

NOTA TÉCNICA Nº 233/2020/SDP/ANP-RJ

1. ASSUNTO

Proposta de padronização da análise de queima após a publicação da Resolução ANP 806/2020 e da Portaria ANP 265/2020.

2. REFERÊNCIAS

Processo 48610.216639/2020-13;

Resolução ANP nº 806, de 17 de janeiro de 2020;

Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020.

3. OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem como objetivo estimar o impacto da Resolução ANP 806/2020 e Portaria ANP 26/2020 no volume e complexidade (através da frequência e da severidade) das atividades que serão desempenhadas pela SDP, buscando apresentar padronização nos procedimentos de forma a atender tal demanda, com transparência e eficiência.

4. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A Resolução ANP nº 806/2020 regulamenta os procedimentos para controle e para redução de queimas e perdas de petróleo e gás natural.

Em seu artigo 3º, é definido que a "*ANP aprovará, anualmente, as previsões de queimas e perdas de gás natural associado juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção (PAP) e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de royalties.*"

Em relação ao volume de queimas e perdas de petróleo e gás natural, a Resolução ANP traz vedações (artigo 5º) e definições para enquadramento como queima ordinária ou dispensada de prévia autorização (artigo 6º).

"Art. 5º São vedadas:

I - a queima ou perda de gás natural não associado; e

II - a queima de petróleo.

§1º A queima ou perda de gás natural não associado poderá ser autorizada, excepcionalmente, por motivo de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços.

§2º A queima de petróleo poderá ser autorizada, excepcionalmente, por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas."

"Art. 6º São queimas ordinárias:

I - as queimas e perdas de gás associado que correspondam a um volume igual ou inferior:

a) a 3% (IUGA maior ou igual a 97%) 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 que já esteja em produção ou cuja produção se inicie em até cinco anos após a publicação desta Resolução;

b) a 2% (IUGA maior ou igual a 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 em, no mínimo, cinco anos após a publicação desta Resolução;

c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima que circule gás para elevação de petróleo ou receba gás de outras unidades em volumes iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás movimentado;

d) a 3% (IUGA maior a igual a 97%) da produção mensal de gás natural associado por campo terrestre, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda;

II - 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;

III - a queima do volume de petróleo e a queima ou a perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, previsto no Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado;

IV - as queimas e as perdas de gás natural associado em campos que produzam, por mês, volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000m³/dia, salvo os campos que possuam poços com vazão média acima de 1.500m³/dia, para os quais deverá ser proposto projeto visando seu aproveitamento;

V - as queimas e as perdas do volume de gás natural associado produzido em campos terrestres ou unidades de produção marítimas com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20m³/m³, medida nas condições básicas;

VI - as queimas por motivo de segurança, limitada ao volume mensal de até 1.000m³/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção terrestres e de até 2.000m³/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes; e

§ 1º Na hipótese do inciso III, 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.

§ 2º Na hipótese do inciso IV, ante inviabilidade técnico-econômica para aproveitamento do gás natural associado, deverá ser apresentada documentação comprobatória, ficando a autorização para não aproveitamento do gás natural associado condicionada à análise pela ANP."

A Portaria ANP nº 265/2020, de 10/09/2020, enumera as competências da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) e dentre elas encontra-se descrito no inciso II, alíneas b e g e inciso IV, alínea j, do Artigo 110:

"Art. 110. Compete à Superintendência de Desenvolvimento e Produção:

.....

II - aprovar:

b) o Programa Anual de Produção para os campos de petróleo e gás natural;

g) a convalidação de queima extraordinária de gás natural;

...

IV - autorizar:

j) a queima extraordinária de gás natural;"

5. SITUAÇÕES/CONTEXTUALIZAÇÃO

Tendo em vista o previsto na Resolução ANP nº 806/2020, é importante diferenciar o que já está autorizado através da regulação e o que deve ser analisado, e eventualmente, aprovado pela SDP. Pode-se identificar as situações seguintes:

- I - Queima ou perda de gás não associado por motivo de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços - passível de autorização (excepcional);
- II - Queima ou perda de gás não associado por outros motivos - vedado;

