



# Ministério de Minas e Energia

## Consultoria Jurídica

**DECRETO Nº 2.705, DE 3 DE AGOSTO DE 1998.**

Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos IV e VI do art. 84, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Seção VI, Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,

**DECRETA:**

### CAPÍTULO I DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, exercidas mediante contratos de concessão celebrados nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

- I - bônus de assinatura;
- II - royalties ;
- III - participação especial;
- IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Art. 2º A apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais, devidas pelos concessionários das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural obedecerão ao disposto neste Decreto.

Parágrafo único. A Agência Nacional do Petróleo - ANP definirá, nos respectivos contratos, as penalidades a que estarão sujeitos, na forma da legislação vigente, os concessionários, em caso de inadimplemento ou mora no pagamento das participações governamentais.

### CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 3º Sem prejuízo do disposto na Seção II do Capítulo III da Lei nº 9.478, de 1997, ficam estabelecidas as seguintes definições técnicas, para efeito da aplicação deste Decreto:

I - Condição Padrão de Medição: condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20°C (vinte graus centígrados);

II - Data de Início da Produção: a data em que ocorrer a primeira medição, em cada campo, de volumes de petróleo ou gás natural em um dos respectivos pontos de medição da produção, e a partir da qual o concessionário assumirá a propriedade do volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;

III - Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto;

IV - Pontos de Medição da Produção: pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;

V - Preço de Referência: preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º deste Decreto;

VI - Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso;

VII - Receita Bruta da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos;

VIII - Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP;

IX - Volume de Petróleo Equivalente: o volume de petróleo, expresso em metros cúbicos, que, na condição padrão de medição, contém a mesma quantidade de energia que um dado volume de petróleo e gás natural, quantidade de energia está calculada com base nos poderes caloríficos superiores do petróleo e do gás natural, sendo que, para campos onde ocorra somente a produção de gás natural, deverá ser adotado o valor de quarenta mil megajoule por metro cúbico para o poder calorífico superior do petróleo, na determinação do respectivo volume de petróleo equivalente;

X - Volume de Produção Fiscalizada: soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º deste Decreto;

XI - Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em flares em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

### CAPÍTULO III DA MEDIÇÃO DOS VOLUMES DE PRODUÇÃO

Art. 4º A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

I - à periodicidade da medição;

II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;

III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados;

IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de Petróleo e Gás Natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

Art 5º A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

Art 6º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.

Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto.

### CAPÍTULO IV DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA

~~Art. 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.~~

Art. 7º Até 31 de dezembro de 2017, o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, aplicando-se o que for maior. **(Redação dada Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 1º Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo.

§ 2º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de petróleo de cada campo, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda do petróleo produzido no campo no mês anterior e o valor da média ponderada referida neste artigo.

§ 3º O concessionário apresentará, sempre que exigida pela ANP, a documentação de suporte para a comprovação das quantidades vendidas e dos preços de venda do petróleo.

§ 4º Os preços de venda do petróleo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 5º O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo.

§ 6º Com uma antecedência mínima de vinte dias da data de início da produção de cada campo e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo normas aceitas internacionalmente e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido, bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive através do preenchimento de formulário específico fornecido pela Agência.

§ 7º Dentro de dez dias, contados da data do recebimento das informações referidas no parágrafo anterior, a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido.

§ 8º Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 6º deste artigo.

§ 9º A ANP emitirá, a cada mês, uma consolidação do preço mínimo do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão respectiva, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados.

§ 10. Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês anterior à emissão da consolidação do preço mínimo.

§ 11. Caso o concessionário não apresente as informações referidas nos §§ 2º e 6º deste artigo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo, segundo seus próprios critérios.

Art. 7º-A. A partir de 1º de janeiro de 2018, o preço de referência a ser aplicado, mensalmente, ao petróleo produzido em cada campo durante o respectivo mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será estabelecido pela ANP. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 1º O preço de referência do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP, com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 2º Com uma antecedência de, no mínimo, vinte dias, contados da data de início da produção de cada campo, e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo a regulação da ANP, e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido bem como fornecerá à ANP as informações

técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive por meio do preenchimento de formulário específico fornecido pela ANP. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 3º No prazo de dez dias, contado da data do recebimento das informações referidas no § 2º, a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 4º Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 2º. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 5º A ANP emitirá, a cada mês, consolidação do preço de referência do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a respectiva cesta-padrão, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 6º Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês anterior ao da emissão da consolidação do preço de referência. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 7º Na hipótese de o concessionário não fornecer as informações referidas no § 2º, a ANP estabelecerá a cesta-padrão segundo seus próprios critérios. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

