natural do ano de 2023 seria igual ao previsto para 2022.

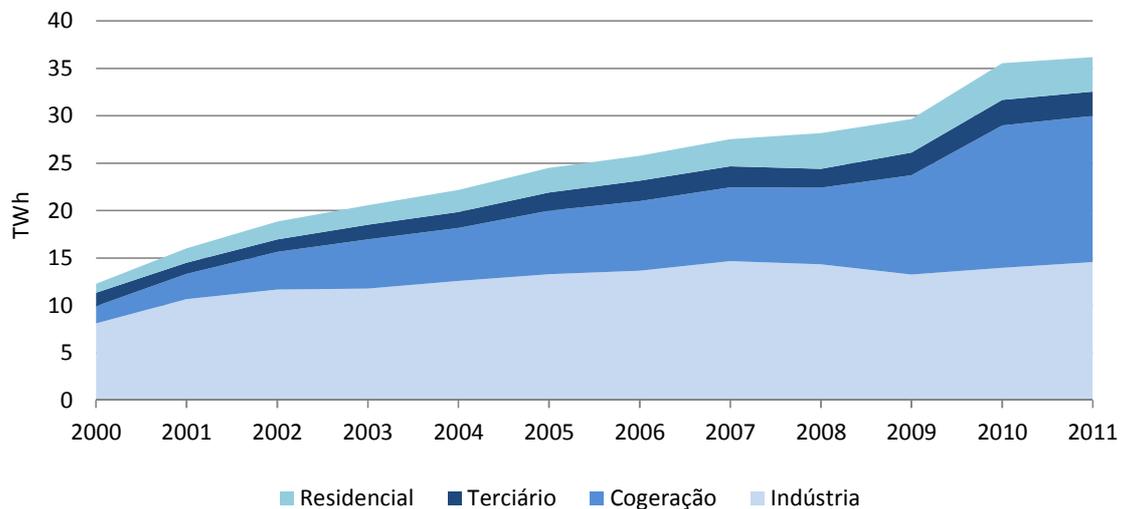
### 2. MERCADO CONVENCIONAL

#### 2.1 ANÁLISE DA PROCURA ANUAL DE GÁS NATURAL

O mercado convencional é constituído pelos sectores de consumo: Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Nesta secção analisa-se a evolução passada do consumo de gás natural neste mercado.

Da análise da Figura 1 verifica-se que o consumo de gás natural no mercado convencional cresceu significativamente desde a sua introdução em 1997.

FIGURA 1 - PROCURA DE GÁS NATURAL POR SECTOR DE CONSUMO



Fonte: DGEG e REN; 2011 – valores provisórios

A evolução do consumo de gás natural no mercado convencional caracterizou-se por taxas de crescimento muito elevadas nos primeiros quatro anos. Tal é revelador de uma entrada relativamente rápida no mercado português, com a adesão de um número significativo de clientes. Admite-se que, a médio prazo, o panorama mais provável seja a continuação do progressivo amadurecimento deste mercado, que se traduzirá na natural redução das taxas de crescimento.

Os incrementos no consumo de gás natural no sector da Indústria foram relativamente estáveis entre 1998 e 2001, seguindo-se um período de redução substancial nos acréscimos anuais. A evolução do consumo neste sector descreve, assim, uma curva que provavelmente irá perder inclinação até estabilizar em torno de uma determinada tendência de longo prazo. O consumo no sector da cogeração pautou-se por um elevado crescimento ao longo do período analisado, com especial destaque para o ano de 2010 com a entrada em exploração de projetos de elevada dimensão.

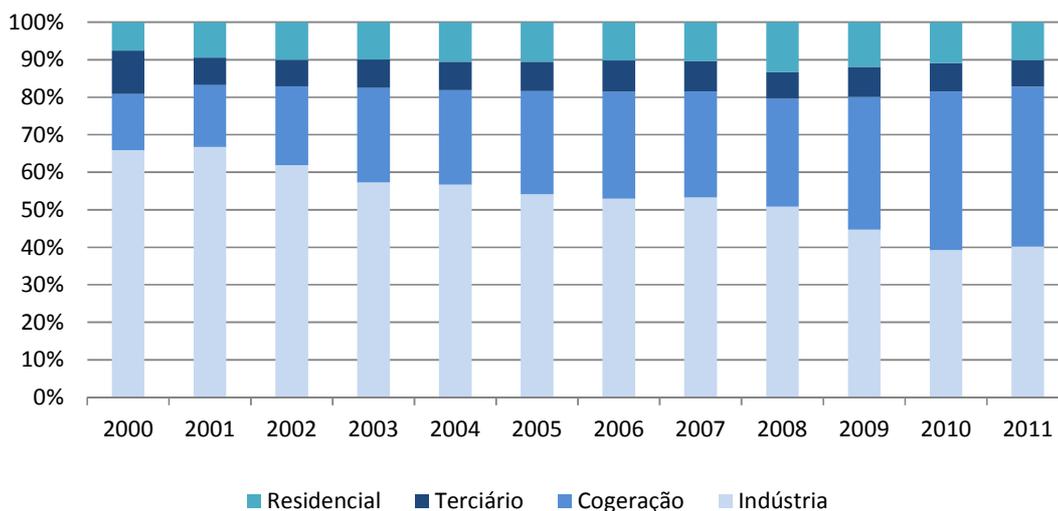
**TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**

Período	Indústria	Cogeração	Terciário	Residencial	Total Mercado Convencional
1997-2011	26,9%	51,9%	20,2%	50,4%	<b>31,4%</b>
2001-2011	4,1%	19,2%	7,8%	8,3%	<b>8,8%</b>
2006-2011	3,2%	16,0%	2,8%	4,9%	<b>7,6%</b>

No último quinquénio a taxa média de crescimento anual do consumo de gás natural no mercado convencional foi de cerca de 7,6%. Espera-se que as taxas de crescimento continuem a decrescer durante mais algum tempo até níveis um pouco mais baixos. Não é, contudo, de excluir que uma futura extensão da cobertura territorial das infraestruturas de abastecimento de gás se venha a traduzir num aumento dos consumos, com períodos de pico ao nível das taxas de crescimento.

A evolução do peso de cada sector no consumo total do mercado convencional está ilustrada na Figura 2.

**FIGURA 2 - PESO SECTORIAL DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**

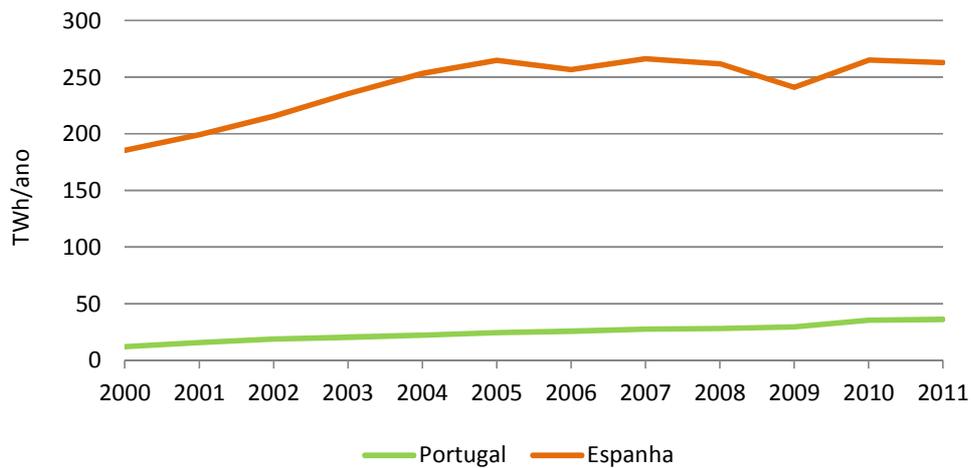


A Indústria teve um peso predominante no consumo de gás natural até 2009, ano a partir do qual o peso do consumo de gás natural na cogeração ultrapassou a Indústria. O consumo para fins de cogeração foi o que mais contribuiu para o crescimento da procura de gás natural desde 2002. Os sectores Terciário e Residencial têm mantido um peso relativamente estável.

### **Comparação com Espanha**

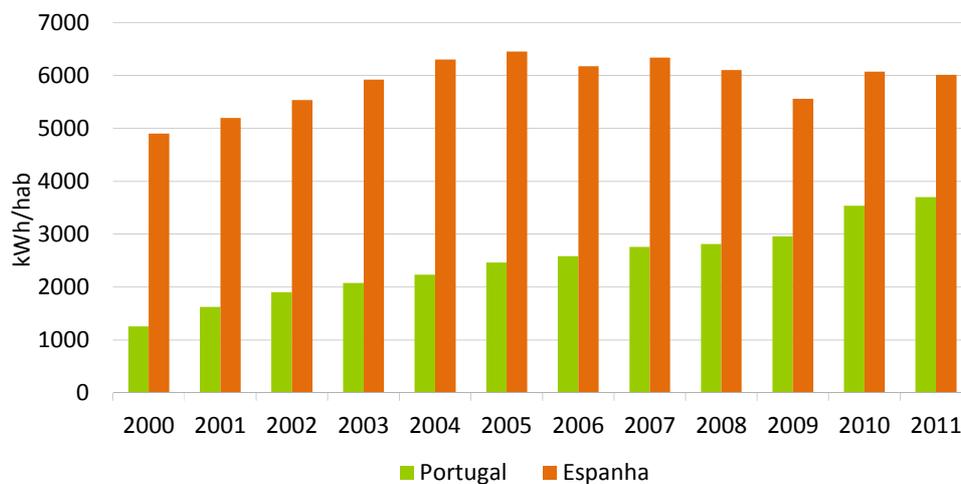
O consumo de gás natural no mercado convencional em Portugal é significativamente inferior ao de Espanha. Recorde-se que no que respeita à utilização de gás natural, Portugal se encontra atrasado em mais de 20 anos face a Espanha.

FIGURA 3 – CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA



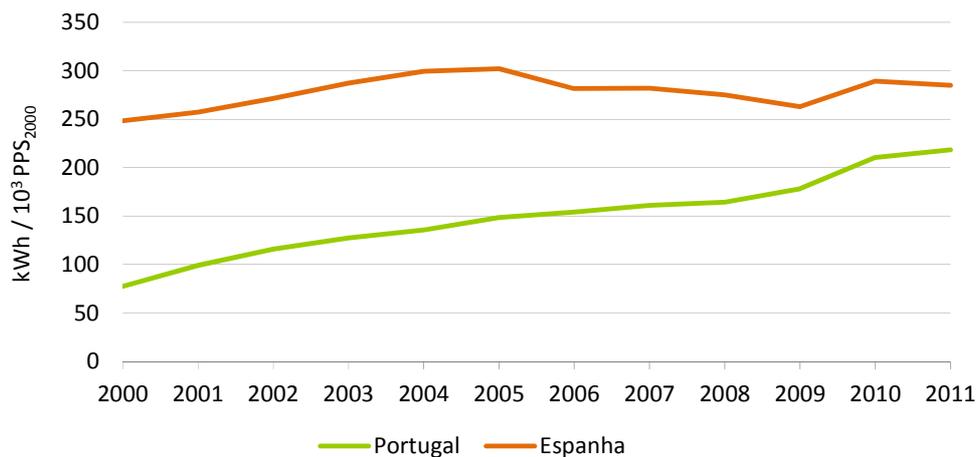
No período 2000-2011, o consumo de gás natural *per capita* no mercado convencional em Portugal cresceu, em média, cerca de 10,3% ao ano. Todavia, nos últimos cinco anos esse crescimento foi de cerca de 7,4%, traduzindo uma tendência decrescente na sua evolução. Não obstante o crescimento bastante significativo deste indicador, em 2011 o consumo de gás natural *per capita* em Portugal correspondeu a apenas 61,5% do consumo de gás natural *per capita* em Espanha.

FIGURA 4 – CONSUMO DE GÁS NATURAL PER CAPITA NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA



No mesmo período a intensidade do consumo de gás natural no PIB, em Portugal, apresentou um ritmo de crescimento bastante expressivo e em linha com o facto de se tratar de um mercado emergente, expresso numa taxa média de crescimento anual de cerca de 10,1%. Contudo, no último quinquénio o ritmo de crescimento deste indicador abrandou para uma taxa média de crescimento de cerca de 7,8%.

