

Análise das Metodologias de Cálculo da Participação Financeira do Consumidor para Obras de Conexão

Tema: Regulação, Comercialização e Economia

Autores: Daiana Wichmann da Silva, Giordanni da Silva Troncha, Silvana da Silva Soares, Vinícius Krugner

Co-Autores: Mauro Silvio Rodrigues

Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

A participação financeira dos consumidores em obras no sistema elétrico, para viabilizar novas conexões ou aumentos de demanda, é um tema relevante no contexto brasileiro. Ao longo das décadas, a legislação e as regulamentações do setor elétrico evoluíram significativamente, refletindo as mudanças nas necessidades de infraestrutura e na dinâmica econômica do país.

Este *position paper* busca trazer o contexto histórico e os fundamentos legais que foram bases para as atuais diretrizes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sobre a contribuição financeira dos consumidores, e identificar oportunidades de aprimoramento neste cálculo.

O objetivo deste estudo foi analisar o impacto regulatório da nova regra de cálculo da participação financeira do consumidor, estabelecida pela Resolução Normativa da ANEEL nº 1059/2023, de 07/02/2023 (ANEEL, 2023), a qual alterou o artigo 108 da Resolução Normativa da ANEEL nº 1000/2021, de 07/12/2021 (ANEEL, 2021), e obter subsídios para contribuições em futura Consulta Pública sobre o tema.

A análise comparativa entre as metodologias aplicadas ou sugeridas pela ANEEL ao longo da história foi realizada com base em casos concretos de atendimento a consumidores de diferentes níveis de tensão. Após o resultado comparativo das metodologias, foi aplicado o método AHP (Processo Hierárquico Analítico) de avaliação multicritérios.

1. Introdução

Conforme regulamentação vigente (art. 106 da REN 1000/2021), o cálculo da Participação Financeira do Consumidor (PFC) deve ser aplicado para todas as solicitações de conexão ou alteração de conexão de unidade consumidora que não se enquadrem nos critérios de gratuidade dispostos nos arts. 104 e 105 da mesma Resolução ou não se tratem de obras de responsabilidade exclusiva da distribuidora ou do consumidor.

Esta análise de impacto regulatório compara três alternativas para o cálculo da PFC:

- Método 1 (M1): utilizada na REN 250/2007 (ANEEL, 2007), REN 414/2010 (ANEEL, 2010) e REN 1000/2021 (ANEEL, 2021) - pré REN 1059/2023;
- Método 2 (M2): regra vigente, estabelecida pela REN 1059/2023 (ANEEL, 2023), que alterou a REN 1000/2021;
-

Método 3 (M3): metodologia proposta na Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL (ANEEL, 2023), disponibilizada pela Agência anteriormente a abertura da Consulta Pública nº 03/2024 - CP 03/2024. Contudo, importante observar que o tema desta nota técnica não foi levado à discussão nesta oportunidade, por decisão da Diretoria Colegiada.

O presente estudo foi motivado justamente pela alteração da regra de cálculo da PFC promovida pela REN 1059/2023 na REN 1000/2021, conforme destacado na Figura 1.

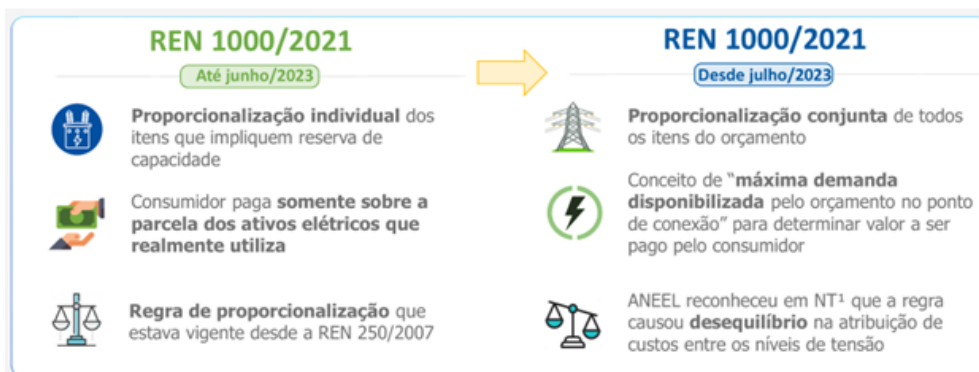


Figura 1 - Alteração da regra da Participação Financeira do Consumidor, promovida pela REN 1059/2023

Fonte: Autoria Própria

Para compreender a diferença entre cada uma das metodologias, primeiramente há de se compreender os seguintes conceitos da regulamentação vigente:

- **Custo Total da Obra (CTO):** valor do mínimo custo global para que seja viabilizada a conexão da unidade consumidora.
- **Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD):** valor que a distribuidora obrigatoriamente deve arcar para a conexão do consumidor, calculado conforme artigo 109 da REN 1000/2021 vigente, representado na Equação 1.

$$ERD = DEMANDA_{ERD} \times K \quad (1)$$

Em que:

ERD é o encargo de responsabilidade da distribuidora;

DEMANDA_{ERD} é a demanda a ser atendida ou acrescida pela unidade consumidora, em kW;

K é o fator de cálculo do ERD, calculado pela Equação 2.

$$K = 12 \times (TUSD \times FiO \times B_{FP}) \times (1 - \alpha) \times \frac{1}{FRC} \quad (2)$$

Em que:

TUSD Fio BFP = a parcela da TUSD no posto tarifário fora de ponta, composta pelos custos regulatórios decorrentes do uso dos ativos da distribuidora, que remunera o investimento, o custo de operação e manutenção e a depreciação dos ativos, em Reais por quilowatt (R\$/kW);

± relação entre os custos de operação e manutenção, vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas, e os custos gerenciáveis totais da distribuidora – Parcela B, definidos na última revisão tarifária; e

FRC = o fator de recuperação do capital que traz a valor presente a receita uniforme prevista, sendo obtido pela Equação 3:

$$FRC = \frac{WACC \times (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \quad (3)$$

Em que:

WACC = custo médio ponderado do capital definido na última revisão tarifária da distribuidora, antes dos impostos;

n = o período de vida útil, em anos, associado à taxa de depreciação percentual anual “d” definida na última revisão tarifária, sendo obtido pela Equação 4:

$$n = \frac{100}{d} \quad (4)$$

- Custo Total da Obra Proporcionalizado (CTOp): trata-se de uma ponderação para avaliar o quanto o consumidor de fato utilizará da obra de mínimo custo global proposta pela distribuidora para atendê-lo. O método de proporcionalização irá variar a depender da metodologia (M1, M2 ou M3) a ser aplicada.
- Participação Financeira do Consumidor (PFC): representa o valor financeiro que o consumidor deve arcar para que a distribuidora prossiga com as obras necessárias para viabilizar seu atendimento, calculado pela diferença positiva entre o CTOp e o ERD, conforme Equação 5.

$$PFC = CTOp - ERD \quad (5)$$

- Custo de Reserva de Capacidade (CRC): representa o valor financeiro relativo aos investimentos adicionais ao mínimo necessário para atender ao consumidor, é calculado pela diferença entre o CTO e o CTOp, conforme Equação 6.

$$CRC = CTO - CTOp \quad (6)$$

Sendo assim, o ponto que diferencia as metodologias M1, M2 e M3 é justamente o método para proporcionalização, conforme descrito a seguir.

Considerando que a obra de mínimo custo global é composta por 3 parcelas básicas, tais sejam: Custo de Materiais Elétricos (CME), Custo de Materiais Não Elétricos (CMNE) e Custo de Mão de Obra (CMO), cada método de proporcionalização influencia essas parcelas de maneira distinta. Vejamos:

- M1: Critério Individual | Proporcionalização individual dos equipamentos que implicam reserva de capacidade (materiais elétricos), conforme Equação 7. O valor de $kp1$ de cada equipamento deve ser multiplicado pelo seu respectivo custo (CME), a soma dessas parcelas com CMNE e CMO resultará no CTOp para o M1, conforme Equação 8.

$$kp1 = \frac{\text{Maior Demanda a ser atendida ou acrescida}}{\text{Demanda Disponibilizada por cada material elétrico}} \quad (7)$$

$$CTOp1 = (kp1 \times CME) + CMNE + CMO \quad (8)$$

- M2: Critério Conjunto | Proporcionalização conjunta de todos os itens do orçamento que compõem a obra de mínimo custo global, considerando o valor da máxima demanda disponibilizada no ponto de conexão como denominador, conforme Equação 9. O valor de $kp2$ obtido deve ser multiplicado pelo custo total da obra (CTO) para obtenção do CTOp para o M2, conforme Equação 10.

$$kp2 = \frac{\text{Maior Demanda a ser atendida ou acrescida}}{\text{Máxima Demanda disponibilizada pelo Orçamento no Ponto de Conexão}} \quad (9)$$

$$CTOp2 = kp2 \times (CME + CMNE + CMO) \quad (10)$$

- M3: Critério Misto | Proporcionalização individual dos equipamentos que implicam reserva de capacidade (materiais elétricos), conforme Equação 7, e proporcionalização conjunta dos demais custos da obra de mínimo custo global, considerando o valor da máxima demanda disponibilizada pelo orçamento de conexão como denominador, conforme Equação 8. O valor de $kp1$ de cada equipamento deve ser multiplicado pelo seu respectivo custo (CME), já o valor de $kp2$ deve ser multiplicado pelos demais custos (CMNE e CMO) para obtenção do CTOp para o M3, conforme Equação 11.

$$CTOp3 = (kp1 \times CME) + kp2 \times (CMNE + CMO) \quad (11)$$

A Figura 2 sintetiza todas as informações supracitadas, deixando claro os parâmetros que compõem o Custo Total da Obra e a diferença entre as 3 Metodologias de proporcionalização a serem comparadas.

