

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO
DO SECTOR DO GÁS NATURAL
ANO GÁS 2009-2010**

Março 2011

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1	INTRODUÇÃO	7
2	CONTINUIDADE DE SERVIÇO	11
2.1	Terminal de GNL.....	11
2.2	Armazenamento subterrâneo.....	13
2.3	Redes de transporte e de distribuição de gás natural.....	14
2.3.1	Rede de transporte de gás natural.....	14
2.3.2	Redes de distribuição.....	15
2.3.2.1	Interrupções de fornecimento	15
2.3.2.2	Caracterização geral de cada rede de distribuição de gás natural	19
3	CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL.....	25
3.1	Análise das características do gás natural e verificação do cumprimento dos limites regulamentares	26
3.2	Análise das características do gás natural sem limites regulamentares.....	28
4	PRESSÃO DE FORNECIMENTO	33
5	QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL.....	35
5.1	Atendimento presencial	35
5.2	Atendimento telefónico	37
5.3	Activação de fornecimento.....	39
5.4	Avaria na alimentação individual do cliente	40
5.5	Situações de emergência	42
5.6	Visita combinada à instalação do cliente	44
5.7	Leitura do equipamento de medição.....	46
5.8	Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.....	47
5.9	Reclamações	49
5.10	Pedidos de informação	52
5.11	Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários	54
5.12	Síntese dos indicadores de qualidade de serviço comercial	56
6	RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS.....	59
	ANEXO.....	63
I.	Pontos de entrega da RNTGN.....	65

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O “Relatório da Qualidade de Serviço do Sector do gás natural, ano gás 2009-2010” tem por objectivo caracterizar de forma sumária a qualidade de serviço prestada pelas entidades do sector do gás natural (operadores das infra-estruturas e comercializadores) no período compreendido entre 1 de Julho de 2009 e 30 de Junho de 2010.

O relatório analisa as quatro vertentes da qualidade de serviço estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço de aplicação a este sector (RQS GN), designadamente: continuidade de serviço, características do gás natural, pressão de fornecimento e qualidade de serviço comercial. No relatório é também efectuada uma análise do conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço das empresas.

O relatório foi elaborado com base na informação das empresas disponibilizada à ERSE. De seguida são apresentadas as principais conclusões, organizadas de acordo com as temáticas referidas.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Para o terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço com o objectivo de avaliar o serviço prestado por esta infra-estrutura nos seguintes processos: recepção de GNL proveniente dos navios metaneiros, carga de camiões-cisterna com GNL (para fornecimento das Unidades Autónomas de GNL) e injeção de gás natural na rede de transporte.

No ano gás 2009-2010, o desempenho do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, avaliado com base nos indicadores de continuidade de serviço, foi o seguinte:

- Verificou-se um atraso de mais de quatro dias na descarga de um navio metaneiro da responsabilidade do armador do navio.
- Verificaram-se atrasos no enchimento de 259 camiões-cisterna, sendo 35 (13,51%) da responsabilidade do operador do terminal, especialmente por indisponibilidade de operação. Os atrasos devidos à responsabilidade de outras entidades tiveram como principal causa a indisponibilidade das baías, representando 69,11% do número total de atrasos. O tempo médio de enchimento de camiões-cisterna foi de 1 h e 40 min, situando-se dentro do intervalo esperado (inferior a 2 h).
- Todas as nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte foram cumpridas.
- O cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural foi de 0,997.

Em termos de qualidade de serviço associada ao armazenamento subterrâneo importa avaliar a gestão dos fluxos de gás natural entre esta infra-estrutura e a rede de transporte. No ano gás 2009-2010, o operador do armazenamento subterrâneo não enviou à ERSE no prazo regulamentar a informação

relativa aos indicadores de continuidade de serviço desta infra-estrutura. Em Fevereiro de 2011, o operador do armazenamento subterrâneo enviou informação à ERSE em Fevereiro de 2011 não tendo sido exequível a sua análise para efeitos de elaboração deste relatório.

A rede de transporte permite a veiculação do gás natural até às redes de distribuição e aos grandes clientes ligados a esta rede (pontos de entrega). A avaliação da continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é efectuada através de indicadores gerais que consideram o número e a duração das interrupções aos pontos de entrega. No ano gás 2009-2010, não se registaram interrupções de serviço na rede de transporte.

As redes de distribuição devem assegurar o contínuo fornecimento de gás natural aos clientes. Tal como na rede de transporte, o seu desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções.

No ano gás 2009-2010, 5 das 11 redes de distribuição não registaram interrupções (redes da Sonorgás, da Beiragás, da Lusitaniagás, da Dianagás e da Paxgás).

Durante este ano gás, das 1 175 346 instalações de clientes de gás natural, 1 164 397 (99,07%) não foram afectadas por interrupções de fornecimento, 10 829 (0,92%) foram afectadas por 1 interrupção de fornecimento e as restantes 120 (0,01%) foram afectadas por 2 interrupções de fornecimento, ambas não controláveis acidentais¹.

Relativamente à duração das interrupções, e dentro do conjunto de 0,93% de instalações afectadas por interrupções, 61% das instalações afectadas tiveram uma duração anual acumulada de interrupções superior a 3 horas (com uma duração média de interrupção de cerca de 6 horas e uma duração máxima de 12 horas) e 59% dessas instalações foram interrompidas por renovação da rede² da Lisboagás GDL.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço de aplicação às redes de distribuição de gás natural apresentam uma grande variação anual que é reflexo da ocorrência de interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.) e a razões de segurança nos últimos anos gás. No quadro seguinte apresenta-se o número de interrupções, por tipo de interrupção, e o valor dos indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano gás 2009-2010.

¹ As interrupções são tipificadas de acordo com os seguintes critérios:

- Possibilidade de avisar previamente os clientes da ocorrência de interrupção – interrupção prevista ou acidental.
- Capacidade de intervenção do operador da rede para evitar a ocorrência de interrupção – interrupção controlável ou não controlável.

² Renovação da rede consiste na substituição de troços de tubagem que, pela sua antiguidade, características ou estado de conservação se considerem como obsoletos ou próximos do final do seu período de vida útil.

Operador da rede	Número de interrupções					Indicadores gerais		
	Tipo de interrupção				Total	Número médio de interrupções por mil clientes (interrupções/1 000 clientes)	Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)	Duração média das interrupções (minutos/interrupção)
	Não controlável		Controlável					
	Prevista <i>Razões de interesse público</i>	Acidental <i>Razões de segurança Casos fortuitos ou de força maior</i>	Prevista <i>Razões de serviço</i>	Acidental <i>Outras causas, tais como avarias</i>				
Beiragás	0	0	0	0	0	0	0	
Dianagás	0	0	0	0	0	0	0	
Sonorgás	0	0	0	0	0	0	0	
Paxgás	0	0	0	0	0	0	0	
Lusitaniagás	0	0	0	0	0	0	0	
Duriensegás	0	1	0	0	1	0,04	0,0044	100
Medigás	0	32	0	0	32	2,21	0,13	60
Tagusgás	0	314	0	0	314	11,49	1,42	124
Portgás	0	1 417	0	0	1 417	6,21	1,04	167
Setgás	0	1 678	93	0	1 771	12,33	2,37	192
Lisboagás GDL	0	2 485	4 929	0	7 414	15,00	4,85	324
Total	0	5 927	5 022	0	10 949	-	-	-

No ano gás 2009-2010, todos os padrões associados aos indicadores gerais, “número médio de interrupções controláveis previstas (outras situações) por 1 000 clientes” e “duração média das interrupções”, foram cumpridos.

CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

As características do gás natural estão associadas à concentração dos seus componentes, as quais devem estar compreendidas dentro de determinadas tolerâncias de forma a garantir, nomeadamente, a segurança e o bom funcionamento das infra-estruturas e dos aparelhos que o usam, uma determinada quantidade de energia e a adequação do gás natural para uso como matéria-prima.

A monitorização das características do gás natural deve ser assegurada nos pontos de entrada na rede de transporte e, caso o gás natural tenha diversas proveniências, em pontos da rede de transporte onde se dá a sua mistura.

Desde Novembro de 2009, a nova central termoelétrica de Lares passou a constituir um ponto de monitorização das características do gás natural.

No ano gás 2009-2010, tal como ocorrido no ano gás anterior, foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS GN referentes às características do gás natural.

PRESSÃO DE FORNECIMENTO

Os operadores das redes de distribuição devem proceder à monitorização da pressão de fornecimento de forma a garantir que os níveis de pressão são os adequados à estabilidade e segurança de fornecimento, e controlar as variações das necessidades de consumo da rede.

No ano gás 2009-2010, todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas infra-estruturas. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 404 pontos das redes de distribuição, representando um aumento de cerca de 8% face ao ano gás anterior.

Neste ano gás verificaram-se situações pontuais de não cumprimento dos limites regulamentares da pressão que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial é avaliada considerando diversas vertentes do relacionamento comercial, designadamente: atendimento, activação de fornecimento, visitas combinadas à instalação do cliente, leitura dos contadores, resposta a situações de avaria na alimentação dos clientes e a situações de emergência, resposta a pedidos de informação e reclamações, restabelecimento do fornecimento após interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente.

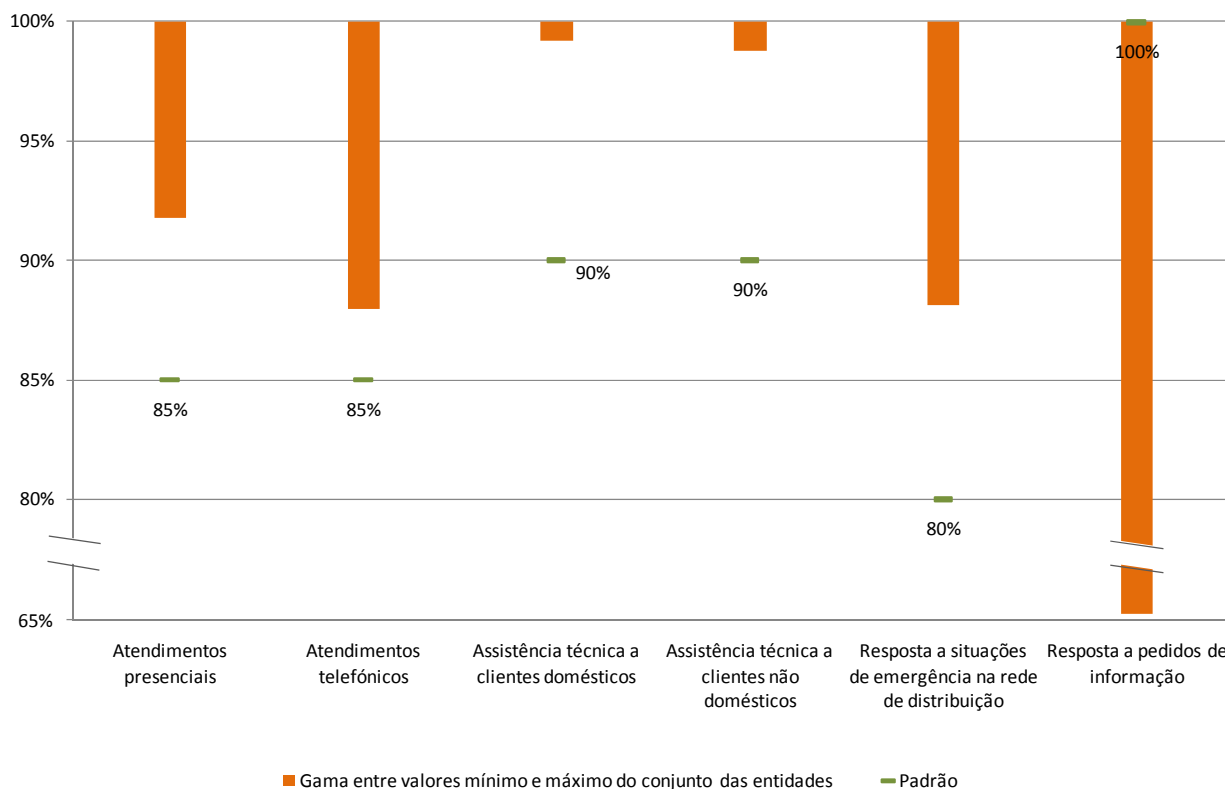
No que respeita ao desempenho das referidas empresas no ano gás 2009-2010, há a destacar os seguintes pontos:

- Praticamente todas as empresas disponibilizam informação sobre os indicadores gerais, verificando-se uma evolução favorável relativamente à situação registada no ano gás anterior. Persistem ainda algumas dificuldades nos indicadores relativos à assistência técnica a clientes, em especial no que respeita à desagregação da informação por tipo de clientes. A informação sobre a frequência das leituras dos contadores é ainda reduzida, contando-se que, com a definição mais simplificada do indicador relativo a esta matéria, introduzida na última revisão regulamentar, esta lacuna venha a ser preenchida no próximo ano gás.
- No que respeita ao cumprimento dos padrões gerais, verificou-se também uma melhoria relativamente ao ano gás anterior. Os incumprimentos só se verificaram no tempo de resposta a pedidos de informação.
- Relativamente aos indicadores individuais, verifica-se uma melhoria no pagamento de compensações, ou seja, todas as empresas afirmam pagar as compensações devidas por incumprimento de padrões individuais sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente. No entanto, persistem dificuldades no pagamento atempado destas compensações, o que

diminui a percepção, por parte do cliente, do facto a que respeita a compensação. As empresas têm sido alertadas pela ERSE para a necessidade de melhorarem os seus procedimentos de modo a procederem ao pagamento das compensações dentro dos prazos regulamentares.

Merece destaque o elevado número de incumprimentos pelos clientes do intervalo de tempo combinado com as empresas para realização de visitas às suas instalações. As empresas têm optado por não cobrar as compensações a que os clientes estão obrigados, nos termos do RQS GN (20 euros por incumprimento). De realçar que o incumprimento por parte dos clientes é muito mais significativo do que por parte das empresas, facto que leva a concluir pela necessidade de reforçar a informação sobre esta matéria e de ser mais exigente na cobrança destas compensações.

Na figura seguinte apresenta-se uma panorâmica global sobre a variação verificada nos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial. É igualmente apresentada a gama de variação dos valores verificados para os indicadores e o respectivo padrão.



RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS

O principal facto a registar no ano gás em análise é a disponibilização por parte de todas as empresas dos respectivos relatórios da qualidade de serviço, uma melhoria significativa relativamente ao ano anterior.

Da análise efectuada aos relatórios, a ERSE considera que devem ser alvo de melhorias, nomeadamente nos aspectos descritivos das ocorrências verificadas, nas acções realizadas para a melhoria da qualidade de serviço e no relacionamento com clientes prioritários e clientes com necessidades especiais. Tal como previsto no RQS GN, a informação de continuidade de serviço das redes de distribuição deve ser tendencialmente apresentada de forma discriminada por concelho, por nível de pressão e por escalões de consumo. Em especial, os relatórios das empresas do Grupo Galp devem ser alvo de uma elaboração mais cuidada, no rigor e na forma como a informação é apresentada.

Os Relatórios da Qualidade de Serviço das empresas podem ser consultados nas respectivas páginas na Internet.

APRECIÇÃO GERAL

No ano gás 2009-2010 verificou-se uma evolução positiva no desempenho das empresas de gás natural em todas as vertentes da qualidade de serviço. Um outro aspecto que merece nota positiva diz respeito à qualidade da informação disponibilizada à ERSE.

Os prazos de pagamento das compensações e o conteúdo dos Relatórios da Qualidade de Serviço das empresas são os aspectos mais preocupantes que continuarão a merecer por parte da ERSE um acompanhamento especial durante o próximo ano gás.

Importa ainda referir que em Março de 2010, na sequência de um processo de consulta pública amplamente participado, foi publicado um novo Regulamento da Qualidade de Serviço que se espera incentivador de níveis de qualidade de serviço cada vez mais favoráveis para os consumidores de gás natural.

1 INTRODUÇÃO

O relatório da qualidade de serviço do sector do gás natural encontra-se previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço de aplicação a este sector (RQS GN) e tem os seguintes objectivos principais:

- Caracterizar a qualidade de serviço no sector do gás natural, desde a recepção do gás natural à sua comercialização.
- Analisar o cumprimento das disposições regulamentares por parte de cada um dos agentes do sector, no que respeita à qualidade de serviço.

Este relatório resulta do acompanhamento que a ERSE realiza ao longo do ano sobre esta temática, destacando-se as seguintes actividades:

- Reuniões regulares com as empresas.
- Análise da informação trimestral enviada pelas empresas.
- Análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas.
- Realização de acções de formação para consumidores, incluindo sobre qualidade de serviço, integradas no Programa ERSEFORMA.
- Resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes.

O relatório é referente ao ano gás 2009-2010, que abrange o período de 1 de Julho de 2009 a 30 de Junho de 2010.

Para além deste capítulo introdutório, o relatório está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 2 – Caracterização e avaliação do sector em termos de continuidade de serviço, designadamente, no que se refere ao cumprimento das nomeações, tempos de enchimento dos camiões-cisterna, tempos de descarga de navios metaneiros e número e duração das interrupções, dependendo da infra-estrutura.
- Capítulo 3 – Caracterização e avaliação das propriedades químicas e físicas do gás natural recepcionado em Portugal e fornecido aos clientes, através de informação sobre o Índice de Wobbe, densidade, concentração de alguns dos seus componentes entre outros parâmetros.
- Capítulo 4 – Avaliação da pressão de fornecimento nas redes de distribuição.
- Capítulo 5 – Caracterização da qualidade de serviço comercial, designadamente no que se refere ao atendimento presencial e telefónico, à resposta a pedidos de informação e reclamações, à resposta a situações de avaria ou de emergência e à leitura de contadores.
- Capítulo 6 – Avaliação do cumprimento do conteúdo mínimo dos relatórios da qualidade de serviço das empresas previsto no RQS GN.

A informação apresentada neste relatório foi prestada à ERSE pelas empresas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) cuja lista se encontra no quadro seguinte.

