

NOTA TÉCNICA Nº 041/2019/SDP

Assunto: Ação Regulatória 6.8 - Revisão da Portaria ANP nº 249/2000 que regulamenta as Queimas e Perdas de Gás Natural

Referências: Resolução CNPE nº 17/2017
Portaria ANP nº 516/2017
Portaria ANP nº 452/2016
Processo nº 48610.013696/2014-96

I – OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo subsidiar a Diretoria Colegiada da ANP para deliberar sobre a proposta de revisão da Portaria ANP nº 249/2000 que regulamenta procedimentos para isenção, autorização e convalidação de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, visando sua submissão aos trâmites institucionais formais de publicidade e debate com as partes afetadas a fim de lhe garantir legitimidade e segurança jurídica.

A Nota Técnica está estruturada em seis itens. Após seu Objetivo tratado no primeiro item, segue-se o segundo item no qual é apresentada a Fundamentação Legal para a ANP realizar a revisão da norma. Um breve Histórico, assim como as Motivações para a revisão da Portaria ANP nº 249/2000, são apresentados no item três.

O quarto item apresenta as Propostas de alterações do normativo com suas justificativas e motivações. Tais propostas estão subdivididas em dois grupos: o primeiro, que trata de conceitos já utilizados por meio de instrumentos complementares à Portaria 249/2000, visa regulamentá-los por meio de previsão na nova resolução, enquanto o segundo grupo aborda novos dispositivos que visam o aprimoramento do controle das queima e perdas com foco nos campos marítimos.

A Estrutura da minuta de Resolução é descrita no quinto item e no sexto e último item são apresentadas Conclusões e Recomendações da Nota Técnica.

A minuta proposta mantém o conceito da Portaria ANP nº 249/2000 de tratar tanto as queimas quanto as perdas de gás natural. No decorrer da presente Nota, para facilitar a leitura, em muitas ocasiões menciona-se apenas “queima”, porém a referência abrange também as perdas, exceto quando não aplicável.

II – FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A ANP, como o órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural no Brasil, é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, nas formas da regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria.



Mais especificamente, de acordo com artigo 8º inciso IX da Lei de Petróleo, 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*, o que engloba a avaliação e análise de projetos e atividades, através de planos e programas, incluindo a regulação da queima e perda de petróleo e gás natural intrínsecos à indústria do petróleo e gás.

A Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) é a unidade da ANP responsável pelas análises e avaliações de planos e programas que envolvem o controle e a fiscalização das queimas e perdas de gás natural e, consequentemente, por subsidiar a Diretoria Colegiada quanto às autorizações e demais decisões sobre o tema.

Adicionalmente, por meio da Portaria ANP nº 452/2016 a Diretoria Colegiada da ANP delega competência à SDP para praticar os seguintes atos administrativos, relativos à queima de gás natural.

II, Art. 1º: Autorizar a realização de atividades e de produção anteriormente à aprovação do Plano de Desenvolvimento, assim como os volumes de queima extraordinária de gás natural resultantes quando for o caso, conforme regulamentação vigente;

XIII, Art. 1º: Autorizar e convalidar a queima de gás natural até o limite total de 100 Mm³/dia;

XIV, Art. 1º: Autorizar realocações das queimas extraordinárias de gás natural aprovadas devido às reprogramações das paradas programadas nas unidades de produção, de realização de intervenções nos poços e/ou no campo produtor e de alterações resultantes de Individualização da Produção;

XV, Art. 1º: Autorizar o aumento do volume de queima extraordinária de gás natural aprovado, desde que o novo Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA) seja mantido ou aumentado;

III – HISTÓRICO E MOTIVAÇÕES

Portaria ANP nº 249/2000

Com o objetivo de cumprir suas atribuições em relação às queima e perdas de gás natural, a ANP publicou em 2000 o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, instituído pela Portaria ANP nº 249/2000.

Este regulamento estabelece diretrizes e limites para as queimas e perdas dispensadas de autorização, assim como os volumes de queimas e perdas não sujeitos ao pagamento das participações governamentais. Pelo normativo, as queimas de gás não-associado não são permitidas, exceto por razões de segurança, emergência ou testes de poços.

Adicionalmente, as queimas que não se enquadram nos limites determinados pela Portaria ANP nº 249/2000 devem ser autorizadas pela ANP e são analisadas caso a caso, no



âmbito de solicitações extraordinárias e do Programa Anual de Produção, conforme procedimentos descritos ao longo desta nota.

Termos de Compromisso

Ao longo de sua atuação a SDP identificou a necessidade de se utilizar outros instrumentos que auxiliassem no controle da queima de gás natural no Brasil em complementação aos dispositivos da Portaria ANP nº 249/2000.

Com este objetivo foram firmados termos de compromisso com as empresas operadoras dos campos de produção responsáveis pelos maiores volumes de queima. Tais instrumentos definiram metas de utilização do gás associado e planos de ação visando o cumprimento das metas para redução dos volumes de queima a médio prazo.

O primeiro termo foi assinado com a Petrobras e vigorou entre 2002 e 2004. Em 2010 foram assinados o segundo termo de compromisso com a Petrobras e o termo com a Chevron, que tiveram vigência de 5 anos.

No âmbito do 2º termo, a Petrobras lançou o “Programa de Ajustes para Redução da Queima de Gás Natural na Bacia de Campos”, com planejamento para cumprimento das metas previstas no termo, uma vez que as plataformas de produção da bacia de Campos eram responsáveis pela maior parte da queima de gás no Brasil.

O gráfico da Figura 1, a seguir, mostra os resultados positivos alcançados na redução da queima, especialmente em decorrência do 2º Termo de Compromisso.

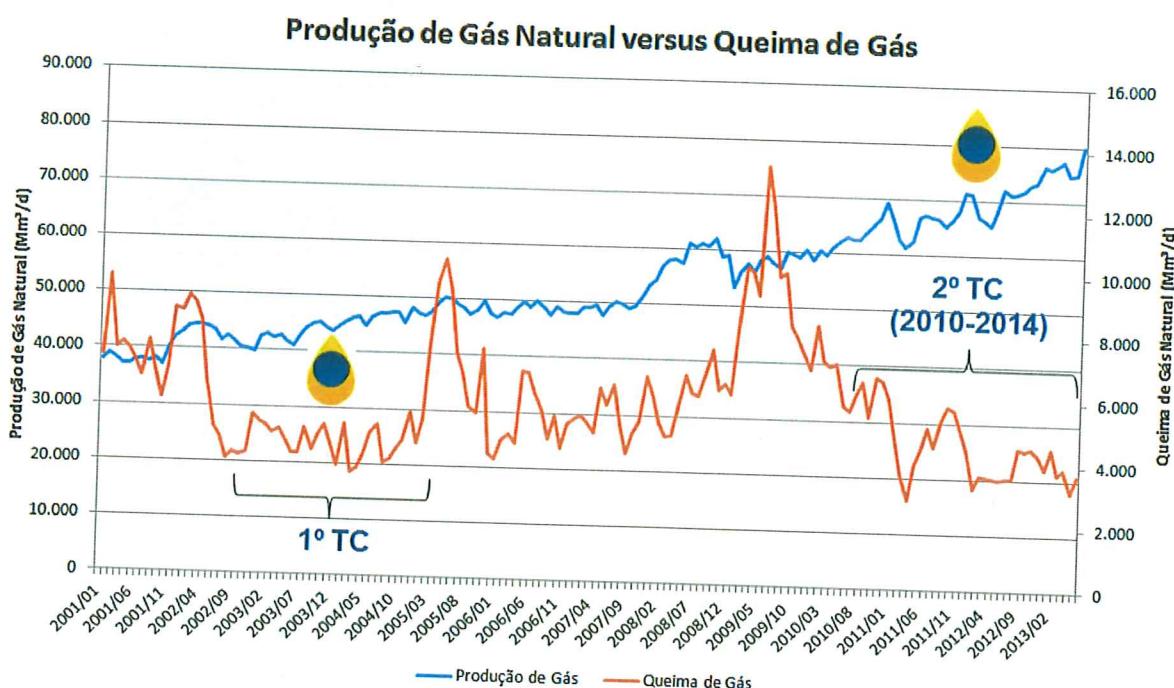
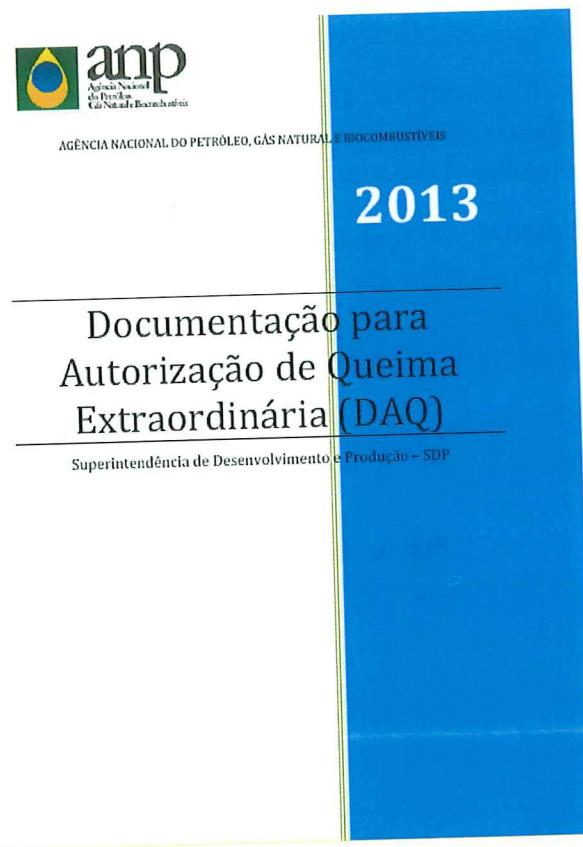


Figura 1: Produção e queima de gás natural no Brasil – Resultados dos Termos de Compromisso assinados entre Petrobras e ANP. (Fonte: dissertação T. Loureiro, 2013).

YD 02/06/2019
ANP

DAQ – Documentação para Autorização de Queima

Também visando uma melhor atuação regulatória para controle da queima, e buscando-se maior transparência e previsibilidade do processo, foi publicada no site da ANP em 2013 a DAQ – Documentação para Autorização de Queima, que lista a documentação necessária para apreciação da solicitação de queimas extraordinárias pela ANP, para os seguintes casos não especificados na Portaria ANP nº 249/2000: “queimas extraordinárias programadas”, “queimas extraordinárias não-programadas” e aquelas decorrentes do “comissionamento de novas unidades de produção”.



