



**Liberalização de Mercados de Gás Natural:
Experiências Internacionais
em Programas de *Gas Release***

Colaboradores

Coordenação Geral

Heloísa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Ferreira Alfradique

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Equipe Técnica

Claudia Maria Chagas Bonelli

Gabriel Lacerda da Silva

Laura Cristina Daltro Cardoso

Nelson Pereira Filho

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/01/2025





VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. NESTA NOTA TÉCNICA, A EPE OFERECE UM PANORAMA DOS PROGRAMAS DE LIBERAÇÃO DE GÁS NATURAL REALIZADOS EM PAÍSES SELECIONADOS, SUAS CARACTERÍSTICAS E RESULTADOS ALCANÇADOS ENQUANTO INSTRUMENTOS DE LIBERALIZAÇÃO DE MERCADOS DE GÁS NATURAL. COM ISSO, ESTA PUBLICAÇÃO REALIZA UM BENCHMARKING REGULATÓRIO DE PROGRAMAS DE GAS RELEASE, INSTRUMENTO PREVISTO NA REGULAÇÃO BRASILEIRA DO SETOR DE GÁS NATURAL, COM ENFOQUE NA EFICÁCIA DE DIFERENTES DESENHOS DE PROGRAMA NA OBTENÇÃO DE UM MERCADO ABERTO, COM MAIOR NÚMERO DE OFERTANTES OU COMERCIALIZADORES, E COM FORMAÇÃO DE PREÇOS COMPETITIVOS. O ESTUDO SE INSERE NO CONTEXTO DE PROGRESSIVOS ESFORÇOS BRASILEIROS QUE VISAM PROMOVER A FORMAÇÃO DE UM MERCADO CONCORRENCIAL DE GÁS NATURAL NO PAÍS.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Empresa de Pesquisa Energética

Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valério

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-
Energéticos e Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

Sumário

Introdução	1
1. Considerações sobre programas de <i>Gas Release</i> no âmbito da liberalização dos mercados de gás natural	3
2. Experiências internacionais relativas a programas de liberalização de mercados de gás natural	7
2.1. Programas promovidos no âmbito da regulação de empresas monopolistas verticalmente integradas	7
2.1.1. A experiência do Reino Unido	7
2.1.2. A experiência da Itália.....	13
2.1.3. A experiência da Espanha	18
2.2. Programas promovidos no âmbito de medidas antitruste	24
2.2.1. A experiência da Hungria.....	24
2.2.2. A experiência da Alemanha	29
3. Análise comparativa de programas de <i>gas release</i>	36
3.1. Programas de <i>gas release</i> – parâmetros a serem considerados.....	36
3.2. Características dos programas de cada país em função dos parâmetros considerados	37
4. Panorama do mercado de gás no Brasil	40
5. Considerações Finais	44
Bibliografia	46

Lista de Figuras

Figura 1: Cronologia de programas de <i>gas release</i> abordados nesta Nota Técnica	6
Figura 2: Estrutura do setor de gás natural do Reino Unido antes das medidas de liberalização.....	8
Figura 3: Infraestrutura de gás natural do Reino Unido em 2010	11
Figura 4: Estrutura do setor de gás natural do Reino Unido após as medidas de liberalização	12
Figura 5: Estrutura do setor de gás natural da Itália antes das medidas de liberalização.....	14
Figura 6: Infraestrutura de gás natural da Itália em 2010	16
Figura 7: Estrutura do setor de gás natural da Itália após as medidas de liberalização	17
Figura 8: Infraestrutura de gás natural da Espanha em 2010.....	18
Figura 9: Estrutura do setor de gás natural da Espanha antes das medidas de liberalização	19
Figura 10: Estrutura do setor de gás natural da Espanha após as medidas de liberalização.....	23
Figura 11: Participação de mercado por percentual do volume de gás comercializado na Espanha de 2000 a 2009.	24
Figura 12: Estrutura do setor de gás natural da Hungria antes das medidas de liberalização	25
Figura 13: Infraestrutura de gás da Hungria em 2010	27
Figura 14: Estrutura do setor de gás natural da Hungria após as medidas de liberalização	28
Figura 15: Estrutura do setor de gás natural da Alemanha antes das medidas de liberalização	29
Figura 16: Volumes disponibilizados no programa anual de <i>gas release</i> da Alemanha	32
Figura 17: Infraestrutura de gás da Alemanha em 2010.....	32
Figura 18: Estrutura do setor de gás natural da Alemanha após as medidas de liberalização.....	34
Figura 19: Linha do tempo da regulação de gás natural no Brasil.....	43

Lista de Tabelas

Tabela 1: Diretivas Europeias - objetivos e medidas relacionadas a <i>gas release</i>	5
Tabela 2: Evolução do mercado de gás natural na Espanha ao longo do programa de <i>gas release</i>	22
Tabela 3: Resultados dos leilões de <i>gas release</i> da E.ON Ruhrgas entre 2003 e 2008.	34
Tabela 4: Características dos programas de <i>gas release</i> de cada país em função dos parâmetros adotados.....	38

Introdução

Os mercados de gás natural ao redor do mundo se desenvolveram de maneiras diferentes. Enquanto nos Estados Unidos e no Reino Unido esse desenvolvimento se baseou na produção doméstica de gás natural em diversos campos de médio e pequeno porte, outros países tiveram seus mercados desenvolvidos a partir da importação de grandes volumes, por meio de contratos de longo prazo com países detentores das maiores reservas. Por isso, a análise comparativa das experiências competitivas de distintos mercados de gás natural é um exercício complexo. É importante reconhecer as fortes semelhanças e diferenças entre estes mercados, as quais influenciam a aplicabilidade da análise comparativa (EPE, 2021).

Além da autossuficiência no suprimento de gás, outros fatores-chave afetaram o desempenho de mercados internacionais de gás natural ao longo do tempo, como: a maturidade da rede; o desenvolvimento de mercados *spot* e de futuros; o fim dos contratos *take-or-pay*¹; a resposta de preço a curto prazo para a elasticidade da demanda; as estruturas de estocagem subterrânea e a estruturação da indústria de gás natural. Em função destas características intrínsecas, mercados de gás como o americano e o canadense já se desenvolveram, desde o início de sua formação, com a competição entre múltiplos agentes. Enquanto isso, em outros mercados, como na maior parte dos países europeus, foram criadas grandes empresas estatais detentoras de monopólios para desenvolver a infraestrutura de gasodutos, assim como para comprar o gás junto aos produtores e vendê-lo aos consumidores finais. Nestes países, a competição foi estimulada em um segundo momento por meio de políticas governamentais e de diretrizes da Comunidade Europeia, que liberalizaram o mercado e promoveram a entrada de novos agentes privados nas atividades de comercialização (IEA, 1998).

Entretanto, a simples existência de previsão legal de entrada desses novos agentes não foi suficiente para que eles se arrissem nesses mercados ainda dominados por grandes empresas monopolistas. Por isso, fez-se necessária a criação, pelos governos europeus, de uma série de medidas regulamentares para diminuir a influência dessas empresas dominantes e reduzir sua parcela de participação no mercado de comercialização de gás natural.

A essência por trás destas medidas é o conceito de regulação assimétrica, segundo o qual diferentes agentes dentro de uma dada cadeia produtiva estão sujeitos a normas distintas. A regulação assimétrica pode ser utilizada para ajudar a criar um ambiente competitivo mais justo ao evitar que o agente incumbente² abuse do seu poder de mercado, para proteger a inovação, ou ainda, para proteger os consumidores. Os programas de *gas release* são exemplos de regulação assimétrica aplicada à cadeia do gás natural (Clastres, 2005).

Os programas de *gas release* se caracterizam pela venda obrigatória de gás natural por parte do agente dominante de mercado, para comercializadores ou consumidores finais. As experiências internacionais revelam que a desconcentração regulada de mercados envolve a substituição de uma estrutura de monopólio existente por outra mais competitiva ou a reversão de processos anticompetitivos oriundos de fusão de companhias, através de diferentes mecanismos, sendo um deles o *gas release*.

Nesta venda obrigatória consta a avaliação dos volumes de gás natural necessários para tornar o mercado mais competitivo no fornecimento da molécula ou para conferir mais transparência às operações do agente dominante, inibindo condutas anticompetitivas e construindo o arcabouço normativo e institucional para ações mais incisivas de desconcentração, caso se avaliem necessárias. Para esta venda, também são avaliados e definidos o preço mínimo inicial e a duração do programa de *gas release*, entre outros parâmetros.

¹ Contratos *take-or-pay* são aqueles que estabelecem volumes de gás contratados que devem ser pagos, independentemente de terem sido consumidos.

² Agente econômico ou empresa que detém uma cota de mercado majoritária ou dominante.

Com o objetivo de se aprofundar sobre esse tipo de programa, a presente Nota Técnica apresenta experiências internacionais de programas de *gas release* implementados em países europeus, assim como uma análise de seus resultados e efetividade na redução da concentração de seus mercados de gás natural. Foram trazidas experiências de implementação desse tipo de programa, ilustrando a evolução histórica e regulatória de seus mercados de gás natural.

No que se refere à estruturação, este documento está organizado em 4 capítulos, além desta Introdução. O capítulo 1 apresenta considerações sobre programas de *gas release* no âmbito da liberalização dos mercados de gás natural. Já o capítulo 2 traz algumas experiências internacionais relativas a programas de *gas release*, dividindo-as em duas categorias: aquelas voltadas a empresas monopolistas do setor de gás e as que foram realizadas no âmbito de medidas antitruste, além da modificação dos mercados como resultado desses programas. No capítulo 3, é feita uma análise comparativa de programas de *gas release*, apresentando os parâmetros que devem ser considerados nestes programas e sua aplicabilidade em cada país estudado. No capítulo 4, apresentamos um panorama da liberalização do mercado de gás natural em curso no Brasil. Finalmente, no capítulo 5, traçam-se as considerações finais relativas às experiências europeias de programas de *gas release* e os seus principais impactos.

1. Considerações sobre programas de *Gas Release* no âmbito da liberalização dos mercados de gás natural

Para apresentar o histórico dos programas de *gas release*, é necessário colocar em foco a trajetória do mercado de gás natural europeu, já que esse foi o continente onde a maior parte dos programas se desenvolveu. Este mercado surgiu após o fim da Segunda Guerra Mundial, mas tornou-se significativo apenas no final dos anos 1960 e início dos anos 1970. A maior parte da indústria europeia de gás natural evoluiu a partir da presença de grandes empresas estatais verticalizadas, que detinham monopólios regulados com funções de importação, transporte e comercialização de gás natural (Clastres, 2005). Algumas empresas privadas, como a alemã Ruhrgas, também detinham posições dominantes em diversos elos da cadeia de gás natural (UNECE, 2012).

Na maioria dos países europeus, o serviço de distribuição era realizado pelas autoridades regionais e locais sob a forma de monopólios locais de distribuição. Em alguns países, como a França, a Espanha e o Reino Unido, os serviços de distribuição e transporte foram integrados e eram feitos pela mesma empresa (UNECE, 2012).

Esse formato de operador monopolista verticalmente integrado permitiu aos países europeus alcançarem economias de escala, coordenação e segurança de abastecimento. Em função da necessidade de investimentos vultosos, redução de custos e ganhos de eficiência, os modelos monopolistas foram considerados a melhor solução na época em que se desenvolveram esses mercados, visto que seus ganhos de escala poderiam proporcionar preços mais baixos aos consumidores (Clastres, 2005). Complementarmente, considerava-se que os insumos energéticos, pelas suas dimensões estratégica e social, não poderiam estar sujeitos às regras do mercado. Os dois choques de petróleo da década de 1970 reforçaram ainda mais a ideia de importância estratégica dessas políticas energéticas. Em grande parte dos países europeus, formou-se a percepção de que os monopólios estatais com exclusividade de importação eram necessários para garantir um equilíbrio de forças frente aos países produtores. (École nationale d'administration, 2001).

Nesse período, as empresas de transporte eram proprietárias dos sistemas de gasodutos e tinham acesso exclusivo a eles. Esta posição conferia-lhes um poder de mercado considerável em relação aos consumidores, incluindo a possibilidade de cobrar diferentes tarifas para cada categoria de consumidor, de acordo com os preços dos energéticos substitutos disponíveis.

Embora considerado eficiente durante certo período, alguns problemas desse modelo monopolista passaram a ser percebidos, como os excessos burocráticos, as assimetrias de informação e a falta de flexibilidade. Como consequência, a Comissão Europeia decidiu liberalizar a parte do mercado de gás onde a concorrência pudesse ser exercida e regular as atividades em que não fosse viável estabelecer um modelo concorrencial, ou seja, atividades de movimentação de gás por gasodutos, consideradas monopólios naturais. A liberalização promovida na União Europeia foi inspirada na liberalização do setor de energia e gás natural promovida no Reino Unido a partir da década de 1980 (Clastres, 2005).

Atuando nesse sentido, a Diretiva 98/30/CE foi publicada pela Comissão Europeia em 1998 para organizar a abertura dos mercados de gás. Essa Diretiva continha várias diretrizes que cada país membro deveria respeitar e adaptar ao seu mercado, entre elas estavam o acesso de terceiros às infraestruturas, a desverticalização das empresas do setor e a simetria de acesso à informação (Clastres, 2005). A Diretiva de 22 de junho de 1998, também estabeleceu, em seu artigo 18, um calendário para a abertura dos mercados dos Estados-Membros da seguinte forma:

- Os Estados-Membros deveriam definir quais consumidores estariam aptos a se tornar consumidores livres;
- Os Estados-membros deveriam garantir que a definição de consumidores livres resultasse num potencial mercado livre que correspondesse a, pelo menos, 20% do consumo total anual de gás no mercado nacional;

- A porcentagem do mercado potencialmente livre deveria ser aumentada para 28 % do consumo total anual de gás do mercado nacional, em 2003, e aumentada para 33 %, em 2008;
- Se a definição de consumidor livre resultasse numa abertura do mercado superior a 30 % do consumo total anual de gás do mercado nacional, o Estado-membro poderia modificar a definição, desde que a abertura do mercado não fosse reduzida para menos de 30 % do consumo (Parlamento Europeu, 1998).

A longo prazo, a concorrência entre fornecedores deveria permitir a existência de preços reais de mercado resultantes da relação entre oferta e demanda, mas progrediu de forma desigual entre os países europeus. Nesse contexto, em 26 de junho de 2003, o Parlamento e o Conselho Europeu adotaram a segunda Diretiva 2003/55/CE que, no seu artigo 23, estabeleceu a abertura do mercado livre para qualquer consumidor que não fosse residencial a partir de julho de 2004 e determinou a inclusão dos consumidores residenciais ao mercado livre a partir de julho de 2007, assim como estabeleceu um conjunto de regras complementares comuns para a criação do mercado interno do gás natural. (Parlamento Europeu, 2003).

Em 13 de Julho de 2009, a União Europeia adotou a Diretiva 2009/73/CE, que ampliou as disposições da primeira Diretiva de 1998 e da segunda Diretiva de 2003, em relação à abertura do mercado do gás natural na Europa a partir dos seguintes pontos em seu artigo 3:

- Os Estados-Membros deveriam garantir que todos os clientes ligados à rede de gás tivessem direito ao fornecimento de gás por um comercializador;
- Os Estados-Membros deveriam garantir que se um cliente, respeitando as condições contratuais, quisesse mudar de comercializador, essa mudança seria efetuada no prazo de três semanas;
- As agências reguladoras europeias deveriam promover um mercado interno de gás natural concorrencial, seguro e ecologicamente sustentável e a abertura efetiva do mercado a todos os consumidores e fornecedores. Além disto, deveriam velar pela existência de condições que permitissem o funcionamento eficaz e confiável das redes de gás, tendo em conta objetivos a longo prazo

Além disso, essa Diretiva determinou a adoção pelos Estados-Membros de pelo menos um dos tipos de *unbundling* como medida de liberalização: *accounting unbundling* (separação contábil) e *legal unbundling* (separação jurídica ou separação legal), *ownership unbundling* (separação de propriedade) e *full ownership unbundling* (separação completa de propriedade) (Parlamento Europeu, 2009).

A transição de uma regulação monopolista para um modelo concorrencial, no entanto, não extinguiu as posições dominantes nesses mercados. Essa concentração de mercado, em que parte significativa permaneceu com os operadores incumbentes, ofereceu oportunidades de práticas anticoncorrenciais, que iam desde a manipulação de preços aos consumidores até o aumento de custos de acesso aos gasodutos para a concorrência. Essas estratégias foram observadas quando esse mercado oligopolista sofreu restrições em termos de capacidade, ou até mesmo em termos de acesso ao gás, já que, enquanto alguns agentes comercializadores também eram produtores, outros eram somente importadores ou compravam gás em um mercado intermediário (Clastres, 2005).

As entidades reguladoras europeias concluíram que a abertura de mercado não estava acontecendo de forma eficiente, uma vez que se mantinha a posição dominante dos operadores incumbentes por não haver quantidade significativa de concorrentes que se posicionassem como fornecedores alternativos. A solução encontrada por elas, para corrigir as distorções de mercado, foi obrigar o operador incumbente a abdicar de uma parte do gás que comercializavam, para que esse gás fosse disponibilizado aos seus concorrentes, através de programas temporários com duração definida por cada país. Esta operação ficou convenionada como *gas release* (Clastres, 2005). O estabelecimento de programas de *gas release* chegou a ser indicado na terceira Diretiva Europeia como medida para promover a concorrência e assegurar o bom funcionamento do mercado de gás natural.

A Tabela 1 apresenta um resumo das Diretivas Europeias, destacando seus objetivos e principais ações que dizem respeito a *gas release* e medidas de promoção da concorrência.

Tabela 1: Diretivas Europeias - objetivos e medidas relacionadas a *gas release*.

	Objetivos	Principais ações relativas a <i>gas release</i>
1ª Diretiva Europeia: 1998/30/CE	Proporcionar a liberdade de escolha no suprimento de gás, a fim de garantir que os consumidores se beneficiassem da abertura do mercado e fossem asseguradas a concorrência e a equidade entre os Estados-membros.	A 1ª Diretiva determinou, no seu artigo 22, que os Estados-membros deveriam criar mecanismos de regulamentação para evitar aproveitamento de posição dominante e comportamento predatório.
2ª Diretiva Europeia: 2003/55/CE	Melhorar o funcionamento do mercado, com medidas concretas para assegurar condições de concorrência equitativas e reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios. Com isso, seria garantida a proteção dos direitos dos pequenos clientes e dos clientes vulneráveis.	Além do que já previa a 1ª Diretiva, a 2ª Diretiva previu, no artigo 31, que a Comissão Europeia deveria apresentar relatório em que constassem aspectos relativos a posições dominantes ou concentrações no mercado, além de comportamentos predatórios ou anticoncorrenciais.
3ª Diretiva Europeia: 2009/73/CE	Promover o desenvolvimento de um verdadeiro mercado interno do gás natural, através de uma rede interligada em toda a Comunidade Europeia e a garantia de regras comuns para um verdadeiro mercado interno europeu com amplo fornecimento de gás.	A 3ª Diretiva considerou que a criação de programas de <i>gas release</i> constituiria uma das medidas possíveis para promover a concorrência efetiva e assegurar o correto funcionamento do mercado interno de gás natural. Também considerou que os reguladores deveriam ser dotados de competências que lhes permitissem contribuir com a abertura do mercado e a plena eficácia das medidas de proteção aos consumidores.

Fonte: Elaboração própria a partir de (Parlamento Europeu, 2009; Parlamento Europeu, 1998; Parlamento Europeu, 2003).

Na Europa, diversos programas de *gas release* foram instituídos para reduzir a participação de mercado de empresas que dominavam o setor de comercialização de gás natural. O Reino Unido foi o pioneiro no desenvolvimento desse tipo de programa, sendo que seu programa, realizado na década de 1990, serviu de inspiração para os demais. Esse Estado soberano anteriormente tinha o seu mercado de comercialização de gás natural dominado pela empresa British Gas, que explorava de forma monopolista as atividades de distribuição e transporte de gás natural e era a única empresa que podia comprar gás dos produtores e vender aos consumidores finais.

Após o programa britânico, medidas de liberalização foram implementadas por diversos países europeus, tendo cada um deles instituído seu programa em formato que considerou mais adequado às características de seu mercado de gás natural. As experiências desses países podem ser divididas em dois grupos. Em primeiro lugar, os casos de programas de liberalização de mercados de gás natural promovidos no âmbito da regulação de empresas monopolistas verticalmente integradas, no qual se enquadram Reino Unido, Espanha, França, Itália, Polônia, Bulgária, Romênia, Portugal, Turquia e Grécia. Enquanto isso, o segundo grupo diz respeito aos programas promovidos no âmbito de medidas antitruste por conta de operações de fusões entre empresas do setor e é composto por Dinamarca, Alemanha, Áustria e Hungria. Os marcos temporais referentes à implementação dos programas de *gas release* europeus abordados nesta Nota Técnica estão indicados na Figura 1.

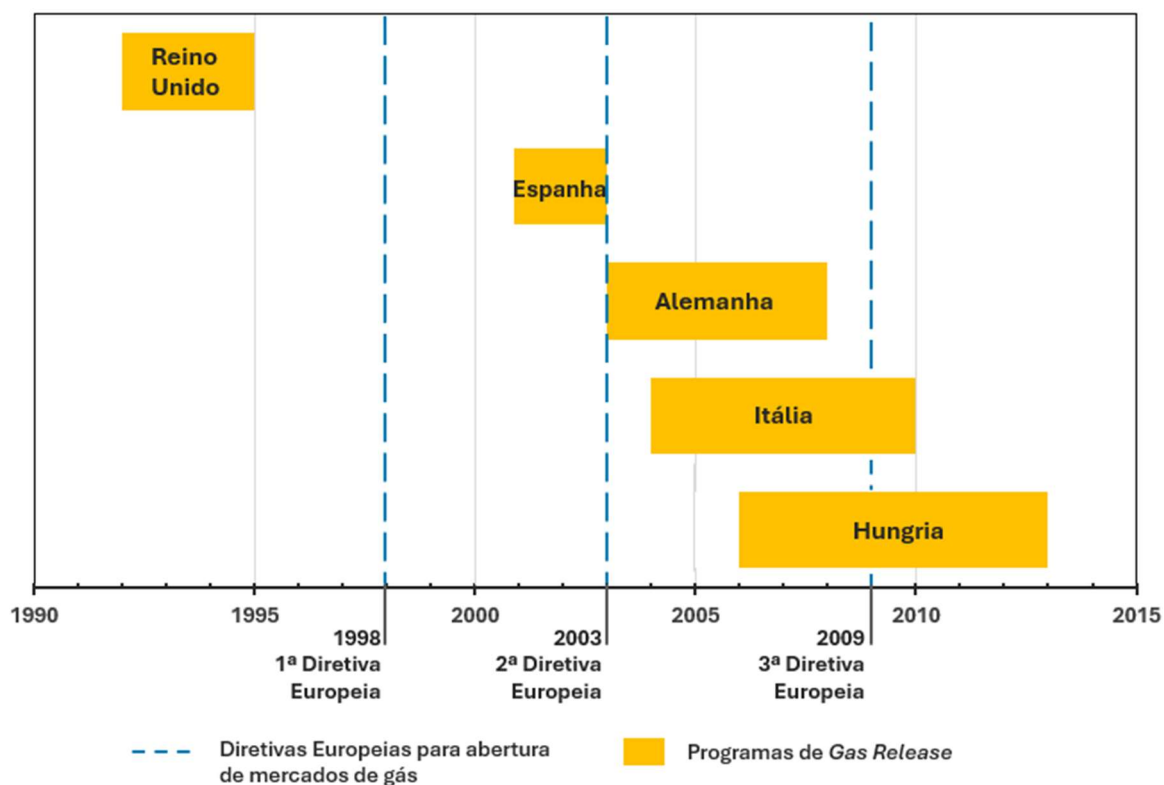


Figura 1: Cronologia de programas de *gas release* abordados nesta Nota Técnica

Fonte: elaboração própria a partir de (Clastres, 2005; Fischer, 2018).