Quadro 1-1 – Empresas no sector do gás natural

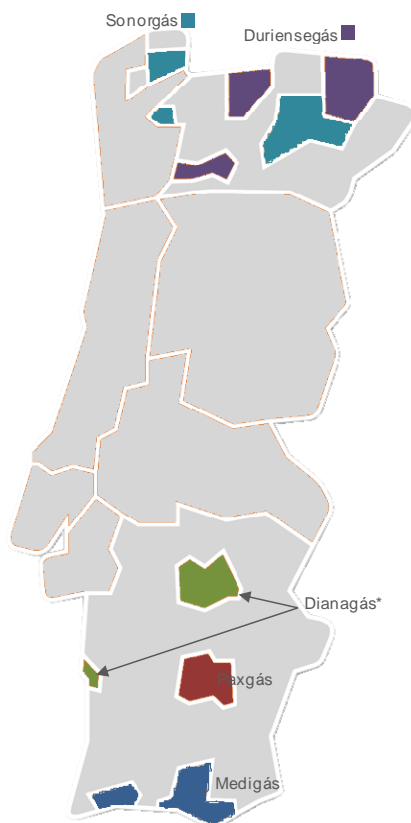
Empresa	Agente
Beiragás	Operador da rede de distribuição e comercializador de último recurso retalhista
Dianagás	
Duriensegás	
Medigás	
Paxgás	
Sonorgás	
Tagusgás	
Lisboagás GDL	Operador da rede de distribuição
Lusitaniagás	
Portgás	
Setgás	
EDP Gás Serviço Universal	Comercializador de último recurso retalhista
Lisboagás Comercialização	
Lusitaniagás Comercialização	
Setgás Comercialização	
REN Gasodutos	Operador da rede de transporte
Transgás	Comercializador de último recurso grossista
REN Atlântico	Operador de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL
REN Armazenagem	Operador de armazenamento subterrâneo
Transgás Armazenagem #	Operador de armazenamento subterrâneo

Apesar da Transgás Armazenagem ser um dos operadores do armazenamento subterrâneo, não desempenha funções operacionais, sendo estas totalmente desempenhadas pela REN Armazenagem.

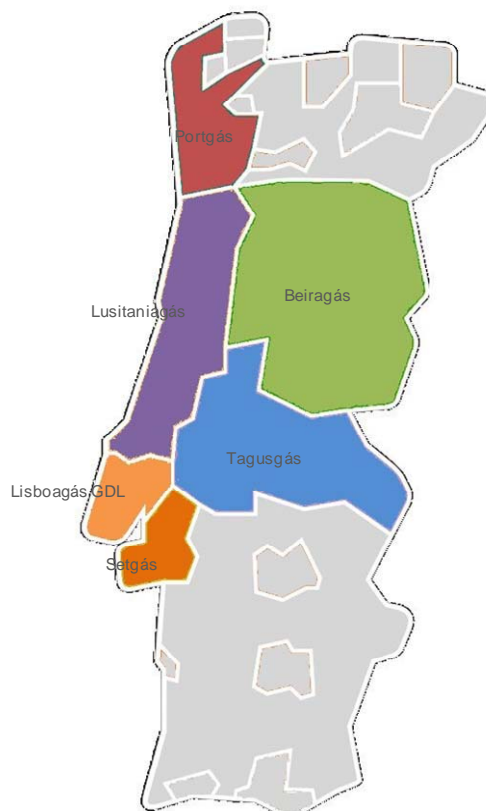
Para facilitar a interpretação da informação relativa aos operadores das redes de distribuição, a Figura 1-1 apresenta a localização geográfica das redes com indicação do respectivo número de clientes no ano gás 2009-2010.

Figura 1-1 – Redes de distribuição e número de clientes, ano gás 2009-2010

Operadores das redes de distribuição abastecidas por Unidades Autónomas de GNL (UAG)



Operadores das redes de distribuição ligadas à rede de transporte



Empresa	Domésticos	Não domésticos Consumo inferior ou igual a 10 000 m ³ (n)	Não domésticos Consumo entre 10 000 m ³ e 2 milhões m ³ (n)	Não domésticos Consumo superior a 2 milhões m ³ (n)	Total
Paxgás	2 755	9	3	0	2 767
Dianagás*	5 444	175	21	0	5 640
Sonorgás	8 320	305	80	0	8 705
Medigás	13 859	577	30	11	14 477
Duriensegás	22 002	554	115	0	22 671
Tagusgás	26 534	587	200	7	27 328
Beiragás	40 457	904	200	10	41 571
Setgás	141 252	2 136	218	12	143 618
Lusitaniagás	180 613	4 963	734	101	186 411
Portgás	222 336	4 350	1 126	57	227 869
Lisboagás GDL	477 890	15 210	1 158	31	494 289
Total	1 141 462	29 770	3 885	229	1 175 346

*A Dianagás tem dois pólos de consumo, um abastecido por uma UAG em Évora e outro, em Sines, abastecido através de uma rede ligada ao Terminal de GNL.

Fonte dos dados: Empresas

2 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O ano gás 2009-2010 constitui o terceiro ano de avaliação da qualidade de serviço prestada pelas empresas do sector do gás natural. Dadas as especificidades técnicas do sector, o facto de as infra-estruturas serem recentes e a reduzida dimensão da maioria das redes de distribuição, verifica-se que o desempenho das infra-estruturas é caracterizado por ocorrências pontuais de interrupções de serviço. Como consequência, os valores dos indicadores de continuidade de serviço são muito variáveis de ano para ano e qualquer análise comparativa inter-anual deve considerar aqueles aspectos. Para uma melhor compreensão e acompanhamento da qualidade de serviço prestada, este capítulo apresenta informação também referente ao ano gás 2008-2009.

2.1 TERMINAL DE GNL

A avaliação da qualidade de serviço prestada pelo terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (terminal de GNL) contempla os seguintes três processos:

- Recepção de GNL, através dos navios metaneiros, contratada pelos diversos agentes de mercado.
- Injecção de gás natural na rede de transporte.
- Carga de camiões-cisterna com GNL, para fornecimento das UAG.

Estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço para cada um dos processos referidos, com o objectivo de avaliar os tempos de descarga de navios, o cumprimento das nomeações de injecção de gás natural para a rede de transporte e os tempos de enchimento dos camiões-cisterna.

No que se refere aos tempos de descarga de navios metaneiros e de enchimento de camiões-cisterna, consideram-se atrasos sempre que a duração da descarga for superior a 24 h e a duração do enchimento for superior a 2 h, respectivamente.

O Quadro 2-1 apresenta os indicadores gerais de continuidade de serviço no terminal de GNL para os anos gás 2008-2009 e 2009-2010.

Quadro 2-1 – Caracterização da continuidade de serviço no terminal de GNL, anos gás 2008-2009 e 2009-2010

	Ano gás						
	2008-2009	2009-2010					Anual
		Trimestre					
		1.º Jul – Set 2009	2.º Out – Dez 2009	3.º Jan - Mar 2010	4.º Abr – Jun 2010		
Número de descargas de navios metaneiros	39	8	7	6	10	31	
Número de enchimentos de camiões-cisterna	2136	394	575	725	442	2136	
Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (hh:mm)⁽¹⁾	19:08	19:56	18:49	19:28	28:50	22:28	
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (hh:mm)⁽²⁾	0:00	0:00	0:00	0:00	93:20	93:20	
Tempo médio efectivo de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)⁽³⁾	1:42	1:39	1:41	1:40	1:41	1:40	
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)⁽⁴⁾	0:31	0:24	0:31	0:29	0:37	0:31	
Cumprimento das nomeações de injeção de GN (%)⁽⁵⁾	100	100	100	100	100	100	
Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de GN⁽⁶⁾	0,995	0,996	0,998	0,998	0,996	0,997	

⁽¹⁾ Quociente entre o somatório dos tempos efectivos de descarga e o número total de descargas.

⁽²⁾ Quociente entre o somatório dos tempos de atraso de descarga e o número de descargas com atraso.

⁽³⁾ Quociente entre o somatório dos tempos de enchimento e o número total de enchimentos.

⁽⁴⁾ Quociente entre o somatório dos tempos de atraso de enchimento e o número de enchimentos com atraso.

⁽⁵⁾ Quociente entre número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações relativas à injeção de gás natural para a rede de transporte.

⁽⁶⁾ Determinado com base no erro quadrático médio da energia armazenada no terminal de GNL nomeada relativamente à energia regaseificada.

Fonte dos dados: REN Atlântico

Relativamente aos indicadores apresentados importa salientar o seguinte:

- No ano gás 2009-2010, tal como no ano de 2007-2008, registou-se um atraso na descarga de navios metaneiros da responsabilidade do armador do navio. Em 2009-2010, a descarga desse navio metaneiro demorou aproximadamente mais quatro dias para além do estabelecido.

- No ano gás 2009-2010, verificaram-se atrasos de enchimento em 259 camiões-cisterna³, sendo 35 (13,51%) da responsabilidade do operador do terminal, especialmente por indisponibilidade de operação. Os atrasos devidos à responsabilidade de outras entidades tiveram como principal causa a indisponibilidade das baías, representando 69,11% do número total de atrasos.

As ocorrências que afectaram a continuidade de serviço do terminal de GNL, no ano gás 2009-2010, são as apresentadas no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 – Listagem das ocorrências no terminal de GNL, ano gás 2009-2010

Data	Funções do terminal afectadas	Causa	Duração (hh:mm)
1-Out-09	Interrupção da emissão	Paragem programada do terminal	14:00
19-Dez-09	Interrupção da emissão	Paragem intempestiva do terminal	0:04
30-Dez-09	Interrupção da emissão	Paragem intempestiva do terminal	0:29
13-Jan-10	Interrupção da emissão	Paragem programada do terminal	0:28
28-Jan-10	Interrupção da emissão	Paragem intempestiva do terminal	2:00

n.a.: não aplicável.

Fonte dos dados: REN Atlântico

Os utilizadores do terminal de GNL têm conhecimento antecipado das ocorrências devidas a manutenção programada, no início de cada ano gás e no início de cada mês. Desta forma, os utilizadores podem programar o uso dos serviços do terminal tendo em conta essa informação, minimizando o impacto deste tipo de ocorrências.

Tal como verificado nos dois anos gás anteriores, os clientes não foram afectados pelas ocorrências verificadas no terminal de GNL.

2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O operador do armazenamento subterrâneo é responsável por gerir os fluxos de gás natural entre as cavernas de armazenamento e a rede de transporte.

Em termos de continuidade de serviço prestada por este operador, importa avaliar a gestão da recepção de gás natural nas cavernas e a gestão de injeção de gás natural na rede. Desta forma, estão estabelecidos três indicadores para avaliar o cumprimento das nomeações de extracção de gás natural,

³ Os motivos de atraso tipificados são os seguintes: indisponibilidade das baías de enchimento de cisternas (as duas baías existentes estão ocupadas), problemas técnicos do terminal de GNL, indisponibilidade de operação, problemas técnicos da cisterna, inertização e arrefecimento de cisterna e formação do motorista.

o cumprimento das nomeações de injeção de gás natural e o cumprimento energético de armazenamento.

No ano gás 2009-2010, o operador do armazenamento subterrâneo não enviou à ERSE no prazo estabelecido regulamentarmente a informação sobre os indicadores de continuidade de serviço desta infra-estrutura. A informação sobre esta matéria foi remetida à ERSE em Fevereiro de 2011, não sendo exequível a sua análise em tempo útil para elaboração deste relatório. Oportunamente, esta informação irá ser alvo de análise conjunta entre a ERSE e o operador do armazenamento subterrâneo.

2.3 REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição são responsáveis por assegurar o contínuo fornecimento de gás natural aos seus pontos de entrega.

O desempenho das redes é avaliado com base em indicadores de continuidade de serviço que são determinados considerando o tipo de interrupções de acordo com os seguintes critérios:

- Possibilidade de avisar previamente os clientes da ocorrência de interrupção – interrupção prevista ou interrupção acidental.
- Capacidade de intervenção do operador da rede para evitar a ocorrência de interrupção – interrupção controlável ou interrupção não controlável.

Entende-se por interrupção a ausência de fornecimento de gás natural nos pontos de entrega. Uma ocorrência numa rede pode originar várias interrupções, i.e., o corte de fornecimento a vários pontos de entrega.

2.3.1 REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Os pontos de entrega da rede de transporte são as ligações às redes de distribuição, aos grandes clientes e ao armazenamento subterrâneo, bem como às interligações internacionais (ver Anexo). No final do ano gás 2009-2010, a rede de transporte abastecia 85 pontos de entrega.

No ano gás 2009-2010, não se registaram interrupções de serviço na rede de transporte. Assim, o desempenho global em termos de continuidade do serviço de fornecimento foi o seguinte:

- Número médio de interrupções por ponto de saída: 0 interrupções/ponto de saída.
- Duração média das interrupções por ponto de saída: 0 minutos/ponto de saída.
- Duração média de interrupção: 0 minutos/interrupção.

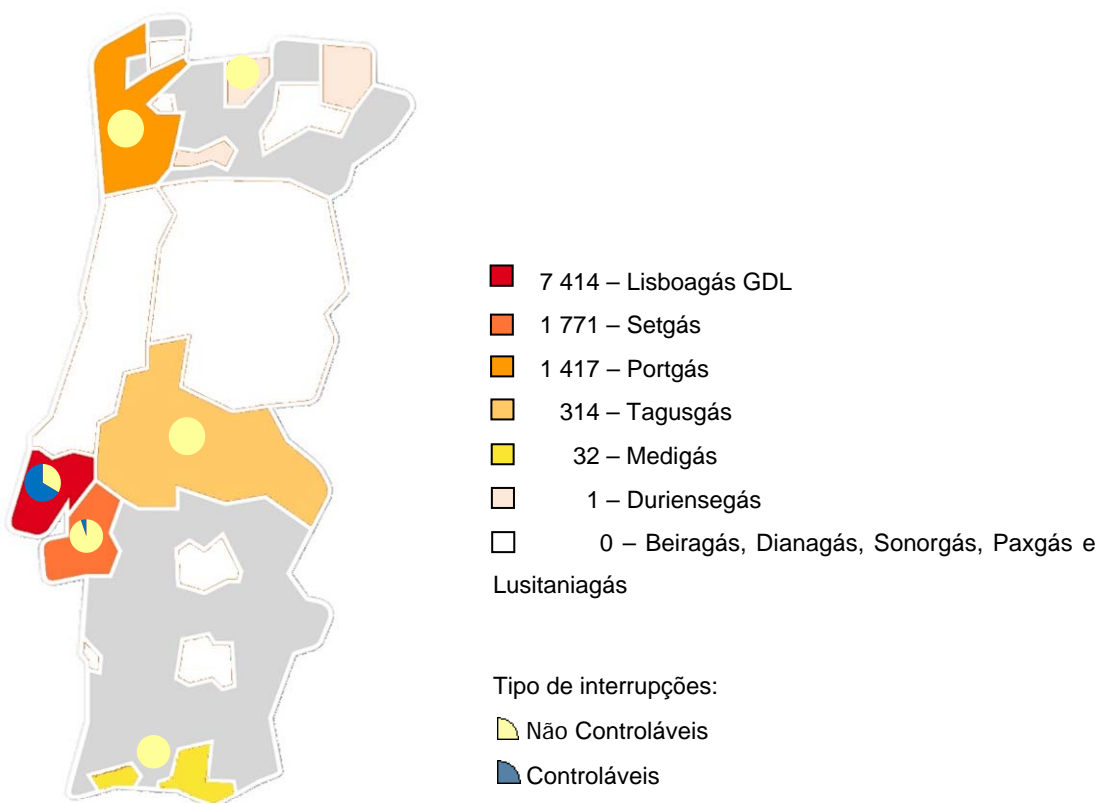
2.3.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste ponto é efectuada a análise da continuidade de serviço das redes de distribuição.

2.3.2.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO

A Figura 2-1 apresenta o número de interrupções de fornecimento aos clientes das redes de distribuição, no ano gás 2009-2010.

Figura 2-1 – Número de interrupções aos clientes, por rede de distribuição, ano gás 2009-2010



Fonte dos dados: Empresas

O Quadro 2-3 apresenta o número de interrupções por tipo de interrupção para os anos gás 2008-2009 e 2009-2010, por ordem crescente do número total de interrupções registadas no ano gás 2009-2010.

Quadro 2-3 – Número de interrupções, anos gás 2008-2009 e 2009-2010

Operador da rede	Tipo de interrupção									
	Não controlável					Controlável				
	Prevista Razões de interesse público		Acidental Razões de segurança Casos fortuitos ou de força maior		Prevista Razões de serviço		Acidental Outras causas, tais como avarias		Todas	
	08-09	09-10	08-09	09-10	08-09	09-10	08-09	09-10		
Beiragás	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dianagás	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonorgás	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paxgás	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lusitaniagás	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
Duriensegás	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Medigás	0	0	253	32	0	0	0	0	253	32
Tagusgás	8	0	132	314	88	0	4	0	232	314
Portgás	0	0	1632	1417	0	0	0	0	1632	1417
Setgás	0	0	943	1678	457	93	0	0	1400	1771
Lisboagás GDL	0	0	2101	2485	11523	4929	178	0	13802	7414
Total	8	0	5062	5927	12068	5022	182	0	17320	10949

Fonte dos dados: Empresas

Na análise do quadro anterior, importa salientar o seguinte:

- No ano gás 2009-2010, as redes de distribuição da Beiragás, da Dianagás, da Sonorgás, da Paxgás e da Lusitaniagás não registaram interrupções.
- A Lisboagás GDL, no ano gás 2009-2010, registou 3 900 interrupções controláveis devidas a renovação da rede⁴, sendo actualmente o único operador da rede em que ocorre este tipo de interrupções. De acordo com o estabelecido no RQS GN, a Lisboagás GDL enviou à ERSE o relatório anual relativo à caracterização e extensão das acções de renovação da rede que, no ano gás 2009-2010 abrangeram 25,9 km de tubagem e 426 ramais de alimentação de instalações de utilização, sem identificar o número de clientes abrangidos, contrariamente ao previsto regulamentarmente.
- Excluindo as interrupções devidas a renovação da rede da Lisboagás GDL, do total de interrupções registadas pelas empresas no ano gás 2009-2010, 84% ficaram a dever-se a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.)⁵, face ao valor de 73% registado em 2008-2009.
 - No ano gás 2009-2010 todas as interrupções registadas nas redes de distribuição da Duriensegás, da Tagusgás, da Medigás e da Portgás, deveram-se a c.f.f.m. causados por intervenção de terceiros na rede, tal como rupturas devidas a obras da responsabilidade de

⁴ Renovação da rede consiste na substituição de troços de tubagem que, pela sua antiguidade, características ou estado de conservação se consideram como obsoletos ou próximos do final do seu período de vida útil.

