



# Eletrobras

## Eletrosul

### **CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA Nº 006/2019, REFERENTE À METODOLOGIA E ATUALIZAÇÃO DA TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL**

**Departamento Planejamento, Orçamento**

**e Captação de Recursos - DPC**

**Diretoria Financeira - DF**

## Índice

1. INTRODUÇÃO .....	3
2. QUESTIONAMENTOS ANEEL .....	4
3. CONTRIBUIÇÃO ADICIONAL .....	17
a. Função de remuneração dos ativos totalmente depreciados.....	17
CONCLUSÃO .....	22

## 1. INTRODUÇÃO

Por meio da Nota técnica nº 11/2019-SRT/SRM/SGT/SCT/SFE/SFF/ANEEL, de 19 de março de 2019 a ANEEL trouxe para discussão com a sociedade o aprimoramento de comandos regulamentares afetos a vida útil regulatória de equipamentos de transmissão com a instauração da consulta pública nº 006/2019.

Dentre os fatos apresentados vale lembrar que a Lei nº 8.987/1995 define no dispositivo do Art 29 que cabe ao poder concedente estimular a qualidade e criar mecanismos que gerem competitividade conforme destacado pela ANEEL na referida nota técnica.

“ Segundo o Art. 29, o Poder Concedente, é responsável, entre outras atividades, por zelar pela boa qualidade do serviço; estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação; e incentivar a competitividade. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e em seu Art. 3º atribuiu à Agência essas responsabilidades.”

Lembramos que a substituição de equipamentos com vida útil esgotada está prevista nos regulamentos da ANEEL e atualmente rege com base na Resolução Normativa 643/2014, que alterou a Resolução Normativa 443/2011, em que tal substituição está enquadrada como melhoria.

Hoje já há um dispositivo na REN 643 em que os agentes devem informar anualmente a relação dos equipamentos com “vida útil regulatória” remanescente de até quatro anos e daqueles sem possibilidade de continuar em operação. Ou seja, já é conhecido pelo regulador o montante em ATD, porém não há um mecanismo de compensação regulatória para incentivar a manutenção desses ativos ao invés de substituí-los.

Assim, adicionalmente à análise das ponderações propostas pela ANEEL nesta consulta Pública a Eletrosul está encaminhando uma proposta metodológica para remunerar as transmissoras de modo a manter a segurança do sistema e não se afastar da modicidade tarifária perseguida pelo regulador.

## 2. QUESTIONAMENTOS ANEEL

Perante a análise realizada pela Aneel valendo-se dos estudos já realizados por essa agência e em complemento a informações levantadas pela ABRATE a Eletrosul apresenta respostas às questões entendidas como necessárias para o entendimento do risco associado a manutenção à ativos em operação.

Questão 1 - Quais são as consequências para o SIN da utilização de equipamentos de transmissão com “vida útil regulatória” esgotada?

**Resposta:** Entendemos que, caso esses equipamentos estejam seguindo os procedimentos de rede adequadamente e as concessionárias realizem através de suas equipes de manutenção e operação as ações necessárias para a criticidade da vida útil remanescente do bem, o sistema funcionaria com menor risco associado de falhas. Porém caso isso não ocorra, há um elevado risco sistêmico, pois a utilização de equipamentos acima da vida útil regulatória, que por conceito, reflete a média da vida útil física, remete à redução de confiabilidade dos ativos, com o aumento da taxa de falha ao longo do tempo, acarretando indisponibilidade dos serviços de transmissão associados.

Vale ressaltar que as várias tecnologias e concepções de equipamentos em operação acarretam desvios em relação à vida útil regulatória estabelecida e, ainda, um ativo de forma isolada pode ter sua vida útil física significativamente menor ou maior que a vida útil regulatória. A utilização de amostragens reduzidas ou análises individualizadas maximizam a possibilidade de desvios.

Questão 2 - A regulamentação deve incentivar a substituição ou a permanência de equipamentos com “vida útil regulatória” esgotada? Existem outras alternativas?

**Resposta:** Corrobora com o exposto pela ABRATE e adicionalmente a ELETROSUL propõe no item 3 desta contribuição uma forma de mensurar o percentual de remuneração e de gerar uma modicidade tarifária para o consumidor.

Questão 3 - Qual é o percentual de equipamentos do SIN que superaram a “vida útil regulatória”? Como tem sido a evolução desse percentual desde o ano de 2013? Apresentar metodologia de cálculo e fonte dos dados.

**Resposta:** Essa questão está em avaliação e será respondida posteriormente.

Questão 4 - Qual é o percentual de equipamentos que superaram a “vida útil regulatória”, por concessão? Como tem sido a evolução desse percentual desde o ano de 2013? Apresentar metodologia de cálculo e fonte dos dados.

**Resposta:** Essa questão está em avaliação e será respondida posteriormente.

Questão 5 - Qual é o percentual de substituição de equipamentos no SIN por superação de “vida útil regulatória” em relação ao total de equipamentos superados? Como tem sido a evolução desse percentual desde o ano de 2013? Apresentar metodologia de cálculo e fonte dos dados.