Delegação de competência SDP

Conforme mencionado, as queimas que não se enquadram como dispensadas de prévia autorização de acordo com os limites determinados pela Portaria ANP nº 249/2000 devem ser autorizadas pela ANP e são analisadas caso a caso.

Conforme a DAQ tais queimas podem ser enquadradas em três tipos: queimas extraordinárias programadas, queimas extraordinárias não-programadas e queimas decorrentes do comissionamento de novas unidades de produção.

[Handwritten signatures]

A princípio qualquer autorização para queima extraordinária deve ser concedida pela Diretoria Colegiada da ANP e, originalmente, toda solicitação era a ela submetida via Proposta de Ação. No entanto, com o passar do tempo, a consolidação de entendimentos, de caráter estritamente técnico como, por exemplo, a impossibilidade de unidades de produção construídas anteriormente à entrada em vigor da Portaria 249/2000 atenderem aos seus requisitos, levou a Diretoria da ANP a delegar competência à SDP, por meio da já mencionada Portaria ANP nº 452/2016, para dar autorizações de queima de gás natural em casos específicos, diminuindo assim a carga burocrática e dando maior celeridade aos processos de autorização.

Especificamente para o ano de 2018, por meio do inciso I do Art. 1º da Portaria ANP nº 516/2017, foi também delegada competência para a SDP “autorizar os volumes de queima de gás natural decorrentes do comissionamento de novas unidades de produção, e para os Sistemas de Antecipação da Produção, previstos para iniciar a produção no ano de 2018”.

As deliberações oriundas destas delegações de competência são consolidadas, expostas mensalmente à Diretoria Colegiada, e divulgadas na página da ANP na internet. No ano de 2018, por exemplo, foram deliberados pela SDP 241 pleitos de queima extraordinária no âmbito das delegações citadas, sendo 232 referentes ao inciso XIII do Art. 1º da Portaria ANP nº 452/2016, 6 referentes ao inciso I do Art. 1º da Portaria ANP nº 516/2017 e 3 referentes ao inciso XIV do Art. 1º da Portaria ANP nº 452/2016.

MOTIVAÇÕES PARA A REVISÃO

O longo período de vigência do atual regulamento, de 2000 a 2019, inserido em um ambiente de grande avanço tecnológico, como é a produção de petróleo e gás natural, por si só já seria um indicador da necessidade de revisão do normativo.

Neste sentido, observa-se a recomendação do Conselho da OCDE sobre a Política e Governança Regulatória, publicada em 2012, para “*Rever sistematicamente o estoque regulatório de forma periódica para identificar e eliminar ou substituir aqueles que são obsoletos, insuficientes ou ineficientes*”.

Como parte dos esforços para aprimorar a qualidade da ação regulatória da ANP, a partir da elaboração da primeira versão da Agenda Regulatória da Agência, para o biênio 2013–2014, a Secretaria Executiva (SEC) passou a gerir o estoque regulatório da ANP. A partir de ações específicas com este foco, o tempo médio de vigências das normas que compõem o estoque regulatório da Agência foi reduzido de 23 anos, em 2014, para menos de 7 anos, em 2017. Verifica-se, portanto, que dentro dos padrões da ANP, a norma em questão encontra-se em vigor por período bem acima da média.

A despeito da longa vigência da referida Portaria, foi possível à ANP atualizar sua ação regulatória e fiscalizatória lançando mão da utilização de instrumentos coadjuvantes em



complementação aos dispositivos da Portaria a fim de que a atuação da Agência fosse mais eficiente e levasse em conta as diferentes realidades operacionais das outorgas de petróleo e gás natural em produção no Brasil.

Dentre tais instrumentos destacam-se os termos de compromisso e as propostas de ação para aprovação de queimas acima das previstas no regulamento reconhecendo condições específicas de determinadas instalações, como plataformas que realizam *gas lift* em grandes volumes. Neste período também se verificou a consolidação da utilização de novos conceitos como IUGA (índice de utilização de gás associado) e a “realocação” de queimas. A regulamentação de tais recursos está inserida na proposta de revisão aqui apresentada.

Também merecem referência, contribuindo para a necessidade de atualização e aprimoramento do normativo, os avanços tecnológicos ocorridos, a mudança no cenário da produção do Brasil, principalmente em decorrência das jazidas do Pré-sal, e a valorização do gás natural como recurso energético, no mundo e no Brasil, em especial, como fonte para termelétricas.

A utilização do gás natural na geração de energia elétrica apontou com maior importância a partir de 2013, com a necessidade de alternativas a partir da redução da geração de energia pelas hidrelétricas em decorrência de sucessivos períodos sem chuvas suficientes para manter o potencial dos reservatórios.

Destaca-se também a importância ambiental crescente reconhecida para a redução de gases de efeito estufa. Neste sentido estão as diretrizes dadas pela Lei 12.187/2009 - Política Nacional sobre Mudança do Clima e pelo Acordo de Paris - Tratado das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, adotado durante a Conferência das Partes - COP 21, em Paris, no ano de 2015, com o objetivo de minimizar as consequências do aquecimento global.

O Brasil concluiu sua ratificação ao Acordo de Paris em 2016, com as seguintes metas: reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005 até 2025 e, em sucessão, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005 até 2030.

A revisão da Portaria ANP nº 249/2000 foi primeiramente contemplada na Agenda Regulatória da ANP do biênio 2015/2016. Neste período, foram feitos trabalhos de consulta interna, junto aos técnicos da SDP que atuavam na fiscalização das atividades de desenvolvimento e produção, incluindo-se o controle das queimas de gás natural, conforme registrado no Processo nº 48610.013696/2014-96. Como resultado foi elaborada a primeira versão da minuta de regulamento que foi submetida a aprimoramento contínuo a partir de discussões internas, com outras unidades da ANP, principalmente com o Núcleo de Fiscalização da Produção (NFP) e também com representantes das empresas detentoras de direitos de exploração e produção, por meio de reuniões com o IBP.



As sugestões recebidas passaram por ampla e aprofundada discussão, que levou a Ação Regulatória 6.8 para a Agenda 2017/2018, em um novo ciclo de aprimoramento, observando-se, concomitantemente, as possibilidades de simplificação regulatória.

A publicação da Resolução CNPE nº 17 de 08/06/2017, que define, dentre as diretrizes a serem observadas na implementação da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, pela ANP, em seu parágrafo 1º, inciso III, *fomentar, em bases econômicas, o aumento da participação da produção doméstica de gás natural no atendimento ao mercado brasileiro, inclusive pela redução da queima de gás natural nas atividades de exploração e produção,* vem reforçar a oportunidade e a relevância dos trabalhos da ANP no aprimoramento dos seus mecanismos regulatórios acerca do controle da queima de gás natural.

A recente publicação da Resolução CNPE nº 16 de 24/06/2019 que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências, igualmente vai ao encontro e fortalece a iniciativa da Agência.

Embora a ANP tenha conseguido manter atualizada sua ação regulatória/fiscalizatória em detrimento do longo período de vigência da Portaria 249/2000, fica evidente que o esforço adicional necessário e a possível insegurança jurídica decorrente da ausência de previsão expressa de dispositivos e procedimentos fiscalizatórios em regulamento corroboram a premência e oportunidade da edição de sua revisão.

IV – PROPOSTAS APRESENTADAS NA REVISÃO

Conforme mencionado anteriormente, a minuta em questão traz dispositivos que podem ser classificados em dois grupos: aqueles relativos à regulamentação de procedimentos para autorização, convalidação e isenção de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural já utilizados nas atividades de fiscalização da SDP, em complementação aos dispositivos da Portaria ANP nº 249/2000, mas ainda não previstos no regulamento vigente; e aqueles dedicados à implementação de novas ferramentas buscando a otimização do aproveitamento do recurso energético, mediante a redução dos percentuais de queima realizados.

Os dados da Tabela 1 mostram que os maiores volumes de queima relativa, assim como de produção, são oriundos dos campos marítimos que, no entanto, equivalem em número a aproximadamente um terço dos campos terrestres. Além disso, é nos campos marítimos que se concentram as novas instalações responsáveis por novas tecnologias. Nesse sentido, ações direcionadas à melhoria da performance, com diminuição da queima, de uma unidade de produção marítima produzirão resultados muito mais significativos se comparadas com aquelas direcionadas aos campos terrestres. Desta forma, optou-se por concentrar os esforços para implementação de novos dispositivos que gerem maior aproveitamento do gás às unidades de produção dos campos marítimos.



Tabela 1: comparativo entre produção e queima de gás natural nos ambientes terrestre e marítimo

	TERRA	MAR
Nº Campos	278	104
Produção Gas associado (Mm³/d)	12.488,05	76.099,42
Produção Relativa	14%	86%
Queima Mm³/d	344,29	3.372,61
Queima Relativa	9%	91%

Fonte: SIGEP 2018.

IV.I - Regulamentação de instrumentos complementares já utilizados

A seguir são apresentados e comentados os mecanismos regulatórios complementares à Portaria ANP nº 249/2000 e os novos conceitos envolvidos.

Considera-se que a inclusão dos dispositivos abaixo, além de deixar mais claras as condições para queimas e perdas de gás no Brasil, trazendo segurança jurídica ao oficializar procedimentos já realizados na prática, trará maior agilidade e simplificação ao processo tanto do ponto de vista do operador quanto do regulador.

a) Queima “extraordinária” (definição, autorização, convalidação e antecedência)

Foi introduzido na minuta o conceito de queima extraordinária, já reconhecido pelos incisos II, XIII, XIV e XV do Art. 1º da Portaria ANP N° 452/2016. A Portaria ANP 249/2000 contém este conceito implicitamente, ao mencionar que determinadas condições, não cobertas por aquelas em que a prévia autorização seria dispensada, exigem que a queima de gás seja autorizada pela ANP. No entanto, considera-se conveniente que a minuta atual explique este termo, definindo-o como o volume queimado superior àquele dispensado de prévia autorização (inciso XII do Art. 2º da minuta).

Além disso, cria-se um capítulo específico que trata das autorizações e convalidações de queima extraordinária. Tais procedimentos já ocorrem na prática, reconhecidos no inciso XIII do Art. 1º da Portaria ANP N° 452/2016. São disciplinados por instrumento auxiliar desenvolvido pela SDP para padronizar e aprimorar tais processos, a DAQ (Documentação para Autorização de Queima Extraordinária). Este capítulo da minuta vem regulamentar os procedimentos, incluindo todas as informações exigidas para que a ANP possa analisar a solicitação, e os prazos para seu envio e análise.