⁵ Para efeitos de aplicação do RQS GN consideram-se casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.) aqueles que reúnam as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade face às boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias para os operadores das infra-estruturas.

outras entidades. No caso da Portgás esta situação verificou-se pelo terceiro ano gás consecutivo.

- No ano gás 2009-2010 não se registaram interrupções controláveis acidentais.

Numa análise das interrupções por cliente⁶, verifica-se que no ano gás 2009-2010, das 1 175 346 instalações de clientes de gás natural, 1 164 397 (99,07%) não foram afectadas por interrupções de fornecimento, 10 829 (0,92%) foram afectadas por 1 interrupção de fornecimento e as restantes 120 (0,01%) foram afectadas por 2 interrupções de fornecimento, ambas não controláveis acidentais. Os 120 clientes domésticos afectados por duas interrupções são abastecidos pela rede da Setgás.

A duração das interrupções é um parâmetro essencial para a avaliação da continuidade de serviço. Atendendo a que o restabelecimento do fornecimento de gás natural é efectuado cliente a cliente e que os operadores das redes de distribuição não possuem ainda meios para saber com exactidão a duração da interrupção de cada um dos clientes, na determinação dos indicadores de continuidade de serviço os operadores das redes de distribuição assumem uma duração média de interrupção⁷.

O Quadro 2-4 apresenta o número de instalações de clientes por intervalos de duração anual de interrupção e tipo de interrupção, para o ano gás 2009-2010.

⁶ Os indicadores individuais de continuidade de serviço consideram o número e a duração de todas as interrupções ocorridas nas instalações de cada cliente, durante um ano.

⁷ A duração média de interrupção é o tempo médio de reposição de fornecimento entre o primeiro e o último cliente.

Quadro 2-4 – Número de instalações de clientes por intervalos de duração anual de interrupções, ano gás 2009-2010

Duração anual (h) Operador da rede		Número de instalações																			
		Interrupções controláveis											Interrupções não controláveis								
		Previstas											Acidentais								
		[0,1]	[1,2]	[2,3]	[3,4]	[4,5]	[5,6]	[6,7]	[7,8]	[8,9]	[9, 10]	[11, 12]		[0,1]	[1,2]	[2,3]	[3,4]	[4,5]	[5,6]	[6,7]	[7,8]
Beiragás																					
Dianagás																					
Sonorgás																					
Paxgás																					
Lusitaniagás																					
Duriensegás																	1				
Medigás														32							
Tagusgás															50	264					
Portgás														125	283	570	265		48	126	
Setgás	75	18												168	347	595	568				
Lisboagás GDL			874	206	250	84	1140	2087	250	18	20			96	226	596	311	71		4	1181
Total	75	18	874	206	250	84	1140	2087	250	18	20	0	421	907	2025	1144	71	48	130	1181	

Nota: Por uma questão de legibilidade do quadro, as células sem preenchimento correspondem às situações em que não ocorreram interrupções.

Fonte de dados: Empresas

Da análise do quadro anterior verifica-se que 61% das instalações de gás natural afectadas por interrupções tiveram uma duração anual acumulada de interrupções superior a 3 horas (com uma duração média de interrupção de cerca de 6 horas e uma duração máxima de 12 horas) e 59% dessas instalações foram interrompidas por renovação da rede da LisboaGás GDL. No que respeita às interrupções controláveis previstas não devidas a renovação da rede (outras situações), os operadores das redes definem a sua duração e o período de ocorrência com vista a minimizar o seu impacto nos clientes. Este tipo de interrupções registou durações entre 1 e 3 horas, afectando as instalações dos clientes no período da manhã, depois das 9 h, ou no período da tarde, após as 14 h.

2.3.2.2 CARACTERIZAÇÃO GERAL DE CADA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

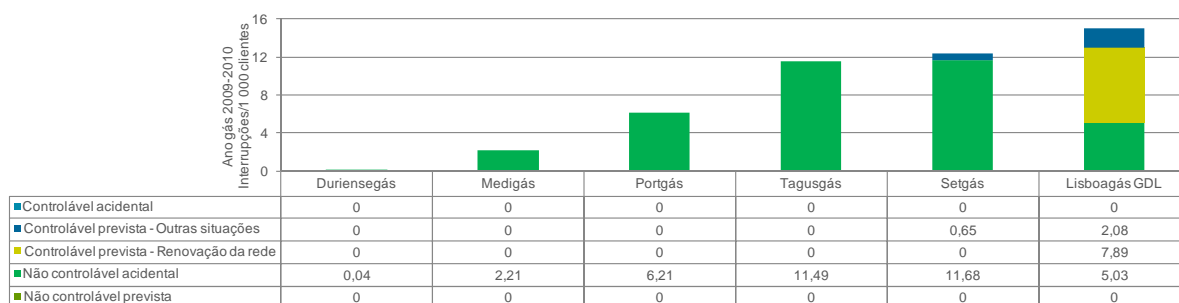
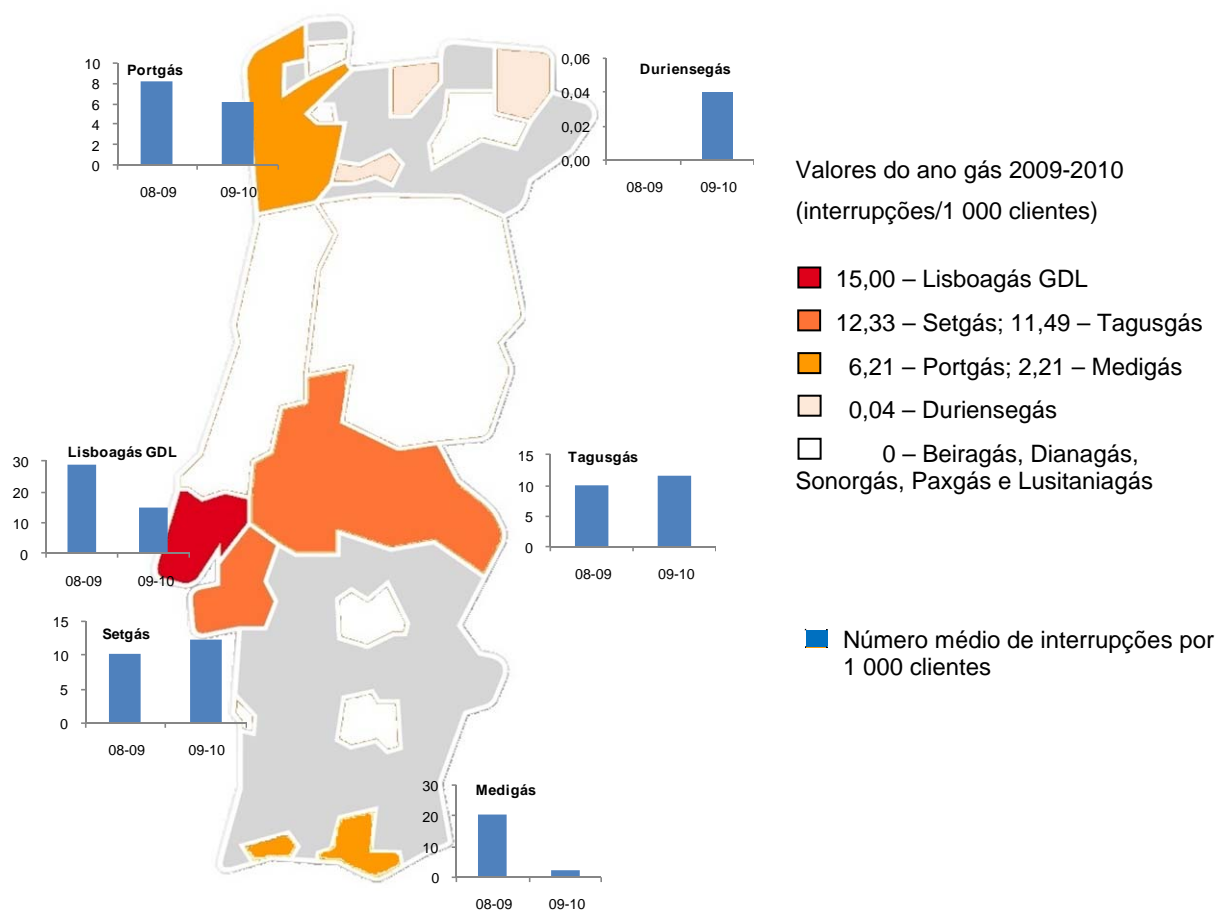
A caracterização geral tem o objectivo de avaliar de uma forma global o desempenho dos operadores das redes para a totalidade dos clientes ou para conjuntos de clientes com iguais características. Esta avaliação é efectuada através dos seguintes indicadores gerais:

- Número médio de interrupções por cliente.
- Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente).
- Duração média das interrupções (minutos/interrupção).

De seguida, na Figura 2-2, na Figura 2-3 e na Figura 2-4 é efectuada a caracterização das redes de distribuição de acordo com cada um destes indicadores, destacando-se a variação anual entre os anos gás 2008-2009 e 2009-2010 e o tipo de interrupções no ano gás 2009-2010.

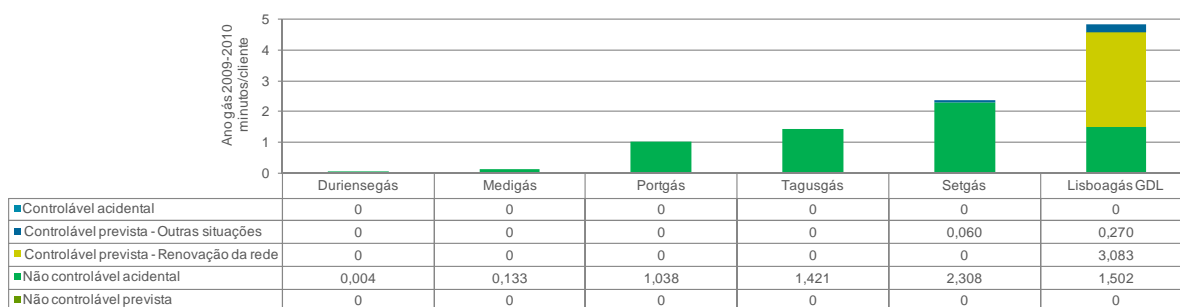
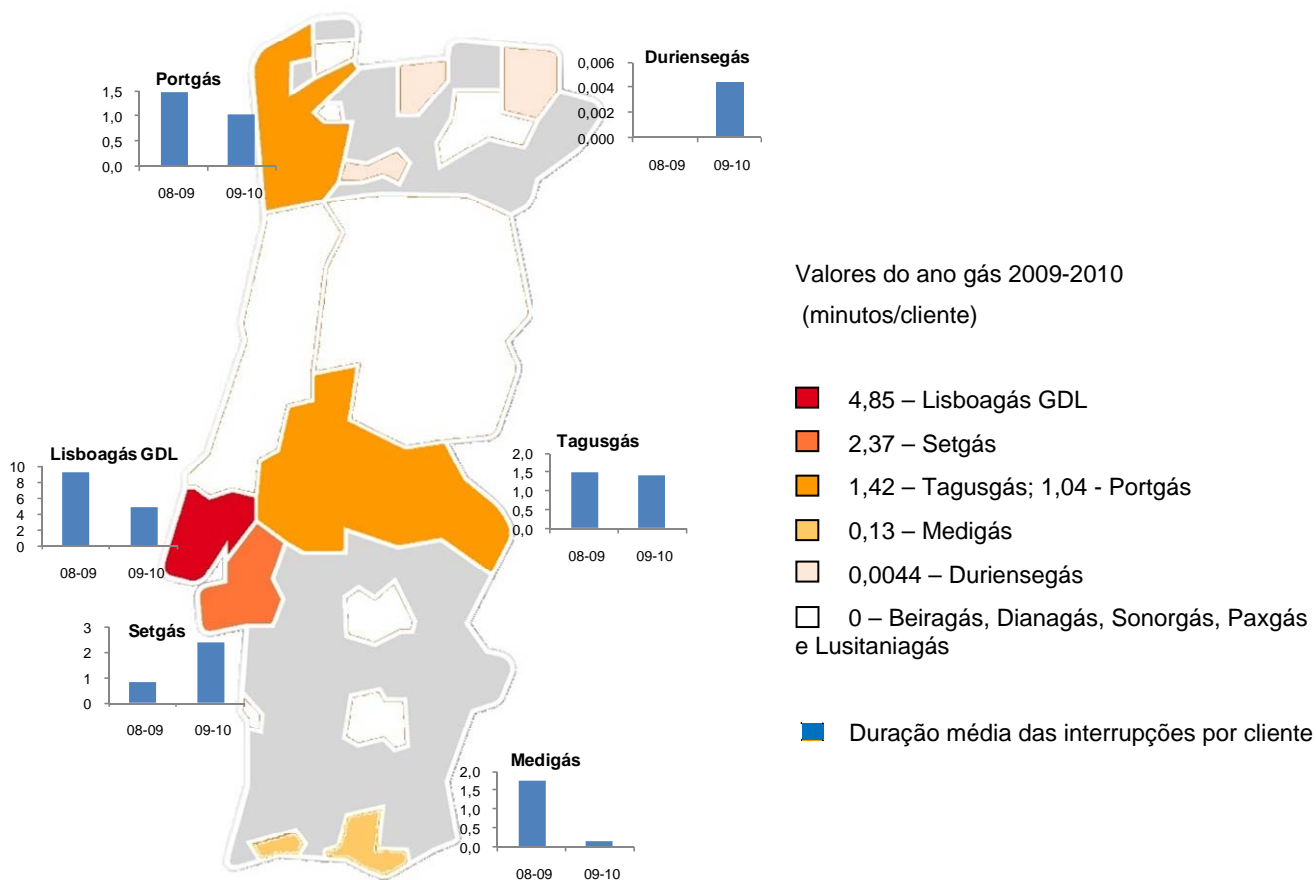
Importa referir que a evolução anual não é apresentada para a Beiragás, Dianagás, Lusitâniagás, Paxgás e Sonorgás, visto que nos dois anos em análise não se registaram interrupções nas respectivas redes de distribuição.

Figura 2-2 – Número médio de interrupções por 1 000 clientes em cada rede de distribuição, anos gás 2008-2009 e 2009-2010



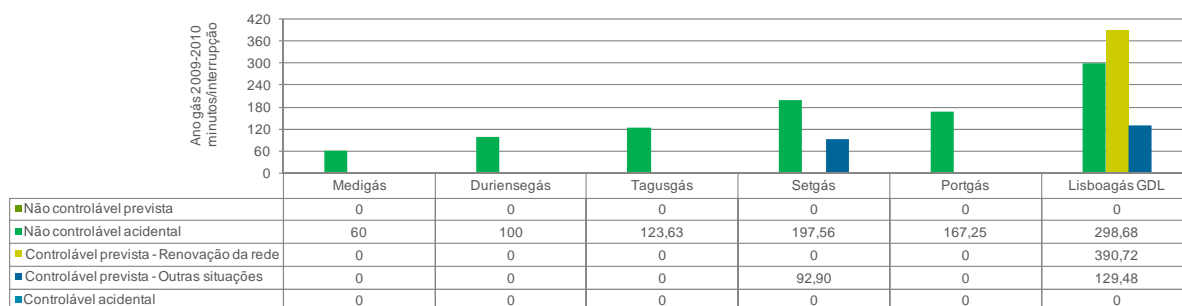
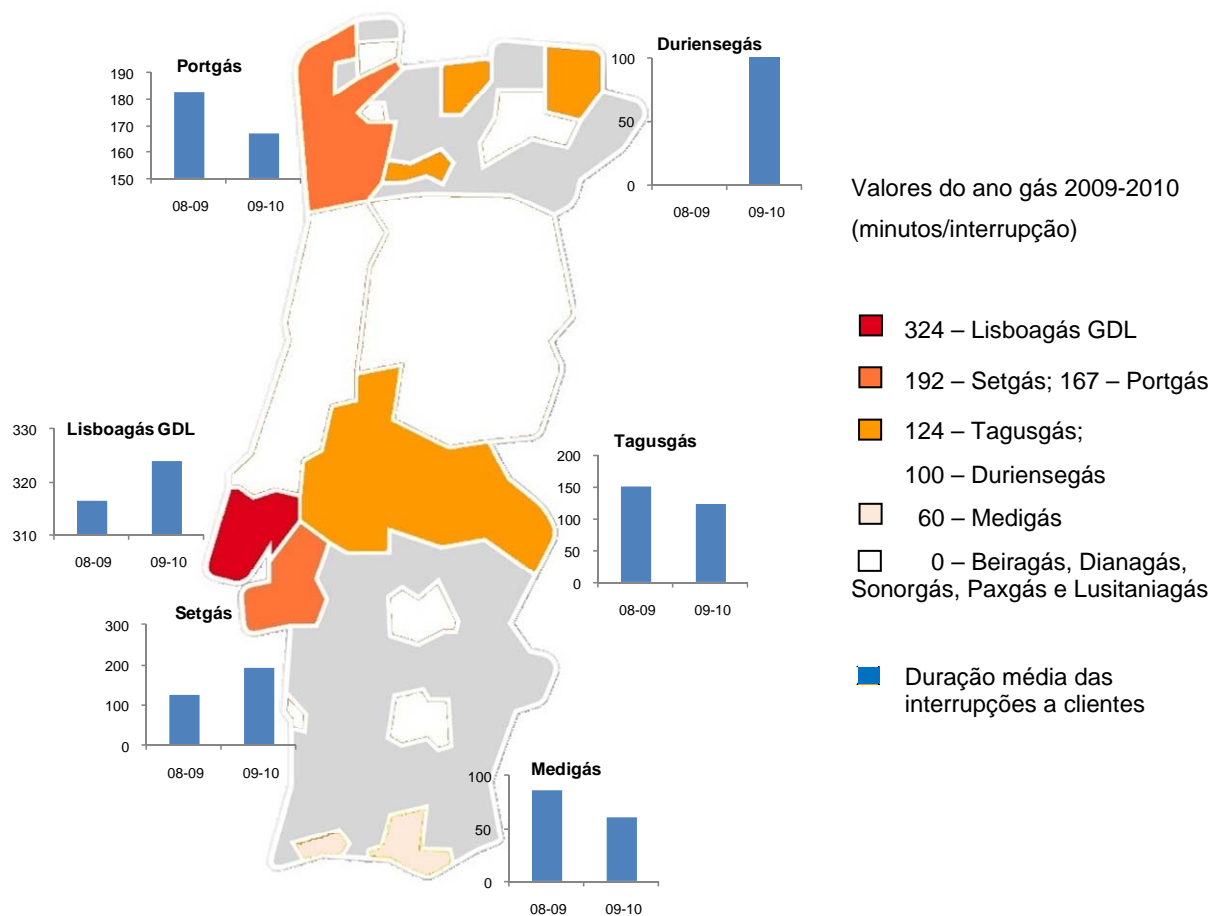
Fonte dos dados: Empresas