**Resposta:** Essa questão está em avaliação e será respondida posteriormente.

Questão 6 - Qual é o percentual de substituição de equipamentos por superação de “vida útil regulatória” em relação ao total de equipamentos superados, por concessão? Como tem sido a evolução desse percentual desde o ano de 2013? Apresentar metodologia de cálculo e fonte dos dados.

**Resposta:** Essa questão está em avaliação e será respondida posteriormente.

Questão 7 - Quais são as motivações para os equipamentos com “vida útil regulatória” superada não serem substituídos?

**Resposta:** Corrobora com o exposto pela ABRATE.

Questão 8 - De alguma forma a Lei de prorrogação das concessões influenciou na avaliação quanto ao momento de substituição de equipamentos com “vida útil regulatória” superada? Como?

**Resposta:** Corrobora com o exposto pela ABRATE.

Questão 9 - Que parâmetros embasam a decisão para substituição de um ativo?

**Resposta:** Corrobora com o exposto pela ABRATE.

Questão 10 - Em que medida a “vida útil regulatória” deve ser aderente à “vida útil física” e à “vida útil econômica”? Como adequar esses parâmetros de forma dinâmica na existência de comandos legais fixando períodos máximos de amortização de

investimentos?

**Resposta:** Corroborando o exposto pela ABRATE

Questão 11 - Quais são as técnicas utilizadas para determinar a “vida útil física” remanescente de um equipamento? Qual a incerteza associada a essas técnicas?

**Resposta:** As técnicas atuais de verificação de vida úteis ainda são insuficientes para produzir estimativas confiáveis da vida útil dos ativos não obstante o aprimoramento tecnológico presenciado no setor elétrico nas últimas décadas.

Além das ineficiências inerentes a cada técnica, há dificuldades adicionais derivadas do estado de degradação do equipamento e das peculiaridades de cada classe de equipamentos.

Porém as manutenções preditivas aliadas ao cumprimento dos procedimentos de redes e atividades de oficina realizadas na concessionária demonstram que é possível estender a vida útil do ativo após o fim da vida útil regulatória de maneira que mitigue o risco de falha associado à extensão da vida útil.

Questão 12 - Qual a influência do perfil de receita na decisão por substituir equipamentos com “vida útil regulatória” superada?

**Resposta:** Corroborando com o exposto pela ABRATE, porém por um olhar econômico-financeiro a proximidade do término da concessão e a taxa de remuneração oferecida são fatores que afetam a decisão de substituição de equipamentos com vida útil regulatória superada tanto no perfil plano quanto no decrescente. Contudo, neste último perfil, há uma maior vantagem referente à substituição, pois a substituição reduz a disparidade entre as receitas obtidas no início e no fim da concessão.

Questão 13 - Quanto à capacidade de financiamento, de pessoal técnico, dos fabricantes e dificuldades de conseguir intervenções com o ONS, qual é o espaço em que se vislumbra a atuação da ANEEL nesses tópicos? É papel da agência interferir nesses processos?

**Resposta:** Corroborando com o exposto pela ABRATE.

Questão 14 - Como a regulação influencia na “vida útil física” dos equipamentos?

**Resposta:** Corrobora com o exposto pela ABRATE.

Questão 15 - Nos setores de distribuição e geração, o tema é tratado de uma maneira mais adequada? Quais boas práticas adotadas nesses setores podem ser aproveitadas no âmbito da transmissão?

**Resposta:** A ELETROSUL não tem contribuição para esse tema.

Questão 16 - Em outros tipos de serviços públicos concedidos já existiu ou existe a mesma situação? Como foi ou está sendo tratado pela agência reguladora responsável? Quais boas práticas adotadas podem ser aproveitadas no âmbito da transmissão?

**Resposta:** A ELETROSUL não tem contribuição para esse tema.

Questão 17 - Como é a experiência internacional neste assunto? Existe algum país com regulação similar onde se entende que o assunto é tratado de forma adequada e em que o Brasil pode se espelhar? Quais boas práticas adotadas podem ser aproveitadas no âmbito da transmissão?

**Resposta:** Em um apanhado geral das metodologias utilizadas por outros países a Eletrosul cita alguns trabalhos realizados nos países pesquisados como Portugal, Colômbia, Reino Unido, Austrália, Canadá e Estados Unidos, para criar um referencial racional próximo ao que ocorre no Brasil e para balizar a criação de uma metodologia adequada ao setor elétrico brasileiro, que em muitos aspectos como interligação e tamanho, é distinto do mundial.

## **PORTUGAL**

No que respeita à Rede Nacional de Transporte **existem ativos que se encontram totalmente amortizados, mas que continuam em condições operacionais que respeitam os padrões de segurança e qualidade de serviço.** Além disso, os custos de operação e manutenção destes equipamentos podem considerar-se aceitáveis, apesar da idade dos equipamentos, não induzindo acréscimos assinaláveis nos custos de exploração da empresa. Perante uma regulação por custos aceites, o operador da rede de

transporte seria levado à substituição destes ativos, pelo facto dos respetivos custos com capital (remuneração do ativo e amortização), após o final da vida útil, serem nulos.

