

3 A Queima e Ventilação de Gás Natural

Este Capítulo apresenta as estatísticas da queima de gás natural nas atividades de E&P e a importância da regulação na redução do desperdício deste importante recurso energético. O estudo do tema se concentrará no caso brasileiro.

3.1. Contextualização

Dentre as diversas interações entre desenvolvimento e meio ambiente, o binômio mudança do clima e energia é uma das questões mais desafiadoras da atualidade, tanto para a ciência quanto para a política. A problemática do aquecimento global possui natureza diferente de qualquer outro problema político, seja por sua dimensão de futuro, seja por sua escala (MENDES & FILHO, 2012).

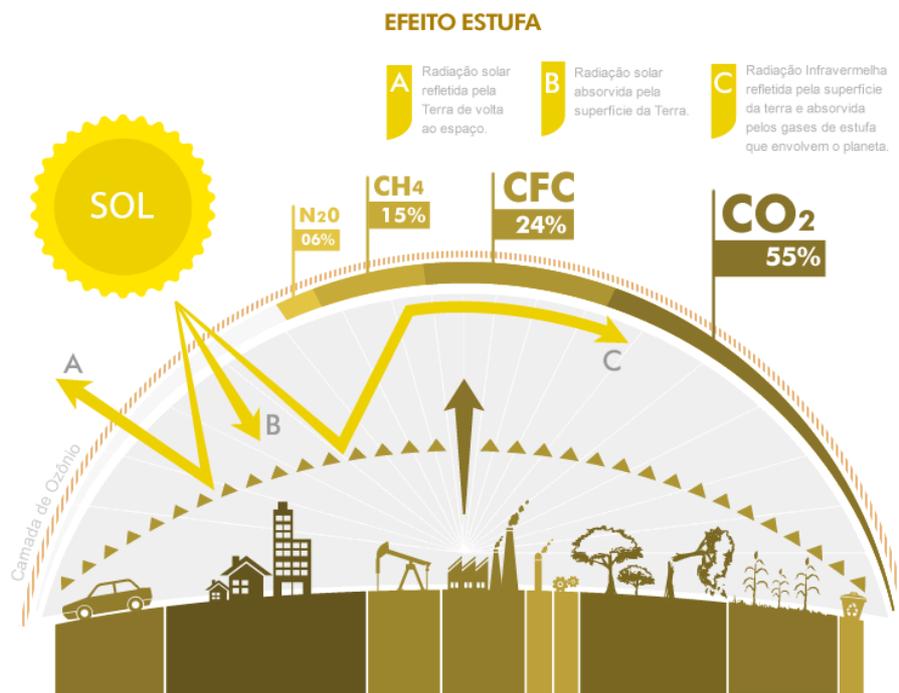


Figura 8 – Efeito Estufa (SUZANO PAPEL E CELULOSE, 2012)

As emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), oriundas do uso de combustíveis fósseis, compõem a principal fonte das causas antrópicas que

contribuem para o aquecimento global. O acúmulo destes gases não permite que as radiações solares saiam, causando assim o Efeito Estufa (Figura 8).

Boa parte dos gases de efeito estufa, como o vapor d'água, dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O) e ozônio (O_3), existem naturalmente na atmosfera e são essenciais para a manutenção da vida no planeta. Sem eles a Terra seria, em média, cerca de 30°C mais fria. Como consequência das atividades humanas na biosfera, o nível de concentração de alguns desses gases como CO_2 , CH_4 e N_2O , vem aumentando na atmosfera. Além disso, passou a ocorrer a emissão de outros gases de efeito estufa, compostos químicos produzidos somente pelo homem, tais como clorofluorcarbonos (CFC), hidrofluorcarbonos (HFC), hidrofluorclorocarbonos (HCFC), perfluorcarbonos (PFC) e hexafluoreto de enxofre (SF_6). (MCTI, 2009)

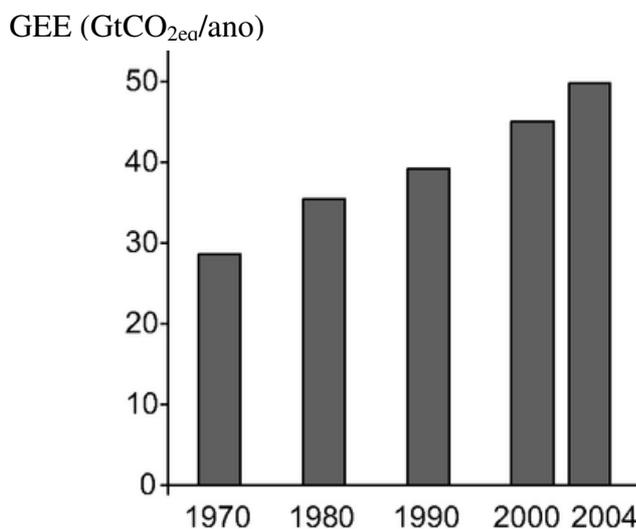


Figura 9 – Histórico de emissões de GEE antropogênicos (1970-2004) (IPCC, 2007)

Segundo o Painel Intergovernamental de Mudança do Clima, a emissão dos GEE cresceu nas últimas décadas (Figura 9). De 1990 até 2004, as emissões globais de CO_2 , N_2O , CH_4 , HFCs, PFCs e SF_6 aumentaram aproximadamente 25%. Somente as emissões de CO_2 aumentaram 80% de 1970 a 2004, sendo este componente responsável pelo maior percentual de GEE emitidos.

De acordo a Agência Internacional de Energia, a emissão global de dióxido de carbono na atmosfera a partir de queima de combustíveis fósseis bateu o recorde em 2011, com 31,6 giga toneladas – cada Gt equivale a 1 bilhão de

toneladas, um aumento de 3,2% em relação a 2010. Do total das emissões em 2011, 45% correspondem à queima de carvão, seguido pelo petróleo, com 35%, e pelo gás natural, com 20%. O país com a maior contribuição para o aumento global foi a China, seguida dos Estados Unidos e da União Europeia. A Índia chega a quarto maior país emissor, passando a Rússia, após aumentar 8,7% seu total de emissões.

Apesar do recorde de emissão de CO₂ em 2011 denotar que ainda há muitas medidas a serem tomadas, é inegável que já há uma pressão internacional para redução das emissões de gases de efeito estufa. A preocupação com o meio ambiente remonta a data do primeiro grande evento mundial para a discussão das questões ambientais, a Conferência de Estocolmo, realizada em junho de 1972.

Entretanto, somente vinte anos depois desta, na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, conhecida também como ECO-92, sediada no Rio de Janeiro, a preocupação com o meio ambiente tornou-se mais latente, principalmente em relação às alterações climáticas, o que impulsionou os acordos para redução da degradação ambiental e consolidou o conceito de desenvolvimento sustentável.

Ao término da Conferência das Nações Unidas Sobre Ambiente e Desenvolvimento, foram assinados os mais importantes acordos ambientais globais da história da humanidade, incluindo a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas. O objetivo deste tratado é reunir os países em um esforço conjunto para manter as concentrações de GEE em níveis que não impliquem alterações climáticas perigosas e danos permanentes à atmosfera ou ao clima. A Convenção entrou em vigor em 1994 e até maio de 2011 possuía 194 países signatários.

O tratado não fixou, inicialmente, limites obrigatórios para as emissões de GEE e não continha disposições coercitivas. Em vez disso, o Tratado incluía disposições para atualizações (chamados "protocolos"), que deveriam criar limites obrigatórios de emissões. O principal destes é o Protocolo de Kyoto, que se tornou muito mais conhecido do que a própria convenção.

O Protocolo de Kyoto foi criado em 1997 e é o único tratado global que obriga países membros, principalmente os desenvolvidos, a reduzirem suas emissões em torno de 5% em relação aos níveis de 1990, no período de 2008 e 2012. As metas de redução de GEE não são homogêneas a todos os países. O

protocolo prevê a diminuição da emissão de GEE dos países que compõem a UE em 8%, os EUA em 7% e o Japão em 6%. Países em franco desenvolvimento como o Brasil, México, Argentina, Índia e principalmente a China não receberam metas de redução. No total, quase 40 países assinaram este acordo legalmente vinculativo para reduzir as emissões. Posteriormente, outros países também assinaram o protocolo, já passando de 100 países signatários.

Em 2011, na COP 17, realizada em Durban, na África do Sul, conseguiu-se protelar o Protocolo de Quioto por mais um período, de 2013 até 2017 ou 2020, o prazo final ainda não foi definido. (CARVALHO, 2012)

Uma série de mecanismos foi criada pelo Protocolo de Quioto para fornecer um caminho eficaz para redução das emissões de GEE. Estes incluem o Comércio de Emissões, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e a Implementação Conjunta (JI).

A União Européia (EU) desenvolveu o primeiro comércio de emissões de GEE regulado, através do chamado Regime Comunitário de Licenças de Emissão da União Européia (RCLE-EU), sendo o maior esquema de comércio de carbono da existência.

Lançado em 2005, o RLCE-UE abrange 30 países e trabalha com um montante total de gases de efeito estufa que podem ser emitidos pelas fábricas, usinas e outras instalações. Dentro deste montante, as empresas recebem licenças de emissão que podem vender ou comprar um do outro, conforme necessário. O limite para o número total de licenças disponíveis assegura que elas têm um valor. No final de cada ano, cada empresa deve devolver licenças de emissão suficientes para cobrir todas as suas emissões. Caso contrário, multas pesadas são impostas. Se uma empresa reduz suas emissões, é possível manter os subsídios de reposição para cobrir as suas necessidades futuras, ou então vendê-los a outra empresa.

Em Março de 2007, a UE assumiu o firme compromisso de, até 2020, reduzir em, pelo menos, 20 % as suas emissões de GEE em relação aos níveis de 1990.

Para garantir a redução de emissões de gases de efeito estufa, os governos mais comprometidos já publicaram, para os diferentes setores, regulamentos que propiciem o alcance deste objetivo, principalmente em relação às emissões de CO₂.

A indústria de petróleo e gás, responsável por uma parcela significativa das emissões de GEE, está sendo impactada por estes regulamentos. Na Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, o gás queimado para consumo na planta e em tochas são fontes de emissões de CO₂. A queima de gás natural em plataformas de produção foi incluída na fase 2 do Regime Comunitário de Licenças de Emissão da União Européia.

Em casos extremos, a queima de gás pode responder por mais de um terço do total de CO₂ emitidos de um país. Anualmente, estima-se que mais de 100 bilhões de m³ de gás são queimados em tochas nas instalações de petróleo e gás. Em aditamento à contribuição para o aquecimento global e as alterações climáticas, a queima ou a ventilação de gás natural no E&P é considerada como um desperdício de um valioso recurso energético, não renovável. (MARSHALL, 2012)

Desta forma, garantir a qualidade da medição de gás de *flare* é imprescindível para alcançar os objetivos estabelecidos.