Até os anos 2000, a maior parte do gás natural consumido na União Europeia era proveniente de contratos de longo prazo com preços indexados ao valor do petróleo, que usavam mecanismos de média móvel para suavizar a volatilidade dos preços do petróleo. Isso proporcionou um preço de referência relativamente estável que viabilizava investimentos vultosos em projetos de produção de gás, gasodutos de transporte e terminais de gás natural liquefeito (GNL). No entanto, esse mecanismo de precificação não refletia a influência real da oferta e demanda nos preços de gás natural, e os compradores europeus não podiam, dessa forma, aproveitar os benefícios trazidos por momentos em que havia excesso de oferta, como por exemplo, no período em que se iniciou o desenvolvimento dos campos de gás de folhelho (*shale gas*, em inglês) dos EUA (Zeniewski, 2021). A liberalização do mercado de gás natural europeu ajudou no processo de substituição de boa parcela do mercado, realizado por meio de contratos de longo prazo, pela comercialização *spot* ou de curto prazo, realizada com liquidez nos *hubs* de gás europeus.

Nos países que concluíram seus programas, as metas de liberação de gás ou de perda de participação de mercado permitiram a entrada de novos operadores, que adquiriram todo ou parte do gás liberado pelos incumbentes. No entanto, houve controvérsias sobre os processos de seleção e alocação de quantidades. Em alguns países, a entrada de novos operadores contribuiu para promover maior competitividade aos mercados, através de um aumento do número de renegociações, de tal forma que as empresas monopolistas do passado tiveram que rever seus preços; em outros casos, o impacto sobre a concorrência foi limitado ou mesmo negativo, pois alguns operadores entrantes se tornaram formadores de preços. Esses resultados diferentes muitas vezes se deveram à influência de outros fatores, como o forte crescimento do consumo, variações na quantidade de gás ofertada, alterações na regulação do acesso de terceiros à rede ou a intervenção dos produtores no mercado de consumo (Clastres, 2005).

2. Experiências internacionais relativas a programas de liberalização de mercados de gás natural

Diversos países europeus passaram por processos de liberalização de seus mercados de gás natural, sendo que muitos desses processos abrangeram a realização de programas de *gas release* para favorecer a entrada de novos agentes. Neste capítulo são apresentados cinco casos de países que realizaram esse tipo de programa, analisando todo o contexto histórico em que eles se desenvolveram.

2.1. Programas promovidos no âmbito da regulação de empresas monopolistas verticalmente integradas

2.1.1. A experiência do Reino Unido

O desenvolvimento de um mercado de gás natural no Reino Unido ocorreu de forma paralela ao início da exploração de gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido (UKCS, na sigla em inglês), em 1967, quando uma política de substituição do gás obtido do carvão pelo gás natural foi adotada pelo governo britânico (Webber, 2009).

Nesse contexto de desenvolvimento de uma indústria de gás natural que se iniciava, um Ato parlamentar britânico foi promulgado no final da década de 1960 para instituir um único Sistema Nacional de Transporte (NTS, na sigla em inglês), que estaria sob o controle do órgão nacional britânico intitulado Conselho de Gás. Foi assim que se constituiu o monopólio no sistema de transporte, de tal modo que outras empresas estariam impedidas de construir gasodutos. A segurança e a economia de escala foram as justificativas para a instituição desse controle centralizado. Mais tarde, em 1972, o nome do Conselho de Gás seria trocado para British Gas Corporation (BGC), a partir da publicação da Lei do Gás (*Gas Act*, em inglês) (Bossley, 1999).

Até 1986, a BGC operou como transportadora e fornecedora pública verticalmente integrada de gás natural, sendo responsável pelas atividades de distribuição, transporte e comercialização de gás, além de explorar e produzir gás natural em alguns campos *offshore*. Dessa maneira, ela detinha uma posição de monopólio, negociando o preço de compra junto aos demais produtores e o preço de venda junto aos consumidores finais (Bossley, 1999). Somente o setor de exploração e produção de gás natural do Reino Unido estava aberto à concorrência e era dominado por empresas petrolíferas multinacionais (Stoppard, 1993). A Figura 22 representa a estrutura do setor de gás natural do Reino Unido, com a participação da BGC nos diversos elos da cadeia.

O preço de gás negociado entre BGC e os produtores era complexo e diversificado, pois cada contrato tinha seus preços e termos negociados individualmente. Já a precificação do gás aplicada pela BGC aos consumidores era baseada no custo médio ponderado do gás adquirido, adicionados uma margem de lucro e um valor necessário para cobrir os custos de transporte e distribuição (Heather, 2010).

O equilíbrio entre as variações de oferta e de demanda era administrado pela BGC a partir da assinatura de contratos firmes com cláusulas de *take-or-pay*, volumes fixos de gás que deveriam ser pagos independente da retirada, e contratos interruptíveis, os quais permitiam atender ao aumento de demanda no inverno. Além disso, para atender essa demanda sazonal, a empresa recorria ao auxílio da estrutura de estocagem, que ela também administrava (Bossley, 1999).

Em 1979, Margaret Thatcher foi eleita primeira-ministra do Reino Unido, cargo que ocupou até 1990, e, durante seu governo, iniciou-se o processo de privatização das indústrias estatais. Faz-se necessário enfatizar que a privatização dessas empresas veio acompanhada de novas regulamentações, que visavam garantir mercados abertos e competitivos (Heather, 2010).

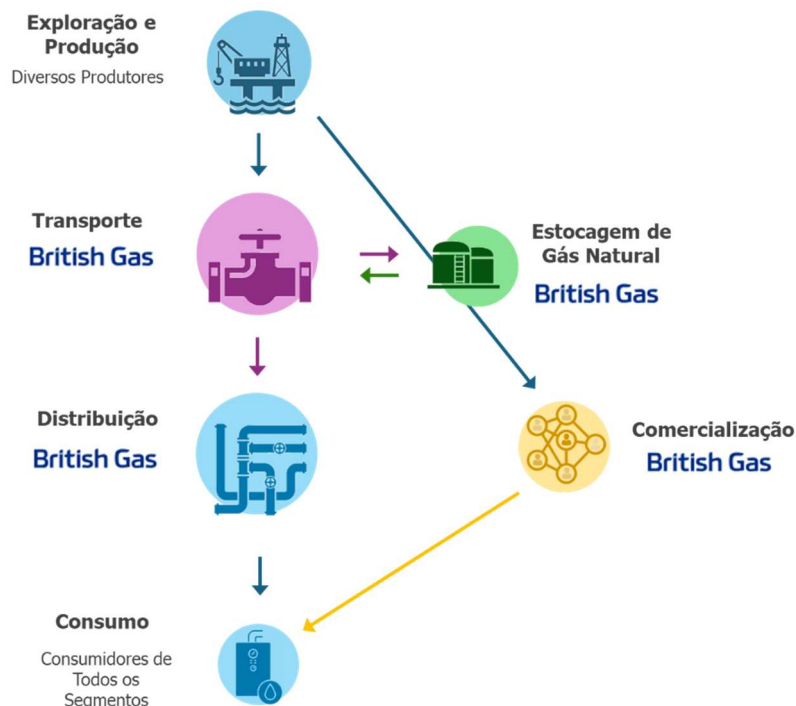


Figura 2: Estrutura do setor de gás natural do Reino Unido antes das medidas de liberalização

Fonte: elaboração própria.

Referente ao setor de petróleo e gás, o processo de mudança foi iniciado pelo seu governo em 1982, quando foi aprovada a Lei de Petróleo e Gás (*Oil and Gas Enterprise Act*, em inglês). Essa foi a primeira lei aprovada pelo Parlamento Britânico que visava transformar a grande indústria pública de comercialização e movimentação de gás por gasodutos em um setor privado que operaria em um ambiente de mercado liberalizado. Foi por meio dessa lei que a prioridade legal da BGC sobre a compra de gás natural foi extinta, e foi permitido o acesso de terceiros ao sistema de gasodutos da BGC pela primeira vez (Heather, 2010).

Até a publicação da Lei de Petróleo e Gás, a estatal BGC disfrutava de direitos de monopólio para a venda e distribuição de gás natural aos usuários finais, controlando todo o mercado desde o recebimento do gás natural nos gasodutos de transporte, devido à exigência regulatória de que todas as descobertas de gás natural só pudessem ser adquiridas por ela. Embora essa lei tenha, em teoria, aberto a indústria à concorrência, muito pouco mudou nos primeiros anos, permanecendo a dificuldade para que outras empresas tivessem acesso à infraestrutura de transporte e houvesse viabilidade de contratação do gás natural junto aos produtores (Thomas, 2020).

Foi com a publicação, em 1986, da Lei do Gás britânica (*Gas Act*, em inglês) que aconteceu a privatização da British Gas Corporation, que passou a se chamar British Gas PLC (BG). Outra medida trazida pela lei foi o fim do seu direito monopolista no fornecimento de gás para grandes consumidores, isto é, aqueles com consumo superior a 67.000 m³ (2.500 milhões de BTU) por ano. O governo britânico buscou abrir os mercados para os segmentos atacadista e de contrato para promover a eficiência e diminuir o domínio da BG. Nesse sentido, permitiu que grandes consumidores contratasse gás natural diretamente com os produtores e que produtores e comercializadores independentes organizassem o fornecimento de gás para grandes consumidores, a fim de criar concorrência no fornecimento atacadista (Juris, 1998).

Outras medidas trazidas pela lei de 1986 foram a obrigação de que a BG transportasse gás para os seus concorrentes e a criação de um órgão regulador para o setor de gás natural, o Escritório de Suprimento de Gás (OFGAS, na sigla em inglês) (Heather, 2010). Adicionalmente, essa lei promoveu a separação do mercado de gás britânico em três grandes segmentos: o mercado atacadista, onde o gás era negociado entre produtores, comercializadores e a BG; o mercado de contratos, onde o gás era fornecido a grandes consumidores pela BG ou comercializadores independentes; e o mercado tarifário, onde o gás era fornecido aos pequenos consumidores (aqueles com consumo anual abaixo do limiar para os grandes consumidores), somente pela BG (Juris, 1998).

Embora privatizada, a BG foi mantida como uma única empresa verticalmente integrada, com o intuito de acelerar a venda e maximizar os valores de compra. Dessa forma, manteve-se a mesma estrutura, na qual a empresa seguia detentora de um monopólio de fato a partir dos contratos de longo prazo junto aos produtores de gás. Isso fez com que o seu monopólio de venda para os mercados atacadista e contratual de gás não se encerrasse na prática, e continuasse inviável a entrada de novos comercializadores no mercado (Juris, 1998).

Além disso, no mercado tarifário, aquele para pequenos consumidores com consumo inferior a 67.000 m³ (2.500 milhões de BTU), ainda permaneceu a obrigação regulatória de que a BG fosse a única fornecedora de gás natural a partir de tarifas reguladas. O governo considerou, na época, que a concorrência no fornecimento de gás para pequenos consumidores não era economicamente viável. Os preços dos mercados atacadista e de contratos seriam preços negociados, enquanto as tarifas do mercado varejista passariam a ser reguladas pela agência reguladora britânica OFGAS (Juris, 1998).

Em função da queixa de consumidores sobre a discriminação de preços feita pela BG, a Comissão dos Monopólios e Fusões (MMC, na sigla em inglês) publicou, em 1988, relatório indicando que a BG ainda se encontrava numa situação de monopólio, cobrando preços diferentes aos seus clientes, de acordo com a capacidade de trocar de energético, e que os resultados da abertura do mercado eram muito insatisfatórios (Heather, 2010).

Como as tarifas para acesso de terceiros eram negociadas, os usuários que acessavam o sistema de gasodutos da BG poderiam endereçar controvérsias ao regulador se considerassem que eram vítimas de preços discriminatórios, o que aconteceu em 1989, quando um concorrente se queixou das tarifas de acesso que lhe eram cobradas. Na sequência desta queixa, o regulador estabeleceu que o transporte tinha de ser cobrado a um custo médio, o que obrigou a BG a baixar as suas tarifas (Clastres, 2005).

Ainda em 1989, a OFGAS introduziu a regra 90/10, que proibia a BG de contratar mais de 90% da produção de gás de qualquer novo campo na plataforma continental do Reino Unido, durante o período de junho de 1989 a maio de 1991. Essa regra foi importante, pois, pela primeira vez, os produtores sabiam que não podiam simplesmente vender todas as suas reservas à BG, obrigando-os a comercializar seu gás junto a comercializadores independentes ou consumidores finais, promovendo o desenvolvimento do comércio atacadista de gás nos terminais de entrada do sistema de gasodutos de transporte britânico (Juris, 1998).

A regra 90/10 não extinguiu, no entanto, a capacidade da BG de exercer controle sobre o mercado por meio do acesso à sua rede de gasodutos. As reclamações sobre o poder de mercado da empresa motivaram outro conjunto de regulamentações no início da década de 1990, quando a OFGAS pediu à BG que liberasse mais gás natural para comercializadores independentes e implementasse uma política de separação dos seus negócios de fornecimento de gás e transporte por gasoduto, com o objetivo de promover o acesso dos comercializadores ao gás natural dos produtores e homogeneizar as condições de concorrência para os fornecedores que contratavam capacidade no sistema de gasodutos de transporte (Juris, 1998).

De acordo com relatório do órgão britânico Escritório de Comércio Justo (OFT, na sigla em inglês) de 1991, embora a BG tenha contratado menos que 90% dos novos fornecimentos no Reino Unido, a maior parte desse gás não contratado por ela foi destinado ao mercado de geração de energia elétrica. Sendo que somente 7% do gás produzido entre 1988 e 1991 que foi contratado por outras empresas que não a BG, foi destinado à comercialização para os consumidores do segmento industrial (Stoppard, 1996; Clastres, 2005).

Em março de 1992, a BG assinou uma lista formal de compromissos com o OFT, que compreendiam os seguintes itens:

- Realizar os melhores esforços para garantir a concorrência no mercado do gás contratual;
- Introduzir um regime de preços separado para o transporte;
- Publicar uma política de preços transparente até outubro de 1992;

- Que o braço comercial da BG fosse separado da estocagem e do transporte e fosse tratado como um transportador independente de gás até janeiro de 1993, nas mesmas condições que todos os outros carregadores;
- Elaborar, até janeiro de 1993, um documento que discutisse o futuro da estocagem de gás;
- Criar uma entidade separada de transporte e estocagem até janeiro de 1994, com contas separadas a partir de dezembro de 1993; e
- Assegurar que, até 1995, não mais do que 40% do gás para clientes de contratos industriais que compravam mais de 67.000 m³ (2.500 milhões de BTU) por ano fosse fornecido pela BG.

Foi nesse contexto de baixa competitividade do mercado de gás e cobrança dos agentes do setor que, no período entre 1992 e 1995, foi realizado o processo de fato intitulado *Gas Release*, no Reino Unido. Nele a empresa BG foi obrigada por órgão regulador competente, OFT, a renunciar a 5 bilhões de m³ de gás natural, contratados a partir de compromissos de longo prazo, para permitir a entrada de novos concorrentes e seu acesso às fontes de suprimento (Stoppard, 1993).

Foi acordado entre BG e OFT um regime de liberação de gás através do qual os volumes de gás contratados pela BG seriam vendidos em leilões a novos comercializadores no mercado. 1,34 bilhões de m³ (14,6 TWh) de gás seriam leiloados a cada ano entre 1992 e 1995 e mais 0,67 bilhões de m³ (7,33 TWh) em 1996. O gás seria vendido a uma precificação composta pelo Custo Médio Ponderado do Gás (WACOG, na sigla em inglês), ou seja, uma média dos vários custos de compra da BG junto aos produtores, ponderados pelos volumes adquiridos em cada campo, acrescida de uma pequena taxa, de modo que não houvesse diferença significativa nos custos de gás entre a BG e os comercializadores de gás do mercado livre (Bossley, 1999; Stoppard, 1996).

Não faltaram compradores para o gás leiloado, uma vez que o WACOG da BG era menor do que o custo de novos suprimentos no curto prazo, em outras palavras, os custos médios da BG estavam abaixo do custo marginal. Não havia mercado *spot* porque não havia gás não contratado disponível a preços competitivos (Stoppard, 1996).

O cenário da indústria de gás natural no Reino Unido em 1993, durante a implementação do *gas release*, era de um consumo expressivo, já que o insumo representava 25% do consumo energético do Reino Unido, somente atrás de petróleo com 38% e do carvão 29%. Se excluído o setor de transporte, esse consumo de gás chegava a representar 50% da demanda de energia. Em relação à produção local, somente Noruega e Holanda possuíam reservas maiores que o Reino Unido. Dessa forma, o estado britânico se mantinha predominantemente autossuficiente em gás natural, com um comércio internacional restrito, sendo 10% do suprimento importado da Noruega e fornecimentos esporádicos de GNL da Argélia para atender os picos de demanda no inverno. Somente no setor de exploração e produção de gás natural do Reino Unido havia concorrência de fato, e este segmento era dominado por empresas petrolíferas multinacionais, cabendo à BG uma participação de 17% da produção total das reservas de gás natural do Reino Unido (Stoppard, 1993). A Figura 3 ilustra o mapa da infraestrutura de gás natural britânica em 2010.

A política regulatória que tinha como objetivo fazer a BG perder sua posição dominante, acarretou a publicação de nova Lei do Gás, em 1995, a qual impôs separação contábilística e jurídica das atividades da British Gas, desmembrando-a, assim, em duas entidades: BG plc e Centrica. Centrica manteve as atividades relacionadas à comercialização, já a BG plc, por outro lado, operaria a rede de gasodutos de transporte e distribuição. Com essa separação, o Ministério britânico não queria que nenhuma informação obtida nas empresas que atuavam no transporte fosse divulgada para as empresas do grupo que atuavam na comercialização. Esta separação foi concluída em 1997 (Clastres, 2005). Essa lei também estabeleceu um cronograma que fez com que, a partir de 1998, todos os consumidores pudessem optar pela compra de gás natural no mercado livre e passaram a ter a possibilidade de escolher o seu fornecedor (Juris, 1998).



Figura 3: Infraestrutura de gás natural do Reino Unido em 2010

Fonte: Adaptado de (Entsog.eu).

As mudanças regulatórias fragmentadas propostas durante o período de abertura de mercado, apesar de criarem oportunidades, afetaram financeiramente a BG e causaram considerável confusão no mercado. A estrutura falha do setor resultou em frequentes intervenções regulatórias nos mercados e disputas entre a OFGAS e a BG. Isso aumentou o risco regulatório e o custo de capital para a BG, que viu uma grande queda no valor de mercado de seus ativos. Entre o outono de 1993 e meados de 1996, quando as disputas foram particularmente intensas, o valor de mercado dos ativos caiu pela metade, de 15,5 para 7,7 bilhões de libras. Além disso, a própria operação de cisão foi um procedimento bastante caro, em que a empresa pagou milhões de libras em honorários contábeis e legais (Juris, 1998).

Como foi apresentado, durante o período de 1990 a 1998, surgiu um mercado de gás liberalizado no Reino Unido, em que o suprimento de gás advinha majoritariamente de produção nacional. Nesse período, o sistema de gasodutos de transporte passou a ter regras claras e transparentes para o acesso

de terceiros, regulado pela OFGAS, sendo a capacidade de entrada no sistema comercializada por meio de leilões de cada ponto de entrada. O *Hub* de comercialização de gás britânico NBP também se estabeleceu como o ponto de comércio central nacional nesse período. Assim como, a natureza dos contratos de gás deixou de ser apenas de longo prazo, correspondente à vida útil do campo, para incluir contratos de fornecimento de curto prazo e contratos *spot*. Isso aconteceu sem afetar a segurança do abastecimento, uma vez que o mercado dispunha, na época, de volumes abundantes de gás oferecidos por diversos produtores. Foi assim que o gás aumentou sua participação na matriz energética primária de 5,4% na década de 1970 para 40% em 2004 (Webber, 2009). O formato da estrutura do setor de gás natural do Reino Unido após medidas de liberalização desse mercado está apresentado na Figura 4.

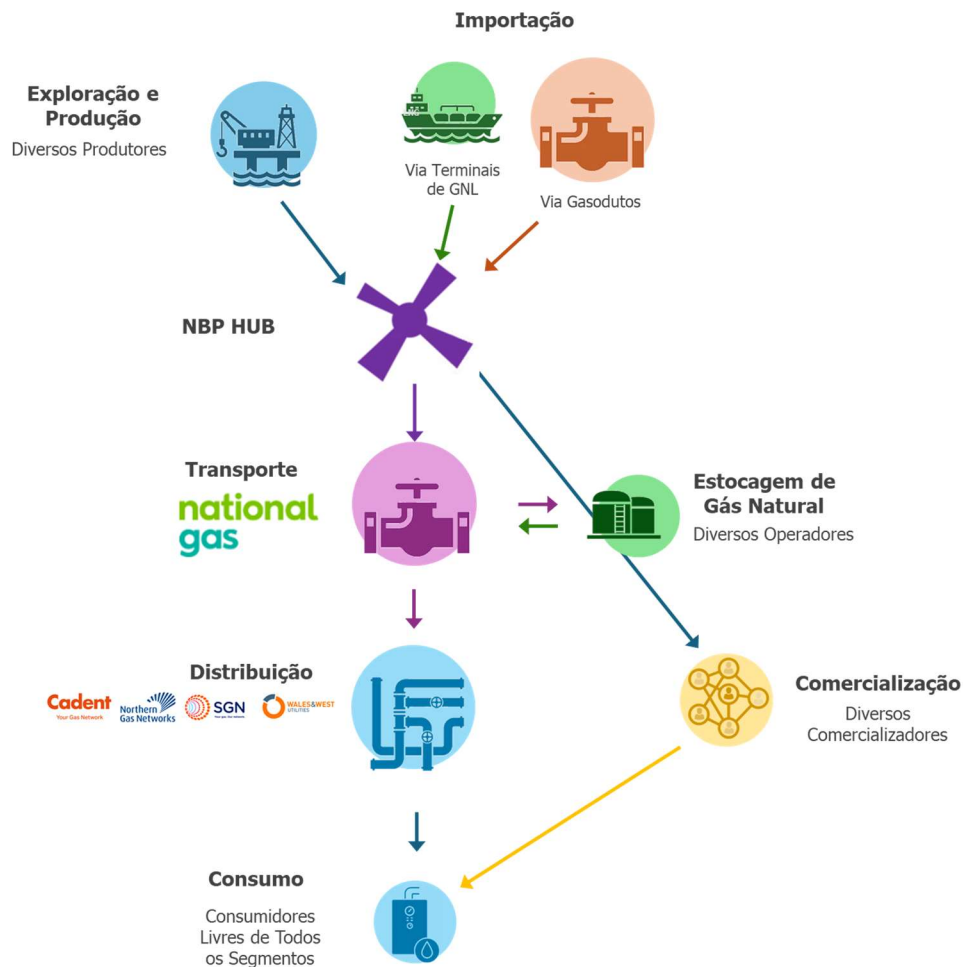


Figura 4: Estrutura do setor de gás natural do Reino Unido após as medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

No entanto, o rápido declínio das reservas de gás britânicas acendeu o alerta para os formuladores de políticas do Reino Unido, que identificaram a necessidade de suprimentos alternativos de fora do Reino Unido (Webber, 2009). Durante praticamente todo o processo de implementação da liberalização do mercado de gás, o Reino Unido era autossuficiente em gás e, somente após 2004, se tornou um importador líquido, à medida que o consumo aumentou e a produção nas reservas do Mar do Norte foram diminuindo. Isso deixou o Reino Unido mais exposto economicamente a mudanças repentinas nos preços globais do gás (Office for Budget Responsibility, 2023). Por isso, os preços de gás britânico eram os mais baixos na Europa de 1998 até o início dos anos 2000, no entanto, em função de o país ter se tornado importador a partir do final de 2004, eles passaram a estar próximos, ou até mesmo superiores, àqueles praticados no continente europeu (Clastres, 2005). O resultado dessa transição para um mercado importador fez com que os preços, que anteriormente eram de 3 libras por milhão de BTU, chegassem a atingir o valor de 10 libras por milhão de BTU, representando um aumento superior a 200%. Foi dessa forma que surgiu a necessidade de uma nova política energética, que deveria permitir um apoio mais

estrutural para aliviar o fardo dos picos de preços repassados ao consumidor final no Reino Unido (Webber, 2009).

