

VOTO

PROCESSO: 48500.006210/2014-19

INTERESSADO: Agentes do setor elétrico brasileiro.

RELATOR: Diretor Tiago de Barros Correia

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM, Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG e Diretoria – DIR.

ASSUNTO: Revisão, em decorrência do disposto na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, da decisão proferida na 41ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 3 de novembro de 2015, que aprovou a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

I – RELATÓRIO

1. Na 41ª Reunião Pública Ordinária - RPO, realizada em 3 de novembro de 2015, esta Diretoria Colegiada aprovou a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no escopo que constava na Medida Provisória nº 688 – MP 688, de 18 de agosto de 2015.
2. Na ocasião foi deliberada a conclusão da Audiência Pública nº 32/2015, com a apresentação de condições e procedimentos para a repactuação do risco hidrológico dos agentes no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL.
3. Considerando a recente publicação da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 e as alterações ao anteriormente disposto na MP 688, faz-se necessário proceder a retificação de alguns pontos apresentados no voto de minha relatoria para então, proceder a publicação de Resolução Normativa que disciplina os critérios de anuência da repactuação do risco hidrológico.
4. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

5. Trata-se de revisão, em decorrência do disposto na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, da decisão proferida na 41ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 3 de novembro de 2015, que aprovou a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

6. De modo geral, aprecia-se à adequação e aprimoramento da decisão desta Diretoria nos seguintes quesitos, conforme dispostos na Lei nº 13.203, de 2015, e não contemplados na MP 688:

- (i) da repactuação no ACL¹ e o ressarcimento do resultado de 2015, referente à energia contratada no ACL;
- (ii) do desligamento do MRE;
- (iii) do critério de desistência das ações judiciais; e
- (iv) do enquadramento das centrais hidrelétricas do PROINFA.

II.1 DA REPACTUAÇÃO NO ACL

7. Primeiramente, ressalta-se que a diferença fundamental em relação à proposta do ACR é que a repactuação do risco no ACL não se dá via transferência do risco entre as partes, mas via transferência de *hedge* representado pela energia de reserva. Essa diferença exige que se definam critérios de anuência diferenciados no ACL e se aplique mecanismo específico, a fim de se manter a integridade do disposto no caput do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, que prevê a repactuação do risco hidrológico com contrapartida proporcional ao consumidor.

¹ Refere-se à energia não contratada no ACR.

8. Nesse diapasão, destaca-se que os dispositivos da Lei nº 13.203 que disciplinam o direito de ressarcimento dos agentes que repactuarem o risco hidrológico no âmbito do ACL apresentam redação ligeiramente diferente daquela disposta na Medida Provisória nº 688, conforme ilustrado pela Tabela 1 abaixo:

Tabela 1 – Diferenças de redação entre a Medida Provisória 688 e a Lei de Conversão nº 13.203

Medida Provisória nº 688	Lei nº 13.203
<p>§ 4º A parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada será repactuada por meio da assunção pelos agentes de geração de direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, observadas as seguintes condições:</p>	<p>§ 4º A parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada será repactuada por meio da assunção pelos agentes de geração de, <u>no mínimo, 5% (cinco por cento) da energia em direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março 2004</u>, observadas as seguintes condições:</p>
<p>I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - Coner;</p>	<p>I - <u>pagamento de prêmio de risco no valor de R\$ 10,50/MWh</u> (dez reais e cinquenta centavos por megawatt-hora), atualizado pela Aneel pela variação do IPCA, publicado pelo IBGE, <u>referente à assunção do valor mínimo de energia de que trata este parágrafo</u>, pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - CONER; e</p>
<p>§ 5º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado na forma do inciso I do § 4º, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Livre ou</p>	<p>§ 6º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado na forma do inciso I do § 4º, no ano de 2015, referente à energia não contratada no Ambiente de</p>

destinada à autoprodução para consumo próprio no ano de 2015, por meio de quaisquer dos seguintes instrumentos:	Contratação Regulada por meio de quaisquer dos seguintes instrumentos:
I - extensão de prazo da outorga, limitado a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia; e	I - extensão de prazo da outorga vigente, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia; e
II - direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada, coincidente com a extensão de prazo da outorga, limitado a quinze anos, a preços e condições a serem estabelecidas pela Aneel.	II - direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada, coincidente com a extensão de prazo da outorga vigente, limitada a quinze anos, a preços e condições a serem estabelecidos pela Aneel.
§ 7º A Aneel estabelecerá o prêmio de risco, os preços de referência e a taxa de desconto de que trata esse artigo.	<u>§ 8º Observado o disposto nos §§ 3º e 4º, a Aneel estabelecerá os prêmios de risco, os preços de referência, a taxa de desconto e a extensão de prazo da outorga vigente de que trata este artigo.</u>

9. Pelo exposto, primeiramente percebe-se a imposição normativa de limite mínimo de repactuação no ACL equivalente a 5% da energia em direitos e obrigações vinculados à energia de reserva, disposição expressa na Lei e que não merece maior esforço hermenêutico.