**Assim, no período de regulação 2009-2011 foi estabelecido o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), aplicável a linhas e transformadores de potência, com o objetivo de prolongar a vida operacional destes equipamentos que, apesar de se encontrarem totalmente amortizados, têm uma condição operacional que permite cumprir os padrões de segurança e qualidade de serviço. A definição dos parâmetros associados a este incentivo ocorreu em 2009, constando do Despacho n.º 18 138/2009, de 27 de julho. No período de regulação 2012-2014, manteve-se a aplicação do incentivo MEEFVU, bem como os seus parâmetros, nomeadamente a taxa de remuneração, igual à dos investimentos valorizados a custos de referência, e o parâmetro de partilha de 50%.**

No caso das Linhas o valor aceite na aplicação do incentivo é o valor histórico do imobilizado. No entanto, no caso dos transformadores o valor histórico do imobilizado não está disponível, sendo considerado para este efeito o custo de referência a preços de 2009, tendo por base os custos unitários estabelecidos pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, e as características técnicas das máquinas que atingem o fim de vida útil.<sup>1</sup>

---

1

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2015/Documents/PaginaPrincipal/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf>



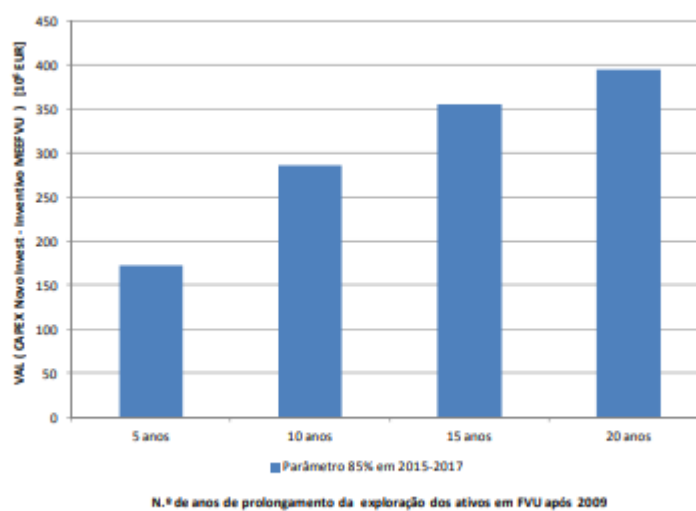
**Quadro 2-3 - Aplicação do incentivo à extensão da vida útil no período de 2009 a 2014**

Unidade: 10<sup>9</sup> EUR

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 E
Taxa de remuneração	9,05%	8,89%	9,06%	11,05%	9,56%	9,26%
Parâmetro do incentivo	20,0%	30,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
<b>Linhas</b>						
Ativo em fim de vida útil aceite	174 644	177 566	230 077	285 689	313 535	311 081
N.º de anos de vida útil	30	30	30	30	30	30
Amortização do exercício	5 821	5 919	7 669	9 523	10 451	10 369
Remuneração do ativo em fim de vida útil	263	263	347	526	500	480
<b>Custo com capital</b>	<b>6 085</b>	<b>6 182</b>	<b>8 017</b>	<b>10 049</b>	<b>10 951</b>	<b>10 849</b>
<b>Incentivo para Linhas</b>	<b>1 217</b>	<b>1 855</b>	<b>4 008</b>	<b>5 024</b>	<b>5 475</b>	<b>5 425</b>
<b>Transformadores</b>						
Ativo em fim de vida útil aceite	128 461	150 268	167 092	168 655	157 650	184 474
N.º de anos de vida útil	30	30	30	30	30	30
Amortização do exercício	4 282	5 009	5 570	5 622	5 255	6 149
Remuneração do ativo em fim de vida útil	194	223	252	310	251	285
<b>Custo com capital</b>	<b>4 476</b>	<b>5 232</b>	<b>5 822</b>	<b>5 932</b>	<b>5 506</b>	<b>6 434</b>
<b>Incentivo para Transformadores</b>	<b>895</b>	<b>1 569</b>	<b>2 911</b>	<b>2 966</b>	<b>2 753</b>	<b>3 217</b>
<b>Total do incentivo</b>	<b>2 112</b>	<b>3 424</b>	<b>6 919</b>	<b>7 991</b>	<b>8 229</b>	<b>8 642</b>