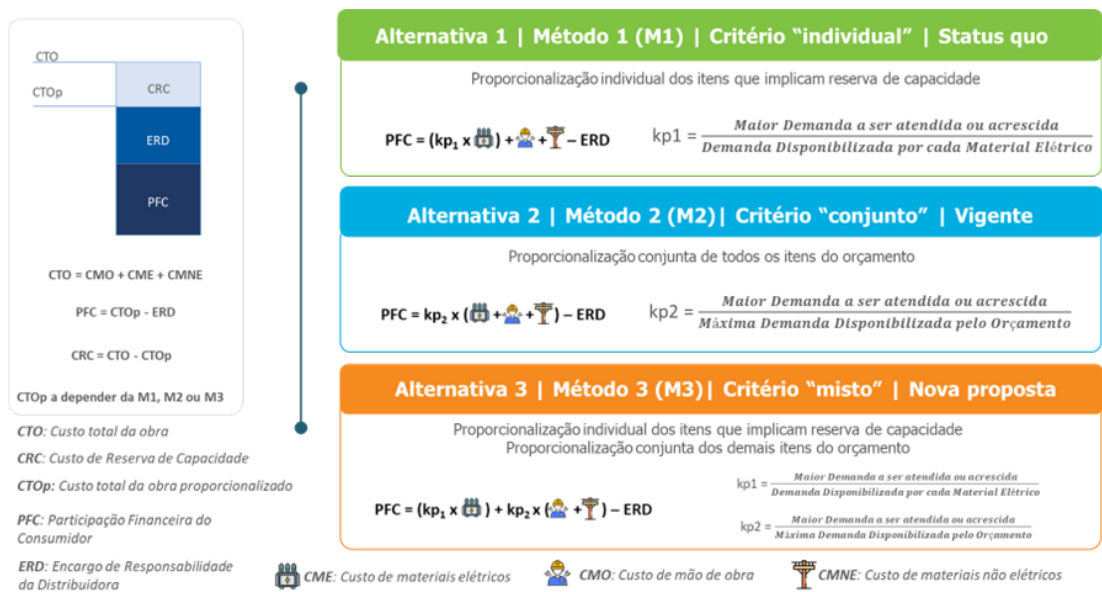


Figura 2 - Resumo das variáveis que compõem o Custo Total da Obra e comparação entre as Metodologias de proporcionalização
Fonte: Autoria Própria

A análise comparativa entre as metodologias foi realizada com base em 38 orçamentos de conexão reais e aplicando o Método AHP (Processo Hierárquico Analítico) para 7 Analistas de Regulação. Os resultados indicaram que a metodologia M1 é a mais aderente em termos de impactos provocados, conforme melhor detalhado nos tópicos 2.2 e 2.3.

2. Desenvolvimento

2.1 Contexto Histórico

Para se compreender a construção que levou à regra vigente quanto à participação financeira do consumidor (PFC) em situações que demandam obras no sistema elétrico para viabilizar a conexão, se faz necessária uma breve retrospectiva histórica da legislação brasileira referente ao tema, iniciando-se do arcabouço legislativo, Portarias do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), até as regulamentações atuais da ANEEL.

A Figura 3 apresenta uma linha do tempo resumida sobre o histórico da regra, em 4 macro etapas.



Figura 3 - Linha do tempo resumida sobre o histórico da regra da participação financeira do consumidor
Fonte: Autoria Própria

- Na Fase 1 ("Comum Acordo"), O Decreto nº 41.019/1957 (BRASIL, 1957) regulamentou os serviços de energia elétrica, estabelecendo que áreas de atendimento gratuito seriam definidas entre a concessionária e as Prefeituras. Fora dessas áreas, a concessionária arcaria com até três vezes a receita anual estimada do novo consumo.
- Na Fase 2 ("Tarifa Fiscal Única"), O DNAEE regulamentou que os investimentos da concessionária não deveriam aumentar o custo total do serviço mais do que a receita obtida. As Portarias nº 93/1981 (DNAEE, 1981) e nº 05/1990 (DNAEE, 1990) estabeleceram formas de cálculo dos encargos de responsabilidade da concessionária, variando conforme o subgrupo do consumidor.
- Na Fase 3 ("Especificidades de cada concessão"), A ANEEL passou a regulamentar a matéria, considerando o mercado consumidor e o incremento de receita com o investimento. Com as transformações do setor elétrico na década de 1990, a manutenção da regra da participação financeira da concessionária com base uma tarifa média nacional deixou de fazer sentido. Nesse novo contexto, se fez necessário considerar o mercado consumidor existente, o mercado ser atendido e o incremento da receita a ser obtida com o investimento, além do simples custo da obra. Desse modo, a dimensão anterior e posterior do sistema elétrico passou a influenciar na atribuição das responsabilidades das concessionárias e do consumidor, no caso da solicitação de novas ligações.

Nesse cenário, foi criada a Lei nº 10.438, de 26/04/2002 (BRASIL, 2002), que passou a custear programas e ações voltados para ampliação do acesso à energia em áreas remotas e menos favorecidas, garantindo inclusão energética. Com as alterações promovidas pelas Leis nº 10.762, de 11/12/2003 (BRASIL, 2003), ficou estabelecida a gratuidade para conexões de unidades consumidoras em tensão inferior a 2,3 kV com carga instalada menor ou igual a 50 kW, em áreas progressivamente crescentes. A mesma legislação define que o atendimento dos pedidos de ligação que não se enquadrassem nos critérios de gratuidade seriam realizados à custa da concessionária ou permissionária, conforme regulamento específico a ser estabelecido pela ANEEL, levando em conta as características da carga atendida, a rentabilidade do investimento, a capacidade econômica e financeira do distribuidor local, a preservação da modicidade tarifária e combate às desigualdades regionais.

Desse modo, a ANEEL passou a abrir Audiências Públicas sobre o tema, para regulamentação da Lei da Universalização, que culminou na REN 223/2003 (ANEEL, 2003) - regulamentação da Lei da Universalização - e na REN 250/2007 (ANEEL, 2007) - procedimentos para fixação do cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora - aplicável para os pedidos que não se enquadrassem na regra de gratuidade. Nesse contexto foi criada a fórmula para cálculo do ERD que culminou na Equação 2 já apresentada, que sofreu ligeiras alterações no decorrer dos anos.