10. Em segundo lugar, ressalta-se a alteração da redação do inciso I do §4º que passa de um dispositivo principiológico para uma norma taxativa que estabelece o valor de R\$ 10,50/MWh para o prêmio de risco referente à assunção dos direitos e obrigações de 5% da energia de reserva existente. Tal comando, entretanto, quando lido conjuntamente com o disposto no caput e no § 8º do art. 1º da Lei nº 13.203, não

impede a ANEEL de estabelecer prêmios de riscos distintos para a repactuação de diferentes montantes de *hedge*, tampouco de estabelecer condicionantes adicionais para a anuência da repactuação em tela.

11. Tal consideração é importante exatamente para a definição do valor de ressarcimento sobre o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica no exercício de 2015. De acordo com o art. 1º, § 6º, da Lei nº 13.203, o ressarcimento deve ser calculado por meio da diferença entre o **resultado do deslocamento hidrelétrico e o prêmio pactuado na forma do inciso I do §4º**, o que não significa a obrigatoriedade de se utilizar o valor de prêmio correspondente a contratação de 5% da energia de reserva.

12. Assim, apesar da nova redação dada pelo inciso I do §4º do art. 1º, permanecem as duas opções de cálculo do ressarcimento devido aos geradores do ACL para o resultado do exercício de 2015:

- i. Interpretação literal: o valor do ressarcimento é dado pela diferença do deslocamento hidrelétrico de R\$ 40,25/MWh e o prêmio de risco correspondente ao patamar de *hedge pactuado* para o ano de 2015; e
- ii. Interpretação sistemática: o direito ao ressarcimento do resultado de 2015 é limitado ao volume de *hedge* pactuado, de modo que o agente de geração que tenha optado por uma proteção de 5% seja ressarcido por deslocamentos hidrelétricos limitados a esse patamar.

13. A primeira opção de interpretação assume que o resultado do deslocamento hidrelétrico, para o ano de 2015, não é uma variável de controle e sim um dado da realidade cujo impacto é percebido de forma homogêna por todos os geradores do MRE com o valor unitário de R\$40,25/MWh.

14. Ao adotar essa abordagem, atenção especial deve ser dada ao ano de 2015. Como, exclusivamente para o presente exercício, existiria o direito de ressarcimento pelo deslocamento hidrelétrico, configura-se uma condição *sui generis* onde **quanto menor a contratação de hedge**, menor o valor do

prêmio de risco e **maior o valor do ressarcimento**. Tal situação, fere a lógica econômica e o princípio fundamental da Lei nº 13.203, que é a existência de contrapartida proporcional ao risco repactuado.

15. A forma sugerida para superar tal inconsistência é estabelecer, como condição de anuência, a contratação de *hedge* mínimo de 11% para o ano de 2015, valor que corresponde a disponibilidade máxima de energia de reserva no caso de adesão integral dos agentes de geração elegíveis para a repactuação.

16. Já para o período a partir de 1º de janeiro de 2016, os agentes poderiam definir um montante de *hedge* distinto, único e válido para todo o período remanescente de repactuação, desde que observado o limite mínimo legal de 5%.

17. O resultado prático dessa abordagem é a estipulação de um valor fixo de ressarcimento de R\$ 17,25/MWh² para todos os agentes de geração que optarem pela repactuação do risco hidrológico no âmbito do ACL e representa a opção de interpretação defendida em meu voto original, proferido na 41ª RPO de 2015.

18. A segunda possibilidade de interpretação resume a forma como entendo a proposta formulada pela SRM e SRG. Esta seria uma abordagem menos literal, uma vez que trata o conceito de deslocamento hidrelétrico no ACL como equivalente ao *hedge*, dando um maior peso ao princípio de retroatividade da repactuação definido no caput do art. 1º.

19. Contudo, a meu ver, a segunda forma de interpretação traz consigo uma fragilidade econômica, visto que os valores devidos de ressarcimento seriam insuficientes para tornar a proposta de repactuação equilibrada, conferindo contrapartida desproporcional ao risco repactuado, conforme ressaltado no voto proferido na 41ª RPO.

