

Ao

Ministério de Minas e Energia - MME

via Portal de Consultas Públicas

Contribuição à Consulta Pública nº 037/2017

Objeto: Obter subsídios para o aprimoramento das propostas de alterações da Minuta do Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica referente às concessões de que trata o art. 8º, parágrafo 1º.-A, da Lei no. 12.873, de 11 de janeiro de 2013.

GP INVESTMENTS LTD., inscrita no CNPJ/MF sob o nº 07.857.850/0001-50, com sede na Cidade de Hamilton, Bermudas, no endereço 129 Front Street, vem apresentar contribuição à Consulta Pública nº 037/2017, que tem por objeto obter subsídios para o aprimoramento das propostas de alterações da Minuta do Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica referente às concessões de que trata o art. 8º, parágrafo 1º.-A, da Lei no. 12.873, de 11 de janeiro de 2013 e cuja divulgação foi publicada no Diário Oficial da União ("DOU"), em 28.08.2017, através da Portaria MME No. 342, de 25 de agosto de 2017, estabelecendo o período compreendido entre 28.08.2017 e 06.09.2017 como o período para envio de contribuições ("CP 037/2017" ou "Consulta Pública nº 037/2017").

A. Considerações sobre a Situação Econômico-Financeira e de Prestação dos Serviços das Distribuidoras Designadas

1. Antes de proceder à avaliação das propostas de alterações da Minuta de Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica, disponibilizadas para Consulta Pública, cabe primeiramente contextualizar a atual situação econômico-financeira e de prestação de serviços das referidas distribuidoras.

2. Tal contextualização é relevante para as decisões que serão tomadas pelo MME a partir das contribuições à CP 037/2017, objetivando o aprimoramento da Minuta do Contrato de Concessão.

3. A análise dos principais indicadores referentes às Distribuidoras Designadas, obtidos a partir das informações publicadas nas demonstrações financeiras das empresas para os exercícios de 2015 e 2016, possibilita afirmar que, em maior ou menor grau:

(i) as seis Distribuidoras Designadas estão em precária situação econômico-financeira; e

(ii) a situação apresentada no exercício de 2015 foi agravada no exercício de 2016.

4. A tabela a seguir apresenta os indicadores econômico-financeiros referentes ao exercício de 2016, calculados a partir de informações públicas:

<i>BRL mn</i>	CERON	ElectroAcre	CEAM	Boa Vista	CEPISA	CEAL	Total
Receita Líquida	1.286	370	2.072	288	1.948	1.090	7.054
PMSO Total	328	156	1.012	116	362	320	2.294
PMSO Regulatorio	217	85	369	33	323	244	1.270
EBITDA	-293	-32	-1.784	-56	-245	-166	-2.575
Juros	-251	-144	-1.957	-117	-223	-119	-2.811
QRR	-33	-16	-26	-9	-25	-43	-152
CFO	-577	-192	-3.767	-182	-493	-327	-5.538
Divida Líquida	2.186	665	11.323	968	1.798	1.577	18.517
Financeira	945	353	1.916	167	1.676	1.440	6.497
Fornecedores	4.775	488	12.720	819	246	164	19.212
Ressarcimentos	-3.534	-176	-3.313	-18	-124	-28	-7.193

Fonte: Demonstrativo de resultados das empresas para o ano de 2016. Nota: EBITDA do Amazonas exclui despesa com contratos honorários

5. Conforme estes números evidenciam, e de forma geral, as referidas empresas apresentam EBITDA negativo, elevado grau de endividamento e geração negativa de caixa.

6. De forma agregada, o conjunto das Distribuidoras Designadas apresentou no exercício de 2016 os seguintes resultados:

- (i) receita da ordem de R\$ 7 bilhões;
- (ii) PMSO de R\$ 2,3 bilhões, representado cerca 33% da Receita;
- (iii) EBITDA negativo, de cerca de R\$ 2,6 bilhões;
- (iv) Fluxo de Caixa negativo, da ordem de R\$ 5,5 bilhões; e
- (v) Dívida Líquida de R\$ 18 bilhões.

7. Tal resultado foi ainda pior que aquele apresentado no exercício de 2015, como demonstrado na tabela abaixo, evidenciando a contínua deterioração econômico-operacional das Distribuidoras Designadas. Supondo que a tendência de piora prossiga em 2017, a situação inicial em que as distribuidoras vão se encontrar no início de 2018, data em que o novo Concessionário deverá ter assumido as operações, será ainda mais crítica, justificando ainda mais a adoção de medidas extraordinárias de curto prazo que permitam a recuperação adequada do desempenho das concessões.