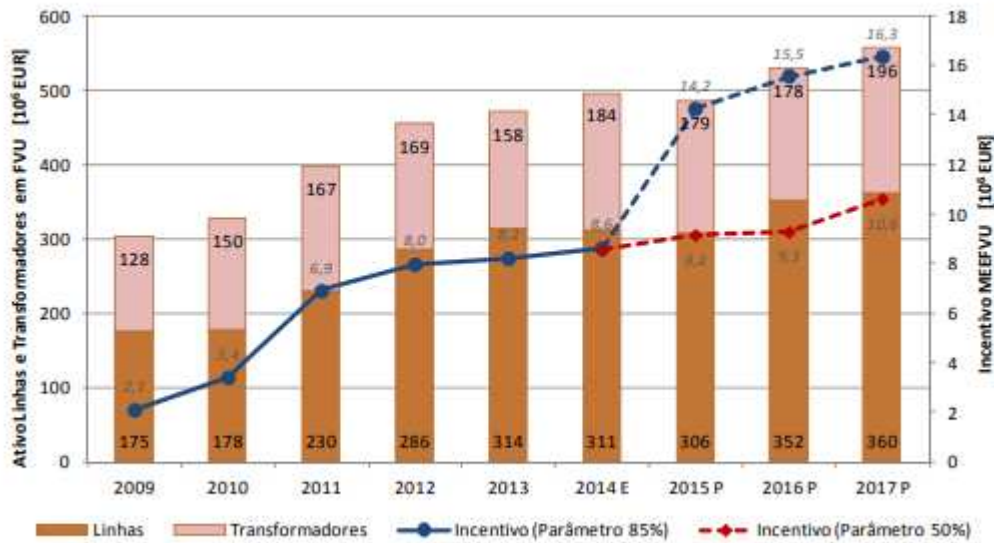
Fonte: ERSE, REN

**Figura 2-10 - Benefícios para os consumidores resultantes do incentivo MEEFVU**



Fonte: ERSE, REN

Figura 2-11 - Evolução dos ativos em fim de vida útil



Fonte: ERSE, REN

Quadro 2-4 - Parâmetros a aplicar no incentivo à extensão da vida útil

	2014	2015	2016	2017
Parâmetro associado ao incentivo à extensão de vida útil ( $\alpha$ )	50%	85%	85%	85%
Taxa de remuneração de ativos em fim de vida útil ( $r_{fma}$ )	WACC dos investimentos a custos de referência			

Fonte: ERSE

## COLÔMBIA

Antes que termine o tempo de utilização dos ativos e com a antecedência que considere necessária para tomar as medidas respectivas, a UPME (Unidade de Planejamento Mineral Energética) **determinará no Plano de Expansão se há necessidade de manter o projeto em operação e, com base na sua análise, indicará se o projeto é necessário indefinidamente ou fixará o número de anos adicionais em que ele será necessário.** Se for concluído que o projeto continua a ser necessário com a finalidade exclusiva de beneficiar o sistema de transmissão nacional, a empresa transmissora, mediante comunicação escrita, manifestará à UPME o seu interesse em continuar operando e sendo responsável pelos ativos e anexará uma avaliação técnica, emitida por uma firma de engenharia, do estado em que se encontram os ativos que compõem o projeto. (...) **Se a avaliação técnica determinar que os ativos se encontram em**

**condições ótimas para continuar operando, a empresa transmissora por eles responsável deverá solicitar à CREG a sua inclusão em sua base de ativos, tendo em conta a metodologia vigente para a remuneração de ativos integrantes do sistema de transmissão nacional, (...).**

Fica claro que a CREG criou uma regra ad hoc para permitir a remuneração de ativos totalmente depreciados que ela julgou oportuno manter em serviço para suprir as necessidades do sistema de transmissão Colombiano.

Desde 2014, a Colômbia deixou de adotar o método do valor novo de reposição para avaliação de ativos, e passando a adotar o método utilizado pelo regulador Australiano, ou seja, o DORC (a nova metodologia ainda está em discussão pelo que foi definido pelo autor). **Essa metodologia já prevê uma remuneração para ativos totalmente depreciados ainda em serviço, o que demonstra a preocupação do regulador Colombiano com essa questão.** (ABRATE)

Além disso, o Documento CREG-010 de 11 de fevereiro de 2009 40 estabelece que vidas úteis internacionalmente reconhecidas entre 35 e 40 anos para linhas e 30 anos para equipamentos em subestações. No entanto, considerando as informações fornecidas pelas empresas para "os últimos 6 anos", **é estabelecido que a taxa de substituição é inferior a 1% (consistente com uma VU de 100 anos), o que é muito inferior ao estimado considerando uma VU de 24 anos, que deve ser de 4% da média.**

O documento CREG-010 de 2009 afirma que as empresas mostraram que se um IC de 10 anos for considerado para elementos eletrônicos e de comunicação que compõem uma linha Bay e 40 anos para o resto do equipamento, é uma VU média para a Unidade Construtiva (daqui para a frente UC) de 26 anos. No entanto, o regulador ressalta que apenas o valor FOB da UC foi considerado, e 85% do custo, associado à instalação e montagem, ainda não foram incorporados.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/04/informe-vida-util-ATS.pdf>

## REINO UNIDO

A principal mudança no cálculo da depreciação estabelece que as vidas regulatórias dos ativos devem passar a refletir as suas vidas econômicas esperadas. A ideia é fazer com que os custos dos ativos sejam distribuídos ao longo do tempo em que eles são efetivamente usados, de forma a balancear os interesses dos consumidores existentes e dos consumidores futuros. (ABRATE)

Ouvindo os operadores históricos, a OFGEM realizou uma simulação de impacto, decidindo usar uma vida de 45 anos para novos investimentos e 20 em investimentos em transmissão para energias renováveis, realizadas antes da decisão, a fim de minimizar as incertezas. Na decisão considerou-se que:

- Segundo as respostas, a vida técnica varia entre 54 e 60 anos, e assim permanecerá em o cenário de aumento da demanda.