20. Assim, mantenho minha proposta de interpretação original.

21. Ressalta-se ainda que a repactuação no ACL vinculada à energia de reserva existente é requisito indispensável ao gerador para participar de leilões específicos para contratação de capacidade

² Conforme memória de cálculo anexa.

incremental de energia de reserva. O direito a compra dessa energia de reserva incremental será compensada por meio da extensão de prazo de outorga e limitada ao montante de energia de reserva existente solicitado. Adicionalmente, por força do disposto no § 5º do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, a transição do *hedge* por meio da substituição da energia de reserva existente pela energia de reserva incremental deve ocorrer em 1º de janeiro de 2019 e não mais em 31 de dezembro desse mesmo ano, como encaminhado no voto original.

22. Finalmente, ainda quanto a repactuação do risco hidrológico no âmbito do ACL, a mudança de redação do § 4º do art. 1º, com fusão dos incisos II e III da Medida Provisória nº 688 em um único inciso II da Lei nº 13.203, de 2015, com a retirada de menção expressa de que o direito ao ressarcimento se daria com base na diferença entre as receitas e os custos associados à energia de reserva, não tem o condão de alterar a metodologia inicial que determina o ressarcimento com base no resultado líquido de receitas e despesas.

23. Caso contrário, os geradores do ACL seriam beneficiados pela redução da exposição ao risco hidrológico, mediante a contratação de *hedge*, e pela integralidade das receitas oriundas da liquidação da energia de reserva no mercado de curto prazo, sem qualquer contrapartida econômica, visto que os custos associados seriam totalmente ressarcidos por meio da extensão de prazo de suas outorgas, o que fere o princípio baselar da Lei nº 13.203, de 2015, qual seja, repactuação mediante contrapartida, de modo a não haver a simples transferência de perdas dos geradores para os consumidores.

II.2 DO DESLIGAMENTO DO MRE

24. O desligamento compulsório do MRE foi tratado no voto da 41ª RPO, no âmbito do disposto no § 6º da MP 688:

[...]

“§ 6º A repactuação do risco não inclui os efeitos de perdas elétricas da rede básica, de consumo interno e de indisponibilidade de geração.”

[...]

25. Por essa razão foi proposto na Nota Técnica nº 193/2015-SRM-SRG/ANEEL que, mesmo em caso de exclusão do MRE, as usinas hidrelétricas continuassem pagando o prêmio associado à transferência do risco hidrológico até o fim de sua concessão, pois o contínuo pagamento do prêmio compensaria o fato de as usinas terem sido ressarcidas por indisponibilidade enquanto estavam no mecanismo. Desse modo, enquanto a usina hidrelétrica estiver desligada do MRE, o pagamento do prêmio deve ser por prazo igual àquele em que o gerador hidráulico efetuou o pagamento do prêmio relativo à usina hidrelétrica enquanto ela esteve no MRE.

26. No caso de usinas hidrelétricas para as quais o gerador hidráulico opte por retirá-las do MRE, mesmo tratamento foi dado, incluindo um motivo adicional, qual seja: evitar a possibilidade de arbitragem do gerador hidráulico pela relação prêmio de risco e transferência de risco. Em outras palavras, caso não houvesse a obrigação do gerador hidráulico em manter o pagamento do prêmio enquanto a usina hidrelétrica estivesse desligada voluntariamente do MRE, o gerador hidráulico poderia, em anos em que a hidrologia é mais favorável, retirar sua usina hidrelétrica do MRE, deixando de recolher o prêmio à Conta Bandeiras e, em anos em que a hidrologia é desfavorável, optar pelo retorno ao MRE e consequente repactuação mediante transferência dos custos da escassez hidrológica ao consumidor e pagamento do prêmio.

27. Nesse aspecto, a Lei nº 13.203, de 2015, no § 11 do art. 1º, dá tratamento específico para os agentes que se tenham desligado no MRE **durante o ano de 2015**, permitindo a utilização do saldo do ressarcimento de que trata o § 2º:

[...]

§ 2º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada no ano de 2015, por meio de postergação de pagamento do prêmio de que trata o inciso I

do § 1º, com aplicação de taxa de desconto, e, não havendo prazo remanescente d contrato de venda de energia que permita o ressarcimento, por meio dos seguintes instrumentos:

[...]

“§ 11. Os agentes de geração hidrelétrica que se tenham desligado do MRE durante o ano de 2015 farão jus à repactuação do risco hidrológico suportado durante o período de sua participação no MRE, permitida a utilização do saldo do ressarcimento de que trata o § 2º diretamente pelo agente, por ocasião de seu retorno ao MRE, ou por meio de cessão desse ativo em favor de outro agente setorial.

[...]

