



## NOTA TÉCNICA Nº 155/2014/SDP

**Assunto:** Minuta de Resolução que define os termos relacionados com os recursos e as Reservas de petróleo e gás natural, dá diretrizes sobre a elaboração do Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) e aprova a Revisão do Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural – Portaria ANP nº 9/2000.

**Referência:** Processo nº 48610.003371/2012-33, de 14/03/2012;  
NOTA TÉCNICA Nº 021/2013/SDP, de 08/03/2013.

### I – OBJETIVO

Apresentar, após a realização da Consulta e Audiência Pública nº 21/2013, a minuta de resolução que define os termos relacionados com os recursos e as Reservas de petróleo e gás natural, dá diretrizes sobre a elaboração do Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) e aprova Revisão do Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, atual Portaria ANP nº 9/2000, em cumprimento ao disposto no art. 8º, incisos XII e XXII, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e nos termos deste diploma legal, incorporando normas de adequação para os Agentes Regulados aos novos critérios de classificação e categorização de recursos e Reservas, após estudo de impacto regulatório sobre a aplicação dos mesmos.

### II - HISTÓRICO

Em 2012, a Diretoria da ANP, diante da desatualização do Regulamento de Reservas brasileiro vigente, em relação aos padrões internacionais, solicitou que a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) coordenasse sua revisão. O trabalho foi iniciado em março de 2012 e contou com a participação das Superintendências de Desenvolvimento e Produção, de Exploração, de Definição de Blocos, e dos assessores de diretoria.

Após a elaboração de uma minuta de resolução, esta foi submetida à Diretoria Colegiada da ANP que, por meio da Resolução de Diretoria nº 679/2014, de 03/07/2013, autorizou a realização de Audiência Pública na cidade do Rio de Janeiro (RJ), precedidas de Consulta Pública por 30 (trinta) dias.

Em atendimento às orientações constantes na Instrução Normativa nº 8/2004, de 30/02/2004 e revisada em 15/03/2011, que versa sobre os procedimentos necessários à realização de Consulta e Audiência Pública para a edição de atos regulatórios, foram realizadas a Consulta Pública nº 21/2013, de 12/07/2013 à 10/08/2013 e a Audiência Pública no dia 30/08/2013.

Durante o período de consulta foram encaminhadas 95 (noventa e cinco) sugestões ou pedidos de esclarecimentos, por 3 (três) agentes regulados (BG, Petrobras e Shell) e uma

entidade representante da Indústria (IBP). Durante a audiência apenas a Petrobras apresentou as suas sugestões.

As sugestões e esclarecimentos foram analisados pela SDP, incorporando à minuta da Resolução contribuições dos Agentes. As sugestões incorporadas, bem como as que não foram aceitas, foram devidamente justificadas.

A Súmula da Audiência Pública, a minuta de Resolução revisada e o quadro comentado das sugestões e pedidos de esclarecimentos dos Agentes, em 31/12/2013, foram submetidos para apreciação da Procuradoria Federal junto à ANP.

Após esclarecimentos e o acatamento de melhorias propostas pela Procuradoria à minuta da Resolução, em 26/02/2014, o processo foi encaminhado para a Diretoria 2, visando sua apreciação pela Diretoria Colegiada.

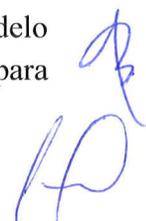
Após análise de todo o processo regulatório de revisão da Portaria ANP nº 90/2000, a DIR 2 devolveu o mesmo à SDP, em 14/05/2014, com o seguinte encaminhamento:

*“Solicito complementar a instrução do processo, bem como avaliar eventual alteração ou inclusão de redação no texto final da norma, levando-se em consideração: (i) o fortalecimento da importância da análise da ANP nos planos de desenvolvimento de grandes campos, em linha com o que vem sendo adotado desde 2012; (ii) a análise do impacto que essa norma produzirá, quando da sua implementação; (iii) o aumento da segurança regulatória no estabelecimento de critérios de exceção à regra geral de classificação de reservas constante na minuta apresentada; e (iv) a data para a eficácia da norma, de modo a permitir um período adequado para que a ANP e os agentes econômicos se adaptem ao novo marco regulatório de reservas.”*

### **III – ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO**

Em cumprimento ao encaminhamento da DIR 2, a SDP iniciou o processo de análise do impacto aos Agentes com contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, se adotados os regramentos conforme a versão atual da minuta de Resolução de Reservas.