3.2. As estatísticas de queima de gás natural no mundo

As estimativas em relação à queima de gás natural em *flares* (tochas) superam a casa da centena de bilhões de m³ por ano. Em sua maioria, estamos falando de gás associado ao petróleo, uma mistura de hidrocarbonetos que é liberada quando o petróleo bruto é produzido. O foco desta dissertação são as queimas ou perdas de gás no E&P.

De acordo com a Figura 10, em 2009 foram queimados em *flares* cerca de 150 bilhões de m³ de gás, o que equivale aproximadamente:

- ✓ ao gás utilizado em todas as residências dos Estados Unidos;
- ✓ a 5% da produção mundial de gás natural;
- ✓ a 23% do consumo de gás nos Estados Unidos;
- ✓ a 30% do consumo de gás na União Européia;
- ✓ a 2,4 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

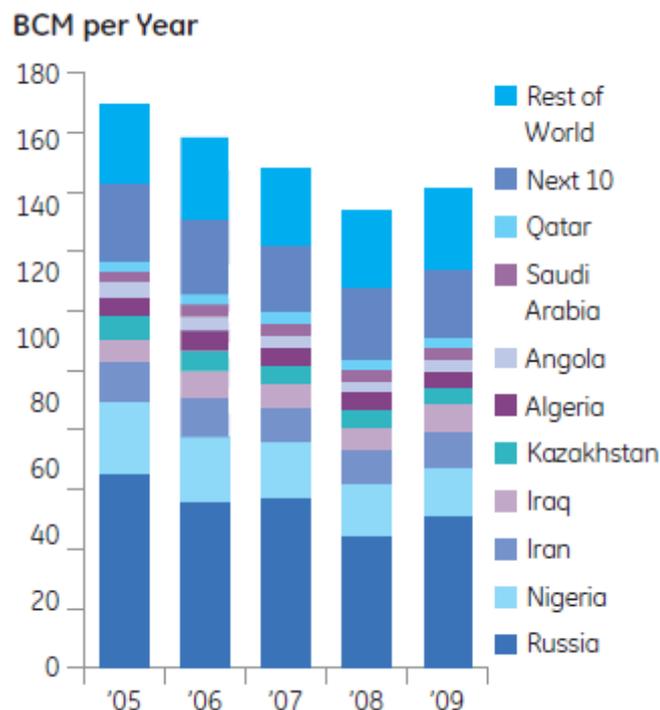


Figura 10 – Estimativa de Queima de Gás em Tocha, incluindo os maiores queimadores (FARINA, 2010)

De acordo com Farina (2010), em termos de impacto ambiental, tal volume representa um montante de 400 milhões de toneladas de CO₂ por ano ou:

- ✓ a emissões anuais de 77 milhões de carros (34% da frota dos EUA)
- ✓ a 2% das emissões globais de CO₂ das fontes de energia;
- ✓ a US\$ 6 bilhões de créditos de carbono no valor de US\$ 15 por tonelada métrica;
- ✓ a 20% das emissões globais de CO₂ da indústria do aço;
- ✓ a 35% das emissões globais de CO₂ da indústria do cimento.

As estimativas dos volumes queimados em *flares* foram feitas pela NOAA (U.S. National Oceanic Atmospheric Administration), em parceria com o Banco Mundial, e baseiam-se em imagens de satélites que embora tenham excelente cobertura mundial, possuem várias fontes de incerteza, tais como variações nas intensidades das tochas, dificuldades em distinguir os *flares* de outras fontes de iluminação urbana e principalmente incapacidade de detectar a ventilação de gás, o que, na prática, significa que o desperdício do gás natural é ainda maior do que o volume citado.

Em 2010, as estimativas da NOAA apontam para um montante de 134 bilhões de metros cúbicos queimados em *flares*. Para o Brasil, as imagens de satélite resultaram em volumes totais de 1,1 bilhões de m³ de gás queimados em *flares*. Já a ANP divulgou que as queimas e as perdas somente no E&P foram o dobro deste volume, confirmando que o não aproveitamento do gás natural mundial é ainda maior dos que os volumes divulgados.

O país que responde pela maior parcela de queima de gás natural em *flares* é a Rússia, seguida pela Nigéria, Irã e Iraque, conforme Figura 11.

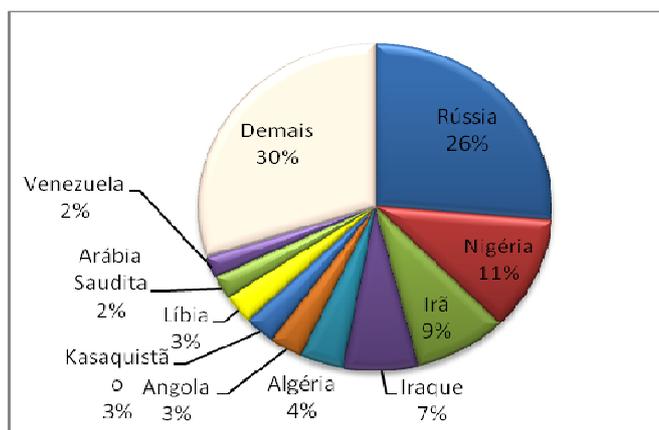


Figura 11 – Distribuição da Queima de Gás natural em 2010 – 10 Maiores Queimadores (elaboração própria com base nos dados da NOAA)

A Global Challenge ...

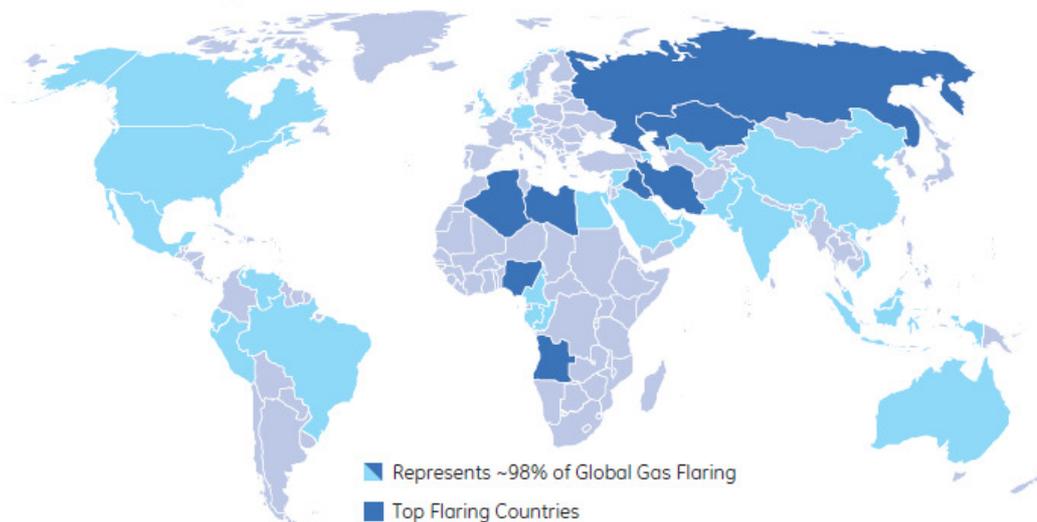


Figura 12 – Distribuição Geográfica da Queima de Gás Natural¹ (FARINA, 2010)

¹ Maiores queimadores em azul escuro e 98% da queima representada adicionando os países em azul claro

Na Figura 12, o Brasil aparece como um dos países que contribuem para os níveis de queima de gás natural em *flares*. De acordo com as estimativas divulgadas pela NOAA, o Brasil está na 27ª posição do ranking dos maiores queimadores em 2010. O item 3.5 traz um enfoque maior das queimas e perdas de gás natural no Brasil.

3.3. Motivações para a queima de gás natural

A queima e ventilação de gás natural nas instalações do E&P podem ocorrer por diversos motivos, podendo ser divididos em dois cenários:

- 1) Quando não há o aproveitamento do gás natural produzido, ou de boa parte deste;
- 2) Quando há o aproveitamento do gás natural produzido.

O não aproveitamento de gás natural produzido pode estar associado:

- ✓ À falta de mercado de gás na região ou à inviabilidade econômica e tecnológica para a entrega do gás em outras regiões;
- ✓ À falta de infraestrutura de escoamento de gás ou à inviabilidade econômica para a construção desta;
- ✓ À baixa produção do gás associado, que não paga o investimento do seu aproveitamento;
- ✓ Aos eventos de testes de poços;
- ✓ À contaminação do gás, que impede o seu aproveitamento.

Em alguns casos, pode acontecer apenas o aproveitamento de parte do gás produzido, para consumo na planta, por exemplo, sendo outra parte ventilada.

Em campo de produção distante de mercados ou que não disponha de sistema de escoamento, uma boa alternativa para o aproveitamento do gás é a reinjeção deste nos reservatórios. Há também outras tecnologias de escoamento do gás que substituem os gasodutos, tais como GTL (do inglês *Gas-to-Liquids*, cuja melhor tradução seria Líquidos sintéticos de Gás Natural), GNC (Gás Natural Comprimido), GNL (Gás Natural Liquefeito) e GTW (do inglês *Gas-to-Wire*, quando se produz eletricidade a partir do gás). Entretanto, destaca-se que algumas destas tecnologias estão apenas em fase de projeto ou só possuem aplicações onshore até o momento.

O transporte do gás natural é um tema muito importante quando se trata de aproveitamento de gás e sua escolha está associada à distância, volume, eficiência e viabilidade técnica e econômica (Tabela 1).

Tabela 1 – Sistemas de Transporte de Gás Natural – Características (ZAMALLOA, 2004)

Sistema de transporte	Conteúdo de Energia relativo ao óleo (% por unidade de volume)	Consumo em transporte e/ou conversão	Volume de transporte	Distância de transporte
Gasoduto (80 bar)	8%	2% - 3%	Pequeno --> Grande	Média
GNL (Gás Natural Liquefeito)	50%	10% - 12%	Medio --> Grande	Média --> Grande
GNC (Gás Natural Comprimido)	20%	5% - 7%	Pequeno --> Médio	Pequena
Metanol	50%	30% - 40%	Médio	Média-->Grande
GTL (Gasolina / Diesel)	100%	35% - 45%	Médio	Média-->Grande
Eletricidade	----	~ 50%	Médio	Média

As queimas e ventilações em instalações de produção onde há aproveitamento do gás (através de escoamento, consumo ou reinjeção) podem estar associadas:

- ✓ à queima de segurança, que diz respeito ao volume de gás natural queimado nos pilotos dos queimadores de segurança (*flares*), incluindo o volume mínimo para manter a pressão positiva nos queimadores, nos pilotos dos queimadores dos fornos, das fornalhas, dos tratadores, das caldeiras e nos pilotos de outros equipamentos;
- ✓ à queda da planta (*shutdown*) por motivos diversos, levando a despressurização desta;
- ✓ à falha de equipamentos, principalmente do sistema de compressão, que implicarão na queima ou ventilação do gás natural;
- ✓ à produção de gás menor do que o inventário mínimo necessário à pré- operação de unidades compressoras em novas instalações;
- ✓ ao comissionamento dos novos sistemas e equipamento;
- ✓ à interrupção do escoamento do gás em função de problemas ou manutenção dos gasodutos;
- ✓ às manutenções ou obras que impliquem nas paradas de unidades compressoras, unidades de tratamento de gás natural, ou sistemas periféricos aos sistemas de gás natural;

- ✓ à ventilação em tanques terrestres ou em navios armazenadores, provenientes do último estágio de separação em vasos de pressão;
- ✓ ao vazamento em válvulas, dentre outros.