2.1.2. A experiência da Itália

Na década de 2010, o mercado italiano de gás natural foi considerado um dos três maiores mercados europeus, junto com Reino Unido e Alemanha, porém possuía algumas características que o diferenciavam daqueles mercados. Entre elas, vale salientar que a Itália experimentou uma experiência avançada de liberalização em um país continental altamente dependente de importações de gás natural, necessitando de acesso a gasodutos internacionais. Outra característica era sua grande dependência de gás na produção de eletricidade e os altos preços ao consumidor final, parcialmente explicado pelas altas taxas. Como outros países europeus, a Itália implementou, na década de 2000, diversas reformas regulatórias a partir das Diretivas europeias, a fim de implementar as medidas de aumento de competitividade, como o *unbundling* de sua empresa nacional verticalmente integrada, entre outras (OIES, 2013; OIES, 2007).

A fim de compreender melhor o setor italiano de gás natural, será apresentado inicialmente um breve histórico deste mercado. Durante a época de exploração de petróleo na Segunda Guerra Mundial, a companhia Agip descobriu reservas de gás natural na região do Vale do Pó, no norte do país e iniciou sua produção. Nesta época, em 1941, foi iniciada a construção de uma rede de gasodutos pela recém-criada empresa SNAM (*La Società Nazionale Metanodotti*, em italiano), atingindo 2000 km em 1952.

Em 1953, foi criada a companhia de energia estatal *Ente Nazionale Idrocarburi* (ENI, na sigla em italiano) através da Lei nº 136 de 10 de fevereiro deste ano, à qual foi dado o controle das empresas Agip e Snam, além de outras empresas menores. Essa companhia tornou-se a responsável pelas atividades de exploração, produção e estocagem, através da subsidiária Agip, e de transporte de gás natural e comercialização de grandes volumes, através da subsidiária Snam, detendo o monopólio legal desses segmentos da cadeia de gás. O setor de distribuição era uma atividade associada a comercialização de pequenos volumes, da qual participavam empresas municipais ou empresas com concessões municipais. No entanto, neste setor, a Italgas, subsidiária da ENI, era o agente dominante com cerca de 30% do mercado de distribuição e comercialização varejista (OIES, 2007). Ao longo das décadas de 1960 a 1990, a ENI absorveu as operações de estocagem de gás natural de sua subsidiária Agip e as operações de comercialização de grandes volumes da Snam. Também absorveu as operações de distribuição e comercialização de pequenos volumes da Italgas. A Figura 5 apresenta essa estrutura do setor de gás natural da Itália, antes das reformas regulatórias para liberalização do mercado de gás natural.

A expansão da rede de gasodutos ao longo do país e o seu crescimento econômico contribuíram para o aumento do consumo de gás nos setores comercial e residencial. Isto originou um programa de investimentos em infraestrutura de importação de gás natural pela Snam na década de 1960, culminando no início da operação do terminal de GNL Panigaglia em 1971. Em 1974, foi iniciada a importação de gás natural proveniente da Rússia e Holanda via gasodutos pela Snam e desde então, essas importações não pararam de crescer até 2004, proveniente de diferentes países, além dos já citados: Líbia, Argélia, Noruega, entre outros. Esta crescente importação estava também associada à operação de usinas termelétricas a gás natural, na década de 1990. A maior parte dos contratos de importação de gás natural eram de longo prazo, com preços de gás natural vinculados aos preços de petróleo.

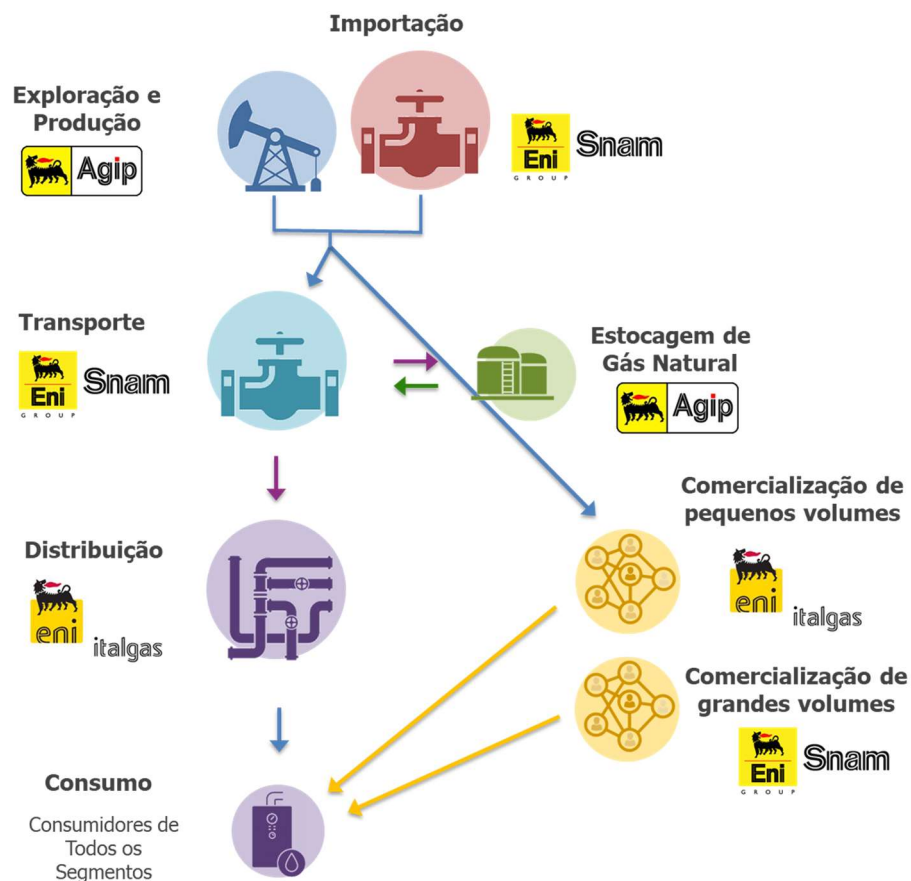


Figura 5: Estrutura do setor de gás natural da Itália antes das medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

O aumento da oferta e a diminuição do consumo de gás desde meados da década de 2000 conduziram a uma situação de excesso de oferta de gás no mercado italiano neste período. Paradoxalmente, o país correu o risco de escassez periódica de gás em função de invernos rigorosos, devido à sua elevada dependência de gás natural para os setores residencial e de produção de energia, e ao complexo acesso aos sítios de estocagem subterrânea de gás natural. A complexidade deste acesso estava associada à imposição de uma reserva estratégica de gás natural de aproximadamente 30% pelo Ministério de Energia e às baixas taxas de retirada de gás natural dos reservatórios de estocagem italianos quando comparadas a outros países (OIES, 2013).

Com relação à reforma regulatória no país, a Primeira Diretiva de liberalização de gás natural foi implementada através do decreto nº 164 de 23 de maio de 2000 (Decreto *Letta*), inspirado na experiência britânica. Vale ressaltar que, mesmo antes desta implementação, outras Leis nacionais na década de 1990 introduziram algumas mudanças nesta indústria, abolindo os direitos exclusivos da ENI à exploração e produção (OIES, 2007)³. Outros marcos importantes foram o estabelecimento da Autoridade Antitruste (AGCM, na sigla em italiano), em 1990, e da Autoridade Regulatória Independente para Eletricidade e Gás Natural (AEEG, na sigla em italiano), em 1995, sendo que esta última foi encarregada da implementação da Primeira Diretiva (OIES, 2013).

Através do Decreto *Letta*, a Itália estabeleceu a separação jurídica das atividades de transporte e distribuição de outras atividades da cadeia de gás natural, possibilitando a criação das empresas Snam Rete Gas e a Italgas Piú, respectivamente. Adicionalmente, foram criadas as empresas *Stocaggi Gas Italia* (STOGIT, sigla em italiano), a fim de gerenciar a estocagem subterrânea de gás natural; a GNL Italia S.p.A, controlada pela Snam Rete Gas, a fim de gerenciar a regaseificação de GNL no país, e a ENI Gas & Power,

³ Durante a década de 1990, a ENI foi progressivamente privatizada, através das Leis nº 359, em 1992, e nº 479, em 1994 (OIES, 2007). Entre 1995 e 1998 o Ministério do Tesouro colocou no mercado ofertas de 64,6% do capital social da empresa. Em 2013, o Ministério da Economia e Finanças manteve 30,1% do capital da ENI, direta ou indiretamente, através da Instituição de Financiamento *Cassa Depositi e Prestiti* (CDP), enquanto o mercado manteve 69,9% do capital (OIES, 2013).

para gerenciamento das importações e vendas ao mercado de gás natural. No que diz respeito ao acesso de terceiros, a Itália optou pelo acesso regulado às redes de transporte, estocagem, terminais de GNL e distribuição, com tarifas de acesso sujeitas à regulação pelo órgão regulador AEEG. As obrigações da segunda Diretiva já tinham sido parcialmente implementadas pelo Decreto *Letta* (OIES, 2007; OIES, 2013).

É interessante notar que a Itália já desejava implementar a revisão de contratos de fornecimento de longo prazo existentes desde 2002. Durante o período de janeiro de 2002 até dezembro de 2010, a operadora Snam teve que liberar 39% do gás contratado através de contratos de longo prazo, combinado com medidas destinadas a limitar as cotas de mercado de empresas individuais. Entretanto, a ENI podia escolher os beneficiários do gás, limitando com isso, o desenvolvimento da concorrência. Com relação à redução de cotas de mercado, nenhum operador poderia fornecer mais de 50% do consumo anual doméstico de gás natural aos clientes finais (Clastres, 2005; Chaton, Oviedo, & Guillerminet, 2010).

Em junho de 2003, a AGCM e a AEEG resolveram encerrar uma investigação relativa ao progresso da desregulamentação da indústria de gás no país que haviam iniciado em fevereiro de 2003, cerca de três anos após a entrada em vigor do Decreto *Letta*. Neste contexto, as Autoridades constataram que o mercado de gás italiano era insuficientemente competitivo e cobrava tarifas mais altas do que os principais mercados europeus, apesar do fato de que a Itália tinha algumas das legislações mais avançadas e voltadas para a concorrência na Europa. Além disso, os custos do gás importado estavam em linha com a média de custos europeia.

Na realidade, a ENI continuava a manter sua posição dominante no mercado, diretamente ou por meio de suas subsidiárias no estágio de oferta de gás, tanto sobre o gás importado quanto sobre o gás produzido na Itália, embora houvesse limites estatutários para a cota de gás que a ENI podia colocar no mercado consumidor italiano. Além disso, a empresa também continuava a controlar toda a infraestrutura de transporte internacional usada para importar gás para a Itália, a maior parte com contratos *take or pay*, elaborados ou renegociados pouco antes da entrada em vigor da Primeira Diretiva.

O encerramento da investigação em 2003 mostrou que seria necessária a entrada de novos operadores independentes da ENI para fornecer gás em termos e condições competitivos, a fim de gerar capacidade de transporte excedente e garantir maior flexibilidade para atender à demanda. Isso também poderia ser feito, pelo menos em parte, sob contratos de fornecimento de curto prazo, além de contratos *take or pay*. Entre as medidas sugeridas pelas Autoridades para o aumento da concorrência, destacavam-se: a venda compulsória de volumes de gás armazenado que excedessem os níveis de segurança e transferência de contratos de fornecimento a longo prazo existentes (AGCM, 2004).

Além disso, a AGCM considerou ao final da investigação que a ENI tinha violado o artigo 19 do Decreto *Letta*, impondo a ENI uma multa simbólica de mil euros e solicitando proposta para eliminar comportamento anticoncorrencial. Diante disso, a ENI propôs a AGCM acesso de terceiros a infraestruturas de gás natural no Norte da África e na Rússia, proposta essa preterida pela Autoridade. Em função desta negativa, foi criado o primeiro programa de *gas release* do país em 2004 pelo Governo italiano, realizado por meio de leilão⁴ (Clastres, 2005; ENI, 2005).

Assim, em 2004, a Autoridade impôs a ENI a venda a terceiros de 9,2 bilhões de m³ durante um período de 4 anos, de 1 de outubro 2004 e 30 de setembro de 2008, correspondente a 2,3 bilhões de m³ por ano, antes do gás natural entrar na rede de transporte em Tarvisio, próximo à fronteira entre Itália e Áustria (Clastres, 2005; OIES, 2013; ENI, 2005).

Já em 2007, foi proposto um segundo programa de *gas release*, no qual o Governo impôs a liberação de 4 bilhões de m³ durante um período de 2 anos (entre 1 de outubro de 2007 a 30 de setembro de 2009) em um ponto virtual de negociação (PSV⁵, sigla em italiano). Como no primeiro caso, o programa era

⁴ Segundo a AGCM, a operadora dominante ENI poderia vender suprimentos adequados de gás por um preço próximo ao custo de fornecimento, sem controlar os compradores (AGCM, 2004);

⁵ Em 2006 foi criado o PSV, um centro virtual para comercializar e vender gás movimentado na infraestrutura de transporte do país (Rete Nazionale di Gasdotti, RNG), administrada pela Snam Rete Gas. O objetivo deste mercado spot de gás era fornecer

realizado através de leilão, no qual diversos participantes do mercado poderiam fazer suas ofertas por determinados volumes de gás natural. A intenção era que os preços do gás natural no PSV fossem reduzidos e se aproximassem dos preços dos *hubs* europeus.

Em 2009, o governo italiano estabeleceu o terceiro programa de *gas release* na Itália. Neste caso, a Lei 99 de 23 de julho de 2009 estabeleceu que a ENI aderisse a um programa de 5 bilhões de m³ por 1 ano, de forma anual ou semestral, também em um PSV. O procedimento do leilão seria baseado em um valor mínimo de preço, definido pelo Ministério de Desenvolvimento Econômico (MSE, em italiano), conforme proposto pela AGCM. A ENI apresentou uma queixa por discriminação relativamente a este preço proposto pela MSE e foram retirados 1,1 bilhões de m³ dos 5 bilhões de m³, resultando em um programa de *gas release* de 3,9 bilhões de m³ (ENI, 2010; OIES, 2013). A Figura 6 ilustra o mapa da infraestrutura de gás natural italiana em 2010.



Figura 6: Infraestrutura de gás natural da Itália em 2010

Fonte: Adaptado de (Entsog.eu)

aos utilizadores uma plataforma de transações bilaterais de balcão (*over the counter trading*) diárias de gás natural (Capece, 2014).

Outras reformas regulatórias na Itália também foram realizadas para estímulo à competitividade dos setores de gás natural na Itália. Em 2011, entrou em vigor nova legislação que implementou um mecanismo de cotas de mercado conforme Decreto Legislativo nº 130, de 13 de agosto de 2010, substituindo o sistema anterior de limites antitruste, definido pelo Decreto *Letta*.

Em 2012, a fim de introduzir a total independência dos serviços regulados de transporte, estocagem, regaseificação e distribuição das demais operações que compõem a cadeia de gás natural, foi promulgado o Decreto-Lei nº1 (Decreto de Liberalização, ou Decreto *Grow-Italy*), de 24 de janeiro. Este Decreto Lei foi convertido com alterações na Lei nº 27, de 24 de março de 2012. No artigo 15 deste Decreto-Lei, optou-se pelo modelo de separação de propriedade, exigindo que a ENI vendesse sua participação de 52% na Snam, incluindo os ativos de distribuição, estocagem e terminais de regaseificação a fim de fomentar a competitividade (Clifford Chance, 2012).

Assim, a empresa Snam Rete alcançou o status de TSO e a ENI focou mais em negócios do *upstream*, enquanto a Snam englobou a operadora de dutos de transporte Snam Rete Gas, a empresa de estocagem subterrânea Stogit, a operadora de gás natural liquefeito GNL Italia e a distribuidora Italgas. A Figura 7 ilustra a estrutura do setor de gás natural italiano após as medidas de liberalização do mercado.

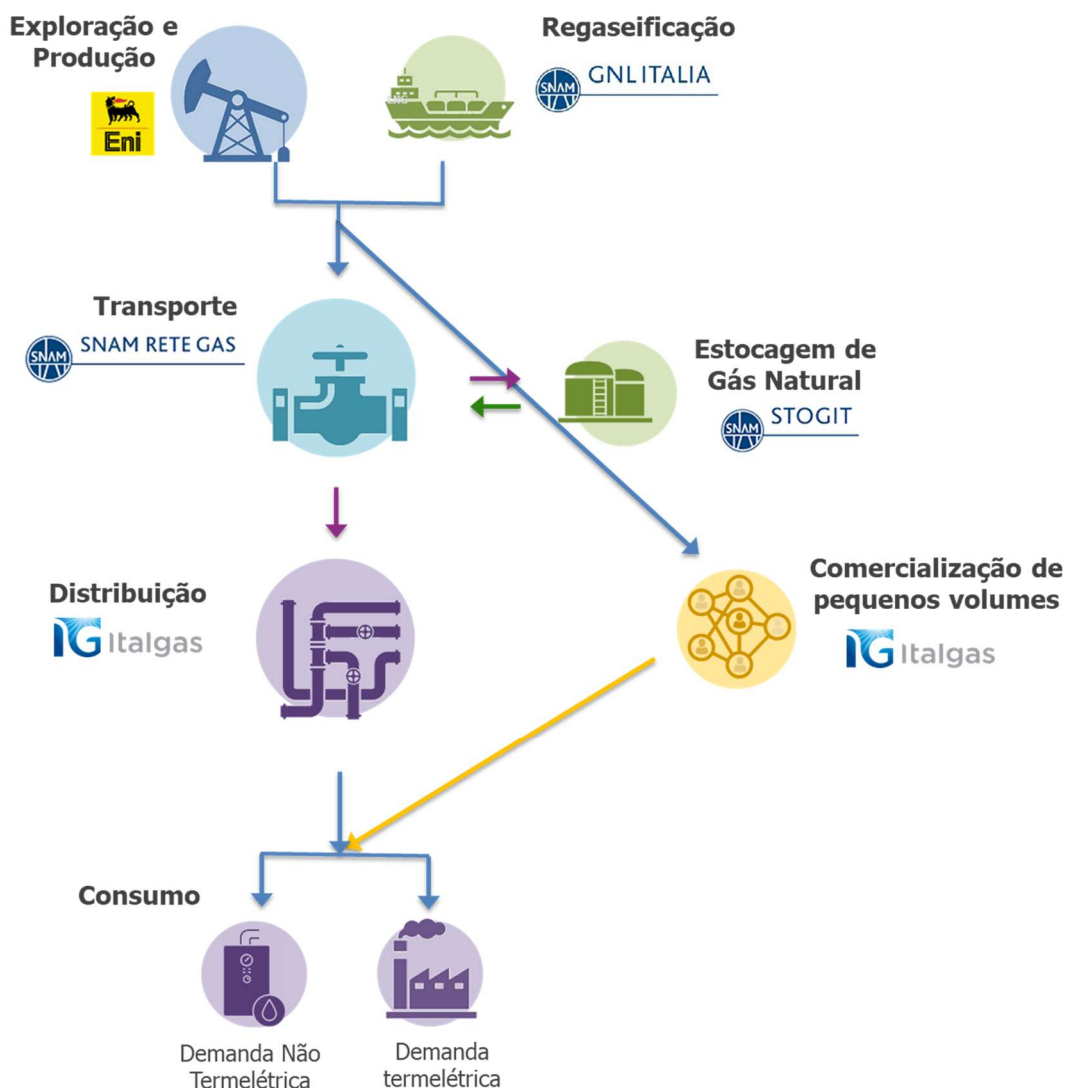


Figura 7: Estrutura do setor de gás natural da Itália após as medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

Na Itália, a política de desconcentração da oferta possibilitou o acesso de outros supridores a transações comerciais em hubs internacionais, o que aumentou a liquidez no mercado *spot* italiano. O aumento da liquidez e das transações entre mercados modificou a lógica de precificação do gás, antes

indexado aos preços do petróleo, para uma competição gás-gás, o que levou à redução do *spread*, até então observado em relação a outros marcadores europeus. Esses resultados só foram obtidos porque tais programas de liberação de molécula de gás natural foram aplicados em conjunto com outras medidas estruturais para permitir a contestação do poder de mercado da empresa dominante (Rodrigues, 2020).

2.1.3. A experiência da Espanha

A indústria de gás natural na Espanha começou a ser objeto de políticas públicas que visavam à estruturação do setor e uso termelétrico deste energético no início dos anos 1990, substituindo políticas energéticas anteriores. O gás natural foi selecionado por ser visto como uma fonte segura, além de menos sujeito a flutuações de preços internacionais do que o petróleo. Entretanto, a Espanha carecia de campos produtores, tornando-se dependente de importações (CNE, 2001).

Assim, foram implantadas infraestruturas relevantes de importação: a interconexão França-Espanha permitindo receber suprimento do Mar do Norte (1993); o gasoduto Magreb-Europa (GME), que traz gás natural da Argélia através do Marrocos (1996); terminais de regaseificação para importação de GNL de diversas origens; e posteriormente o gasoduto Medgaz, originado na Argélia (2011). Há também interconexões com Portugal, que resultam em exportação líquida. É importante destacar que a interconexão com a França tem capacidade limitada, o que levou à caracterização da Península Ibérica como uma “ilha do gás” (CNE, 2001; Newman, 2017). A Figura 8 apresenta o mapa de infraestrutura de movimentação e estocagem de gás natural na Espanha em 2010.