Constatou-se que os maiores impactos seriam dois: (a) com a adoção dos critérios de classificação dos Recursos e Reservas, conforme as orientações do PRMS, parte dos volumes classificados como reservas Provadas, conforme a Portaria em vigor, seria considerada como Recursos Contingentes, no novo Regulamento de Recursos e Reservas (RTR), por serem volumes com perspectiva de produção após o prazo do Contrato de Concessão, afetando a viabilidade econômica de projetos em carteira, à medida que não existe hoje certeza de prorrogação dos Contratos; (b) o novo RTR amplia as informações que deverão compor o Boletim Anual de Reservas (BAR), o que demandará uma necessária transição entre o modelo atual de envio dos dados de Reservas para um novo modelo de carga destes dados, tanto para os Agentes Regulados quanto para o Órgão Regulador.



Constatado o impacto (a), procurou-se dimensionar os volumes de Reservas que deixariam de ser classificadas como Reservas Provadas, e a estimativa de tempo que o atual Operador do Campo considera para a efetiva produção destes volumes.

Foram solicitadas aos Operadores as curvas estimadas de produção, até o seu limite econômico, dos Campos com maior volume de Reservas Provadas de acordo com o BAR 2013, perfazendo cerca de 90% (noventa por cento) das Reservas Provadas do Brasil. Pela análise destas curvas é possível observar:

- ✓ Pouco mais de 30% (trinta por cento) das Reservas Provadas de 2013, pelo novo RTR seriam classificadas como Recursos Contingentes;
- ✓ Este volume refere-se à produção prevista de 25 (vinte e cinco) Campos após a duração original da Fase de Produção;
- ✓ Cerca de 10% (dez por cento) das Reservas Provadas de 2013 só serão produzidas após 2050, em 15 (quinze) Campos;
- ✓ 17 (dezessete) Campos apresentaram incrementos de Reservas após a duração original da Fase de Produção, indicando a implantação de novos projetos ou ampliação dos já existentes;
- ✓ Em 5 (cinco) Campos estima-se produzir até 25% (vinte e cinco por cento) de suas Reservas após o prazo contratual original, 14 (quatorze) Campos entre 26% (vinte e seis por cento) 50% (cinquenta por cento) e 6 (seis) Campos acima de 50% (cinquenta por cento), sendo que a maior produção estimada após a duração original da Fase de Produção de um Campo é de 71% (setenta e um por cento) de suas Reservas Provadas.
- ✓ A duração estimada da produção destes Campos analisados, após o prazo contratual original variou nas seguintes faixas: 3 (três) Campos até 10 (dez) anos, 6 (seis) Campos de 11 (onze) a 20 (vinte) anos, 1 (um) Campo de 21 (vinte e um) a 30 (trinta) anos, 7 Campos de 31 (trinta e um) a 40 (quarenta) anos, 2 Campos de 41 (quarenta e um) a 50 (cinquenta) anos, 1 (um) Campo de 51 (cinquenta e um) a 60 (sessenta) anos e 5 Campos de 61 (sessenta e um) a 70 (setenta) anos, sendo a maior duração de 68 (sessenta e oito) anos.

Em relação ao impacto (b), está em processo de elaboração pela SDP e pelo NIN o novo Boletim Anual de Reservas (BAR), que irá refletir o novo RTR e será uma ferramenta que estabelecerá uma complementaridade e atualizará as informações constantes no Plano de Desenvolvimento do Campo.

O novo BAR trará muito mais informações que o atualmente em vigor. Para a sua implantação será necessário um período de testes e de treinamento, tanto da equipe da SDP quanto dos Agentes Regulados.



#### IV – ALTERAÇÕES PROPOSTAS NA MINUTA

Algumas alterações na Resolução e no Regulamento deverão ser realizadas para contemplar os impactos (a) e (b) identificados.

Em relação ao impacto (a), dados obtidos pela análise das curvas de produção estimadas, até o limite econômico, dos 25 Campos que representam cerca de 90% da Reserva Provada brasileira, deixa evidente a importância da gestão dos projetos de produção, de como eles podem ser otimizados para acelerar a obtenção destes recursos energéticos, observada a utilização de boas práticas e os aspectos de segurança operacional e preservação ambiental.

A ANP vem adotando a prática de monitorar os maiores Campos, através da análise de revisões periódicas de seus Planos de Desenvolvimento, visando o permanente acompanhamento da elaboração e implementação dos seus projetos de produção. Da mesma maneira, as normas regulatórias precisam criar um ambiente que favoreça e estimule o Operador a investir nestes projetos, ao mesmo tempo em que fornece ao Regulador ferramentas de controle e incentivo ao melhor aproveitamento dos recursos energéticos, cuja exploração foi outorgada.

A revisão do RTR foi necessária para elevar o ambiente regulatório da exploração e produção de petróleo e gás no Brasil ao mesmo nível dos maiores países do mundo, mas também pode e deve servir aos interesses da política energética brasileira. É evidente que precisamos adotar os critérios internacionais para classificação e categorização dos Recursos e Reservas de hidrocarbonetos, porém esta reformulação do nosso Regulamento deve ser implementada de acordo com a nossa realidade atual.