Quando se tratar de uma queima prevista (Art. 7º), a solicitação prévia deverá ser enviada com antecedência mínima de 30 dias, conforme §1º, prazo considerado plausível para



que se proceda à análise. A DAQ prevê um prazo de 60 dias, reduzido na minuta de resolução proposta. Ressalta-se que as queimas extraordinárias programadas, em boa parte das situações, são incluídas nos Programas Anuais de Produção (PAPs), entregues até o dia 31 de outubro de cada ano com as previsões de produção e movimentação de fluidos no campo para o ano seguinte. Portanto, muitas das queimas extraordinárias já são aprovadas quando da análise do PAP. No entanto, é normal que ao longo do ano se detecte a necessidade de realizar queimas em montante maior que o autorizado, quando então se fazem necessárias análises isoladas, para as quais se estabelece um prazo de 30 dias de antecedência para solicitação.

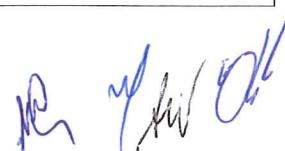
Entre as queimas extraordinárias previstas, incluem-se as queimas em comissionamento de novas unidades de produção e em testes de longa duração (TLD) e sistemas de produção antecipada (SPA). Estes casos também são previstos na DAQ e são discriminados nos §§ 3º a 7º do Art. 7º da minuta, sendo exigidas, na documentação de solicitação de autorização, algumas informações específicas.

Já o Art. 8º trata das convalidações, que ocorrem, por solicitações do operador, quando ocorrem eventos não enquadrados como emergência, porém não previstos, que provocam queimas extraordinárias comprovadamente por motivos de Limitação Operacional. Nestas situações, o operador poderá solicitar à ANP a convalidação da queima extraordinária, a fim de evitar sanções pelas queimas não-autorizadas, caso a convalidação seja concedida. Da mesma forma que no caso da autorização prévia, a ANP deverá analisar os motivos alegados pelo operador. O §3º estabelece o prazo para envio da solicitação até o 15º dia do mês subsequente à queima, de modo que a ANP possa avaliar em conjunto com o BMP, regulamentando o procedimento. Os prazos e conteúdos são os mesmos previstos na DAQ.

A Tabela 2, a seguir, ilustra casos analisados pela ANP, deliberados pela Diretoria Colegiada, em que se praticou a autorização de queima extraordinária, incluindo situações de comissionamento e TLD, ou a convalidação da queima extraordinária.

Tabela 2: Exemplos de autorizações ou convalidações de queima extraordinária concedidas pela ANP.

RD	Data	Nota Técnica	Caso
135/2019	22/02/2019	010/2019/SDP	Comissionamento da P-77
90/2019	31/01/2019	008/2019/SDP	Comissionamento da P-76
39/2019	17/01/2019	003/2019/SDP	Campos diversos a partir do PAP 2019
104/2018	01/03/2018	023/2018/SDP	Queimas extraordinárias de TFR e manutenção de URV no campo de Sapinhoá
74/2018	08/02/2018	005/2018/SDP	Convalidação de queima em Rio Urucu, Sudoeste do Urucu e Leste do Urucu
753/2017	20/12/2017	144/2017/SDP	Campos diversos a partir do PAP 2018
611/2017	25/10/2017	122/2017/SDP	SPA de Itapu (poço 1-BRSA-1116-RJS)



558/2017	13/09/2017		TLD em Mero (3-BRSA-1350-RJS)
510/2017	23/08/2017	085/2017/SDP	Convalidação de queima em Marlim Leste
409/2017	05/07/2017	057/2017/SDP	Convalidação de queima em Marlim Sul
137/2017	22/02/2017	027/2017/SDP	Comissionamento da P-66

b) Realocação de queimas autorizadas para o caso de manutenção programada

Este procedimento é executado atualmente, e se encontra previsto no inciso XIV do Art. 1º da Portaria ANP Nº 452/2016. Considerou-se que a simples realocação de um mês para outro de um volume de queima previsto em paradas programadas, manutenções ou intervenções já consideradas no PAP, em função de alteração de data do evento, não traz prejuízo na avaliação global da queima.

Portanto, na minuta, o Art. 8º prevê que, nestas situações, o operador deverá apenas enviar uma revisão do PAP.

c) Queima com manutenção de IUGA

Este procedimento também já é praticado, e se encontra previsto no inciso XV do Art. 1º da Portaria ANP Nº 452/2016. Como a Portaria ANP 249/2000 estabelecia o controle da queima a partir dos volumes autorizados, havia situações em que este volume era ultrapassado, porém o volume produzido de gás associado também era bem maior que o previsto, fazendo com que o IUGA (que corresponde ao volume de gás não queimado sobre o volume total de gás produzido) fosse maior que aquele correspondente ao volume autorizado, no PAP, por exemplo. Considerou-se que tal situação não careceria de sanção por parte da ANP, visto que a eficiência na utilização do gás foi maior. Assim, o §5º do Art. 6º da minuta estabelece que tais situações são dispensadas de prévia autorização, o que se compatibiliza com o controle pelo IUGA.

d) Adequação da definição de Queima por Comprovada Necessidade Operacional

Esta definição já existe na Portaria ANP 249/2000, compreendendo, em resumo, as queimas por emergência mais aquelas ocorridas durante teste de formação com período de fluxo total de até 72 horas. Queimas desta natureza são isentas do pagamento de royalties.

Na minuta, propõe-se alterar ligeiramente a definição, de modo a adequá-la aos termos da Resolução de Diretoria (RD) 862/2014, que estabeleceu que devem ser cobrados royalties sobre quaisquer testes de formação realizados: (a) na fase de produção; ou (b) na fase de exploração desde que com aproveitamento econômico do hidrocarboneto produzido.

Como a única aplicação desta definição na minuta é no Art. 4º, que versa sobre isenção de royalties para volumes queimados, optou-se simplesmente por limitá-la, quando se refere a testes de formação, a testes realizados na fase de exploração sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto produzido.



e) Manutenção da avaliação mensal das queimas

Ao longo do processo de elaboração da minuta, estudou-se a possibilidade de realizar trimestralmente a apuração dos volumes queimados em relação aos autorizados, retirando-se a tolerância de 15%. A apuração trimestral permitiria um balanço entre os volumes queimados a cada mês, desde que atingido o IUGA aprovado, porém sem possibilidade de queimar adicionalmente, dentro de uma tolerância prevista, conforme a Portaria ANP 249/2000.

No entanto, aprofundando-se a questão ao longo do processo, alguns aspectos negativos, relativos à fiscalização, foram levantados.

Os boletins de produção, conforme Art. 6º do Decreto 2.705/98, refletido em todos os contratos de E&P, são reportados mensalmente, o que induz à conclusão de que a fiscalização deva ser mensal.

Além disso, após debates com o NFP, conforme consta do processo 48610.013696/2014-96, o histórico de sanções aplicadas por queima extraordinária de gás não autorizada ou convalidada indica que, devido à limitação legal do valor da multa aplicada, em muitas situações ele fica bem abaixo do valor calculado de acordo com a vantagem econômica auferida. Essa situação se acentuaría com a apuração trimestral, no caso de meses consecutivos em que ela ocorra, devido à maior discrepância entre a vantagem econômica auferida e o limite legal da multa.

Portanto, optou-se por manter a apuração mensal.

f) Convalidação da queima não autorizada decorrente da retomada de produção

A Portaria ANP 249/2000, em seu item 7.2.5.1, estabelece que as queimas decorrentes de parada por emergência das unidades de produção estão dispensadas de prévia autorização, no tempo estritamente necessário à eliminação das causas. A experiência acumulada a partir da análise técnica dos casos relacionados a este tipo de parada consolidou o entendimento de que os volumes queimados durante a retomada de produção após uma parada de emergência (assim como em qualquer outra situação de retomada) não se enquadram nesta dispensa prévia, principalmente porque durante a retomada existe um maior controle na reabertura dos poços.

Como esta questão foi alvo de entendimentos diversos no passado, inclusive em processos judiciais, a minuta propõe, em seu inciso I do §10 do Art. 6º, esclarecer que volumes queimados devido à retomada da produção que não tenham sido previamente autorizados poderão ter sua convalidação solicitada. Caso contrário, serão enquadrados como queima extraordinária não autorizada, se excederem aqueles dispensados de prévia autorização.



IV.II - Implementação de novos dispositivos

Algumas propostas da minuta de resolução visam à modernização e o aperfeiçoamento do normativo da ANP, a partir de constatações do desempenho operacional das unidades de produção atualmente em operação nos campos de produção nacionais, e da inspiração em regulamentações internacionais.

Os novos dispositivos contemplados na presente proposta são os seguintes:

a) Avaliação da queima com base no IUGA

A minuta propõe oficializar o conceito de IUGA (Índice de Utilização de Gás Associado), de emprego já consolidado, com fim de se mensurar a eficiência das unidades na queima de gás natural. Como já exposto na alínea c) do item IV.I do presente capítulo, considera-se que a aferição do desempenho pelo IUGA, e não pelo volume queimado em termos absolutos, é mais adequada, evitando situações em que se poderia restringir a produção a fim de manter o volume queimado dentro do limite previamente autorizado.

Portanto, o Art. 3º estabelece que a aferição da queima, em relação ao que foi previamente autorizado, será feita pelo IUGA.

b) Avaliação da queima por UEP para os campos marítimos

Outra inovação trazida na minuta é a fiscalização da queima, para o ambiente marítimo, por unidade de produção (UEP) em que a queima de gás é realizada (§1º do Art. 3 e §§1º a 3º do Art. 6). Ao longo dos últimos anos, detectou-se que, em um mesmo campo marítimo, as várias UEPs podem apresentar desempenho, em termos de IUGA, bastante distintos. A Tabela 3 mostra a situação, entre os meses de abril de 2018 e abril de 2019, para os campos de Marlim e Roncador. Pode-se constatar que várias UEPs apresentam desempenho bem abaixo da média do campo, o que, na fiscalização pelo IUGA total do campo, pode ficar mascarado.



Tabela 3: IUGA mensal médio por UEP dos campos de Marlim e Roncador.