- III - Queima de petróleo por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas - passível de autorização (excepcional);
- IV - Queima de petróleo por outros motivos - vedado;
- V - Queimas e perdas de gás associado (volume igual ou inferior a 3% (IUGA maior a igual a 97%) da produção mensal por campo terrestre) - autorizado;
- VI - Queimas e perdas de gás associado (volume igual ou inferior a 3% (IUGA maior a igual a 97%) da produção mensal em unidade de produção marítima em produção) - autorizado;
- VII - Queimas e perdas de gás associado (volume igual ou inferior a 3% (IUGA maior a igual a 97%) da produção mensal em unidade de produção marítima com início de produção até 16/01/2025) - autorizado;
- VIII - Queimas e perdas de gás associado (volume igual ou inferior a 2% (IUGA maior a igual a 98%) da produção mensal em unidade de produção marítima com início de produção após 16/01/2025) - autorizado;
- IX - Queimas e perdas de gás associado (volume igual ou inferior a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal em unidade de produção marítima que circule gás para elevação de petróleo ou receba gás de outras unidades em volumes iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás movimentado) - autorizado;
- X - 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 - autorizado;
- XI - Queima ou perda de gás não associado em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado (previsto no PAT) - autorizado;
- XII - Queima ou perda de gás associado em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado (previsto no PAT) - autorizado;
- XIII - Queima de petróleo em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado (previsto no PAT) - autorizado;
- XIV - Queima ou perda de gás associado que produzam volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000m³/dia (sem poços com vazão média acima de 1.500m³/dia) - autorizado
- XV - Queima ou perda de gás associado que produzam volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000m³/dia (com poços com vazão média acima de 1.500m³/dia) - a avaliar
- XVI - Queimas e perdas de gás associado (campo terrestre com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20m³/m³) - autorizado;
- XVII - Queimas e perdas de gás associado (unidade de produção marítima com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20m³/m³) - autorizado;
- XVIII - Queimas e perdas de gás associado por motivo de segurança (piloto dos queimadores (flares)) - autorizado.

5.1. Petróleo

O petróleo está contemplado nos itens III, IV e XIII. Em função do descrito na Resolução ANP nº 806/2020, fica evidente que a regra geral é a vedação da queima do petróleo, sendo a exceção autorizada quando em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado (previsto no PAT).

Os casos de queima por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas (sem previsão no PAT), é passível de autorização pela ANP.

No últimos 3 anos (2017-2019), não há registro no SIGEP de perda de petróleo e não há informação sobre queima, o que evidencia que se espera que tal ocorrência seja rara.

5.2. Gás Natural não Associado

O gás natural não associado está contemplado nos itens I, II e XI. Em função do descrito na Resolução ANP nº 806/2020, fica evidente que a regra geral é a mesma para a queima de petróleo, ou seja, a vedação. Da mesma forma, há uma exceção autorizada quando em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado (previsto no PAT).

Os casos de queima por motivo de segurança, emergência, testes (exceto com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, e previsto no PAT) ou limpeza de poços, é passível de autorização pela ANP.

No SIGEP, as informações relativas à queima de gás natural não identificam a queima específica do gás não associado, o que também evidencia que o mesmo deveria ser raro.

5.3. Gás Natural Associado (Campos terrestres)

O gás natural associado, em campos terrestres, está contemplado nos itens V, X, XII, XIV, XV, XVI e XVIII. Considerando que os campos terrestres com IUGA maior a igual a 97%, com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20 m³/m³ ou produção de gás natural igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000 m³/dia estão autorizados pela Resolução ANP nº 806/2020, para estimativa do impacto da Resolução nas atividades da SDP, podemos descartar tais campos, que não serão objeto de análise para autorização.

De 2017 a 2019, os campos terrestres aumentaram de 277 para 288. Destes, apenas 25 aparecem em algum mês fora dos parâmetros citados anteriormente, ou seja, demandariam autorização da SDP.

Cabe destacar que alguns casos podem apresentar enquadramento como passível de autorização em determinado mês e em outro, ser autorizado pela Resolução ANP. Isto se deve a variação na produção para campos com produção de gás natural em torno de 5.000 m³/dia ou razão gás/petróleo em torno a 20 m³/m³. Dos 25 casos mencionados, cerca de 50% poderiam ser considerados nesta situação.

5.4. Gás Natural Associado (Unidades marítimas)

Em relação aos campos marítimos, a Resolução ANP nº 806/2020 alterou a análise da queima de gás natural, que antes era realizada por campo, para uma análise por unidade de produção (UEP). Tendo em vista a novidade regulatória, a análise deve ser realizada de forma distinta da empregada para os campos terrestres.

O gás natural associado, em unidades de produção, está contemplado nos itens VI, VII, VIII, IX, X, XII, XIV, XV, XVII e XVIII.