28. Não obstante, essa utilização deve se condicionar à validade do termo de repactuação e à adequada contrapartida ao consumidor. Nesse sentido, o agente poderá perder o direito ao ativo constituído, caso não mantenha sua repactuação válida. Como requisito de validade, entendo ser necessário que:

- i. o agente de geração retorne ao MRE no prazo mínimo regulamentar; e
- ii. Permaneça no MRE até o término de sua outorga, ou pelo prazo mínimo de 25 anos³, nos casos de agentes de geração com mero registro.

29. Para efeito da apuração do saldo do ressarcimento devido ao resultado de 2015 que poderá ser convertido em extensão de prazo nos termos do art. 1º, §2º, da Lei nº 13.203, o período de ausência do agente de geração no MRE será computado no período de postergação de pagamento do prêmio de risco.

II.3 DO CRITÉRIO DE DESISTÊNCIA DAS AÇÕES JUDICIAIS

30. Sobre esse aspecto, retirou-se o conceito de grupo econômico anteriormente disposto na MP 688. O § 10 da Lei nº 13.203, de 2015, apresenta o critério de desistência das ações judiciais para que o agente possa repactuar o risco hidrológico em qualquer ambiente:

[...]

§ 10. O agente de geração que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, deverá, como condição para valer-se da repactuação prevista no caput,

³ Prazo médio de duração das outorgas vigentes considerado no cálculo do prêmio de risco do ACR.

desistir da ação judicial e renunciar a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação, protocolando requerimento de extinção do processo com resolução do mérito, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.”

[...]

31. Com isso, o comando expresso pelo referido §10 deve ser reproduzido no corpo da minuta de Resolução Normativa que regulamentará a repactuação do risco hidrológico.

II.4 DO ENQUADRAMENTO DAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DO PROINFA

32. Em estrito atendimento à MP nº 688, foi proposto pela SRM e SRG que a repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas assinantes dos contratos PROINFA-PCH-MRE seja também segregada em 2 parcelas, ACR e ACL, conforme procedimentos descritos na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL.

33. A Lei nº 13.203, de 2015, em seu § 12 dispõe sobre o assunto, no qual mantém-se o entendimento constante do voto da 41ª RPO:

[...]

§ 12. A energia de que trata o § 1º inclui a totalidade da energia contratada dos empreendimentos hidrelétricos definidos na alínea b do inciso II do § 8º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

[...]

34. Transcrevo a seguir, o que dispõe a alínea b do inciso II do § 8º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004:

[...]

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

[...]

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

[...]

II - proveniente de:

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, enquadradas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; ou

[...]

35. Dos trechos colacionados acima, destaca-se que o legislador fez referência expressa à expressão “energia contratada” dos empreendimentos hidrelétricos referido na alínea *b* do inciso II do § 8º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que trata exatamente da forma de contabilizar a cobertura contratual das distribuidoras.

36. Deste modo, na minuta de Resolução Normativa proposta foi incluído dispositivo informando que “A energia passível de repactuação no Ambiente de Contratação Regulada - ACR inclui a totalidade da energia contratada, nos termos do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dos empreendimentos hidrelétricos enquadrados no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

II. 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

37. Em suma, os termos de repactuação deverão refletir os aprimoramentos descritos neste voto e no deliberado na 41ª RPO.

38. Quanto ao prazo de adesão, propomos que o gerador deverá aderir até as 18 horas do dia 15 de janeiro de 2016 para fazer jus à repactuação com compensação do resultado de 2015, devendo demonstrar a desistência das ações judiciais na mesma data e horário. Caso algum agente queira optar no futuro, sem direito à compensação de 2015, a opção pela repactuação deverá ser manifestada até 30 de

setembro de cada ano, com vigência a partir de 1º de janeiro do ano subsequente.

39. Sobre os contratos de energia existente com lastro em mais de um empreendimento, reformo meu entendimento original por entender que é possível estabelecer critério baseado no mínimo entre o somatório da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos disponíveis para lastro e o montante de energia elétrica contratada. Deste modo, os agente de geração poderão solicitar a repactuação do risco hidrológico no âmbito do ACR da energia hidrelétrica associada a contratos regulados com lastro em múltiplos empreendimentos, inclusive com outras fontes energéticas.

40. Em relação à atualização dos valores de prêmio de risco, propõe-se que os valores vigentes no momento da repactuação, descritos nos Anexos I e II da minuta de Resolução Normativa, uma vez celebrado o termo de repactuação, sejam atualizados anualmente pelo Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA, sendo o primeiro reajuste em janeiro de 2017.

41. Nada obstante, considerando que poderá haver a adesão de geradores em anos futuros e que a quantidade e a qualidade da informação para o cálculo dos prêmios aumentarão com o histórico disponível, reforço que os valores aplicáveis às novas adesões possam ser recalculados periodicamente pela ANEEL, de modo a assegurar a adequabilidade da proposta de repactuação.