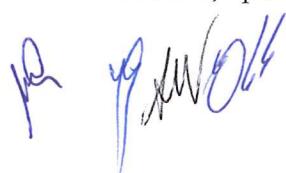
Campo	UEP	IUGA médio
Marlim	PETROBRAS 18	86,86
	PETROBRAS 19	87,99
	PETROBRAS 20	83,58
	PETROBRAS 26	63,58
	PETROBRAS 33	66,59
	PETROBRAS 35	69,46
	PETROBRAS 37	46,03
	TOTAL	78,74
Roncador	PETROBRAS 52	94,88
	PETROBRAS 54	86,89
	PETROBRAS 55	90,35
	PETROBRAS 62	95,97
	TOTAL	93,91

Considera-se, portanto, que a fiscalização por UEP, no ambiente marítimo, é mais eficiente, no sentido de se detectar e estimular melhorias na eficiência das unidades que desempenhem IUGA mais baixo.

Para o ambiente terrestre, optou-se por manter a fiscalização por campo de produção, principalmente porque as perdas (ventilação) ocorrem, em muitos casos, de forma difusa, ou ao longo do processo de coleta, como em tanques localizados na locação de poços, que posteriormente realizarão transporte até a unidade de produção em ocorreria a queima de gás, por exemplo. Portanto, considera-se que adotar o controle por UEP no ambiente onshore seria pouco eficiente e, muitas vezes, impraticável, além de representar, conforme abordado no início da Capítulo (Tabela 1), um percentual pequeno da queima total realizada no Brasil.

c) Tratamento distinto para UEPs antigas e novas

A minuta propõe também que o IUGA mínimo para dispensa de autorização de queima para UEPs mais novas seja aumentado de 97 para 98% (§2º do Art. 6). Pôde-se detectar que o limite de 98% é plausível para as UEPs mais novas, conforme histórico da Tabela 4, que



mostra a quantidade de meses, entre abril de 2018 e abril de 2019, em que as UEPs dos campos de Lula e Sapinhoá apresentaram IUGA menor que 98%, bem como sua média no período.

Tabela 4: IUGA das UEPs dos campos de Lula e Sapinhoá (04/2018 a 04/2019).

Campo	UEP	Nº meses com IUGA < 98%	IUGA mensal médio
Lula	CIDADE DE ANGRA DOS REIS	12	96,00
	CIDADE DE ITAGUAÍ	1	99,16
	CIDADE DE MANGARATIBA	1	99,24
	CIDADE DE MARICÁ	3	98,61
	CIDADE DE PARATY	2	98,83
	CIDADE DE SAQUAREMA	0	99,32
	Petrobras 66 (P-66)	7	97,84
Sapinhoá	CIDADE DE ILHA BELA	7	98,01
	CIDADE DE SÃO PAULO	2	98,56

É natural que, em meses em que haja parada de produção, a queima ocorrida devido a este tipo evento faça com que o IUGA se reduza, de modo que, em função de paradas programadas, já seria esperado que em 1 ou 2 meses por ano ele ficasse mais baixo. No entanto, tal condição estaria prevista no PAP, podendo ser autorizada previamente pela ANP. As UEPs apresentadas na Tabela 4 com maior quantidade de meses com IUGA menor que 98% são aquelas com comissionamento recente (P-66, que iniciou produção em maio de 2017 e aproveitamento de gás, por reinjeção, em agosto de 2017) ou aquelas correspondentes a projeto piloto no campo, que acabaram por produzir de forma definitiva (Cidade de Angra dos Reis).

Assim, considera-se que esta medida também será adequada para estimular a redução de queima de gás e, consequentemente, sua maior disponibilização para aproveitamento, incluindo a exportação ao mercado. O marco estabelecido na minuta para classificação de uma UEP nova é o início da produção depois de 5 anos da publicação da resolução. Considerou-se que este seria o tempo adequado para que uma UEP tenha o processo de contratação iniciado e inicie a produção, de modo que apenas aquelas com contratação iniciada após a publicação da resolução estejam enquadradas como novas. Além disso, o início da produção é um marco com controle mais eficiente por parte da ANP.

d) Tratamento distinto para UEPs que movimentam volume significativo de gás associado além do produzido diretamente dos poços a ela interligados (§3º do Art. 6)



Muitas UEPs, especialmente de campos em estágio de exploração avançado, portanto com menor pressão de reservatório e maior BSW, promovem, após o tratamento do gás, sua recirculação para injeção, pelo anular, no poço, a fim de auxiliar a elevação dos fluidos do reservatório até a UEP (*gas lift*). Nestes casos, o gás recirculado mistura-se ao gás efetivamente produzido e necessita de novo tratamento.

Assim, optou-se por oficializar o conceito de IUGA movimentado (IUGAmov), no qual a queima de gás é comparada com o volume de fato movimentado na unidade, e não apenas com o produzido. Além daquele recirculado para *gas lift*, seria considerado também o volume recebido de outras unidades, e que passariam por tratamento.

A proporção de gás queimado nesta situação é sempre inferior àquela correspondente ao IUGA, visto que o numerador é o mesmo e o quociente maior. Desta forma, estabeleceu-se o limite mínimo do IUGAmov em 98,5% para dispensa de prévia autorização. Nesta situação, caso o IUGA seja menor que 97%, apenas em situações em que a proporção de gás recirculado for maior que 50% o IUGAmov poderia superar os 98,5%, a depender de quanto o IUGA esteja inferior ao limite. Assim, considerou-se que este conceito deveria ser aplicado apenas a unidades cuja recirculação de gás seja significativa, ou seja, maior que 50% do volume total movimentado.

A Figura 2 exibe a relação entre IUGA e IUGAmov para diferentes valores da razão entre volume recirculado ou recebido e volume total movimentado pela UEP. Por exemplo, se a unidade recircula ou recebe 70% do gás total movimentado (ou seja, o efetivamente produzido por poços interligados a ela 30% do total), e queima gás de modo que seu IUGA é de 95%, seu IUGAmov é de 98,5%, atingindo o limite previsto na minuta para dispensa de prévia autorização.

O limite de 50% abrange boa parte das UEPs marítimas, que utilizam a recirculação do gás para elevação artificial por *gas lift* de forma intensiva. No período entre abril de 2018 e abril de 2019, 35 das 79 UEPs reportadas no BMP como tendo queimado gás superaram, na média, este limite, podendo se utilizar, para controle de queima, do IUGAmov. Destas, 26, na média, tem um índice mensal superior a 80%.



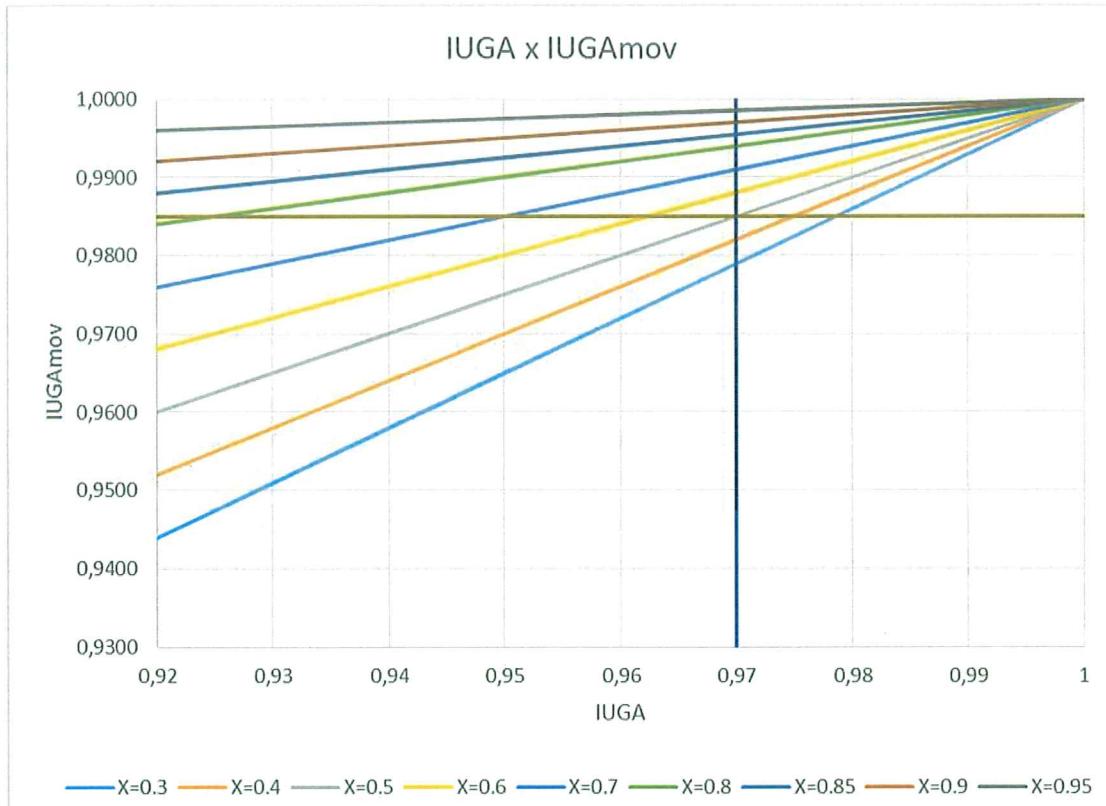


Figura 2: gráfico de IUGA versus IUGAmov (X corresponde à razão entre volume recirculado ou recebido e volume total movimentado).

e) Obrigatoriedade do aproveitamento de poços individuais com produção mínima de 1.500m³/dia (§7º do Art. 6)

A Portaria ANP 249/2000 permite a dispensa de prévia autorização para queimas ocorridas em campos com produção de gás associado de até 150 mil m³ por mês. A minuta proposta basicamente mantém esta limitação, apenas estabelecendo-a de forma diária (5 mil m³/d), a fim de prever que meses com diferentes quantidades de dias possam ter limites totais diferentes, desde que mantida a média diária.

Porém, a novidade trazida na minuta é que campos que produzam abaixo de 5 mil m³/d de gás associado, mas que possuam poços com vazão média individual superior a 1,5 mil m³/d não estarão isentos.

O objetivo deste dispositivo é estimular o aproveitamento de gás associado em poços terrestres, com vazões relativamente baixas porém passíveis de aproveitamento, reduzindo assim o desperdício do hidrocarboneto. A partir de consulta ao mercado e de projetos já em andamento por parte de pequenos operadores, verificou-se que volumes de até 1,5 mil m³/dia por poço já são econômicos para projetos de geração de energia elétrica na locação do poço, por exemplo. Na realidade, até volumes menores poderiam ser aproveitados, porém se

[Assinatura]

considerou o limite de 1,5 mil m³/d mais adequado à realidade nacional. Optou-se também por estabelecer este limite apenas para poços individualmente pois em muitas situações, por restrições de pressão de cabeça e sistema de coleta, seria difícil tecnicamente viabilizar a coleta da produção de gás associado de vários poços com vazões reduzidas a fim de se chegar ao valor de 1,5 mil m³/d para aproveitamento.

