



# Cartilha para desativação

Alienação e reversão de bens são pontos sensíveis em norma de descomissionamento

Danilo Oliveira

**A** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou, no final de abril, a nova norma que trata do descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural. A resolução 817/2020, que também inclui áreas terrestres sob contrato em processo de licitação, prevê a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes e a devolução de áreas.

A resolução estabelece definições tais como: alienação de bens, bens reversíveis, contrato e contratado, descomissionamento de instalações, devolução de área, linhas, estudo de justificativas para o descomissionamento, fator de recuperação, gerenciamento de resíduos, instalações compartilhadas, instalações de exploração, instalações de exploração e produção, instalações de produção, profundidade batimétrica, plano de descomissionamento de instalações (PDI), remediação ambiental, sistema de produção, sistema de produção antecipada, teste de longa duração e unidade de produção.

A Sociedade Brasileira de Engenharia Naval (Sobena) considera que, ape-

## A norma resultou do esforço de um grupo de trabalho envolvendo representantes de ANP, Marinha e Ibama

sar de não ser uma resolução conjunta com a Marinha e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), a norma da ANP resultou do esforço de um grupo de trabalho multidisciplinar envolvendo representantes da agência, da autoridade marítima e do órgão ambiental. A resolução padronizou os procedimentos que serão adotados por esses organismos sobre o descomissionamento de instalações na indústria do petróleo e gás natural.

Para a obtenção da autorização, as empresas deverão apresentar um PDI único para ANP, Marinha e Ibama. A aprovação das desativações somen-

te acontecerá a partir da entrega desse PDI, que substituirá diferentes documentos que eram entregues anteriormente às três partes. A alienação de poços para quaisquer fins não relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural não será permitida. A ANP deverá se manifestar sobre a reversão dos bens no momento da aprovação do PDI. A agência ressaltou que o PDI único proporcionará maior segurança jurídica e mais celeridade ao processo e terá a inclusão dos aspectos ambientais caso a caso. Os procedimentos dentro da própria ANP também foram unificados, reunindo em uma única norma as resoluções 27/2006, 28/2006 e 25/2014 da agência.

A Sobena observa que o conceito de descomissionamento envolve com muita precisão a destinação sustentável de materiais, resíduos e rejeitos, além da recuperação ambiental da área em questão. A resolução também especifica que atividades de descomissionamento estarão obrigatoriamente em consonância com as exigências do Ibama. O relatório de descomissionamento deverá ser apresentado apenas à ANP, porém Marinha e Ibama poderão solicitar a apresentação de relatórios distintos que abordarem os aspectos de suas competências. O PDI deverá ser apresentado à ANP concomitantemente aos demais órgãos.

**O capítulo** sobre alienação e reversão de bens é considerado uma das questões mais sensíveis da nova norma sobre o descomissionamento de plataformas. Os dois pontos foram mantidos no texto final da resolução 817/2020, apesar dos apelos das operadoras de petróleo. Durante consulta e audiências públicas, um grupo de trabalho do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) sobre a matéria sugeriu que a alienação e a reversão fossem alvos de uma resolução específica para dar mais segurança jurídica.

As empresas temem que alienação e reversão de bens possam vir a criar problemas jurídicos. Se uma operadora, por exemplo, decidir desinvestir um ativo e não concretizar a venda,



terá opção de descomissionar. A norma, no entanto, prevê que a ANP pode entender que esse bem ainda seja de interesse público, revertendo-o para alienação a custos inferiores aos que a operadora tentaria no desinvestimento. Por outro lado, a leitura é que, se uma empresa vende o ativo e a nova operadora consegue produzir com custos menores, há brecha para que a operadora anterior entre na Justiça para retomar o controle do polo com custos mais baixos.

Além disso, não ficou claro na norma quem ficará responsável pela manutenção das plataformas durante a alienação. A operadora pode alegar que cumpriu as obrigações durante o tempo de concessão e questionar gastos adicionais por mais cinco anos ou mais com manutenção do polo. O mercado estima o gasto da ordem de US\$ 180 milhões por ano para manter um campo como Enchova funcionando, valor que fica entre US\$ 120 milhões e US\$ 130 milhões/ano com a unidade sem operar. Há ainda dúvidas quanto ao acompanhamento dos processos de alienação e se haverá setores dentro da ANP para tratar desses processos caso a operadora não consiga vender o ativo e a plataforma seja alienada.

“Existe muita insegurança jurídica em torno da alienação e reversão de bens”, avalia o consultor Mauro Destri, especialista em descomissionamento e que participou das discussões nas sessões públicas. Destri ponderou que a resolução trouxe muitos ganhos ao reduzir parte da burocracia ao unificar o protocolo de entrega do PDI. Ele também destaca que há mais tempo e mais clareza nos pontos que operadoras terão que trabalhar nos planos de desativação.

Um ponto alegado pelas empresas são as dificuldades de previsões de garantias financeiras para descomissionamento. Até a 12ª rodada, os contratos de concessão continham cláusulas mais genéricas, indicando que a concessionária deveria apresentar garantias para o descomissionamento somente quando solicitado pela ANP. A partir da 13ª rodada, os contratos preveem que essas garantias sejam apresentadas na conclusão dos investi-

## O capítulo sobre alienação e reversão de bens é considerado uma das questões mais sensíveis da nova norma

mentos para desenvolvimento do campo. O GT do IBP também trabalha nessa questão, objeto de outra resolução que vai à consulta pública na agência reguladora.