III – DIREITO

42. A presente análise encontra fundamentação: (i) Lei nº 8.987, de 1995; (ii) Lei nº 9.427, de 1996; (iii) Lei nº 9.784, de 1999; (iv) Lei nº 10.848, de 2004; (v) Decreto nº 2.335, de 1997; (vi) Decreto nº 5.163, de 2004; (vii) Decreto nº 5.177, de 2004; e (viii) Medida Provisória nº 688, de 2015.

IV – DISPOSITIVO

43. Em face do exposto e considerando o que consta do Processo nº 48500.006210/2014-19, voto (i) por aprovar a minuta de resolução normativa anexa, que estabelece os critérios de anuência para a repactuação do risco hidrológico e (ii) por encaminhar recomendação ao Ministério de Minas e Energia para que, doravante, promova a contratação de energia elétrica proveniente de geração hidrelétrica preferencialmente na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

Brasília, 11 de dezembro de 2015.

TIAGO DE BARROS CORREIA

Diretor

ANEXO I – Memória de cálculo da repactuação no ACL

I. Efeitos da repactuação no ACL para 2015

O valor do ressarcimento do resultado de 2015 foi calculado considerando (i) o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído (ii) da liquidação da energia secundária e (iii) do custo da energia de reserva.

- (i) O resultado do deslocamento hidráulico (DH) para o ano de 2015⁴ foi obtido a partir da Garantia Física *flat* (GF*flat*) - calculada pela GF sazonalizada - e geração realizada/estimada informada pela CCEE. Os valores realizados referem-se aos meses de janeiro a setembro, e os estimados aos meses de outubro, novembro e dezembro. O resultado do DH equivale à um GSF médio para o ano de 2015 de 85%. Tal DH foi valorado considerando os PLDs médios mensais para todo subsistema. O PLD médio para o ano de 2015 foi obtido a partir do histórico registrado até o mês de setembro. Para os meses de outubro, novembro e dezembro foram considerados os PLD projetados pela CCEE e publicados no infoPLD nº 209 – 1ª semana de outubro/2015. Foi considerada ainda a ponderação⁵ dos valores médios mensais para cada submercado: 58% para o SE/CO, 17% para S, 16,5% para o NE e 8,5% para o N. Para o PLD esperado de aproximadamente R\$ 271,00/MWh para o ano de 2015, o resultado das realizações mensais para o DH do ano de 2015 é de R\$ 40,25/MWh. Este valor de DH é o mesmo utilizado pela SRM e SRG para a repactuação do risco hidrológico no ACR, conforme Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL.

Tabela 1 – Valores mensais realizados e projetados

Mês	GSF	PLD médio R\$/MWh	Valor realizado (-)R\$/MWh
1	95%	388,48	20,31
2	92%	388,48	31,12
3	90%	384,36	36,91
4	85%	366,31	55,78
5	80%	365,81	72,93
6	76%	369,00	89,74
7	78%	234,92	51,68

⁴ Mesmo procedimento adotado para cálculo do DH de 2015 no mecanismo de repactuação do ACR.

⁵ Os pesos foram obtidos pela participação de cada submercado na carga total do SIN realizada em 2015 até setembro, conforme dados divulgados pelo ONS.

8	78%	145,00	32,20
9	82%	227,00	40,28
10	87%	151,00	19,88
11	86%	134,00	19,20
12	87%	104,00	13,23
Média	85%	271,00	40,25

- (ii) Não houve registros/expectativa de energia secundária para o ano de 2015.
- (iii) O custo da energia de reserva de aproximadamente R\$ 23,00/MWh é obtido considerando a contratação mínima de um *hedge* de 11% da garantia física, que seria a disponibilidade máxima de energia de reserva na hipótese de adesão integral dos agentes de geração ao instrumento de repactuação do risco hidrológico no ACL, no ano de 2015 e o valor de R\$ 207,49/MWh referente ao encargo de energia de reserva estimado para o ano de 2015, informado pela CCEE por meio da Carta CT-CCEE-2960/2014⁶ - 11% x R\$ 207,49/MWh = R\$ 22,82/MWh:

Tudo posto, o valor do resultado de 2015 a ser ressarcido aos agentes que repactuarem o risco no âmbito do ACL, equivale à diferença entre o resultado do DH de 2015, de R\$ 40,25/MWh, e o custo da energia de reserva, de R\$ 23,00/MWh, resultando em R\$ 17,25/MWh.