De qualquer modo, foi inserido um inciso que prevê que caso o aproveitamento de gás natural associado, nestas situações, seja inviável técnica ou economicamente, o operador deverá comprovar a inviabilidade, que será avaliada pela ANP quando da autorização de queima.

Foi feito um levantamento a fim de se detectar, a partir da produção reportada nos últimos meses, quantos campos se enquadram na situação de vazão total de gás associado menor que 5 mil m³/d com poços cuja vazão supere 1,5 mil m³/d. A Figura 3 mostra a evolução deste número ao longo dos últimos meses, sendo sempre inferior a 20. Existem alguns casos, relacionados a individualizações de produção, em que a produção do campo é menor que a produção do poço, visto que esta é apropriada em função das participações do campo na jazida produzida por aquele poço. Como exemplo, a Tabela 5 lista os campos com produção total de gás associado menor que 5 mil m³/d e poços com produção superior a 1,5 mil m³/d.

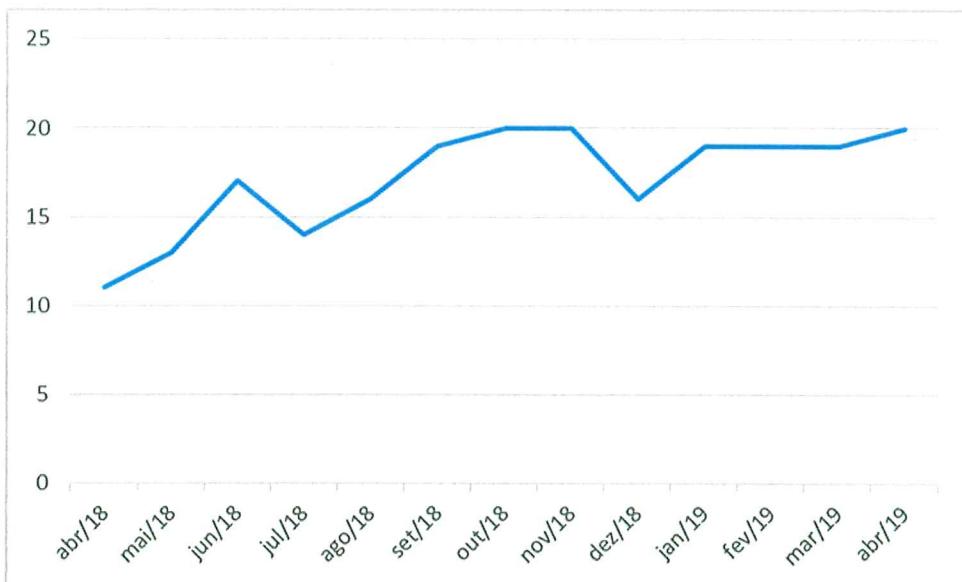


Figura 3: N° de campos de produção < 5 mil m³/d e poços de vazão >1,5 mil m³/d.

[Handwritten signatures]

Tabela 5: Campos com produção total de gás associado menor que 5 mil m³/d contendo poços com produção superior a 1,5 mil m³/d.

ANGICO	GURIATÃ	MIRANGA NORTE	RIO DOS OVOS
ARATUM	ILHA PEQUENA	PARDAL	SABIÁ
CACHOEIRINHA	JANDUÍ	PIRAMBU	SABIÁ BICO-DE-OSSO
FAZENDA PAU BRASIL	LAGOA SURUACA	PONTA DO MEL	TARTARUGA
FAZENDA RIO BRANCO	MACAU	RABO BRANCO	UIRAPURU

V- DA MINUTA

A presente minuta de resolução foi estruturada de acordo com os padrões de elaboração de normas emanados pela Lei Complementar nº 95/1998, pelo Decreto nº 9191/2017 e pela Portaria ANP nº 453/2016, adotados atualmente pela ANP. Sua estrutura diverge, portanto, daquela utilizada na Portaria ANP nº 249/2000. Conforme discorrido na presente nota, observa-se que com relação ao conteúdo, a minuta de revisão do regulamento contempla todos os dispositivos da Portaria, muitos mantendo seu teor original, e outros com desdobramentos e aprimoramentos, além de alguns novos dispositivos acrescentados.

A versão resultante da minuta de resolução e uma versão comentada constam do Processo e estão anexas a esta nota. A versão comentada permite identificar a origem de cada dispositivo na Portaria ANP nº 249/2000, e se sofreu alterações.

A minuta de resolução é precedida de ementa enunciativa do seu objeto e contém 13 artigos, estruturados em cinco capítulos, conforme tabela a seguir.

ESTRUTURA DA MINUTA DE RESOLUÇÃO
EMENTA ENUNCIATIVA
CAPÍTULO I – DO OBJETO E DAS DEFINIÇÕES
CAPÍTULO II – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS
CAPÍTULO III – DA DISPENSA DE PRÉVIA AUTORIZAÇÃO
CAPÍTULO IV – DAS QUEIMAS EXTRAORDINÁRIAS
SEÇÃO I – DAS CONVALIDAÇÕES
SEÇÃO II – DAS AUTORIZAÇÕES
CAPÍTULO V – DAS DISPOSIÇÕES FINAIS



Primeiro Capítulo

Trata DO OBJETO E DAS DEFINIÇÕES, explicita o escopo da resolução, qual seja, regulamentar procedimentos relativos a Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural e define os termos utilizados necessários para a boa compreensão do texto, e que já não estejam definidos em outros dispositivos legais, contratuais ou normativos da ANP.

Segundo Capítulo

O capítulo DISPOSIÇÕES GERAIS traz os procedimentos relativos às aprovações da queima no âmbito dos Programas Anuais de Produção, as condições para isenção ao pagamento de royalties, assim como as restrições quanto à queima de gás não associado.

Terceiro Capítulo

Este capítulo trata DA DISPENSA DE PRÉVIA AUTORIZAÇÃO onde são definidas as situações e condições nas quais poderão ser realizadas queimas de gás natural sem a necessidade de prévia autorização pela ANP.

Quarto Capítulo

O capítulo intitulado DAS QUEIMAS EXTRAORDINÁRIAS é subdividido em duas seções. A Seção II, DAS AUTORIZAÇÕES, aborda as queimas extraordinárias futuras para as quais podem ser solicitadas autorizações prévias. E a Seção II, denominada DAS CONVALIDAÇÕES, trata das queimas extraordinárias realizadas para as quais pode ser solicitada sua convalidação.

Quinto Capítulo

O capítulo trata das DISPOSIÇÕES FINAIS, remete as situações não tratadas pela resolução à decisão da Diretoria Colegiada, e estabelece a data para entrada em vigor da Resolução, assim como para a revogação da Portaria 249/2000.

Além disso institui prazo para adequações pelas Operadoras aos dispositivos do regulamento, que se fizerem necessárias, notadamente aquelas implementadoras de novos procedimentos, como os relativos ao controle da queima por unidade de produção marítima.



VI – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Do exposto e, considerando que:

Esta minuta de Resolução foi elaborada a partir de contribuições dos especialistas da SDP e do NFP com experiência na aplicação da regulamentação de queimas e perdas e na análise das solicitações de queimas extraordinárias;

Foram recebidas e contempladas contribuições das empresas operadoras;

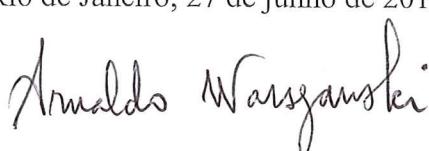
A proposta de resolução foi intensamente debatida em reuniões realizadas com participantes do Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP;

A minuta de Resolução aqui proposta atende às disposições normativas regulatórias, bem como harmoniza-se aos contratos de exploração e produção vigentes, assim como com as diretrizes emanadas pelas Resoluções CNPE nº 17/2017 e nº 16/2019;

Recomendamos que a proposta de revisão do Regulamento ora apresentada, seja submetida à apreciação da Diretoria Colegiada, após as devidas avaliações pela Coordenação de Qualidade Regulatória da Secretaria Executiva e pela Procuradoria Geral Federal junto à ANP, com o objetivo de submetê-la à Consulta e Audiência Públicas e às demais etapas do rito prévio à publicação da norma, em observância à legislação vigente aplicável e à transparência das ações da ANP.

Rio de Janeiro, 27 de junho de 2019.

Arnaldo Warszawski
Especialista em Regulação
Matrícula SIAPE nº 015162222



Elisdíney Séfora Tucci da Frota
Coordenadora de Regulação
Matrícula SIAPE nº 016508173



Pedro Henrique Lemmers
Especialista em Regulação
Matrícula SIAPE nº 015153118



De acordo

Marcelo Castilho
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

Anexos:

Minuta da Resolução que regulamenta Queimas e Perdas de Gás Natural.

Minuta da Resolução que regulamenta Queimas e Perdas de Gás Natural comentada.