Art. 7º-B. Para a reavaliação da metodologia dos preços de referência a que se referem os art. 7º e art. 7º-A, a ANP estabelecerá periodicidade que não poderá ser inferior a oito anos. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 1º Para implementar a reavaliação do preço de referência, a ANP estabelecerá período de transição não inferior a quatro anos. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

§ 2º Para implementar a reavaliação do preço de referência, a ANP observará período de carência não inferior a noventa dias, observado o disposto no § 1º. **(Incluído Pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017)**

Art. 8º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores.

§ 1º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a primeira data de início da produção de gás natural na área de concessão, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda, as tarifas de transporte do gás natural produzido e o valor calculado do preço de referência do gás natural.

§ 2º As tarifas de transporte do gás natural, referidas neste artigo, assim como os cálculos utilizados para a sua fixação, serão informados à ANP pelos concessionários produtores de gás natural e incluídos expressamente em cada contrato de venda.

§ 3º Os preços de venda do gás natural ou as tarifas de transporte, de que trata este artigo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos à moeda nacional pelo valor médio mensal da taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 4º Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios.

#### CAPÍTULO V DO BÔNUS DE ASSINATURA

Art. 9º O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação.

Parágrafo único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única.

Art. 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997.

#### CAPÍTULO VI DOS ROYALTIES

Art. 11. Os royalties previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedada quaisquer deduções.

Art. 12. O valor dos royalties , devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.

§ 1º A ANP poderá, no edital de licitação para um determinado bloco, prever a redução do percentual de dez por cento definido neste artigo até um mínimo de cinco por cento do volume total da produção, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes a esse bloco.

§ 2º Constará, obrigatoriamente, do contrato de concessão o percentual do volume total da produção a ser adotado, nos termos deste artigo, para o cálculo dos royalties devidos com relação aos campos por ele cobertos.

Art. 13. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos royalties.

Art. 14. A parcela do valor dos royalties previstos no contrato de concessão, correspondentes ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Art. 15. A parcela do valor dos royalties previstos no contrato de concessão, que exceder ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 1º A parcela do valor dos royalties, referida neste artigo, será distribuída aos Estados e aos Municípios produtores confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção, segundo os percentuais fixados, respectivamente, nas alíneas a e b do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 2º Para efeito deste Decreto, consideram-se confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo ou gás natural.

§ 3º Para fins de definição das linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados e Municípios, até a linha de limite da plataforma continental, serão adotados os critérios fixados nos arts. 1º a 5º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986.

Art. 16. O percentual do valor da parcela dos royalties fixado na alínea a do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Estado produtor confrontante, incidirá sobre a parcela dos royalties que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado até a linha de limite da plataforma continental.

Parágrafo único. No caso de dois ou mais Estados serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte da parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo, a qual será calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido neste artigo aplicado somente sobre tal parte.

Art.17. O percentual do valor da parcela dos royalties fixado na alínea b do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Município produtor confrontante, incidirá sobre a parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 1º O percentual a que se refere este artigo será aplicado somente sobre a parte da parcela dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação de que o Município faz parte.

§ 2º No caso de dois ou mais Municípios pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido neste artigo será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 3º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

Art. 18. O valor dos royalties será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à

ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação.

Art. 19. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requisitar do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo apuração.

~~Art. 20. Os recursos provenientes dos royalties serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP. (Revogado pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)~~

## CAPÍTULO VII DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Art. 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

Art. 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

§ 1º No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

onde:

RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento



Acima de 900 até 1.350	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 2º No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	$350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento

Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	40

§ 3º No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	$250 \times \text{RIP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	$500 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RPL} \div \text{VPF}$	40

§ 4º Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral	Alíquota (em %)

	(em reais)	
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	$150 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 300	-	isento
Acima de 300 até 750	$300 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 5º A ANP classificará as áreas de concessão objeto de licitação segundo os critérios de profundidade batimétrica definidos neste artigo.

§ 6º A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subsequentes.

Art. 23. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos.

Parágrafo único. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.