II. Da definição do prêmio de risco

O resultado aferido no item anterior, no valor de R\$ 17,25/MWh corresponde, por um lado, ao valor máximo de ressarcimento que poderia ser percebido pelos geradores em 2015, caso seja estabelecido o limite mínimo de 11% para esse ano e, por outro lado, ao valor mínimo do ressarcimento caso o limite mínimo de *hedge* fosse 5%. Sendo assim, tal montante pode ser adotado com o valor de referência, de modo a não criar um incentivo econômico inadequado, incentivando a contratação de volume de *hedge* inexpressivo com contrapartida exagerada no ressarcimento de 2015.

A Tabela 2 apresenta, a título ilustrativo, o valor do ativo do gerador referente ao ressarcimento do resultado de 2015 em diferentes produtos.

⁶ SICNet nº 48513.034967/2014-00.

Tabela 2 – Exemplificação do ativo do gerador referente ao ressarcimento do resultado de 2015 em diferentes produtos

Produto	Diferença entre o resultado do Deslocamento Hidráulico e o custo da Energia de Reserva R\$/MWh	Ativo do gerador referente ao ressarcimento do resultado de 2015 R\$/MWh
15%	9,00	17,25
14%	11,25	17,25
13%	13,25	17,25
12%	15,35	17,25
11%	17,25	17,25
10%	19,50	17,25
9%	21,50	17,25
8%	23,50	17,25
7%	25,75	17,25
6%	27,75	17,25
5%	29,75	17,25
4%	31,75	17,25
3%	34,00	17,25
2%	36,00	17,25
1%	38,25	17,25

III. Da utilização do DH para cálculo do ressarcimento de 2015

Caso o cálculo do ressarcimento para o ano de 2015 considerasse o resultado da geração da energia de reserva, ao invés do resultado do DH (R\$ 40,25/MWh) para o período, o resultado do ressarcimento a que os geradores teriam direito seria de R\$ 6,81/MWh, considerando um *hedge* de energia de reserva correspondente a 11% de sua garantia física:

Receita: $11\% \times R\$ 271,00/\text{MWh} = R\$ 29,81/\text{MWh}$

Custo de energia de reserva: $11\% \times R\$ 207,49/\text{MWh} \approx R\$ 23,00/\text{MWh}$

Ressarcimento: $R\$ 29,81/\text{MWh} - R\$ 23,00/\text{MWh} = R\$ 6,81/\text{MWh}$

Considerando um *hedge* de energia de reserva correspondente a 5% de sua garantia física, o resultado desse ressarcimento seria de R\$ 3,18/MWh:

Receita: 5% x R\$ 271,00/MWh = R\$ 13,55/MWh

Custo de energia de reserva: 5% x R\$ 207,49/MWh = R\$ 10,37/MWh

Ressarcimento: R\$ 13,55/MWh - R\$ 10,37/MWh = R\$ 3,18/MWh

IV. Efeitos da repactuação no ACL até 2019

A limitação até 31 de dezembro de 2019 da assunção dos direitos e obrigações da energia de reserva existente se dá pelo fato de que o Valor Presente Líquido – VPL do fluxo de caixa da contratação do hedge no patamar de 11% da GF seria negativo a partir de 2017:

Tabela 3 – VPL estimado para cada um dos produtos

	2016	2017	2018	2019	2020
Custo de Energia de Reserva (R\$/MWh)	207,49	207,49	207,49	207,49	207,49
PLD estimado⁷ (R\$/MWh)	144,68	141,97	140,84	147,80	147,33

	2016	2017	2018	2019	2020
Receitas 11% (R\$/MWh)	15,91	15,62	15,49	16,26	16,21
Receitas 10% (R\$/MWh)	14,47	14,20	14,08	14,78	14,73
Receitas 9% (R\$/MWh)	13,02	12,78	12,68	13,30	13,26
Receitas 8% (R\$/MWh)	11,57	11,36	11,27	11,82	11,79
Receitas 7% (R\$/MWh)	10,13	9,94	9,86	10,35	10,31
Receitas 6% (R\$/MWh)	8,68	8,52	8,45	8,87	8,84
Receitas 5% (R\$/MWh)	7,23	7,10	7,04	7,39	7,37
Receitas 4% (R\$/MWh)	5,79	5,68	5,63	5,91	5,89
Receitas 3% (R\$/MWh)	4,34	4,26	4,23	4,43	4,42
Receitas 2% (R\$/MWh)	2,89	2,84	2,82	2,96	2,95
Receitas 1% (R\$/MWh)	1,45	1,42	1,41	1,48	1,47

	2016	2017	2018	2019	2020
Prêmio 11% (R\$/MWh)⁸	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00
Prêmio 10% (R\$/MWh)	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75
Prêmio 9% (R\$/MWh)	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75
Prêmio 8% (R\$/MWh)	16,75	16,75	16,75	16,75	16,75
Prêmio 7% (R\$/MWh)	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50
Prêmio 6% (R\$/MWh)	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Prêmio 5% (R\$/MWh)	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
Prêmio 4% (R\$/MWh)	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50

⁷ PLD médio anual de 2016 a 2020 igual ao Custo Marginal de Operação, calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e publicado em 10 de março de 2015 (para o leilão A-5/2015), limitado ao PLD mínimo e máximo de 2015.