Os motivos expostos acima precisam ser “calibrados” pelos governos, que devem analisar se as justificativas apresentadas para as queimas e perdas são coerentes ou não. Desta forma é extremamente importante que haja regulamentos que estabeleçam parâmetros, limites e condições para a queima e ventilação de gás natural.

3.4. A importância da regulação na redução da queima de gás natural

A elaboração e publicação de regulamentos podem desempenhar um papel importante na redução da queima e da ventilação de gás natural.

Apesar do sucesso de alguns países na definição e consecução de metas de queima e ventilação de gás natural, a maioria dos países produtores de petróleo não tem políticas de emissão, orientações específicas ou diretrizes claras. Isso inclui grandes países produtores de petróleo, como Angola, Argélia, Indonésia e a Rússia. Um estudo de 2003 da GGFR (em inglês *Global Gas Flaring Reduction*), uma parceria do Banco Mundial, apresenta diversos pontos de relevância no processo de regulação da queima e ventilação de gás natural.

O primeiro ponto fundamental é a definição de quem tem a atribuição de regular as atividades de queima e ventilação de gás natural. Em vários países, o ministério responsável pelas atividades de petróleo e gás tem a responsabilidade de regular as queimas e ventilações de gás natural como parte da obrigação global de regulação da indústria de hidrocarbonetos.

A regulação da queima e ventilação de gás natural também pode ser compartilhada com as autoridades ambientais, que possuem responsabilidades específicas em relação aos impactos das emissões, por exemplo. Neste caso, os ministérios consultam e cooperam com as autoridades ambientais, antes de fornecer as autorizações de queima. Há casos em que as próprias autoridades ambientais são responsáveis pela regulação da queima e ventilação de gás natural, como no Egito, Tailândia e Indonésia.

Em outros casos há a figura de um órgão regulador independente que não somente responde pelas atividades de exploração e produção de petróleo, como também pelo refino e a distribuição dos derivados. Este é o caso da província canadense de Alberta e do Brasil, através da ANP.

Quando não há nenhuma instituição reguladora, as próprias petroleiras nacionais se responsabilizam pelos volumes queimados e ventilados, não se configurando a melhor opção.

Independentemente da solução desenhada, os reguladores devem ter claras atribuições, sem sobreposição ou mandatos conflitantes e devem ser independentes dos regulados para evitar conflitos de interesse.

No que diz respeito às diretrizes sobre a queima e ventilação de gás, estas podem estar incorporadas em legislação primária (lei do petróleo ou leis ambientais, por exemplo) ou secundária (tais como regulamentos, licenças e orientações). A maioria dos países estabelece legislações primárias relevantes que dão poderes regulatórios para a realização de funções de gestão de recursos naturais e políticas ambientais, mas que não possuem uma referência explícita à queima e ventilação de gás. Uma legislação secundária detalhada é necessária para uma boa regulação, com a vantagem de que se pode revisar com mais facilidade, haja vista os constantes avanços da indústria do petróleo. A província canadense de Alberta tem a mais reconhecida regulação sobre a queima e ventilação de gás natural, denominada *Directive 60*.

A regulação pode ter uma abordagem mais prescritiva, no sentido de detalhar exatamente os processos operacionais que devem ser cumpridos para redução dos volumes queimados, incluindo os equipamentos e processos para garantir uma eficiência de combustão, novas tecnologias para aproveitamento de remanescentes de gases etc. Entretanto, a imposição de regulamentações técnicas pormenorizadas sobre o tema é uma tarefa desafiadora e complicada. Conseqüentemente, a maioria dos países opta por uma abordagem baseada no alcance das metas de redução de queima e ventilação. Esta abordagem coloca uma grande ênfase na cooperação entre a indústria e o regulador. É de responsabilidade do operador definir estratégias para consecução dessas metas.

Na prática, a linha de demarcação entre estes dois tipos de abordagens não é nítida, e os países que adotaram regulamentos eficazes de queima geralmente aplicam uma abordagem híbrida. O que deve se pontuar é a necessidade das

autoridades em fiscalizar se os procedimentos operacionais ou as metas estão sendo cumpridas de acordo com as diretrizes. Muitos países que tem procedimentos operacionais, não tem procedimentos regulatórios para fiscalização e monitoramento. Outros países não tem ambos, e acabam seguindo as abrangentes “melhores práticas” da indústria, o que às vezes é um conceito muito vazio.

Os procedimentos regulatórios devem ser claros, transparentes e efetivos em todos os momentos. Os procedimentos para as autorizações de queima, por exemplo, devem estar detalhados. A maioria dos países permite queimas e ventilações de gás associado por motivos de segurança, teste de poço, emergência e inevitáveis razões operacionais. Entretanto, termos como “emergência” e “inevitáveis razões operacionais” são vagos e podem ser interpretados de diversas formas. Desta forma, é necessário que fiquem claros em que momento as queimas estão autorizadas sem a necessidade de uma aprovação formal.

Ainda sobre os procedimentos de autorização da queima, os caminhos para obtê-los também devem estar explícitos. Há casos em que tais autorizações são dadas no âmbito da aprovação de um Plano de Desenvolvimento de um campo e em outros que são emitidas permissões específicas de tempos em tempos ou quando solicitado.

Outro ponto importante na regulação da queima e ventilação de gás são os requisitos da medição deste volumes. É essencial que seja garantida a qualidade da medição para que as reduções das emissões estejam realmente asseguradas. Neste contexto, devem existir diretrizes sobre os sistemas de medição, incluindo as tecnologias aplicáveis, os níveis de incertezas aceitos, os cenários de estimativas etc.

Assegurada a publicação das orientações, diretrizes, regulamentos e procedimentos, o cumprimento destes não será eficaz sem o devido acompanhamento pelo órgão regulador, que deverá dispor de instrumentos regulatórios para aplicação de penalidades em caso de descumprimento.

Devido às restrições técnicas, financeiras e de pessoal para o controle de todos os pontos de queima e ventilação de gás, inspeções *in loco* devem ser integrantes dos procedimentos regulatórios. Além disso, o encaminhamento dos volumes medidos de queima deve fazer parte da rotina do operador, para o devido monitoramento do montante desperdiçado.

Em suma, estudos da GGFR recomendam que:

- ✓ os governos desenvolvam políticas que especificam o papel que a redução da queima e ventilação de gás deve desempenhar para alcançar os objetivos ambientais do país;
- ✓ relevantes legislações primárias e secundárias sejam publicadas para capacitar os reguladores a lidar efetivamente com a queima e ventilação de gás natural;
- ✓ os reguladores tenham claras atribuições, sem sobreposição ou mandatos conflitantes e que os reguladores sejam independentes dos regulados para evitar conflitos de interesse;
- ✓ os reguladores desenvolvam e adotem claros e eficientes processos operacionais a respeito da queima e ventilação de gás natural;
- ✓ os reguladores estejam devidamente capacitados e financiados para fazerem cumprir os regulamentos;
- ✓ estejam definidas claramente as circunstâncias em que os operadores podem queimar ou ventilar o gás sem a necessidade de autorização do órgão regulador;
- ✓ os procedimentos de autorização das queimas de gás natural estejam claramente definidos;
- ✓ estejam assegurados a qualidade das medições de queima e ventilação de gás natural e os procedimentos de comunicação para supervisionar o cumprimento do regulamento;
- ✓ os reguladores tenham mecanismos adequados de monitoramento da queima e ventilação de gás natural e “poderes” para garantir a execução das metas.

Vale destacar que o sucesso na redução dos níveis de queima de gás natural além de estar respaldado em bons regulamentos, depende do desenvolvimento de um mercado de gás, de infraestrutura de movimentação deste gás e pode estar apoiado em políticas fiscais, como incentivos fiscais para viabilizar o aproveitamento do gás ou até mesmo taxação de CO₂.

A Noruega, o Reino Unido e a província canadense de Alberta são exemplos de jurisdições que reduziram os volumes de queima e ventilação de gás natural ao longo do tempo devido a uma combinação de regulação e outros incentivos não regulatórios, como políticas fiscais e reformas do mercado de gás.

3.4.1. O exemplo da Noruega

Atualmente, 70 campos estão em produção na plataforma continental norueguesa. Em 2011, estes campos produziram mais de 2,0 milhões de barris de petróleo por dia (incluindo LGN – Líquido do Gás Natural – e condensado) e um total de cerca de 100 bilhões de metros cúbicos de gás. Em 2010, a Noruega foi o segundo maior exportador mundial de gás e a sexta maior produtora de gás do mundo. (NPD, 2012)

Apesar da curva ascendente de produção de petróleo nas últimas décadas, os volumes anuais de gases de queima mantiveram-se estáveis ou diminuíram. A Figura 13 apresenta o histórico de queima desde 1971, destacando a introdução de taxação de CO₂ no país (1991) e a expansão da capacidade dos gasodutos de exportação, dois instrumentos que contribuíram para a redução dos montantes de gás desperdiçados.