Art. 24. Os recursos provenientes da participação especial serão distribuídos segundo os percentuais estabelecidos no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 1º O percentual da participação especial a ser distribuído a um Estado confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, fixado no inciso III, in fine, do § 2º do referido artigo,

será aplicado sobre o montante total pago a título de participação especial pelos campos situados entre as linhas de projeção dos limites territoriais de Estado até a linha de limite da plataforma continental.

§ 2º No caso de dois ou mais Estados produtores serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte do valor da participação especial, parte esta calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido no parágrafo anterior aplicado somente sobre tal parte.

§ 3º O percentual da participação especial a ser distribuído a um Município confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, nos termos do inciso IV, in fine, do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, incidirá sobre o valor pago a título de participação especial por cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 4º O percentual a que se refere o parágrafo anterior será aplicado somente sobre a parte do valor da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação da qual o Município faz parte.

§ 5º No caso de dois ou mais Municípios produtores pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido no § 3º será aplicado apenas uma vez sobre a parte da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 6º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

Art. 25. O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento.

Parágrafo único. Quando a data de início da produção de um dado campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção do campo e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção do campo, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Art. 26. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.

~~Art. 27. Os recursos provenientes dos pagamentos da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP. (Revogado pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)~~

## CAPÍTULO VIII DO PAGAMENTO PELA OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREAS

Art. 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

§ 1º O cálculo do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil.

§ 2º Os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento.

§ 3º Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I - Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;

IV - Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

§ 4º Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas.

§ 5º Em 1º de janeiro de 1999, excepcionalmente, o reajuste de que trata o parágrafo anterior será calculado com base no IGP - DI acumulado entre a data de publicação deste Decreto e aquela data.

§ 6º Os valores unitários estabelecidos no contrato de concessão serão reajustados com periodicidade anual, a partir da data da assinatura do contrato, pelo IGP - DI acumulado nos doze meses antecedentes à data de cada reajuste.

§ 7º No caso de extinção do IGP - DI, os reajustes de que tratam os §§ 4º a 6º terão como base o índice que vier a substituí-lo.

§ 8º Nos casos de alteração do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas por quilômetro quadrado, em decorrência da passagem da concessão da fase de exploração para a sua prorrogação ou para o período de desenvolvimento da fase de produção, ou ainda da prorrogação da fase de exploração para o período de desenvolvimento, ou deste para a fase de produção, o cálculo do valor do pagamento anual pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência de cada um dos valores aplicáveis.

§ 9º Excepcionalmente, para os contratos assinados durante o presente ano, poderão a ANP e os concessionários, de comum acordo, antecipar um percentual do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser fixado nos respectivos contratos, para o 15º dia após a data da assinatura, podendo a ANP, para tal fim, conceder redução do valor a ser pago.

§ 10. A redução referida no parágrafo anterior será calculada pela aplicação de uma taxa de desconto mensal equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, para títulos federais, do mês anterior ao da assinatura do contrato.

§ 11. No caso de extinção ou transferência da concessão, o concessionário efetuará o pagamento pela ocupação ou retenção de área no ato de assinatura do respectivo evento.

§ 12. Os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área serão utilizados na forma prevista no art. 16 da Lei nº 9.478, de 1997.

#### CAPÍTULO IX DO PAGAMENTO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Art. 29. O pagamento das participações governamentais será efetuado pelos concessionários nos prazos estipulados neste Decreto, em moeda corrente ou mediante transferência bancária e as receitas correspondentes serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

Art. 30. A extinção do contrato de concessão não desobrigará o concessionário do pagamento das participações governamentais devidas até então, e não suspenderá a aplicação das multas de mora e juros de mora aplicáveis.

#### CAPÍTULO X DAS ATIVIDADES EM CURSO

Art. 31. Os contratos de concessão a serem celebrados entre a ANP e o Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.478, de 1997, ensejarão o pagamento das participações governamentais aplicáveis segundo os critérios e prazos definidos neste Decreto.

Art. 32. Para os contratos relativos aos blocos onde a PETROBRÁS ainda não tiver realizado descoberta comercial até a data de sua assinatura, considerar-se-ão os critérios de aplicação do pagamento pela ocupação ou retenção de área definidos no inciso I do § 3º do art. 28.

Art. 33. Para os casos de campos em produção, os royalties serão calculados sobre o valor do volume total da produção de petróleo e de gás natural, a partir da assinatura do contrato de concessão.

Art. 34. Para os casos de campos em produção, a participação especial será calculada sobre a receita líquida da produção de petróleo e de gás natural, observado o disposto no art. 22, a partir da assinatura dos contratos de concessão de seus respectivos blocos.