Também precisa ficar mais bem definida a questão do escopo mínimo porque depende de uma série de variáveis de gastos, inclusive ambientais. Destri explicou que as empresas precisam apresentar o orçamento num horizonte de cinco anos. O problema para o planejamento é que, nesse período, pode haver gastos adicionais imprevistos, como no caso de imprevistos ambientais, como bioinvasores nas instalações que vierem a surgir.

A ANP considera a norma um marco para a indústria pois acredita que a modernização e a simplificação dos procedimentos proporcionem oportunidades de novos negócios e mais investimentos. A expectativa é que a nova norma resulte em, pelo menos, R\$ 26 bilhões em investimentos nos próximos cinco anos. Os recursos serão investidos na contratação de serviços para arrasamento e abandono de poços, retirada de equipamentos e recuperação de áreas, entre outros. A resolução recebeu em torno de 370 contribuições durante consulta e audiência públicas.

**O Brasil** tem 20 instalações de exploração marítimas de petróleo com planos de descomissionamento já aprovados e outras seis em análise na ANP. A maior parte dessas instalações/campos está localizada na Bacia de Campos. Especialistas acreditam que, provavelmente, outras plataformas serão incluídas no programa de descomis-

Petrobras/Divulgação



sionamento ainda em 2020. No entanto, a primeira opção para os campos considerados maduros é a venda nos planos de desinvestimentos. Nos bastidores se comenta que, para os desinvestimentos em que a Petrobras não obtiver êxito, o projeto deve entrar em oferta permanente e, se ainda assim o ativo não for vendido, ele será destinado ao descomissionamento.

A resolução 817/2020 estabeleceu que cada operadora deverá submeter à aprovação da ANP o cronograma referente à apresentação do estudo de justificativas para o descomissionamento (EJD) e do PDI no prazo de 90 dias, contados da data da entrada em vigor da norma. “Sendo assim, ainda não dispomos da previsão das instalações que serão descomissionadas”, ressaltou a agência.



## Plataformas na fila de espera

Aprovados		
Instalação/ Campo	Bacia	Ambiente
FPSO Cidade Rio das Ostras	Campos	Marítimo
FPSO Espadarte	Campos	Marítimo
FPSO Brasil	Campos	Marítimo
FPSO Piranema Spirit	Sergipe – Alagoas	Marítimo
Cação (PCA-01, PCA-02, PCA-03)	Espírito Santo	Marítimo
PLEM Ligado a Monoboia 2 do PDET	Campos	Marítimo
Camarão Norte	Camamu	Marítimo
Guaiúba	Potiguar	Marítimo
Pirapitanga	Santos	Marítimo
Mexilhão	Santos	Marítimo
Salema Branca	Potiguar	Marítimo
FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Campos	Marítimo
Tambuatá	Santos	Marítimo
Guajá	Potiguar	Marítimo
Bauna Sul	Santos	Marítimo
Tubarão Azul	Campos	Marítimo
Carapá	Santos	Marítimo
Piranema	Sergipe-Alagoas	Marítimo
Marlim Sul	Campos	Marítimo
P-12 - Linguado	Campos	Marítimo
Em Análise		
Instalação/Campo	Bacia	Ambiente
Oliva	Santos	Marítimo
Sardinha	Camamu	Marítimo
P-15	Campos	Marítimo
Siri	Potiguar	Marítimo
Tubarão Azul*	Campos	Marítimo
P-07 – Bicudo	Campos	Marítimo

\*O Campo de Tubarão Azul teve PDI aprovado, mas voltou para análise após mudanças em seu escopo.

Atualmente, 41,8% das plataformas têm idades acima de 25 anos e outras 14,6% entre 15 e 25 anos, segundo dados da ANP. Além das unidades com planos aprovados e em análise, está previsto para os próximos anos o descomissionamento de quatro unidades semissubmersíveis no campo de Marlim (P-18, P-19, P-20 e P-26), além da FSO P-32 e de três FPSOs (P-35, P-37 e P-47), de acordo com levantamento da Destri Consulting. Outros destaques previstos estão no campo de Capixaba (Cachalote - Baleia Branca/FPSO) e em sistemas de produção no Nordeste.

Por conta das quedas sem precedentes das cotações do barril em 2020, a Petrobras iniciou a hibernação de 62 plataformas em campos de águas rasas das bacias de Campos, Sergipe, Potiguar e Ceará. A medida foi informada

ao mercado no dia 26 de março e, segundo a companhia, faz parte de uma série de ações para preservar os empregos e a sustentabilidade da empresa durante a crise, a qual considera a pior da indústria do petróleo em cem anos.

A petroleira destacou que essas plataformas em hibernação não apresentam condições econômicas para operar com preços baixos de petróleo e são ativos em processos de venda. A parada dessas unidades corresponde a um corte de produção de 23 mil barris de petróleo por dia. A Petrobras informou que 80% dessas plataformas não são habitadas e que os empregados que atuam nas demais unidades habitadas estão sendo realocados para outras unidades organizacionais da Petrobras ou têm opção de adesão ao plano de desligamento voluntário. As platafor-

mas que hibernarem vão se enquadrar à nova resolução de descomissionamento da ANP, caso essa seja a opção escolhida mais à frente.

O engenheiro Ronald Carreteiro, coordenador do comitê técnico de desmantelamento de navios e estruturas flutuantes e do descomissionamento de plataformas da Sobena, lembra que, pela nova resolução, a aprovação das desativações de unidades de produção somente acontecerá a partir da entrega do PDI à ANP. A Sobena estima que, nos próximos cinco anos, a partir de 2021, os processos de descomissionamento possam promover mais de R\$ 30 bilhões em investimentos para a contratação de serviços de abandono de poços, de retirada de equipamentos e de recuperação de áreas, sem abordar outros investimentos onshore. ■