<i>BRL mn</i>	CERON	ElectroAcre	CEAM	Boa Vista	CEPISA	CEAL	Total
Δ EBITDA	-145	-13	-1.078	0	-147	-83	-1.465
2015	-148	-19	-706	-56	-98	-83	-1.110
2016	-293	-32	-1.784	-56	-245	-166	-2.575
Δ CFO	-231	-90	-2.226	-58	-198	-32	-2.835
2015	-346	-102	-1.541	-124	-295	-295	-2.703
2016	-577	-192	-3.767	-182	-493	-327	-5.538
Δ Dívida líquida	845	132	1.432	292	367	235	3.303
2015	1.341	533	9.891	676	1.431	1.342	15.214
2016	2.186	665	11.323	968	1.798	1.577	18.517

8. Recursos provenientes da RGR estão sendo alocados, a título de empréstimo, às seis Distribuidoras Designadas com o objetivo de mitigar a situação de geração negativa de caixa e possibilitar a continuidade da prestação dos serviços durante o período de designação, ainda que estes venham sendo prestados em caráter precário com qualidade aquém dos padrões regulatórios, o que se verifica, principalmente, pelos indicadores de qualidade dos serviços, pelo elevado nível de perdas elétricas e de receitas irrecuperáveis e reduzido programa de investimentos.

9. Os fatos e dados demonstram a precariedade da situação econômico-financeira das Distribuidoras Designadas e das condições dos serviços por elas prestados. A cobertura da geração negativa de caixa operacional por empréstimos provenientes da RGR, ainda que imprescindível, agrava no tempo o montante do endividamento das empresas, o qual já é relevante. Por outro lado, a realização de investimentos abaixo dos níveis requeridos associada à

limitação para a adoção de medidas de gestão contribui para deteriorar ainda mais a qualidade dos serviços prestados. Em outras palavras, o consumidor vem sendo duplamente onerado com a situação atual, pois não somente tem à sua disposição um serviço de qualidade precária, como também contribui com os recursos da RGR utilizados para manter as condições operacionais mínimas dessas empresas – aliás, não apenas os consumidores das Distribuidoras Designadas participam dessa contribuição, mas sim todos os consumidores cativos do Brasil.

10. Neste contexto, consideram-se significativamente pertinentes e relevantes as propostas de alterações da Minuta do Contrato de Distribuição em consulta pública, de forma:

- (i) Que tal situação não seja ainda mais agravada dentro do período de designação, no curto prazo com a precariedade e desequilíbrio da situação atual das Distribuidoras Designadas, no período anterior à assinatura dos Contratos de Concessão resultantes dos processos de licitação da concessão associada à troca de controle acionário (“Contrato de Concessão”); e
- (ii) e para que seja possível, criar condições necessárias ao êxito e competitividade dos processos de licitação da concessão associada à troca de controle acionário, assegurando com a assunção do novo Concessionário, a sua efetiva recuperação no período após a assinatura dos Contratos de Concessão, com a gradativa transição necessária para reestabelecimento das condições de qualidade e eficiência da prestação do serviço ao Consumidor.

11. Feitas essas considerações, passa-se a apresentar as contribuições às propostas de alterações em Consulta Pública.

B. Contribuição à Consulta Pública nº 037/2017

Proposta MME

22. No âmbito da CP 037/2017, foi disponibilizado pelo MME Ofício no. 296/2017-DR/ANEEL, encaminhado ao MME pela ANEEL, em 11 de agosto de 2017, através do qual a ANEEL explicita o entendimento de que há desequilíbrios nas concessões de distribuição, ora designadas a serem licitadas, fundamentalmente decorrentes dos custos operacionais, perdas de energia elétrica e empréstimos com recursos da Reserva Global de Reversão RGR. Informa ainda, que independentemente de quem seja o vencedor da licitação, a perda de valor nos primeiros anos, decorrente da diferença entre o reconhecimento tarifário e os custos para a prestação do serviço de distribuição, pode inviabilizar a licitação.