Figura 2-3 – Duração média das interrupções por cliente em cada rede de distribuição, anos gás 2008-2009 e 2009-2010



Fonte dos dados: Empresas

Figura 2-4 – Duração média das interrupções em cada rede de distribuição, anos gás 2008-2009 e 2009-2010



Fonte dos dados: Empresas

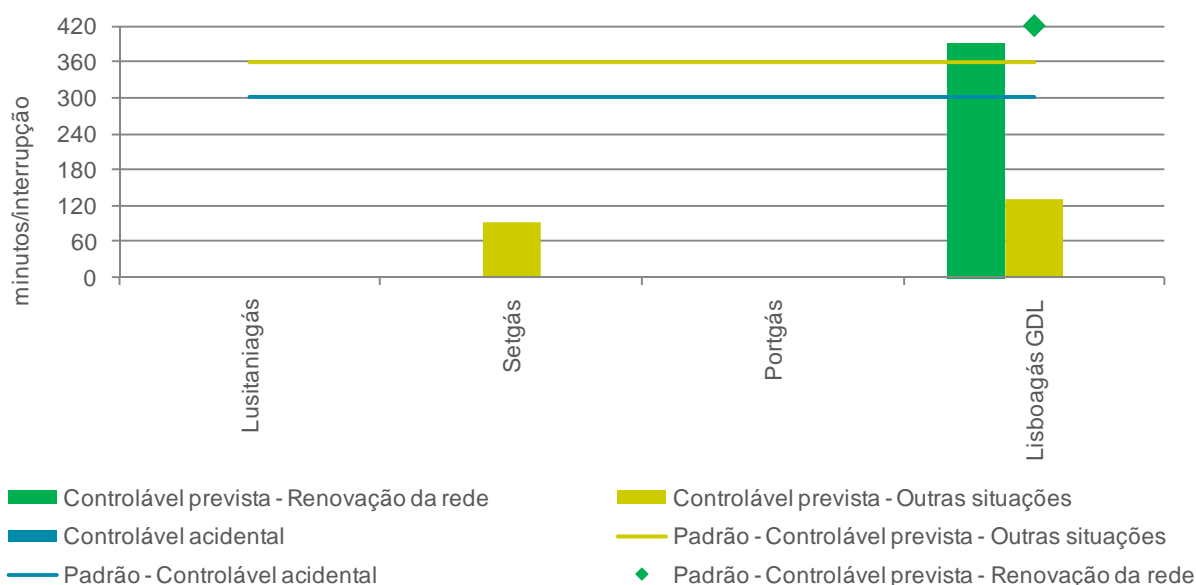
Da análise das três figuras anteriores, verifica-se uma variação anual acentuada dos indicadores gerais de continuidade de serviço em cada rede de distribuição que é reflexo da ocorrência de interrupções devidas a c.f.f.m. nos dois últimos anos gás.

VERIFICAÇÃO DOS PADRÕES ASSOCIADOS AOS INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Tal como apresentado na Figura 2-2, o valor do indicador “número médio de interrupções controláveis previstas (outras situações) por 1 000 clientes”, que se encontra estabelecido apenas para a Lisboagás GDL, situou-se cerca de 35% abaixo do padrão que corresponde a 3,25 interrupções/1 000 clientes.

A Figura 2-5 apresenta os valores do indicador “duração média das interrupções” considerando o tipo de interrupções e o respectivo padrão, para as empresas às quais se aplicam os padrões estabelecidos⁸.

Figura 2-5 – Verificação dos padrões para o indicador “duração média das interrupções” por rede de distribuição, ano gás 2009-2010



Fonte dos dados: Empresas

Da análise da Figura 2-5 verifica-se o cumprimento dos padrões associados ao indicador “duração média das interrupções” por todos os operadores das redes de distribuição aos quais se aplicam.

⁸ De acordo com o RQS GN, os padrões gerais de continuidade de serviço aplicam-se aos operadores das redes de distribuição com mais de 100 000 clientes no ano gás anterior àquele a que se referem.

3 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

O gás natural é constituído por uma mistura de gases, sendo o metano (CH_4) predominante, normalmente com uma concentração de cerca de 90%. As características do gás natural estão relacionadas com as concentrações dos seus componentes, as quais deverão estar compreendidas dentro de tolerâncias estabelecidas regulamentarmente. Estas tolerâncias traduzem um conjunto de requisitos, dos quais se destacam os seguintes:

- A quantidade de energia inerente a um determinado volume, Poder Calorífico Superior (*PCS*), o qual converte os volumes medidos pelos contadores em energia fornecida.
- A adequabilidade de um gás combustível a um determinado aparelho de queima, Índice de Wobbe (*IW*) e a densidade relativa (*d*).
- A limitação dos componentes cuja presença em excesso promove a deterioração dos equipamentos de veiculação e processo do gás natural, nomeadamente a concentração de água (ponto de orvalho), o sulfureto de hidrogénio (H_2S) e o enxofre.
- Outros componentes com influência na segurança e no uso do gás natural como matéria-prima.

As características do gás natural devem ser monitorizadas nos pontos de entrada da rede de transporte, sendo que a sua conformidade nestes pontos garante a adequabilidade do gás natural a fornecer aos consumidores finais. No entanto, caso o gás natural tenha diferentes proveniências e, portanto, diferentes constituições, é também necessário monitorizar as suas características em torno dos pontos da rede em que se dá a sua mistura. Este procedimento permite determinar com detalhe as características do gás natural que é fornecido aos consumidores finais, consoante a área geográfica onde estes se encontram. O RQS GN estabelece que os operadores das infra-estruturas associadas a pontos de entrada no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e a pontos de mistura de gás natural com diferente proveniência apresentem à ERSE uma metodologia de monitorização das características do gás natural que deve incluir, de forma justificada:

- Os métodos e procedimentos adoptados para a monitorização do gás natural.
- A periodicidade ou continuidade da amostragem.
- A especificação dos equipamentos de monitorização, nomeadamente quanto a classes de exactidão e planos de calibração.

O operador da rede de transporte e o operador do terminal de GNL desenvolveram conjuntamente uma metodologia que se encontra publicada na página da internet⁹ do operador da rede de transporte, desde Julho de 2009.

⁹ www.ren.pt

No terminal de GNL a monitorização das características do gás natural é assegurada em conjunto pelo operador do terminal de GNL e pelo operador da rede de transporte e efectua-se nos seguintes pontos:

- Descarga dos navios metaneiros, por se tratar de um ponto de entrada de GNL no SNGN.
- Enchimento dos camiões-cisterna e injeção do gás natural na rede de transporte, já que o GNL para enchimento de camiões-cisterna e o gás natural injectado na rede de transporte resulta de vários navios metaneiros e sofre alterações inerentes à armazenagem e processamento no terminal de GNL.

No armazenamento subterrâneo, as características do gás natural são monitorizadas no ponto de ligação à rede de transporte. Esta monitorização é assegurada em conjunto pelo operador do armazenamento subterrâneo e pelo operador da rede de transporte.

Na rede de transporte, as características do gás natural são monitorizadas nos seguintes pontos:

- Nas entradas de gás natural na rede de transporte, nomeadamente, nas interligações com a rede espanhola, na ligação com o terminal de GNL e na ligação ao armazenamento subterrâneo.
- Em pontos específicos da rede de transporte, tendo em vista a determinação de zonas de mistura de gás natural com proveniências distintas.
- Em pontos de ligação de grandes consumidores de gás natural à rede de transporte.

Desde Novembro de 2009, a nova central termoelétrica de Lares passou a constituir um ponto de monitorização das características do gás natural.

3.1 ANÁLISE DAS CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL E VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS LIMITES REGULAMENTARES

O Quadro 3-1 apresenta a gama de variação dos valores médios diários de W , d , concentração de água, sulfureto de hidrogénio e enxofre total, por ponto de monitorização da rede de transporte e também para a descarga dos navios metaneiros e o enchimento dos camiões-cisterna, bem como os respectivos limites regulamentares.

Quadro 3-1 Verificação dos valores médios diários de *IW*, *d*, concentração de água, sulfureto de hidrogénio e enxofre total, ano gás 2009-2010

Ponto de Monitorização	Valores	Característica observada ⁽¹⁾				
		Índice de Wobbe (MJ/m ³ (n)) Mín: 48,17 Máx: 57,66	Densidade ⁽²⁾ <i>Mín: 0,5549</i> <i>Máx: 0,7001</i>	Concentração de água (ppm _v) ⁽³⁾ <i>Máx: 88</i>	Sulfureto de hidrogénio (mg/m ³ (n)) <i>Máx: 5</i>	Enxofre total (mg/m ³ (n)) <i>Máx: 50</i>
Badajoz (Interligação com Espanha)	Mínimo	51,40	0,59	2,47	0,00	0,00
	Percentil 50	53,00	0,65	4,45	1,45	10,90
	Máximo	54,50	0,68	23,40	2,63	19,98
Valença do Minho (Interligação com Espanha)	Mínimo	52,65	0,57	0,28	0,00	0,00
	Percentil 50	53,95	0,61	9,08	0,00	7,47
	Máximo	55,30	0,65	11,34	0,56	15,04
Central Termoeléctrica do Ribatejo	Mínimo	52,80	0,61	-	-	-
	Percentil 50	55,37	0,61	-	-	-
	Máximo	55,56	0,65	-	-	-
Central Termoeléctrica da Tapada do Outeiro	Mínimo	52,29	0,61	-	-	-
	Percentil 50	53,50	0,64	-	-	-
	Máximo	55,41	0,66	-	-	-
Central Termoeléctrica de Lares	Mínimo	52,09	0,60	-	-	-
	Percentil 50	53,10	0,64	-	-	-
	Máximo	55,46	0,66	-	-	-
Terminal Atlântico	Mínimo	54,81	0,61	-	-	-
	Percentil 50	55,38	0,61	-	-	-
	Máximo	55,57	0,62	-	-	-
Cariço (Armazenamento Subterrâneo)	Mínimo	50,66	0,60	2,33	-	-
	Percentil 50	52,98	0,64	5,74	-	-
	Máximo	54,03	0,66	20,16	-	-
Porto de Mós	Mínimo	52,43	0,61	0,12	-	-
	Percentil 50	55,35	0,62	0,17	-	-
	Máximo	55,60	0,66	7,52	-	-
Taveiro	Mínimo	52,34	0,61	0,71	-	-
	Percentil 50	53,44	0,64	2,77	-	-
	Máximo	55,50	0,67	75,71	-	-
Descarga de navios metaneiros ⁽⁴⁾	Mínimo	55,17	0,61	-	-	-
	Percentil 50	55,39	0,61	-	-	-
	Máximo	55,57	0,62	-	-	-
Enchimento de camiões-cisterna ⁽⁴⁾	Mínimo	55,02	0,60	-	-	-
	Percentil 50	55,43	0,61	-	-	-
	Máximo	55,79	0,63	-	-	-

⁽¹⁾ Condições de referência: temperatura 0 °C, pressão absoluta 1,01325 bar, temperatura inicial de combustão 25 °C.

⁽²⁾ De acordo com o RQS GN a densidade a monitorizar é a densidade relativa (é um valor adimensional).

⁽³⁾ O RQS GN define que a característica a monitorizar é o ponto de orvalho da água. No entanto, o operador da rede de transporte enviou informação relativamente à concentração de água por ser a informação disponibilizada pelo seu equipamento.

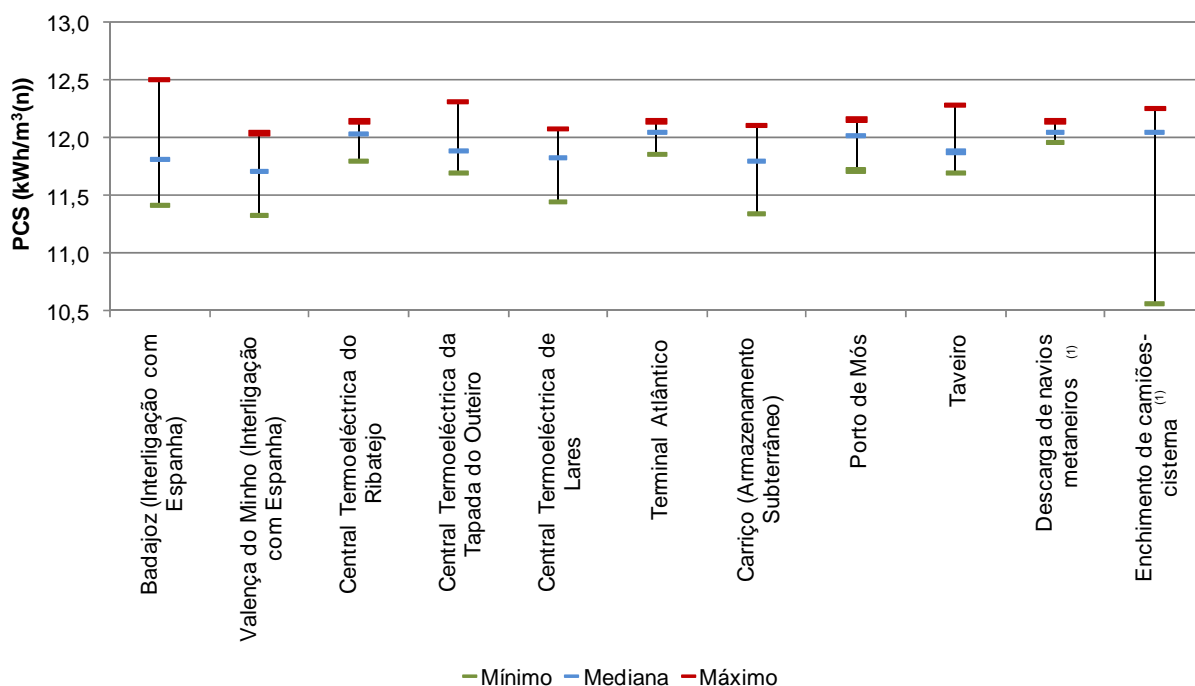
⁽⁴⁾ Valores médios de descarga de navios metaneiros ou de enchimento de camiões-cisterna.

- Ponto sem monitorização da característica em causa.

Fonte dos dados: Empresas

No ano gás 2009-2010, tal como ocorrido no ano gás anterior, foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS GN para as características do gás natural. A Figura 3-1 apresenta o valor máximo, o percentil 50 e o valor mínimo dos valores médios diários para o PCS, determinados com base nos valores médios diários de *IW* e *d*.

Figura 3-1 – Gama de variação dos valores diários do PCS, ano gás 2009-2010



⁽¹⁾ Valores médios de descarga de navios metaneiros ou de enchimento de camiões-cisterna.

Fonte dos dados: Empresas

3.2 ANÁLISE DAS CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL SEM LIMITES REGULAMENTARES

Para além das características apresentadas na secção anterior, o RQS GN estabelece a monitorização da concentração de oxigénio (O₂), de sulfureto de carbonilo (COS), de impurezas e de metano, juntamente com o ponto de orvalho de hidrocarboneto, para as quais não estabelece limites.

Durante o ano gás 2009-2010, os valores obtidos para a concentração de sulfureto de carbonilo estiveram compreendidos entre 0 e 2,05 mg/m³.

No ano gás 2009-2010 não foram efectuadas medições de concentração de impurezas. No seu relatório da qualidade de serviço, a REN Gasodutos faz notar que, não existindo uma definição concreta do

conceito de impurezas no RQS GN, não é possível determinar o modo como deverá ser efectuada a sua monitorização. A ERSE em conjunto com o operador da rede de transporte irá tomar diligências por forma a ultrapassar esta situação.

No que respeita ao ponto de orvalho dos hidrocarbonetos, o seu valor apenas é fornecido no ponto de saída do terminal para a rede de transporte, sendo o indicado nos certificados de carga de GNL aquando da carga dos navios metaneiros na Nigéria. No ano gás 2009-2010 o valor do ponto de orvalho dos hidrocarbonetos variou entre -33,94 °C e -48,62 °C.

O Quadro 3-2 apresenta a gama de variação dos valores médios diários de concentração de oxigénio e concentração mínima de metano por ponto de monitorização da rede de transporte e também para a descarga dos navios metaneiros e o enchimento dos camiões-cisterna. A concentração de oxigénio foi monitorizada apenas nos pontos de mistura do SNGN, situados a montante e a jusante do ponto de rede de cruzamento dos dois eixos principais da rede de transporte.

Quadro 3-2 – Valores de concentração de oxigénio e concentração mínima de metano, ano gás 2009-2010

Ponto de Monitorização	Valores	Característica observada ⁽¹⁾	
		Concentração de oxigénio (ppm _v) (*)	Concentração mínima de metano (% molar)
Badajoz (Interligação com Espanha)	Mínimo	-	82,66
	Percentil	-	85,23
	Máximo	-	92,77
Valença do Minho (Interligação com Espanha)	Mínimo	-	85,13
	Percentil	-	91,51
	Máximo	-	96,98
Central Termoeléctrica do Ribatejo	Mínimo	-	84,54
	Percentil	-	91,15
	Máximo	-	92,01
Central Termoeléctrica da Tapada do Outeiro	Mínimo	-	82,96
	Percentil	-	85,91
	Máximo	-	91,68
Central Termoeléctrica de Lares	Mínimo	-	83,26
	Percentil	-	85,60
	Máximo	-	92,37
Terminal Atlântico	Mínimo	-	88,63
	Percentil	-	91,23
	Máximo	-	92,02
Cariço (Armazenamento Subterrâneo)	Mínimo	-	83,16
	Percentil	-	85,70
	Máximo	-	93,69
Porto de Mós	Mínimo	-	83,50
	Percentil	-	90,46
	Máximo	-	91,84
Taveiro	Mínimo	0,58	82,57
	Percentil	1,57	85,67
	Máximo	23,61	91,96
Descarga de navios metaneiros	Mínimo	89,03	-
	Percentil	91,32	-
	Máximo	92,06	-
Enchimento de camiões-cisterna	Mínimo	-	-
	Percentil	-	-
	Máximo	-	-

⁽¹⁾ Condições de referência: temperatura 0 °C, pressão absoluta 1,01325 bar, temperatura inicial de combustão 25 °C.