- **Foi permitido um aumento no uso de ativos de curta duração, associado a redes inteligentes ou ativos de geração que poderiam mudar sua localização.**<sup>3</sup>

## AUSTRÁLIA

A fórmula (1) traz embutido o mecanismo de depreciação dos ativos da firma regulada (ver Apêndice):

$$DORC_{t-1} - DORC_t = ORC_{t-1} \left[ r_{WACC} \left( \frac{1+g}{1+r_{WACC}} \right)^{T-t+1} - g \right].$$

A cada ano até o final da sua vida útil no período  $T$ , os ativos da empresa regulada devem ser depreciados de acordo com a fórmula acima. **É importante observar que a vida útil de um ativo termina, de acordo com a metodologia *DORC*, quando ele não tem mais condições físicas de ser utilizado ou é melhor, do ponto de vista econômico, que ele seja substituído por outro ativo (essa é a ideia de vida economicamente útil).** Isso deixa claro que ativos que ainda estão em serviço devem

---

<sup>3</sup> <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/04/informe-vida-util-ATS.pdf>

continuar a ser remunerados, já que eles ainda não esgotaram a sua vida economicamente útil.

O esquema de depreciação representado por (2), embora seja o único consistente com os fundamentos econômicos da metodologia DORC, não é o adotado na Austrália. A AER e outros reguladores Australianos preferem recorrer a um esquema tradicional de depreciação linear em  $DORC_0 = ORC_0 \times (l_0 - a) / l$ , que, segundo Jorgenson (2003), o valor inicial da base de remuneração é dada por:

Onde  $a$  é a idade do ativo no tempo 0,  $l_0$  é a vida útil estimada do ativo e  $l$  é a vida útil estimada ou do ativo existente ou do seu equivalente otimizado. Dada a longa vida útil de ativos de infraestrutura, em geral a razão tem um valor alto.

**Observe que, ao contrário do que recomenda a teoria econômica do DORC, o regulador Australiano não “re-otimiza” os ativos da firma regulada a cada período.** Essa e outras deficiências na implementação da metodologia DORC levaram a distorções que geraram muitas críticas à atuação do regulador. Esse debate continua acalorado na Austrália.

## **CANADÁ**

Grande parte da infraestrutura de geração, transmissão e distribuição do Canadá está chegando ao fim de sua expectativa de vida. **A Toronto Hydro Corporation, por exemplo, estima que aproximadamente um terço de seus ativos de distribuição de eletricidade estão atualmente além da expectativa de vida útil.** Da mesma forma, a BC Hydro e a autoridade de energia (BC Hydro) reconhece que muitos ativos foram construídos antes de 1970 e seu envelhecimento e estado de deterioração devem ser abordados.

O setor de eletricidade do Canadá está em um ponto crítico de inflexão. Com grande parte da infraestrutura de eletricidade do país se aproximando do fim de sua expectativa de vida, investir na renovação e modernização da rede hoje será essencial para garantir um fornecimento de energia confiável, econômico e sustentável amanhã. **Os custos de fazer isso serão altos - pelo menos US \$ 350 bilhões em investimentos de capital nos próximos 20 anos -, mas serão necessários para resolver a deterioração das condições dos ativos de serviços públicos.**

**Esta necessidade sem precedentes de investimento em infra-estrutura está elevando as tarifas de eletricidade, com um preço médio de varejo de 20% em 2035 comparado a 2013.** Somente através de uma abordagem sistemática da inovação será possível pilotar novas tecnologias para atender a demanda, rapidamente mudando a demanda e encontrando novas eficiências para mitigar o impacto do aumento das taxas.

Os gastos de capital em infraestrutura nova e reformada estão aumentando a cada ano, à medida que os serviços públicos começam a reduzir esse déficit de infraestrutura. Entre os membros da CEA Corporate Utility, os gastos com infraestrutura de transmissão e distribuição aumentaram de US \$ 5,6 bilhões em 2011 para US \$ 7,6 bilhões em 2012 e, em seguida, para US \$ 9,0 bilhões em 2013, um aumento de 61% em três anos.<sup>10</sup> US \$ 14 bilhões em 2013, um aumento de 17,7% em relação a 2012.<sup>4</sup>

## **ESTADOS UNIDOS**

Em consulta ao artigo divulgado pela FINDLAW ,segundo <sup>5</sup>a Comissão, seria **inadequado que os órgãos jurisdicionais incluíssem os custos com a aposentadoria dos ativos na base tarifária e cobrassem uma taxa de devolução e os respectivos impostos sobre a renda sobre esses valores em tarifas jurisdicionais.** A Comissão, portanto, adotou novos regulamentos exigindo que as empresas jurisdicionais que registraram uma obrigação de retirada de ativos em seus livros de acordo com a nova regra fornecessem, como parte de qualquer pedido inicial de taxa ou depósito de mudança geral de tarifa, um cronograma identificando todas as obrigações de o cálculo do custo do serviço que suporta as taxas propostas. Se a entidade jurisdicional não estiver buscando recuperar os custos das obrigações de baixa de ativos em taxas, a entidade deve remover todos os componentes de custo relacionados à obrigação de retirada de ativos de seu custo de serviço. Qualquer entidade que pretenda recuperar esses custos em taxas deve fornecer um estudo detalhado que suporte os montantes propostos a serem cobrados em taxas.