Figura 8: Infraestrutura de gás natural da Espanha em 2010

Fonte: Adaptado de (Entsog.eu)

Até 1998, o mercado de gás espanhol se estruturou através do grupo empresarial Gas Natural SDG S.A. A Enagás S.A., pertencente à Gas Natural SDG, era proprietária da totalidade dos contratos e infraestrutura de importação, plantas de regaseificação existentes e rede de gasodutos de transporte. Além disso, o grupo Gas Natural SDG também tinha posição dominante no setor de armazenamento subterrâneo e distribuição, atingindo 90% dos consumidores finais (García, 2006). O fornecimento de gás era realizado com predominância de contratos de longo prazo (20 anos), com cláusula *take-or-pay*, e preço indexado ao óleo Brent. Em relação à forma de importação, ao final de década de 1990, metade do volume de gás natural no mercado espanhol era proveniente de importação por gasodutos (GME e França-Espanha), e o restante importado por via marítima na forma de GNL. Nesta época, a Espanha contava com três terminais de regaseificação de GNL, localizados em Barcelona, Cartagena e Huelva. A elevada dependência de GNL introduz complexidade ao sistema de transporte devido à intermitência desta forma de suprimento, tornando necessário o armazenamento de grandes volumes de gás natural em infraestruturas de estocagem (CNE, 2001).

Em relação à origem do suprimento, o mercado de gás espanhol também se apresentava altamente concentrado, com mais de 60% do gás oriundo da Argélia (CNE, 2001). A Figura 9 apresenta de forma simplificada a organização da indústria de gás natural na Espanha, antes da realização do programa de *gas release* e principais medidas de liberalização. Destaca-se que a comercialização era feita de forma associada ao fluxo físico da molécula, ou seja, não havia diferenciação entre esta etapa e a distribuição de gás natural.

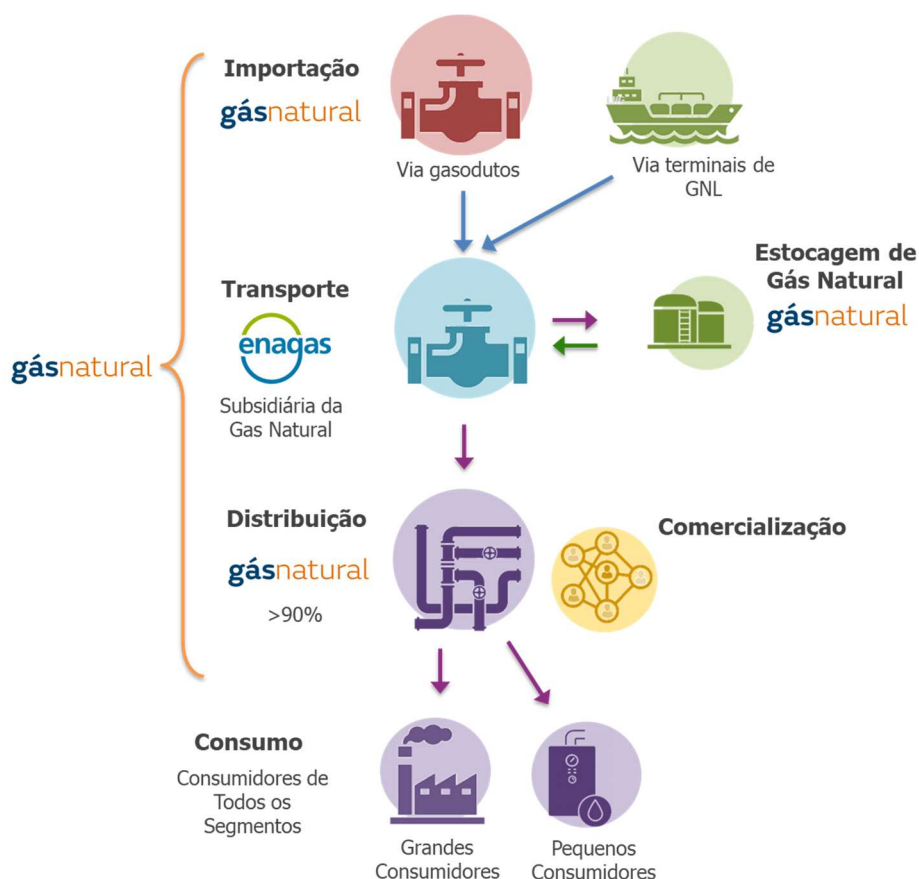


Figura 9: Estrutura do setor de gás natural da Espanha antes das medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

A situação de concentração vertical e horizontal do mercado começa a se alterar ao longo das discussões no Parlamento Europeu sobre abertura de mercados de gás dos países-membro, que resultou na Diretiva 1998/30/CE. A Espanha, adiantando-se à publicação da Diretiva, emitiu o Decreto 1917/1997, que regulamenta o acesso de terceiros; e estruturou a Lei do Setor de Hidrocarbonetos (Lei 34/1998). O Decreto 1917/1997 foi precedido de dois outros decretos (1377/1996 e 2033/1996) que criavam condições para acesso negociado de terceiros. Estes traziam, porém, requisitos de volume mínimo de

contrato que inviabilizavam a entrada da maioria dos consumidores, e não tiveram efeitos práticos no mercado. O Decreto de 1997 substituiu o acesso negociado por acesso regulado, definindo tarifa básica de acesso, e sendo consumidores elegíveis as usinas termelétricas a gás natural, usinas de geração combinada de calor e energia, e demais clientes industriais com consumo superior a 25 milhões de m³ por ano, com contratos de no mínimo 2 anos (García, 2006).

A Lei de Hidrocarbonetos de 1998 introduziu mudanças mais significativas, das quais se destacam:

- As atividades da indústria de gás natural deixam de ser serviços públicos, passando a ser consideradas serviços universais. Esta definição legal implica na mudança do regime de concessão para o regime de autorização, assim como garantia de acesso não-discriminatório;
- Definição de cinco tipos de agentes na indústria de gás: operador do sistema de transmissão⁶; operador do sistema de distribuição; comercializador (*trader*); consumidor elegível (ou qualificado)⁷; e consumidor não elegível (ou não qualificado);
- Definição de atividades reguladas pelo governo (regaseificação, estocagem estratégica, transporte e distribuição), com as seguintes restrições para as empresas:
 - Empresas que atuam em atividades reguladas ficam proibidas de atuar em outras atividades do gás natural. Porém, empresas que fazem parte do mesmo grupo empresarial podem realizar atividades reguladas e atividades de comercialização (separação legal);
 - Grupos empresariais que realizam mais de uma atividade regulada devem manter registros contábeis e financeiros separados (separação contábil);
- Definição de elos do sistema de gás natural:
 - Rede básica ou rede primária de transmissão – gasodutos com pressão acima de 60 bar, ativos de liquefação ou regaseificação, ativos de estocagem estratégica, conexões internacionais;
 - Rede secundária de transmissão – gasodutos com pressão de 16 a 60 bar;
 - Rede de distribuição – conexão entre a rede de transmissão (primária ou secundária) e o consumidor final;
- Regulação de preços: Ministério da Economia torna-se responsável por definir anualmente o preço máximo ao consumidor não-elegível, preços de transferência regulados, e preço máximo de acesso ao sistema;
- Requisito de diversificação de importações, através da definição que as importações de um único país não poderiam ultrapassar 65% do consumo interno⁸;
- Criação da Comissão Nacional de Energia (CNE) com o papel de agente regulador⁹.

Assim, esta lei trouxe mudanças extensas ao ordenamento legal do setor, e produziu o início do movimento de liberalização do mercado na Espanha. Entre as primeiras consequências, está a reorganização interna do grupo Gas Natural SDG S.A., que passa a operar com as subsidiárias: Gas Natural Aprovechamientos, Enagás, Gas Natural SDG, Gas Natural Comercializadora, e Gas Natural Internacional (García, 2006). A opção da Espanha por estabelecer um máximo legal a fim de diversificar as importações de gás natural demonstra a preocupação do país com a segurança de abastecimento, apesar do baixo custo do gás argelino importado por gasoduto.

Entretanto, a Lei 34/1998 (Lei dos Hidrocarbonetos) trazia um descompasso em relação aos prazos para introdução da competição em mercados de eletricidade, definidos na Lei 54/1997. Assim, visando evitar a criação de distorções de mercado, uma vez que a geração elétrica espanhola era fortemente

⁶ Proprietário de instalações de regaseificação de GNL, transmissão (transporte) ou estocagem.

⁷ Os consumidores elegíveis, segundo a Lei 34/1998, seriam aqueles com o consumo anual mínimo de 20 milhões de m³ a partir de 10/09/1998, 15 milhões de m³ a partir de 2000, 5 milhões de m³ a partir de 2003, 3 milhões de m³ a partir de 2008, e sem restrição de consumo mínimo a partir de 01/01/2013.

⁸ Em 2004, esta obrigação passou a vigorar com o limite máximo de 50% de um único país (Decreto 1716/2004).

⁹ Em 2013, a CNE passou a integrar a Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC, na sigla em espanhol), juntamente com outros cinco órgãos setoriais. A unificação de agentes reguladores de diferentes mercados teve o objetivo de fortalecer sua atuação e independência.

dependente de termelétricas a gás natural, foi publicado o Decreto-Lei 6/1999, que acelerava o processo de abertura do mercado de gás natural. As principais mudanças trazidas por este decreto foram a redução de consumo mínimo para o consumidor ser considerado elegível¹⁰ e redução do prazo legal máximo para restrição a novas autorizações de distribuição em áreas já autorizadas.

Ainda assim, a entrada de novos atores no mercado de gás natural foi considerada lenta, o que motivou o governo espanhol a publicar o Decreto-Lei 6/2000, relativo ao fortalecimento da competição em mercados de bens e serviços. Além de nova redução dos consumos mínimos para consumidores elegíveis¹¹, houve mudanças relevantes na estrutura do mercado. Destaca-se a liberação de volumes de importação (*gas release*) do contrato entre a Sagane S.A. (subsidiária do grupo Gas Natural SDG S.A.) e a empresa argelina Sonatrach para importação de gás da Argélia através do gasoduto Magreb-Europa. Foram adotados os seguintes parâmetros gerais:

- Leilão de volumes para comercializadores (*traders*) para venda a consumidores elegíveis: 25% do contrato de importação até 1º de janeiro de 2004;
- Cada novo comercializador poderia comprar no máximo 25% do volume de gás leiloados;
- Volume de importação não negociado em leilão: entregue pela Enagás (operador técnico do sistema) para venda aos operadores de sistemas de distribuição e abastecimento do mercado regulado (consumidores não-elegíveis).

Outras mudanças implementadas no mesmo Decreto incluem:

- Indicação da ENAGÁS como operador técnico do sistema, com limitação do seu controle acionário¹²;
- A partir de 1º de janeiro de 2003, nenhum grupo empresarial poderia suprir mais de 70% do consumo interno de gás natural;
- Redução de tarifas de acesso de terceiros à rede de transmissão de gás natural (CNE, 2001; García, 2006; IEA, 2001).

O *gas release* de 25% do contrato de importação da Argélia via gasoduto, iniciado em 2001, resultou na liberação do volume de 19,7 milhões de m³ (18.500 Toe) por ano, ou 9% da demanda total esperada para aquele ano, visando atender o mercado livre. A definição de consumidores elegíveis da época era pautada no consumo a partir de 3 milhões de m³ por ano, reduzido para 1 milhão de m³ por ano em 2002, contemplando, portanto, os consumidores industriais e geração termelétrica (mercado atacadista de gás), correspondendo a 72% do mercado. A partir de 1º de janeiro de 2003, todos os consumidores passaram a ser aptos ao mercado livre, incluindo assim o consumo residencial (mercado varejista de gás). O Decreto-Lei 6/2000 também estabeleceu que a liberação de volumes fosse feita através de um procedimento objetivo, transparente e não-discriminatório, conduzido pela CNE. O preço inicial a ser ofertado foi definido como o custo de aquisição da matéria-prima, dado pelo contrato de importação de longo prazo entre Sagane S.A. e Sonatrach, acrescido de taxa de administração fixada pelo órgão regulador. A fórmula adotada levava ao preço mínimo de 0,065 dólar/m³ (5,4459 dólares/MWh) (ESPAÑA, 2000; Ministério de Economía, 2001; CNE, 2001).

Este conjunto de medidas visava aliar a liberalização do mercado ao aumento da segurança de abastecimento, através da diversificação de fornecedores internacionais. A entrada de novos comercializadores seria facilitada pela garantia de suprimento inicial através de leilões; entretanto, por

¹⁰ O Decreto-Lei 6/1999 define como consumidores elegíveis aqueles que possuem consumo mínimo de: 10 milhões de m³ por ano a partir de abril de 1999; 5 milhões de m³ por ano a partir de 2000, 3 milhões de m³ por ano a partir de 2003 e sem restrição de consumo mínimo a partir de 2008.

¹¹ Consumo mínimo de 3 milhões de m³ por ano a partir de 25/06/2000, 1 milhão de m³ por ano a partir de 2002 e sem restrição a partir de 2003. Com isso, o Decreto-Lei 6/2000 efetivamente se adiantou ao que foi determinado na Diretiva 2003/55/CE (2ª Diretiva Europeia).

¹² Máximo de 35% de controle acionário por um mesmo grupo empresarial. Esta medida resultou na venda de aproximadamente 65% das ações da Enagás pela Gas Natural SDG S.A até 2004. O percentual máximo de controle acionário foi posteriormente reduzido pela Lei 52/2002 para 5%, válido a partir de 2006.

ser um programa de prazo relativamente curto, os comercializadores necessitariam garantir seus próprios contratos de importação de longo prazo para se manter no mercado (García, 2006).

Algumas medidas complementares foram publicadas pouco depois, em junho de 2001:

- Os operadores do sistema de transmissão e distribuição deveriam reservar 25% da capacidade das instalações para contratos de curto prazo¹³, e nenhum comercializador poderia ocupar mais de 50% desta capacidade reservada;
- Modificação da forma de cálculo de tarifa de acesso de terceiros ao sistema de transmissão.

Tais medidas de garantia de acesso aos gasodutos de transporte e distribuição, aliadas aos parâmetros de *gas release* definidos anteriormente, atingiram mais efetivamente a liberalização de mercado, como pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2: Evolução do mercado de gás natural na Espanha ao longo do programa de *gas release*.

Ano	Mercado interno total		Mercado livre		Percentual de mercado liberalizado	Mercado livre exceto Gas Natural Comercializadora S.A.		Número de comercializadores ativos
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh		Gm ³	TWh	
2000	17,9	195,8	1,7	18,7	9,5 %	0,5	5,5	5
2001	19,4	211,6	7,4	80,9	38,2 %	1,5	15,9	9
2002	22,2	242,6	11,2	122,8	50,6 %	4,1	44,7	9
2003	23,2	253,7	16,6	181,4	71,5 %	7,2	78,7	11

Fonte: Adaptado de (García, 2006; Dirección General de Política Energética y Minas, 2004).

Observa-se que rapidamente o percentual de mercado liberalizado superou o volume mínimo estabelecido para comercialização em leilões e o mínimo de reserva de capacidade em gasodutos de transmissão. Os novos comercializadores que obtiveram acesso ao mercado com o programa de *gas release* iniciaram uma corrida pela garantia de suprimento, visando manter-se no mercado após o término do programa. Isso levou à assinatura de diversos contratos de importação para os anos seguintes, em especial contratos de longo prazo. Esse período contempla novos investimentos em infraestrutura de regaseificação de GNL, com a entrada em operação dos terminais de Bilbao (2003), Sagunto (2006), Mugardos (2007), e posteriormente Gijón (2023).

Após a implementação do programa de *gas release* e demais medidas de abertura do mercado, a Espanha viveu um momento de expansão da demanda, especialmente para o setor de geração elétrica, aliada ao rápido aumento do número de comercializadores de gás natural. O novo desenho de mercado proporcionado pela nova Lei de Hidrocarbonetos (Lei 34/1998), com separação das atividades concorrenciais e não-concorrenciais, se concretizou a partir dos ajustes regulatórios introduzidos a partir de 2000, assumindo a estrutura indicada na Figura 10. As principais diferenças estruturais são: a inserção da atividade de comercialização de forma separada do fluxo físico da molécula, a presença de operador independente de sistema de transporte, e a presença de diversas distribuidoras com redes locais.

É importante destacar que, embora a reforma regulatória e *legal unbundling* tenham sido iniciados em 1998, os resultados da abertura do mercado começam a ser perceptíveis a partir de 2001, passando por várias medidas regulatórias adicionais e mudanças progressivas de parâmetros para entrada de consumidores elegíveis, bem como reserva de capacidade de transporte para novos comercializadores poucos meses após o início do programa de *gas release*. Assim, o caso espanhol apresentou liberalização mais rápida do que o ditado pelas diretivas europeias para mercados de gás, e demonstra a relevância do dinamismo na regulação, a fim de corrigir distorções na implantação do programa de abertura do mercado e estímulo à concorrência.

¹³ Contratos não-renováveis com duração máxima de 2 anos.

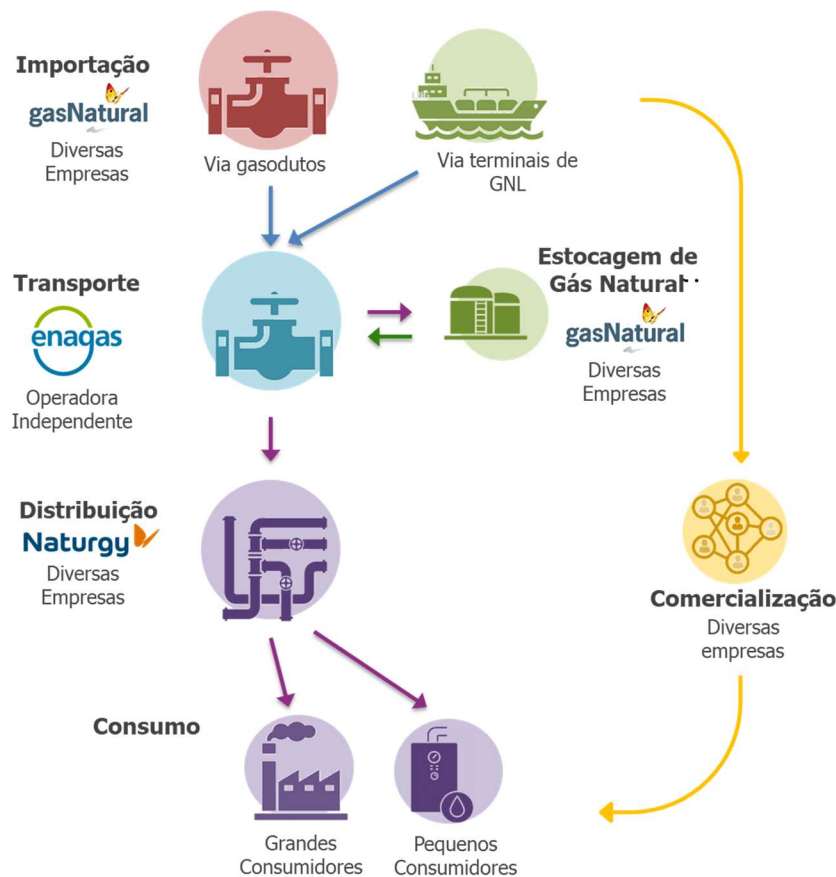


Figura 10: Estrutura do setor de gás natural da Espanha após as medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

A empresa incumbente Gas Natural SDG perdeu a posição de monopólio, embora continue sendo o principal *player* em todas as atividades da indústria de gás natural com exceção do transporte. Apesar de ainda existir concentração, o decréscimo da participação de mercado da empresa Gas Natural permitiu a consolidação da posição de outras empresas, principalmente oriundas do mercado elétrico, no mercado de gás natural (OIES, 2011). Em relação à importação, os quatro novos terminais de GNL instalados na Espanha desde a liberalização são de propriedade de novos entrantes no mercado. Além disso, foi inaugurado em 2011 o gasoduto de importação Medgaz, da Argélia para a Espanha, de propriedade de uma *joint venture* com participação da Naturgy (integrante do grupo Gas Natural¹⁴). Este gasoduto substituiu as importações através do Magreb-Europa, que teve seu fluxo encerrado em 2021, após não-renovação do contrato devido a tensões geopolíticas entre Argélia e Marrocos.

Assim, uma das consequências, nos anos que se seguiram ao processo de *gas release*, foi o aumento da dependência da Espanha de importações por GNL, que chegaram a 70% do consumo interno em 2007. Com isso, a dependência de GNL foi considerada a principal vulnerabilidade do sistema gasista espanhol, dado que a diversificação de importação por gasoduto é limitada devido à sua posição geográfica. Ainda assim, o aumento da participação de GNL através de novos contratos permitiu maior competitividade de preços no contexto posterior ao *gas release*, com conversão de consumidores industriais, comerciais e geradores termelétricos para o mercado livre. Ao considerar o consumo residencial, a conversão para o mercado livre foi mais lenta, com adesão inferior a 10% dos consumidores até 2007 (IESE, 2008; IEA, 2022).

Na atividade de comercialização, até 2011, havia 54 empresas autorizadas a vender gás, sendo a participação das empresas do grupo Gas Natural equivalente a 39% do mercado, considerando todos os segmentos de demanda. Já entre os consumidores residenciais, que respondem por 15% da demanda

¹⁴ O grupo empresarial Gas Natural SDG passou a se chamar grupo Gas Natural. A composição e os nomes de algumas das empresas subsidiárias foram alterados.

total, a concentração permaneceu maior, com 60% de participação do grupo Gas Natural no mesmo ano. Em 2008, as tarifas reguladas foram removidas, introduzindo mais flexibilidade para negociação no mercado livre; ao mesmo tempo, como forma de proteger o consumidor residencial, foi introduzido o mecanismo da Tarifa de Último Recurso (TUR), que estabelece trimestralmente o preço máximo aos pequenos consumidores¹⁵. Os consumidores residenciais podem optar pelo preço de mercado ou pela tarifa protegida (OIES, 2011). A Figura 11 apresenta a evolução das participações de mercado de comercializadoras no mercado espanhol, de 2000 a 2009.

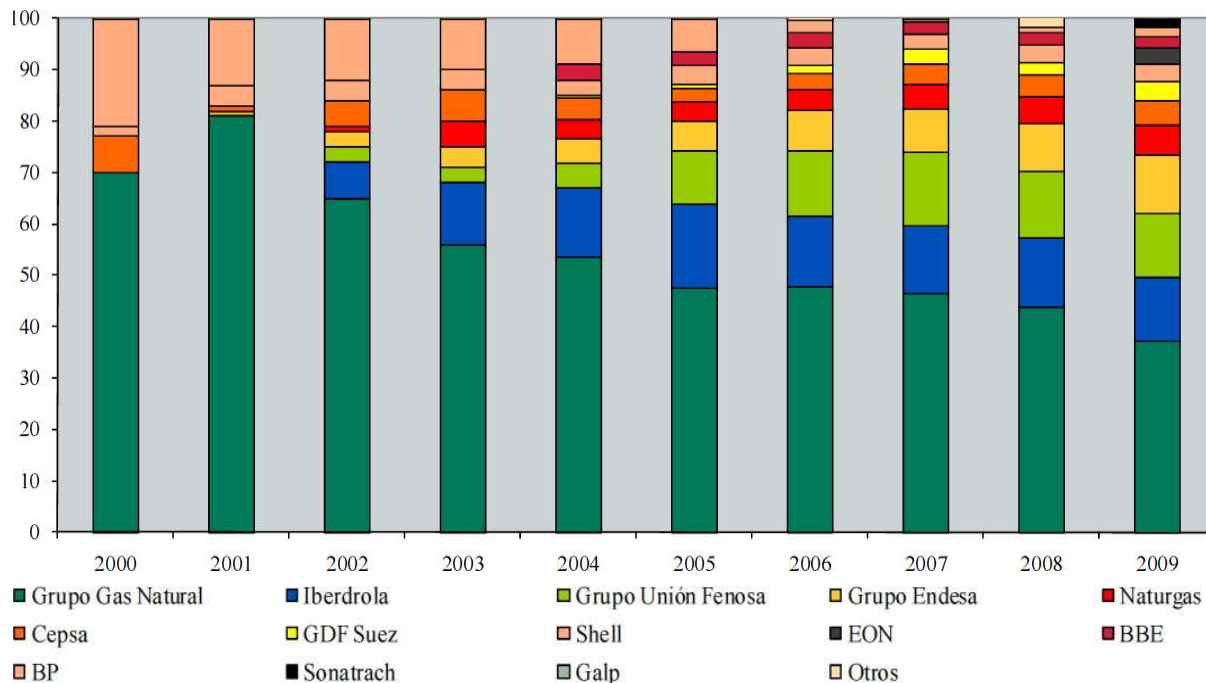


Figura 11: Participação de mercado por percentual do volume de gás comercializado na Espanha de 2000 a 2009.