**FIGURA 5 – INTENSIDADE DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO PIB (CORRIGIDO DA PPC) NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA**



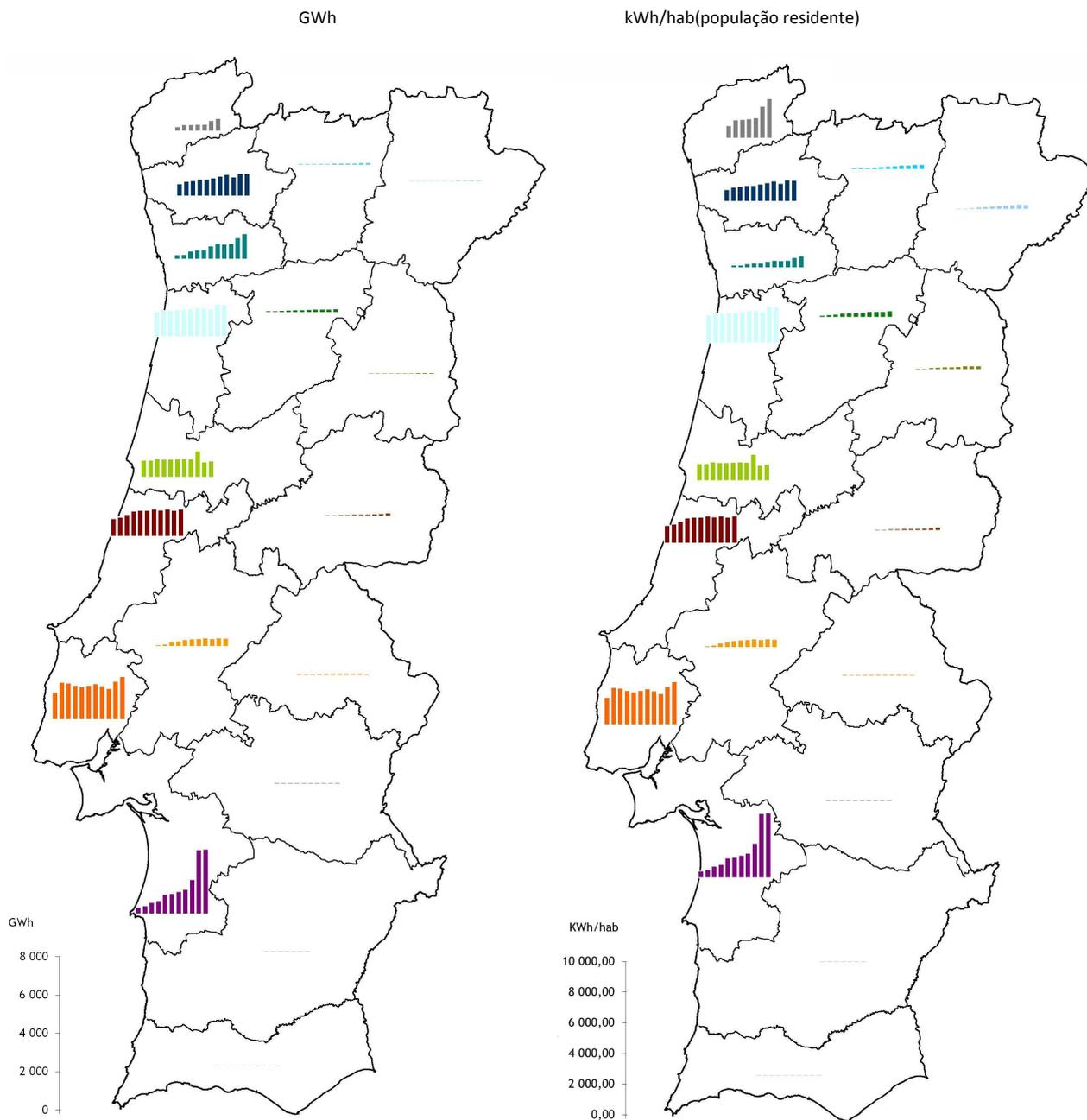
### **Consumo de gás natural por regiões**

A análise da

Figura 6 permite concluir que a nível regional existe uma grande disparidade no consumo de gás natural. Nas regiões do interior o consumo de gás natural é muito baixo ou, em algumas regiões, praticamente inexistente. As regiões com maior consumo situam-se no litoral.

A extensão da cobertura territorial das infraestruturas de abastecimento de gás poderá reduzir estas desigualdades. O acesso à rede de distribuição de gás natural é decisiva na opção, por parte dos agentes, de consumir gás natural. O efeito de substituição entre fontes de energia poderá não ser desprezável e constituir uma oportunidade de desenvolvimento e alargamento da rede de gás natural a outras áreas do país.

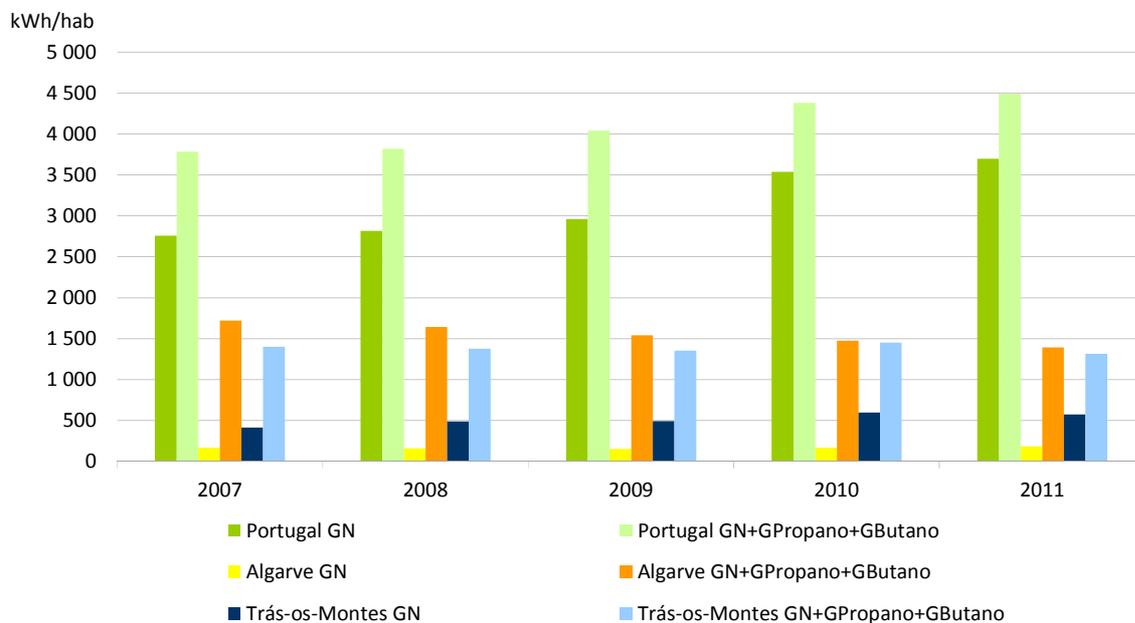
FIGURA 6 – CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL, POR DISTRITOS – PERÍODO 2001-2011



Analisando com maior detalhe as províncias de Trás-os-Montes e do Algarve (Figura 7), os níveis de consumo por habitante (população residente) são bastante inferiores aos de Portugal como um todo, quer no que respeita ao gás natural quer no que respeita ao total de consumo de gás natural, gás propano e gás butano. Em 2011 o consumo de gás natural *per capita* em Trás-os-Montes e no Algarve correspondeu a apenas 15% e 5%, respetivamente, do total do país. Esses pesos são de 29% e 31% se para além do gás natural também se contabilizar os consumos de gás propano e gás butano.

Existe, portanto, um grande potencial de crescimento dos consumos de gás natural nestas regiões que poderá ser estimulado pelo alargamento da rede de gás natural.

**FIGURA 7 – CONSUMO DE GÁS NATURAL, GÁS BUTANO E GÁS PROPANO PER CAPITA NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL VS TRÁS-OS-MONTES E ALGARVE – PERÍODO 2007-2011**



Fonte dos dados de consumo dos combustíveis: DGEG; População residente: INE

No período 2007-2011 a taxa média de crescimento anual do consumo *per capita* de gás natural em Trás-os-Montes e no Algarve foi de cerca de 8,5% e 2,4%, respetivamente. Em Portugal esse indicador cresceu, em média, cerca de 7,6% ao ano.

### Análise dos principais fatores condicionantes do consumo final de gás natural no longo prazo

Em termos gerais, podemos definir três grandes fatores que influenciam a procura de gás natural:

- **Base de clientes** - o número de clientes efetivamente ligados à rede de gás natural tem uma grande preponderância na expansão da rede de gás natural, sendo o principal fator de crescimento. Como fatores preponderantes que poderão influenciar a base de clientes temos o acesso à rede, a população, sendo particularmente relevante no caso de Portugal em que as redes não abrangem ainda uma parcela significativa do nosso território, e a atividade económica.
- **Atividade Económica.** Os indicadores económicos, globais e sectoriais, poderão ajudar a explicar a trajetória da procura de gás natural uma vez que mais atividade económica potencia o aparecimento de mais empresas (que poderão ter a necessidade de se abastecer de gás natural) e/ou o aumento da produção das empresas já existentes. Numa fase de maturidade, quando a expansão das redes (lado da oferta) deixar de acontecer de forma significativa, a base de clientes passará a ser influenciada quase exclusivamente pela atividade económica e pela população.

- **Preços do gás natural e energias concorrentes.** O preço é um fator decisivo para a tomada de decisão, por parte dos agentes, de qual a fonte de energia a utilizar e em que quantidades. Assim, o preço do gás natural considerado *per se* pode induzir ou inibir o consumo de gás natural (efeito de rendimento) ou, quando considerado face às alternativas concorrentes, ser decisivo para a mudança de fonte de energia a utilizar (efeito de substituição).

É possível encontrar diversas séries estatísticas representativas de cada um destes fatores, contudo mesmo na presença de variáveis numéricas, nem sempre é possível estimar, com um mínimo de rigor, o seu impacto na procura de gás natural. Esta questão torna-se ainda mais problemática quando o período da amostra é pequeno, como é o caso português.

## 2.2 METODOLOGIA DE PREVISÃO

Para a previsão do consumo de gás natural em Portugal Continental nos sectores da Indústria e “Residencial e Terciário” foram testados modelos de análise estrutural do tipo multivariado ou causais e modelos econométricos não-causais (uni variados). O pequeno número de observações impossibilita a aplicação de técnicas econométricas mais sofisticadas na análise de séries temporais, já aplicadas na previsão dos consumos de eletricidade há vários anos.

Nos modelos econométricos não-causais, procura-se prever a trajetória futura do consumo final de gás natural unicamente com base nos valores históricos da série. As previsões são, assim, baseadas na informação contida na própria série. Neste âmbito foram testados modelos estruturais simples, modelos de alisamento exponencial (do tipo Holt com tendência amortecida) e de extrapolação das taxas de crescimento com exploração de especificações não lineares.

Os modelos do tipo multivariado ou causais assumem que a variável que pretendemos explicar é função de outras variáveis independentes que condicionam o seu comportamento. É possível, além disso, combinar os modelos de análise estrutural simples com variáveis explicativas tendo sido este o tipo de abordagem que produziu os melhores resultados.

No caso da Indústria, também foi incorporada informação relativa ao arranque previsto de novos projetos industriais decorrente de pedidos de ligação à RNTGN, com entrada em serviço industrial no curto/médio prazo.

As previsões para o sector da Cogeração foram elaboradas com base em cenários de evolução da potência instalada e da produção total de eletricidade, assumindo algumas hipóteses descritas adiante. Também foi tomada em consideração informação sobre novos projetos de cogeração com pedido de ligação à RNTGN.

### Modelos não-causais

Dentro da classe de modelos não causais (uni variados), optou-se por testar quatro abordagens: Modelos de Análise Estrutural, Alisamento exponencial do tipo Holt com tendência amortecida e extrapolação das taxas de crescimento com exploração de especificações não lineares.

Os **modelos estruturais para séries temporais** consistem na estimação das principais componentes das séries cronológicas: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. A série pode ser especificada de modo analítico como

$$y_t = \mu_t + \gamma_t + \psi_t + \varepsilon_t \quad ,$$

em que  $y_t$  representa o valor da série no momento  $t$ ,  $\mu_t$  representa a tendência da série,  $\gamma_t$  representa a componente sazonal da série,  $\psi_t$  representa a componente ciclo e  $\varepsilon_t$  a parcela residual. Para efeitos do presente estudo apenas interessa desenvolver a definição da tendência da série. Esta é descrita como

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t, \quad \eta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\eta^2)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \zeta_t, \quad \zeta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\zeta^2)$$

em que  $\beta_t$  representa o declive da tendência  $\mu_t$ . Consoante a presença ou não de  $\beta_t$  na especificação do modelo e das características dos desvios padrão das componentes aleatórias, é possível definir diferentes tipos de séries cronológicas.

A estimação deste tipo de modelos é feita recorrendo ao filtro de Kalman, método de estimação recursivo que se encontra implementado no software STAMP. Este método tem a vantagem de ser completamente flexível no que toca à estimação dos parâmetros. As previsões são realizadas com base nas últimas estimativas, ou seja, com base na informação mais recente possível de ser retirada da série. Este método é muito conveniente em séries que demonstrem algum dinamismo e em que o comportamento da série em períodos mais recentes seja mais representativo do comportamento futuro do que as observações mais antigas.

Os modelos de **alisamento exponencial** são conceptualmente semelhantes aos de análise estrutural. Na sua especificação do tipo localmente linear com tendência amortecida temos

$$\hat{y}_t = \mathbf{a}_t + \mathbf{b}_t \cdot \mathbf{t} + \varepsilon_t \quad ,$$

em que  $\mathbf{a}_t$  representa a ordenada na origem e  $\mathbf{b}_t$  o declive da tendência. As estimativas para  $\mathbf{a}$  e  $\mathbf{b}$  são:

$$\hat{\mathbf{a}}(\mathbf{T}) = \alpha y_t + (1 - \alpha) [\hat{\mathbf{a}}(\mathbf{T} - 1) - \phi \hat{\mathbf{b}}(\mathbf{T} - 1)]$$

$$\hat{\mathbf{b}}(\mathbf{T}) = \beta [\hat{\mathbf{a}}(\mathbf{T}) - \hat{\mathbf{a}}(\mathbf{T} - 1)] + (1 - \beta) \phi \hat{\mathbf{b}}(\mathbf{T} - 1) \quad .$$

O indicativo (T) indica que o parâmetro foi estimado com base na informação disponível até ao momento T. Os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  denominam-se como constantes de alisamento enquanto que  $\phi$  corresponde à constante de decaimento da tendência. A estimação dos parâmetros também é, de certo modo recursiva, consistindo numa média ponderada de todas as observadas. A escolha dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\phi$  é feita por exploração retendo-se o conjunto que minimize o somatório do quadrado dos erros (diferença entre o  $\mathbf{y}$  observado e o  $\mathbf{y}$  estimado).

A aplicação de um modelo de alisamento exponencial com tendência amortecida torna-se adequado para a projeção de uma evolução da procura que, no longo prazo, tenderá a estagnar.

A **extrapolação das taxas de crescimento** é uma opção de trabalho tida como interessante para um estudo deste género. Constata-se que as taxas de crescimento da procura de gás natural, em qualquer segmento, assumem a forma

de um “L” ao longo do tempo, tendendo para um determinado nível assintótico. Será, pois, interessante tentar ajustar a evolução das taxas de crescimento, em relação ao tempo, segundo diferentes formas funcionais possíveis.

Pesquisas efetuadas sobre a intensidade do consumo de gás natural no PIB em França, Itália e Espanha permitiram concluir que este indicador tende a estabilizar num futuro mais ou menos longínquo. Assim, também foram testados modelos de **extrapolação da intensidade do consumo de gás natural no PIB** com diversas especificações não lineares.

### **Modelos causais**

Recorrendo a diferentes especificações, estima-se a relação entre diversas variáveis explicativas relativas à evolução da atividade económica e o consumo de gás natural e, a partir das equações estimadas, realizam-se as previsões. Foram considerados dois tipos de modelos causais para previsão da procura anual de gás natural.