Com as descobertas do Pré-Sal, a mudança do marco regulatório e as recentes Rodadas de Concessão e Partilha, as Reservas brasileiras serão incrementadas nos próximos anos. Pelo quadro observado na análise das curvas dos Campos com maiores Reservas e a tendência de incorporação de mais Reservas, a aplicação dos novos critérios do RTR deve considerar a adequação dos volumes anteriormente considerados com Reservas Provadas.

Ao mesmo tempo a ANP pode utilizar esta adequação para reforçar as ferramentas para incremento e aceleração dos projetos previstos e necessários ao crescimento da produção brasileira.

Para diminuir o impacto na implantação do novo RTR, propiciar a adequação dos Agentes Regulados aos novos critérios e fornecer uma ferramenta de estímulo a novos projetos e à aceleração de outros já em execução, propõe-se a alteração do item 2.5.2 do RTR que tem a seguinte redação:

*“A critério da ANP, nos contratos de Exploração e Produção que contenham cláusula de prorrogação da Fase de Produção, os volumes recuperáveis remanescentes após a extinção do referido contrato poderão ser classificados como Reservas.”*



Este item passaria a ter a seguinte redação:

***“Nos contratos de Exploração e Produção que contenham cláusula de prorrogação da Fase de Produção, os volumes recuperáveis remanescentes, após a extinção do referido contrato, poderão ser classificados como Reservas, desde que os equipamentos para a sua exploração já estejam implantados ou em efetiva implantação no Campo produtor e a respectiva versão do Plano de Desenvolvimento já esteja aprovada pela ANP.*”**

Também seria incluído um subitem, 2.5.2.1, com a seguinte redação:

***“A critério da ANP, outras situações não contempladas poderão ser classificadas como Reservas.”***

Esta proposta cria um regramento claro para a classificação de Reservas, volumes estes que poderiam ser considerados como Recursos Contingentes pelo novo RTR, associando a possibilidade de incorporação desta Reserva ao compromisso firme do Operador do Campo na implantação do projeto, através do Plano de Desenvolvimento e facilmente comprovado por ação de fiscalização.

Em relação ao impacto (b), o período necessário para adequação dos Agentes Regulados e dos Reguladores ao novo RTR, incluindo a elaboração e implantação do novo BAR, que é o documento que refletirá estas mudanças, pela avaliação das equipes da SDP e do NIN e dos próprios Agentes Regulados, deve extrapolar o período de um ano.

Propõe-se a alteração do artigo 10º da Resolução:

***“Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, devendo ser integralmente observada na elaboração do BAR referente ao ano de 2014, a ser entregue até 31 de janeiro de 2015.”***

Este artigo passaria a ter a seguinte redação:

***“Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, devendo ser integralmente observada na elaboração do BAR referente ao ano de 2015, a ser entregue até 31 de janeiro de 2016.”***

Considerando que a Resolução será publicada no ano de 2014, teríamos mais de um ano para elaboração, implantação e treinamento do novo BAR, além de permitir que as equipes da SDP e dos Agentes Regulados se familiarizem com os novos critérios de classificação, atendendo às necessidades tanto do Regulador quanto dos Regulados.

**V - CONCLUSÃO**



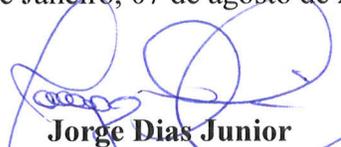
Conclui-se que a revisão do Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, já demonstrada a sua necessidade, deve ser implantada com o menor impacto possível.

Além disso, deve criar ferramentas complementares ao exercício da fiscalização da SDP sobre os Contratos de E&P na Fase de Produção, se inter-relacionando com as demais ferramentas, entre elas a mais importante, o Plano de Desenvolvimento.

As regras de adequação incorporadas à minuta são claras e coerentes com as recomendações do PRMS, base técnica desta revisão. Permitem, ainda, que as alterações tenham um tempo de maturação, permitindo sua plena compreensão pelos Regulados e Reguladores, objetivando a sua plena eficácia.

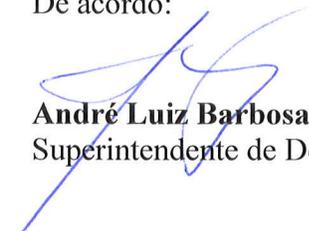
Diante do exposto, submetemos a apreciação pela Diretoria Colegiada da minuta anexa.

Rio de Janeiro, 07 de agosto de 2014.



**Jorge Dias Junior**  
Especialista em Regulação  
Matrícula SIAPE nº 015148777

De acordo:



**André Luiz Barbosa**  
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

JDJ/mf