Nota: Devido a vendas de ativos e mudança de nome das empresas, para o ano de 2009, a participação de mercado para Grupo Gas Natural corresponde ao grupo Gas Natural Fenosa e a participação para Grupo Unión Fenosa corresponde a Unión Fenosa Gas Comercializadora.

Fonte: CNE, 2010 apud OIES, 2011.

2.2. Programas promovidos no âmbito de medidas antitruste

2.2.1. A experiência da Hungria

Nas décadas de 1970 e 1980, a empresa OKGT (sigla para *Országos Kőolaj-es Gázipari Troszt*, em húngaro), criada em 1957, detinha monopólio de produção, transporte, distribuição e comercialização de gás natural na Hungria. A produção de gás no país atingiu seu auge em meados da década de 1980, quando alcançou o patamar de 7,5 bilhões de m³ por ano. No entanto, a partir desse período a produção entrou em declínio e o país passou a depender da importação, principalmente de gás russo (Tóth, 2008).

Em 1991, ocorreu a reestruturação da OKGT, que culminou com a criação da empresa MOL (sigla para *Magyar Olaj-es Gázipari Rt*, em húngaro), formada a partir da fusão de sete empresas controladas pela OKGT (Tóth, 2008). A Figura 12 representa a estrutura do setor de gás natural da Hungria, com a participação da MOL nos diversos elos da cadeia.

¹⁵ Pequenos consumidores são definidos como aqueles que recebem gás a partir da rede de baixa pressão (ou rede de distribuição) e que têm consumo anual menor que 4.575 m³ (50.000 kWh) (BOE núm. 157, 2010).

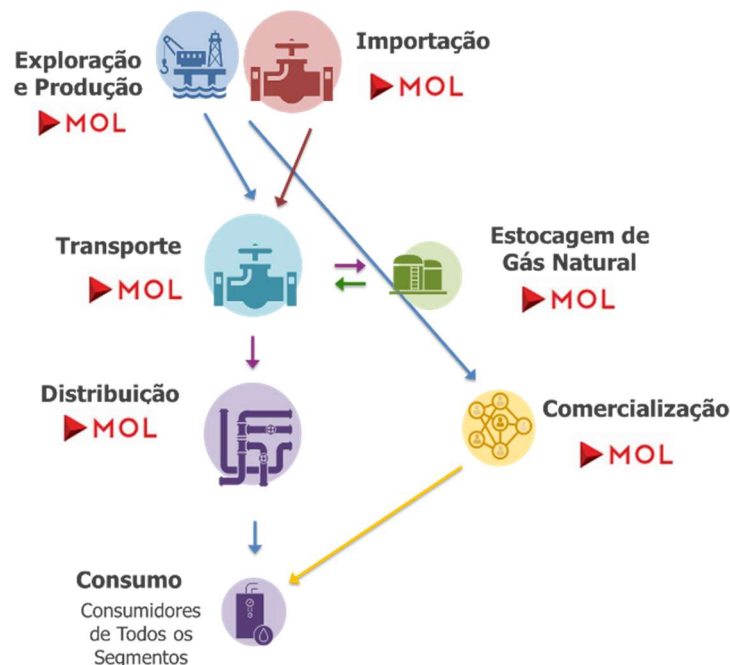


Figura 12: Estrutura do setor de gás natural da Hungria antes das medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

Em 1995, MOL foi parcialmente privatizada, sendo que as ações do governo húngaro foram gradualmente vendidas até 2006, quando vendeu o que restava de sua participação na empresa. Contudo, o governo já havia promulgado, em 1994, uma lei que instituía um comprador único de gás natural no país, cabendo à MOL adquirir todo o gás junto a produtores locais e internacionais para abastecer o mercado nacional (Tóth, 2008).

Em 1999, o setor de gás natural na Hungria ainda era composto por uma única empresa de fornecimento e transporte e seis empresas regionais de distribuição. MOL era a empresa de transporte e única importadora de gás natural, que vendia gás às seis empresas regionais de distribuição e explorava instalações de estocagem de gás. A MOL comprava cerca de 60% de seu suprimento de gás da Rússia e o restante advinha dos campos de produção na Hungria (World Bank, 1999). Nesse período, investidores institucionais e individuais detinham cerca de 75% das ações da MOL. Em relação às distribuidoras regionais, que pertenciam à MOL até 1995, os investidores estratégicos estrangeiros adquiriram participações nas seis distribuidoras, e a empresa alemã E.ON se tornou acionista majoritária de duas delas. Somente na empresa que atendia Budapeste, o governo municipal ainda era acionista com 50% de participação (World Bank, 1999). Os consumidores só podiam comprar gás das distribuidoras regionais que atendessem sua região ou diretamente à MOL, no caso de estarem conectados a gasodutos de transporte, sempre a tarifas reguladas.

No período descrito, havia pouca margem de concorrência nos mercados de gás na Hungria e todos os preços eram regulados. A empresa de transporte negociava o preço de importação do gás de fornecedores estrangeiros (principalmente, a empresa russa Gazprom), enquanto um preço diferente era pago pelo gás produzido internamente. O custo combinado desses insumos mais o custo do transporte e armazenamento era repassado para as distribuidoras, que geralmente cobravam uma única taxa aos consumidores finais, independentemente de quanto ou quando consumiam o gás. Os clientes de gás interruptível, que concordavam em ter seu serviço interrompido durante os períodos de pico de demanda, pagavam um preço mais baixo (World Bank, 1999).

A Hungria optou, em 1999, por concentrar na MOL as três funções de comercialização interna, importação e transporte. A lógica por trás dessa estrutura é que a MOL, como compradora única de gás importado, provavelmente teria mais força de barganha com os produtores estrangeiros do que várias empresas de distribuição. No entanto, o governo húngaro entendeu que comercializadores alternativos reduziram a dependência de uma única fonte de importações e, assim, criariam concorrência entre os

comercializadores. Isso exigiria a separação das atividades de produção nacional e do transporte. A Hungria, porém, já havia separado as atividades de distribuição e transporte, criando várias empresas de distribuição (World Bank, 1999).

Em 2004, iniciou-se uma abertura gradual do mercado de gás natural, primeiro com a possibilidade de migração para o mercado livre dos grandes consumidores em janeiro daquele ano, e em seguida com os demais clientes não residenciais em julho do mesmo ano. A abertura total, inclusive para os consumidores residenciais, só ocorreu em julho de 2007, porém através de um modelo híbrido, que permitia aos consumidores escolherem entre comprar o gás com tarifa regulada ou aderir ao mercado livre (Tóth, 2008). Também em 2004, a rede de transporte e as instalações de estocagem de gás foram separadas em duas empresas subsidiárias diferentes a partir da MOL WMT. A empresa MOL Storage seria responsável pela atividade de estocagem, enquanto a MOL Transmission seria responsável pela atividade de transporte.

O desenvolvimento da liberalização e regulamentação do mercado húngaro do gás baseou-se nos preceitos trazidos pelas Diretivas da UE. Em 2004, entrou em vigor a Lei do Gás húngara, que implementou as medidas trazidas na Primeira Diretiva de gás europeia. Essa lei foi alterada em 2005, para incorporar as medidas da Segunda Diretiva. Além da segurança de fornecimento e a eficiência nos custos, a Lei do Gás húngara também teve como objetivo criar um mercado de gás natural competitivo e uma regulamentação transparente, aderindo aos mercados europeus unificados (Borbála, Péter, & Adrienn, 2019).

Nesse contexto de liberalização do mercado de gás húngaro, em 2005, a comissão da UE aprovou a aquisição de duas filiais da MOL pela empresa alemã E.ON Ruhrgas International AG (ERI), que assumiu, assim, os contratos de longo prazo de produção e importação que eram da MOL. Esse processo de compra foi concluído em 2006. Contudo, a E.ON Ruhrgas se comprometeu a organizar programas de *gas release* e *contract release*, como condicionante da compra das empresas MOL WMT (*MOL Földgázellátó Rt.*, em húngaro), filial da Mol responsável pela comercialização de gás, e MOL Storage (*MOL Földgáztároló Rt.*, em húngaro), filial da MOL que controlava as infraestruturas de estocagem. A MOL manteve, contudo, as suas empresas responsáveis pelas atividades de transporte e produção de gás natural.

No âmbito do programa de *gas release*, a E.ON Ruhrgas deveria vender gás natural numa base não discriminatória e transparente, nos seguintes termos e condições:

- A quantidade de gás a ser leiloada a cada ano seria de 1 bilhão de m³.
- Um volume de 1 bilhão de m³ seria leiloado anualmente de 2006 até 2013. No entanto, no final de 2010, a ERI teria a possibilidade de solicitar à Comissão Europeia a interrupção do programa de *gas release* no final do período inicial de cinco anos, desde que demonstrasse que as condições do mercado haviam se alterado significativamente.
- O primeiro leilão e a sua data prevista de início seriam anunciados ao mercado húngaro e publicados na página de internet da E.ON Ruhrgas (Council of the European Union, 2005).

A venda foi organizada por meio de leilões online realizados pela empresa, em que os participantes foram convidados a fazer suas ofertas remotamente via internet. Cada leilão compreendeu 5 lotes de 100 milhões de m³, 5 lotes de 50 milhões de m³ e 10 lotes de 25 milhões de m³. Os lotes leiloados eram divididos em parcelas iguais, liberadas ao longo de dois anos de contrato entre a E.ON Ruhrgas e a arrematante. Empresas vinculadas à E.ON Ruhrgas foram impedidas de participar dos leilões, direta ou indiretamente (Council of the European Union, 2005).

De acordo com os contratos celebrados entre os vencedores dos leilões e a E.ON Ruhrgas, o gás contratado foi dividido igualmente em dois anos e entregue nos dois pontos de entrada húngaros (80% no ponto de entrada leste e 20% no ponto de entrada ocidental), que são identificáveis na Figura 13. Além disso, esses contratos promoveram uma flexibilidade anual de 85%, no sentido de que o *take-or-pay*, volume que o comprador terá de pagar necessariamente, corresponde a 85% da quantidade de gás contratada anualmente. Além disso, a flexibilidade diária deve ter limite inferior de 50 % da quantidade diária contratada (Polemis, 2018).

A plataforma virtual dos leilões deveria ser operacionalizada por uma empresa internacional provedora de serviços de TI e o procedimento de leilão foi tratada de modo a garantir que a MOL WMT não tomasse conhecimento das licitações intermédias colocadas pelos participantes no leilão. As quantidades que não fossem vendidas num determinado leilão seriam novamente oferecidas em parcelas iguais nos três leilões seguintes, mas não se realizariam quaisquer leilões para quantidades não vendidas após 2014 (Polemis, 2018).

Em relação ao preço de venda do gás nos leilões, o mecanismo de precificação utilizado foi de preço ascendente, sendo 95% do WACOG, que representa o custo médio de compra, o preço de partida, no qual os participantes indicavam a quantidade de lotes que queriam comprar (REKK, 2009).

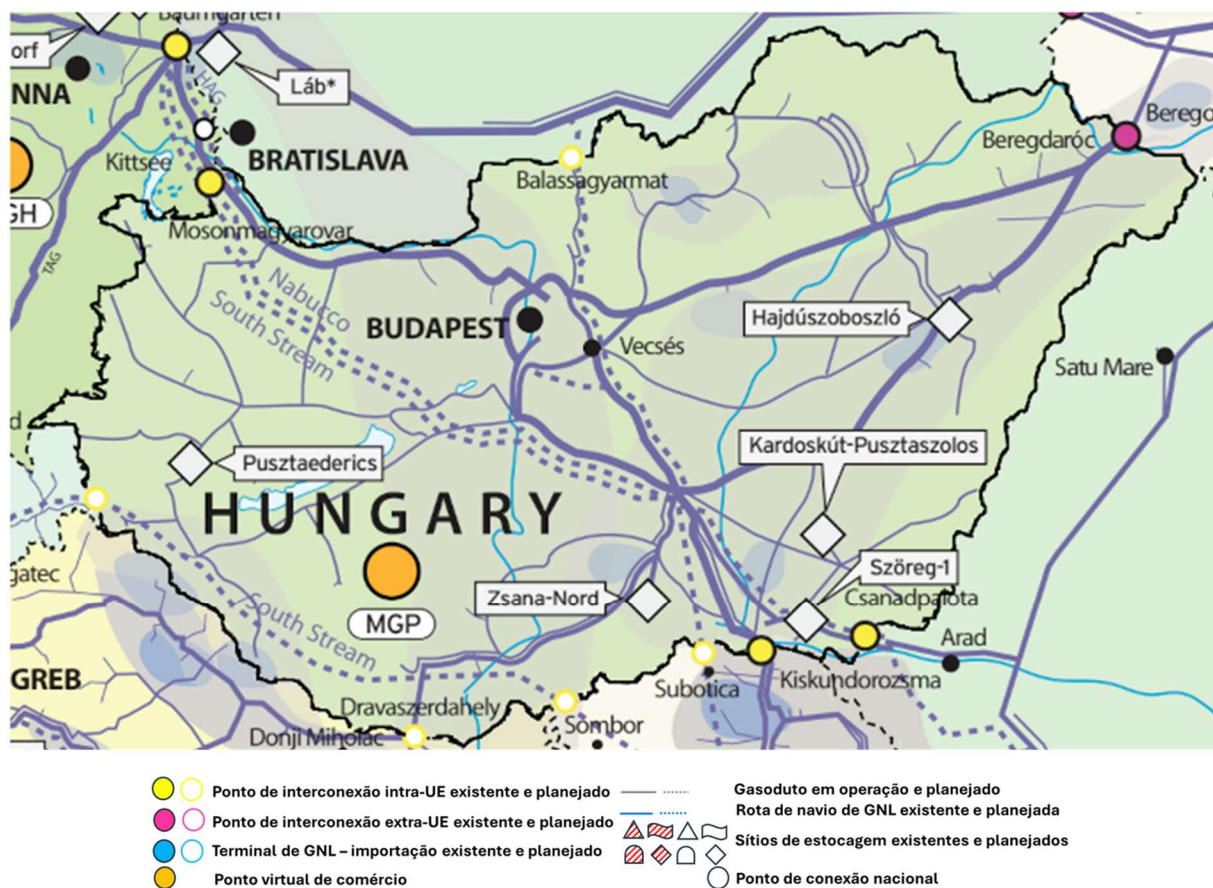


Figura 13: Infraestrutura de gás da Hungria em 2010

Fonte: Adaptado de (Entsog.eu)

O programa de *gas release* húngaro veio acompanhado de um *contract release*, cujo objetivo era fazer com que a E.ON Ruhrgas se comprometesse a ceder metade do contrato, para o fornecimento de gás doméstico, que havia entre a MOL WMT e a MOL E&P, filial da Mol que operava os campos de produção de gás na Hungria, no prazo de 6 meses. A empresa que assumisse o contrato incorporaria, nos mesmos termos, todos os direitos e obrigações da MOL WMT a partir de 2007 até o fim do prazo contratual, em 2016. Tigáz, empresa que atuava na distribuição de gás canalizado, foi quem assumiu o contrato liberado pela E.ON (Polemis, 2018).

Como resultado do programa de *gas release* realizado entre 2006 e 2013, em 2014, 44 empresas possuíam licenças de operação para o comércio de gás natural, vendendo gás natural a consumidores industriais ou a outros comercializadores de gás natural (Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority, 2015). O formato da estrutura do setor de gás natural da Hungria após medidas de liberalização desse mercado está apresentado na Figura 14.

No entanto, a Hungria é um dos países da UE com a maior participação do gás natural em sua matriz energética, o que a torna particularmente vulnerável a variações de preço desse energético. Em 2023, o

consumo de gás na Hungria foi de cerca de 8,5 bilhões de m³ e o país produziu menos de 20% do gás que consumiu (Gizińska & Łoskot-Strachota, 2024).

Mesmo após processo de liberalização, empresas estatais húngaras continuaram a exercer domínio de alguns setores do mercado de gás, como é o caso da empresa MOL, que representava 80% da produção doméstica total de gás natural em 2020. Da mesma forma, a empresa MVM, maior empresa do setor elétrico na Hungria, tinha, nesse mesmo ano, uma posição dominante no segmento de comercialização e estocagem de gás, com 60% do mercado de gás natural e cinco instalações comerciais de estocagem. A MVM, que entrou no setor de gás natural depois de sua liberalização, também opera duas empresas de distribuição regional de gás natural (IEA, 2022).

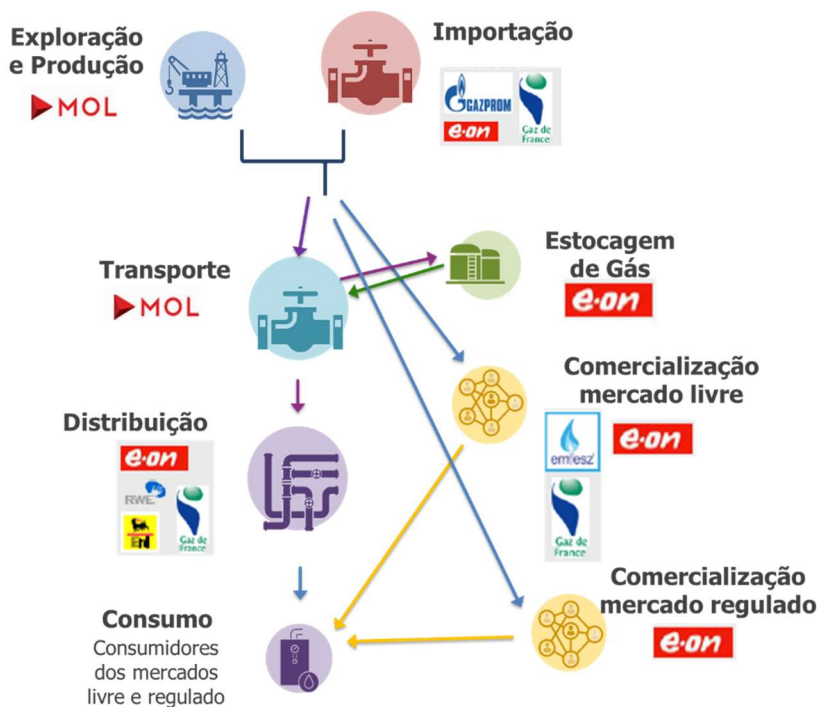


Figura 14: Estrutura do setor de gás natural da Hungria após as medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

Depois de 2010, o governo húngaro aumentou seu papel na operação e comercialização da infraestrutura do mercado de gás natural, tornando a MVM a principal implementadora da estratégia estatal para o setor. Dessa maneira, em 2013, a MVM tornou-se a maior operadora de infraestrutura de armazenamento e a maior comercializadora ao adquirir a empresa E.ON Gas Trader (Selei, Kotek, & Takácsné Tóth, 2019).

Além disso, a Hungria seguiu apresentando uma forte dependência do suprimento de gás pela empresa russa Gazprom. Essa dependência húngara de gás proveniente da Rússia é tão significativa que, em 2022, 80% do gás adquirido pela Hungria era fornecido pela Gazprom, apesar das sanções impostas pela UE, após a guerra entre Rússia e Ucrânia (Preussen, 2022). A dependência húngara do gás russo é corroborada pelo fato de ser o único país membro da UE que não cortou as importações de gás da Rússia desde o início da guerra. A maior parte do gás para uso doméstico na Hungria é importada, sendo a Rússia a fonte externa mais importante, fornecendo cerca de 5,5 bilhões de m³ em 2023. A Hungria tem um contrato de 4,5 bilhões de m³ anuais pelo prazo de 15 anos assinado com a Gazprom, cuja validade se estende até 2036. Aditivos contratuais permitem aumento das entregas anuais em até 1,5 bilhões de m³ (Gizińska & Łoskot-Strachota, 2024).

Apesar do mercado húngaro do gás natural ter sido liberalizado, existe um segmento intitulado serviço universal no qual os preços são regulados, sendo que a estatal MVM é o operador dominante nesse mercado. Vários comercializadores, entre eles empresas que pertenciam a importantes grupos

européus do setor, como E.ON Ruhrgas, ENI e GDF, cessaram as suas operações no segmento de serviço universal depois que o Governo Húngaro reduziu os preços regulados, a partir de 2013 (IEA, 2022).

2.2.2. A experiência da Alemanha

Diferentemente de outras indústrias de gás natural na Europa, a indústria de gás alemã era dividida em três categorias de empresas que eram ativas no mercado de gás entre o fim dos anos 90 e início dos anos 2000¹⁶. Estas empresas não eram concorrentes entre si e desempenhavam tarefas divididas, sendo apoiadas por contratos de longo prazo e por cooperação estreita entre elas.

A primeira categoria englobava cinco empresas importadoras de gás que tinham contratos de longo prazo com seis empresas produtoras. Estas empresas importadoras, que também atuavam no transporte, eram Ruhrgas, VNG Verbundnetz Gas, Wingas, Thyssengas e BEB (BEB Erdgas und Erdöl GmbH), sendo que a maior e mais importante empresa da indústria de gás alemã era a Ruhrgas. Adicionalmente, as principais produtoras que abasteciam o mercado de gás alemão eram as empresas BEB, Mobil Erdgas-Erdöl, Wintershall, EEG-Erdgas Erdöl, Preussag Energie e RWE DEA, com a BEB na posição de maior produtora nacional.

A segunda categoria era constituída por 10 empresas que não só operavam as redes regionais de transporte de gás natural, como também compravam gás natural das empresas importadoras e vendiam para as distribuidoras. Autoridades públicas locais e federais ou empresas de distribuição detinham a propriedades destas empresas e a Ruhrgas tinha participação em muitas delas. Já a terceira categoria era composta de aproximadamente 700 empresas que operavam as redes de distribuição e vendiam gás para os consumidores finais e para outras companhias distribuidoras (OIES, 2006). A Figura 15 ilustra a estrutura do setor de gás natural da Alemanha antes das medidas de liberalização.