⁸ Valores aproximados dos prêmios a serem pagos pelo gerador na conta de reserva (R\$/MWh).

Prêmio 3% (R\$/MWh)	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
Prêmio 2% (R\$/MWh)	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
Prêmio 1% (R\$/MWh)	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Resultados 11% (R\$/MWh)	17,25	-7,09	-7,38	-7,51	-6,74	-6,79
Resultados 10% (R\$/MWh)	17,25	-6,28	-6,55	-6,67	-5,97	-6,02
Resultados 9% (R\$/MWh)	17,25	-5,73	-5,97	-6,07	-5,45	-5,49
Resultados 8% (R\$/MWh)	17,25	-5,18	-5,39	-5,48	-4,93	-4,96
Resultados 7% (R\$/MWh)	17,25	-4,37	-4,56	-4,64	-4,15	-4,19
Resultados 6% (R\$/MWh)	17,25	-3,82	-3,98	-4,05	-3,63	-3,66
Resultados 5% (R\$/MWh)	17,25	-3,27	-3,40	-3,46	-3,11	-3,13
Resultados 4% (R\$/MWh)	17,25	-2,71	-2,82	-2,87	-2,59	-2,61
Resultados 3% (R\$/MWh)	17,25	-1,91	-1,99	-2,02	-1,82	-1,83
Resultados 2% (R\$/MWh)	17,25	-1,36	-1,41	-1,43	-1,29	-1,30
Resultados 1% (R\$/MWh)	17,25	-0,55	-0,58	-0,59	-0,52	-0,53

	2016	2017	2018	2019	2020
VPL 11% (R\$/MWh)⁹	9,84	4,24	-0,96	-5,22	-9,13
VPL 10% (R\$/MWh)	10,51	5,54	0,92	-2,85	-6,31
VPL 9% (R\$/MWh)	10,97	6,44	2,23	-1,21	-4,37
VPL 8% (R\$/MWh)	11,43	7,34	3,54	0,43	-2,43
VPL 7% (R\$/MWh)	12,10	8,63	5,42	2,80	0,39
VPL 6% (R\$/MWh)	12,56	9,53	6,73	4,44	2,33
VPL 5% (R\$/MWh)	13,02	10,44	8,04	6,08	4,27
VPL 4% (R\$/MWh)	13,48	11,34	9,35	7,72	6,22
VPL 3% (R\$/MWh)	14,15	12,63	11,23	10,09	9,03
VPL 2% (R\$/MWh)	14,61	13,54	12,54	11,73	10,98
VPL 1% (R\$/MWh)	15,27	14,83	14,42	14,09	13,79

A parcela do risco hidrológico vinculado à energia contratada no ACL deve ser repactuada por meio da assunção de, no mínimo, 5% da energia em direitos e obrigações vinculados à energia de reserva. Tal restrição evita patamares elevados de VPL, conforme demonstrado na Tabela anterior.

Nota-se que o prêmio de risco (valores a serem pagos pelo gerador na conta reserva) supera o valor esperado do risco, de R\$(-)7,35/MWh, a partir de patamares de *hedge* de 4%. Em termos do VPL, a contratação até 2019 para um *hedge* de 5% é aquela que apresenta valor compatível ao valor esperado do risco.

⁹ VPL considerando os resultados de 2015 e taxa de desconto de 9,63% a.a.

Além do mais, no horizonte até 2019, o VPL do fluxo de caixa da contratação do *hedge* no patamar de 5% da GF da repactuação só será positivo ou bem próximo de zero para PLDs médios superiores a R\$ 105,00/MWh:

Tabela 4 – VPL estimado para cada um dos produtos para PLD = R\$105/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Custo de Energia de Reserva (R\$/MWh)	207,49	207,49	207,49	207,49	207,49
PLD estimado (R\$/MWh)	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00