Essa fórmula foi obtida após análise da SRC/ANEEL exarada inicialmente na Nota Técnica nº 183/2005-SRC/ANEEL (ANEEL, 2005), que evita atribuir aos demais consumidores os custos de adições no sistema elétrico, considerando as especificidades de cada área de concessão. Essa regra buscava que “os novos investimentos realizados para atender a um novo consumidor sejam atribuídos a todos os consumidores, inclusive os pré-existentes. Ao mesmo tempo, o novo consumidor beneficia-se dos sistemas já construídos, mas também paga uma retribuição por eles”.

O valor da PFC, nesse âmbito, foi estabelecido como sendo a diferença do custo total da obra, devidamente proporcionalizado, e o ERD. O critério para essa proporcionalização era o individual (M1), já apresentado nas Equações 7 e 8. Cabe pontuar que essas mesmas regras, com apenas ligeiras alterações no cálculo do ERD, foram mantidas na REN 414/2010 e na versão inicial da REN 1000/2021, tendo sofrido alteração apenas com a publicação da REN 1059/2023, em 07/02/2023, cuja aplicação passou a ser obrigatória a partir de 01/07/2023.

- Na Fase 4 ("Simplificação"), a ANEEL altera a regra de cálculo da proporcionalização do custo da obra que estava vigente desde a REN 250/2007. Essa alteração foi promovida no âmbito da Consulta Pública nº 51/2022, que visava regulamentar o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída - Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022), pois a ANEEL aproveitou o ensejo para sugerir alterações em diversos dispositivos da REN 1000/2021.

A Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL (ANEEL, 2023), de encerramento da CP 51/2022, destaca que foi inserida uma “simplificação no cálculo da proporcionalização, dada a atual dificuldade de compreensão e de operacionalização da identificação da capacidade individualizada dos itens do orçamento”. Em termos práticos, a proporcionalização deixa de ser aplicada individualmente por item que implica reserva de capacidade, passando a ser aplicada de forma conjunta, considerando a relação entre a maior demanda de carga ou geração a ser atendida ou acrescida e a máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão (M2), já apresentado nas Equações 9 e 10.

Após esclarecimentos da ANEEL via Ofícios (OFÍCIO Nº 21/2023-SRD/ANEEL e OFÍCIO Nº 99/2023-STD/ANEEL), ficou definido que para a determinação da “máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão”, a distribuidora deve considerar, além da capacidade nominal do equipamento, os requisitos de qualidade regulamentados pela ANEEL. Essa alteração regulamentar passou a ter aplicação obrigatória a partir de 01/07/2023. Contudo, desde a publicação da REN nº 1.059/2023, as distribuidoras têm envidado esforços para se adequar à nova regra, bem como avaliar os impactos causados por essa alteração.

Na Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023, a Agência reconheceu que a nova regra pode causar um desequilíbrio na atribuição dos custos entre as conexões de baixa, média e alta tensão. A preocupação central era de que os consumidores de baixa tensão poderiam ser onerados de forma desproporcional, dependendo das obras necessárias para conexão. Ademais, a ANEEL avalia que as distribuidoras, os consumidores e suas associações têm reclamado da nova regra de proporcionalização e sua aplicação pelas distribuidoras.

Assim, com o intuito de aprimorar a regra, a Agência pretende submeter à Consulta Pública uma nova versão da regulamentação, propondo a adoção de dois critérios diferentes de proporcionalização a depender do item do orçamento (M3), conforme já apresentado na Equação 11.

2.2 Estudo de Casos Concretos

Com o intuito de efetuar a comparação na prática das 3 diferentes Metodologias (M1, M2 e M3), foi considerado o universo de 3.254 orçamentos de conexão com Participação Financeira do Consumidor emitidos pelas distribuidoras de um grupo econômico entre junho/2023 e maio/2024. Considerando uma margem de erro de 16%, foram avaliados 38 orçamentos de conexão, sendo 31 para a baixa tensão, 6 para a média tensão e 1 para alta tensão.

Foram coletadas diversas informações sobre cada caso a fim de replicar o cálculo da PFC para cada uma das Metodologias, tais sejam: carga declarada ou demanda contratada, fator K para cálculo do ERD (Equação 1), custo total da obra, custo de mão de obra, custo de materiais, custo e capacidade de cada equipamento elétrico e máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão.

2.2.1 Estudo de Casos Concretos de Baixa Tensão

No total da amostra, 31 casos eram de unidades consumidoras em Baixa Tensão (BT), dos quais 11 foi possível obter o valor da "máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão" via simulação de fluxo de potência.

Para os 20 casos restantes, foi utilizada a seguinte premissa: primeiramente, foi calculada a relação abaixo (K_n) para cada um dos 11 casos BT em que foi utilizado fluxo de potência:

$$K_n = \frac{\text{Máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão}}{\text{Demanda solicitada}} \quad (12)$$

Em que n: número de casos.

Em seguida, foi realizada a média destes valores para encontrar um fator médio (FBT) entre a demanda solicitada e a máxima demanda no ponto de conexão encontrada, conforme Equação 13.

$$F_{BT} = \frac{k_1 + \dots + k_{11}}{11} = 1,926119 \quad (13)$$

O valor obtido foi então multiplicado pela demanda solicitada para cada um dos outros 20 casos BT analisados. Caso tal multiplicação seja maior que a capacidade do equipamento limitante, foi considerada como "máxima demanda" a capacidade nominal de tal equipamento.