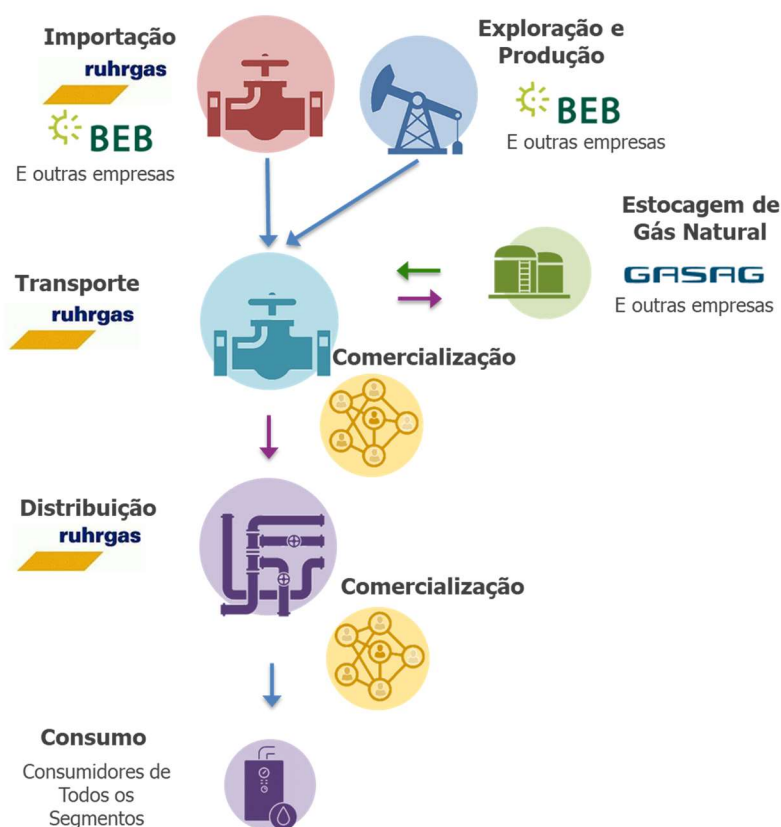


Figura 15: Estrutura do setor de gás natural da Alemanha antes das medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

¹⁶ Neste período foram anunciadas as primeiras medidas do processo de liberalização do mercado de gás do país.

Em 1999, a Alemanha optou pelo acesso negociado à rede de gás natural na incorporação da primeira diretiva da União Europeia sobre o mercado único europeu, o qual não criou um ambiente competitivo necessário ao mercado. Entre estas razões, considera-se que esse tipo de acesso tenha permitido às diferentes empresas um grau significativo de liberdade, que levou à falta de transparência e de padronização. Além disso, nessa época foram criadas diferentes associações representantes dos setores de gás natural para possibilitar acordos de negociação, sem um critério formal para sua seleção como parte interessada ou competente em um determinado processo.

Mesmo que o sistema de acesso tenha sido considerado insatisfatório, o acesso de fato ocorreu desde o início, e inúmeros contratos de transporte foram assinados entre 2000 e 2005 por empresas importadoras de gás natural e transportadoras regionais. Esses contratos foram assinados porque um pequeno número de companhias se tornou experiente, ganhou competência e conseguiu encontrar soluções para seus problemas individuais de transporte e não porque o sistema era transparente, com regras claras.

Vale ressaltar que foi iniciada uma modificação do mercado de gás natural como resultado de fusões e aquisições neste período. Destas mudanças, aquelas que tiveram maior impacto no mercado foram a aquisição da Ruhrgas pela E.ON e a transferência das atividades de vendas da BEB para a Shell Energy Deutschland e a ExxonMobil Gas Marketing. No primeiro caso, a fusão provocou mudanças na estrutura de propriedade, como resultado do desinvestimento da E.ON e da Ruhrgas e do comportamento do mercado resultante desta aquisição. Já no segundo caso, a BEB foi a primeira empresa de transporte que teve algum grau de separação de propriedade, com efeito na discussão sobre acesso à rede alemã de gás natural e com impacto no desenvolvimento do mercado.

O processo de aquisição da Ruhrgas pela E.ON foi longo e complicado, iniciando-se em julho de 2001 e culminando com o anúncio em janeiro de 2003 pelo Ministério de Economia (ME), após passar pela aprovação da *Bundeskartellamt* (BKartA, Autoridade de Concorrência). Pode-se considerar que a forte resistência da BKartA e de muitos participantes do mercado à fusão seria devido ao receio do fortalecimento da posição de mercado já dominante da Ruhrgas, tanto nos mercados de empresas de gás regionais quanto naqueles de empresas de distribuição regionais e locais.

É importante ressaltar que para o mercado de gás alemão, a BKartA estimou a participação da Ruhrgas em 58%, uma posição dominante. A aquisição da Ruhrgas pela E.ON fortaleceria essa posição, pois garantiria as vendas da Ruhrgas para as empresas do grupo E.ON e para empresas das quais a E.ON era acionista. Além disso, diminuiria a concorrência potencial entre empresas de gás regionais e a Ruhrgas no fornecimento a clientes industriais, como também fortaleceria a posição dominante da E.ON no mercado de energia.

Os argumentos favoráveis à fusão tentaram demonstrar que as vantagens econômicas superariam as consequências negativas para a estrutura de mercado e a concorrência. Neste sentido, a E.ON utilizou os seguintes argumentos: possibilidade de concretização da estratégia de expansão da Ruhrgas no mercado europeu em desenvolvimento; melhora nas relações com os clientes no mercado doméstico em função da integração vertical; segurança de suprimento em função da futura importação de gás natural russo na época. Alguns argumentos adicionais sobre o efeito positivo no emprego e no apoio à política energética alemã foram apresentados pela E.ON.

Neste contexto, o ME aceitou os argumentos da E.ON sobre o interesse econômico e aprovou a aquisição em 2003 com base nesses argumentos, impondo uma série de obrigações à E.ON e à Ruhrgas, entre elas o programa de *gas release* da Ruhrgas ao longo de seis anos, a partir de outubro de 2003. Após o primeiro leilão, deveria haver um encontro entre o ME e a E.ON/Ruhrgas para discutir potenciais alterações no programa.

Outras obrigações também impostas pelo ME para a aquisição da Ruhrgas pela E.ON foram:

- Necessidade de aprovação prévia do ME para potencial venda de participação na Ruhrgas para um terceiro;

- Venda das participações da E.ON e da Ruhrgas em empresas de gás natural e de energia. Em particular, a maioria dos participantes do processo tinha interesse no desinvestimento na empresa Thüga, pois através dela a E.ON tinha participações em 120 empresas de distribuição alemãs.¹⁷ Entretanto, o ME era contrário a este desinvestimento.¹⁸
- Separação legal entre as atividades de transporte e vendas de gás natural da Ruhrgas até julho de 2004;
- Ruhrgas deveria oferecer a todas as empresas de gás natural que a abasteciam com mais de 50% de sua demanda anual a opção de redução de compras para 80% de seus volumes contratados durante o restante do contrato (OIES, 2006).

É importante citar que com a Lei da Energia¹⁹, em 2005, a autoridade reguladora *Bundesnetzagentur* (BNetzA) se tornou responsável pelos mercados de energia, seguindo as prescrições da Segunda Diretiva 2003/55/CE. A Lei também estabeleceu que, em princípio, o acesso de terceiros à rede deveria ser baseado em contratos de entrada e saída distintos, e os operadores da rede deveriam gerenciar este sistema através de cooperação mútua, com tarifas regulamentadas com base no custo para uso eficiente das redes. Além disso, a lei alemã introduziu a separação legal das atividades de vendas e transporte para todas as empresas de gás inter-regionais e regionais e empresas de distribuição local com mais de 100.000 clientes.

Vale ressaltar que houve muita resistência à implementação das disposições da lei pelas associações das operadoras de rede, apesar dos esforços da BNetzA em apresentar os elementos básicos do futuro modelo de acesso à rede da perspectiva do órgão regulado no início de 2006. As principais razões para isso, segundo os operadores, eram a falta de clareza da lei, e a falta de competência legal da BNetzA para implementação de um modelo de acesso à rede, entre outros. Havia também a preocupação com os contratos de longo prazo diante do novo arcabouço legal (OIES, 2006).

A única obrigação que estimulou discussões anuais entre as empresas comerciais alemãs e europeias foi o programa anual de *gas release* alemão entre 2003 e 2008, com a seguinte metodologia:

- Publicação de um memorando de informações resumidas em fevereiro;
- Registro das empresas interessadas no leilão com participação em uma conferência de licitantes em fevereiro;
- Especulação sobre o preço de gás natural do leilão entre março e maio;
- Leilão de lotes de gás natural em maio.

Neste programa, a Ruhrgas teria a obrigação de disponibilizar um volume de 18,6 bilhões de m³ durante 6 anos em leilões anuais. Em cada leilão seriam oferecidos 3,1 bilhões de m³ em 33 lotes, liberados ao longo de 3 anos, a contar da data de aquisição do gás pelos candidatos aprovados, totalizando 1,03 bilhão de m³ por ano. A

Figura 16 ilustra os volumes disponibilizados no programa anual de *gas release* alemão.

Nenhum participante poderia comprar mais de 11 lotes e, além disso, a quantidade mínima a ser retirada por dia era correspondente a 60% da quantidade diária contratada. É importante também citar que a E.ON Ruhrgas oferecia capacidade de transporte firme apenas para seus antigos clientes, que tinham sido abastecidos com gás comprado em cada leilão (Chaton, Oviedo, & Guillerminet, 2010; Fischer, 2018; OIES, 2009; Clastres, 2005). A Figura 17 ilustra o mapa da infraestrutura de gás natural alemã em 2010.

¹⁷ Embora a maioria das ações dessas empresas fossem de propriedade dos municípios, argumentou-se que, por meio dessas participações minoritárias, a E.ON, a única acionista com competência de mercado, poderia influenciar significativamente a estratégia de negócios das empresas. Portanto, um desinvestimento na Thüga reduziria o domínio do mercado.

¹⁸ O argumento contrário do Ministério de Economia era baseado no acesso da Ruhrgas às empresas do grupo Thüga, considerado necessário para garantir as vendas da Ruhrgas e fortalecer a sua posição de fornecimento de gás natural, permitindo que a E.On Ruhrgas investisse em projetos upstream.

¹⁹ Lei alemã que visava promover o fornecimento seguro, eficiente e não poluente de eletricidade e gás aos consumidores.

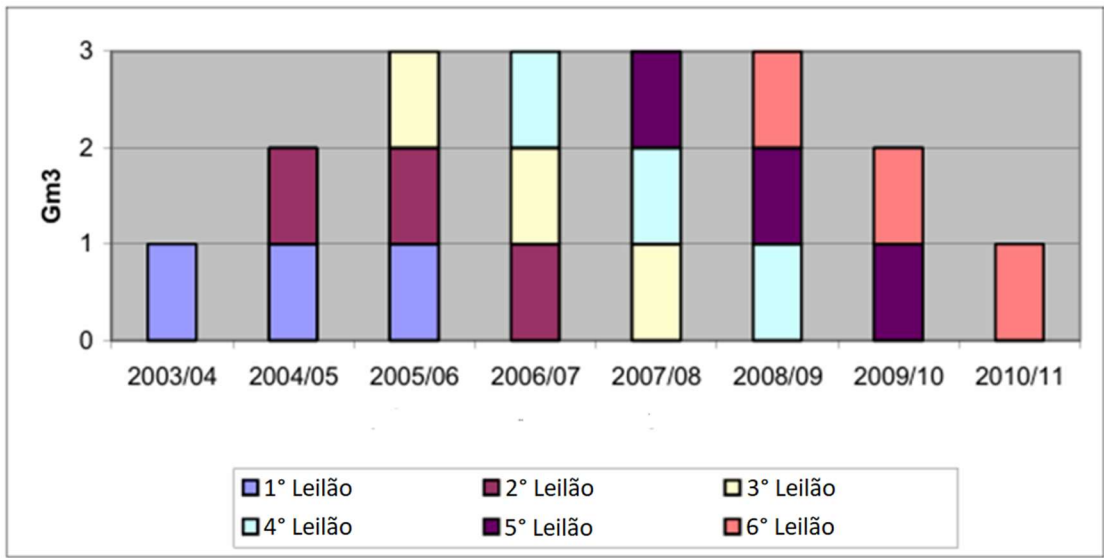


Figura 16: Volumes disponibilizados no programa anual de gas release da Alemanha
 Fonte: Adaptado de (Clastres, 2005)



Figura 17: Infraestrutura de gás da Alemanha em 2010
 Fonte: Adaptado de (Entsog.eu)

O programa de *gas release* alemão teve o objetivo de aumentar a concorrência no mercado de gás alemão, mas as quantidades de gás liberadas pelos dois primeiros leilões anuais não foram satisfatórias, devido ao fato de que o licitante vencedor não conseguiu garantir capacidade de transporte na rede de gasodutos da E.ON Ruhrgas (IEA, 2007).

No primeiro leilão, realizado em Emden ainda em 2003, mais de 50% do volume disponibilizado permaneceu sem ser vendido. Na licitação, o preço mínimo publicado era igual a 95% do preço médio de gás importado entregue na fronteira, publicado pela Secretaria Federal de Economia e Controle de Exportação (*Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle*, BAFA). Durante cada rodada, os licitantes apresentavam propostas para o número de lotes que desejavam comprar, dependendo do preço anunciado pelo organizador do leilão (Clastres, 2005). Neste leilão, foram vendidos 15 lotes e apenas duas empresas participaram do leilão (OIES, 2006).

Já o segundo leilão, realizado em Waidhaus em 2004, introduziu algumas mudanças, tais como: o percentual da quantidade diária que deveria ser retirada, que foi reduzida de 60 para 50%; a introdução de uma nova fórmula diferente de preço, e a redução da garantia do leilão para 0,5 milhões de euros em relação a cada lote. Com relação ao preço, além daquele baseado no preço de gás importado, foi introduzido um preço base vinculado ao óleo combustível negociado em Roterdã, e os licitantes poderiam escolher entre estes dois preços diferentes. Já neste leilão, foi possível observar uma maior diversidade de empresas participantes do programa, com a venda de 35 lotes e sete empresas (OIES, 2006).

Este leilão teve pequenos efeitos no mercado do sul da Alemanha, onde a Gaz de France e a BP utilizaram os volumes para adquirir clientes industriais e empresas de distribuição. Além disso, foi observado o surgimento de um pequeno mercado secundário. Neste contexto, grandes consumidores alemães natGAS e EcoSwitch compraram volumes que eram destinados a clientes industriais, além do envio de gás natural para venda em diferentes locais de negociação²⁰ pelas empresas EnBW, a EdF e a Vitol (OIES, 2006; OIES, 2009).

O terceiro leilão, realizado em Endem em 2005, também teve efeitos locais no mercado alemão, uma vez que apenas um dos licitantes sinalizou que sua prioridade era vender o gás na Alemanha, enquanto a maior parte do gás foi transferida para os hubs TTF (Países Baixos), Eynatten (Bélgica), Zeebrugge (Bélgica) e Wallbach (Suíça), todos fora do país. Houve um pequeno aumento no número de lotes do programa em relação ao segundo leilão, com a venda de 39 lotes, mas o número de empresas participantes se manteve o mesmo, porém com alternância de empresas (OIES, 2006).

Finalmente, o impacto dos três primeiros leilões de *gas release* no mercado não foi tão significativo quanto se esperava. Apesar do incentivo à competição em locais sem liquidez comercial, foi considerado que os volumes não eram suficientemente grandes para terem um efeito duradouro significativo na concorrência e, além disso, a maioria dos volumes foi comprada por participantes para venda em mercados mais lucrativos fora da Alemanha. Além disso, alguns participantes do mercado consideraram que o programa de *gas release* foi útil principalmente para a E.ON Ruhrgas, que tinha gás excedente sob contrato de longo prazo, e o programa ajudou a empresa a liberar parte deste gás (OIES, 2006).

O quarto leilão, também realizado em Endem em 2006, voltou a introduzir mudanças em função da decisão favorável do órgão regulador BNetzA à reclamação da empresa EnBW Trading²¹, participante do leilão de 2005, que alegou que a E.ON Ruhrgas deveria ser obrigada a oferecer capacidade de transporte firme àquela empresa. Embora a decisão se aplicasse legalmente apenas ao caso particular da EnBW Trading, nos leilões subsequentes, a E.ON Ruhrgas ofereceu capacidade de saída firme a todos os licitantes bem-sucedidos em todos os pontos de saída possíveis. Neste leilão, o número de empresas participantes

²⁰ Estes novos locais incluíam Wallbach, Paso Gries e Zeebrugge.

²¹ Vale ressaltar que a EnBW teve prejuízo financeiro, pois não conseguiu entregar seu gás obtido no programa de *gas release* de 2005 em Zeebrugge, Bélgica, pois só tinha capacidade de saída interruptível no ponto de fronteira germano-belga de Eynatten, a qual foi interrompida no final do outono de 2005 (OIES, 2009).

do programa e o número de lotes permaneceram os mesmos do ano anterior, com 7 empresas e 39 lotes (OIES, 2009).

No quinto leilão, realizado em Waidhaus em 2007, a principal alteração foi a entrega dos volumes negociados em pontos de negociação virtuais²², embora o leilão em si tenha sido realizado em Waidhaus, enfatizando a importância da flexibilidade para estabelecer um portfólio de vendas. Outra característica interessante, particularmente do leilão de 2007, mas também em menor extensão em 2008, foi que era impossível identificar todos os licitantes bem-sucedidos. Em 2007, o número de licitantes bem-sucedidos foi excepcionalmente alto. É provável que várias empresas de distribuição estejam entre os licitantes bem-sucedidos não identificados, porque não fazem parte da comunidade comercial usual. (OIES, 2009). A Tabela 3 apresenta os resultados dos leilões de *gas release* na Alemanha (OIES, 2009) e a Figura 18 ilustra a estrutura do setor de gás natural da Alemanha após as medidas de liberalização.

Tabela 3: Resultados dos leilões de *gas release* da E.ON Ruhrgas entre 2003 e 2008.

Ano	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Número de lotes vendidos	15	35	39	39	33	32
Número de licitantes	2	7	7	7	13	7

Fonte: Adaptado de (OIES, 2009).

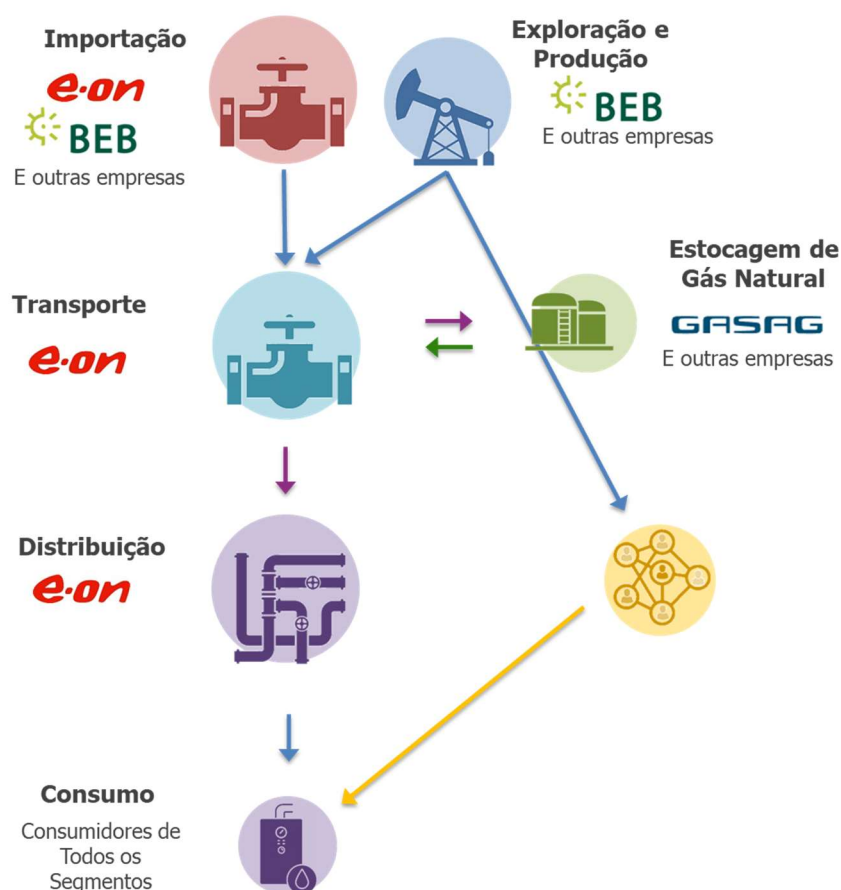


Figura 18: Estrutura do setor de gás natural da Alemanha após as medidas de liberalização

Fonte: Elaboração própria.

²² Este leilão ocorreu depois que a negociação de balcão (OTC – *over the counter*) começou a se desenvolver e os volumes de gás estavam, em princípio, disponíveis no mercado. Vale citar que o leilão ocorreu em um momento em que empresas de distribuição estavam iniciando mudanças de suas estratégias, buscando mais flexibilidade para gerenciamento de seus portfólios e comerciantes estavam procurando vender produtos mais flexíveis para as empresas de distribuição (OIES, 2009).

Embora o programa tenha contribuído para a entrada de novos concorrentes, uma questão chave precisou ser superada para o desenvolvimento de maior concorrência no mercado alemão, o acesso não discriminatório à rede de gasodutos. As empresas que possuíam e operavam os sistemas de gasodutos de transporte, a fim de proteger sua base de clientes, impediam o acesso de potenciais concorrentes a este sistema de gasodutos, apesar de a separação legal ser obrigatória. Dessa forma, novos entrantes não tinham acesso a gasodutos por estes estarem com a capacidade plenamente reservada pelos incumbentes (IEA, 2007).

Em 2009, a Comissão Europeia constatou que a E.ON Ruhrgas ainda detinha posição dominante na contratação de capacidade em sua rede de transporte, nos mercados de gás para suprimentos regionais e locais e para fornecimento a grandes clientes industriais. As preocupações da Comissão eram com a reserva pela E.ON Ruhrgas, a longo prazo, da maior parte da capacidade de transporte nos pontos de entrada nas suas redes de transporte de gás na Alemanha. O acesso a capacidade nos gasodutos era necessário para os novos entrantes no mercado, uma vez que o acesso insuficiente limitava a sua capacidade de conseguir clientes. Estas reservas poderiam, assim, impedir outros fornecedores de gás de aceder ao mercado, privando-os da possibilidade de concorrer com a E.ON Ruhrgas. Tal fato foi considerado um abuso de posição dominante pela E.ON Ruhrgas (Subiotto et al., 2011).

Em resposta às preocupações da Comissão, a E.ON Ruhrgas ofereceu uma série de compromissos destinados a promover um maior acesso a seus gasodutos. Os compromissos compreenderam, em um primeiro passo, a liberação de 15% da capacidade dos gasodutos nos pontos de entrada de suas redes de gás em 2010. Em uma segunda etapa, a E.ON também se comprometeu a reduzir, até 2015, suas reservas de capacidade de entrada para 50% e 64% nas suas duas áreas de mercado. Para atingir estes patamares, a E.ON poderia renunciar às capacidades existentes, aumentar a capacidade da rede, ou celebrar cooperações de mercado que aumentassem as capacidades na rede. A Comissão avaliou os compromissos em cooperação com o regulador alemão da energia (BNetzA) e a autoridade alemã da concorrência (BKartA) (Subiotto et al., 2011).

3. Análise comparativa de programas de *gas release*

Neste capítulo são apresentados os principais parâmetros, considerados estratégicos para a realização dos programas de *gas release*, e como eles se caracterizam em cada país estudado.