Minuta de Revisão do Regulamento de Queimas e Perdas
Textos em verde indicam origem e motivação

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº XX, DE DD.MM.2019 - DOU DD.MM.2019

Regulamenta procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.013696/2014-96 e as deliberações tomadas na XXª Reunião de Diretoria, realizada em xx de xxxxxxxx de 2019, resolve:

CAPÍTULO I
DO OBJETO E DAS DEFINIÇÕES

Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar procedimentos para controle e redução de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural. **Oriundo do art. 1º da Portaria 249/2000, texto simplificado para ser mais objetivo e evitar repetição**

Art. 2º Para os efeitos desta Resolução, além das definições contidas no artigo 6º da Lei nº 9.478/1997, nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e na regulação ANP pertinente, foram incorporadas para todos os fins e efeitos, no plural e no singular, as seguintes:

I – Autorização de Queima Extraordinária: autorização dada pela ANP para solicitações de Queimas Extraordinárias futuras. **Inclusão de novo conceito.**

II – Comissionamento: Conjunto de atividades executadas sobre itens, malhas, subsistemas e sistemas, objetivando inspecionar e testar cada equipamento da instalação, a fim de garantir que estejam instalados e aptos a operar dentro das condições normais de projeto, incluindo o primeiro óleo até o estágio caracterizado pelo aumento significativo do IUGA. **Inclusão de novo conceito**

III – Convalidação de Queima Extraordinária: aprovação dada pela ANP para Queimas Extraordinárias realizadas em volumes superiores aos autorizados ou dispensados de prévia autorização. **Inclusão de novo conceito.**

IV – Gás Associado: gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás. **Oriundo do item 3.3 da Portaria 249/2000. Atualizada para definição Res. 17/2015.**

V – Gás Não Associado: gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado. **Oriundo do item 3.4 da Portaria 249/2000.**

VI – Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA): percentual do volume de Gás Associado utilizado em relação ao volume total de Gás Associado produzido. **Inclusão de novo conceito.**

VII – Índice de Utilização de Gás Movimentado (IUGA movimentado): percentual do volume de Gás Associado utilizado em relação ao volume total de Gás Associado

movimentado. **Inclusão de novo conceito. Importante deixar claro que se trata de gás natural associado, pois não se admite queima de gás não associado na utilização de *gas lift*.**

VIII – Movimentação do Gás Natural: soma dos volumes de gás produzido, recebido e circulado para elevação artificial (*gas lift*). **Inclusão de novo conceito para complementar a definição de IUGA movimentado.**

IX – Perda de Gás Natural: ventilação no meio ambiente de um determinado volume de Gás Natural não utilizado. **Oriundo do item 4.2 da Portaria 249/2000, modificado para deixar claro que só se admite perda de gás associado.**

X – Programa Anual de Produção: documento em que se discriminam as previsões de Produção e movimentação de Petróleo, Gás Natural, água, fluidos especiais e resíduos oriundos do processo de Produção de cada Campo. **Oriundo do item 3.2 da Portaria 249/2000, modificado para Definição R13.**

XI – Queima de Gás Natural: envio de um determinado volume de gás natural não utilizado para queimadores (*flares*). **Oriundo do item 4.1 da Portaria 249/2000, modificado.**

XII – Queima Extraordinária: queimas ou perdas em volumes superiores àqueles dispensados de prévia autorização. **Inclusão de conceito.**

XIII – Queima por motivo de emergência: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de: paradas de emergência de unidades de produção que implique na cessação da produção de petróleo e gás natural; vazamentos acidentais nas instalações de produção, compressão, transferência e escoamento de petróleo e gás natural; e eventos de descontrole de poço. **Oriundo do item 6.2 da Portaria 249/2000, modificado para maior clareza e objetividade.**

XIV – Queima de gás por motivo de limitação operacional: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de produção de gás em quantidade menor do que o inventário mínimo necessário à operação de unidades compressoras ou decorrente de falhas de unidades compressoras e de outros sistemas. **Oriundo do item 6.3 da Portaria 249/2000, modificado.**

XV – Queima de gás por motivo de segurança: volume de gás natural utilizado para manter a operação segura nos queimadores de segurança (*flares*) de unidades de produção terrestres e marítimas. **Oriundo do item 6.1 da Portaria 249/2000, modificado. A referência aos pilotos de tratadores, caldeiras e outros equipamentos for retirada por se entender que nesses casos se trata de gás consumido.**

XVI – Queima por Comprovada Necessidade Operacional: a) as queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência; e b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços, na fase de exploração, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído. **Oriundo do item 9.2 da Portaria 249/2000, modificado. Incluída determinação da RD 862/2014 que define que na Fase de Exploração, são devidos os royalties em Teste de Formação, sempre que houver aproveitamento econômico; e na Fase de Produção, sempre serão devidos.**

XVII – Utilização do Gás Natural: uso do gás natural para exportação, injeção em reservatórios, realização de *gas lift* e consumo na unidade de produção ou geração de energia elétrica. **Oriundo do item 3.7 da Portaria 249/2000, modificado. Aproveitamento, em vez de Aplicação, é o termo tecnicamente utilizado. Os usos retirados dizem respeito à Utilização do Gás Natural, o que ocorre após a UPGN, e não diz respeito ao âmbito deste regulamento.**

CAPÍTULO II DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 3º A cada ano, juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção dos campos, a ANP aprovará as previsões de queimas e perdas de gás natural e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de *royalties*. **Artigo oriundo do item 2.3 da Portaria 249/2000.**

§ 1º O volume de queima ou perda de gás realizado em cada unidade de produção marítima, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no Programa Anual de Produção aprovado em curso, acrescido de 15%. **Artigo inspirado e aperfeiçoado a partir do item 2.5 da Portaria 249/2000, modificado.**

a) Campos marítimos cuja queima seja realizada em instalações terrestres serão tratados conforme o §2º.

§ 2º O volume de queima ou perda de gás realizado em cada campo terrestre, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no Programa Anual de Produção em curso, acrescido de 15%.

§3º Na hipótese de descumprimento do §1º e §2º deste artigo, será aplicada uma sanção para cada infração mensal, ressalvadas as hipóteses excepcionais de dispensa de prévia autorização e convalidação. **Artigo oriundo do item 2.5 da Portaria 249/2000, modificado.**

Art. 4º Não estão sujeitos ao pagamento de *royalties*, conforme estabelece o inciso XI, do art. 3º, do Decreto nº 2.705/1998, desde que autorizados pela ANP, os volumes de queimas e perdas de petróleo e gás natural por motivos de segurança limitados aos volumes estipulados no art. 6º, § 9º, e de Comprovada Necessidade Operacional.

Artigo oriundo do item 9 da Portaria 249/2000, modificado. Importante deixar claro que as autorizações de isenções de royalties são prévias. Observamos que Comprovada Necessidade Operacional agora contempla a determinação da RD 862/2014.

Art. 5º É vedada a queima ou perda de gás natural não associado, exceto por razões de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços, e a queima de petróleo, exceto por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas. **Artigo oriundo do item 8.2 da Portaria 249/2000, modificado.**

CAPÍTULO III DA DISPENSA DE PRÉVIA AUTORIZAÇÃO

Art. 6º Estão dispensadas de prévia autorização:

§ 1º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 2% (IUGA $\geq 98\%$), da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie pelo menos 5 anos após a publicação desta Resolução. **Artigo oriundo do item 7.1 da Portaria 249/2000. 2% oriundo de proposta Nota Técnica Conjunta 001/2013/NFP/SDP/SSM/SEP, aperfeiçoado para diferentes condições das unidades de produção (ainda serão implementadas).**

§ 2º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% (IUGA $\geq 97\%$) da produção mensal de gás natural associado, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima cuja produção se inicie até 5 anos após a publicação desta Resolução. **Artigo oriundo do item 7.1 da Portaria 249/2000, aperfeiçoado para diferentes condições das unidades de produção (plataformas já em operação ou projetadas).**

§ 3º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 1,5% (IUGA movimentado \geq 98,5%), da movimentação mensal de gás natural associado de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% do volume de gás produzido. **Artigo oriundo do item 7.1 da Portaria 249/2000, aperfeiçoado para diferentes condições das unidades de produção (plataformas que movimentam grande volume de gas lift), a partir de sugestão do IBP, com alterações.**

§ 4º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% (IUGA \geq 97%) da produção mensal de gás natural associado por campo terrestre, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda. **Artigo oriundo do item 7.1 da Portaria 249/2000.**

§ 5º Os Volumes de queima maiores do que os aprovados, quando o novo IUGA ou IUGA movimentado, conforme o caso, for igual ou superior àquele considerado quando da autorização da referida queima. **Inclusão de dispositivo a partir da proposta Carta Petrobras E&P-CORP 0009/2015.**

§ 6º A queima do volume de petróleo e a queima ou perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, previsto no PAT, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado. Caso a decisão pela realização do teste ocorra após o prazo de envio do PAT, o operador deverá notificar a ANP previamente à realização do mesmo. **Parágrafo oriundo do item 7.2.1 da Portaria 249/2000, acrescido da expressão “previsto no PAT” para reforçar esta condição.**

§ 7º As queimas e perdas de gás natural associado em campos que produzam, por mês, volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5 mil metros cúbicos por dia, salvo os campos que possuam poços com vazão média acima de 1,5 mil metros cúbicos por dia, para os quais deverá ser proposto projeto visando seu aproveitamento.

I- Nos casos de inviabilidade técnico-econômica para aproveitamento do gás natural associado, deverá ser apresentada documentação comprobatória, ficando a sua aceitação a exclusivo critério da ANP.

Parágrafo oriundo do item 7.2.3 da Portaria 249/2000, modificado a partir da proposta Carta Petrobras E&P-CORP 0009/2015 e do IBP que indicam ser mais adequada a definição desses limites em unidade de vazão e não de volume para atender igualmente todos os meses.

§ 8º As queimas e perdas do volume de gás natural associado produzido em campos terrestres ou unidades de produção marítimas com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20 m³/m³, medida nas condições básicas. **Parágrafo oriundo do item 7.2.3 da Portaria 249/2000.**

§ 9º A queima para segurança, limitada ao volume mensal de até 1 mil metros cúbicos por dia para cada piloto dos queimadores (*flares*) de unidades de produção terrestres e de até 2 mil metros cúbicos por dia para cada piloto dos queimadores (*flares*) de unidades de produção marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes. **Parágrafo oriundo do item 7.2.2 da Portaria 249/2000, modificado a partir da proposta Carta Petrobras E&P-CORP 0009/2015 e do IBP que indicam ser mais adequada a definição desses limites em unidade de vazão e não de volume para atender igualmente todos os meses. Também foi retirado o trecho referente aos pilotos dos queimadores de equipamentos, por se entender que esta queima se refere a gás consumido.**

§ 10 Queimas Extraordinárias comprovadamente por motivos de emergência no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.

I- O operador poderá solicitar convalidação dos volumes queimados devido à retomada da produção que não tenham sido previamente autorizados.