23. Neste contexto, a ANEEL propõe:

- a. O ajuste do nível tarifário, ainda no período de designação e por ocasião dos eventos tarifários de 2017, buscando o reequilíbrio da concessão e a viabilidade do processo licitatório. Tal ajuste deverá prever a elevação do referencial regulatório de perdas não técnicas, de custos operacionais, além do reconhecimento da receita necessária para a quitação dos empréstimos da RGR, permitindo a redução de parcelas futuras dos referidos empréstimos;
- b. Que a aplicação da flexibilização dos referenciais regulatórios referidos acima, consuma o entendimento de que não deverá haver pagamento pela outorga da concessão nos processos licitatórios, pois uma vez necessária a elevação das tarifas para equilíbrio da concessão, o critério da licitação deve ser a menos flexibilização tarifária possível, fazendo que o processo competitivo revele o real nível de flexibilização exigidos pelos potenciais investidores, em benefício dos consumidores;
- c. Que as flexibilizações contemplem as perdas não técnicas, os custos operacionais além do reconhecimento da receita tarifária necessária ao pagamento dos empréstimos da RGR;
- d. Ajustes pontuais às cláusulas da Minuta do Contrato de Concessão, encaminhado anteriormente pela ANEEL ao MME, resultante da AP 094/2016 (alterações apresentadas no Anexo ao Ofício no.296/2017-DR/ANEEL);
- e. Alterações da cláusula de disposições transitórias para explicitar que a possível revisão tarifária a ser realizada ao longo dos primeiros cinco anos da nova concessão, é extraordinária, mantendo-se as flexibilizações dos custos operacionais e perdas, a serem definidos no processo de licitação, perduram até a primeira revisão tarifária ordinária a ser realizada no quinto ano da nova concessão;
- f. Que os pagamentos dos empréstimos da RGR e o reconhecimento tarifário de tais componentes tenham início a partir da primeira revisão tarifária ordinária.

Contribuição

24. Passa-se a seguir a comentar e apresentar aprimoramentos como contribuição às propostas em Consulta Pública.

25. Da necessidade de efetuar ajuste do nível tarifário das distribuidoras, ainda no período de designação e por ocasião dos eventos tarifários de 2017, incluindo flexibilizações das perdas não técnicas, dos custos operacionais e o reconhecimento da receita tarifária necessária

ao pagamento dos empréstimos da RGR (**itens a, b, c e f acima**).

26. Considera-se adequado e imprescindível a aplicação de tais ajustes tarifários considerando o desequilíbrio atual das concessões das distribuidoras, a precária situação econômico-financeira e de prestação dos serviços aos consumidores e a previsível necessidade de continuidade de montantes significativos de empréstimos da RGR. No que se refere aos processos licitatório, entende-se que os mesmos terão maior chance de êxito, possibilitando maior transparência quanto aos benefícios tarifários para os consumidores, decorrentes de tais processos, bem como assegurando uma recuperação gradativa da qualidade dos serviços de distribuição.

27. Quanto às alterações da cláusula de disposições transitórias para explicitar que a possível revisão tarifária a ser realizada ao longo dos primeiros cinco anos da nova concessão, é extraordinária, e que as flexibilizações dos custos operacionais e perdas, a serem definidos no processo de licitação, perduram até a primeira revisão tarifária ordinária a ser realizada no quinto ano da nova concessão (**item e acima**).

28. Referida explicitação no texto do contrato deixa clara a continuidade das flexibilizações até a primeira revisão tarifária ordinária do quinto ano.

29. Quanto aos ajustes pontuais às cláusulas da Minuta do Contrato de Concessão, alterações apresentadas no Anexo ao Ofício no.296/2017-DR/ANEEL (**item d acima**).

30. Propõe-se que sejam ajustados os textos dos **parágrafos Primeiro e Segundo da Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Nona – Disposições Transitórias**, de forma a refletir as alterações decorrentes das seguintes contribuições de aprimoramento:

- a. No que se refere aos **Custos Operacionais Regulatórios**, propõe-se que os mesmos sejam definidos a partir do primeiro processo tarifário posterior à assinatura do contrato de concessão e nos 3 processos tarifários subsequentes ao mesmo e anteriores à primeira revisão ordinária do quinto ano, como um percentual **XCO, YCO, ZCO e WCO%**, sobre os custos operacionais do processo tarifário anterior à assinatura do Contrato de Concessão, devidamente atualizados conforme regra de reajuste da Parcela B, de forma a que o percentual WCO%, a ser aplicado no quarto processo tarifário corresponda ao valor percentual resultante do processo licitatório da concessão de distribuição.
- b. No que se refere às **Perdas não Técnicas Regulatórias**, propõe-se que as mesmas sejam definidas a partir do primeiro processo tarifário posterior à assinatura do contrato de concessão e nos 3 processos tarifários subsequentes ao mesmo e anteriores à primeira revisão ordinária do quinto ano, como um percentual **XPR, YPR, ZPR e WPR%**, sobre o mercado faturado de baixa tensão relativo ao período de referência de cada processo tarifário, de forma que o percentual WPR%, a ser aplicado no quarto processo tarifário,

corresponda ao percentual resultante do processo licitatório da concessão de distribuição.

c. Propõe-se que os percentuais XCO, YCO, ZCO e WCO% sejam fixados pelo Poder Concedente no Edital de Licitação e que os mesmos reflitam respectivamente os seguintes valores:

- i. **100% - 15% (100% - percentual resultante do processo licitatório)**, para o primeiro processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão;
- ii. **100% - 40% (100% - percentual resultante do processo licitatório)**, para o segundo processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão;
- iii. **100% - 70% (100% - percentual resultante do processo licitatório)**, para o terceiro processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão;
- iv. **percentual resultante do processo licitatório**, para o quarto processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão.

d. Propõe-se que os percentuais XPR, YPR, ZPR e WPR% sejam fixados pelo Poder Concedente no Edital de Licitação e que os mesmos reflitam respectivamente os seguintes valores:

- i. **% Perdas não Técnicas Reajuste 2017 - 15% (% Perdas não Técnicas Reajuste 2017 - percentual resultante do processo licitatório)**, para o primeiro processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão;
- ii. **% Perdas não Técnicas Reajuste 2017 - 40% (% Perdas não Técnicas Reajuste 2017 - percentual resultante do processo licitatório)**, para o segundo processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão;
- iii. **% Perdas não Técnicas Reajuste 2017 - 70% (% Perdas não Técnicas Reajuste 2017 - percentual resultante do processo licitatório)**, para o terceiro processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão;
- iv. **percentual resultante do processo licitatório**, para o quarto processo tarifário posterior à assinatura do Contrato de Concessão.

Justificativas para a Contribuição

- Entende-se os valores regulatórios flexibilizados para Custos Operacionais e Perdas não Técnicas a serem estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários de 2017 das distribuidoras designadas deverão ser aqueles compatíveis com o equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão.
- A partir do início da nova concessão, o novo concessionário deverá realizar investimentos e adotar medidas de gestão de forma a propiciar melhoria e eficiência gradativas tanto dos Custos Operacionais como de Perdas Regulatórias, cujos valores reais deverão evoluir

ao longo do ciclo tarifário.

- Salienta-se que concomitante ao desafio de redução dos custos operacionais e de perdas, o novo concessionário terá também, dentre outros específicos para cada área de concessão, o desafio da melhoria dos indicadores de Qualidade do Serviço e da realização dos investimentos de Universalização.
- Desta forma, entende-se que o Processo Licitatório para cada concessão deverá evidenciar através do processo competitivo, os percentuais regulatórios eficientes a serem aplicados em sua totalidade (100% do percentual resultante do processo licitatório), tanto para Perdas não Técnicas, como para Custos Operacionais, no quarto processo tarifário após a assinatura do Contrato de Concessão, de forma a propiciar a sustentabilidade do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.
- Objetivando propiciar ganhos tarifários para o Consumidor, já a partir do primeiro processo tarifário subsequente à assinatura do Contrato e de forma crescente e gradual até o quarto processo tarifário, propõe-se percentuais crescentes de redução sobre os valores a serem flexibilizados pela ANEEL, e incorporados às tarifas ainda em 2017, refletindo respectivamente para cada processo tarifário **15, 40, 70 e 100%** sobre os percentuais decorrentes do Processo Licitatório para Custos Operacionais e Perdas Não Técnicas.
- Conclui-se que a proposta ora apresentada nesta contribuição contribui para o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão ao longo do primeiro ciclo tarifário além de propiciar ganhos tarifários graduais e crescentes para o consumidor.

Atenciosamente,

GP INVESTMENTS LTD.

*