Para um melhor entendimento do cálculo da PFC em cada Metodologia, a Figura 4 detalha o modelo de um caso concreto de baixa tensão, aplicando as premissas e metodologias relatadas acima. Nesse caso específico, pode-se visualizar que o valor da PFC para M1 foi o mais elevado.

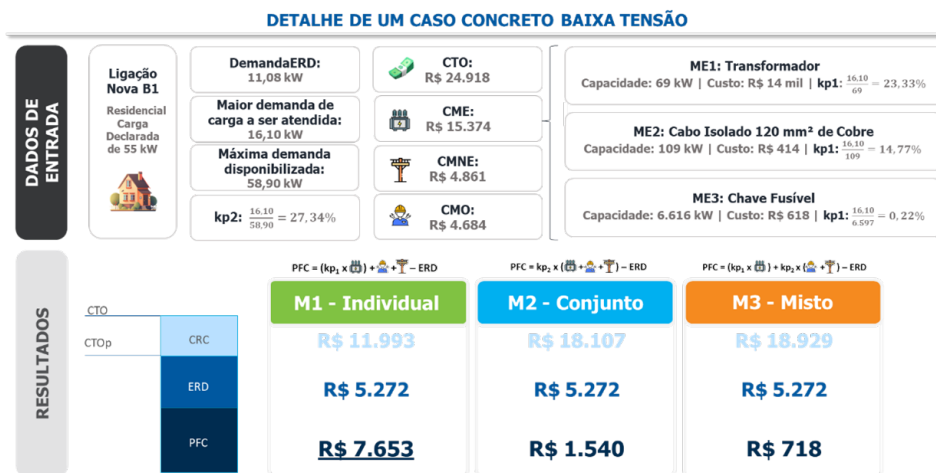


Figura 4 – Detalhes de um caso de baixa tensão

Seguindo a mesma lógica do caso exemplo da Figura 4, o cálculo da PFC para cada metodologia foi efetuado para todos os casos em BT, cujos parâmetros e resultados estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Resultado dos cálculos da PFC por Metodologia, para os casos de atendimento em BT

NÍVEL DE TENSÃO	MAIOR DEMANDA A SER ATENDIDA OU ACRESCIDA (kW)	MÁXIMA DEMANDA DISPONIBILIZADA (kW)	CUSTO TOTAL DA OBRA (CTO) R\$	ENCARGO DE RESP. DA DIST. (ERD)	PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR (PFC)		
					M1	M2	M3
B3	2,91	10,26	R\$ 73.532	R\$ 7.281	R\$ 53.500	R\$ 13.574	R\$ 10.777
B2	6,29	22,00	R\$ 17.444	R\$ 3.635	R\$ 6.739	R\$ 1.352	R\$ 703
B2	10,05	19,36	R\$ 26.003	R\$ 2.848	R\$ 12.299	R\$ 10.652	R\$ 6.391
B2	10,22	15,10	R\$ 63.332	R\$ 10.343	R\$ 43.733	R\$ 32.522	R\$ 27.509
B3	14,60	28,12	R\$ 14.011	R\$ 2.918	R\$ 973	R\$ 4.357	R\$ 415
B1	16,10	58,90	R\$ 24.918	R\$ 5.272	R\$ 7.656	R\$ 1.540	R\$ 721
B2	16,26	27,60	R\$ 74.662	R\$ 3.139	R\$ 57.013	R\$ 40.846	R\$ 34.551
B3	22,67	43,67	R\$ 51.830	R\$ 10.241	R\$ 29.243	R\$ 16.668	R\$ 12.496
B1	22,79	53,00	R\$ 24.246	R\$ 1.886	R\$ 10.277	R\$ 8.540	R\$ 6.366
B1	23,00	44,30	R\$ 32.461	R\$ 1.663	R\$ 14.566	R\$ 15.190	R\$ 9.663
B1	23,00	44,30	R\$ 48.846	R\$ 6.130	R\$ 31.798	R\$ 19.230	R\$ 15.927
B3	23,42	30,12	R\$ 41.426	R\$ 8.167	R\$ 20.647	R\$ 24.044	R\$ 15.357
B3	25,00	41,40	R\$ 59.151	R\$ 17.238	R\$ 33.906	R\$ 18.481	R\$ 16.184
B2	26,14	50,35	R\$ 52.239	R\$ 7.666	R\$ 33.985	R\$ 19.456	R\$ 16.897
B4b	31,00	41,40	R\$ 33.870	R\$ 8.853	R\$ 19.080	R\$ 16.509	R\$ 14.287
B1	31,01	31,01	R\$ 32.645	R\$ 5.431	R\$ 16.845	R\$ 27.213	R\$ 16.845
B3	34,82	67,07	R\$ 29.779	R\$ 14.479	R\$ 4.639	R\$ 981	R\$ 0
B3	36,56	70,42	R\$ 8.293	R\$ 6.988	R\$ 647	R\$ 0	R\$ 0
B2	36,62	69,00	R\$ 22.909	R\$ 9.343	R\$ 6.107	R\$ 2.816	R\$ 2.169
B3	36,86	69,00	R\$ 53.372	R\$ 14.485	R\$ 25.013	R\$ 14.027	R\$ 10.855
B1	37,19	69,00	R\$ 44.403	R\$ 15.082	R\$ 19.101	R\$ 8.851	R\$ 7.207
B3	41,19	55,04	R\$ 24.706	R\$ 12.912	R\$ 4.467	R\$ 5.577	R\$ 2.302
B3	43,60	69,00	R\$ 20.992	R\$ 12.821	R\$ 2.634	R\$ 443	R\$ 309
B4b	45,00	86,68	R\$ 27.652	R\$ 12.852	R\$ 12.382	R\$ 1.504	R\$ 256
B2	45,54	69,00	R\$ 13.775	R\$ 5.000	R\$ 4.871	R\$ 4.092	R\$ 4.092
B3	48,81	48,81	R\$ 26.759	R\$ 7.064	R\$ 9.721	R\$ 19.695	R\$ 9.721
B3	50,20	52,00	R\$ 31.617	R\$ 4.463	R\$ 21.274	R\$ 26.060	R\$ 20.789
B2	53,19	69,00	R\$ 54.886	R\$ 4.189	R\$ 47.063	R\$ 38.121	R\$ 38.104
B3	53,36	55,04	R\$ 25.157	R\$ 14.267	R\$ 6.431	R\$ 10.122	R\$ 6.132
B1	66,89	67,00	R\$ 58.207	R\$ 10.166	R\$ 37.667	R\$ 47.945	R\$ 37.609
B2	68,95	68,95	R\$ 19.797	R\$ 3.340	R\$ 15.676	R\$ 16.457	R\$ 15.676