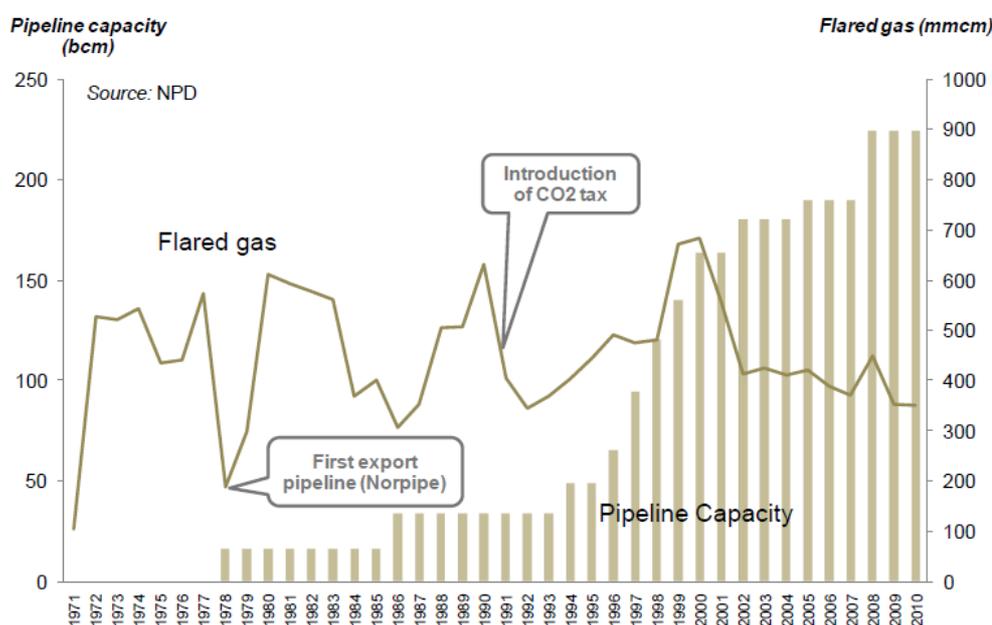


Figura 13 – Queima de Gás na Noruega (GGFR, 2011)

Cumprir observar que a queima de gás natural na Noruega em 2010 foi de aproximadamente um milhão de m³ por dia. No Brasil, neste mesmo ano, para uma produção de óleo superior a cerca de 10% e uma produção de gás bem

inferior, a queima girou em torno de sete vezes mais. A Noruega é um dos países com o menor percentual de queima de gás natural no mundo.

O NPD (em inglês *Norwegian Petroleum Directorate*), que faz parte do Ministério de Petróleo e Energia (MPE) da Noruega, e a Autoridade Norueguesa de Controle de Poluição (SFT) são as duas principais autoridades que supervisionam as emissões de ar e as atividades petrolíferas sob a Lei do Petróleo e Poluição, respectivamente. O NPD é responsável pela eficiência energética e segurança das instalações, pela queima e ventilação de gás e pela taxaço de CO₂ na plataforma continental noruega (NCS). O SFT tem a responsabilidade global sobre as emissões no mar.

Desde o início da produção de petróleo na Noruega, em 1970, a política de governo já proibia a queima e a ventilação de gás, a não ser por períodos limitados de testes de poços, a fim de evitar o desperdício de um recurso valioso. O aspecto da poluição redundante da queima de gás foi introduzida mais tarde.

Diversos instrumentos de política foram implementados pelas autoridades para limitar o impacto ambiental da queima de gás durante a fase operacional. Estes incluem condições associadas a planos de desenvolvimento, às autorizações de queima e à taxaço de CO₂. Antes do desenvolvimento de uma descoberta, a Lei do Petróleo da Noruega exige a apresentação de um plano de desenvolvimento do campo (POD) e de um plano para a instalação e operação (PIO). Estes devem ser aprovados pelas autoridades competentes. Como parte do processo de aprovação do POD/PIO, o operador deve apresentar uma avaliação de impacto ambiental (EIA). O EIA descreve os efeitos ambientais de emissões esperadas (incluindo queima e ventilação) e inclui uma sistemática de análise dos custos e benefícios das medidas de mitigação. Ambos os documentos estão sujeitos à consulta pública. (GGFR, 2003)

Para que o plano de desenvolvimento do campo seja aprovado, a empresa operadora deve apresentar uma solução de aproveitamento de gás associado produzido. Além disso, como parte do processo de aprovação do plano, o NPD/MPE também avalia os equipamentos de queima e os procedimentos operacionais.

A queima de gás, além dos volumes necessários por razões de segurança, não é permitida ao abrigo da Lei do Petróleo, sem a aprovação do MPE. Anualmente os pleitos de autorizações de queima são avaliados diretamente pelo

NPD. As solicitações de autorização devem especificar o tipo e o nível de emissões atmosféricas e a tecnologia aplicada para evitar ou reduzir a poluição. Os limites de emissão são fixados caso a caso, por períodos determinados.

Um importante incentivo para a redução da queima de gás na Noruega foi a taxa de CO₂, introduzida em 1991. De acordo com o NPD, o setor de petróleo na Noruega responde por 28,7% das emissões de CO₂. Praticamente todas as emissões de CO₂ de instalações sobre o NCS derivam de turbinas a gás, da queima de gás e da queima de diesel como parte do processo de produção de petróleo. Em 2010, a queima de gás foi responsável por 11% das emissões de CO₂ do setor de petróleo.

Desde 2008, as atividades da indústria de petróleo foram incluídas no Regime de Comércio de Emissões da UE, no qual a Noruega participa. Após esta data, o imposto de CO₂ foi reduzido de modo que a pena total para queima (taxação + preço do RCLE-UE) permaneça constante. O imposto sobre o CO₂ é revisto periodicamente, e a partir de 01 de janeiro de 2012, o valor é de 0,49NOK por m³ de gás.

O imposto sobre o CO₂ e o Regime de Comércio de Emissões da União Européia impõem rígidas regras quanto à forma como os volumes de queima e o conteúdo de carbono devem ser medidos e reportados. Desta forma, o monitoramento das emissões se baseia em medições precisas e há diretrizes para comunicação semestrais de tais emissões.

Também podemos salientar que governo tomou várias medidas para incentivar a exportação do gás natural, inclusive forçando a fusão dos interesses dos maiores produtores sobre os dutos de escoamento em uma única empresa, que opera sob um modelo de transporte comum. (GGFR, 2011)

3.4.2. Aspectos relevantes da regulação de outros países

➤ Canadá (Província de Alberta)

A província de Alberta elaborou a regulamentação mais conhecida sobre a queima de gás, a *Directive 60*, atualizada recentemente em 2011. As principais observações são pontuadas a seguir.

1. Orientações claras em relação ao gás contaminado: quando a concentração de H₂S é maior que 5%, mesmo em testes de poços, é necessária a autorização;
2. Para toda produção de gás superior a 900m³/d, um estudo de viabilidade econômica deve ser feito. Caso a análise indique um retorno superior a 50.000 dólares canadenses, um sistema de aproveitamento ou reinjeção de gás deve ser instalado;
3. Os testes de poços são restritos a 72 horas, podendo ser prorrogados caso a produção de gás seja inferior a 900m³/d. Caso a produção seja superior, vale o descrito no item acima;
4. Obrigatória a instalação de sistema de aproveitamento ou reinjeção de gás para todos os poços com volume diário de queima de gás superior a 900 m³, que estejam a uma distância inferior a 500 metros de empreendimento residencial;
5. Obrigatória a instalação de sistema de aproveitamento ou reinjeção de gás para todos os poços onde a RGO fosse superior a 3.000m³/m³;
6. As plantas com capacidade de processamento de gás inferior a um bilhão de metros cúbicos por ano não devem exceder a razão queima/produção de 0,5%;
7. As plantas com capacidade de processamento de gás superior a um bilhão de metros cúbicos por ano não devem exceder a razão queima/produção de 0,2% ou o volume anual de queima de 5 MMm³;
8. As plantas de processamento não devem ser susceptíveis a mais de 6 grandes eventos de queima por motivos de emergência no período de um semestre, estando definido na regulamentação o limite sobre o qual os volumes de queima enquadram-se como “grande evento”.

Desta forma, as pontuações acima demonstram a restrição da queima de gás na Província de Alberta. Há metas de redução da queima de gás estabelecida para a província como um todo. Entretanto, há de se pontuar a existência de apenas produção onshore e de extensa malha de dutos desenvolvida.

➤ **Estados Unidos**

As normas 30 CFR 250.1163 e CFR 250.1160, aplicadas às queimas de gás offshore nos EUA, trazem algumas orientações interessantes:

1. A produção de gás pode ser queimada por até 48 horas consecutivas ou 144 horas mensais por resultado de falhas em equipamentos, sem que haja necessidade de autorização;
2. A produção de gás pode ser queimada por até 48 horas em operações de teste ou limpeza de poço, sem que haja necessidade de autorização;
3. Volumes de gás de *flash* (gás natural liberado de hidrocarbonetos líquidos como resultado de uma redução da pressão, o aumento da temperatura, ou ambos) inferiores a 1,4Mm³/d, oriundos de tanques de armazenamento ou vasos de baixa pressão podem ser queimados, caso não seja possível recuperá-lo;
4. O órgão regulador pode permitir que os operadores queimem gás em período de até um ano, a partir do qual deverá está instalado equipamento que elimine a necessidade da queima de gás;
5. Caso a planta processe volumes de óleo superiores a 2.000bbl/d, um medidor de gás de tocha deve ser instalado. A calibração deste medidor deve estar de acordo com a recomendação do fabricante ou deve ser realizada anualmente.

➤ **Reino Unido**

Algumas orientações sobre a queima de gás no Reino Unido, descritas nos documentos “*Guidance notes of procedures for regulation of offshore oil and gas developments*” e “*Guidance notes on completion of flaring and venting consent applications*”, são destacadas abaixo.

- 1) A queima de gás é tratada no Plano de Desenvolvimento (PD) do campo. Neste documento deverá ser compromissada a disponibilização do gás ao mercado nacional. Quando há a inviabilidade de exportação deste gás para o mercado nacional, o operador poderá considerar disponibilizá-lo para mercados vizinhos, utilizá-lo no consumo, reinjetá-lo, convertê-lo em outros produtos e, em última hipótese, queimá-lo;
- 2) O órgão regulador só examina com detalhes os sistemas que demandam queimas superiores a 40 toneladas por dia. Caso a planta

seja provida de sistema de dispersão de gás (“vent”), este valor cai para 4 toneladas por dia;

- 3) O apêndice 9 do guia de orientações trata exclusivamente das queimas em comissionamento. A queima de gás durante o comissionamento deve ser mantida no menor nível possível para o comissionamento seguro e eficiente da planta. Para isto, é dever do operador tomar a iniciativa de se manter em contato com o órgão regulador em todas as fases, desde a concepção até a construção e o planejamento de comissionamento da planta, demonstrando que todas as medidas foram tomadas para manter a queima no menor nível possível;
- 4) Para o início do comissionamento da unidade, a planta de processamento de gás deve estar instalada, com os testes hidrostáticos realizados e capacitada para o recebimento do gás antes do primeiro do primeiro óleo. Uma série de documentos deve ser encaminhada entre dois ou três meses antes do início de operação da unidade;
- 5) O comissionamento da planta de gás deve ser iniciado tão logo haja a estabilização da produção de óleo. Isto deve basear-se no pressuposto de que, dentro de uma semana do primeiro óleo, o gás já deverá ser utilizado para o comissionamento da planta de gás. Se o comissionamento da planta de gás não poder começar dentro de duas semanas do primeiro óleo, ou houver um atraso significativo no comissionamento devido ao mau funcionamento das plantas, o órgão regulador poderá considerar a limitação de produção nesta etapa.
- 6) As autorizações na etapa de comissionamento são inicialmente emitidas para curto prazo, geralmente de 28 dias. É requisito a entrega de relatórios semanais contendo uma série de informações relacionadas ao progresso desse processo.