Um primeiro tipo de **modelo econométrico de regressão linear** clássica (método dos mínimos quadrados) assumindo a **especificação do tipo Curva S**. Genericamente tem-se

$$\ln(y_t) = f(X_t) ,$$

em que  $y_t$  representa a variável que se pretende explicar e prever, e  $X_t$  representa o conjunto de variáveis que explicam o comportamento de  $y_t$  e cujo impacto é definido pela função  $f(X_t)$ , que se define como:

$$f(X_t) = a + \frac{1}{x_{1,t}} + \frac{1}{x_{2,t}} + \dots + \frac{1}{x_{k,t}}$$

Outro tipo de modelos causais considerado foi o **modelo de análise estrutural com variáveis explicativas**. Estes consistem na especificação descrita na secção anterior à qual se acrescentam as variáveis explicativas que se entendam necessárias e se provem relevantes. O processo de estimação dos modelos estruturais (filtro de Kalman) permite que os coeficientes associados a cada uma das variáveis sejam do tipo variável (aleatório) ou fixo sendo essa escolha dependente da trajetória observada e da qualidade das previsões obtidas. Esta nuance permite escapar à restrição de linearidade dos parâmetros a que a regressão clássica obriga e não obriga à imposição de especificações não lineares *a priori* como acontece nos mínimos quadrados não lineares.

### **Indústria**

Na modelação da evolução da procura de gás natural no sector da Indústria, exploraram-se todas as combinações de variáveis, modelos e formas funcionais possíveis, dentro dos referidos no ponto anterior. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados para este sector foi o modelo de análise estrutural causal cujas variáveis explicativas são o VAB da Indústria e uma variável de tendência com especificação logarítmica inversa, ou curva S. Esta variável determinística pretende captar a penetração do gás natural no nosso país, fator que não está correlacionado com o desempenho económico do sector nem do país. Ao ser do tipo logarítmico inverso assume que as taxas de crescimento do consumo são, independentemente da evolução do VAB, muito altas nos primeiros anos e baixando progressivamente à medida que o tempo avança. Progressivamente, o peso da variável de tendência será menor dando lugar a uma maior

influência da variável VAB à medida que o mercado vai amadurecendo. Os resultados deste modelo permitiram obter previsões de consumo de gás para este sector associadas a diferentes cenários de evolução do VAB da Indústria.

Relativamente a grandes projetos industriais previstos, com pedido de ligação à RNTGN e com significativo impacto no consumo de gás natural, considerou-se um novo projeto com um volume anual contratado total de cerca 298 Mm<sup>3</sup>N relativo à refinaria de Sines.

**TABELA 2 – PEDIDOS DE LIGAÇÃO À RNTGN PARA GRANDES PROJECTOS INDUSTRIAIS**

Cliente	Volume anual contratado (Mm <sup>3</sup> N)	Data de início prevista
Hidrocrack (Refinaria de Sines)	298,0	Setembro 2012

### **Cogeração**

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o RMSA-E, as previsões do consumo de gás natural no sector da Cogeração têm por base apenas um cenário de evolução previsional da potência instalada e da produção total de eletricidade pelas instalações de cogeração. No período 2012-2013 a nova potência instalada prevista é calculada com base em informação disponibilizada sobre novos pedidos de ligação à RNT e à RNTGN.

Relativamente a novos pedidos de ligação à RNTGN, foram considerados dois projetos de cogeração que no total, e de acordo com informação dos clientes, equivalem a cerca de 311 Mm<sup>3</sup>N de volume anual contratado.

**TABELA 3 – PEDIDOS DE LIGAÇÃO À RNTGN PARA PROJECTOS DE COGERAÇÃO**

Cliente	Volume anual contratado (Mm <sup>3</sup> N)	Data de início prevista
Artelia (Artenius)	250,0	Junho 2012
Portcogeração (Ref. de Matosinhos)	60,5	Fevereiro 2012

A evolução dos correspondentes consumos de gás natural foi determinada assumindo o seguinte conjunto de hipóteses:

- As instalações que utilizavam no final de 2005 derivados do petróleo (fuelóleo e gasóleo) serão progressivamente substituídas até 2020 por novas cogerações a gás natural;
- Todas as novas instalações de cogeração utilizarão gás natural ou subprodutos dos processos produtivos em que se encontram inseridas (na sua maioria de origem renovável);
- O consumo de gás natural das instalações que utilizam subprodutos de origem renovável é baseado nos valores que constam do PNAER (versão disponibilizada para consulta pública em Jun.2012);
- Utilização de um consumo específico médio de 0,30 m<sup>3</sup>N/kWhe para todas as instalações de cogeração.

### **Residencial e Terciário**

O sector “Residencial e Terciário” resulta da agregação dos segmentos Residencial e Terciário num só, uma vez que as utilizações finais do gás natural são muito semelhantes (aquecimento e cozinha). Também aqui se exploraram múltiplas hipóteses no que se refere a variáveis explicativas e modelos no conjunto referido.

Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados para este sector foi o modelo de análise estrutural que relaciona o consumo de gás natural do sector com o VAB do sector Terciário obedecendo a uma especificação do tipo logarítmico, mas sem qualquer componente de tendência determinística. À semelhança do que havia ocorrido com o modelo para a Indústria, também este modelo preconiza a estabilização da elasticidade consumo-VAB para um determinado valor à medida que o tempo avança, ou melhor, à medida que o mercado de gás natural vai amadurecendo.

### 2.3 CENÁRIOS MACROECONÓMICOS

Os cenários macroeconómicos de longo prazo considerados provêm de duas fontes distintas:

- ✓ **Período 2012-2020:** utilizou-se como cenário Base a evolução macroeconómica implícita nos estudos de revisão do PNAER e PNAEE, levados a cabo pela Secretaria de Estado da Energia (SEE).
- ✓ **Período 2021-2023:** utilizaram-se as previsões para o PIB e suas componentes, na ótica da despesa e da produção, de um estudo elaborado para a REN pelo Gabinete de Estratégia e Estudos (GEE) do Ministério da Economia e Inovação.

Os cenários macroeconómicos utilizados encontram-se resumidos na Tabela 4.

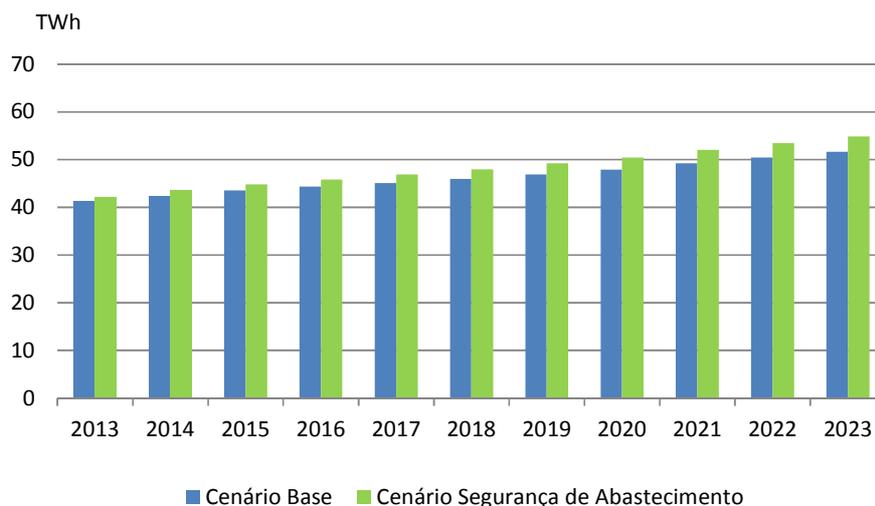
**TABELA 4 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA ECONOMIA PORTUGUESA (TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL)**

Períodos	PIB	VAB sector Indústria e Agricultura	VAB sector Terciário	RDBF
<b>Cenário Superior</b>				
<b>2011-2015</b>	1,0%	1,0%	1,1%	0,3%
<b>2015-2020</b>	2,5%	2,5%	2,5%	1,3%
<b>2020-2023</b>	2,3%	2,3%	2,3%	1,9%
<b>Cenário Base</b>				
<b>2011-2015</b>	0,6%	0,4%	0,7%	0,3%
<b>2015-2020</b>	2,0%	2,0%	2,0%	1,1%
<b>2020-2023</b>	1,8%	1,8%	1,9%	1,6%

### 2.4 EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL

Os cenários de evolução do consumo de gás natural obtidos para o mercado convencional são apresentados na Figura 8.

**FIGURA 8 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**



As previsões indicam que em 2020 o consumo anual de gás natural poderá alcançar cerca de 48 TWh no cenário Base e 50 TWh no cenário Segurança de Abastecimento. Para 2023 as previsões apontam níveis de consumo de cerca de 52 TWh no cenário Base e 55 TWh no cenário Segurança de Abastecimento.

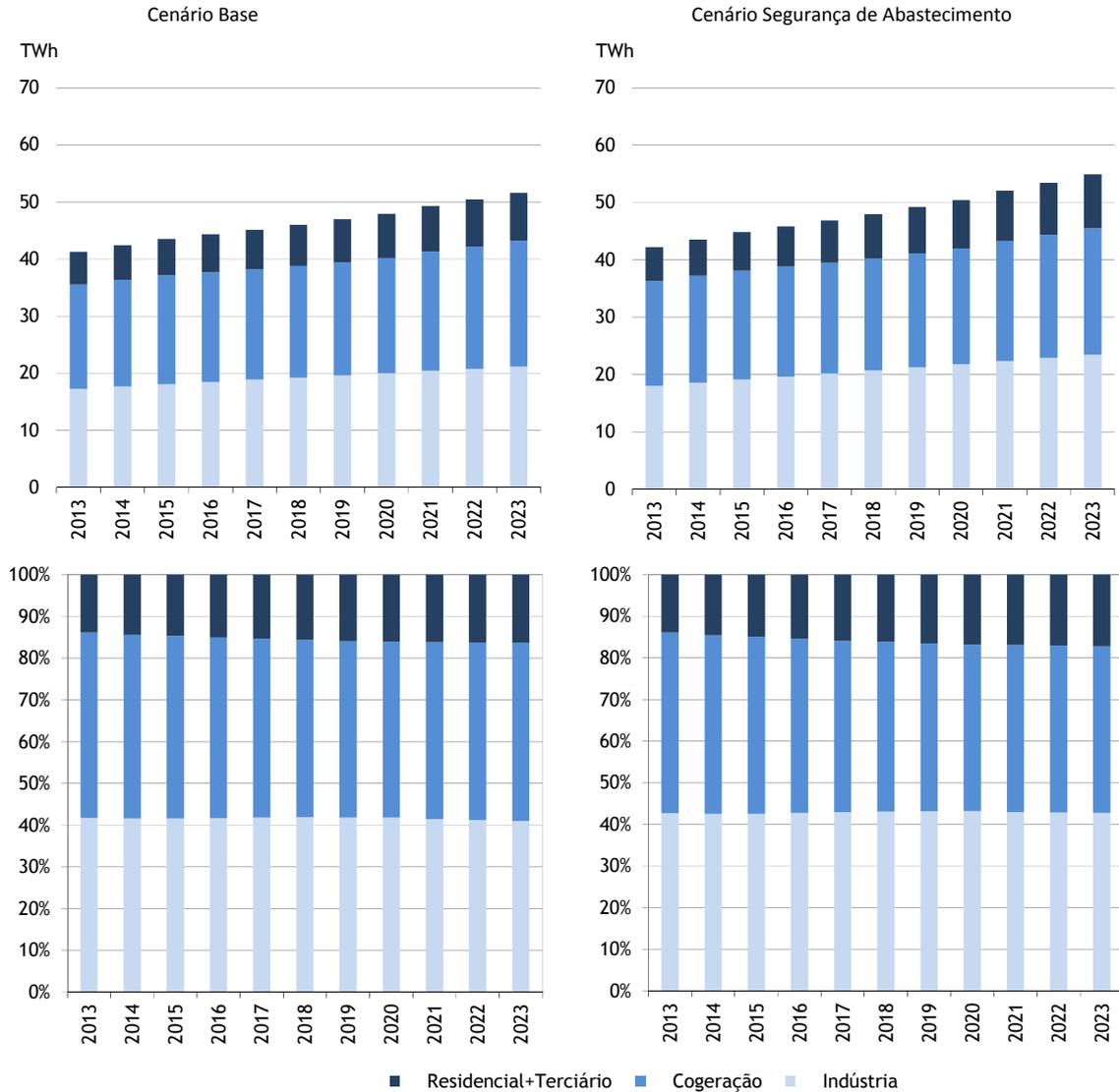
Entre 2011 e 2013 prevê-se uma taxa média de crescimento anual do consumo de gás natural de 5,4% no cenário Base e 6,5% no cenário Segurança de Abastecimento, valores bastante significativos que se devem aos novos projetos industriais e de cogeração já referidos anteriormente.

Na Tabela 5 e na Figura 9 apresentam-se os consumos anuais de gás natural previstos por sectores, para ambos os cenários. Os valores de 2011 são provisórios (DGEG).

**TABELA 5 – PREVISÃO SECTORIAL DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL – TWh/ANO**

Anos	Cenário Base				Cenário Segurança de Abastecimento			
	Indústria	Cogeração	Residencial e Terciário	Total Mercado Convencional	Indústria	Cogeração	Residencial e Terciário	Total Mercado Convencional
2011	16,0 e	15,4 e	5,8 e	37,2 e	16,0 e	15,4 e	5,8 e	37,2 e
2013	17,2	18,3	5,7	41,3	18,0	18,3	5,9	42,2
2014	17,7	18,7	6,1	42,4	18,5	18,7	6,3	43,5
2015	18,1	19,1	6,4	43,5	19,1	19,1	6,7	44,8
2016	18,5	19,2	6,7	44,3	19,6	19,2	7,1	45,9
2017	18,9	19,3	6,9	45,1	20,1	19,3	7,4	46,9
2018	19,2	19,5	7,2	46,0	20,7	19,5	7,8	48,0
2019	19,6	19,8	7,5	47,0	21,2	19,8	8,1	49,2
2020	20,0	20,2	7,7	47,9	21,8	20,2	8,5	50,4
2021	20,4	20,9	8,0	49,3	22,4	20,9	8,8	52,0
2022	20,8	21,4	8,2	50,4	22,9	21,4	9,1	53,4
2023	21,2	22,0	8,4	51,6	23,5	22,0	9,4	54,9

**FIGURA 9 - EVOLUÇÃO SECTORIAL PREVISTA DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**



De destacar a continuação da predominância dos sectores da Indústria e da Cogeração que se prevê possam representar entre 86% e 84% do consumo anual do mercado convencional, ao longo do período de previsão. No cenário Base prevê-se que o sector da cogeração continue a ser o sector de maior consumo de gás natural dentro do mercado convencional.