2.2.2 Estudo de Casos Concretos de Média Tensão

No total da amostra, 6 casos eram de unidades consumidoras em Média Tensão (MT). Para obtenção do valor da “máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão”, utilizou-se a seguinte premissa: caso o equipamento limitante para a passagem da corrente elétrica seja um condutor, foi utilizado como "máxima demanda" 60% de sua capacidade nominal. Caso o equipamento limitante seja de outro equipamento, por exemplo transformadores, foi utilizada a capacidade nominal deste equipamento como "máxima demanda".

Na Figura 5 está detalhado o modelo de cálculo um caso concreto de média tensão, aplicando as premissas e metodologias relatadas acima, em que é possível constatar que o valor da PFC para M2 foi o mais elevado.



Figura 5 - Detalhes de um caso de média tensão

Na Tabela 2 está sintetizado o resultado obtido para os 6 casos MT da amostra selecionada, em que é possível identificar o valor da participação financeira do consumidor para as três metodologias estudadas:

Tabela 2 - Resultado dos cálculos da PFC por Metodologia, para os casos de atendimento em MT

NÍVEL DE TENSÃO	MAIOR DEMANDA A SER ATENDIDA OU ACRESCEIDA (kW)	MÁXIMA DEMANDA DISPONIBILIZADA (kW)	CUSTO TOTAL DA OBRA (CTO) R\$	ENCARGO DE RESP. DA DIST. (ERD)	PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR (PFC)		
					M1	M2	M3
A4	30	3300	R\$ 21.694	R\$ 5.645	R\$ 13.400	R\$ 0	R\$ 0
A4	50	3958,22	R\$ 31.579	R\$ 19.797	R\$ 8.686	R\$ 0	R\$ 0
A4	70	2561,94	R\$ 73.151	R\$ 57.345	R\$ 10.849	R\$ 0	R\$ 0
A4	495	4090,16	R\$ 964.812	R\$ 195.990	R\$ 590.392	R\$ 0	R\$ 0
A4	640	2561,94	R\$ 3,676 mi	R\$ 0,524 mi	R\$ 1,509 mi	R\$ 0,394 mi	R\$ 0,044 mi
A4	1600	1600	R\$ 2,370 mi	R\$ 0,633 mi	R\$ 1,371 mi	R\$ 1,736 mi	R\$ 1,371 mi

2.2.3 Estudo de Casos Concreto de Alta Tensão

Há apenas 1 caso da amostra cujo atendimento se deu em Alta Tensão, conforme detalhado na Figura 6, em que é possível constatar que a M1 resultou no maior valor de PFC.



Figura 6 - Detalhes de um caso de alta tensão

Na Tabela 3 está sintetizado o resultado obtido para o caso AT selecionado, em que é possível identificar o valor da participação financeira do consumidor para as três metodologias estudadas:

Tabela 3 - Resultado dos cálculos da PFC por Metodologia, para o caso de atendimento em AT

NÍVEL DE TENSÃO	MAIOR DEMANDA A SER ATENDIDA OU ACRESCIDA (kW)	MÁXIMA DEMANDA DISPONIBILIZADA (kW)	CUSTO TOTAL DA OBRA (CTO) R\$	ENCARGO DE RESP. DA DIST. (ERD)	PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR (PFC)		
					M1	M2	M3
A2	6000	10000	R\$ 6,481 mi	R\$ 0,200 mi	R\$ 5,128 mi	R\$ 3,688 mi	R\$ 3,018 mi

2.2.4 Comparativo entre as metodologias

O resultado comparativo destes métodos demonstra que, na M1, denominada “status quo”, 71% dos casos apresentam um maior valor de PFC. Nesse método, o critério de proporcionalização estabelecido pela ANEEL na REN 1000/2021, conforme demonstrado na revisão bibliográfica acima, era aplicado pelas distribuidoras desde a REN 250/2007. Esse critério considerava a proporcionalização individual dos itens que implicam em reserva de capacidade, e o consumidor pagava somente a parcela dos ativos elétricos que realmente utilizava.