- Ponto sem monitorização da característica em causa.

Fonte dos dados: Empresas

De acordo com o referido pela REN Gasodutos no seu relatório da qualidade de serviço referente ao ano gás 2009-2010, neste ano o operador da rede de transporte adquiriu dois analisadores de ponto de

orvalho da água e da concentração de oxigénio para os pontos de monitorização JCT 7000 – Campo Maior (interligação com Espanha) e GRMS 12809 – Sines (interface entre o terminal de GNL e a rede de transporte). Nos pontos de monitorização Valença do Minho (interligação com Espanha) e interface entre o armazenamento subterrâneo com a rede de transporte foi efectuado o *upgrade* dos analisadores já existentes tendo em vista a determinação da concentração de oxigénio.

4 PRESSÃO DE FORNECIMENTO

A monitorização da pressão é uma forma de caracterizar o sistema de gás natural, de forma a garantir a sua estabilidade e segurança. Monitorizar a pressão é também uma forma de controlar as variações das necessidades de consumo da rede. Assim, como princípio geral, os operadores das redes devem assegurar os níveis de pressão necessários ao funcionamento contínuo da sua infra-estrutura, atendendo aos limites regulamentares e contratuais estabelecidos.

Tendo em conta o exposto, durante o ano gás 2009-2010, todos os operadores das redes de distribuição efectuaram a monitorização da pressão em alguns pontos das redes de distribuição. De acordo com o tipo de pontos definidos, a monitorização realizou-se de forma permanente, ou seja, continuamente ao longo do ano gás, ou em períodos de tempo definidos.

O Quadro 4-1 apresenta o número de pontos com monitorização da pressão para cada uma das redes de distribuição, considerando pontos permanentes e não permanentes.

Quadro 4-1 – Pontos com monitorização da pressão por operador da rede de distribuição, ano gás 2009-2010

Operador da Rede	Pontos com monitorização permanente		Pontos com monitorização não permanente	
	Número	Tipo	Número	Motivo da monitorização
Beiragás	12	PRM e PM	89	Comportamento da rede de distribuição nos seus pontos extremos
Dianagás	2	UAG e GRMS	-	-
Duriensegás	7	UAG	7	Controlo de Pressão
Lisboagás GDL	67	PRP e PM	-	-
Lusitaniagás	4	PRM	-	-
Medigás	2	UAG	-	-
Paxgás	1	UAG	-	-
Portgás	97	PRM	15	Verificação da evolução da pressão de ponta
Setgás	29	PRM	15	Análise de rede e Supervisão do cumprimento do regime de pressões
Sonorgás	5	UAG	-	-
Tagusgás	18	UAG e PRM	38	Verificação da evolução da pressão de ponta

PRM – Posto de Regulação e Medida; PRP – Posto de Redução de Pressão; PM – Posto de Medida; UAG – Unidade Autónoma de GNL; GRMS - Estação de redução de pressão e medição.

- Ponto sem monitorização da característica em causa.

Fonte dos dados: Empresas

No ano gás 2009-2010, os pontos com monitorização da pressão totalizaram 404, representando um aumento de cerca de 8% face ao ano gás anterior.

De um modo geral, houve um aumento do número de pontos de verificação da pressão nas redes de distribuição, com excepção da Lusitaniagás e Tagusgás.

Durante o ano gás 2009-2010, verificaram-se situações pontuais de não cumprimento dos limites regulamentares da pressão que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram consequência no fornecimento de gás natural aos clientes.

5 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial refere-se ao relacionamento entre os prestadores de serviços associados ao fornecimento de gás natural e os seus clientes e inclui regras, indicadores e padrões sobre diversos aspectos do relacionamento comercial, tais como activação do fornecimento, atendimento presencial, atendimento telefónico, resposta a pedidos de informação e reclamações, resposta a situações de emergência, leitura do equipamento de medição e visita combinada à instalação do cliente.

No âmbito da sua actividade de monitorização, a ERSE recebe informação trimestral de cada uma das empresas, desagregada para os assuntos e actividades relativos ao operador da rede de distribuição e ao comercializador de último recurso retalhista. O ano gás 2009-2010 foi o primeiro em que a maioria das empresas iniciou este procedimento pelo que, sempre que possível, a informação é apresentada com essa desagregação.

Ao longo do capítulo são identificados diversos pontos de melhoria que têm vindo a ser abordados nas reuniões semestrais entre as empresas e a ERSE sobre qualidade de serviço comercial.

5.1 ATENDIMENTO PRESENCIAL

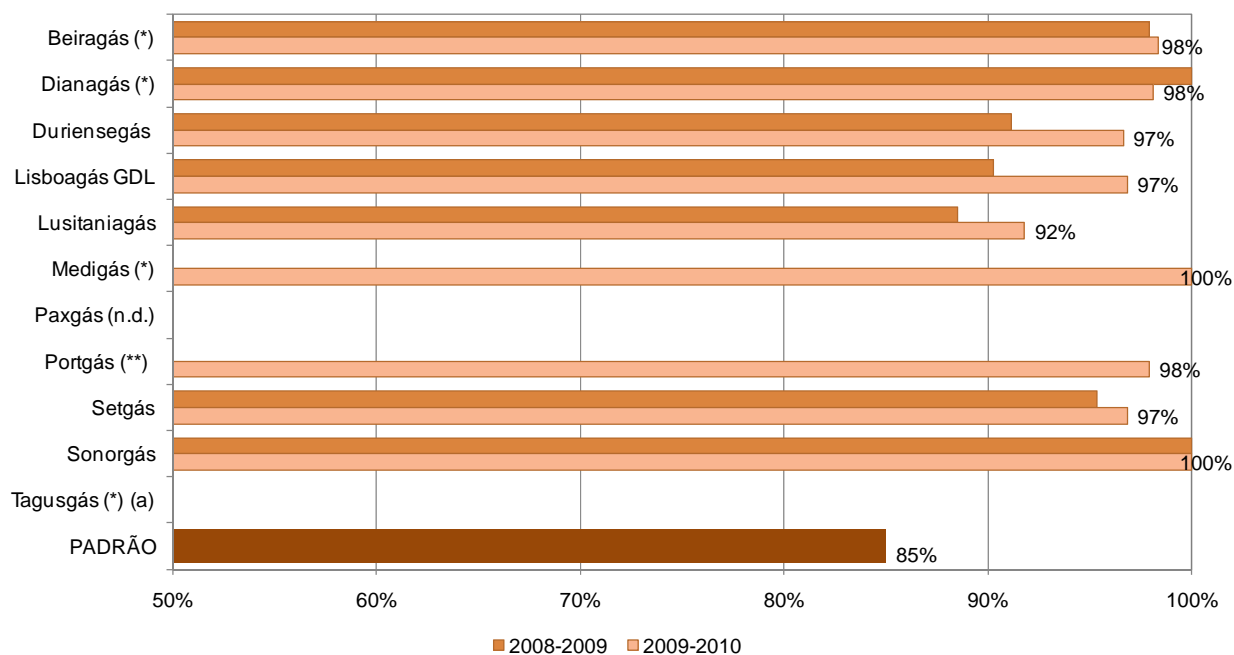
Nos termos estabelecidos no RQS GN, os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas são obrigados a disponibilizar a modalidade de atendimento presencial aos seus clientes.

O operador da rede de transporte (REN Gasodutos) e o comercializador de último recurso grossista (Transgás) não são obrigados a disponibilizar centros de atendimento presencial. Estas empresas optaram por assegurar um relacionamento personalizado às entidades com as quais se relacionam assente na figura do gestor de cliente.

O RQS GN determina ainda que cada empresa deve monitorizar os tempos de espera nos dois centros de atendimento com maior número de atendimentos, encontrando-se estabelecido o indicador geral “tempo de espera inferior a 20 minutos”, cujo padrão estabelece que em pelo menos 85% dos atendimentos efectuados, o tempo de espera deve ser inferior a 20 minutos.

Os valores anuais verificados para este indicador nos últimos dois anos gás, no que respeita a temas do operador das redes de distribuição (ORD), são apresentados na Figura 5-1. A análise desta figura permite igualmente a comparação dos valores registados com o padrão estabelecido para este indicador.

**Figura 5-1 – Atendimentos presenciais com um tempo de espera inferior a 20 minutos
(assuntos ORD)**



(*) Informação incompleta no ano gás 2008-2009.

(**) Em 2008-2009 os atendimentos foram todos considerados na EDP Serviço Universal.

n.d. Informação não disponível.

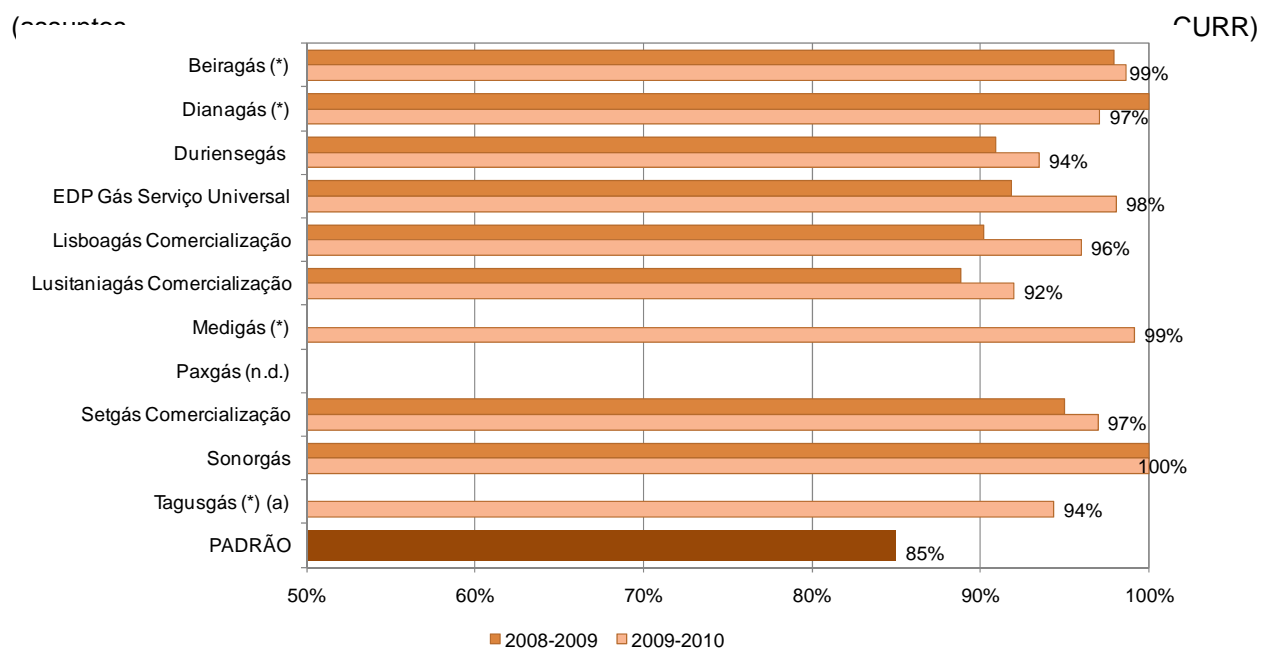
(a) Total dos atendimentos atribuídos à comercialização.

Fonte dos dados: Empresas

Foram monitorizados 18 centros de atendimento, tendo-se registado nesses centros um número total de 305 921 atendimentos (temas ORD).

Na Figura 5-2 apresenta-se informação semelhante para os comercializadores de último recurso retalhista (CURR). O número de centros monitorizados foi também 18, com um total de atendimentos de 720 026.

Figura 5-2 – Atendimentos presenciais com um tempo de espera inferior a 20 minutos



(*) Informação incompleta no ano gás 2008-2009.

n.d. Informação não disponível.

(a) Total dos atendimentos atribuídos à comercialização.

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que todas as empresas (ORD e CURR) que apresentaram informação à ERSE cumprem o padrão deste indicador geral. Continuam a não ser monitorizados os tempos de espera no atendimento presencial por parte da Paxgás. Esta situação foi justificada pela empresa por se aguardar para breve a fusão das empresas Medigás, Dianagás e Paxgás. Comparativamente com o ano anterior, verifica-se, na maioria das situações, uma melhoria na informação disponível (mais empresas com registo) e um melhor desempenho.

5.2 ATENDIMENTO TELEFÓNICO

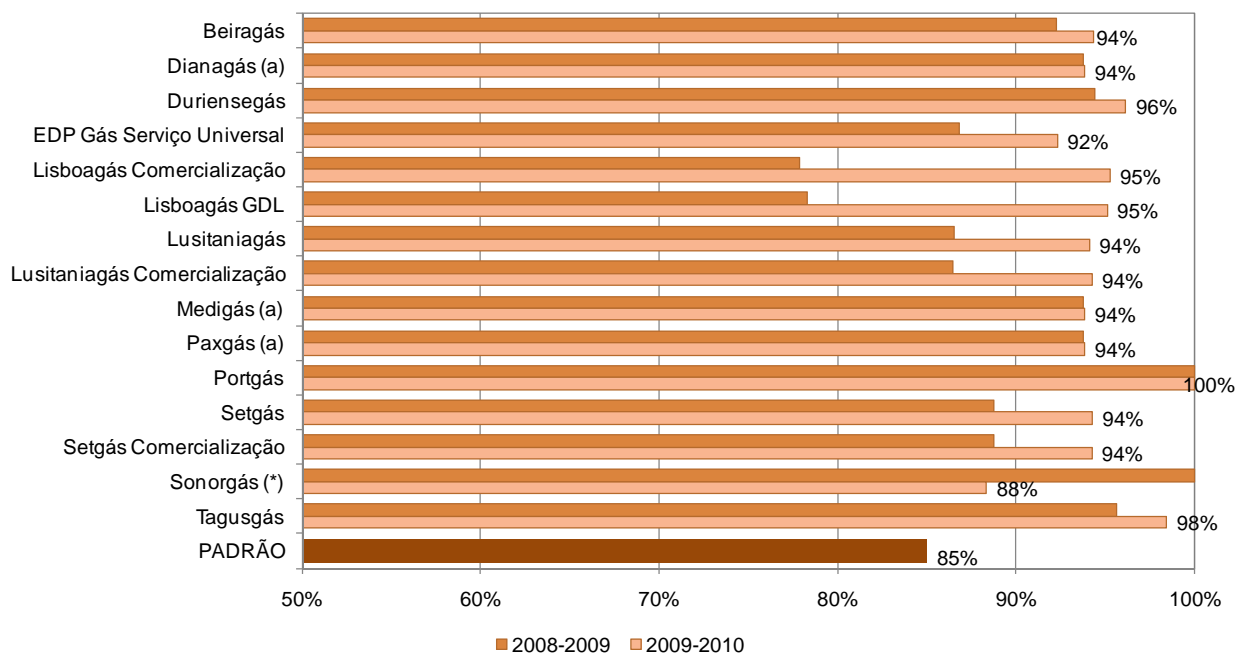
Tal como anteriormente referido para o atendimento presencial, a REN Gasodutos e a Transgás não dispõem de atendimento telefónico centralizado.

Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas devem dispor de atendimento telefónico centralizado, relativamente ao qual deve ser calculado um indicador geral que tem associado um padrão que estabelece que em pelo menos 85% dos atendimentos efectuados, o tempo de espera deve ser inferior a 60 segundos.

A informação relativa a este indicador não foi apresentada separadamente para as actividades de distribuição e de comercialização de último recurso retalhista, no caso das empresas que não estão

obrigadas à separação jurídica das actividades (número de clientes inferior a 100 000). Lembra-se que o RQS GN aplicável ao ano gás 2009-2010 não obriga a esta separação. Todavia, estas empresas prestaram informação sobre a proporção de atendimentos respeitantes a cada actividade. Os valores anuais verificados para este indicador são apresentados na Figura 5-3.

Figura 5-3 – Atendimentos telefónicos com um tempo de espera inferior a 60 segundos



(*) Informação indisponível ou incompleta no ano gás 2008-2009.

(a) Para as empresas Dianagás, Medigás e Paxgás o atendimento telefónico é comum.

Fonte dos dados: Empresas

Considerando que a Dianagás, a Medigás e a Paxgás apresentam um único valor que reflecte o total de atendimentos efectuados pelas 3 empresas para este indicador, não é possível afirmar que o padrão do indicador é cumprido por cada uma das empresas.

No ano gás 2009-2010, as restantes empresas cumpriram o padrão deste indicador geral. Com excepção da Sonorgás, verifica-se que as empresas melhoraram o seu desempenho face ao ano gás anterior, com valores acima dos 90%.

Em 2 de Junho de 2009 foi publicado um diploma¹⁰ que impôs um conjunto de regras de funcionamento e de registo aplicáveis aos *call centers*, que entrou em vigor em Dezembro de 2009 e obrigou a maioria das empresas a proceder a alterações nos seus sistemas para se adaptar à nova legislação. Este foi o motivo invocado pela Sonorgás para explicar a evolução negativa verificada no seu desempenho.

¹⁰ Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de Junho.

De assinalar que a totalidade das empresas registou um aumento do número de contactos telefónicos recebidos. As empresas que apresentaram maiores variações em relação ao ano gás anterior foram a Sonorgás e a Beiragás que, aproximadamente, duplicaram o número de contactos telefónicos.

Para o conjunto das empresas verificaram-se, no ano gás 2009-2010, 998 934 atendimentos, uma diminuição de 1,6% relativamente ao ano gás anterior. No entanto, o comportamento das empresas não é uniforme, destacando-se o aumento verificado na Sonorgás (108%) e a diminuição verificada na Lisboagás Comercialização (-28,3%).

5.3 ACTIVAÇÃO DE FORNECIMENTO

Os operadores das redes de distribuição devem garantir aos clientes domésticos e aos clientes não domésticos com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³(n) que a activação do fornecimento é agendada para uma data nos três dias úteis seguintes à data da sua solicitação pelos clientes. O incumprimento deste prazo por parte do operador confere ao cliente o direito a uma compensação no valor de 20 euros.

O quadro seguinte apresenta a informação fornecida pelas empresas sobre activações de fornecimento.

Quadro 5-1 – Activações de fornecimento

Empresa	N.º de activações de fornecimento	Activações de fornecimento realizadas fora do prazo previsto		
		N.º de activações	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)
Beiragás	3 007	0	0	0
Dianagás	1 328	0	0	0
Duriensegás	1 600	18	2	40
Lisboagás GDL	33 023	2	2	40
Lusitaniagás	14 044	6	1	20
Medigás	2 234	0	0	0
Paxgás	1 271	0	0	0
Portgás	33 832	154	154	3 080
Setgás	8 388	0	0	0
Sonorgás	1 206	0	0	0
Tagusgás	5 409	56	3	60
TOTAL	105 342	236	162	3 240

Fonte dos dados: Empresas

É de realçar a elevada percentagem de cumprimento do padrão estabelecido, ou seja, em 99,8% das situações as empresas respeitaram o prazo máximo para agendamento da activação de fornecimento.