3.1. Programas de *gas release* – parâmetros a serem considerados

Os programas de *gas release* envolvem a liberação progressiva de gás natural por parte de um agente dominante, mais comumente através de um leilão de oferta de gás natural, em que se determina que uma porcentagem do gás produzido ou importado seja disponibilizado para comercializadores. Há diferentes parâmetros que devem ser considerados na implementação desses programas a fim de contextualizar a sua atuação, dentre os quais destacamos:

- Função de mercado da empresa incumbente;
- Estimativa do volume a ser ofertado no programa;
- Definição do prazo de vigência do programa;
- Características dos produtos ofertados;
- Preço inicial do gás natural para oferta em leilão;
- Definição do ponto de entrega do gás natural;
- Vinculação societária dos participantes do programa;
- Definição do agente responsável (ANP, 2023c).

Quanto à função de mercado da empresa incumbente, é importante identificar em quais elos da cadeia de gás natural ocorre o seu domínio de mercado, o que irá direcionar a incidência do programa de *gas release* e influenciará os procedimentos de contratação e a composição de preços dos produtos do programa. Vale ressaltar que os cenários de criação e atuação da empresa incumbente estão associados às características próprias de cada país.

Com relação à estimativa do volume a ser ofertado no programa, tal escolha reflete a estrutura do mercado e outras particularidades eventuais da indústria de gás natural do país. Essa estimativa precisa ser dimensionada adequadamente em relação à demanda e ao tamanho do mercado de gás natural, a fim de estimular a concorrência no país. Em determinados países, o volume de gás a ser ofertado é atribuído proporcionalmente ao número de comercializadores participantes e de acordo com o portfólio de produtos oferecidos (ANP, 2022; Chaton, Oviedo, & Guillerminet, 2010).

Quanto à definição do prazo de vigência do programa, observa-se a vigência média de 4 a 6 anos, chegando a até 10 anos, sendo monitorado mesmo após atingimento da meta desejada. Cada programa define uma frequência de realização de leilões, e seu sucesso depende do grau de implementação de diferentes medidas, que repercutem diretamente no seu prazo de execução (ANP, 2022).

Outro parâmetro a ser considerado em programas de *gas release* é a caracterização dos produtos a serem ofertados, com relação à sua periodicidade, forma de contratação e flexibilidade. Quanto à periodicidade, ressalta-se que a oferta de produtos no leilão é geralmente anual. O volume ofertado em um leilão e não comprado pelos agentes demandantes pode ser ofertado no próximo leilão de forma cumulativa, ou como um produto de curto prazo, em contratos de fornecimento com prazo de suprimento inferior a um ano.

Já com relação ao procedimento de contratação dos produtos, podem ser ofertados no programa lotes de volumes de gás ou podem ser repassados os próprios contratos com os produtores externos para novos comercializadores participantes do leilão. Estes lotes são definidos por meio da análise do perfil de demanda dos potenciais participantes do leilão de *gas release*. O volume de cada um dos lotes, estabelecido em contrato, deve ser pequeno o suficiente para atender a demanda do menor potencial participante, de forma que este não seja excluído da participação do leilão por não conseguir comprar um lote.

Outro fator que deve ser levado em consideração é o nível de flexibilidade de cada produto, que deve ser o suficiente para comportar a variação do consumo do agente demandante ao longo do dia, da semana e até do mês. Caso seja definido um baixo grau de flexibilidade que não seja suficiente para comportar essa variação, é necessário que sejam criados produtos de curto prazo para atendê-la, como produtos diários e intradiários.

Quanto ao preço inicial do gás para oferta no leilão, a maioria dos países utiliza como base o WACOG, enquanto outros países consideram um percentual relativo ao WACOG. Muitos países permitem que o agente ofertante incorra em prejuízos relativos ao preço do gás vendido, caso o resultado de diversos leilões anuais de oferta do gás não atinja 100% do WACOG calculado. Neste caso, são descritos alguns mecanismos a serem adotados para amortecer tal impacto negativo ou recuperar as perdas ocorridas no leilão (ANP, 2022).

Com relação à definição do ponto de entrega do gás natural, este deve estar acessível a todos os participantes envolvidos para que o preço de gás natural possa ser identificado. Geralmente, o ponto de entrega é a rede de transporte, porém há a possibilidade da disponibilização desta oferta em um ponto virtual de negociação. Vale ressaltar que o ponto de oferta pode não estar vinculado apenas a um ponto específico, mas sim a todas as fontes de suprimento do portfólio da empresa incumbente.

Com relação à vinculação societária dos participantes do programa, a experiência internacional mostra que os principais programas implementados evitam a participação de subsidiárias do ofertante no processo de aquisição do gás natural no leilão. As diretivas de gás da União Europeia estabelecem que a separação efetiva entre atividades de produção, de rede e de abastecimento só pode ser assegurada mediante a supressão do incentivo que se apresenta às empresas verticalmente integradas para discriminarem os concorrentes no acesso às redes e no investimento. A separação da propriedade, que implica a nomeação do proprietário da rede como operador da rede e a sua independência em relação a quaisquer interesses de comercialização e de produção, é claramente uma forma eficaz e estável de resolver conflitos de interesses e garantir a segurança do abastecimento (Parlamento Europeu, 2009).

Outro ponto relevante para a realização do leilão de gás natural é a definição do agente responsável pela sua aprovação. Historicamente, há programas que são propostos e supervisionados pelo agente regulador do setor de gás natural, enquanto em outros essas funções cabem ao órgão de defesa da concorrência. É desejável que cada responsabilidade na supervisão do programa de *gas release* seja atribuída claramente a um único órgão. Nos casos que o tema é tratado pelo órgão da defesa da concorrência, com proposta de programa realizada pelo próprio agente dominante, compete a um órgão regulador setorial a aprovação do programa proposto.

As experiências internacionais não demonstraram uma forma única para estabelecimento dos volumes dos lotes ofertados, a vigência de cada um dos produtos e a periodicidade de oferta, de forma a atender os interesses dos consumidores no mercado livre organizado. Estes parâmetros são um indicativo da importância de se considerar as particularidades da indústria local de gás natural na definição das características do programa de *gas release*.

3.2. Características dos programas de cada país em função dos parâmetros considerados

Como foi apresentado na seção 3.1, os parâmetros considerados na avaliação dos programas de *gas release* de cada país foram introduzidos. Dando continuidade ao que foi trazido nessa seção, a Tabela 4 ilustra as características dos programas de *gas release* de cada país estudado na nota, em função dos parâmetros considerados.

Tabela 4: Características dos programas de *gas release* de cada país em função dos parâmetros adotados.

Parâmetro	Reino Unido	Itália	Espanha	Hungria	Alemanha
Empresa incumbente	British Gas	ENI	Gas Natural SDG S.A.	E.ON	E.ON Ruhrgas
Função de mercado do incumbente	Comercialização, transporte e distribuição	E&P, transporte, armazenamento e comercialização de grandes volumes	Importação, operador dos sistemas de transmissão e distribuição, armazenamento estratégico	Acionista de empresas no setor de distribuição, que adquiriu empresas no setor de estocagem e comercialização	Importação, participação em operadores de transporte regional
Estimativa do volume	4 bilhões de m ³ em 4 anos	Um total de 17,1 bilhões de m ³ em 3 programas	4,22 bilhões de m ³ em 3 anos	1 bilhão de m ³ /ano	3,1 bilhões de m ³ /ano
Definição do prazo	4 anos (1992 a 1995)	Três programas ao longo de 7 anos (2004 a 2010)	3 anos (2001 a 2003)	8 anos (2006 a 2013)	6 anos (2003 a 2008)
Definição dos produtos de leilão	Volumes de gás leiloados foram atribuídos de forma proporcional ao número de fornecedores participantes.	1 ^o -9,2 bilhões de m ³ em 4 anos 2 ^o -4 bilhões de m ³ em 2 anos 3 ^o -3,9 bilhões de m ³ em 1 ano	25% do volume importado da Argélia por gasoduto; Limitação de 25% por comercializador	Leilões com quantidades anuais divididas em 5 lotes de 100 MMm ³ , 5 lotes de 50 MMm ³ e 10 lotes de 25 MMm ³ .	Leilões com 6 lotes de 3,1 bilhões de m ³ liberados em três parcelas anuais de 1,03 bilhões de m ³
Preço inicial do gás	O preço inicial era o WACOG da BG mais uma pequena taxa	Preço baseado em preço de importação e taxa de operação.	Custo de aquisição mais taxa fixa	O preço inicial dos leilões foi de 95% do WACOG.	95% do WACOG
Definição do ponto de entrega	Ponto de entrada dos gasodutos na fronteira.	Ponto de entrada dos gasodutos na fronteira.	Ponto de entrada do gasoduto de importação (GME)	Dois pontos de entrada na Hungria (80% no oriental e 20% no ocidental).	Emdem Waidhaus
Vinculação societária	Não se aplicou	Não se aplicou.	Subsidiárias da Gas Natural SDG S.A. proibidas de participar do leilão.	Subsidiárias da E.ON proibidas de participar dos leilões.	Subsidiárias da E. ON proibidas, exceto em participações inferiores a 10%
Definição do agente responsável	OFT, órgão do governo responsável pela concorrência dos mercados	AGCM, agência reguladora.	CNE (Comissão Nacional de Energia), agência reguladora.	HEO, agência reguladora, supervisionou os leilões realizados pela E.ON.	BNetzA, agência reguladora.

Fonte: Elaboração própria.

Constata-se que as funções de mercado das empresas incumbentes variam, mas em geral abrangem um conjunto de atividades que normalmente envolve participação no transporte, importação e comercialização de grandes volumes. Muitas vezes as atividades de importação e comercialização eram baseadas em contratos de longo prazo.

A respeito dos volumes leiloados nos programas, esses volumes eram estipulados pelos órgãos governamentais responsáveis e variavam de país para país, em função do que cada um deles considerava

adequado para a promoção da concorrência no setor. O mesmo critério se aplicava para a definição dos prazos dos programas.

No que se refere ao preço inicial de venda do gás, a maior parte dos países estudados determinava como preço inicial dos leilões um percentual do WACOG, que é o preço médio ponderado nas fronteiras. Alguns países adicionavam a esse custo taxas para cobrir a operacionalização. Já para a definição do ponto de entrega dos volumes de gás leiloados, o mais usual era a entrega no ponto de entrada dos gasodutos na fronteira ou terminais de regaseificação de GNL.

Como é de se esperar, na maior parte dos programas, as subsidiárias da empresa incumbente que realizava os leilões não podiam participar dos mesmos como ofertantes. Na Itália, como não foi impedida a participação de subsidiárias, houve casos em que a própria incumbente contratou gás para geração de energia elétrica em suas termelétricas.

Em relação à definição do principal agente responsável pela proposição e supervisão dos programas, em todos os casos estudados, essas funções couberam ao órgão regulador do setor de gás natural. Cabe ressaltar que as próprias Diretivas de gás europeias, apresentavam diretrizes sobre a atuação desses órgãos de regulação, que visavam garantir um mercado de gás competitivo e impedir ações anticoncorrenciais das empresas do setor. Em alguns casos, a responsabilidade de supervisão do *gas release* foi compartilhada também pelos respectivos órgãos de defesa da concorrência, o que ocorreu nos programas italiano e alemão.

No contexto de contratação de gás a longo prazo, durante período de transição, os programas de *gas release* abriram as portas do mercado de comercialização de gás a novos entrantes. Esses programas foram mecanismos de aceleração da concorrência nos mercados internos de gás de diversos países, quando a implementação de seus mercados não apresentava os efeitos esperados. Outra importante contribuição desses programas foi a de ajudar a promover a condição em que os consumidores tivessem a opção de escolher entre vários comercializadores diferentes dos quais comprar seu gás.

Os programas de *gas release* desenvolvidos nos diversos países da Europa tiveram resultados variados, condicionados às condições iniciais do mercado de gás nesses países, parâmetros adotados para o *gas release* e continuidade da agenda regulatória após o programa. Faz-se necessário salientar que a maioria dos programas foram acompanhados de outras mudanças regulatórias e estruturais no mercado de gás, portanto em alguns casos não é possível separar por completo os efeitos do *gas release*.

Os programas abordados contribuíram para a concorrência interna, em âmbito nacional. Dessa forma, não afetaram o panorama de preços internacionais ou a concorrência entre os grandes produtores estrangeiros. Assim, a volatilidade de preços do gás e a dependência dos tradicionais produtores externos à União Europeia continuou como uma questão a ser resolvida no planejamento estratégico energético desses países.

4. Panorama do mercado de gás no Brasil

O desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil foi regido, nas últimas décadas, por dispositivos da Constituição Federal de 1988, a qual define a atividade de distribuição de gás natural canalizado como atributo dos estados. Desde o início das atividades exploratórias de gás natural, este mercado contou com dispositivos legais que tinham como foco a regulação dos hidrocarbonetos líquidos e abarcavam, por extensão, as atividades relacionadas a gás natural, como é o caso da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) (Almeida, 2024). As atividades que compõem a indústria de petróleo e gás natural já eram desenvolvidas no país através da Petrobras, sob regime de monopólio legal. Por não estar sujeita a concorrência, o desenvolvimento desta indústria se deu com a lógica econômica de integração vertical e horizontal (Cordeiro, et al., 2012).

Destaca-se que a Constituição Federal de 1988 inicialmente define como monopólio da União as atividades de pesquisa, lavra, refinação, importação ou exportação, e transporte por meio marítimo ou por duto de petróleo e gás natural, e veda a concessão de participações na exploração destes hidrocarbonetos. Posteriormente, estes dispositivos foram flexibilizados através de duas emendas constitucionais. Com a EC 05/1995, a distribuição deixa de ser exclusividade de empresa estatal, e a EC 09/1995 faculta à União a contratação de empresas estatais ou privadas para exercício das atividades relacionadas à indústria de petróleo e gás natural. Neste contexto, a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil passam a ser feitas segundo o regime jurídico de concessão²³, no qual a União assume o papel de regular e fiscalizar a atividade econômica; enquanto no segmento de distribuição os estados podem explorar o serviço diretamente ou por meio de concessão.

Com isso, estabeleceu-se um mercado verticalmente integrado, com a Petrobras ocupando a posição de agente incumbente em diversos elos da cadeia produtiva de gás natural. A empresa era detentora dos ativos de produção, escoamento, processamento, transporte e comercialização do gás natural no País. A entrada em vigor das Emendas supracitadas e a introdução do regime de concessão permitiram uma gradual entrada no mercado de agentes privados no segmento de exploração e produção. Entretanto, devido ao fato de a Petrobras deter a infraestrutura de escoamento, processamento e transporte já estabelecida, outros produtores eram compelidos a vender sua produção para a Petrobras, não tendo acesso direto ao consumidor final; além disso, a Petrobras também é detentora do contrato de importação de gás boliviano via gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Dessa forma, a empresa constituiu um monopólio, estrutura econômica caracterizada pela presença de um único comprador. A empresa também atuava no segmento de distribuição através de sua subsidiária Gaspetro, detentora de participações em distribuidoras estaduais (Almeida & Ferraro, 2013; Domenico, 2024).

Em 2009, a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás)²⁴ introduz o marco legal do setor de gás natural no Brasil, dispondo sobre as atividades de transporte de gás natural por meio de dutos e da importação e exportação de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Em relação a transporte, a Lei do Gás estabelece que esta deve ocorrer em regime de concessão para gasodutos considerados de interesse geral, sendo admitido o regime de autorização apenas nos casos de gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais. Além disso, os gasodutos existentes ou em fase de licenciamento ambiental mantiveram a exclusividade dos carregadores iniciais por 10 anos (BRASIL, 2009; Sousa, 2010; Almeida, 2024).

²³ Posteriormente, em 2010, foram criados os regimes de cessão onerosa e de partilha, aplicados exclusivamente a blocos contidos no polígono do pré-sal. A cessão onerosa é regida por um contrato assinado entre a União e a Petrobras, que cede a esta empresa o direito de produzir o volume de até 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em 6 blocos do pré-sal com 100% de propriedade. Já a partilha de produção é o regime no qual a União tem direito a parte da produção (excedente em óleo ou excedente em gás) de cada bloco, segundo percentuais definidos em leilão (PPSA, 2023; PETROBRAS, 2024).

²⁴ A Lei do Gás foi regulamentada pelo Decreto nº 7.382/2010.

Embora a Lei do Gás e seu decreto regulamentador tenham criado uma estrutura legal que possibilitava a realização de investimentos em gasodutos de transporte por novas empresas e otimização de uso da capacidade, não dispuseram de instrumentos efetivos para alterar a estrutura do mercado de transporte de gás natural ou modificar a estrutura de preços praticada pelo agente incumbente, a Petrobras (Sousa, 2010; Almeida, 2024). Assim, houve neste período a manutenção da estrutura econômica monopolista, e iniciaram-se diversos estudos por parte de órgãos do governo para identificar os motivos para a legislação não ter surtido os efeitos esperados (Cordeiro, et al., 2012).

O programa Gás para Crescer, criado em 2016 pelo Ministério de Minas e Energia (MME), teve como principal objetivo reduzir a participação da Petrobras, de modo a permitir a entrada de novos agentes, em especial em elos concorrenciais da cadeia do gás natural (produtores, carregadores e comercializadores). Outro objetivo desse programa foi unificar a legislação e regulação do setor em nível federal, removendo da atribuição estadual a regulação da distribuição de gás natural (MME, 2016). Entretanto, não obteve sucesso nesta mudança de ordenamento jurídico, que necessitaria de emenda constitucional para ser efetivada. Por outro lado, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) defendeu no âmbito desse programa a separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*²⁵) entre transportadores e agentes de elos potencialmente concorrenciais da indústria de gás natural; adoção de modelos de independência entre transportador e empresa verticalmente integrada; desverticalização da distribuição; separação de atividades de comercialização e distribuição; e criação de arcabouço regulatório referente a tarifas de distribuição (ANP, 2018a; ANP, 2018b; MME, 2017). Assim, este programa lançou as bases para o acordo entre Petrobras e CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) referente ao gás natural em 2018 (TCC – Termo de Compromisso de Cessação).

O TCC do gás natural assinado entre o CADE e a Petrobras acordou a saída da estatal das operações de transporte e distribuição, e estabeleceu parâmetros para acesso negociado a instalações de escoamento e processamento (cessão de capacidade). Em relação a escoamento e processamento, o TCC resultou na criação e posterior regulamentação do SIE (Sistema Integrado de Escoamento) e SIP (Sistema Integrado de Processamento), reduzindo barreiras econômicas para atuação de outras empresas no elo de produção. Já em relação ao transporte e à distribuição, resultou no desmembramento e venda das transportadoras NTS e TAG e venda de todas as participações da Gaspetro em distribuidoras estaduais. Entretanto, a venda das participações da empresa na transportadora TBG não foi efetivada por falta de interesse do mercado no investimento. O acordo foi renegociado e, em 2024, foi assinado aditivo de contrato que desobriga a Petrobras da venda do ativo (CADE, 2019; PETROBRAS, 2024).

O programa Novo Mercado de Gás foi criado em 2019, com extensão das motivações do programa anterior. A principal diferença foi que este trouxe a abordagem de harmonização regulatória entre as esferas federal e estaduais. Além disso, considerava-se já nesta época o crescimento da oferta nacional de gás natural devido ao avanço da exploração no pré-sal. Assim, visava-se preparar o mercado para um possível choque de oferta, fazendo com que a demanda de gás acompanhasse a oferta de forma proporcional (MME, 2022). Este programa lançou as bases para elaboração da Lei 14.134/2021 (também conhecida como Nova Lei do Gás).

A Lei 14.134/2021, fruto de discussões entre órgãos reguladores e associações representantes do direito privado, foi um marco fundamental na evolução regulatória do mercado de gás natural no Brasil. Esta lei trouxe como ponto central a desverticalização do setor, introduzindo separação econômica entre os elos concorrenciais e não-concorrenciais²⁶.

²⁵ A separação completa de propriedade ou *full ownership unbundling* pode ser definida como impedimento de empresas que atuam como operador do sistema (proprietário da rede) terem qualquer participação ou interesse em empresas que atuam em segmentos potencialmente concorrenciais, e vice-versa (FSR, 2020; CE, 2009).

²⁶ A exceção é a atividade de distribuição, que pode ser realizada junto com a comercialização ao consumidor final.

A Lei 14.134/2021 estabelece, em seu artigo 33, alguns mecanismos que podem ser adotados pela ANP para promover a concorrência nos diversos elos da cadeia de gás natural, com consulta ao órgão de defesa da concorrência²⁷, prevendo a possibilidade de:

- I. *Cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;*
- II. **Programa de venda de gás natural**, por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP, e;
- III. *Restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo. (BRASIL, 2021).*

Destaca-se que, embora não seja usado o termo *gas release*, o inciso II caracteriza um programa de *gas release* nos moldes de programas internacionais, no âmbito de medidas regulatórias estabelecidas pela ANP, com parâmetros de preço, volumes ofertados, quantidade de ofertas e duração do programa a serem definidos por este órgão.

Já o Decreto 10.712/2021, que regulamenta a Lei 14.134/2021, trata em seu artigo 22 das diretrizes e princípios que devem ser observados pela ANP para a implementação de um eventual programa de venda de gás natural, tais como:

- cessão da capacidade de transporte referente ao volume de gás liberado por meio do programa nos pontos relevantes do sistema de transporte, de forma simultânea à venda do gás natural, quando couber;
- inexistência de restrição para que o gás vendido e a respectiva capacidade de transporte possam ser livremente negociáveis em mercado secundário;
- oferecimento, com regularidade, de contratos diários, mensais, trimestrais ou anuais em relação ao gás vendido por meio do programa, a critério da ANP; e
- ampla publicidade a fim de melhorar a qualidade do programa, por meio da contribuição da sociedade e dos agentes interessados (ANP, 2018a; BRASIL, 2021).

Posteriormente, a Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução CNPE nº 3/2022, que estabeleceu diretrizes para a criação do Programa Novo Mercado de Gás. Um dos direcionamentos para o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural consiste na implantação de um programa de liberação progressiva de gás natural pelo agente com potencial dominação de mercado, estabelecida no inciso VIII do art. 5º. A mesma Resolução recomenda, no artigo 12, a elaboração pela ANP, em articulação com MME, Ministério da Economia (ME) e CADE, de um diagnóstico concorrencial do mercado de gás natural e proposta de programa para liberação progressiva do gás natural pelo agente dominante (CNPE, 2022). Desse trabalho resultou a Nota Técnica Conjunta nº 2/2023 (ANP, 2023), que reconheceu a necessidade de medidas complementares às políticas públicas adotadas até então, visto que não foram tão efetivas quanto esperado na desconcentração em elos potencialmente competitivos da indústria de gás natural, com avanços restritos. O diagnóstico indicou que, apesar de alguns avanços na malha de transporte e início do acesso de terceiros a infraestruturas de escoamento e processamento de gás da Petrobras, a redução de concentração foi pequena e localizada. Portanto, recomendou a adoção de outros mecanismos para promover desconcentração, bem como estímulo à concorrência e competição.

Ainda em 2023, iniciaram-se estudos para um novo programa governamental, o Grupo de Trabalho Gás para Empregar (GT-GE), que resultou na publicação do Decreto nº 12.153/2024 (MME, 2023; BRASIL, 2024). Este decreto, que regulamenta a Lei 14.134/2021 alterando o Decreto nº 10.712/2021, mantém a possibilidade de realização de programa de *gas release* sob alçada da ANP; porém em conjunto com

²⁷ O SBDC (Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência) foi estruturado pela Lei nº 12.529/2011 e é composto pelo CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica), autarquia vinculada ao Ministério da Justiça, e pela Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE), do Ministério da Fazenda (BRASIL, 2011).

grande aumento da agenda regulatória deste órgão. Os relatórios do GT-GE mencionam o tema de *gas release*, abrindo espaço para futuras discussões.