---

<sup>4</sup> <https://electricity.ca/wp-content/uploads/2015/02/ElectricUtilityInnovation.pdf>

<sup>5</sup> <https://corporate.findlaw.com/litigation-disputes/ferc-issues-new-rules-governing-the-accounting-reporting-and.html>

Em consonância com a Norma FASB nº 143, emitida em junho de 2001, a nova regra da FERC exige que uma entidade jurisdicional reconheça um passivo pelo valor justo de uma obrigação de retirada de ativos (calculado com base em valor presente líquido). no momento em que o ativo é construído, adquirido ou quando uma alteração em uma lei cria uma obrigação legal de executar as atividades de aposentadoria. Após o reconhecimento inicial desse passivo, a entidade de negócios deve aumentar o custo do ativo que deve ser retirado pelo valor do passivo reconhecido de aposentadoria. Esses custos de baixa de ativos capitalizados são então depreciados ao longo da vida do ativo. A Comissão observou que a contabilidade exigida na nova regra produziria os mesmos resultados que a aplicação do FASB 143.

A Comissão explicou que sua nova regra melhoraria a consistência na contabilização e divulgação de obrigações legais relacionadas à aposentadoria de ativos tangíveis de longa duração. Atualmente, as empresas respondem por essas obrigações legais de várias maneiras. Algumas entidades jurisdicionais não reconhecem os custos associados às obrigações de descontinuidade de ativos legais em suas contas. Outras entidades jurisdicionais reconhecem esses valores apenas no processo de fixação de tarifas como um componente da depreciação acumulada. A nova regra também fornece às partes interessadas do setor uma divulgação mais transparente dos custos relacionados à obrigação legal. Todas as entidades afetadas agora contabilizarão separadamente e reportarão o passivo para as obrigações de retirada de ativos, capitalizarão os custos de retirada de ativos, debitarão os lucros pela depreciação do ativo e cobrarão as despesas operacionais pelo acréscimo do passivo.

A Comissão estabeleceu novas contas FERC para registrar: (1) os custos associados a obrigações legais relacionadas à aposentadoria futura ou descomissionamento de ativos de longa duração; (2) aumentos ou diminuições em tais passivos devido à passagem do tempo; (3) a capitalização de passivo para uma obrigação de retirada de ativos; (4) a despesa de depreciação registrada nos custos de aposentadoria capitalizados; e (5) ganhos ou perdas resultantes da liquidação de obrigações de retirada de ativos, bem como ganhos ou perdas da alienação do ativo.

**Dentro do diagnóstico, percebe-se que a longa vida útil das instalações permite que os gerentes da rede atrasem os investimentos quando houver contingências ou restrições orçamentárias. No entanto, essa situação levou a um aumento nos custos**

**de manutenção, ao risco de falha e obsolescência dos equipamentos, devido a um atraso persistente em novos investimentos.** (BPA, Estratégia de Gestão de Ativos de Transmissão, 2013)<sup>6</sup>

Segundo a FERC (Federal Energy Regulatory Commission) essencialmente, de acordo com os requisitos do FAS 143, uma entidade deve estimar e registrar o valor presente das futuras obrigações legais relacionadas à remoção final de suas fábricas e instalações. As entidades serão obrigadas a registrar a obrigação de baixa de ativos como um passivo com um aumento correspondente ao custo capitalizado da planta ou instalação relacionada. O custo capitalizado da obrigação de retirada de ativos será subsequentemente depreciado ao longo da vida do ativo. Além disso, o passivo de desmobilização de ativos será aumentado ao longo do tempo para contabilizar o valor do dinheiro no tempo através de despesas operacionais até que o passivo seja finalmente extinto quando o trabalho de remoção real for executado. Por fim, a declaração exige que o efeito cumulativo relacionado à adoção do pronunciamento flua pela demonstração do resultado.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/04/informe-vida-util-ATS.pdf>

<sup>7</sup> <https://www.ferc.gov/enforcement/acct-matts/docs/AI02-1-000.asp>



### 3. CONTRIBUIÇÃO ADICIONAL

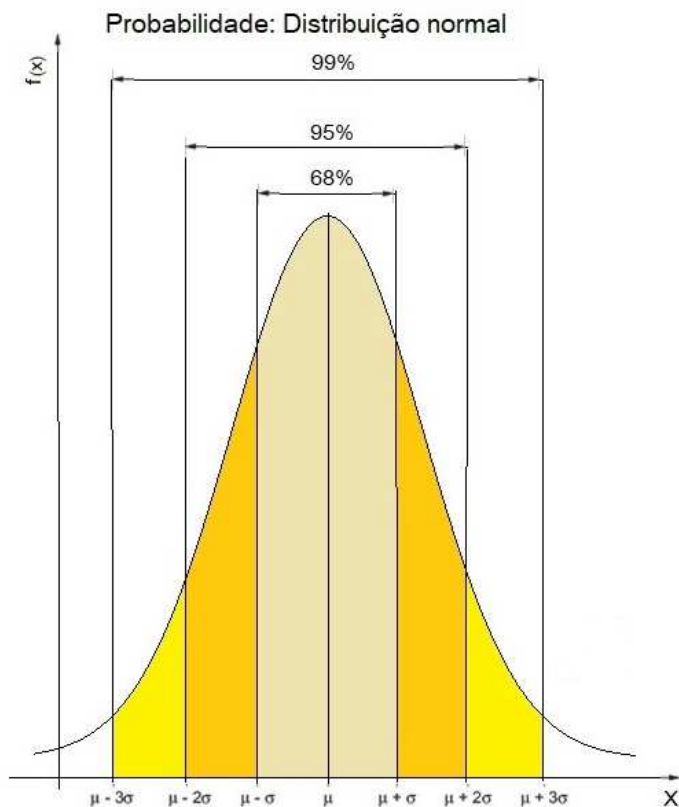
#### a. Função de remuneração dos ativos totalmente depreciados