Na Duriensegás e na Lusitaniagás verificaram-se atrasos no pagamento de compensações nos 1.º e 2.º trimestres do ano gás, tendo as empresas informado a ERSE que os pagamentos devidos aos clientes foram efectuados durante o mês de Julho de 2010 (já no ano gás 2010-2011).

Realça-se que o ano gás 2009-2010 foi o primeiro em que todas as empresas dispuseram de procedimentos e sistemas capazes de assegurar o pagamento de compensações por incumprimento de padrões individuais de qualidade comercial sem necessidade de solicitação do cliente.

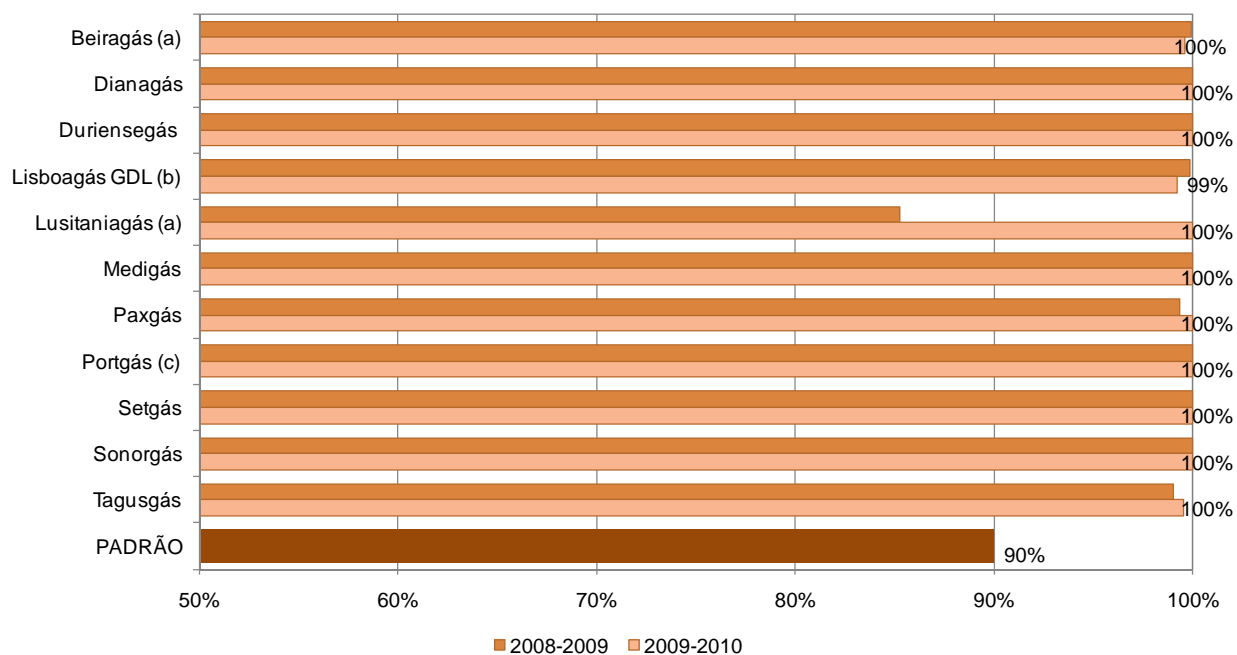
5.4 AVARIA NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE

Os operadores das redes de gás natural estão obrigados a um nível mínimo de qualidade na resposta a situações de avaria na alimentação individual das instalações dos clientes. De acordo com o estabelecido no RQS GN, após comunicação de uma avaria, o tempo de chegada dos técnicos do operador da rede à instalação do cliente, em cada ano gás, deve ser:

- No máximo de 4 horas em pelo menos 90% das situações de avaria na instalação individual dos clientes domésticos, para os operadores das redes de distribuição.
- No máximo de 3 horas em pelo menos 90% das situações de avaria na instalação individual dos clientes não domésticos, para os operadores das redes de transporte e de distribuição.

Na figura seguinte apresentam-se os valores, para o ano gás 2009-2010, do indicador geral relativo a clientes domésticos e respectivo padrão, assim como os valores registados no ano gás 2008-2009.

Figura 5-4 – Situações de avaria na alimentação individual da instalação de clientes domésticos com tempo de resposta inferior ou igual a 4 horas



(a) Em 2009-2010 não distingue entre clientes domésticos e não domésticos.

(b) A distinção é feita entre situações de cumprimentos até 3h e até 4h e não entre clientes domésticos e não domésticos.

(c) Não distingue entre clientes domésticos e não domésticos.

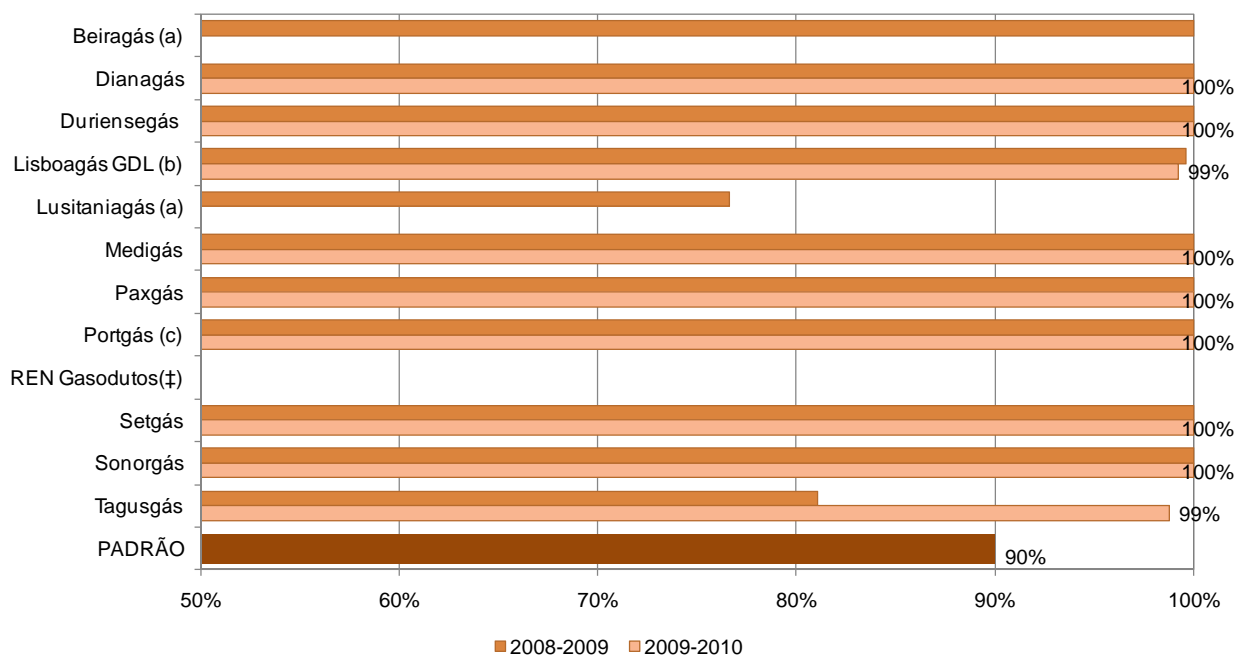
Fonte dos dados: Empresas

No ano gás 2009-2010, os operadores das redes de distribuição registaram um total de 26 588 situações de avarias na alimentação individual de instalações de clientes, o que se traduz num aumento de 32,5% face ao valor registado no ano gás anterior (20 062). Este valor inclui os clientes domésticos e não domésticos.

A Beiragás, a LisboaGás GDL, a Lusitaniagás e a Portgás não distinguem as situações relativas a clientes domésticos e a clientes não domésticos, embora a Portgás tenha respondido a todas as situações de avaria num tempo máximo de três horas.

Na figura seguinte apresenta-se informação semelhante para os clientes não domésticos.

Figura 5-5 – Situações de avaria na alimentação individual da instalação de clientes não domésticos com tempo de resposta inferior ou igual a 3 horas



(a) Em 2009-2010 não distingue entre clientes domésticos e não domésticos.

(b) A distinção é feita entre situações de cumprimentos até 3h e até 4h e não entre clientes domésticos e não domésticos.

(c) Não distingue entre clientes domésticos e não domésticos.

(‡) Sem ocorrências em 2008-2009 e 2009-2010.

Fonte dos dados: Empresas

A REN Gasodutos reportou a ausência de avarias na alimentação individual de instalações de clientes, à semelhança dos dois anos gás anteriores.

A maioria das empresas manteve ou melhorou o seu desempenho, cumprindo folgadoamente o padrão do indicador. Todavia, verificaram-se variações muito significativas entre empresas, nomeadamente entre a Portgás e Lisboagás GDL que são também as empresas com o maior número de clientes. A Portgás, num universo de cerca de 228 mil clientes, registou 10 134 situações de avaria na alimentação dos clientes, enquanto a Lisboagás, com cerca de 494 mil clientes, registou somente 2790 situações de avaria.

5.5 SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA

As situações de emergência estão tipificadas como aquelas em que se encontram em risco pessoas ou bens. O RQS GN estabelece dois indicadores gerais relativos ao tempo de resposta dos operadores de redes nessas situações, calculado como o tempo que decorre entre a comunicação da situação de

emergência ao operador de rede e o instante de chegada ao local de uma equipa de assistência técnica. O tempo de resposta do operador da rede a situações de emergência, em cada ano gás, deve ser:

- Inferior a 90 minutos em pelo menos 80% das situações, para o operador da rede de transporte.
- Inferior a 60 minutos em pelo menos 80% destas situações, para os operadores das redes de distribuição.

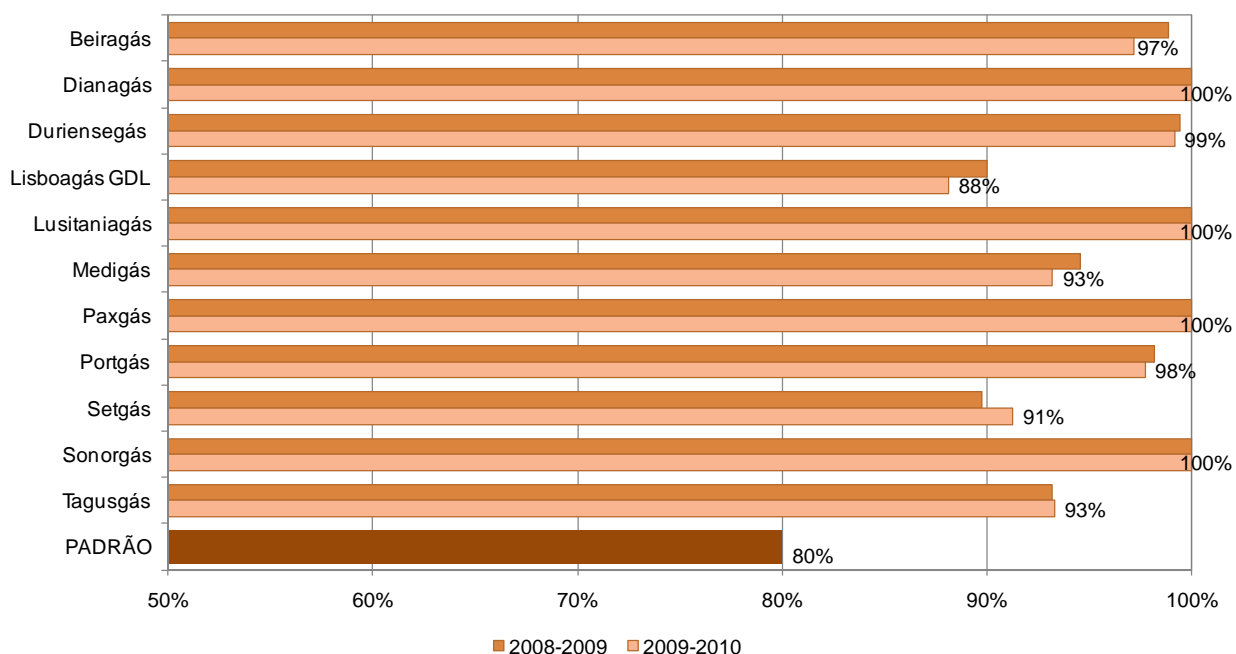
Para este indicador são consideradas todas as situações para as quais a comunicação foi identificada como sendo de emergência, mesmo que posteriormente, no local, se tenha constatado a inexistência de risco para pessoas ou bens.

A REN Gasodutos reportou a ausência de situações de emergência no ano gás 2009-2010, tal como já se havia verificado no ano gás anterior.

No ano gás 2009-2010, as empresas reportaram um total de 14 590 situações de emergência, valor muito semelhante ao registado no ano gás anterior.

Na figura seguinte apresentam-se os valores do indicador geral e respectivo padrão para os operadores das redes de distribuição.

Figura 5-6 – Situações de emergência comunicadas com tempo de resposta inferior a 60 minutos



Fonte dos dados: Empresas

O padrão do indicador foi cumprido por todas as empresas. As variações relativamente ao ano anterior não são significativas.

5.6 VISITA COMBINADA À INSTALAÇÃO DO CLIENTE

As visitas combinadas às instalações dos clientes devem ser marcadas por acordo entre o cliente e o comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista. Estes últimos devem posteriormente solicitar aos operadores das redes de distribuição o agendamento das visitas.

De acordo com o indicador individual previsto no RQS GN relativo à visita combinada, o operador da rede de distribuição deve iniciar a visita à instalação do cliente dentro de um dos seguintes intervalos de tempo previamente combinado:

- Com a duração máxima de duas horas e meia (modalidade de disponibilização obrigatória).
- De cinco horas, se o operador garantir ao cliente um pré-aviso com a antecedência de uma hora, por via telefónica, relativamente ao intervalo de 15 minutos em que é expectável o início da visita (modalidade de disponibilização opcional).

Tratando-se de um indicador individual, o incumprimento do prazo acordado para a realização da visita por facto imputável ao operador da rede de distribuição confere ao cliente o direito a uma compensação (20 euros). Quando a visita combinada não é realizada por ausência do cliente, este deve compensar o operador da rede de distribuição em montante idêntico.

O quadro seguinte apresenta a informação sobre visitas combinadas disponibilizada pelas empresas para o ano gás 2009-2010.

Quadro 5-2 – Visitas combinadas

Empresa	N.º total de visitas combinadas	Visitas realizadas fora do horário previsto		
		N.º	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)
Beiragás	900	0	0	0
Dianagás	1 328	0	0	0
Duriensegás	109	5	1	20
Lisboagás GDL	119 807	311	311	6 220
Lusitaniagás	2 136	56	0	0
Medigás	2 822	0	0	0
Paxgás	1 271	0	0	0
Portgás	17 830	39	39	780
Setgás	24 860	4	4	80
Sonorgás	336	0	0	0
Tagusgás (*)	5 396	888	1	20
TOTAL	176 795	1 303	356	7 120

(*) O número de visitas realizadas fora do horário previsto inclui situações de conversão de instalações.

Fonte dos dados: Empresas.

Os operadores das redes de distribuição registaram 176 795 visitas combinadas, o que corresponde a um aumento de 44% face ao ano gás anterior (122 649). Para esta variação concorrem diversos factores entre os quais a alteração de regras de registo seguidas pelas empresas e o aumento do número de clientes. As empresas registaram igualmente um aumento do número de visitas combinadas realizadas fora do horário acordado com o cliente. Todavia, o aspecto mais significativo refere-se ao facto do número de compensações pagas ser mais próximo do número de incumprimentos registados, face ao ano gás anterior.

Na Duriensegás e na Lusitaniagás verificaram-se atrasos no pagamento de compensações tendo as empresas informado que o pagamento foi efectuado durante o mês de Julho de 2010 (já no ano gás 2010-2011). Porém, regista-se uma discrepância nos valores da Tagusgás que apresenta valores de pagamento de compensações muito inferiores aos incumprimentos registados. A este respeito, a empresa informou que a maioria destas situações são operações de conversão de instalações. A algumas destas operações, dependendo das suas características, não é aplicável o indicador relativo às visitas combinadas, pelo que o número de visitas realizadas fora do horário previsto poderá vir a sofrer alterações.

Todas as empresas informaram a ERSE que o pagamento da compensação não necessita de solicitação prévia do cliente, conforme estabelecido no RQS GN.

Algumas empresas praticam modalidades alternativas de visita combinada às previstas no RQS GN, designadamente a marcação de uma hora certa com o cliente. Esta prática, mais favorável ao cliente, não contraria o RQS GN mas não deve impedir a obrigatoriedade do pagamento da compensação pela parte faltosa, em caso de incumprimento do horário acordado.

O quadro seguinte apresenta a informação por empresa relativa a visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente.

Quadro 5-3 – Visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente

Empresa	Visitas não realizadas por ausência do cliente	
	N.º de visitas	Valor das compensações pagas (€)
Beiragás	27	0
Dianagás	0	0
Duriensegás	33	0
Lisboagás GDL	8 015	0
Lusitaniagás	253	0
Medigás	0	0
Paxgás	0	0
Portgás	1 342	0
Setgás (^)	0	0
Sonorgás	0	0
Tagusgás	162	0
TOTAL (^)	9 832	0

(^) Informação incompleta no ano gás 2009-2010.

Fonte dos dados: Empresas

Os operadores das redes de distribuição que forneceram dados sobre as visitas não realizadas por ausência do cliente indicaram não ter cobrado quaisquer compensações aos clientes. Verificaram-se por parte dos clientes 9832 incumprimentos do intervalo de tempo acordado, o que representa um aumento de 41,3% face a 2008-2009 em que foram reportadas 6960 situações. No ano gás em análise, o número registado de incumprimentos por parte dos clientes representou cerca de 6% do total de visitas combinadas, valor significativo quando comparado com os incumprimentos por parte das empresas.

5.7 LEITURA DO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

Este indicador geral tem como objectivo aferir o cumprimento do intervalo máximo de 60 dias entre leituras consecutivas dos contadores.

O indicador em vigor no ano gás 2009-2010 foi alterado na última revisão do RQS GN, conforme havia já sido anunciado pela ERSE. O actual indicador é mais simples, pelo que se espera que seja possível às empresas apresentarem informação completa para o ano gás 2010-2011.