A Tabela 6 apresenta as taxas médias de crescimento anual previstas para o período 2013-2023.

**TABELA 6 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**

Períodos	Cenário Base	Cenário Segurança de Abastecimento
2013-2023	2,3%	2,1%
2013-2020	2,2%	2,6%

Prevê-se que entre 2013 e 2023 as taxas médias de crescimento anual rondem os 2,3% no cenário Base e 2,7% no cenário Segurança de Abastecimento. Entre 2013 e 2020 o crescimento médio anual oscilará entre 2,2% e 2,6%.

### 3. MERCADO DE ELETRICIDADE

O cenário de evolução do consumo de gás natural no mercado de eletricidade (correspondente à produção em regime ordinário – PRO - do sector Elétrico) baseia-se nos resultados apresentados no relatório “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN - Período 2013-2030”, de Abril de 2012.

Os estudos prospetivos sobre a evolução do sistema electroprodutor foram desenvolvidos para uma trajetória “Base” proposta pela DGEG em que a evolução do sistema electroprodutor nacional é prospetivada num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos da política energética definidos pelo Governo.

A evolução da nova capacidade termoelétrica a gás natural considerada na trajetória “Base” está de acordo com a informação mais atual disponível na DGEG sobre as datas de entrada em serviço industrial dos 4 grupos CCGT atualmente licenciados:

- Central de Lavos – 2 grupos em Janeiro de 2017;
- Central de Sines – 2 grupos em Janeiro de 2017.

No final de 2024, assumiu-se a desclassificação da atual central da Turbogás.

Na Figura 10 é apresentado o cronograma da evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário para a trajetória estudada, para o período 2013-2023.

**FIGURA 10 – PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR**

Desclassificação de centrais existentes	MW líq.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Tunes 3 e 4	165												
Setúbal	946												
Sines	1180												
Pego	576												
Turbogás	990												
<b>Novos centros produtores hídricos</b>													
Alqueva II	256 rev	Jul.											
Ribeiradio/Ermida	77			Abr.									
Qta. Laranjeiras + Feiticeiro (Baixo Sabor)	171 rev			Out.									
Venda Nova III	736 rev				Jul.								
Salamonde II	207 rev				Out.								
Foz - Tua	251 rev				Out.								
Girabolhos	415 rev												
Bogueira	30												
Fridão	238												
Gouvães	880 rev												
Alto Tâmega	160												
Daivões	114												
Alvito	225 rev												
Paradela II	320 rev												
Carvão-Ribeira	555 rev												
<b>Novos grupos térmicos de base</b>													
CCGT Sines I-II	2x444												
CCGT Lavos I-II	2x439												

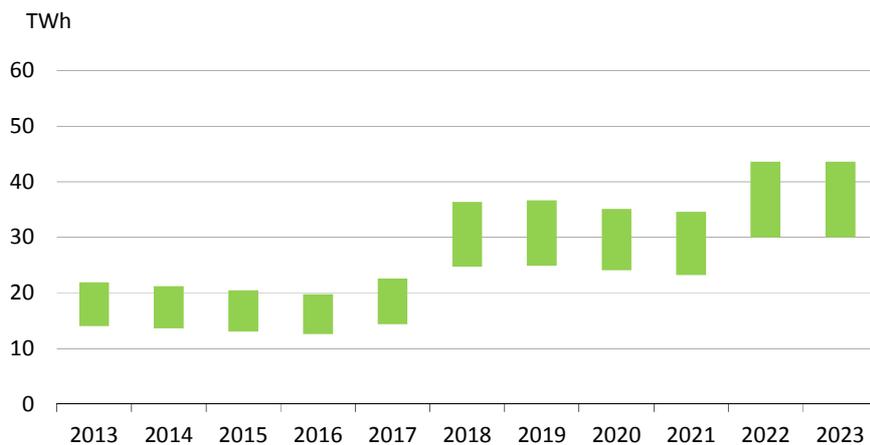
Na Tabela 7 e na Figura 11 estão sintetizadas as previsões do consumo de gás natural das centrais termoelétricas, ilustradas por uma banda de variação representativa das condições hidrológicas. Foram realizados estudos para os estádios de 2013 a 2022 e assumiu-se para 2023 um consumo de gás natural igual ao aferido para 2022.

**TABELA 7 – CONSUMO PREVISTO DE GÁS NATURAL NO MERCADO DE ELETRICIDADE – TWh/ANO**

Ano	Banda de variação	
2011	21,3 (*)	
2013	14,0	21,9
2014	13,6	21,2
2015	13,0	20,5
2016	12,6	19,8
2017	14,4	22,6
2018	24,7	36,4
2019	24,9	36,6
2020	24,1	35,1
2021	23,2	34,6
2022	30,0	43,6
2023	30,0	43,6

(\*) Ano com um índice de produtividade hidroelétrica de 0,92.

**FIGURA 11 – BANDA DE VARIAÇÃO PREVISTA DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MERCADO DE ELETRICIDADE**



No horizonte 2020 a banda prevista varia entre 35 TWh e 24 TWh.

A partir de 2018, após a desclassificação da central a carvão de Sines, e especialmente após 2021, com a desclassificação da central a carvão do Pego, verifica-se um aumento do consumo de gás natural nas centrais CCGT.

#### 4. RESULTADOS AGREGADOS (MERCADO CONVENCIONAL + MERCADO DE ELETRICIDADE)

As previsões agregadas do consumo de gás natural resultam do somatório das previsões obtidos no mercado convencional com as do mercado de eletricidade. São apresentados dois cenários de previsão, cenário Base e cenário Segurança de Abastecimento, cuja designação decorre dos cenários desenvolvidos para o mercado convencional, sectores Residencial+Terciário e Indústria, uma vez que para o mercado da eletricidade apenas se apresenta um cenário de evolução dos consumos de gás natural, enquadrado por uma banda de variação decorrente das condições hidrológicas. Por conseguinte, o consumo previsto de gás natural em ambos os cenários, em termos agregados, corresponde à soma do consumo previsto para o mercado convencional com o consumo previsto para o mercado da eletricidade. Na Tabela 8 e Figura 12 apresenta-se a evolução expectável do consumo anual de gás natural para ambos os cenários, desagregada por mercados.

**TABELA 8 – CONSUMO ANUAL PREVISTO DE GÁS NATURAL (MERCADO CONVENCIONAL + MERCADO ELETRICIDADE) (TWH)**

##### Cenário Base

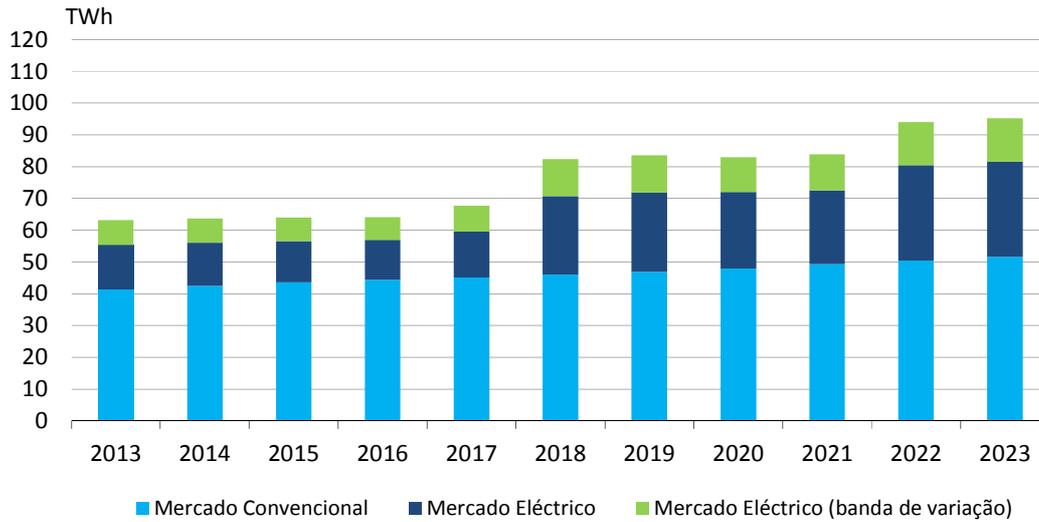
Ano	Mercado Convencional	Mercado Eletricidade		Consumo Total de Gás Natural	
		Banda de variação		Banda de variação	
2011	37,2	21,3		58,5	
2013	41,3	14,0	21,9	55,3	63,2
2014	42,4	13,6	21,2	56,1	63,7
2015	43,5	13,0	20,5	56,6	64,0
2016	44,3	12,6	19,8	57,0	64,1
2017	45,1	14,4	22,6	59,5	67,7
2018	46,0	24,7	36,4	70,7	82,4
2019	47,0	24,9	36,6	71,8	83,6
2020	47,9	24,1	35,1	72,1	83,0
2021	49,3	23,2	34,6	72,5	83,9
2022	50,4	30,0	43,6	80,4	94,0
2023	51,6	30,0	43,6	81,6	95,2

##### Cenário Segurança de Abastecimento

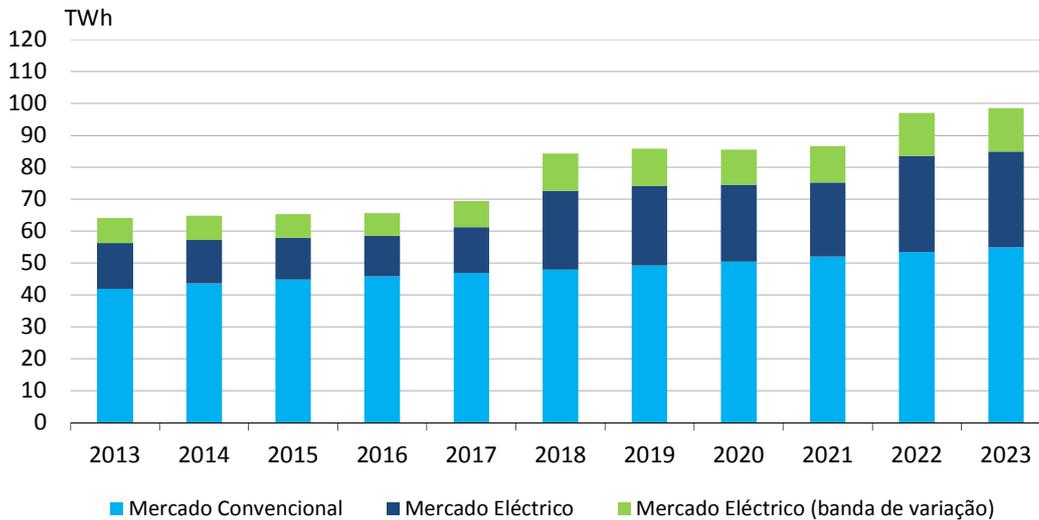
Ano	Mercado Convencional	Mercado Eletricidade		Consumo Total de Gás Natural	
		Banda de variação		Banda de variação	
2011	37,2	21,3		58,5	
2013	42,2	14,0	21,9	56,2	64,1
2014	43,5	13,6	21,2	57,2	64,8
2015	44,8	13,0	20,5	57,9	65,3
2016	45,9	12,6	19,8	58,5	65,6
2017	46,9	14,4	22,6	61,3	69,5
2018	48,0	24,7	36,4	72,7	84,4
2019	49,2	24,9	36,6	74,1	85,8
2020	50,4	24,1	35,1	74,6	85,5
2021	52,0	23,2	34,6	75,3	86,6
2022	53,4	30,0	43,6	83,5	97,0
2023	54,9	30,0	43,6	84,9	98,5

FIGURA 12 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL (MERCADO CONVENCIONAL + MERCADO ELETRICIDADE)

**Cenário Base**



**Cenário Segurança de Abastecimento**



No horizonte 2020 o consumo de gás natural poderá atingir entre 72 TWh e 83 TWh no cenário Base e entre 75 TWh e 86 TWh no cenário Segurança de Abastecimento.

No período 2013-2023 o cenário Base caracteriza-se por uma taxa média de crescimento anual entre 4,0% e 4,2% e o cenário Segurança de Abastecimento por uma taxa entre 4,2% e 4,4%.

O aumento previsto no consumo de gás natural em 2018 e 2022 no mercado de eletricidade deve-se à desclassificação, que se prevê ocorra no final do ano anterior, das centrais a carvão de Sines e do Pego, respetivamente.

Na Tabela 9 mostram-se as taxas médias de crescimento anual do consumo previsto de gás natural para os períodos 2013-2023 e 2013-2020.

**TABELA 9 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NO CONSUMO PREVISTO DE GÁS NATURAL (MERCADO CONVENCIONAL + MERCADO ELETRICIDADE)**

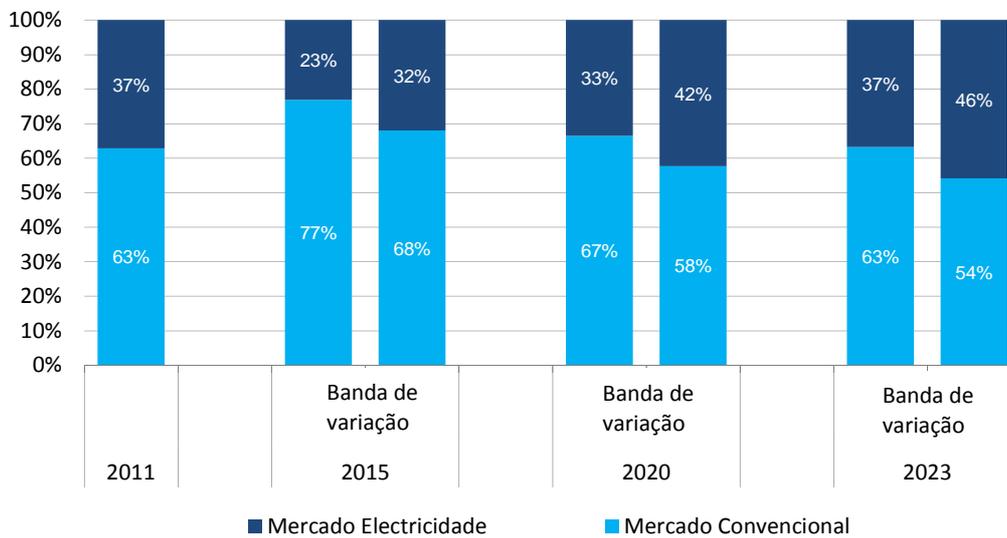
Períodos	Cenário Base		Cenário Segurança de Abastecimento	
	Banda de variação		Banda de variação	
2013-2023	4,0%	4,2%	4,2%	4,4%
2013-2020	3,8%	4,0%	4,1%	4,2%

A taxa média de crescimento anual do consumo total de gás natural será mais significativa no período 2013-2020 devido à entrada em serviço prevista de novos grupos de ciclo combinado a gás natural no mercado da eletricidade.