§ 1º Para efeito do cálculo da participação especial relativa a cada campo, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, será contado a partir da data de assinatura do contrato de concessão do respectivo bloco.

§ 2º Quando a data de assinatura do contrato de concessão de um bloco que contenha campos em produção não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida, neste trimestre, por cada campo, será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de assinatura do contrato de concessão e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

#### CAPÍTULO XI DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

~~Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP, e, nos casos dos Estados e Municípios, serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A.~~

~~Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos **royalties** e da participação especial serão distribuídos pela União, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e do disposto neste Decreto. **(Redação dada pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**~~

Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos **royalties** e da participação especial serão distribuídos pela ANP, nos termos do disposto na Lei nº 9.478, de 1997, e neste Decreto. **(Redação dada pelo Decreto nº 10.078, de 21 de outubro de 2019)**

§ 1º A classificação das receitas arrecadadas de **royalties** e da participação especial no Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal - SIAFI será realizada pelo Ministério da Fazenda, por intermédio da Secretaria do Tesouro Nacional, obedecidas as destinações legais. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**

~~§ 2º A execução da despesa orçamentária, que compreende empenho, liquidação e pagamento, referente à transferência a Estados e Municípios das participações pela produção de petróleo e gás natural, será realizada sob supervisão do Ministério de Minas e Energia, nos termos da lei orçamentária anual. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**~~

§ 2º A execução da despesa orçamentária, que compreende empenho, liquidação e pagamento, referente à transferência das participações pela produção de petróleo e gás natural aos Estados e aos Municípios, será realizada pela ANP, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia, nos termos da Lei Orçamentária Anual. **(Redação dada pelo Decreto nº 10.078, de 21 de outubro de 2019)**

§ 3º Nos termos do disposto no § 4º do art. 47 e no § 8º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, compete à ANP realizar o cálculo e a apuração dos valores devidos a cada beneficiário de que trata o § 2º. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**

§ 4º Nos casos dos Estados e Municípios, os valores serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos no Banco do Brasil S.A., observadas as deduções de natureza legal, tributária ou contratual. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**

~~Art. 35-A. A transferência dos valores de que tratam o § 6º do art. 47 e o § 10 do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, será realizada pela União, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia, ao Banco do Brasil S.A., para crédito em conta bancária específica, de titularidade dos investidores ou de entidade representativa dos interesses dos investidores que tenham contratado com o Estado ou com o Município a operação de cessão ou transferência de direitos sobre os **royalties** e a participação especial, ou de antecipação das receitas decorrentes dos direitos sobre os **royalties** e a participação especial. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**~~

Art. 35-A. A transferência dos valores de que tratam o § 6º do art. 47 e o § 10 do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, será realizada pela ANP, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia, ao Banco do Brasil S.A., para crédito em conta bancária específica, de titularidade dos investidores ou da entidade representativa dos interesses dos investidores que tenham contratado com o Estado ou com o Município a operação de cessão ou transferência de direitos sobre os **royalties** e a participação especial ou de antecipação das receitas decorrentes dos direitos sobre os **royalties** e a participação especial. **(Redação dada pelo Decreto nº 10.078, de 21 de outubro de 2019)**

§ 1º Os recursos a que se refere o **caput** serão creditados aos investidores ou à entidade representativa dos seus interesses em conta bancária específica pelo seu valor líquido, após as deduções de natureza legal, tributária ou contratual anteriormente incidentes, se houver, e desde que tais deduções tenham prioridade de pagamento. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**

§ 2º Para fins do disposto no § 1º, o Banco do Brasil S.A. utilizará informações obtidas junto ao Estado ou ao Município. **(Incluído pelo Decreto nº 9.302, de 6 de março de 2018)**

Art. 35-B. Do montante arrecadado com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, descontado o pagamento à Petrobras em decorrência da revisão do contrato de cessão onerosa, a ANP efetuará a transferência de valores aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios nos termos do disposto nos incisos I a III do **caput** do art. 1º da Lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019. **(Incluído pelo Decreto nº 10.078, de 21 de outubro de 2019)**

Art. 36. Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia e a ANP baixarão as normas complementares e as instruções necessárias à efetiva implementação das disposições deste Decreto.

Art. 37. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 3 de agosto de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

*Pedro Malan*

*Raimundo Brito*

*Este texto não substitui o publicado no DOU, de 4.8.1998*