Para o ano gás 2009-2010, nenhuma empresa apresentou informação sobre o indicador que então vigorava. Somente a Portgás apresentou informação sobre a distribuição do número de leituras por intervalo de tempo entre leituras.

5.8 RESTABELECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

A interrupção do fornecimento pode ocorrer devido a factos imputáveis aos clientes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais. Nos casos em que a situação que deu origem à interrupção do fornecimento tenha sido ultrapassada e uma vez efectuados todos os pagamentos determinados legalmente, o RQS GN em vigor para o ano gás 2009-2010 estabelecia que o operador da rede de distribuição deveria repor o fornecimento de gás natural, nos seguintes prazos máximos:

- Até às 17 horas do dia útil seguinte à regularização da situação, no caso dos clientes domésticos e das pequenas empresas.
- No período de 8 horas a contar do momento da regularização da situação, para os restantes clientes.
- No prazo de 4 horas a contar do momento da regularização da situação, caso o cliente pague o preço para restabelecimento urgente previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

Nas situações em que o operador da rede de distribuição não cumpra os prazos acima referidos o cliente tem direito a uma compensação no valor de 20 euros.

O Quadro 5-4 apresenta o número total¹¹ de restabelecimentos de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, o número desses restabelecimentos em que não foram observados os períodos estabelecidos no RQS GN para a sua realização e o número e montante das compensações pagas¹².

¹¹ Inclui restabelecimentos urgentes e não urgentes a clientes domésticos, pequenas empresas e outros.

¹² De notar que existe um desfasamento entre o momento em que se verifica o incumprimento de um padrão individual e o pagamento da respectiva compensação. A este facto acrescem as situações em que, durante o ano gás em análise, foram pagas compensações em atraso do ano gás anterior.

Quadro 5-4 – Restabelecimento de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

Empresa	N.º total de restabelecimentos	Restabelecimentos realizados fora do horário previsto		
		N.º	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)
Beiragás	3 380	0	0	0
Dianagás	10	0	0	0
Duriensegás	2 353	7	7	140
Lisboagás GDL	49 268	5	5	100
Lusitaniagás	11 376	0	0	0
Medigás	526	0	0	0
Paxgás	11	0	0	0
Portgás	9 799	7	16	320
Setgás (^)	11 783	0	0	0
Sonorgás	1 627	0	0	0
Tagusgás	1 227	42	55	1 100
TOTAL (^)	91 360	61	83	1 660

(^) Informação incompleta no ano gás 2009-2010.

Fonte dos dados: Empresas

Pelo segundo ano gás consecutivo, os operadores das redes de distribuição registaram um aumento significativo do número de restabelecimentos de fornecimento. Verificaram-se 91 360 restabelecimentos de fornecimento, o que representa um aumento de cerca de 84% face ao ano gás anterior (49 712).

O Quadro 5-5 apresenta a informação relativa apenas aos restabelecimentos urgentes.

Quadro 5-5 – Restabelecimento urgente de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

Empresa	Nº de solicitações	Encargos cobrados a clientes (€)	N.º de restabelecimentos fora dos períodos previstos
Beiragás	865	7 742	0
Dianagás	0	0	0
Duriensegás	616	5 519	0
Lisboagás GDL	9 633	86 322	2
Lusitaniagás	3 399	0	0
Medigás	5	45	0
Paxgás	0	0	0
Portgás	0	0	0
Setgás (^)	2 373	21 262	0
Sonorgás	84	735	0
Tagusgás	41	367	9
TOTAL (^)	17 016	121 993	11

(^) Informação incompleta no ano gás 2009-2010.

Fonte dos dados: Empresas

A Portgás informou que não realiza restabelecimentos urgentes porque a emissão de ordens de serviço só funciona durante o horário laboral. Para prevenir a ocorrência desta situação, a empresa efectua restabelecimentos em períodos de meio-dia (da manhã para a tarde e da tarde para a manhã seguinte).

Apenas a Lisboagás GDL e a Tagusgás indicaram a ocorrência de restabelecimentos urgentes em que não cumpriram os prazos regulamentares, sendo que apenas a Lisboagás GDL indicou que efectuou os respectivos pagamentos de compensações. As situações de não pagamento das compensações reportadas pela Tagusgás estão ser objecto de análise pela ERSE.

Relativamente às empresas que realizam restabelecimentos urgentes, o peso deste serviço face ao total de restabelecimentos efectuados pela mesma empresa varia entre 29,9% (Lusitaniagás) e 1,0% (Medigás).

5.9 RECLAMAÇÕES

Sempre que um consumidor ou qualquer entidade abrangida pelo RQS GN considere que não foram acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas respeitantes às exigências de qualidade de serviço pode apresentar reclamação junto do comercializador com quem se relaciona. A resposta a reclamações é considerada um indicador individual de qualidade de serviço, pelo que a ausência de

resposta no prazo máximo de 20 dias úteis confere ao cliente o direito à compensação no valor de 20 euros.

De forma resumida, apresenta-se no Quadro 5-6 a informação reportada à ERSE sobre os tempos de resposta a reclamações pelos operadores de rede.

**Quadro 5-6 – Resposta a reclamações
(assuntos ORD e ORT)**

Empresa	Número total de reclamações	Respondidas até 20 dias úteis	Respondidas após 20 dias úteis	Compensações pagas (€)
Beiragás	1 457	1 457	0	0
Dianagás	199	199	0	0
Duriensegás	1 302	1 302	0	0
Lisboagás GDL	16 725	16 725	0	0
Lusitaniagás	6 396	6 396	0	0
Medigás	370	370	0	0
Paxgás	130	130	0	0
Portgás (Λ)	358	303	55	1 220
REN Gasodutos	16	15	1	0
Setgás	3 368	3 368	0	0
Sonorgás (**)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Tagusgás (**)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
TOTAL (Λ)	30 321	30 265	56	1 220

(**) Total das reclamações atribuído à comercialização de último recurso.

(Λ) Informação incompleta no ano gás 2009-2010.

(ΛΛ) Não considera as reclamações recebidas por correio electrónico.

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que a quase totalidade das empresas responde às reclamações até 20 dias úteis. Somente na Portgás o número de incumprimentos assume um valor significativo, quando comparado com o número de reclamações recebido, tendo a empresa pago as compensações devidas aos clientes.

No Quadro 5-7 apresenta-se informação semelhante referente aos comercializadores de último recurso.

**Quadro 5-7 – Resposta a reclamações
(assuntos CURR e CURG)**

Empresa	Número total de reclamações	Respondidas até 20 dias úteis	Respondidas após 20 dias úteis	Compensações pagas (€)
Beiragás	1 153	1 153	0	0
Dianagás	91	91	0	0
Duriensegás	950	950	0	0
EDP Gás Serviço Universal (M)	1 558	1 483	75	1 220
Lisboagás Comercialização	15 952	15 927	25	500
Lusitaniagás Comercialização	3 381	3 381	0	0
Medigás	197	197	0	0
Paxgás	69	69	0	0
Setgás Comercialização	1 957	1 957	0	0
Sonorgás (**)	130	130	0	0
Tagusgás (**)	1 944	1 235	709	13 120
Transgás	2	2	0	0
TOTAL	27 384	26 575	809	14 840

(**) Total das reclamações atribuído à comercialização

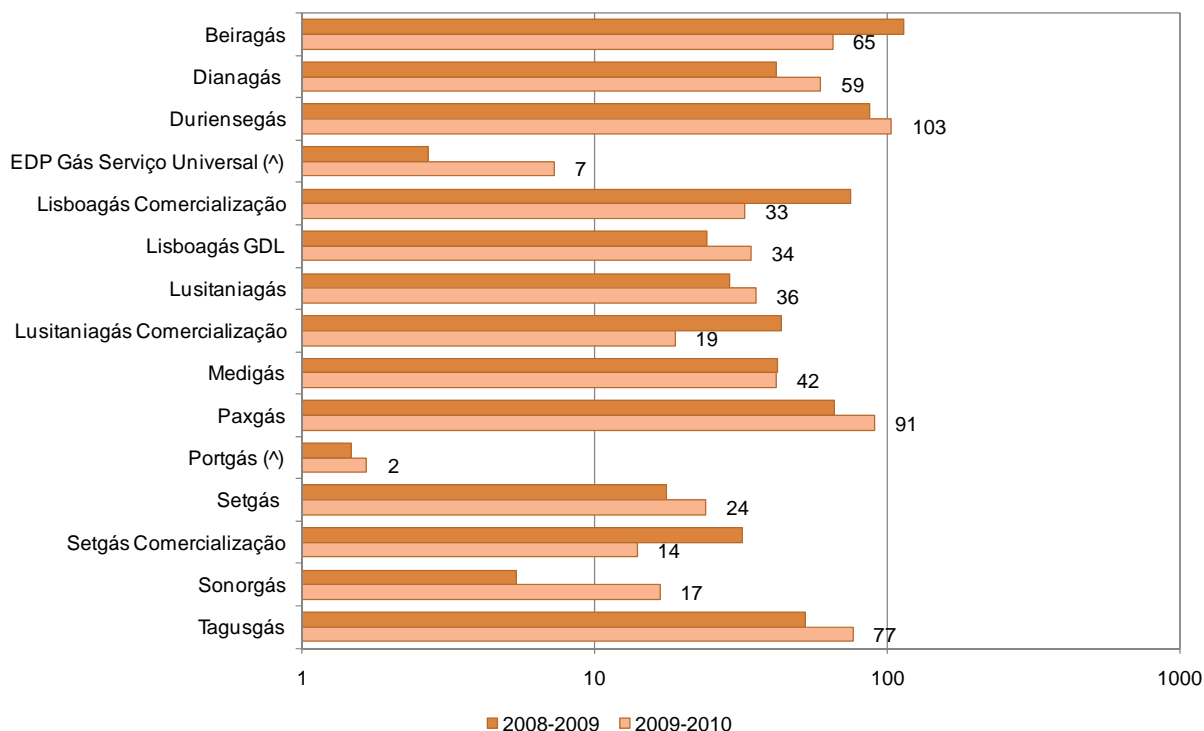
(M) Não considera as reclamações recebidas por correio electrónico.

Fonte dos dados: Empresas

O número total de reclamações (ORD e CURR) decresceu cerca de 26% relativamente ao ano gás anterior.

A comparação entre as várias empresas do número de reclamações recebidas deve ter em consideração a dimensão das empresas, nomeadamente o número de clientes, informação que se apresenta na figura seguinte. Alerta-se para o facto de a escala ser logarítmica.

Figura 5-7 – Número de reclamações por cada milhar de clientes



(^) Não considera as reclamações recebidas por correio electrónico

Fonte dos dados: Empresas

Na generalidade das empresas, os assuntos mais reclamados foram: facturação, interrupções de fornecimento e ligações às redes. O número de reclamações por cada milhar de clientes apresenta uma grande variabilidade entre empresas. Este assunto merecerá análise por parte da ERSE, designadamente nas reuniões de acompanhamento da evolução da qualidade de serviço comercial realizadas periodicamente com cada uma das empresas.

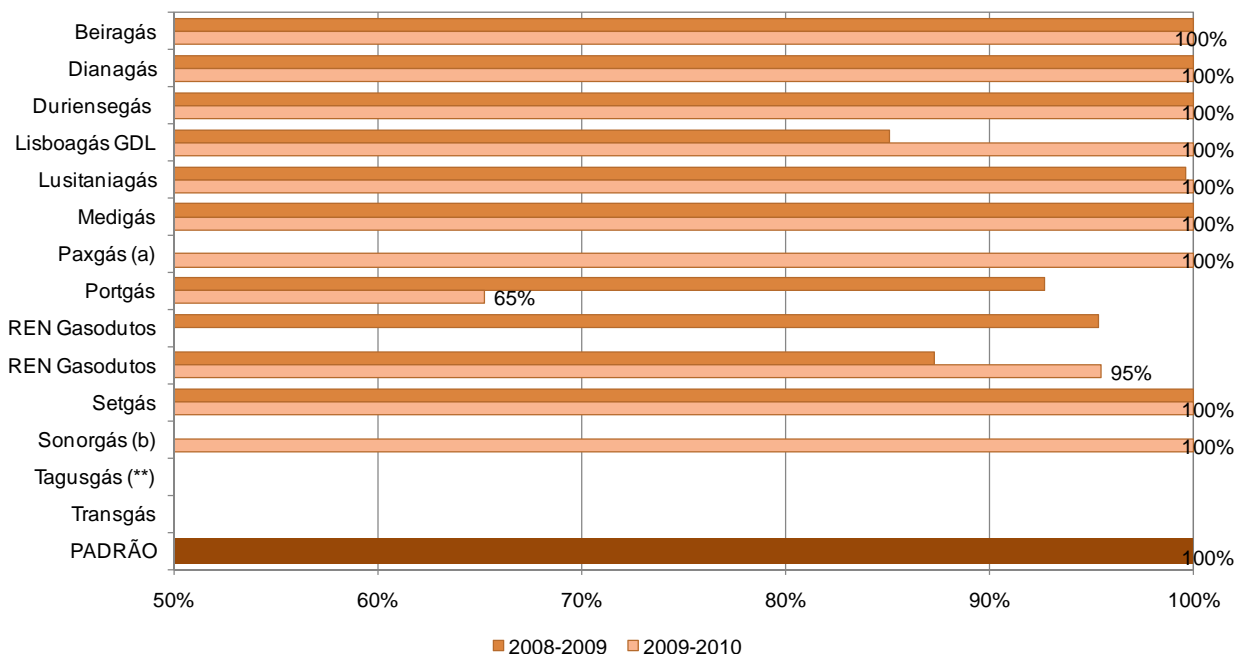
5.10 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

No ano gás 2009-2010, os operadores das redes e os comercializadores de último recurso retalhistas deviam responder a todos os pedidos de informação recebidos por escrito no prazo máximo de 15 dias úteis. Tratava-se de um indicador geral com um padrão de 100%¹³.

Na Figura 5-8 apresenta-se informação sobre este indicador relativa aos assuntos dos operadores das redes.

¹³ Disposição alterada a partir do ano gás 2010-2011, com a entrada em vigor do RQS GN aprovado em Março de 2010.

**Figura 5-8 – Resposta a pedidos de informação escritos
(assuntos ORD e ORT)**



(a) Para 2008-2009 não existe informação discriminada, tendo sido considerados todos os pedidos de informação na comercialização.

(b) Sem ocorrências em 2008-2009.

(**) Não existe informação discriminada pelo que esta é apresentada na comercialização.

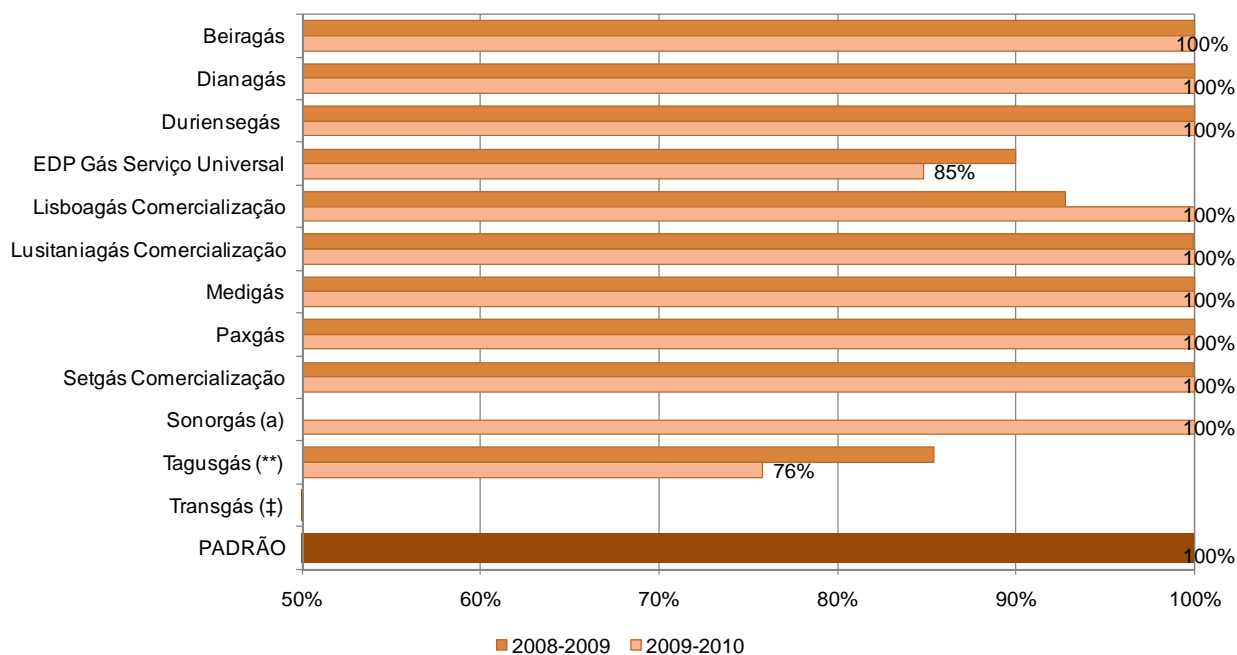
Fonte dos dados: Empresas

Face ao ano gás anterior, a maioria das empresas registou uma evolução positiva ao nível dos prazos de resposta aos pedidos de informação, cumprindo o padrão. A REN Gasodutos e a Portgás não cumpriram o padrão, apesar do número diminuto de pedidos de informação recebidos (88 e 46, respetivamente).

Os operadores das redes registaram um total de 6538 pedidos de informação por escrito, sendo os principais assuntos relativos às ligações às redes e leituras dos contadores. As empresas que apresentaram maior número de solicitações dos clientes por escrito são a Lisboagás GDL (4347) e a Lusitaniagás (1207).

Na Figura 5-9 apresenta-se informação semelhante relativa aos assuntos dos comercializadores de último recurso.

**Figura 5-9 - Resposta a pedidos de informação escritos
(assuntos CURR e CURG)**



(a) Sem ocorrências em 2008-2009.

(**) Não existe informação discriminada pelo que esta é apresentada na comercialização.

(‡) Sem ocorrências em 2008-2009 e 2009-2010.

Fonte dos dados: Empresas

Apenas a EDP Gás Serviço Universal e a Tagusgás não cumpriram o padrão. No conjunto dos comercializadores de último recurso retalhista foram recebidos por escrito 20 618 pedidos de informação. Os principais temas sobre os quais os clientes solicitaram informação foram: a liberalização do mercado, as tarifas e as questões contratuais. Salienta-se que o contacto preferencial utilizado pelos clientes para efeitos de esclarecimento é o atendimento telefónico.