Considerando que as unidades marítimas com IUGA maior a igual a 97%, com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20 m³/m³ ou produção de gás natural igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000 m³/dia estão autorizados pela Resolução ANP nº 806/2020, para estimativa do impacto da Resolução nas atividades da SDP, podemos descartar tais campos, que não serão objeto de análise para autorização. Também não foram consideradas UEPs futuras, pois entende-se que os mesmos serão construídos dentro das premissas de queima máxima permitida pela Resolução ANP, não demandando análise relativa à queima no PAP.

De 2017 a 2019, as unidades marítimas situaram-se em torno de 100 UEPs. Em 2019, 42 destas unidades produtivas apresentam parâmetros que as enquadram como passíveis de autorização.

6. ANÁLISE

Face ao apresentado, os casos passíveis de autorização são:

- I - Petróleo, por razões de emergência;
- II - Petróleo, em virtude de testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas, sem previsão no PAT;
- III - Gás Natural não Associado, por razões de segurança;
- IV - Gás Natural não Associado, por razões de emergência;
- V - Gás Natural não Associado, em virtude de testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas, sem previsão no PAT;
- VI - Gás Natural não Associado, por razões de limpeza de poços;
- VII - Gás Natural associado, fora dos parâmetros de dispensa elencados na Resolução ANP (queima, em campo ou UEP, igual ou inferior a 100 Mm³/dia);
- VIII - Gás Natural associado, fora dos parâmetros de dispensa elencados na Resolução ANP (queima, em campo ou UEP, superior a 100 Mm³/dia).

Cabe destacar que incluído nos casos VII e VIII, estão os comissionamentos, as solicitações de queima extraordinária enviadas por meio de PAP e as convalidações.

Para auxiliar na identificação dos casos mais críticos, que demandariam uma análise mais robusta, usaremos uma matriz de risco adaptada, conforme detalhamento a seguir.

Tabela 1: Frequência do risco

Categoria	Denominação	Frequência
A	Improvável	Menos de uma vez por ano
B	Ocasional	Entre 1 a 2 vezes por mês
C	Frequente	Durante a maior parte do mês
D	Frequente e de médio prazo	Durante vários meses

Fonte: Elaboração própria

Tabela 2: Severidade do risco

Categoria	Denominação	Severidade
I	Leve	Queima, em campo ou UEP, inferior a 5 mil m ³ /d
II	Média	Queima, em campo ou UEP, entre 5 e 100 mil m ³ /d
III	Alta	Queima, em campo ou UEP, superior a 100 mil m ³ /d

Para a elaboração da Análise Preliminar de Risco, cabem algumas considerações:

- Embora o volume queimado em teste de poço (petróleo e gás natural não associado) dependa da produção do poço, apresentando grande variação, será considerado como de leve severidade, tendo em vista que se o mesmo estiver previsto no PAT, sua realização estará autorizada quando com tempo total de fluxo franco de até 72 horas;
- Quando pensamos em frequência e severidade, devemos pensar em um campo ou UEP específica que apresente cada um dos casos, de forma a estimar o risco de cada uma destas atividades.