A Figura 19 apresenta uma linha do tempo das principais ações, programas, leis e demais regulamentações referentes à abertura do mercado de gás natural no Brasil, desde a Constituição de 1988.

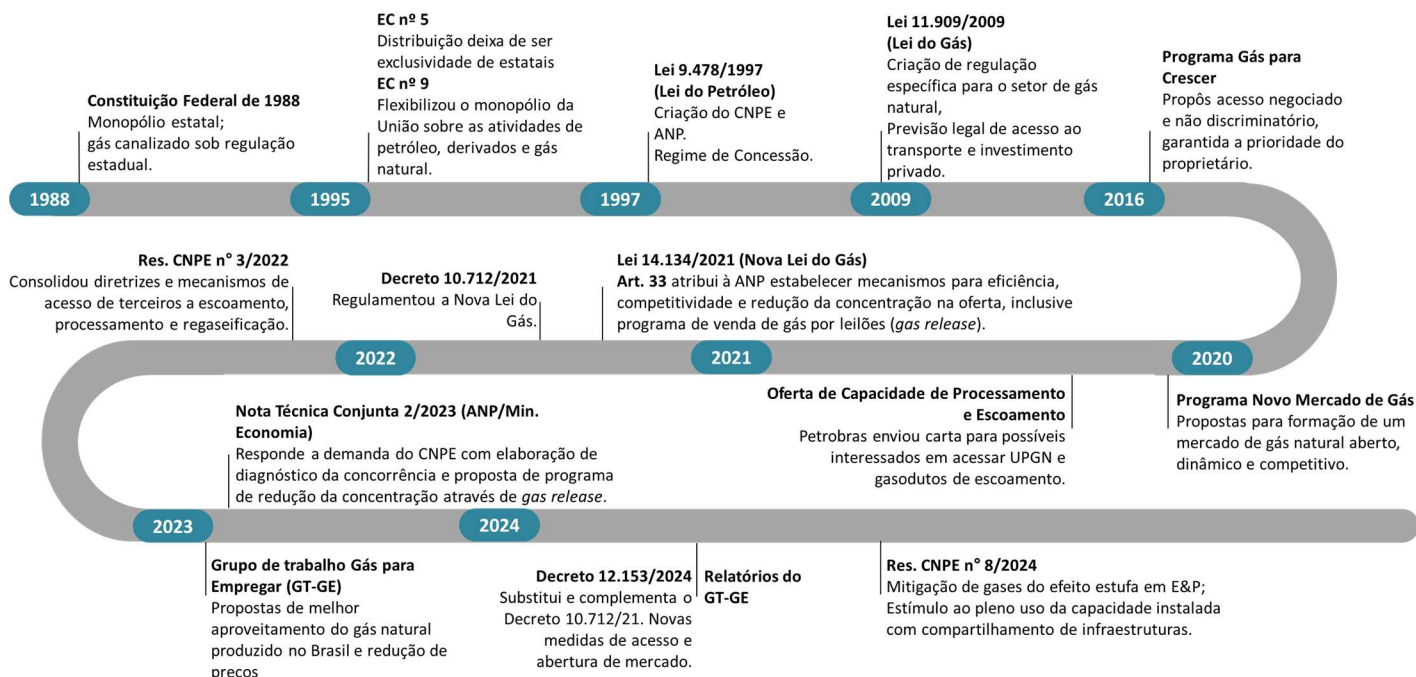


Figura 19: Linha do tempo da regulação de gás natural no Brasil.

Fonte: Elaboração própria.

5. Considerações Finais

Esta Nota Técnica apresentou informações relevantes sobre o processo de liberalização do mercado de gás natural na Europa. Foi selecionado um conjunto de países que passaram por programas de *gas release*, cada um com suas características e particularidades, trazendo lições importantes para o desenvolvimento do mercado brasileiro em plena construção.

A liberalização do mercado de gás europeu levou em conta muitos fatores para seu desenvolvimento e operacionalização. Um deles se deve ao fato de que a sua demanda não é completamente atendida pela produção interna, mas advém, majoritariamente, de grandes produtores, geralmente de fora da União Europeia, e que, portanto, não se submetem às suas normas e diretivas regulamentares. É importante acrescentar que, ao longo do deste processo, a produção de gás europeia entrou em declínio, enquanto o seu consumo aumentou, aumentando a sua dependência externa.

Em função da recorrente preocupação da UE com a segurança do abastecimento de gás, promoveu-se um arcabouço regulatório focado em buscar soluções de diversificação da origem do suprimento, bem como promover a eficiência e a competitividade. Em alguns casos, o objetivo de segurança de abastecimento foi considerado prioritário em relação à obtenção do menor custo.

Como parte dos esforços para liberalização dos mercados, a UE realizou diversas ações para estimular a criação de hubs, o aumento da liquidez e a substituição dos contratos de longo prazo por contratações de curto prazo. Uma das ferramentas utilizadas para este fim foi a liberação, em caráter temporário, de volumes de gás natural de empresas incumbentes, o *gas release*, realizado tanto no caso de empresas monopolistas, quanto como medida antitruste. Dada a diversidade de situações que cada país escolhido vivenciou, foi possível a verificação de diferentes circunstâncias para que essas condições de mercado se concretizassem, como a existência de um excedente de oferta de gás em relação à demanda ou a criação de medidas regulatórias por agências reguladoras ou outros órgãos nacionais de promoção da concorrência.

É importante destacar que, como medida anterior ou concomitante ao *gas release*, ocorreu com frequência a separação entre as atividades de comercialização e de movimentação de gás por gasodutos, a partir da criação de empresas de comercialização pelos operadores de redes. Entretanto, nos países estudados, geralmente essas empresas de comercialização já nasciam detentoras da maior parte do mercado que, historicamente, eram controlados pelas operadoras de rede.

Com a finalidade de diminuir a parcela de mercado dessas empresas, os programas de *gas release* europeus foram, em sua maior parte, criados para obrigar essas empresas a renunciarem a parte do seu mercado consumidor. Essa renúncia ocorreu por meio da venda compulsória do gás adquirido junto aos produtores. O intuito dos países onde se realizaram tais programas foi de promover um maior desenvolvimento dos seus mercados livres de gás.

A maior parte das experiências europeias de implementação de programas de *gas release* mostrou mecanismos eficientes para a inserção de novos agentes comercializadores no mercado interno de gás natural, os quais passaram a comprar gás dos produtores locais e estrangeiros e revendê-lo ao consumidor final. No entanto, assim que implementados, muitos desses programas não necessariamente tiveram como consequências imediatas a redução ou estabilização de preços e a segurança no abastecimento, efeitos muitas vezes almejados em suas implementações. Isso se deve ao fato de que a maioria desses programas alteraram apenas a forma de gestão interna do mercado de gás nos países estudados, que não são autossuficientes em gás natural. Dessa forma, agentes externos que concentram a maior parte da produção de gás no mundo, como é o caso da Rússia, continuaram influenciando significativamente sua garantia de suprimento e a variação de preços em seus mercados nacionais.

Ainda assim, a entrada de outros agentes comercializadores, em conjunto com outras medidas, ajudou a promover uma maior competição a nível nacional e uma maior possibilidade de escolha para os consumidores em cada um dos países estudados.

Enquanto o processo de liberalização na maior parte dos mercados de gás europeus se iniciou de forma ampla na década de 1990, com a instituição da primeira diretiva do gás europeia, no Brasil, este processo está em pleno desenvolvimento do arcabouço regulatório, tanto pela implementação da Lei 14.134/21 quanto pela elaboração de uma extensa agenda regulatória que vem sendo desenvolvida através de Programas Governamentais pró abertura do mercado nacional, como o Gás Para Empregar.

Bibliografia

- AGCM. Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, 2004. *Progress with the liberalisation of the electric power and natural gas market*. Disponível em: <<https://en.agcm.it/en/media/detail?id=ffb2601f-5145-4223-9751-c3604b77fb1f>>. Acesso em: 8 ago. 2024.
- Almeida, E.; Ferraro, M., 2013. *Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Rio de Janeiro, Brasil: Synergia Editora.
- Almeida, E., 2024. *Gás Natural: ficaremos com uma abertura inacabada?* Brasil Energia. Disponível em: <<https://brasilenergia.com.br/petroleogas/gas-natural-ficaremos-com-uma-abertura-inacabada>>. Acesso em: 8 jul. 2024.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018a. *Nota Técnica nº 4/2018: Desverticalização na Indústria do Gás Natural*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/NT042018SCG.pdf>>. Acesso em: 9 ago. 2024.
- _____, 2018b. *Nota Técnica nº 14/2018: A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2018/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>>. Acesso em: 9 ago. 2024.
- _____, 2022. *Anexo da nota técnica conjunta ANP nº 02/2023: Roteiro e proposta de leilão de gás natural - Medidas transitórias para incentivo à concorrência*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023/anexontconjuntagas2023.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2024.
- _____, 2023. *Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023: Diagnóstico Concorrencial da Indústria de Gás Natural Brasileira Visando Proposta de Redução de Concentração*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023/nt-conjunta-gas-2-2023.pdf>>. Acesso em: 11 jul. 2024.
- Borbála, T. T.; Péter, K. & Adrienn, S., 2019. *Fifteen Years of Gas Market Liberalisation in Hungary*. Disponível em: <https://unipub.lib.uni-corvinus.hu/4313/1/VT_2019_ksz1_p32.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2024.
- Bossley, L., 1999. *Trading Natural Gas in the UK*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG4-TradingNaturalGasintheUK-LizBossley-1999.pdf>>. Acesso em: 13 mai. 2024
- BRASIL, 2009. *Lei Nº 11.909, de 4 de março de 2009: Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências*. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm>. Acesso em: 16 fev. 2024.
- BRASIL, 2011. *Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011: Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência; dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica; [...]*. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm>. Acesso em: 05 mar. 2024.
- BRASIL, 2021. *Lei Nº 14.134, de 8 de abril de 2021: Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização*. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm>. Acesso em: 05 mar. 2024.
- BRASIL, 2024. *Decreto Nº 12.153, de 26 de agosto de 2024: Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre [...]*. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.
- CADE. Conselho Administrativo de Defesa Econômica, 2019. *Termo de Compromisso de Cessaçã de Prática*. Disponível em: <https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQA8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z>. Acesso em: 16 ago. 2024.
- Capece, G., 2014. *The evolution of the natural gas supply in Italy: from the virtual trading point to the gas exchange*. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, vol. 109, 8 Jan. 2014, pp. 210-214. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877042813050787>>. Acesso em: 03 set. 2024.
- Chaton, C.; Oviedo, J. D. & Guillerminet, M.-L., 2010. *Gas Release and Transport Capacity Investment as Instruments to Foster Competition in Gas Markets*. Disponível em: <<https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/medias/doc/wp/dev/10-203.pdf>>. Acesso em: 11 jul. 2024.
- Clastres, C., 2005. *Le Gas Release Comme Facteur d'Incitation a la Concurrence dans l'industrie Gaziere Europeenne*. Disponível em: <https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/48/026/48026204.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2024.
- Clifford Chance, 2012. *Unbundling: independent ownership of the national gas transmission network in Italy*. Disponível em: <<https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2012/06/unbundling-independent-ownership-of-the-national-gas-transmission-network-in-italy.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2024.

- CNE. Comisión Nacional de Energía, 2001. *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura*. Disponível em: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/1574903_11.pdf>. Acesso em: 7 out. 2024.
- CNPE, 2022. *Resolução Nº 3, de 7 de abril de 2022: Estabelece as diretrizes para o desenho do novo mercado de gás natural, aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado e os fundamentos do período de transição*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/ResolucaoCNPE_3_2022.pdf>. Acesso em: 19 jul. 2024
- Cordeiro, G.; Fidelis, M.; Caselli, B.; Zana, E.; Veloso, L.; Oliveira Filha, M. & Mathias, M. 2012. *A Lei 11.909/2009 e os novos instrumentos regulatórios para os segmentos de transporte e comercialização de gás natural no Brasil. VIII CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. Curitiba. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/arquivos/2012/novos-instrumentos-regulatorios-gn-2012.pdf>>. Acesso em: 7 out. 2024.
- Council of the European Union, 2005. *Case No COMP/M.3696 – E.ON/MOL*. Disponível em: <https://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3696_20051221_20600_en.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2024.
- Domenico, A.d., 2024. *Os desafios e o futuro do mercado livre de gás no Brasil*. EPBR. Disponível em: <<https://epbr.com.br/os-desafios-e-o-futuro-do-mercado-livre-de-gas-no-brasil/>>. Acesso em: 12 jul. 2024.
- École nationale d'administration, 2001. *Aspects économiques et géopolitiques liés au développement prévu du gaz naturel dans un marché ouvert*. Disponível em: <<https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/21016686>>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- ENI. Ente Nazionale Idrocarburi, 2005. *ENI Annual Report 2004*. Disponível em: <https://ungc-production.s3.us-west-2.amazonaws.com/attachments/7279/original/Eni_Annual_Report_2004.pdf?>. Acesso em: 22 ago. 2024.
- _____. _____. 2010. *ENI Annual Report 2009*. Disponível em: <<https://www.eni.com/assets/documents/documents-en/annual-report-2009.pdf>>. Acesso em: 22 ago. 2024.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. *Comercialização e Formação de Preços de Gás Natural*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-611/EPE,%202021%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Comercializa%C3%A7%C3%A3o%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20vFinal.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2024.
- ESPAÑA, 2000. *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*. Madrid: Boletín Oficial del Estado [BOE] núm. 151, de 24 jun. 2000. Disponível em: <<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-11836#top>>. Acesso em: 14 nov. 2024.
- Fischer, G., 2018. *Gas Release programmes as an instrument to improve gas market functioning*. (E. H.-I. Talks, Editor). Disponível em: <<https://www.energy-community.org/dam/jcr:ecafcac9-4a94-404c-bab4-9731e777497d/EU4Energy%20HLT%20-%20Gas%20Release%20Programmes%20181005%20WECOM%20final.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2024.
- García, L., 2006. *The liberalisation of the Spanish gas market*. Energy Policy, Vol. 34, Issue 13, Set. 2006, pp. 1630 - 1644. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030142150400415X?via%3DiHub>>. Acesso em: 10 set. 2024.
- Gizińska, I. & Łoskot-Strachota, A., 2024. *Hungary is starting to import gas from Turkey*. Centre for Eastern Studies. Ośrodek Studiów Wschodnich. Disponível em: <<https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2024-04-26/hungary-starting-to-import-gas-turkey>>. Acesso em: 20 set. 2024.
- Heather, P., 2010. *The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain*. The Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <<https://oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG44-TheEvolutionandFunctioningOfTheTradedGasMarketInBritain-PatrickHeather-2010.pdf?v=7516fd43adaa>>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority, 2015. *Annual Report 2014*. Disponível em: <<https://www.mekh.hu/annual-report-2014>>. Acesso em: 17 set. 2024.
- IEA. International Energy Agency, 1998. *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*, Disponível em: <https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/OECDIEA_Natural_Gas_Pricing.pdf>. Acesso em: 05 nov. 2024.
- _____. _____. 2001. *Energy Policies of IEA Countries: Spain 2001*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-spain-2001>>. Acesso em: 18 set. 2024.
- _____. _____. 2007. *Energy Policies of IEA Countries: Germany*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-germany-2007>>. Acesso em: 5 nov. 2024
- _____. _____. 2022. *Hungary 2022: Energy Policy Review*. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9f137e48-13e4-4aab-b13a-dcc90adf7e38/Hungary2022.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- IESE. Instituto de Estudios Superiores de la Empresa, 2008. *Reports of the Public-Private Sector Research Center: Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*. Disponível em: <<https://www.iese.edu/media/research/pdfs/ESTUDIO-93-E.pdf>>. Acesso em: 26 set. 2024.

- Juris, A., 1998. *Natural Gas Markets in the U.K.* Disponível em: <<https://documents1.worldbank.org/curated/en/481551468781778552/pdf/17547-Replacement-file-138JURIS.pdf>>. Acesso em: 08 ago. 2024.
- Ministério de Economía, 2001. *Orden de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia*. Madrid: Boletín Oficial del Estado [BOE] núm.161, de 21 jun. 2001. Disponível em: <[https://www.boe.es/eli/es/o/2001/06/29/\(4\)](https://www.boe.es/eli/es/o/2001/06/29/(4))>. Acesso em: 14 nov. 2024.
- MME. Ministério de Minas e Energia, 2016. *Gás para Crescer*. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/gas-para-crescer-1>>. Acesso em: 5 out. 2024.
- _____. _____. 2017. *Comercialização de Gás Natural - Gás para Crescer - Subcomitê 4*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/SC4_Relatorio_Comercializacao_vFinal.pdf>. Acesso em 24 de julho de 2024.
- _____. _____. 2022. *Novo Mercado de Gás*. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>>. Acesso em 21 set. 2024.
- _____. _____. 2023. *Gás para Empregar*. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>>. Acesso em 26 de setembro de 2024.
- Newman, N., 2017. *Spain Well-Entrenched as Natural Gas Island*. Pipeline & Gas Journal Online. Disponível em: <<https://pgjonline.com/news/2017/11/spain-well-entrenched-as-natural-gas-island>>. Acesso em: 18 set. 2024.
- Office for Budget Responsibility, 2023. *Fiscal risks and sustainability*. Disponível em: <https://obr.uk/docs/dlm_uploads/Fiscal_risks_and_sustainability_report_July_2023.pdf>. Acesso em: 09 mai. 2024.
- OIES. The Oxford Institute for Energy Studies, 2006. *The German Path to Natural Gas Liberalisation - Is it a special case?*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG14-TheGermanPathToLiberalisationIsItASpecialCase-HeikoLohmann-2006.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2024.
- _____. _____. 2007. *The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/the-liberalization-of-natural-gas-markets-regulatory-reform-and-competition-failures-in-italy-2/>>. Acesso em: 18 jul. 2024.
- _____. _____. 2009. *The German Gas Market post 2005: Development of Real Competition*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/the-german-gas-market-post-2005-development-of-real-competition/>>. Acesso em: 08 ago. 2024.
- _____. _____. 2011. *The Spanish Gas Market: Demand Trends Post Recession and Consequences for the Industry*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/the-spanish-gas-market-demand-trends-post-recession-and-consequences-for-the-industry-2/>>. Acesso em: 12 nov. 2024.
- _____. _____. 2013. *The Italian Gas Market: Challenges and Opportunities*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/the-italian-gas-market-challenges-and-opportunities/>>. Acesso em: 14 ago. 2024.
- Parlamento Europeu, 1998. *Directiva 98/30/CE*. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:31998L0030>>. Acesso em: 05 nov. 2024.
- _____. _____. 2003. *Directiva 2003/55/CE*. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32003L0055>>. Acesso em: 05 nov. 2024.
- _____. _____. 2009. *Directiva 2009/73/CE*. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:32009L0073>>. Acesso em: 05 nov. 2024.
- PETROBRAS, 2024. *O que é Cessão Onerosa?* Petrobras - Nossa Energia. Disponível em: <<https://www.nossaenergia.petrobras.com.br/w/nossas-atividades/cessao-onerosa>>. Acesso em: 23 out. 2024.
- Polemis, M., 2018. *How effective are remedies in mergers cases? A European and national assessment*. Munich Personal RePEc Archive. Disponível em: <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/85180/1/MPRA_paper_85180.pdf>. Acesso em: 4 set. 2024.
- PPSA. Pré-Sal Petróleo S.A., 2023. *E-book: Regime de Partilha de Produção*. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2023/12/Ebook_PPSA_Regime-de-partilha-de-producao_2711-1.pdf>. Acesso em: 24 out. 2024.
- Preussen, W., 2022. *Hungary signs new gas deal with Gazprom*. Disponível em: <<https://www.politico.eu/article/hungary-signs-deal-with-gazprom-over-additional-gas/>>. Acesso em: 16 out. 2024.
- REKK. Regional Centre for Energy Policy Research, 2009. *Hungarian Energy Market Report*. Disponível em: <https://rekk.hu/downloads/publications/rekk_report_2009_2.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- Rodrigues, J., 2020. *Gas Release: o que o Novo Mercado de Gás brasileiro pode aprender com outros países*. Disponível em: <<https://epbr.com.br/gas-release-o-que-o-novo-mercado-de-gas-brasileiro-pode-aprender-com-outros-paises-por-juliana-rodrigues/>>. Acesso em: 24 jul. 2024.
- Selei, A.; Kotek, P. & Takácsné Tóth, B., 2019. *Fifteen Years of Gas Market Liberalisation in Hungary*. Disponível em: <https://unipub.lib.uni-corvinus.hu/4313/1/VT_2019_ksz1_p32.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2024.
- Sousa, F. J.d., 2010. *Desdobramentos da Lei do Gás*. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Disponível em: <<https://bd.camara.leg.br/bd/items/de52fdc6-52d4-4419-9244-f7a97a85e79c>>. Acesso em: 8 out. 2024.

- Stoppard, M., 1993. *Competition and Regulation in the Gas Industry: An Evaluation of the MCC Report on Gas in the UK*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/competition-and-regulation-in-the-gas-industry-an-evaluation-of-the-mmc-report-on-gas-in-the-uk/>>. Acesso em: 8 out. 2024.
- Stoppard, M., 1996. *Today's Gas Glut and Yesterday's Contracts: The British Gas Predicament*. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/todays-gas-glut-and-yesterdays-contracts-the-british-gas-predicament/>>. Acesso em: 17 out. 2024
- Subiotto, R.; Malone, F.; Little, D.; de Brosses, C.; & Suciú, S., 2011. *Recent EU Case Law Developments: Article 102 TFEU.*, Journal of European Competition Law & Practice, Vol. 2, Issue 2, Abr. 2011, pp. 138–147. Disponível em: <<https://academic.oup.com/jeclap/article/2/2/138/1835244>>. Acesso em: 19 nov. 2024.
- Thomas, R., 2020. *The Manufactured Gas Industry: Volume 1 History*. Disponível em: <https://historicengland.org.uk/research/results/reports/8009/TheManufacturedGasIndustry_Volume1>. Acesso em: 4 jun. 2024.
- Tóth, B. T., 2008. *The impact of gas and contract release programs on the Hungarian gas market*. Disponível em: <<https://rekk.hu/analysis-details/170/the-impact-of-gas-and-contract-release-programs-on-the-hungarian-gas-market>>. Acesso em: 23 jul. 2024.
- UNECE. United Nations Economic Commission for Europe, 2012. *The Impact of Liberalization of Natural Gas Markets in the UNECE region*. Disponível em: <https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/ImpactLibNGM_UNECE_EffSec.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2024.
- Webber, C., 2009. *The Evolution of the Gas Industry in the UK*. Disponível em: <<http://members.igu.org/old/gas-knowhow/publications/igu-publications/publications/mag/april10/pages%20198-220.pdf>>. Acesso em: 9 mai. 2024.
- World Bank, 1999. *Privatization of the Power and Natural Gas Industries in Hungary and Kazakhstan*. Disponível em: <<https://documents1.worldbank.org/curated/en/793641468750555570/pdf/multi-page.pdf>>. Acesso em: 5 jul. 2024.
- Zeniewski, P., 2021. *Despite short-term pain, the EU's liberalised gas markets have brought long-term financial gains*. International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/despite-short-term-pain-the-eu-s-liberalised-gas-markets-have-brought-long-term-financial-gains>>. Acesso em: 2 jul. 2024.
-