CAPÍTULO IV DAS QUEIMAS EXTRAORDINÁRIAS

Seção I

DAS AUTORIZAÇÕES

Art. 7º No caso de ocorrência de previsões de Queimas Extraordinárias: **Inclusão de novo dispositivo para regulamentar o instituto da Autorização de Queima.**

§ 1º O operador deverá solicitar à ANP a prévia autorização para a realização das Queimas Extraordinárias, com antecedência mínima de trinta (30) dias. **Inclusão de dispositivo para regulamentar prazo conforme estabelecido pelo Ofício 083/2011/SDP de 19/01/11, modificado em relação aos 60 dias definidos no ofício.**

§ 2º A solicitação de Autorização de Queima Extraordinária deverá conter, no mínimo, as seguintes informações: **Inclusão de dispositivo baseada na proposta Nota Técnica Conjunta 001/2013/NFP/SDP/SSM/SEP, modificada.**

a) Descritivo técnico da ocorrência que acarretará a Queima Extraordinária, apresentando as justificativas e ações a serem tomadas para a realização da queima ou perda nos menores volumes necessários;

b) Duração do evento, volume estimado de Queima Extraordinária a ser gerado, assim como a memória de cálculo para a estimativa deste volume de queima ou perda;

c) Programa Anual de Produção ou sua revisão, contendo as previsões mais atualizadas de produção e movimentação de petróleo e gás natural;

§ 3º Nos casos de previsão de queima ou perda devido ao Comissionamento de nova unidade de produção marítima, deverão ser encaminhados, adicionalmente, os seguintes documentos: **Inclusão de dispositivo para regulamentar o instituto da Autorização de Queima para fins de Comissionamento de novas Unidades, oriundo da DAQ – Documentação para Autorização de Queima, publicada no site da ANP, modificada.**

a) Cronograma do Comissionamento dos sistemas de óleo e gás, incluindo a previsão de interligação do gasoduto ou do poço injetor, o Comissionamento dos sistemas de compressão e o início de exportação ou injeção de gás;

b) Fluxograma Simplificado e descriptivo técnico da planta de processo;

c) Cronograma de entrada dos poços até a alcance do IUGA projetado;

d) Quando houver reinjeção do gás, além do cronograma de Comissionamento acima, incluir as informações do andamento/previsão da perfuração, completação e interligação do(s) poço(s) injetor(es);

d) Memória de cálculo do volume de queima ou perda previsto incluindo tabela com as previsões de produção, queima ou perda e IUGA quinzenais para todo o período de Comissionamento.

e) IUGA projetado para a unidade de produção. Caso este seja inferior ao exigido por esta Resolução, deve ser justificado o fato de o projeto ter sido realizado para o não atendimento deste IUGA;

f) Demonstração de que estão sendo produzidos os volumes mínimos de Gás Natural estritamente necessários para o Comissionamento dos sistemas;

g) Curva de Aproveitamento do Gás Natural até alcance do IUGA projetado para a unidade de produção. Demonstração de que se buscou a melhor curva de eficiência do Comissionamento;

h) Potencial de cada poço a ser interligado até o alcance do IUGA projetado. Neste caso deve ficar claro se o poço produzirá restrinido ou na sua vazão máxima;

i) Capacidade nominal de cada trem de compressão, fabricante, modelo, bem como a configuração de redundância (3 x 50% ou 2 x 100%) dos compressores;

j) Previsão de movimentação de Gás Natural na plataforma até o fim do Comissionamento.

§ 4º Relatórios Mensais de Andamento do Comissionamento deverão ser apresentados em conjunto com o BMP até o fim do Comissionamento.

§ 5º O sistema de exportação ou injeção de gás de novas unidades deverá estar disponível previamente ao fim do Comissionamento.

Inclusão de dispositivo baseado na proposta da Nota Técnica Conjunta 001/2013/NFP/SDP/SSM/SEP.

§ 6º Nos casos de previsão de queima ou perda devido a Testes de Longa Duração (TLDs) ou Sistemas Antecipados de Produção (SPAs), deverão ser encaminhados também:

I – Previsões dos tempos de fluxo e estática;

II – Previsões de vazões de produção;

III – Origem da razão gás-óleo (RGO) utilizada.

§ 7º A duração máxima para TLDs e SPAs sem aproveitamento do gás natural produzido é de 180 dias de fluxo franco. A critério da ANP, excepcionalmente, poderão ser autorizados prazos maiores. **Inclusão de dispositivo baseado na proposta da Nota Técnica Conjunta 001/2013/NFP/SDP/SSM/SEP.**

§ 8º A ANP poderá solicitar esclarecimentos adicionais para o completo entendimento e melhor análise do pleito.

§ 9º A ANP comunicará ao Operador o deferimento ou indeferimento da solicitação de Autorização.

Art. 8º No caso de paradas programadas, manutenções ou intervenções com queimas ou perdas de gás previstas no PAP, é permitida a realocação de Queimas Extraordinárias já autorizadas e não realizadas, desde que, pelo mesmo motivo, no mesmo volume e dentro do ano civil do PAP. Para tal, o novo período, assim como sua justificativa detalhada deverão ser informados na revisão do PAP. **Inclusão de dispositivo para regulamentar a realocação de Queima para o caso de parada programada.**

Seção II

DAS CONVALIDAÇÕES

Art. 9º No caso de ocorrência de Queimas Extraordinárias comprovadamente por motivos de Limitação Operacional superiores aos limites estabelecidos no art. 3º, o operador deverá: **Inclusão de artigo para regulamentar o instituto da convalidação de queima.**

§ 1º Reduzir a produção de petróleo e gás natural de forma a minimizar a queima ou perda e, no caso da ocorrência ultrapassar 24 horas de duração, limitar a produção a no máximo 50% em relação à média praticada nos últimos 30 dias, até a cessação da Queima Extraordinária ou até a manifestação da ANP.**Inclusão de dispositivo baseado em regulação do Canadá, denominado “Directive 060”, que prevê redução do volume queimado em até 75% em relação à média praticada nos últimos 30 dias.**

§ 2º Comunicar a ANP a ocorrência da Queima Extraordinária em até 72 horas do início do evento.

§ 3º Protocolar a solicitação de Convalidação de Queima Extraordinária, até o 15º dia do mês subsequente ao evento, de forma que seja possível a sua análise em conjunto com a do BMP

(Boletim Mensal de Produção) do mês da ocorrência da Queima Extraordinária. **Inclusão de dispositivo para regulamentar o instituto da Convalidação de Queima.**

I- A solicitação de Convalidação de Queimas Extraordinárias deverá conter, no mínimo, as seguintes informações: **Inclusão de dispositivo baseada na proposta Nota Técnica Conjunta 001/2013/NFP/SDP/SSM/SEP, modificada.**

- a) Descritivo técnico da ocorrência que gerou a Queima Extraordinária;
- b) Volumes de Petróleo e Gás Natural produzidos durante o ocorrido;
- c) Duração do evento e o volume de queima ou perda realizado com as devidas justificativas que embasem os valores solicitados;
- d) Demonstrativo das ações de contingência tomadas para a redução do volume de queima ou perda no campo, incluindo a redução de produção;
- e) Previsão do restabelecimento do sistema de aproveitamento de gás natural, com a consequente cessação da queima ou perda.

§ 4º A ANP poderá solicitar esclarecimentos adicionais para o completo entendimento e melhor análise do assunto. **Inclusão de dispositivo.**

§ 5º A ANP comunicará ao Operador o deferimento ou indeferimento da solicitação de Convalidação. **Inclusão de dispositivo.**

CAPÍTULO V DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 10 O não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução implicará na aplicação das penalidades previstas na legislação vigente. Artigo **oriundo do Art. 2º da Portaria 249/2000, atualizado de acordo Resolução ANP 17/2015.**

Art. 11 Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação e revoga a Portaria ANP nº 249 de 1º de novembro de 2000.

Art. 12 Para o atendimento aos dispositivos relacionados às unidades de produção marítimas, fica estabelecido o prazo de 180 dias a partir da publicação desta Resolução para a implementação das adequações necessárias pelas Operadoras.

Art. 13 Os casos não previstos nesta Resolução serão objeto de análise e deliberação pela Diretoria Colegiada da ANP.

NOME DO DIRETOR GERAL

Minuta de Revisão do Regulamento de Queimas e Perdas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº XX, DE DD.MM.2019 - DOU DD.MM.2019

Regulamenta procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.013696/2014-96 e as deliberações tomadas na XXª Reunião de Diretoria, realizada em xx de xxxxxxx de 2019, resolve:

CAPÍTULO I DO OBJETO E DAS DEFINIÇÕES

Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar procedimentos para controle e redução de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural.

Art. 2º Para os efeitos desta Resolução, além das definições contidas no artigo 6º da Lei nº 9.478/1997, nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e na regulação ANP pertinente, foram incorporadas para todos os fins e efeitos, no plural e no singular, as seguintes:

I – Autorização de Queima Extraordinária: autorização dada pela ANP para solicitações de Queimas Extraordinárias futuras.

II – Comissionamento: Conjunto de atividades executadas sobre itens, malhas, subsistemas e sistemas, objetivando inspecionar e testar cada equipamento da instalação, a fim de garantir que estejam instalados e aptos a operar dentro das condições normais de projeto, incluindo o primeiro óleo até o estágio caracterizado pelo aumento significativo do IUGA.

III – Convalidação de Queima Extraordinária: aprovação dada pela ANP para Queimas Extraordinárias realizadas em volumes superiores aos autorizados ou dispensados de prévia autorização.

IV – Gás Associado: gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás.

V – Gás Não Associado: gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

VI – Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA): percentual do volume de Gás Associado utilizado em relação ao volume total de Gás Associado produzido.

VII – Índice de Utilização de Gás Movimentado (IUGA movimentado): percentual do volume de Gás Associado utilizado em relação ao volume total de Gás Associado movimentado.

VIII – Movimentação do Gás Natural: soma dos volumes de gás produzido, recebido e circulado para elevação artificial (*gas lift*).

IX – Perda de Gás Natural: ventilação no meio ambiente de um determinado volume de Gás Natural não utilizado.

X – Programa Anual de Produção: documento em que se discriminam as previsões de Produção e movimentação de Petróleo, Gás Natural, água, fluidos especiais e resíduos oriundos do processo de Produção de cada Campo.

XI – Queima de Gás Natural: envio de um determinado volume de gás natural não utilizado para queimadores (*flares*).

XII – Queima Extraordinária: queimas ou perdas em volumes superiores àqueles dispensados de prévia autorização.

XIII – Queima por motivo de emergência: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de: paradas de emergência de unidades de produção que implique na cessação da produção de petróleo e gás natural; vazamentos acidentais nas instalações de produção, compressão, transferência e escoamento de petróleo e gás natural; e eventos de descontrole de poço.

XIV – Queima de gás por motivo de limitação operacional: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de produção de gás em quantidade menor do que o inventário mínimo necessário à operação de unidades compressoras ou decorrente de falhas de unidades compressoras e de outros sistemas.

XV – Queima de gás por motivo de segurança: volume de gás natural utilizado para manter a operação segura nos queimadores de segurança (*flares*) de unidades de produção terrestres e marítimas.