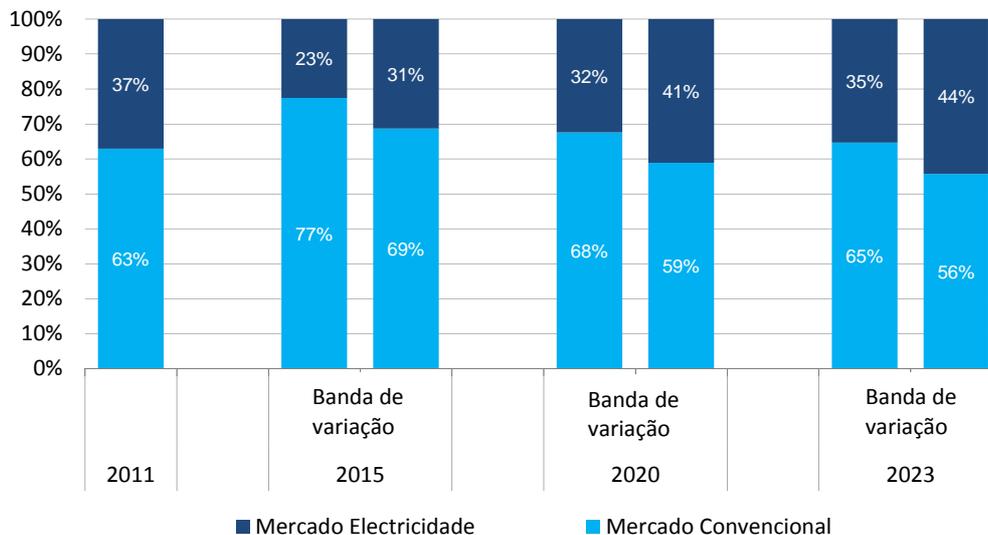
Na Figura 13 apresenta-se a estrutura prevista do consumo anual de gás natural nos anos de 2015, 2020 e 2023.

**FIGURA 13 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA ESTRUTURA DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL**

**Cenário Base**



**Cenário Segurança de Abastecimento**

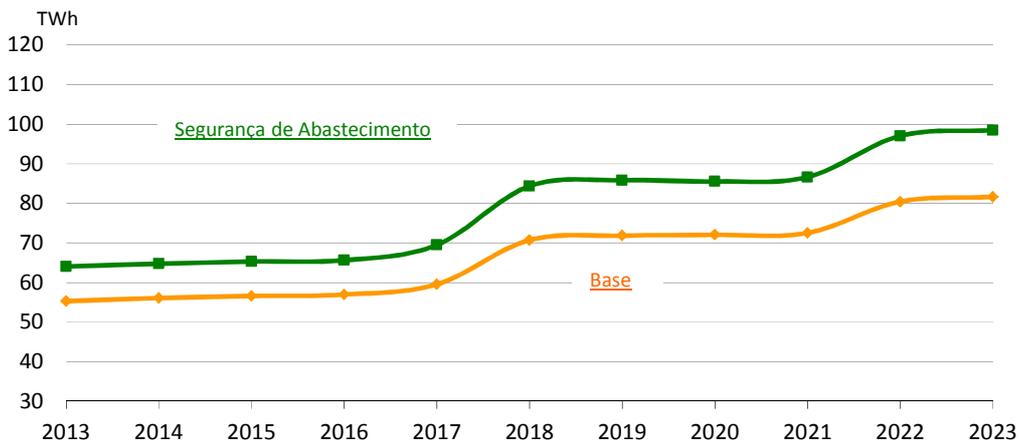


As previsões indicam que o mercado convencional continuará a manter a predominância ao nível dos consumos de gás natural.

### **Envolvente dos cenários obtidos**

Na Figura 14 apresenta-se o resumo da envolvente dos cenários de previsão obtidos para o consumo anual de gás natural em termos agregados, até ao horizonte 2023. A envolvente Base corresponde à situação de menor consumo previsto e a envolvente Segurança de Abastecimento à de maior consumo.

**FIGURA 14 – RESUMO DA ENVOLVENTE DOS CENÁRIOS DE PREVISÃO DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL**



**TABELA 10 – RESUMO DA ENVOLVENTE DOS CENÁRIOS DE PREVISÃO DO CONSUMO ANUAL DE GÁS NATURAL (TWh)**

Ano	Base	Segurança de Abastecimento
2013	55	64
2014	56	65
2015	57	65
2016	57	66
2017	60	69
2018	71	84
2019	72	86
2020	72	86
2021	73	87
2022	80	97
2023	82	99

A envolvente Segurança de Abastecimento corresponde a consumos de gás natural mais elevados entre 15% e 21% em relação aos consumos apurados para a envolvente Base.



## CAPÍTULO III Previsão das Pontas de Consumo Diário de Gás Natural

As pontas de consumo de gás natural apresentadas neste relatório correspondem ao consumo diário máximo que poderá ocorrer num determinado ano. Alternativamente poderia ter sido considerado o consumo máximo horário, mas a experiência operacional obtida ao longo dos anos permite constatar que a capacidade de armazenamento (stockagem) da RNTGN é suficiente para acomodar as variações de consumo intra-diárias, isto é, permite, com segurança e numa ótica de análise de capacidade de longo prazo, prescindir dos consumos máximos horários e utilizar os consumos máximos diários. Aliás, é esta a metodologia seguida pela grande maioria dos TSO congéneres europeus.

Para cada mercado foram desenvolvidos os seguintes cenários de evolução das pontas de consumo:

### ❖ Mercado Convencional

- Cenário Base de evolução do consumo anual de gás natural:

Evolução da ponta de consumo (consumo diário máximo)

- Ponta Provável
- Ponta Extrema

- Cenário Segurança de Abastecimento de evolução do consumo anual de gás natural:

Evolução da ponta de consumo (consumo diário máximo)

- Ponta Provável
- Ponta Extrema

### ❖ Mercado de Eletricidade

- Ponta Provável
- Ponta Extrema

## 5. MERCADO CONVENCIONAL

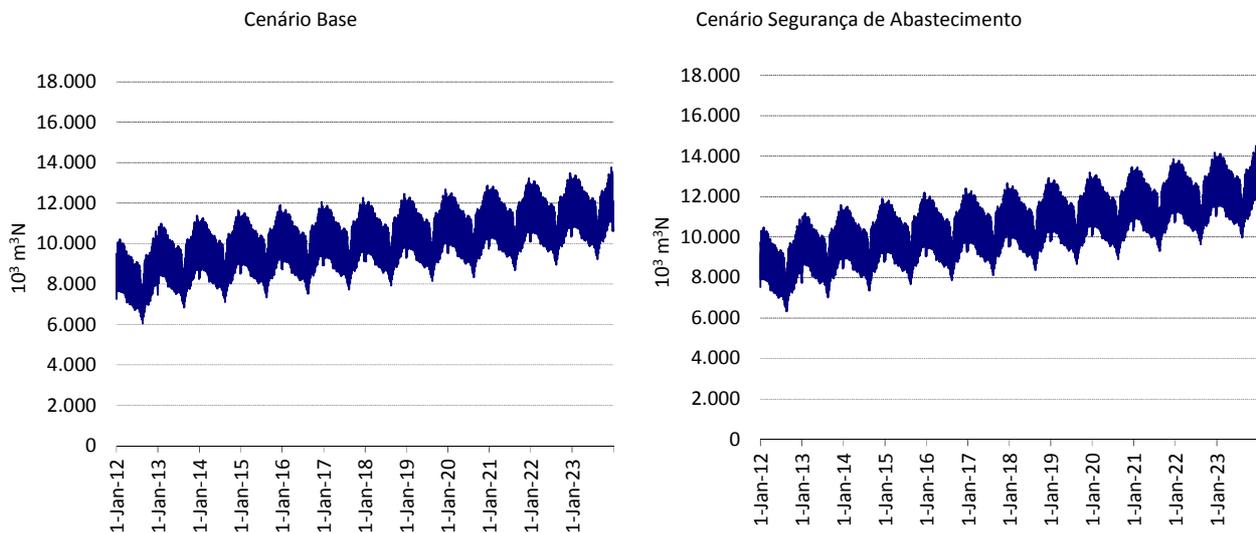
De forma muito sucinta faz-se a descrição da metodologia utilizada na estimativa das pontas diárias de consumo de gás natural previstas para o mercado convencional.

### Metodologia

As previsões da Ponta Provável baseiam-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário de gás natural ao longo do ano. Cada um dos dias do histórico diário de consumo de gás natural é classificado segundo a sua ordem de ocorrência (ex: Segunda-feira1, Terça-feira1, Quarta-feira1, Quinta-feira1, Sexta-feira1, Sábado1, Domingo1, Segunda-feira2, Terça-feira2, Quarta-feira2, etc...) para que, em cada ano, cada dia tenha uma classificação única. Em seguida calculam-se, para cada dia, os desvios do consumo de gás natural em relação ao consumo médio desse mesmo ano. Por fim, para cada dia, calcula-se o desvio médio ponderado de forma a atribuir um maior peso aos anos mais recentes tendo-se considerado o período 1999-2009 para o cálculo desta média. Os fatores assim obtidos são depois normalizados para que o seu somatório seja nulo, um pouco à semelhança do que é usual nos coeficientes de sazonalidade.

Com base nos cenários de procura anual de gás natural de longo prazo, é feita a repartição de consumo diário aplicando os fatores estimados. Assim, obtém-se uma série de procura diária cuja soma corresponde ao consumo previsto em cada ano. A figura seguinte ilustra a série de consumo diário estimada para o período em análise para os dois cenários de evolução de consumos.

**FIGURA 15- PREVISÃO DO CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL ATRAVÉS DO MÉTODO DE EXTRAPOLAÇÃO**



A Ponta Extrema é calculada de acordo com a Norma das Infraestruturas (nº1 do artigo 6º) do Regulamento (UE) nº 994/2010, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos. A metodologia de cálculo desta ponta está explicitada na secção 9 do Capítulo IV.

## Cenários de pontas de consumo diário

Na

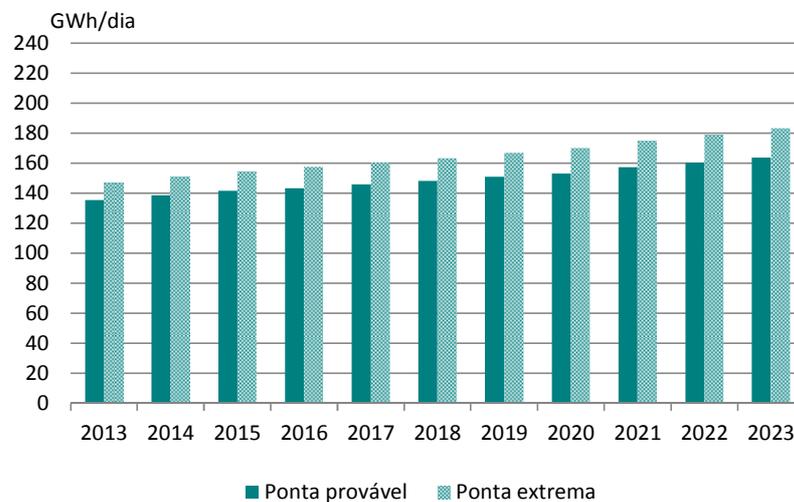
Tabela 11 e na Figura 16 apresentam-se os valores previstos das pontas de consumo de gás natural para cada ano.

**TABELA 11 – PONTAS PREVISTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL – GWh/DIA**

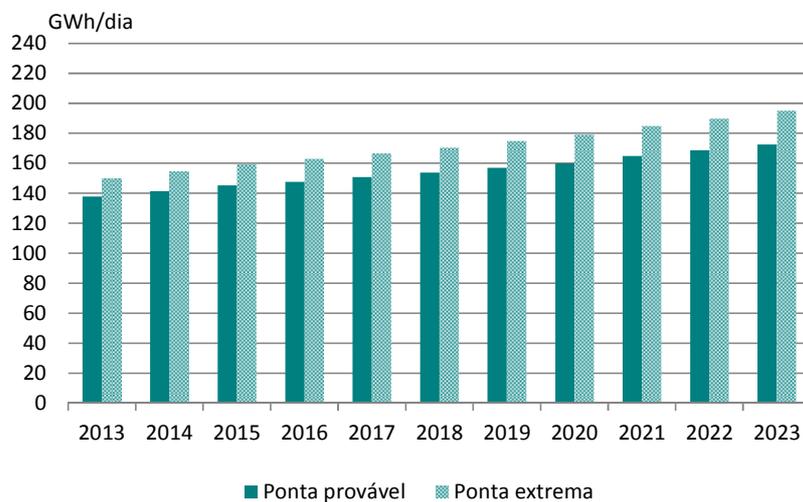
Ano	Cenário Base		Cenário Segurança de Abastecimento	
	Ponta Provável	Ponta Extrema	Ponta Provável	Ponta Extrema
2011	120,0			
2013	135	147	138	150
2014	139	151	142	155
2015	142	155	145	159
2016	143	157	148	163
2017	146	160	151	166
2018	148	163	154	170
2019	151	167	157	175
2020	153	170	160	179
2021	157	175	165	185
2022	160	179	169	190
2023	164	183	173	195

**FIGURA 16 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**

### Cenário Base



**Cenário Segurança de Abastecimento**



Para o período 2013-2023, o crescimento médio anual previsto da Ponta Provável é de cerca de 1,9% no cenário Base e 2,3% no cenário Segurança de Abastecimento. Para o mesmo período, mas para a Ponta Extrema as previsões apontam para taxas médias de crescimento anual por volta de 2,3% e 2,7% no cenário Base e cenário Segurança de Abastecimento, respetivamente.