Já a M2, metodologia vigente, apresentou o maior valor de PFC em 29% dos casos. Nesse método, o critério de proporcionalização estabelecido pela ANEEL na REN 1059/2023 considera a proporcionalização conjunta de todos os itens que compõem o orçamento e utiliza o conceito de “máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão” para determinar o valor a ser pago pelo consumidor.

Finalmente, o impacto mais negativo para as distribuidoras foi resultado da aplicação da M3, pois nenhum dos casos apresentou aumento na participação financeira do consumidor. Nesse método, o critério de proporcionalização proposto pela ANEEL na NT 76/2023 considera a proporcionalização individual dos itens que implicam em reserva de capacidade e a proporcionalização conjunta dos demais itens do orçamento. O resultado comparativo dos três métodos é apresentado na Figura 7 e, em termos de variação da PFC, nas Tabelas 4 e 5.

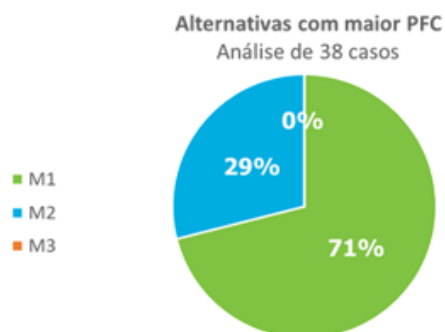


Figura 7 - Resultado comparativo das Metodologias

Tabela 4 - Variação da participação financeira do consumidor em termos percentuais dos casos avaliados

Variação da PFC (%)		
NÍVEL DE TENSÃO	VARIAÇÃO MÉDIA PFC M2/M1	VARIAÇÃO MÉDIA PFC M3/M1
BAIXA TENSÃO	-11,92%	-46,26%
MÉDIA TENSÃO	-74,55%	-82,85%
ALTA TENSÃO	-28,07%	-41,14%
TOTAL	-22,24%	-51,91%

Tabela 5 - Variação da participação financeira do consumidor em termos absolutos dos casos avaliados

Variação da PFC (R\$)			
NÍVEL DE TENSÃO	VALOR TOTAL M1	VALOR TOTAL M2	VALOR TOTAL M3
BAIXA TENSÃO	0,610 mi	0,467 mi	0,360 mi
MÉDIA TENSÃO	3,503 mi	2,130 mi	1,415 mi
ALTA TENSÃO	5,128 mi	3,688 mi	3,018 mi
TOTAL	9,241 mi	6,285 mi	4,793 mi

Dessa forma, fica evidente o impacto financeiro para as distribuidoras quando comparamos o 'status quo' — critério estabelecido pela ANEEL na REN 1000/2021 e aplicado pelas distribuidoras até junho de 2023 — com o critério atual, estabelecido na REN 1059/2023. Ainda, esse impacto se agrava significativamente caso, no futuro, a Agência opte pela alternativa proposta na NT 76/2023.

2.2.4 Avaliação Multicriterial - AHP

Para a comparação das alternativas regulatórias, utilizou-se uma metodologia de análise multicritério AHP - Analytic Hierarchy Process, que tem sido utilizada pela ANEEL em análises de impactos regulatórios, como por exemplo no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2023-STD/STR/SFT/SMA/ANEEL (ANEEL, 2023) da Consulta Pública de Satisfação do Consumidor nº 008/2024, e a outra parte da decisão baseou-se na análise qualitativa de potenciais benefícios e riscos envolvidos.

Para a aplicação do método AHP neste estudo de impacto regulatório, o problema foi hierarquizado em um único nível, tendo sido definidos como critérios os possíveis impactos a serem causados pela mudança na metodologia de cálculo da participação financeira do consumidor. Foram definidas as premissas a serem atendidas, prévio ao processo de priorização com o intuito de definir o “Gabarito” buscado com os impactos das metodologias por ordem de relevância.

O ranking consiste no gabarito considerado ideal para as metodologias, tendo em vista a redução dos impactos relacionados por ordem de relevância, sendo que quanto menor o impacto causado, na ordem de relevância atribuída, melhor. Portanto, quanto mais aderente ao gabarito melhor a metodologia. Definidas as premissas a serem atendidas, o processo de priorização foi feito em primeiro momento pelos autores do estudo. Os impactos foram ranqueados em ordem decrescente de relevância, tendo em vista o impacto na concessão. Foram considerados 6 impactos provocados por cada metodologia estudada, conforme demonstrado na Figura 8.