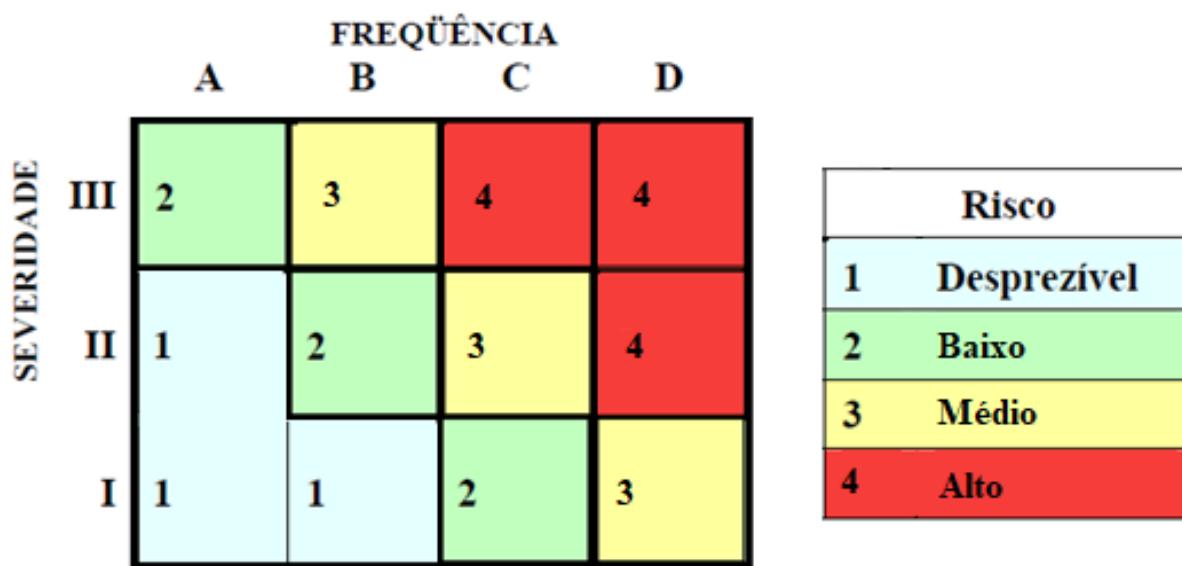


Figura 1: Mapa de risco (Fonte: Elaboração própria)

Tabela 3: Análise Preliminar de Risco para a gestão da queima de hidrocarbonetos (foco no campo terrestre ou unidade de produção marítima)

Hidrocarboneto	Motivos de queima	Frequência	Severidade	Risco
Petróleo	Pequena emergência	B	I	Desprezível
Petróleo	Teste de poço (sem PAT)	A	I	Desprezível
Gás natural não associado	Segurança (flares)	D	I	Médio
Gás natural não associado	Pequena emergência	B	I	Desprezível
Gás natural não associado	Emergência com liberação de inventário	B	II	Baixo
Gás natural não associado	Teste de poço (sem PAT)	A	I	Desprezível

Gás natural não associado	Limpeza de poços	B	I	Desprezível
Gás natural associado	Comissionamento	D	III	Alto
Gás natural associado	Queima extraordinária em campo ou UEP, igual ou inferior a 100 Mm ³ /dia (PAP/convalidação)	C ou D	II	Médio ou Alto
Gás natural associado	Queima extraordinária em campo ou UEP, superior a 100 Mm ³ /dia (PAP/convalidação)	C ou D	III	Alto

Fonte: Elaboração própria

7. RECOMENDAÇÃO

Tendo em vista a análise preliminar de risco proposta para a queima de hidrocarbonetos, apresentada na Figura 1 e Tabela 3, com base na Resolução ANP nº 806/2020, sugerimos que qualquer aprovação para os casos de alto risco seja precedida da elaboração de Nota Técnica.

Desta forma, a elaboração de Nota Técnica continuará a ser necessária para a autorização de queima em processo de comissionamento, além dos casos em que a queima extraordinária ocorra em campo ou UEP em volume que supere 100 Mm³/dia de gás natural (tanto previamente, através do PAP, quando a posteriori, ou seja, por convalidação).

Em relação aos casos em que a queima extraordinária ocorra em campo ou UEP em volume igual ou inferior a 100 Mm³/dia de gás natural (tanto previamente, através do PAP, quando a posteriori, ou seja, por convalidação), mas que o mesmo ocorra durante todos os meses do ano, o mesmo poderia ser classificado como de alto risco, mesmo que o volume se mostrasse mais próximo do limite inferior, de 5 Mm³/dia de gás natural (representando baixo volume queimado). Desta forma, sugere-se que está situação seja acompanhada ao longo de 2021, de forma a definir se o mesmo demandará a elaboração de Nota Técnica.

Ressalta-se que nesses casos em que seja recomendável a elaboração de Nota Técnica, a referida nota pode conter a análise da queima de mais de um período, UEP ou campo, com fins de racionalização da documentação e caso seja identificada a relevância da avaliação conjunta de mais de um pleito.

Para os casos de risco desprezível, baixo e médio, sugere-se que a análise seja realizada no corpo do despacho que autorize tal atividade.

De forma a ilustrar o impacto desta recomendação, considerando os dados enviados no PAP 2021, a queima proposta pelos operadores seria:

- Autorizada conforme parâmetros previstos na Resolução: 286 campos terrestres e 88 UEPs;
- Classificados como de risco desprezível, baixo e médio (além da situação a ser acompanhada em 2021): 36 campos terrestres e 18 UEPs;
- Classificados como de risco alto: 8 UEPs.



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA CAVADINHA COSTA DA SILVA, Superintendente Adjunta**, em 08/04/2021, às 14:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **BRUNO VIEIRA GULLO, Coordenador V**, em 08/04/2021, às 15:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ALEXANDRE CARLOS CAMACHO RODRIGUES, Especialista em Regulação**, em 08/04/2021, às 15:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site
http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0973956** e o código CRC **3FA72BF2**.