## 6. MERCADO DE ELETRICIDADE

Com base nos resultados dos estudos prospetivos sobre a evolução do sistema electroprodutor, já referidos, é efetuada a análise estatística dos consumos de gás natural resultantes da Trajetória “Base”. Foram analisados os estádios de 2013 a 2022. Considerou-se o valor de 2023 igual ao obtido para 2022.

A Ponta Provável e a Ponta Extrema dos consumos de gás natural associadas ao mercado da eletricidade foram determinadas com base nos seguintes pressupostos:

- Ponta Provável: corresponde ao dia de maior consumo anual de gás natural com probabilidade de ser excedido em 5%, que resulta, em cada estádio, dos estudos da trajetória "Base" já referida.
- Ponta Extrema: corresponde ao dia de consumo anual de gás natural excecionalmente elevado cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em vinte anos, de acordo com a Norma das Infraestruturas (n.º 1 do Art.º 6.º) do Regulamento (UE) n.º 994/2010 – ver secção 9 do Capítulo IV.

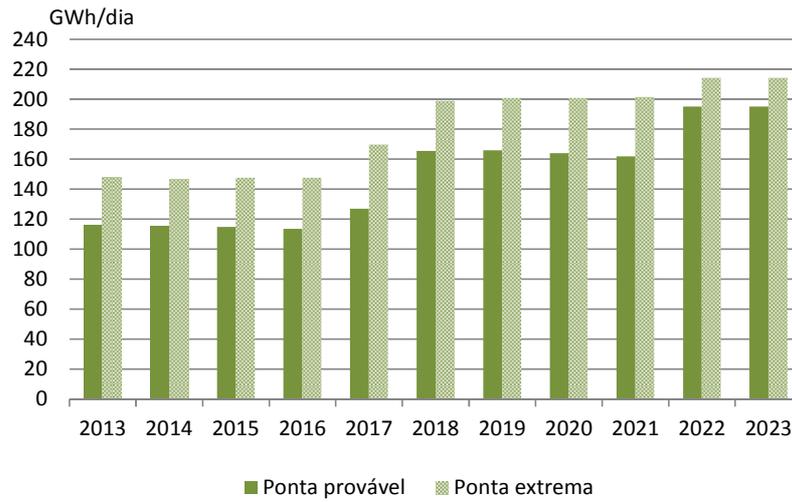
A aplicação deste critério permite avaliar as necessidades de gás natural no dia de ponta pelo lado da segurança.

Na Tabela 12 e na Figura 17 apresentam-se as pontas de consumo de gás natural previstas para cada ano, determinadas de acordo com estes critérios.

**TABELA 12 – PONTAS PREVISTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL NO MERCADO DE ELETRICIDADE – GWh/DIA**

Ano	Ponta Provável	Ponta Extrema
2011	116,5	
2013	116	148
2014	116	147
2015	115	148
2016	114	148
2017	127	170
2018	166	199
2019	166	201
2020	164	201
2021	162	201
2022	195	214
2023	195	214

FIGURA 17 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL NO MERCADO DE ELETRICIDADE



Os aumentos expectáveis das pontas de consumo anual a partir de 2018 são justificados pela desclassificação da central de Sines a carvão assumido para o final de 2017. Da mesma forma, a desclassificação da central do Pego a carvão (no final de 2021) conduz ao aumento da ponta de consumos de gás a partir de 2022.

## 7. RESULTADOS AGREGADOS (MERCADO CONVENCIONAL + MERCADO DE ELETRICIDADE)

As pontas de consumo agregadas previstas resultam da soma do consumo máximo diário de gás natural previsto para o mercado convencional com o consumo máximo diário previsto para o mercado da eletricidade, assumindo um fator de simultaneidade igual a um. Os cenários Base e Segurança de Abastecimento são demarcados pelo mercado convencional, exceto sector da Cogeração, uma vez que para o mercado da eletricidade existe apenas um cenário.

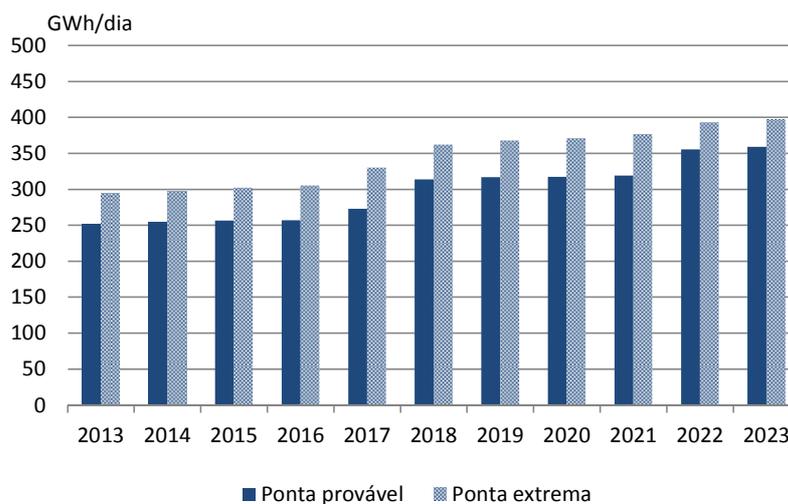
Na Tabela 13 e na Figura 18 apresentam-se as pontas de consumo de gás natural previstas para o período 2013-2023.

**TABELA 13 – PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL PREVISTAS (FACTOR DE SIMULTANEIDADE 1 NAS PREVISÕES) – GWh/DIA**

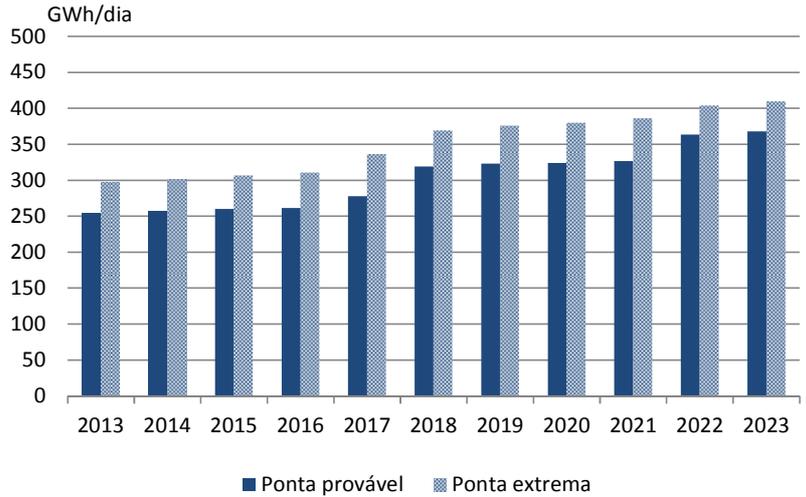
Ano	Cenário Base		Cenário Segurança de Abastecimento	
	Ponta Provável	Ponta Extrema	Ponta Provável	Ponta Extrema
2011	224,7			
2013	252	294	254	297
2014	254	298	257	301
2015	257	302	260	307
2016	257	305	261	310
2017	273	330	278	336
2018	314	362	319	369
2019	317	368	323	376
2020	317	371	324	380
2021	319	376	327	386
2022	355	393	364	404
2023	359	398	368	409

**FIGURA 18 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL (FACTOR DE SIMULTANEIDADE 1)**

### Cenário Base



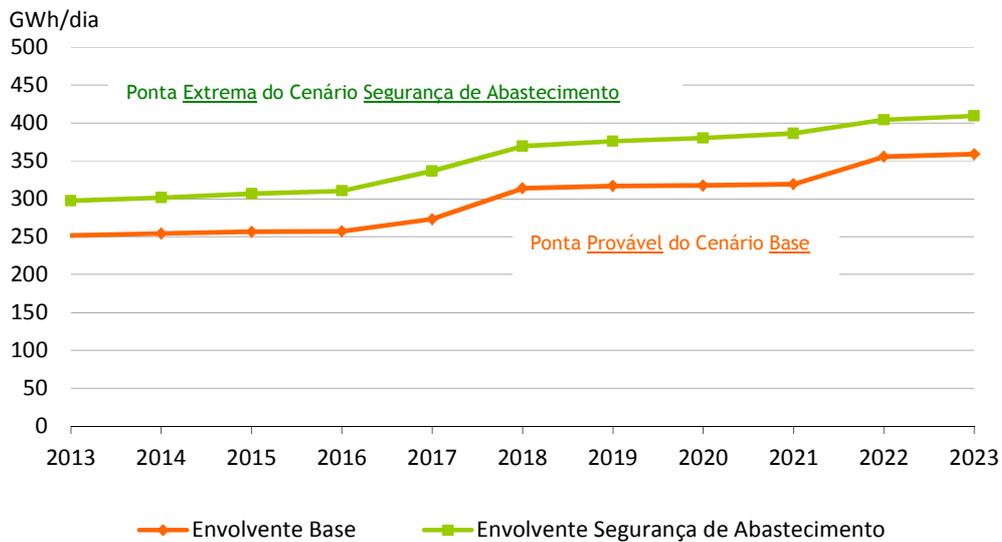
**Cenário Segurança de Abastecimento**



**Envolve dos cenários obtidos**

Na Figura 19 apresenta-se o resumo da envolvente das pontas de consumo previstas até ao horizonte 2023. A envolvente Base corresponde à Ponta Provável do cenário Base de consumos e a envolvente Segurança de Abastecimento à Ponta Extrema do cenário Segurança de Abastecimento.

**FIGURA 19 – RESUMO DA ENVOLVENTE DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DE GÁS NATURAL (FACTOR DE SIMULTANEIDADE 1 NAS PREVISÕES)**



## CAPÍTULO IV Procura para aplicação do Regulamento (UE) 994/2010

Os critérios estabelecidos no Regulamento nº 994/2010 impõem a previsão da procura de gás natural em condições excecionalmente elevadas de procura e temperatura bem como em condições médias invernais para períodos distintos. As soluções encontradas passam pela análise estatística da procura e condições de temperatura e pela elaboração de modelos de previsão de redes neuronais e realização de análises de sensibilidade.

### 8. NORMAS DO APROVISIONAMENTO

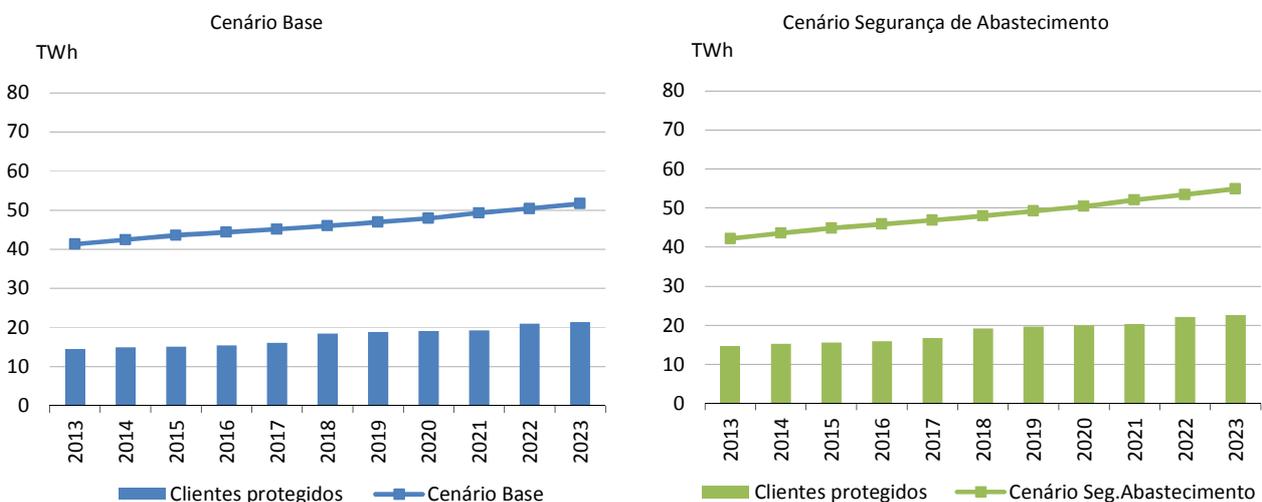
De acordo com o nº 1 do artigo 8º do referido regulamento,

*“A autoridade competente deve exigir às empresas de abastecimento de gás natural por si identificadas que tomem medidas para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos no Estado-Membro nos seguintes casos:*

- a) Temperaturas extremas durante um período de pico de sete dias cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;*
- b) Um período de pelo menos 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos; e*
- c) Para um período de pelo menos 30 dias em caso de interrupção no funcionamento da maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições invernais médias.”*

De acordo com o n.º 1 do artigo 2º do regulamento, entendem-se por clientes protegidos todos os clientes domésticos, podendo também incluir, se o Estado-Membro assim o decidir, as pequenas e médias empresas e os serviços essenciais de carácter social desde que estes clientes adicionais não representem mais de 20% da utilização final do gás. A Figura 20 mostra a evolução prevista do consumo dos clientes protegidos para ambos os cenários desenvolvidos.

**FIGURA 20 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO ANUAL ASSOCIADO AOS CLIENTES PROTEGIDOS**



Alínea a) artigo 8º

A implementação de um método de estimação de um pico de consumo originado por um período de temperaturas muito baixas implica, em primeiro lugar, estudar o comportamento das temperaturas a fim de se determinar as propriedades estatísticas a ela associadas.

O primeiro passo foi a recolha das séries de temperaturas médias diárias disponíveis na REN e que remontam a 1941. A partir desta série calculou-se a média móvel de sete dias seguindo a seguinte formulação:

$$MM_t = \frac{\sum_{i=0}^6 Temp_{t-i}}{7}$$

Para cada ano determinou-se qual o mínimo da série de médias móveis.

A partir da série dos mínimos anuais, calculou-se a média e desvio-padrão. De modo a saber se é possível realizar inferência estatística com base na distribuição normal testou-se a hipótese de esta série apresentar a referida distribuição com recurso ao software estatístico GiveWin/PcGive que dispõe do teste de normalidade proposto em Doornik e Hansen (1994). A um nível de significância de 10% não é possível rejeitar a hipótese de a série seguir uma distribuição normal. Uma vez que o Regulamento preconiza a identificação da janela de temperaturas baixa que só ocorra uma vez em cada 20 anos isso equivale a encontrar o valor abaixo do qual a função de densidade de probabilidade seja de 5%. No caso da série dos mínimos anuais da média móvel de temperaturas com uma janela de 7 dias esse valor situa-se nos 3,97°C. Dito de outra maneira, a probabilidade de, num determinado ano, ocorrer uma média móvel de 7 dias igual ou inferior a 3,97°C é de uma vez em cada 20 anos.