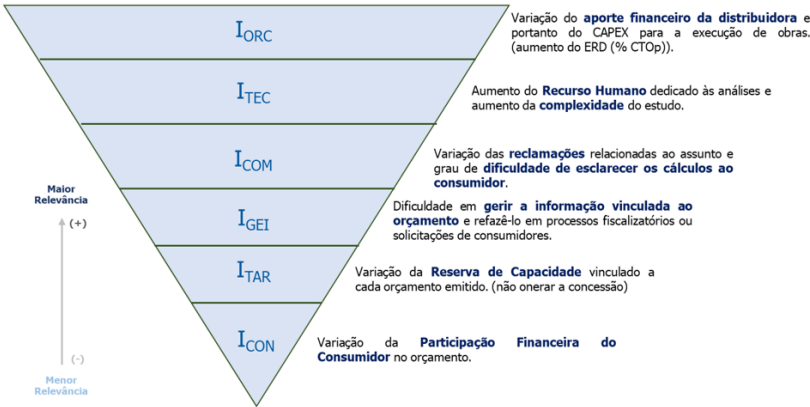


Figura 8 - Ranking de relevância dos impactos

Cada metodologia foi analisada individualmente, comparando os impactos mencionados anteriormente. Em seguida, os resultados de cada impacto foram comparados entre as diferentes metodologias, conforme Tabela 6:

Tabela 6 - Resultado da aplicação da análise multicriterial AHP

Sigla	Significado	M1	M2	M3
1 IORC	Impacto Orçamentário	19,8%	21,3%	28,3%
2 ITEC	Impacto Técnico na Distribuidora	12,5%	17,6%	12,8%
3 ICOM	Impacto Comercial na Distribuidora	17,9%	16,9%	8,1%
4 IG EI	Impacto de Gestão da Informação da Distribuidora	11,4%	13,6%	18,5%
5 ITAR	Impacto Tarifário	15,6%	15,9%	20,5%
6 ICON	Impacto na Satisfação do Consumidor	22,8%	14,7%	11,8%

Considerando o Ranking de relevância de impactos estabelecido neste estudo, a Alternativa 1 – Metodologia 1 (M1), na percepção dos 7 entrevistados, é a mais aderente em termos de impactos provocados.

3. Conclusão

Com base na análise de impacto regulatório realizada neste estudo, constatou-se que, ao comparar as metodologias mapeadas utilizando a análise comparativa de casos reais e a análise multicritério (AHP), a metodologia M1 apresenta o menor impacto para a concessão.

A alteração nos critérios de proporcionalização dos itens relacionados à reserva de capacidade impactou diretamente o cálculo da participação financeira dos consumidores, gerando efeitos significativos tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores. Nesse contexto, observa-se que a ausência de uma análise

de impacto regulatório por parte da ANEEL resultou em consequências ainda não avaliadas pela Agência para o setor elétrico.

É importante destacar a relevância da análise de impacto regulatório (AIR), conforme apresentado pela própria ANEEL no documento “Saiba mais sobre a Análise de Impacto Regulatório”, disponível no site da Agência. Esse documento ressalta que a AIR é uma ferramenta essencial para a formulação de regulamentações eficazes, com o objetivo de avaliar potenciais consequências de novas regras antes de sua implementação. Esse processo busca garantir que as decisões sejam fundamentadas, promovendo resultados eficientes e eficazes para a sociedade.

Desta forma, propõe-se o retorno à regra estabelecida na metodologia M1, visto que a adoção da metodologia M2 pela Agência ocorreu sem a realização de uma análise de impacto regulatório. Essa ausência pode gerar consequências imprevistas, afetando tanto as distribuidoras quanto os consumidores.

4. Referências bibliográficas

BRASIL. Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 26 fev. 1957.

BRASIL. Decreto n.º 83.269, de 12 de março de 1979. Transfere ao DNAEE a responsabilidade pela elaboração das normas que tratam do cálculo dos Encargos de Responsabilidade da Concessionária e do consumidor. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 12 mar. 1979.

BRASIL. Portaria n.º 93, de 13 de novembro de 1981. Estabelece formas de cálculo dos encargos de responsabilidade da concessionária. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 13 nov. 1981.

BRASIL. Portaria n.º 5, de 11 de janeiro de 1990. Estabelece formas de cálculo dos encargos de responsabilidade da concessionária. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 11 nov. 1990.

BRASIL. Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. Promove a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, custeada pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 26 abr. 2002.

BRASIL. Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003. Promove a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, custeada pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 11 nov. 2003.

ANEEL (Brasil). Resolução Normativa n.º 223, de 29 de abril de 2003. Regulamenta a Lei da Universalização e revoga a Portaria DNAEE n.º 05/11/1990. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 29 abr. 2003. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003223.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.

ANEEL (Brasil). Nota Técnica n.º 183/2005-SRC/ANEEL, de 12 de dezembro de 2005. Proposta de Audiência Pública para o estabelecimento da participação financeira dos consumidores e encargos de responsabilidade das concessionárias no custo das obras. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF,

12 dez. 2005. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/006/documento/notatcnicacomplementar_mux-183-2005.pdf. Acesso em: 20 jan. 2025.

ANEEL (Brasil). Resolução Normativa nº 250, de 13 de fevereiro de 2007. Estabelece uma série de procedimentos para fixação do cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD). Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 13 fev. 2007. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2007250>. Acesso em: 20 jan. 2025.

ANEEL (Brasil). Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.

ANEEL (Brasil). Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída – MMGD. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 06 jan. 2022.

ANEEL (Brasil). Resolução Normativa nº 1059, de 7 de fevereiro de 2023. Regulamenta o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída – MMGD (Lei nº 14.300/2022). Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 fev. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.

ANEEL (Brasil). Nota Técnica nº 76/2005-STD/STR/ANEEL, de 31 de agosto de 20023. Trata da inversão de fluxo e outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 12 dez. 2005. Disponível em: Microsoft Word - NT 076 - L14620 MCMV VF- Daniel Bego.Léa - 48552.001815.2023.docx. Acesso em: 20 jan. 2025.