

## ANEEL APROVA 8ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA EDP ESPÍRITO SANTO

**São Paulo, 06 de Agosto de 2019** - A EDP - Energias do Brasil S.A. (“EDP” ou “Companhia”) (“B3: ENBR3”) comunica ao mercado que a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública ordinária da diretoria ocorrida nesta data, homologou a Oitava Revisão Tarifária Periódica da EDP Espírito Santo (“EDP ES” ou “Distribuidora”), a ser aplicada a partir de 07 de agosto de 2019.

Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de -4,84 %, sendo -3,22 % para as unidades consumidoras atendidas em alta e média tensão e -5,56 % para aquelas atendidas em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que ocorre a cada três anos na EDP ES, a ANEEL recalcula os custos regulatórios gerenciáveis da distribuidora (Parcela B), que incluem: (i) os Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e (ii) o Custo Anual dos Ativos (CAA). Já os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada das geradoras, o transporte da energia, os encargos setoriais e os ajustes financeiros são definidos com base em projeções para os doze meses subsequentes, assim como na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

O Fator X é calculado em função dos componentes “Pd” (ganhos de produtividade) e “T” (trajetória para adequação de custos operacionais), que irão perdurar até a próxima Revisão Tarifária, além do componente “Q” (incentivo à qualidade), recalculado a cada processo tarifário, sendo os valores homologados em:

- “Pd”: 1,12%; “T”: -1,05%; “Q”: -0,28%.

Na composição dos custos gerenciáveis, destacam-se os seguintes componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta é de R\$ 4,198 bilhões e a Base de Remuneração Líquida é de R\$ 2,581 bilhões.

O índice regulatório definido pela ANEEL para as Perdas Técnicas para o próximo ciclo é de 7,06%, sobre a energia injetada. Já para as Perdas Não Técnicas em Baixa Tensão, a trajetória regulatória atingirá o patamar de 9,58% em 2022, considerando o valor definido no primeiro ano de 10,74%.

O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo foi de +R\$ 187,0 milhões, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis homologados (energia, transporte e encargos) e os efetivamente incorridos pela EDP ES no período tarifário de 2018 a 2019, e a previsão dos custos futuros.


**Composição do Reposicionamento Tarifário 2019**

Descrição	Resultado
Encargos Setoriais	R\$ 521.555.076,03
Transporte	R\$ 364.284.994,37
Compra de Energia	R\$ 1.575.080.280,89
<b>Total Parcela A</b>	<b>R\$ 2.460.920.351,29</b>
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 465.276.164,19
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 569.909.534,12
<b>Total Parcela B</b>	<b>R\$ 1.035.185.698,30</b>
Fator X Pd (Índice de Produtividade da Parcela B)	1,12%
Fator X Q (Mecanismo de Incentivo à Qualidade)	-0,28%
Fator X T (Índice de ajuste de Custos Operacionais)	-1,05%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Outras Receitas	<b>-R\$ 47.586.277,46</b>
<b>Parcela B ajustada</b>	<b>R\$ 978.928.506,05</b>
<b>Receita Requerida (Parcela A + Parcela B)</b>	<b>R\$ 3.439.848.857,34</b>
Componentes Financeiros	R\$ 187.026.783,66
<b>Efeito médio a ser percebido pelo consumidor</b>	<b>-4,84%</b>

**Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas**

*Diretor Presidente e de Relações com Investidores*

## **ANEEL APPROVES THE 8<sup>th</sup> PERIODIC TARIFF REVIEW OF EDP ESPÍRITO SANTO**

**São Paulo, August 06<sup>th</sup>, 2019** - EDP - Energias do Brasil S.A. (“EDP” or “Company”) (“B3: ENBR3”) announces to the market that the National Electricity Agency (“ANEEL”), at an ordinary public meeting held on this date, approved the 8<sup>th</sup> Periodic Tariff Review of EDP Espírito Santo S.A. (“EDP ES” or “Distributor”), to be applied from August 07<sup>th</sup>, 2019.

When compared to the current tariff, the average effect to be notice by consumers will be -4.84 %, being -3.22 % to high and medium voltage consumers and -5.56 % to low voltage consumers.

In the Periodic Tariff Review process, which occurs every three years for EDP ES, ANEEL recalculates the distributor's manageable regulatory costs (Component B), which includes: (i) Administration, Operation and Maintenance Costs, and (ii) the Annual Asset Costs. Non-Manageable Costs (Component A), which include energy purchased from generators, energy transportation, sector charges and financial adjustments, are based on projections for the following twelve months, as well as price changes in the previous twelve months.

The X-Factor is calculated based on the “Pd” (Gains of Productivity) and “T” (Trajectory for Operational Costs Adequacy) components, which will last until the next Tariff Review, in addition to the “Q” (Quality Incentive) component, recalculated for each tariff process, with the values being approved in:

- “Pd”: 1.12%; “T”: -1.05%; “Q”: -0.28%.

In the Manageable Costs composition, the following components stand out: Capital Remuneration and Regulatory Reintegration Quota, derived from the homologated Regulatory Remuneration Asset Base. Gross Remuneration Asset Base was set at R\$ 4.198 billion and Net Remuneration Asset Base was set at R\$ 2.581 billion.

The regulatory index defined by ANEEL for Technical Losses for the next cycle is 7.06% over the injected energy. For Low Voltage Non-Technical Losses, the regulatory trajectory will reach 9.58% in 2022, considering the value set for the first year of 10.74%.

The adjustment of financial items recognized by ANEEL in this process was +R\$ 187.0 million, referring to the difference between the approved non-manageable costs (energy, transportation and charges) and those actually incurred by EDP ES in the 2018-2019 tariff period, and the future costs forecast.



### Composition of 2019 Tariff Repositioning

Description	Result
Sector Charges	R\$ 521,555,076.03
Transport	R\$ 364,284,994.37
Electricity Purchase	R\$ 1,575,080,280.89
<b>Total Component A</b>	<b>R\$ 2,460,920,351.29</b>
Administration, Operation and Maintenance Costs	R\$ 465,276,164.19
Annual Asset Costs	R\$ 569,909,534.12
<b>Total Component B</b>	<b>R\$ 1,035,185,698.30</b>
Pd X-Factor (Productivity Index of Component B)	1.12%
Q X-Factor (Quality Incentive Mechanism)	-0.28%
T X-Factor (Operating Cost Adjustment Index)	-1.05%
Demand Override Revenue and Other Revenues	<b>-R\$ 47,586,277.46</b>
<b>Adjusted Component B</b>	<b>R\$ 978,928,506.05</b>
<b>Required Revenue (Component A + Component B)</b>	<b>R\$ 3,439,848,857.34</b>
Financial Components	R\$ 187,026,783.66
<b>Average Effect to be Notice by Consumers</b>	<b>-4.84%</b>

**Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas**

*Diretor Presidente e de Relações com Investidores*