5.11 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS

O RQS GN prevê que os operadores das redes de distribuição mantenham um registo actualizado de clientes com necessidades especiais. Conforme se observa no quadro seguinte, o número total de clientes com necessidades especiais no final do ano gás 2009-2010 era de 64, sendo a maioria clientes com deficiências visuais e clientes com deficiências auditivas.

Quadro 5-8 – Clientes com necessidades especiais

Número de clientes com necessidades especiais no final do ano gás 2009-2010					
Empresa	Deficiências visuais	Deficiências auditivas	Deficiências no domínio da comunicação oral	Deficiências no olfacto	Total
Beiragás	0	0	1	0	1
Dianagás	0	0	0	0	0
Duriensegás	0	0	0	0	0
Lisboagás GDL	21	19	6	0	46
Lusitaniagás	0	0	0	0	0
Medigás	0	0	0	0	0
Paxgás	0	0	0	0	0
Portgás	0	0	0	0	0
Setgás	8	4	5	0	17
Sonorgás	0	0	0	0	0
Tagusgás	0	0	0	0	0
TOTAL	29	23	12	0	64

Fonte dos dados: Empresas

O RQS GN prevê que os operadores das redes de distribuição mantenham um registo actualizado de clientes prioritários, ou seja, aqueles a quem a interrupção do fornecimento de gás natural provoca danos elevados na sua actividade. No Quadro 5-9 apresenta-se o número total de clientes prioritários (2115), discriminado por empresa. O maior número de clientes prioritários respeita aos estabelecimentos do ensino básico, seguidos das instalações hospitalares e equiparadas.

Quadro 5-9 – Clientes prioritários

Número de clientes prioritários no final do ano gás 2009-2010										
Empresa	Hospitais, centros de saúde ou equiparados	Ensino básico	Instalações de segurança nacional	Abastecimento de transportes públicos	Bombeiros	Protecção civil	Forças de segurança	Instalações penitenciárias	Outro tipo	Total
Beiragás	27	127	1	0	7	6	6	1	0	175
Dianagás	3	14	0	0	1	0	0	0	0	18
Duriensegás	15	63	0	0	3	0	2	2	21	106
Lisboagás GDL	228	402	25	20	0	13	24	0	3	715
Lusitaniagás	87	140	0	1	14	4	28	3	373	650
Medigás	4	8	0	0	0	0	0	0	0	12
Paxgás	1	3	0	0	0	0	0	0	0	4
Portgás	123	41	5	9	8	0	7	3	0	196
Setgás	13	107	7	0	0	0	0	0	2	129
Sonorgás	9	9	0	0	2	0	4	0	41	65
Tagusgás	18	23	0	0	1	0	2	1	0	45
TOTAL	528	937	38	30	36	23	73	10	440	2 115

Fonte dos dados: Empresas

5.12 SÍNTESE DOS INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

Quadro 5-10 – Cumprimento dos padrões dos indicadores gerais

Cumprimento dos padrões dos indicadores gerais	PADRÃO	Beiragás	Dianagás	Durtensegás	EDP Gás Serviço Universal	Lisboagás Comercialização	Lisboagás GDL	Lusitaniagás	Lusitaniagás Comercialização	Medigás	Paxgás	Portgás	REN Gasodutos	Setgás	Setgás Comercialização	Sonorgás	Tagugás	Transgás
		Percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos	85%	99%	97%	94%	98%	96%	97%	92%	92%	99%	n.d.	98%	n.a.	97%	97%	100%
Percentagem de atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	85%	94%	94%	96%	92%	95%	95%	94%	94%	94%	94%	100%	n.a.	94%	94%	88%	98%	n.a.
Frequência de leituras dos contadores (%)	85%	n.d.	n.d.	n.d.	n.a.	n.a.	n.d.	n.d.	n.a.	n.d.	n.d.	n.d.	n.a.	n.d.	n.a.	n.d.	n.d.	n.a.
Percentagem de assistências técnicas, após comunicação de avaria na alimentação individual de clientes domésticos, com intervenção inferior ou igual a 4 horas	90%	100%	100%	100%	n.a.	n.a.	99%	100%	n.a.	100%	100%	100%	n.a.	100%	n.a.	100%	100%	n.a.
Percentagem de assistências técnicas, após comunicação de avaria na alimentação individual de clientes não domésticos, com intervenção inferior ou igual a 3 horas	90%	n.d.	100%	100%	n.a.	n.a.	99%	n.d.	n.a.	100%	100%	100%	n.a.	100%	n.a.	100%	99%	n.a.
Percentagem de respostas a situações de emergência com prazo de chegada ao local inferior ou igual a 60 minutos (operadores das redes de distribuição)	80%	97%	100%	99%	n.a.	n.a.	88%	100%	n.a.	93%	100%	98%	n.a.	91%	n.a.	100%	93%	n.a.
Percentagem de respostas a situações de emergência com prazo de chegada ao local inferior ou igual a 90 minutos (operador da rede de transporte)	80%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	(a)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Percentagem de respostas a pedidos de informação escritos em prazo inferior ou igual a 15 dias úteis	100%	100%	100%	100%	85%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	65%	95%	100%	100%	100%	76%	(a)

Legenda:

n.a. não aplicável. n.d. não disponível.

(a) Não foram registadas ocorrências.

Cumpriu

Não cumpriu

Informação não disponível ou incompleta


Fonte dos dados: Empresas

Quadro 5-11 – Informação relativa a indicadores individuais

Cumprimento dos padrões dos indicadores individuais		Beirgás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás Serviço Universal	Lisboagás Comercialização	Lisboagás GDL	Lusitaniagás	Lusitaniagás Comercialização	Medigás	Paxgás	Portgás	REN Gasodutos	Setgás	Setgás Comercialização	Sonorgás	Tagusgás	Transgás
Activação de fornecimento	Disponibilização de informação				n.a.	n.a.			n.a.				n.a.		n.a.			n.a.
	Pagamento de compensações não depende de solicitação dos clientes				n.a.	n.a.			n.a.				n.a.		n.a.			n.a.
Visita combinada	Disponibilização de informação				n.a.	n.a.			n.a.				n.a.					n.a.
	Pagamento de compensações não depende de solicitação dos clientes				n.a.	n.a.			n.a.				n.a.					n.a.
Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	Disponibilização de informação				n.a.	n.a.			n.a.				n.a.		n.a.			n.a.
	Pagamento de compensações não depende de solicitação dos clientes				n.a.	n.a.			n.a.				n.a.		n.a.			n.a.
Resposta a reclamações	Disponibilização de informação																	
	Pagamento de compensações não depende de solicitação dos clientes																	

Legenda:

 Cumpriu

 Informação não disponível ou incompleta

 Não cumpriu

n.a. não aplicável

Fonte dos dados: Empresas

6 RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS

De acordo com o estabelecido regulamentarmente, as empresas devem publicar e enviar à ERSE um exemplar do respectivo relatório da qualidade de serviço até 15 de Novembro.

O RQS GN prevê um conteúdo mínimo, ou seja, o conjunto de matérias que deve obrigatoriamente constar nos relatórios da qualidade de serviço das empresas.

Nos quadros seguintes é verificado o cumprimento do conteúdo mínimo previsto no RQS GN, sem avaliar a qualidade da informação prestada e a forma como é apresentada. Com a cor verde são assinaladas as situações em que a empresa cumpre o previsto no RQS GN, ou seja, se a empresa abordou a matéria no seu relatório. A cor vermelha é utilizada nos casos contrários. A cor laranja é utilizada quando a empresa inclui a matéria em análise mas não discrimina a informação nos termos previstos regulamentarmente. A cor branca sinaliza as situações em que não foi possível avaliar a matéria em causa.

Quadro 6-1 – Relatórios de qualidade de serviço dos operadores de infra-estruturas, ano gás 2009-2010

Relatórios de qualidade de serviço	REN Gasodutos	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás GDL	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
	Entrega à ERSE (prazo regulamentar)											
Conteúdo previsto no RQS GN												
Indicadores gerais de continuidade de serviço												
Indicadores individuais de continuidade de serviço	n.a.											
Características do gás natural												
Pressão de fornecimento de GN aos clientes	n.a.											
Indicadores gerais de qualidade comercial												
Indicadores individuais de qualidade comercial												
Compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões de qualidade comercial	Número											
	Montante											
	Por indicador											
	Por tipo de cliente											
	Por nível de pressão											
Compensações pagas ao operador de rede por incumprimento dos clientes	Número	n.a.										
	Montante	n.a.										
Reclamações apresentadas	Número											
	Natureza											
	Por tipo de entidade											
Número de clientes prioritários	n.a.											
Número de clientes com necessidades especiais	n.a.											
Iniciativas para melhorar o relacionamento com clientes prioritários e clientes com necessidades especiais	n.a.											
Informação quantitativa e qualitativa sobre os incidentes mais significativos												
Descrição das acções mais relevantes realizadas para melhoria da qualidade de serviço												

Legenda:
n.a. não aplicável

Cumpriu Não cumpriu
 Não avaliado Informação incompleta

Quadro 6-2 – Relatórios de qualidade de serviço dos comercializadores de último recurso retalhistas, ano gás 2009-2010

Relatórios de qualidade de serviço		Transgás	EDP Gás Serviço Universal	Lisboagás Comercialização	Lusitaniagás Comercialização	Setgás Comercialização
Entrega à ERSE (prazo regulamentar)						
Conteúdo previsto no RQS GN						
Indicadores gerais de qualidade comercial						
Indicadores individuais de qualidade comercial						
Compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões de qualidade comercial	Número					
	Montante					
	Por indicador					
	Por tipo de cliente					
	Por nível de pressão					
Compensações pagas ao operador de rede por incumprimento dos clientes	Número					
	Montante					
Reclamações apresentadas	Número					
	Natureza					
	Por tipo de entidade					
Número de clientes prioritários						
Número de clientes com necessidades especiais						
Iniciativas para melhorar o relacionamento com clientes prioritários e clientes com necessidades especiais						
Descrição das acções mais relevantes realizadas para melhoria da qualidade de serviço						

Legenda:
n.a. não aplicável

Cumpriu
 Não cumpriu
 Informação incompleta
 Não avaliado

Nota: A avaliação do conteúdo dos relatórios das empresas que não são obrigadas a separar as actividades de CUR e ORD encontra-se no quadro anterior.

Relativamente à abordagem e à qualidade da informação apresentada nos relatórios, considera-se que deve ser alvo de melhoria, nomeadamente nos aspectos descritivos das ocorrências verificadas, nas acções realizadas para a melhoria da qualidade de serviço e no relacionamento com clientes prioritários e clientes com necessidades especiais. Tal como previsto no RQS GN, a informação de continuidade de serviço das redes de distribuição deve ser tendencialmente apresentada de forma discriminada por concelho, por nível de pressão e por escalões de consumo. Em especial, os relatórios das empresas do Grupo Galp devem ser alvo de uma elaboração mais cuidada, no rigor e na forma como a informação é apresentada e nos textos expositivos.

Atendendo ainda ao estabelecido regulamentarmente, as empresas devem empenhar-se na elaboração do seu relatório da qualidade de serviço de forma a torná-lo acessível ao público a que se destina, nomeadamente os diferentes segmentos de clientes que abastece.

ANEXO

I. PONTOS DE ENTREGA DA RNTGN

Código	Identificação/tipo de ponto de entrega	Pressão de entrega (bar)	Localização
PT1101100001059100FW	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Setúbal - Lote 1
PT1101100001109100LT	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Seixal - Lote 1
PT1101100001119100QH	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Palmela - Lote 1
PT1101100001129100ZJ	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Seixal - Lote 1
PT1101100001139100NP	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Rio Frio - Lote 1
PT1101100001149100XA	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Alcochete - Lote 1
PT1101100001159100FK	Cliente AP - EDP/FISIPE	33 a 37	Barreiro - Lote 1
PT1101100001179100AB	Ligação à rede de distribuição - Setgás	14 a 17	Benavente - Lote 1
PT1101100001189100RY	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	14 a 17	Castanheira do Ribatejo - Lote 1
PT1101100001209100LL	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	14 a 17	Frielas - Lote 1
PT1101100001219100VZ	Cliente AP - Central Termoeléctrica do Carregado	7 a 9	Carregado - Lote 1
PT1101100001229100SD	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	6 a 9	Bucelas - Lote 1
PT1101100001239100JG	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	14 a 17	Alpriate - Lote 1
PT1101100001279200PS	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	17 a 20	Alpriate - Lote 1
PT1101100001259100PV	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	9 a 12	Alenquer - Lote 1
PT1101100001269100YN	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado do Ribatejo	30 a 34	Carregado - Lote 1
PT1101100001309100CS	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	14 a 17	Cartaxo - Lote 1
PT1101100001319100HX	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	14 a 17	Abrigada - Lote 1
PT1101100001359100DJ	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	14 a 17	Torres Vedras - Lote 1
PT1101100001369100FP	Ligação à rede de distribuição - Lisboagás	14 a 17	Torres Vedras - Lote 1
PT1101100001409100KB	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Rio Maior - Lote 1
PT1101100002069100JA	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Porto de Mós - Lote 1
PT1101100002069200VB	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Porto de Mós - Lote 1
PT1101100002089100PQ	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Maceira - Lote 1
PT1101100002159100QG	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Leiria - Lote 1
PT1101100002509100FJ	Cliente AP - Renoeste	39 a 43	Carriço - Lote 2
PT1101100002519100MP	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Leirosa - Lote 2
PT1101100002519200DQ	Cliente AP - Soporgen/Soporcel	25 a 28	Leirosa - Lote 2
PT1101100002539100TK	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado de Lavos	*	Lavos - Lote 2

Código	Identificação/tipo de ponto de entrega	Pressão de entrega (bar)	Localização
PT1101100002549100KQ	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado de Lares	33 a 38	Lares - Lote 2
PT1101100002549200AR	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado de Lares	34 a 38	Lares - Lote 2
PT1101100002549300FD	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado de Lares	3,5 a 5	Lares - Lote 2
PT1101100002559100LB	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Pombal - Lote 2
PT1101100002719100FT	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Montemor - Lote 2
PT1101100002739100WJ	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Condeixa - Lote 2
PT1101100003009100BQ	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Ameal - Lote 2
PT1101100003059100TZ	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Coimbra - Lote 2
PT1101100003069100KD	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Souselas - Lote 2
PT1101100003109100NN	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Mealhada - Lote 2
PT1101100003169100EM	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Cantanhede - Lote 2
PT1101100003219100BA	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Oliveira do Bairro - Lote 2
PT1101100003229100PK	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Oiã - Lote 2
PT1101100003259100WY	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Aveiro - Lote 2
PT1101100003269100TR	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Aveiro - Lote 2
PT1101100003309100ZG	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Roxico - Lote 2
PT1101100003359100AW	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Estarreja - Lote 2
PT1101100003369100TC	Cliente AP - Air Liquide	37 a 38	Estarreja - Lote 2
PT1101100003459100AK	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Vila da Feira - Lote 2
PT1101100003559100GV	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Fiães - Lote 2
PT1101100003609100QS	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Vila Nova de Gaia - Lote 2
PT1101100003619100ZX	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Avintes - Lote 2
PT1101100003659100MJ	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro	28,5 a 31,5	Porto - Lote 2
PT1101100004059100PC	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Valongo - Lote 2
PT1101100004109100CH	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Maia - Lote 2
PT1101100004149100BK	Cliente AP - Galpower (refinaria de Matosinhos)	*	Leça - Lote 2
PT1101100004159100DQ	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Santo Tirso - Lote 2
PT1101100004209100KZ	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Vila Nova de Famalicão - Lote 2
PT1101100005009100MM	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Braga - Lote 4
PT1101100005119100AL	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Barcelos - Lote 4

Código	Identificação/tipo de ponto de entrega	Pressão de entrega (bar)	Localização
PT1101100005179100JN	Cliente AP - Portucel	38 a 43	Viana do Castelo - Lote 4
PT1101100005179200VC	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Viana do Castelo - Lote 4
PT1101100005309100FQ	Ligação à rede de distribuição - EDP Gás Serviço Universal	14 a 17	Ponte de Lima - Lote 4
PT1101100007009100KV	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	14 a 17	Campo Maior - Lote 3
PT1101100008009100FT	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	3 a 4	Ponte de Sôr - Lote 3
PT1101100008109100FL	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	10 a 13	Pêgo - Lote 3
PT1101100008119100MZ	Cliente AP - Central de Ciclo Combinado do Pego	36 a 41	Pêgo - Lote 3
PT1101100008309100DB	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	15,6 a 17,4	Asseiceira - Lote 3
PT1101100008409100XF	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	14 a 17	Sabacheira - Lote 3
PT1101100008559100TR	Ligação à rede de distribuição - Lusitaniagás	14 a 17	Madalena - Lote 3
PT1101100010079100PT	Ligação à rede de distribuição - Tagusgás	15 a 18	Portalegre - Lote 5
PT1101100010159100JY	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Vila Velha de Ródão - Lote 5
PT1101100010209100WG	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Castelo Branco - Lote 5
PT1101100010309100AT	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Fundão - Lote 5
PT1101100010359100ZK	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Covilhã - Lote 5
PT1101100010459100SV	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Guarda - Lote 5
PT1101100011109100DZ	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Mortágua - Lote 6
PT1101100011159100KN	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Santa Comba Dão - Lote 6
PT1101100011209100XX	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	3 a 4	Tondela - Lote 6
PT1101100011279100VK	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Viseu - Lote 6
PT1101100011309100BY	Ligação à rede de distribuição - Beiragás	14 a 17	Mangualde - Lote 6
PT1101100012209100HQ	Cliente AP - Portucel	39 a 43	Mitrena - Lote 7
PT1101100012509100KG	Ligação à rede de distribuição - Dianagás	*	Santo André - Lote 7
PT1101100012609100ET	Cliente AP - Refinaria de Sines	40 a 46	Chaparral - Lote 7
PT1101100012619100LH	Clientes AP - Repsol e Artenius	41 a 45	Chaparral - Lote 7
PT1101100012809100TS	Ligação à rede de distribuição - Dianagás	6 a 9	Sines - Lote 7

* No final do ano gás 2009-2010, o abastecimento destes clientes ainda não se tinha iniciado e a gama de pressão de entrega não estava definida.