Para a construção da função de remuneração de ativos totalmente depreciados, devemos levar em conta a vida útil regulatória, a vida do ativo em análise e a variância observada na amostra dos ativos (assumindo como próximo do parâmetro população, visto o grande número de observações que farão parte da amostra).

Partindo do pressuposto de que a vida útil regulatória é uma média calculada pela ANEEL, há a possibilidade de se estimar a variância a partir da amostra considerada para o cálculo da média.

Logo, podemos supor que da mesma maneira que existem ativos com sobrevida inferior a média, os quais são penalizados por meio de redução de RAP ao saírem de operação antes da sua vida útil média, deve ser reconhecido uma receita aos ativos que ultrapassem sua vida útil média.

Supõe-se que a vida útil dos ativos das transmissoras tem a distribuição de sua vida útil dado por uma distribuição normal.



Logo, propomos a seguinte fórmula para remuneração dos ativos totalmente depreciados:

$$\text{Remuneração}_{\text{ATD}} = \text{RAP} \times \frac{f(x)}{f(\mu)} \times \text{fator de modicidade tarifária}$$

Onde:

RAP: Receita atual permitida do ativo

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}z^2}$$

$$z = \frac{x_1 - \mu}{\sigma}$$

Onde:

$x$  = idade do ativo

$\mu$  = vida útil regulatória

$\sigma$  = desvio-padrão

A razão entre as funções densidades de probabilidade da vida útil do ativo tenciona captar a diferença relativa entre a probabilidade de ocorrência da vida útil de uma observação do ativo e de sua média. A distribuição utilizada nesta proposta é a normal, e sugere-se um fator de modicidade tarifária para que haja uma diferenciação na redução da receita do ativo entre o período de vida útil, transmitindo um maior ganho ao consumidor pela manutenção da atividade deste ativo.

O agente deve ponderar sobre a necessidade de trocar o ativo tendo em vista os crescentes custos de manutenção, bem como a correspondente probabilidade de falha. A partir de um determinado ponto, a remuneração ficaria estabilizada, remunerando parcialmente o risco da empresa. A idade para trava da receita  $\Omega$  será determinado pela função abaixo:

$$\Omega = 2\mu - 2\sigma$$

O consumidor não seria onerado em demasia pela adoção de tal trava visto que há uma probabilidade muito baixa dos ativos chegarem à idade da trava. Antes da idade da

trava, ocorre o declínio da receita. A partir da idade  $\Omega$ , a função torna-se constante, adotando o valor da receita na idade  $\Omega$ .

No gráfico em tela, aplicamos o modelo para o Disjuntor acima de 69 kV.

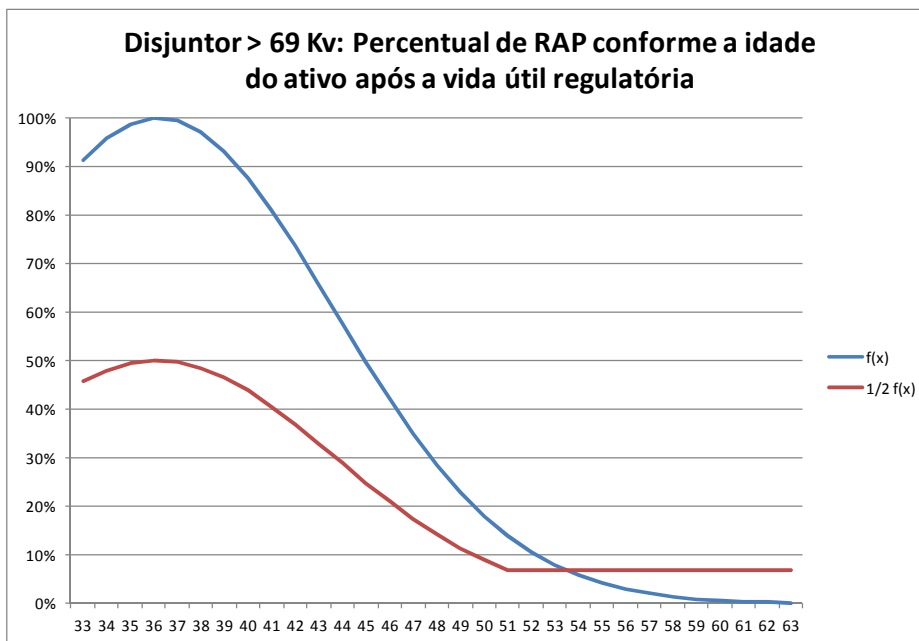


Figura 1: Percentual de RAP conforme a idade do ativo após a vida útil regulatória

A curva em azul representaria a função de remuneração de ativos sem o fator de modicidade tarifária e a trava de queda de receita. A vida útil ( $\mu$ ) é de 33 e o desvio-padrão da vida útil calculado foi de aproximadamente 7,5 anos. Já a curva em vermelho denota o efeito do fator de modicidade tarifária na curva de remuneração. Considerando uma distribuição normal, há uma probabilidade de apenas 0,82% do valor ultrapassar a idade da trava.