	2016	2017	2018	2019	2020
VPL 11% (R\$/MWh)¹⁰	6,21	-2,48	-10,41	-17,64	-24,23
VPL 10% (R\$/MWh)	7,21	-0,57	-7,67	-14,14	-20,04
VPL 9% (R\$/MWh)	8,00	0,94	-5,50	-11,37	-16,73
VPL 8% (R\$/MWh)	8,79	2,45	-3,33	-8,60	-13,41
VPL 7% (R\$/MWh)	9,79	4,36	-0,59	-5,11	-9,22
VPL 6% (R\$/MWh)	10,58	5,87	1,58	-2,34	-5,91
VPL 5% (R\$/MWh)	11,37	7,38	3,75	0,43	-2,59
VPL 4% (R\$/MWh)	12,16	8,89	5,92	3,20	0,72
VPL 3% (R\$/MWh)	13,16	10,80	8,66	6,70	4,91
VPL 2% (R\$/MWh)	13,95	12,31	10,83	9,47	8,23
VPL 1% (R\$/MWh)	14,94	14,22	13,57	12,97	12,42

V. Dos valores estimados para o PLD

O valor estimado do PLD médio anual para a análise da repactuação do risco no ACL foi estabelecido a partir das 2.000 séries do Custo Marginal de Operação, limitado ao PLD mínimo e máximo de 2015, calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e publicado em 10 de março de 2015 (para o leilão A-5/2015).

Outros cenários também foram abordados: (i) PLD estimado a partir do Custo Marginal de Expansão – CME, calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e publicado por meio da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-043/2015, de 9 de março de 2015; e (ii) projeções de PLD fornecidos pela CCEE, até o ano de 2019.

O cenário adotado trata-se de um Cenário mais conservador e com valores próximos ao histórico existente.

Tabela 5 – Previsões PLD

	2016	2017	2018	2019	2020
PLD - CME (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
PLD - CMO (R\$/MWh)	144,68	141,97	140,84	147,80	147,33
PLD – CCEE	68,52	51,35	44,65	39,02	-

¹⁰ VPL considerando os resultados de 2015 e taxa de desconto de 9,63% a.a.

Considerando o PLD médio de 2016 a 2020 igual ao Custo Marginal de Expansão de R\$154,00/MWh, os valores aproximam-se do apresentado na Tabela 3 (PLD – CMO), com VPL do fluxo de caixa da contratação do *hedge* no patamar de 11% da GF negativo a partir de 2018:

Tabela 7 – VPL estimado para PLD = CME

	2016	2017	2018	2019	2020
VPL 11% (R\$/MWh) ¹¹	10,69	6,09	1,90	-1,93	-5,42
VPL 10% (R\$/MWh)	11,28	7,22	3,52	0,14	-2,94
VPL 9% (R\$/MWh)	11,67	7,95	4,57	1,48	-1,33
VPL 8% (R\$/MWh)	12,05	8,69	5,62	2,82	0,27
VPL 7% (R\$/MWh)	12,64	9,82	7,24	4,89	2,75
VPL 6% (R\$/MWh)	13,02	10,55	8,29	6,23	4,35
VPL 5% (R\$/MWh)	13,41	11,28	9,34	7,57	5,96
VPL 4% (R\$/MWh)	13,79	12,01	10,39	8,91	7,57
VPL 3% (R\$/MWh)	14,38	13,14	12,01	10,98	10,04
VPL 2% (R\$/MWh)	14,76	13,87	13,06	12,32	11,65
VPL 1% (R\$/MWh)	15,35	15,00	14,68	14,39	14,13

Na hipótese de ocorrência de PLD inferiores, como o informado pela CCEE, o VPL do fluxo de caixa da contratação do *hedge* no patamar de 5% da GF seria negativo a partir de 2017:

Tabela 6 – VPL estimado através de previsões da CCEE do PLD

	2016	2017	2018	2019
VPL 11% (R\$/MWh) ¹²	2,87	-10,30	-22,82	-34,64
VPL 10% (R\$/MWh)	4,17	-7,68	-18,95	-29,59
VPL 9% (R\$/MWh)	5,27	-5,46	-15,66	-25,28
VPL 8% (R\$/MWh)	6,36	-3,24	-12,36	-20,96
VPL 7% (R\$/MWh)	7,66	-0,62	-8,49	-15,92
VPL 6% (R\$/MWh)	8,75	1,61	-5,19	-11,61
VPL 5% (R\$/MWh)	9,85	3,83	-1,89	-7,29
VPL 4% (R\$/MWh)	10,94	6,05	1,40	-2,98
VPL 3% (R\$/MWh)	12,24	8,67	5,27	2,06
VPL 2% (R\$/MWh)	13,34	10,89	8,57	6,38
VPL 1% (R\$/MWh)	14,64	13,51	12,44	11,42

¹¹ VPL considerando os resultados de 2015 e taxa de desconto de 9,63% a.a.

¹² VPL considerando os resultados de 2015 e taxa de desconto de 9,63% a.a.