A ênfase do regulamento do Reino Unido nas queimas de gás na etapa de comissionamento das novas unidades de produção deve servir de exemplo para aprimoramentos na regulação do Brasil, já que em função das novas descobertas no pré-sal inúmeras novas instalações de produção estão previstas para os próximos anos.

3.5. A queima de gás natural no Brasil

3.5.1. Histórico

A produção de petróleo no Brasil em dezembro de 2012 foi de 2,105 milhões de barris por dia e a produção de gás natural foi de aproximadamente 76,2 milhões de metros cúbicos por dia. Os campos marítimos foram responsáveis por 91,2% da produção de petróleo e 77% da produção de gás natural. A queima de gás natural foi de aproximadamente 4,3 milhões de metros cúbicos por dia. Considerando apenas as Concessões na fase de produção, o aproveitamento de gás natural foi de 94,6% em dezembro de 2012 (ANP, 2012).

Os bons resultados publicados pela ANP foram alcançados por atuação do órgão regulador e pelos esforços dos operadores. No passado, a realidade era outra.

A primeira crise mundial do petróleo no início da década de 70 impulsionou a pesquisa para exploração de petróleo na Bacia de Campos, a fim de garantir o abastecimento nacional e minimizar a dependência externa, diminuindo os impactos do petróleo sobre a balança comercial brasileira. Neste sentido, as plataformas da ocasião não foram projetadas visando o ideal aproveitamento do gás natural.

Na época, o gás natural possuía baixo valor agregado, o país carecia de estrutura de escoamento, processamento ou mercado consumidor. Por estas razões, grande parte dos campos produtores que iniciaram sua produção naquele período queimava altas parcelas do gás associado (Figura 14). Estes campos ainda hoje possuem dificuldades para melhorar o percentual de aproveitamento do gás associado.

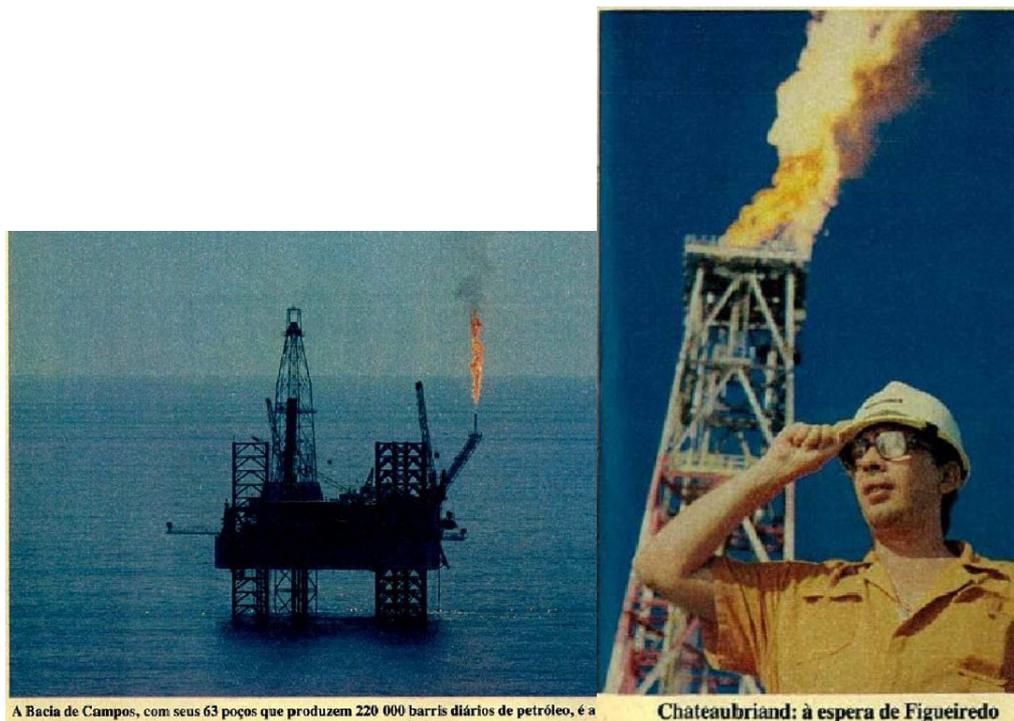


Figura 14 – Queima de Gás em Tochas nas plataformas da Bacia de Campos – 1984 (REIS, 1984)

A partir da década de 80, o gás natural foi ganhando importância na matriz energética do Brasil com substancial valorização comercial. Com a crise do “apagão” no início do século XXI, a relevância do gás natural tornou-se ainda maior, devido à construção de usinas termelétricas, ocasionando um aumento significativo no consumo (Figura 15).

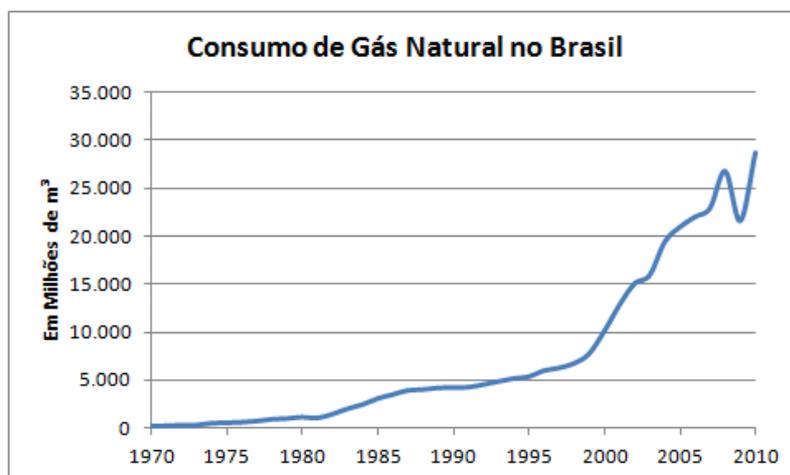


Figura 15 - Consumo de Gás Natural no Brasil (elaboração própria com base nos dados do MME/EPE/BEM, 2011)

Para suprir a demanda de gás, além da importação de gás da Bolívia, houve um aumento expressivo da produção de gás no Brasil (Figura 16), resultante de programas como o Plano de Antecipação de Produção do Gás (PLANGÁS).

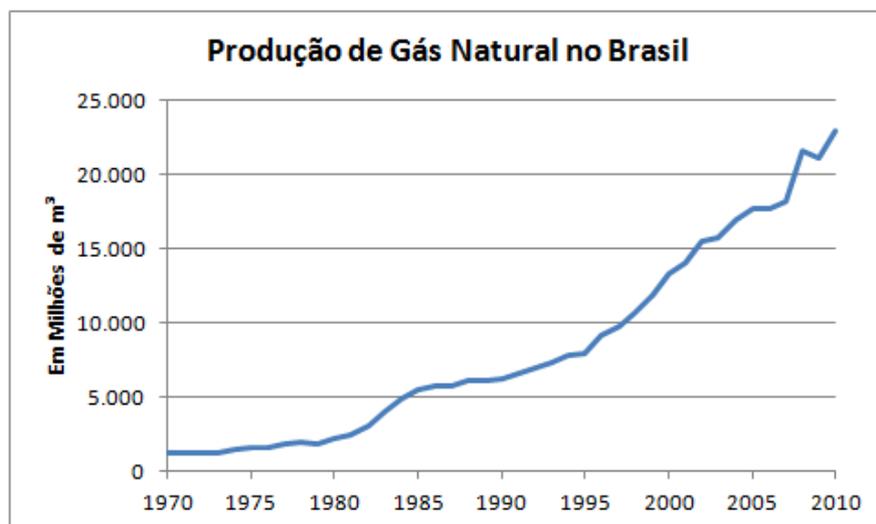


Figura 16 - Produção de Gás Natural no Brasil (elaboração própria com base nos dados do MME/EPE/BEM, 2011)

Cumprir pontuar que nem todo o gás produzido é disponibilizado para o mercado. Geralmente uma parcela é queimada, outra consumida na planta e, alguns casos, o gás é reinjetado no reservatório, seja para efeito de recuperação secundária² do reservatório ou para o simples armazenamento do gás, evitando assim o desperdício deste recurso.

De acordo com a Figura 17, de todo o gás produzido no Brasil, cerca de 50 a 60% deste é disponibilizado para o mercado. Observa-se que a curva referente às queimas de gás desde 2005 atingiu seu maior pico em meados de 2009, com cerca de 20% do gás produzido sendo desperdiçado, e posteriormente caiu significativamente até atingir os menores índices recentemente, em torno de 5 a 6%. Pode-se dizer que a atuação do órgão regulador, a ANP, contribui

² Durante a exploração de um reservatório petrolífero, a pressão necessária para forçar o óleo à superfície decai. Desta forma, métodos de recuperação secundária, tais como injeção de água e gás, são aplicados para manter a pressão do reservatório e varrer o óleo para o poço, aumentando o fator de recuperação do campo.

significativamente para os resultados alcançados. Uma das medidas adotadas foi a assinatura do 2º Termo de Compromisso com a Petrobras, baseado no lançamento do Programa de Ajustes para Redução da Queima de Gás Natural na Bacia de Campos.

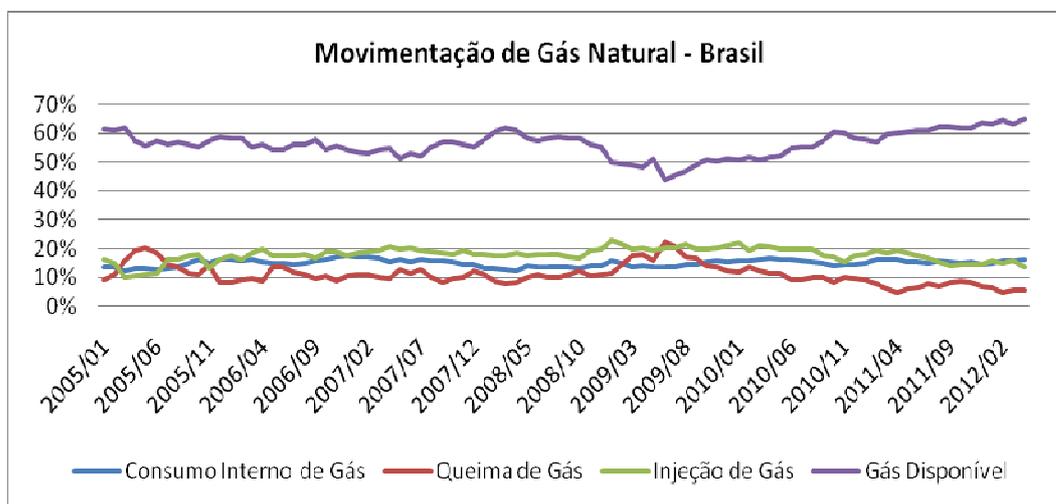


Figura 17: Movimentação de Gás Natural no Brasil (elaboração própria com base nos dados da ANP, 2012)

3.5.2. A ANP e a regulação da queima de gás natural no Brasil

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural no Brasil, criado a partir da Lei nº 9.478 de 06/08/1997, conhecida como a Lei do Petróleo.

Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Dentre as principais atribuições da ANP destacam-se a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

- ✓ **REGULAR** - estabelecer regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções para o funcionamento das indústrias e do comércio de óleo, gás e biocombustíveis.
- ✓ **CONTRATAR** - Promover licitações e assinar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração,

desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e autorizar as atividades das indústrias reguladas.

- ✓ FISCALIZAR – Fazer cumprir as normas nas atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

De acordo com a Lei de Petróleo, artigo 8º inciso IX, cabe à ANP fazer cumprir as boas práticas de **conservação e uso racional** do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente.

Além disso, de acordo com o artigo 44º inciso I, o contrato estabelece que o concessionário estará obrigado a adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a **conservação dos reservatórios** e de outros recursos naturais, para segurança das pessoas e dos equipamentos e para proteção do meio ambiente.

Segundo os Contratos de Concessão, “As Melhores Práticas da Indústria do Petróleo” significam as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria do petróleo em todo o mundo, por operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes às aquelas experimentadas relativamente a aspecto ou aspectos relevantes das operações, visando principalmente a garantia de:

- ✓ conservação de recursos petrolíferos e gaseíferos, que implicam na utilização de métodos e processos adequados **à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável**, com correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície;
- ✓ segurança operacional, que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança operacional e a prevenção de acidentes operacionais;
- ✓ proteção ambiental que determina a adoção de métodos e processos que **minimizem o impacto** das operações no meio ambiente.

Com base nesse princípio, e sem com isso limitar sua aplicação, ficará o concessionário obrigado a adotar, em todas as operações, as medidas necessárias para a conservação dos recursos petrolíferos e de outros recursos naturais, para segurança das pessoas e dos equipamentos, e para proteção do meio ambiente, e a obedecer as normas e procedimentos técnicos, científicos e de segurança pertinentes, inclusive quanto à recuperação de fluidos, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

O item 11 do Contrato de Concessão estabelece que as queimas de gás associado estarão sujeitas à prévia aprovação por escrito da ANP, que não será injustificadamente recusada.

Dentro da ANP, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) é responsável por analisar as solicitações de queima de gás natural.

Para cumprimento de suas atribuições em relação à queima de gás natural, no ano de 2000 a ANP publicou o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, aprovado através da Portaria ANP n° 249 em novembro daquele ano. Tal regulamento estabelece diretrizes em relação às queimas e perdas de gás natural, incluindo os limites para as queimas e perdas dispensadas de autorização, destacando-se:

- ✓ As queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo;
- ✓ As queimas ou perdas do volume de gás natural, produzidos em teste de poço, durante a fase exploratória, com período de fluxo, contínuo ou não, igual ou inferior a 72 horas, por intervalo testado;
- ✓ A queima para segurança, limitada ao volume mensal de até 15 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores de equipamentos, de até 30 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações terrestres e de até 60 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes;
- ✓ As queimas e perdas do volume de gás natural associado produzido em campos, que produzam, no período de um mês, volume total igual ou inferior a 150 mil metros cúbicos, independentemente do número de poços produtores, ou em campo que produz com razão gás/petróleo igual ou inferior a $20\text{m}^3/\text{m}^3$, medida nas condições básicas.
- ✓ As queimas ou perdas de vapores de gás natural em tanques terrestres ou navios de armazenamento, limitadas pelo valor de razão de solubilidade igual ou inferior a $15\text{m}^3/\text{m}^3$, medida nas condições básicas.

A Portaria ANP n° 249/2000 também estabelece os volumes de queimas isentas, ou seja, não sujeitas ao pagamento das participações governamentais.

Exceto por razões de segurança, emergência ou testes de poços, as queimas de gás não-associado não serão autorizadas, de acordo com a mencionada Portaria.

As queimas que não se enquadram nos limites da Portaria ANP nº 249/2000 devem ser autorizadas pela ANP e são analisadas caso a caso, no âmbito do Programa Anual de Produção³ ou de solicitações extraordinárias.

Os principais instrumentos de controle da queima de gás natural são o Plano de Desenvolvimento do Campo, os Programas Anuais de Produção e os Boletins Mensais da Produção, conforme Figura 18.

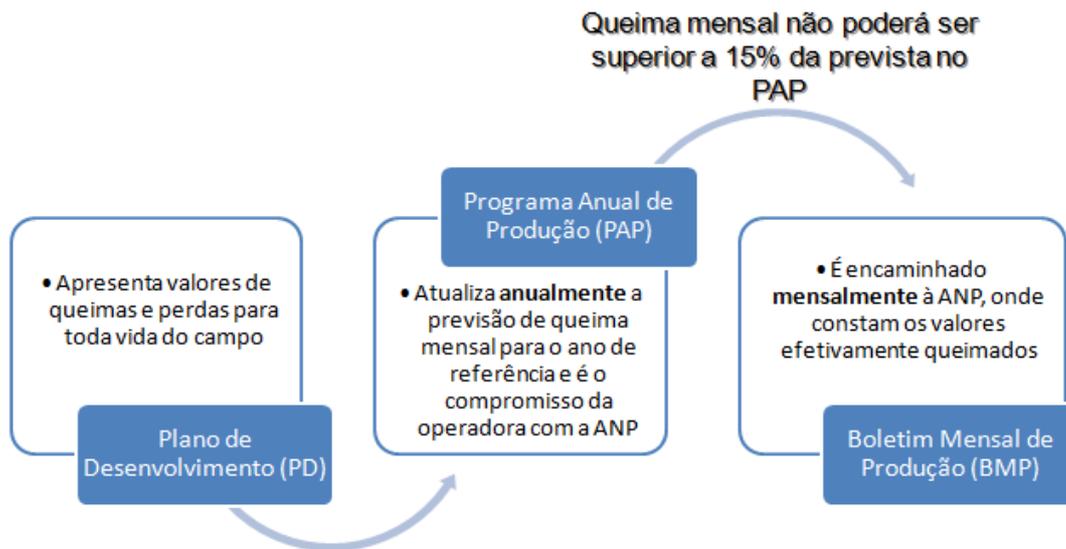


Figura 18: Principais Instrumentos de Controle da Queima de Gás Natural

Após a declaração de comercialidade de um campo de petróleo ou gás natural, o operador deve apresentar um plano de desenvolvimento para o campo, contendo todas as atividades a serem realizadas para a exploração da(s) jazida(s), incluindo também as estimativas de reservas, as previsões anuais de produção e movimentação de fluidos do campo e uma análise de viabilidade econômica. É no Plano de Desenvolvimento do campo que o operador apresenta a solução para o aproveitamento do gás natural, bem como as estimativas preliminares de queimas e perdas de gás natural. O Plano de Desenvolvimento deve ser analisado e aprovado pela ANP.

³ O Programa Anual de Produção (PAP) é o documento anual, entregue à ANP, onde se discriminam as previsões de produção de petróleo e gás natural para os próximos cinco anos. Também são apresentadas as previsões de movimentações de petróleo, água, gás natural e fluidos especiais para o ano de referência. O regulamento do PAP foi estabelecido pela Portaria ANP nº 100/2000.

Os volumes previstos de queimas e perdas de gás natural são atualizados anualmente através dos Programas Anuais de Produção (PAP), que contêm a previsão de produção de petróleo e gás para os próximos cinco anos e a previsão de movimentação de fluidos para o ano de referência. O PAP pode ser revistos durante o ano, conforme necessidade.

Autorizações específicas podem ser dadas em caso de quebras imprevistas ou eventos emergenciais durante o mês corrente, o que impossibilita a revisão do PAP (o PAP só pode ser revisto a partir do mês subsequente ao da produção).

A ANP também dispõe de outro instrumento para controle da queima de gás natural, o Termo de Compromisso. Até o momento, três Termos de Compromissos foram assinados para a redução da queima e ventilação de gás natural: dois com a Petrobras e um com a Chevron. Tais instrumentos são acordos para a redução dos volumes queimados a médio prazo e contêm metas de utilização do gás associado e planos de ação que garantam o cumprimento destas.

Em campos que participam de Termo de Compromisso, os volumes anuais de queimas e perdas de gás natural são autorizados no âmbito da aprovação das metas anuais anexas ao Termo, sendo revisados os PAPs para o desmembramento em volumes de queimas mensais.

O primeiro Termo de Compromisso assinado com a Petrobras vigorou de 2002 a 2004 e o segundo Termo de Compromisso com a mesma operadora foi assinado em 2010, com vigência até 2014, em função do aumento expressivo de queima observado em 2009.

Entre 2004 e 2010, observamos dois picos de queima, alcançados em 2005 e 2009 em função de problemas no sistema de compressão do Pólo e Arara e uma série conjunta de fatores na Bacia de Campos, respectivamente. Neste período, nenhum outro acordo foi firmado entre ANP e Petrobras. As autorizações de queima extraordinária de gás natural se davam através da aprovação dos Programas Anuais de Produção e através da autorização de queimas extraordinárias.

Considerando que aproximadamente 95% da produção de petróleo e gás natural no Brasil são oriundos de campos operados pela Petrobras, a Figura 19 mostra os bons resultados alcançados com os dois Termos de Compromisso.