Para avaliar o impacto de uma série de 7 dias com temperaturas extremamente frias é necessário construir um modelo de previsão que permita simular a ocorrência dessas condições e depois calcular o seu impacto expresso em função do consumo anual total. Para modelizar a evolução do consumo diário de gás natural optou-se por um modelo de redes neuronais. A série modelizada foi a dos consumos convencionais – a única para a qual existe informação diária e que se assemelha ao conceito de “clientes protegidos” definido no Regulamento 994/2010. A amostra inicia-se em 2000 e não em 1997 pois só a partir de 2000 é que o seu padrão e tendência se tornaram mais estáveis e próximos do comportamento atual da série.

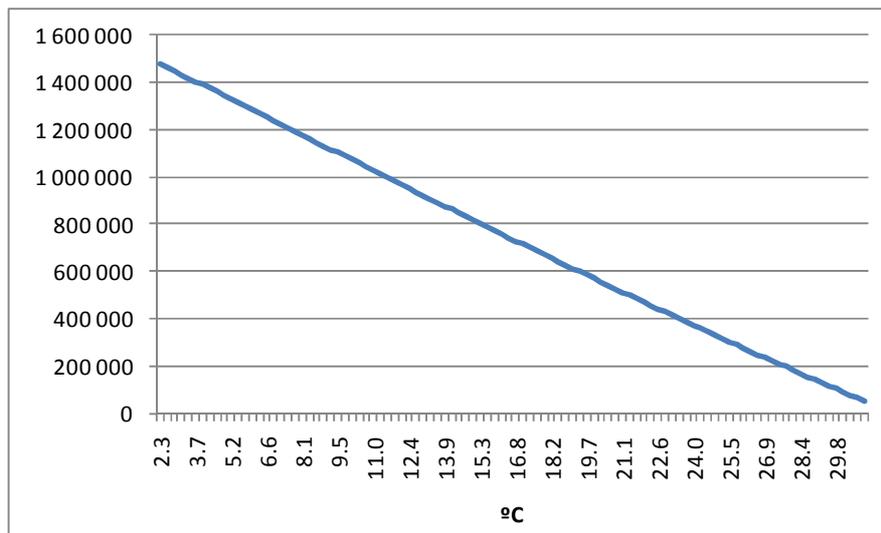
Os modelos de redes neuronais têm dificuldade em lidar com séries não estacionárias. Como tal, foi necessário retirar a componente de tendência a esta série. Para tal recorreu-se ao software estatístico STAMP e, após algum trabalho de exploração, assumiu-se uma tendência quadrática com quebra de estrutura no nível da série a partir de 2010. A série filtrada de tendência mais não é do que a série das diferenças entre a série e a tendência estimada.

Esta série já pode ser modelizada através de redes neuronais. A variáveis que irão tentar explicar o padrão desta série relacionam-se com o calendário (Ano, dia da semana, presença ou não de feriados, pós-feriados e épocas festivas), temperatura média diária (considerada até ao 7º desfasamento) e horas de sol (nº de horas em que o sol se situa acima da linha do horizonte em cada dia). Estas variáveis visam explicar as variações diárias, mensais e anuais da série dos consumos convencionais de gás natural filtrada de tendência. O modelo de redes neuronais foi estimado tendo como variável target a série filtrada e como inputs as variáveis explicativas. A tipologia adotada para a rede é do tipo

feed-forward backpropagation, com uma camada de nós escondidos e o algoritmo de aprendizagem é o bayesian regulation backpropagation.

Uma análise de sensibilidade do modelo a algumas variáveis de input permitiu concluir que este responde de acordo com o esperado a priori, mas importa aqui salientar a resposta à temperatura apresentada pelo modelo. A Figura 21 representa a resposta dos consumos a diferentes temperaturas, assumindo médias para as restantes variáveis

**FIGURA 21 – RESPOSTA ESTIMADA PARA OS CONSUMOS EM FUNÇÃO DE UMA VARIAÇÃO DOS VALORES DA TEMPERATURA**



A resposta dos consumos à variável de temperatura é praticamente linear e inversamente proporcional. Logo, o estudo da resposta da procura a temperaturas extremas apenas deverá incidir sobre as situações de frio.

Para estimar o impacto de um conjunto de 7 dias de frio com uma média de 3,97ºC no consumo de gás natural há que realizar análises de sensibilidade em que se comparam os consumos ajustados em condições verificadas com aqueles que teriam ocorrido se as temperaturas fossem na ordem dos 3,97ºC por um período de 7 dias mantendo tudo o resto constante. A questão está agora em determinar, em cada ano, em que dias executar esta análise de sensibilidade. A opção recaiu em simular as condições extremas na altura do ano em que o seu impacto é maior. Esta análise insere-se numa lógica de Worst Case Scenario (WCS), ou seja, tenta-se simular o pior pico de consumo possível concentrando, nesse período de 7 dias, as condições mais potenciadoras de consumo ao nível de todas as variáveis explicativas consideradas. Assim, para que o efeito de a série de dias extremamente de frios seja máximo este terá de ocorrer numa altura em que:

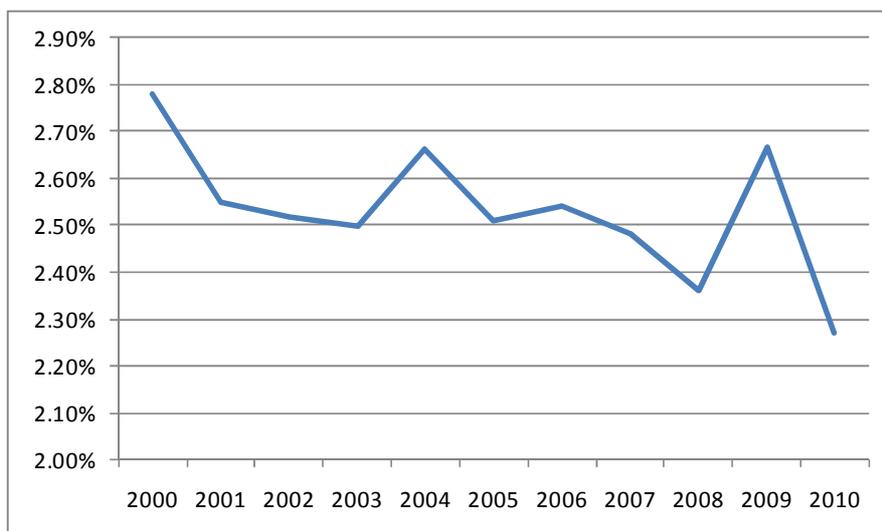
- i. O número de Horas de Sol seja mínimo;
- ii. Seja quinta-feira. Isto porque o efeito da temperatura é cumulativo e portanto a variação relativa do consumo verificado numa série de 7 dias tenderá a ser maior nos últimos dias. Se os últimos dias forem terça-feira, quarta-feira e quinta-feira o impacto nos consumos é maximizado uma vez que são esses os dias em que tipicamente o consumo é maior ao longo da semana;
- iii. Não coincidir com qualquer feriado, pós-feriado ou época festiva;

Definiu-se como regra realizar, para cada ano, uma sensibilidade a 7 dias de frio extremo que termine na última quinta-feira antes de 22 de Dezembro. A análise é feita assumindo que, com a exceção das temperaturas do referido período de frio extremo, as variáveis assumem os valores efetivamente verificados entre 2000 e 2010. Comparando os valores ajustados para condições extremas de temperatura com os valores ajustados pelo modelo em condições verificadas, obtêm-se fatores de majoração. Estes servem para converter os consumos de “clientes protegidos” verificados em consumos sob condições de temperatura extrema.

A série de consumos de clientes protegidos não é retirada diretamente das bases de dados, mas resulta de uma aproximação feita a partir dos consumos anuais do sector doméstico mais 20% do consumo total. Esse consumo anual é distribuído para que apresente um padrão diário idêntico ao do consumo convencional total em cada ano. Aplicando os fatores de majoração a cada um dos 7 dias de consumo de “clientes protegidos” obtêm-se o consumo estimado para condições extremas. A partir deste é possível calcular o peso do consumo total desses 7 dias sobre o consumo anual de “clientes protegidos”.

O resultado final encontra-se representado na Figura 22.

**FIGURA 22 – PESO ANUAL DOS 7 DIAS DE MAIOR CONSUMO NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS**



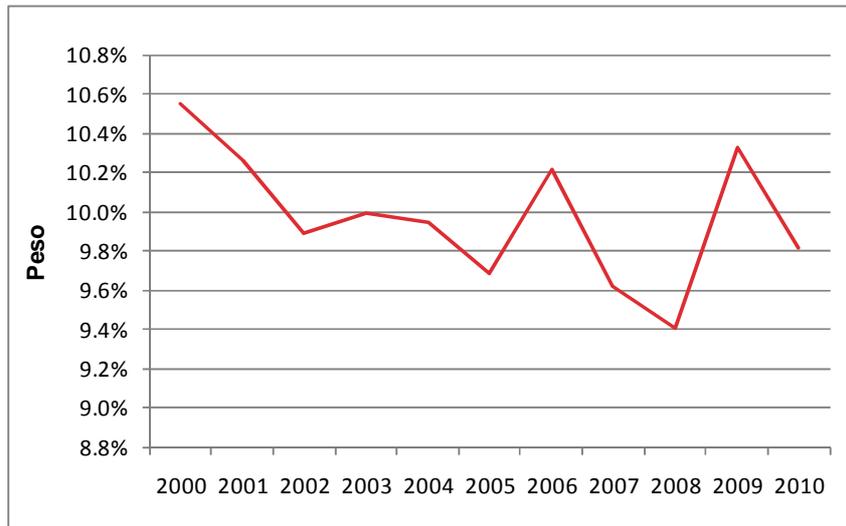
O peso destes consumos tem vindo a decrescer ao longo do tempo. Uma análise do peso das pontas anuais ocorridas no consumo total mostra que o peso tem decrescido igualmente. Este facto indicia que os consumos anuais têm crescido mais do que as pontas. No entanto, nada garante que isso continue a acontecer e se a tendência da série continuar a abrandar e a banda de sazonalidade continuar a alargar, poderemos vir a observar uma inversão desta tendência. Uma vez que o espírito do Regulamento 994/2010 vai no sentido de assegurar a segurança do aprovisionamento é aconselhável uma postura mais conservadora e considerar, no futuro, que o consumo gerado por temperaturas extremamente baixas possa ter um impacto igual ao máximo verificado no período analisado e que no caso do conjunto dos 7 dias seria de 2,78% do consumo anual.

Em termos previsionais bastará aplicar esta percentagem à procura anual prevista dos clientes protegidos.

Alínea b) artigo 8º

Para o cumprimento da obrigação de garantia de abastecimento de 30 dias de consumo exceccionalmente elevado aos consumidores protegidos, decidiu-se fazer uma análise estatística do conjunto de picos de 30 dias de consumo desses clientes observados em cada ano entre 2000 e 2010. Os valores máximos anuais dos somatórios de 30 dias de procura de clientes protegidos encontram-se representados na Figura 23.

**FIGURA 23 - PESO ANUAL DOS 30 DIAS DE MAIOR CONSUMO DOS CLIENTES PROTEGIDOS**



Os testes de normalidade não rejeitam a hipótese de esta série seguir uma distribuição normal pelo que poderá ser feita inferência estatística com base nesta distribuição. No sentido de tornar a análise estatística mais correta optou-se por utilizar a distribuição t de Student uma vez que esta é mais adequada a pequenas amostras. Para determinar qual o peso máximo com probabilidade de ocorrência de uma vez em 20 anos, basta calcular o valor para o qual a função densidade de distribuição apresente uma probabilidade de 95% (ou seja, a probabilidade de encontrar um valor igual ou superior é de 5%). O valor encontrado foi de 10,74%.

Alínea c) artigo 8º

Para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos num período de pelo menos 30 dias em condições inverniais médias, é necessário determinar quais são essas condições inverniais médias. Para isso recorreu-se novamente às séries de temperaturas médias diárias entre 1941 e 2010 e sumarizou-se a informação dos meses de Dezembro a Fevereiro em termos das suas médias. Uma vez que as temperaturas médias anuais seguem uma distribuição normal é possível, conhecendo as médias e desvios-padrão, estabelecer intervalos de confiança dentro dos quais se possa considerar condições inverniais médias. Esse intervalo deverá ser de 95%. Dito de outro modo, estabeleceu-se um intervalo de confiança de modo a que a probabilidade de ocorrência de temperaturas médias não contidas nele ocorra apenas uma vez em 20 anos.