A magnitude deste fator de modicidade tarifária deverá refletir a disposição dos consumidores em pagar pela manutenção do serviço, considerando dado risco. Este fator aproxima a remuneração paga durante a vida útil ao patamar considerado justo pelo consumidor e suficiente para incentivar a manutenção dos ativos em detrimento da substituição.

Assim, sugere-se a adoção do cálculo da receita no Perfil Plano, conforme consta no Item 10.1 do PRORET – Submódulo 9.7 e que este cálculo seja revisitado nos reajustes anuais a fim de aplicar o resultado da função durante o envelhecimento do ativo.

## PERFIL PLANO

Em caso de perfil plano, o Custo Anual dos Ativos Elétricos – CAAE é calculado segundo a equação (7):

$$CAA = \frac{INV \cdot r_{wacc}}{(1-T)} \cdot \left( \frac{1}{1 - (1 + r_{wacc})^{-1/\delta}} - \frac{T}{r_{wacc} \cdot 1/\delta} \right) \quad (7)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

INV: valor regulatório de investimento. Para os casos de substituição classificados como melhoria em que o equipamento substituído foi indenizado, a exemplo do estabelecido na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, será descontada parcela relativa ao percentual correspondente à vida útil remanescente do equipamento substituído, considerando-se a vida útil calculada a partir da taxa de depreciação estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE;

$r_{wacc}$ : taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;

$\delta$ : taxa média de depreciação regulatória da UM; e

T: alíquota tributária marginal efetiva.

De modo a identificar metodologias análogas às praticadas pelo regulador para incentivar a modicidade tarifária, trazemos como proposta a captura de 50% da RAP a favor da modicidade tarifária, a exemplo do que ocorre com “outras receitas”.

Em síntese, a pedra angular da nossa proposta é que há vantagem para o consumidor na manutenção do ativo totalmente depreciado em muitas situações e que uma remuneração adequada evitaria substituições desnecessárias de equipamentos, auxiliando na consecução da modicidade tarifária. Um agente poderia substituir um ativo totalmente depreciado e com bom funcionamento para auferir uma receita superior aos custos de operação e manutenção.

Com a adoção deste modelo de incentivo, o trade-off entre manutenção do ativo e a troca dependeria de um cálculo econômico de retorno, que ficaria a cargo de cada empresa. Provavelmente o ponto ótimo de substituição estaria num ponto entre a vida útil média e a idade da trava da receita, mas isso dependeria dos custos de substituição e manutenção de cada ativo em cada empresa.

Ressalta-se assim a vantagem para as empresas e para os consumidores na manutenção da operação dos ativos totalmente depreciados, sem prejuízo para a modicidade tarifária e a confiabilidade do sistema.

Por fim, o sinal regulatório apresenta uma modicidade tarifária superior ao proposto, tendo em vista a existência de um montante expressivo de ativos já depreciados, ou seja,

o sistema será beneficiado pela aplicação de uma remuneração adicional que evitará o aumento da tarifa em virtude da substituição imediata dos ativos que já são elegíveis regulatoriamente a troca, porém em razão de boas práticas de operação e manutenção destes ativos as concessionárias estendem sua vida útil.

Como exemplo traremos dois casos de ativos da Eletrosul 100% depreciados, disjuntor e Transformador de Corrente que geram respectivamente 67,23% e 60,86% de frustração de receita para Eletrosul e por consequência uma modicidade tarifária para o consumidor na mesma proporção. O custo evitado pelo consumidor deve ser balanceado pela regulação financeira com um incentivo as concessionárias para que gere um sinal regulatório que não subestime a capacidade de investimento prudente.

## CONCLUSÃO

A presente contribuição baseia-se e complementa contribuição encaminhada pela ABRATE. Alguns argumentos relevantes podem ser destacados:

- a) A manutenção em serviço Ativos Totalmente Depreciados – ATD pode ser benéfica à modicidade tarifária, uma vez que posterga investimentos em substituição de ativos, que acarretariam incremento da base de remuneração das concessionárias;
- b) Sob as regras atuais, não existe incentivo regulatório à manutenção de ATD em operação;
- c) A experiência internacional apresenta diversos exemplos de remuneração de ATD.

Diante do exposto, é proposta metodologia de remuneração de ATD, que tem como base as referências de idade regulatória, idade efetiva e risco de falha do equipamento. A proposição direciona à modicidade tarifária percentual do excedente gerado pela transmissora, ao postergar a decisão de investimento na troca do ativo. Outro aspecto importante da proposta é o incentivo à otimização da gestão de risco de operação de equipamento, risco este assumido e gerenciado pela concessionária.