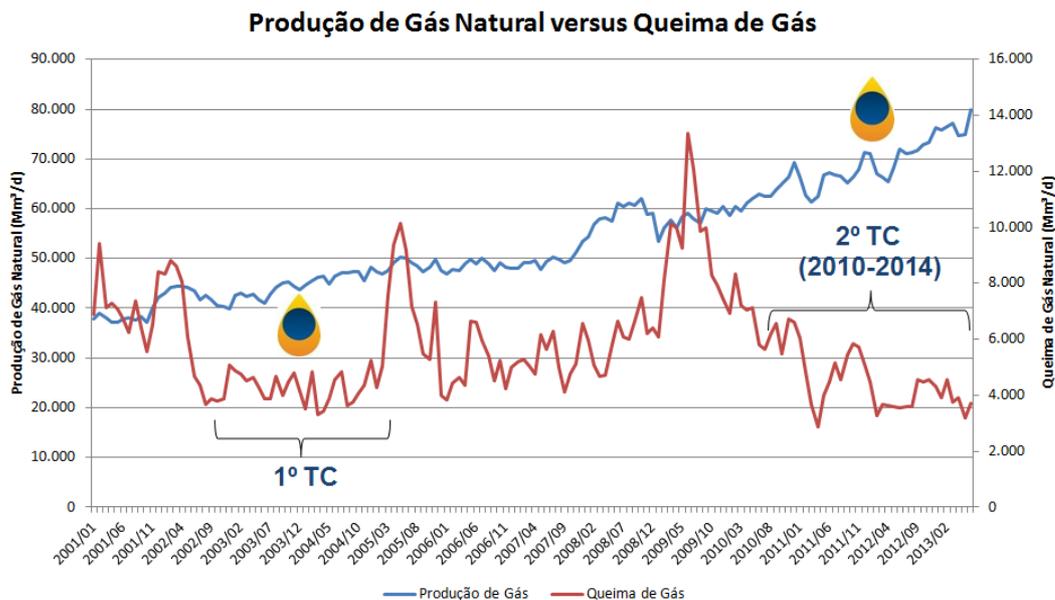


Figura 19: Produção e Queima de Gás Natural no Brasil – Resultados dos Termos de Compromisso assinado entre ANP e Petrobras (elaboração própria com base nos dados da ANP, 2013)

Observa-se que apesar da curva ascendente de produção de gás natural, a queima de gás tem reduzido substancialmente desde 2010, ano de assinatura do 2º Termo de Compromisso com a Petrobras. Este Termo é acompanhado do Programa de Ajustes para Redução da Queima de Gás Natural na Bacia de Campos, lançado pela Petrobras para cumprir as metas. As plataformas da bacia de Campos respondem pelo maior percentual de queima de gás no Brasil.

No que diz respeito às medições de gás de tocha, o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, estabelecido através da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000 engloba os requisitos desta medição.

Mensalmente os volumes queimados ou ventilados são reportados à ANP através dos Boletins Mensais de Produção (BMP). As queimas e perdas de gás natural com variação acima de 15% dos volumes previstos e autorizados no PAP devem estar acompanhados das devidas justificativas que, caso não aceitas, incidirão em aplicação de autos de infração.

Quando os pontos de medição de gás de *flare* são fiscais (participam das equações de fechamento da produção, sobre a qual incidem as participações governamentais), os volumes queimados são monitorados diariamente através da Sistema de Fiscalização da Produção (SFP), apresentada na Figura 20.



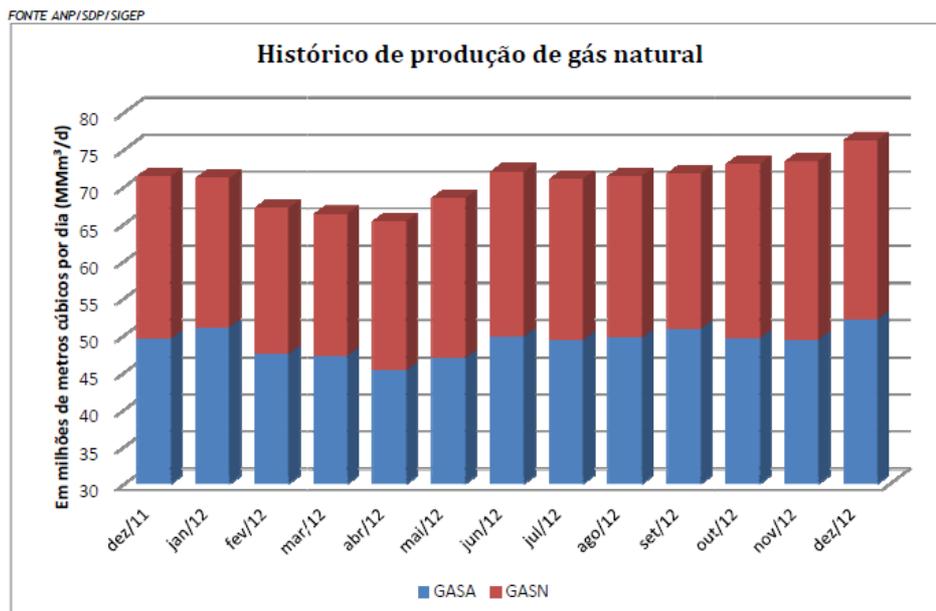
Figura 20: Sistema de Fiscalização da Produção (ANP, 2012)

Atualmente, o Brasil não dispõe de impostos sobre emissões de CO₂. Uma medida adotada pela ANP, a partir de janeiro de 2011, foi a alteração do cálculo das participações especiais (PE) devidas aos campos com grandes produções. Antes, todo o gás queimado ou consumido não era computado na base de cálculo da produção líquida da PE. Agora, sobre todo o gás não aproveitado, exceto a pequena parcela referente à segurança, incidem as devidas participações especiais, tal qual é feito para os royalties.

3.5.3. Dados Estatísticos de Produção e Queima de Gás Natural

Os dados apresentados a seguir foram retirados do Boletim de Produção de dezembro de 2012, divulgado pela ANP.

A produção de petróleo no Brasil é ligeiramente superior a 2 milhões de barris por dia. A produção de gás natural, por sua vez, já ultrapassou a casa dos 70 milhões de m³ por dia, conforme Figura 21.



Fonte ANP/SDP/SIGEP

MMm³/d	dez/11	jan/12	fev/12	mar/12	abr/12	mai/12	jun/12	jul/12	ago/12	set/12	out/12	nov/12	dez/12
GASA	49,5	51,0	47,4	47,2	45,2	46,9	49,8	49,3	49,6	50,8	49,6	49,3	52,1
GASN	21,9	20,1	19,7	19,1	20,1	21,5	22,2	21,7	21,8	20,9	23,4	24,0	24,1
Gás Total	71,4	71,1	67,1	66,3	65,3	68,4	72,0	71,0	71,4	71,7	73,0	73,3	76,2

Figura 21: Produção de Gás Natural no Brasil (ANP, 2012)

A produção de gás associado representa a maior parte da produção de gás natural no Brasil. Em dezembro de 2012, o gás associado representou 68% da produção total de gás. As queimas de gás natural estão em sua maioria ligadas à produção de gás associado. Em geral, quando há algum problema em campos de gás não associado, simplesmente fecha-se o poço, uma vez que o recurso não será aproveitado. Já nos casos do gás associado, há a perda do óleo, podendo prejudicar o abastecimento do mercado nacional. Conforme demonstra a Figura 22, dos 10 maiores campos produtores de gás natural em dezembro de 2012, três são campos de gás não-associado: Manati, Mexilhão, Peroá.

FORNE ANP/SDP/SIGEP

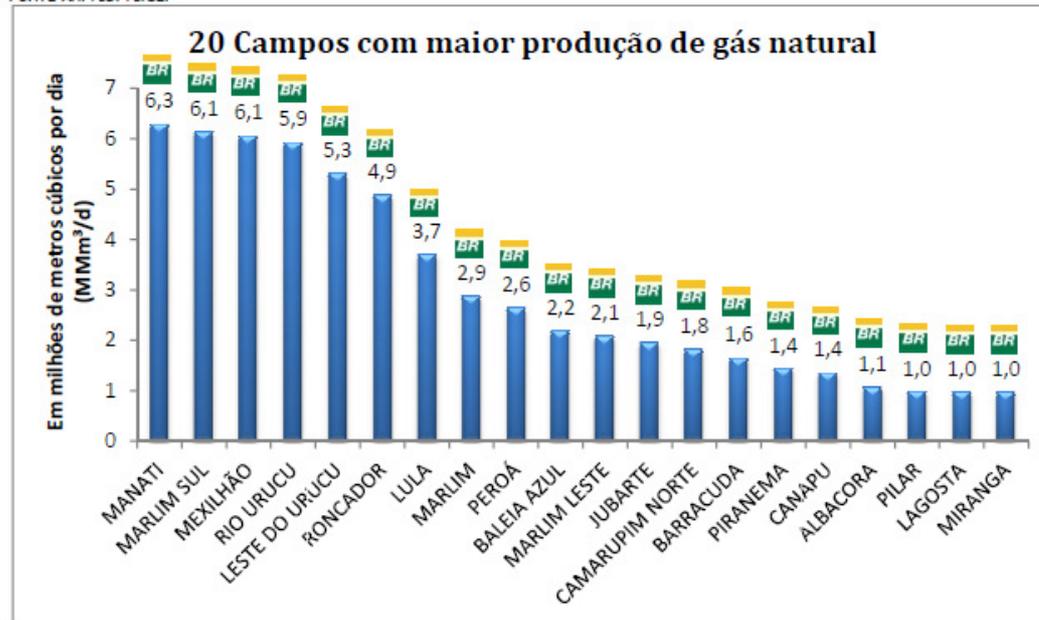


Figura 22: Maiores campos produtores de gás no Brasil (ANP, 2012)

A produção de gás natural concentra-se nos campos da Bacia de Campos e posteriormente na província petrolífera de Urucu, na Bacia de Solimões (AM). Em seguida, há a produção de gás da Bacia de Santos, que tende a crescer exponencialmente para o futuro, em função das reservas do pré-sal. No que diz respeito à produção de petróleo, mais de 80% desta concentra-se na Bacia de Campos.

A Petrobras responde por quase a totalidade do gás produzido no Brasil. Em dezembro de 2012, a Petrobras foi responsável por 98,7% da produção total de gás natural (somente considerando os campos operados pela Petrobras).

Neste mesmo mês, o aproveitamento de gás natural, incluindo a produção de gás não associado, foi de 94,3%, o que corresponde a 5,7% da produção de gás sendo desperdiçada.

Se dermos uma ampliada no período (Figura 23), vamos observar que em 2012 alcançamos os menores índices de queima de gás natural no Brasil, desde 2007.

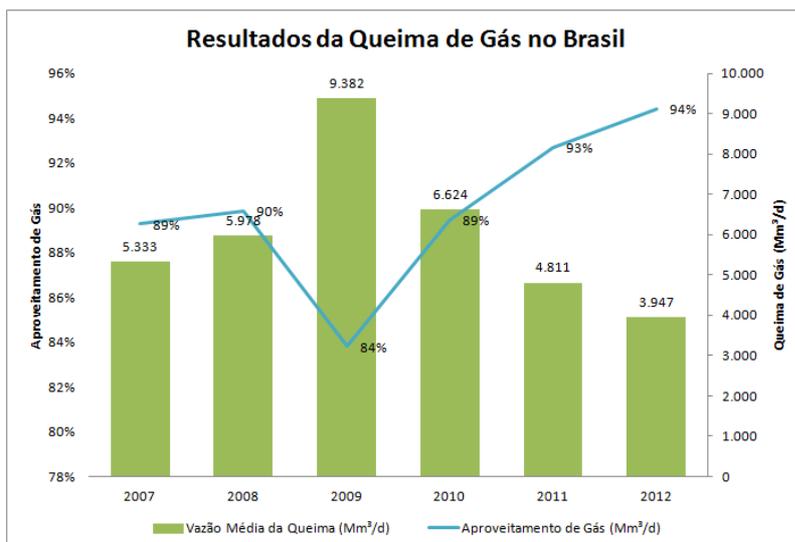


Figura 23: Histórico dos índices de queima de gás natural no Brasil (elaboração própria com base nos dados da ANP, 2012)

Em outras palavras, podemos dizer que apesar da produção de gás ser ascendente os volumes de queimas e perdas de gás natural estão se reduzindo. A Figura 24 apresenta o histórico da queima e a ventilação de gás desde dezembro de 2011, demonstrando que os campos marítimos respondem pelos maiores volumes de queima de gás natural. O acréscimo da queima no final do ano se deu principalmente em função do comissionamento do FPSO Cidade de Anchieta (unidade marítima de produção do tipo *Floating Production and Storage Offloading* – dotada de uma planta de processamento de petróleo e gás natural montada a bordo de um navio petroleiro convertido para tal).