XVI – Queima por Comprovada Necessidade Operacional: a) as queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência; e b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços, na fase de exploração, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído.

XVII – Utilização do Gás Natural: uso do gás natural para exportação, injeção em reservatórios, realização de *gas lift* e consumo na unidade de produção ou geração de energia elétrica.

CAPÍTULO II DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 3º A cada ano, juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção dos campos, a ANP aprovará as previsões de queimas e perdas de gás natural e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de *royalties*.

§ 1º O volume de queima ou perda de gás realizado em cada unidade de produção marítima, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no Programa Anual de Produção aprovado em curso, acrescido de 15%.

a) Campos marítimos cuja queima seja realizada em instalações terrestres serão tratados conforme o §2º.

§ 2º O volume de queima ou perda de gás realizado em cada campo terrestre, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no Programa Anual de Produção em curso, acrescido de 15%.

§ 3º Na hipótese de descumprimento do §1º e §2º deste artigo, será aplicada uma sanção para cada infração mensal, ressalvadas as hipóteses excepcionais de dispensa de prévia autorização e convalidação.

Art. 4º Não estão sujeitos ao pagamento de *royalties*, conforme estabelece o inciso XI, do art. 3º, do Decreto nº 2.705/1998, desde que autorizados pela ANP, os volumes de queimas e perdas de petróleo e gás natural por motivos de segurança limitados aos volumes estipulados no art. 6º, § 9º, e de Comprovada Necessidade Operacional.

Art. 5º É vedada a queima ou perda de gás natural não associado, exceto por razões de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços, e a queima de petróleo, exceto por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas.

CAPÍTULO III DA DISPENSA DE PRÉVIA AUTORIZAÇÃO

Art. 6º Estão dispensadas de prévia autorização:

§ 1º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 2% (IUGA $\geq 98\%$), da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie pelo menos 5 anos após a publicação desta Resolução.

§ 2º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% (IUGA $\geq 97\%$) da produção mensal de gás natural associado, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima cuja produção se inicie até 5 anos após a publicação desta Resolução.

§ 3º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 1,5% (IUGA movimentado $\geq 98,5\%$), da movimentação mensal de gás natural associado de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% do volume de gás produzido.

§ 4º As queimas e perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% (IUGA $\geq 97\%$) da produção mensal de gás natural associado por campo terrestre, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda.

§ 5º Os Volumes de queima maiores do que os aprovados, quando o novo IUGA ou IUGA movimentado, conforme o caso, for igual ou superior àquele considerado quando da autorização da referida queima.

§ 6º A queima do volume de petróleo e a queima ou perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, previsto no PAT, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado. Caso a decisão pela realização do teste ocorra após o prazo de envio do PAT, o operador deverá notificar a ANP previamente à realização do mesmo.

§ 7º As queimas e perdas de gás natural associado em campos que produzem, por mês, volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5 mil metros cúbicos por dia, salvo os campos que possuam poços com vazão média acima de 1,5 mil metros cúbicos por dia, para os quais deverá ser proposto projeto visando seu aproveitamento.

I- Nos casos de inviabilidade técnico-econômica para aproveitamento do gás natural associado, deverá ser apresentada documentação comprobatória, ficando a sua aceitação a exclusivo critério da ANP.

§ 8º As queimas e perdas do volume de gás natural associado produzido em campos terrestres ou unidades de produção marítimas com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20 m³/m³, medida nas condições básicas.

§ 9º A queima para segurança, limitada ao volume mensal de até 1 mil metros cúbicos por dia para cada piloto dos queimadores (*flares*) de unidades de produção terrestres e de até 2 mil metros cúbicos por dia para cada piloto dos queimadores (*flares*) de unidades de produção marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes.

§ 10 Queimas Extraordinárias comprovadamente por motivos de emergência no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.

I- O operador poderá solicitar convalidação dos volumes queimados devido à retomada da produção que não tenham sido previamente autorizados.

CAPÍTULO IV DAS QUEIMAS EXTRAORDINÁRIAS

Seção I

DAS AUTORIZAÇÕES

Art. 7º No caso de ocorrência de previsões de Queimas Extraordinárias:

§ 1º O operador deverá solicitar à ANP a prévia autorização para a realização das Queimas Extraordinárias, com antecedência mínima de trinta (30) dias.

§ 2º A solicitação de Autorização de Queima Extraordinária deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

a) Descritivo técnico da ocorrência que acarretará a Queima Extraordinária, apresentando as justificativas e ações a serem tomadas para a realização da queima ou perda nos menores volumes necessários;

b) Duração do evento, volume estimado de Queima Extraordinária a ser gerado, assim como a memória de cálculo para a estimativa deste volume de queima ou perda;

c) Programa Anual de Produção ou sua revisão, contendo as previsões mais atualizadas de produção e movimentação de petróleo e gás natural;

§ 3º Nos casos de previsão de queima ou perda devido ao Comissionamento de nova unidade de produção marítima, deverão ser encaminhados, adicionalmente, os seguintes documentos:

- a) Cronograma do Comissionamento dos sistemas de óleo e gás, incluindo a previsão de interligação do gasoduto ou do poço injetor, o Comissionamento dos sistemas de compressão e o início de exportação ou injeção de gás;
- b) Fluxograma Simplificado e descritivo técnico da planta de processo;
- c) Cronograma de entrada dos poços até a alcance do IUGA projetado;
- d) Quando houver reinjeção do gás, além do cronograma de Comissionamento acima, incluir as informações do andamento/previsão da perfuração, completação e interligação do(s) poço(s) injetor(es);
 - d) Memória de cálculo do volume de queima ou perda previsto incluindo tabela com as previsões de produção, queima ou perda e IUGA quinzenais para todo o período de Comissionamento.
 - e) IUGA projetado para a unidade de produção. Caso este seja inferior ao exigido por esta Resolução, deve ser justificado o fato de o projeto ter sido realizado para o não atendimento deste IUGA;
 - f) Demonstração de que estão sendo produzidos os volumes mínimos de Gás Natural estritamente necessários para o Comissionamento dos sistemas;
 - g) Curva de Aproveitamento do Gás Natural até alcance do IUGA projetado para a unidade de produção. Demonstração de que se buscou a melhor curva de eficiência do Comissionamento;
 - h) Potencial de cada poço a ser interligado até o alcance do IUGA projetado. Neste caso deve ficar claro se o poço produzirá restrinido ou na sua vazão máxima;
 - i) Capacidade nominal de cada trem de compressão, fabricante, modelo, bem como a configuração de redundância (3 x 50% ou 2 x 100%) dos compressores;
 - j) Previsão de movimentação de Gás Natural na plataforma até o fim do Comissionamento.
- § 4º Relatórios Mensais de Andamento do Comissionamento deverão ser apresentados em conjunto com o BMP até o fim do Comissionamento.
- § 5º O sistema de exportação ou injeção de gás de novas unidades deverá estar disponível previamente ao fim do Comissionamento.
- § 6º Nos casos de previsão de queima ou perda devido a Testes de Longa Duração (TLDs) ou Sistemas Antecipados de Produção (SPAs), deverão ser encaminhados também:
 - I – Previsões dos tempos de fluxo e estática;
 - II – Previsões de vazões de produção;
 - III – Origem da razão gás-óleo (RGO) utilizada.
- § 7º A duração máxima para TLDs e SPAs sem aproveitamento do gás natural produzido é de 180 dias de fluxo franco. A critério da ANP, excepcionalmente, poderão ser autorizados prazos maiores.
- § 8º A ANP poderá solicitar esclarecimentos adicionais para o completo entendimento e melhor análise do pleito.
- § 9º A ANP comunicará ao Operador o deferimento ou indeferimento da solicitação de Autorização.
- Art. 8º** No caso de paradas programadas, manutenções ou intervenções com queimas ou perdas de gás previstas no PAP, é permitida a realocação de Queimas Extraordinárias já autorizadas e não realizadas, desde que, pelo mesmo motivo, no mesmo volume e dentro do ano civil do PAP. Para tal, o novo período, assim como sua justificativa detalhada deverão ser informados na revisão do PAP.

Seção II
DAS CONVALIDAÇÕES

Art. 9º No caso de ocorrência de Queimas Extraordinárias comprovadamente por motivos de Limitação Operacional superiores aos limites estabelecidos no art. 3º, o operador deverá:

§ 1º Reduzir a produção de petróleo e gás natural de forma a minimizar a queima ou perda e, no caso da ocorrência ultrapassar 24 horas de duração, limitar a produção a no máximo 50% em relação à média praticada nos últimos 30 dias, até a cessação da Queima Extraordinária ou até a manifestação da ANP.

§ 2º Comunicar a ANP a ocorrência da Queima Extraordinária em até 72 horas do início do evento.

§ 3º Protocolar a solicitação de Convalidação de Queima Extraordinária, até o 15º dia do mês subsequente ao evento, de forma que seja possível a sua análise em conjunto com a do BMP (Boletim Mensal de Produção) do mês da ocorrência da Queima Extraordinária.

I- A solicitação de Convalidação de Queimas Extraordinárias deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Descritivo técnico da ocorrência que gerou a Queima Extraordinária;
- b) Volumes de Petróleo e Gás Natural produzidos durante o ocorrido;
- c) Duração do evento e o volume de queima ou perda realizado com as devidas justificativas que embasem os valores solicitados;
- d) Demonstrativo das ações de contingência tomadas para a redução do volume de queima ou perda no campo, incluindo a redução de produção;
- e) Previsão do restabelecimento do sistema de aproveitamento de gás natural, com a consequente cessação da queima ou perda.

§ 4º A ANP poderá solicitar esclarecimentos adicionais para o completo entendimento e melhor análise do assunto.

§ 5º A ANP comunicará ao Operador o deferimento ou indeferimento da solicitação de Convalidação

CAPÍTULO V
DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 10 O não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução implicará na aplicação das penalidades previstas na legislação vigente.

Art. 11 Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação e revoga a Portaria ANP nº 249 de 1º de novembro de 2000.

Art. 12 Para o atendimento aos dispositivos relacionados às unidades de produção marítimas, fica estabelecido o prazo de 180 dias a partir da publicação desta Resolução para a implementação das adequações necessárias pelas Operadoras.

Art. 13 Os casos não previstos nesta Resolução serão objeto de análise e deliberação pela Diretoria Colegiada da ANP.

NOME DO DIRETOR GERAL