**TABELA 14 - ESTATÍSTICAS RELATIVAS ÀS TEMPERATURAS MÉDIAS ANUAIS NOS MESES DE INVERNO**

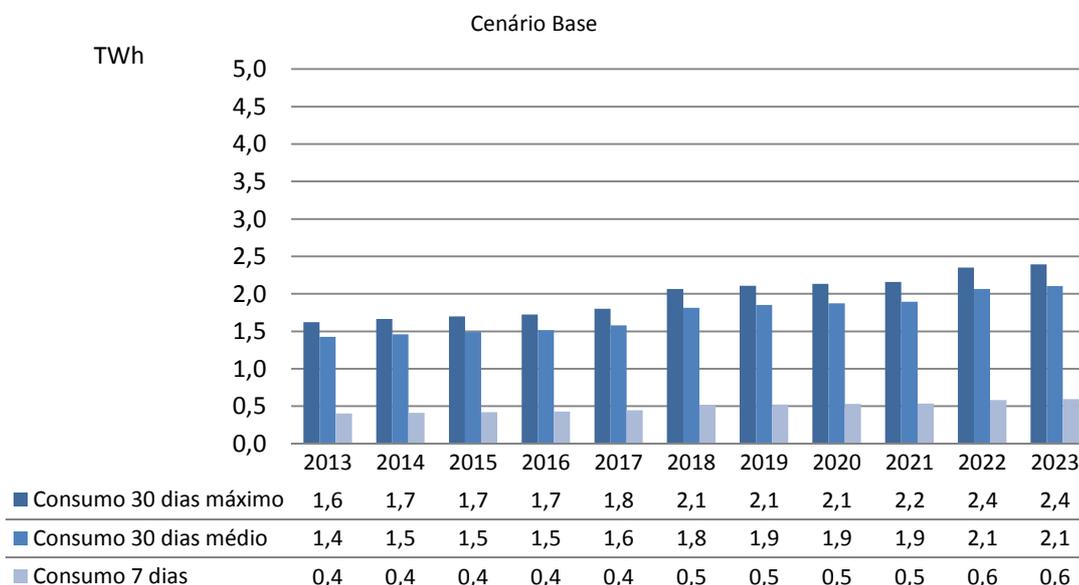
Mês	Média (°C)	Desvio-Padrão	Int. Confiança (95%)
Dez	10,56	1,22	2,4
Jan	9,87	1,11	2,2
Fev	10,78	1,25	2,4

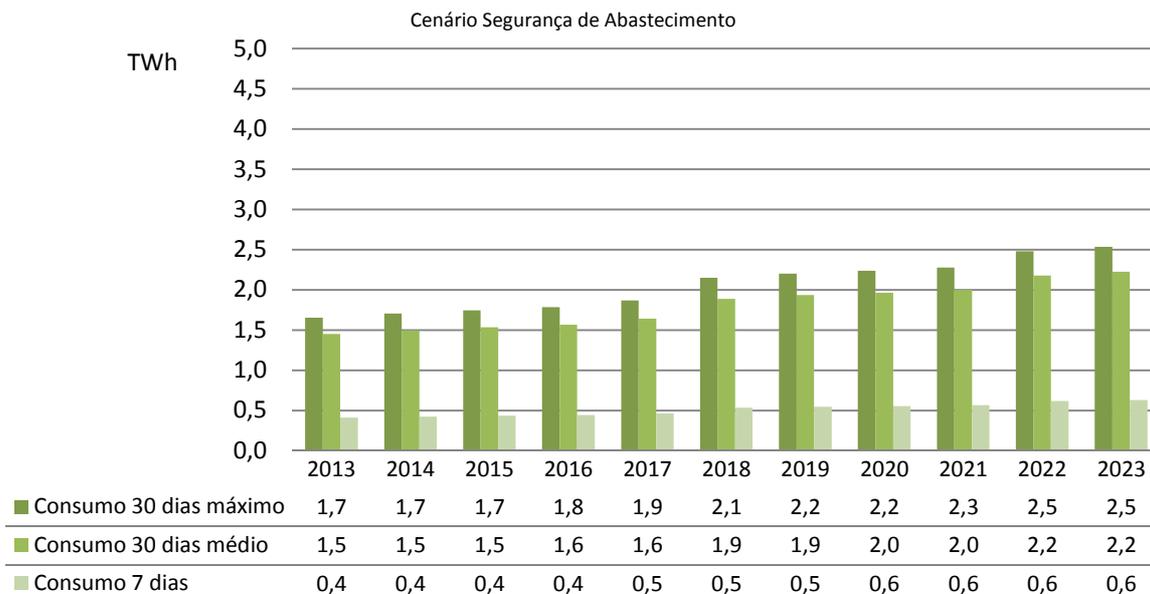
De seguida, para cada ano (de 2000 a 2010) e nos meses entre Dezembro e Fevereiro, recolheu-se o maior valor dos consumos dos clientes protegidos ocorridos num período de 30 dias sujeito a que o mês onde esses consumos ocorreram (ou a maioria dos dias) tenha registado uma temperatura média compreendida dentro do intervalo de confiança. Concluiu-se que o peso médio destes consumos de 30 dias, ocorridos em condições Invernais médias, sobre o consumo anual é de 9,97%.

Procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento

A partir dos pesos obtidos e dos cenários da procura para os clientes protegidos, obtém-se a evolução anual prevista da procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento. Os resultados são apresentados na Figura 24 para ambos os cenários.

**FIGURA 24 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL PARA OS REQUISITOS MÍNIMOS DAS NORMAS DE APROVISIONAMENTO DO REGULAMENTO Nº 994/2010**





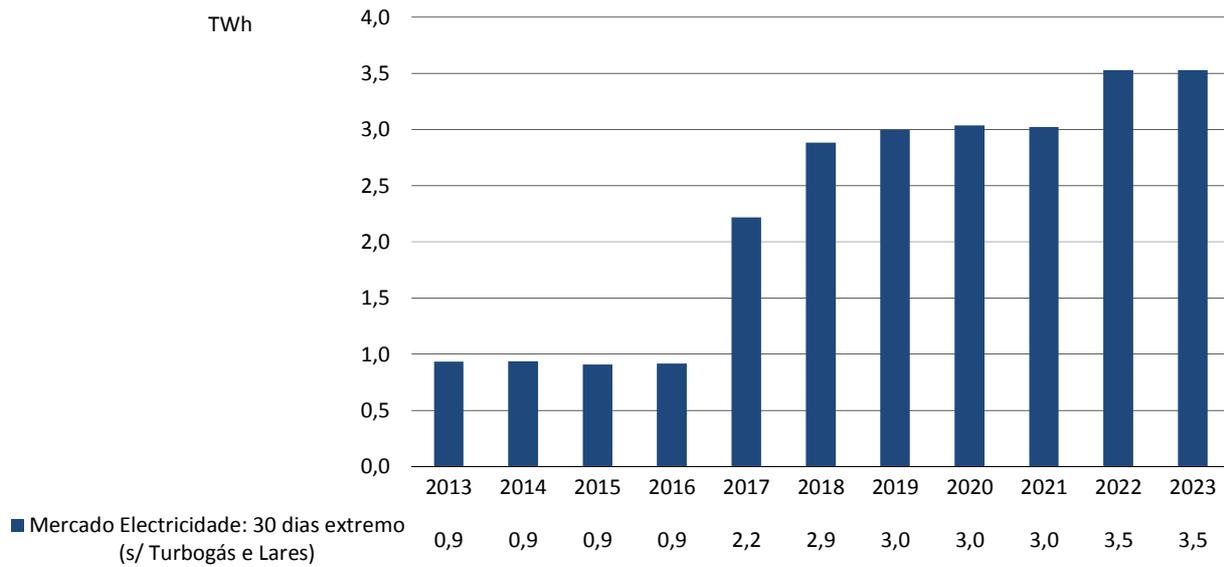
#### Obrigações adicionais para aprovisionamento de gás aos centros electroprodutores

De acordo com o art.º 50.º-A do DL 231/2012, além dos clientes protegidos previstos no regulamento europeu, devem ser igualmente considerados para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário.

O caso extremo previsto no regulamento que se afigura mais exigente do ponto de vista de aprovisionamento ao Mercado de Eletricidade é configurado pela ocorrência de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, com probabilidade de ocorrência de uma vez em 20 anos (ou seja, com 5% de probabilidade de ocorrência).

Com base nos resultados dos estudos prospetivos sobre a evolução do sistema electroprodutor é efetuada a análise estatística dos consumos de gás natural resultantes da Trajetória “Base”. Para cada estágio simulado, é calculado o volume de gás correspondente a 30 dias de consumo no mês de Inverno com maior utilização das centrais de ciclo combinado (não interruptíveis), com uma probabilidade de excedência de 5%.

FIGURA 25 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO DE ELETRICIDADE PARA DEFINIÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DE APROVISIONAMENTO



## 9. NORMA DAS INFRAESTRUTURAS

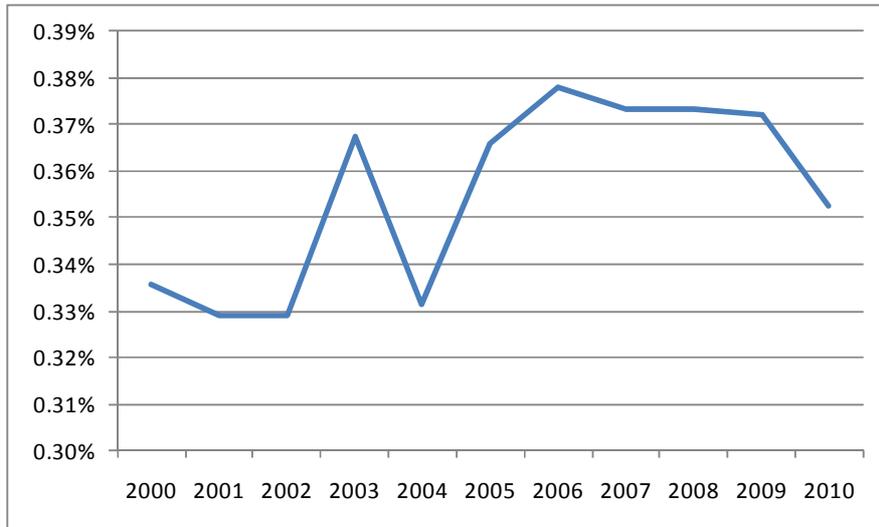
De acordo com o nº1 do artigo 6º do regulamento nº 994/2010

*“Os Estados-Membros [...] asseguram que sejam tomadas as medidas necessárias para que, [...] caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade das infraestruturas restantes, determinada segundo a fórmula N-1 [...] possa satisfazer [...] a procura total de gás da zona de cálculo durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.”*

Para o mercado convencional, e para se determinar o peso a atribuir a um dia de procura de gás natural tal como definido no artigo 6º, recorreu-se a uma abordagem semelhante à efetuada para determinar o peso da procura resultante de um período de 7 dias de frio, numa lógica de WCS.

Para este efeito, em vez de se considerar o peso do conjunto dos 7 dias simulados em datas críticas ao nível da procura, identificaram-se, para cada ano entre 2000 e 2010, os períodos de 7 dias mais frios. Dentro desses períodos de 7 dias, simularam-se as condições extremas de temperatura, ou seja, considerou-se a ocorrência de uma temperatura média de 3,97°C. Daí resultou, para cada ano, uma série de 7 dias de consumos em condições de frio extremo. Para cada uma dessas séries de 7 dias, calculou-se o rácio entre o consumo estimado mais elevado e o consumo estimado em condições normais. Em cada ano calculou-se o peso no consumo anual associado ao dia em que se previu um consumo extremo associado a condições severas.

**FIGURA 26 - PESO ANUAL DO DIA DE MAIOR CONSUMO NO MERCADO CONVENCIONAL NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS DE TEMPERATURA**



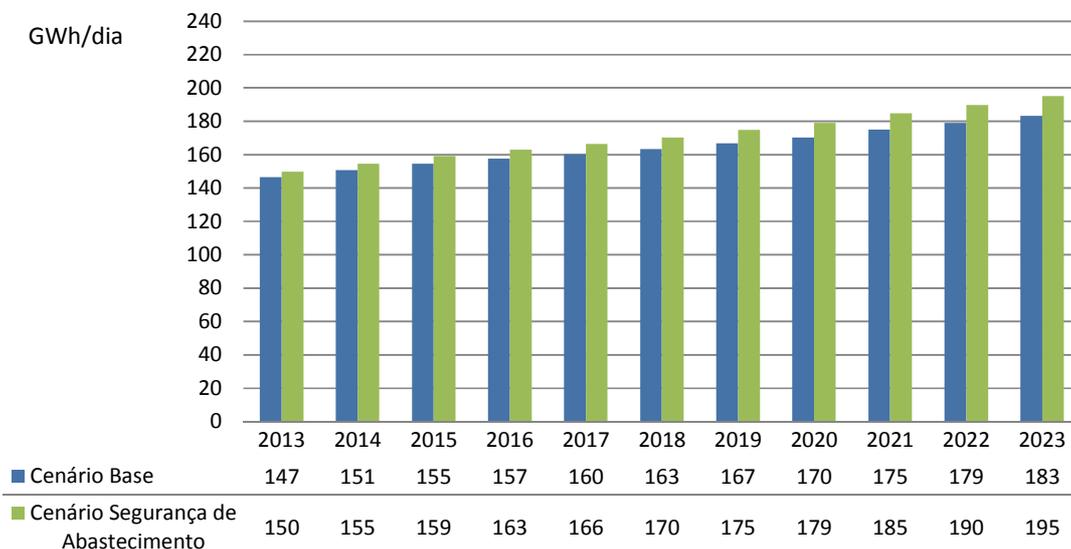
A média dos valores estimados para cada ano é de cerca de 0,36% e é este o valor usado na previsão da ponta extrema ao abrigo do artigo 6º do Regulamento 994/2010.

Colocou-se a hipótese de adotar os resultados do WCS para este caso. No entanto, concluiu-se que tal não seria correto uma vez que violaria o pressuposto expresso no Regulamento da probabilidade de ocorrência de um pico de consumo excepcionalmente elevado de 5%. Aplicando o WCS estaríamos implicitamente a assumir uma probabilidade inferior a 5% uma vez que teríamos de multiplicar probabilidade de ocorrência de períodos de temperaturas baixas (5%) pela probabilidade de esse facto ocorrer no período mais crítico. No caso presente apenas se força a existência de um período de frio com probabilidade de 5%, mas não se faz uma escolha da data em que estes ocorrem, obedecendo sim aos períodos mais frios que ocorreram efetivamente.

Desta feita, optou-se por construir um método de trabalho que associasse a probabilidade de ocorrência da ponta à probabilidade de ocorrência de condições de temperatura extremas.

Os resultados obtidos são apresentados na Figura 27, para ambos os cenários de previsão da procura de gás natural.

**FIGURA 27 – PROCURA DIÁRIA DE GÁS NATURAL EXCEPCIONALMENTE ELEVADA NO MERCADO CONVENCIONAL – PONTA EXTREMA**



Relativamente ao mercado de eletricidade, para efeito da norma das infraestruturas, efetua-se uma análise estatística dos consumos de gás natural resultantes da Trajetória “Base”, no âmbito dos estudos prospetivos sobre a evolução do sistema electroprodutor.

Na identificação do consumo diário de gás natural excecionalmente elevado cuja probabilidade de ocorrência seja de uma vez em 20 anos, considera-se o consumo de gás natural máximo horário resultante em cada estágio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com o fator de carga de consumo de gás natural das CCGT nos dias de ponta anual históricos verificados nos últimos três anos (2009 a 2011), correspondente a 85%.

**FIGURA 28 – PROCURA DIÁRIA DE GÁS NATURAL EXCEPCIONALMENTE ELEVADA NO MERCADO DE ELETRICIDADE – PONTA EXTREMA**