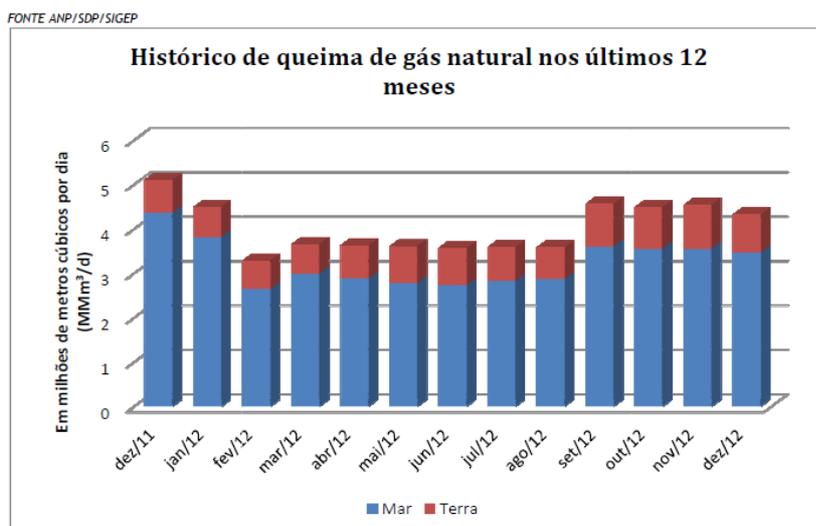


Figura 24: Histórico da Queima de Gás Natural no Brasil nos últimos 12 meses (ANP, 2012)

A Bacia de Campos, por ser a maior produtora, também responde pelo maior percentual de queima de gás natural, conforme Tabela 2, cujos volumes são de dezembro de 2012. Posteriormente, a Bacia de Santos é a segunda colocada, principalmente, em função dos sistemas de produção antecipados ou os testes de longa duração (TLD), que são realizados para aquisição de dados de reservatórios do pré-sal. Geralmente, estes testes levam em torno de seis meses em cada locação e a queima de gás natural está limitada a 500 mil m³ por dia. Os FPSOs que realizam os testes não dispõem de aproveitamento do gás natural produzido, sendo somente uma parcela desta aproveitada para consumo na planta. Novas tecnologias, como o GTL (*gas-to-liquid* – processo em que o gás é convertido em líquido por meio de reações químicas) embarcado, estão sendo desenvolvidas para viabilizar o aproveitamento de gás natural como um todo em testes de longa duração.

Tabela 2 - Queima de Gás Natural no Brasil por Bacia em dezembro de 2012
(ANP, 2012)

Fonte ANP/SDP/SIGEP

Bacia	Queima de Gás (Mm ³ /d)
Campos	3.207
Solimões	624
Santos	159
Recôncavo	114
Sergipe	70
Potiguar	58
Espírito Santo	57
Alagoas	20
Ceará	10
Camamu	3
Parnaíba	2
Total geral	4.325

Dentre os diversos motivos da queima de gás natural no Brasil, podemos citar os principais: problemas nos sistemas de compressão, manutenções programadas, comissionamento de novas unidades de produção e testes de longa duração.

3.5.4. Comparação entre a Regulação de Queima de Gás Natural do Brasil e da Noruega

A Tabela 3 apresenta uma comparação entre as regulações do Brasil e da Noruega referentes à queima de gás natural.

Tabela 3: Tabela Comparativa entre a regulação da Noruega e a do Brasil (WORLD BANK adaptado)

Comparação entre as Regulações de Queima: Noruega & Brasil

Item	Noruega	Brasil
Tipo de Operação	Produção marítima	Produção terrestre e marítima
Órgão Regulador	NPD (do inglês <i>Norwegian Petroleum Directorate</i> , que faz parte do Ministério de Petróleo e Energia)	ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia)
Orientações Gerais ou Autorizações Caso a Caso?	Autorizações Caso a Caso	Há orientações gerais através da PANP nº 249/2000, definindo as queimas não sujeitas à autorização e pagamento de royalties. Os demais casos são regulados caso a caso.
Meta anual de queima para a indústria do petróleo?	Não	Não, as metas são dadas por concessão.
Queimas Rotineiras permitidas por Lei?	Não, as queimas rotineiras geralmente não são permitidas em qualquer cenário econômico. Em alguns casos raros podem garantir uma inexigibilidade de autorização.	Em alguns casos as queimas rotineiras são autorizadas através da Portaria ANP nº 249/2000, como por exemplo, as queimas de segurança. Em outros casos, como manutenção programada, as queimas devem ser autorizadas pela ANP.
Limites de Queima para cada instalação?	Sim	Limites de Queima são dados por Concessão
Planos de Desenvolvimento requerem aprovações?	Sim. As aprovações são dadas somente se houver aproveitamento do gás associado.	Sim, as aprovações podem ser dadas quando justifica-se o não aproveitamento, principalmente devido à realidade da produção terrestre.

Estudo de Impacto Ambiental requerido?	Sim. Cada novo desenvolvimento requer um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) que descreve todos os impactos ambientais e ações de mitigação. O EIA torna-se público.	Sim. As emissões de licenças de instalação pelos órgãos ambientais estaduais e pelo IBAMA requerem EIA, de acordo com a Resolução Conama nº 001/86. O EIA é de acesso restrito, mas o RIMA (relatório de impacto ambiental) é de acesso público.
Incentivos Fiscais?	Não	Não
Taxas de emissões?	Sim, taxação de CO ₂ .	Não

No geral, as regulações possuem muitos pontos em comuns. Nota-se que a Noruega não dispõe de regulamento específico voltada para a queima de gás natural, mas sem dúvida um importante instrumento para a redução destes volumes é a taxação de CO₂, que o Brasil não possui.

Comparando-se os volumes queimados na Noruega com os queimados no Brasil, podemos dizer que, mesmo não dispondo de uma regulamentação, as autorizações expedidas pelo NPD são bem restritivas e até as queimas rotineiras (oriunda de vazamento em válvulas, gás de piloto e purga etc) não são autorizadas em alguns casos, uma vez que a Noruega já dispõe de instalações providas com o conceito chamado *queima zero* (do inglês, *zero flaring*).

De acordo com Miles (2005), o conceito de queima zero é uma meta alcançável e, na maioria dos casos, uma solução economicamente viável. A solução é um sistema que recupera o gás do vaso *knock out drum* do *flare* para reutilizá-lo como gás combustível ou dentro do processo. O sistema de queima zero também se baseia na substituição do sistema de pilotos de tocha por um sistema de ignição de tocha que não necessita da utilização de gás de piloto. A tecnologia refere-se a um “*pellet*” que é lançado na tubulação até o topo do *flare*, incendiando nesta chegada, conforme Figura 25. Os resultados da implementação do conceito de queima zero em duas plataformas na Noruega, a Gullfaks C e a Oseberg C, foram surpreendentes e os níveis de queima foram reduzidos a percentuais menores do que os esperados (a queima de gás na Gullfaks C reduziu-se em 68%).

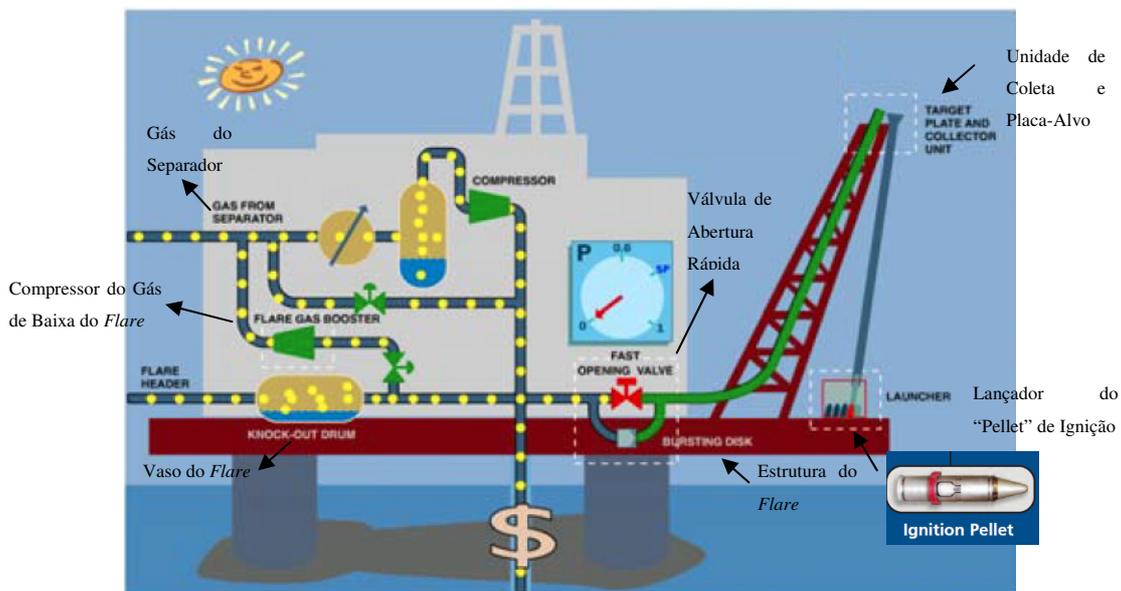


Figura 25: Representação do Conceito de Queima Zero (adaptado de MILES, 2005)

A postura bastante restritiva no desperdício do gás natural faz os operadores buscarem soluções tecnológicas para o aproveitamento deste. Além disso, a taxação de CO₂ viabiliza muitas soluções.

Vale destacar, contudo, que se deve avaliar criteriosamente a justificativa da queima. Podemos citar, por exemplo, os testes de longa duração. Caso não autorizados, não há volumes queimados de gás natural, mas por outro lado também não há aquisição de dados importantíssimos para o desenvolvimento do campo. Este fato é muito relevante no Brasil no que diz respeito à nova realidade do pré-sal, o que também não significa que não deva haver uma cobrança no desenvolvimento de tecnologias para aproveitamento do gás natural nestas ocasiões.