



26 de março de 2026

O Fim da Inércia: Como a Nova Tarifa Branca pode Redesenhar o Mercado de Baixa Tensão

[Paulo Steele](#) [Helder Sousa](#)

Resumo

A tarifação horária é um instrumento regulatório essencial e inadiável para promover o **achatamento da curva de carga** do sistema elétrico, reduzir **subsídios cruzados** e mitigar a necessidade de investimentos bilionários em infraestrutura de rede. Por outro lado, a sistemática para novos moldes da **Tarifa Branca** em discussão pela [Agência Nacional de Energia Elétrica \(Aneel\)](#) pode alterar os custos para parte dos consumidores. Para chegar a essas conclusões, este estudo analisa a evolução, os desafios e as perspectivas da modalidade a partir das possíveis hipóteses de remodelação em curso.

O modelo de adesão voluntária (*opt-in*) da tarifa, lançado em 2018, mostrou-se ineficaz, alcançando apenas 0,09% do mercado elegível até 2025. Esse desempenho é atribuído à ineficácia na comunicação e engajamento dos consumidores, e às restrições regulatórias do modelo, que privilegiaram a **neutralidade de receita** das distribuidoras em detrimento do **incentivo econômico** aos consumidores, enfraquecendo a sinalização horária dos custos de utilização das redes (**TUSD Transporte**).

Diante dessa estagnação e do surgimento de novos fenômenos sistêmicos — como a sobreoferta de energia solar no meio do dia, associada à “**Curva do Pato**” —, a Aneel estuda aplicar a **transição automática e compulsória** dos grandes consumidores de baixa tensão para a nova tarifa ainda neste ano.

Para avaliar os impactos dessas medidas, o estudo apresenta simulações com uma "hipotética" Tarifa Branca “reformulada”, calibrada para refletir, de forma direta, os **custos marginais de capacidade**. Os resultados apontam uma divisão clara de efeitos: assumida a inércia nos hábitos de consumo, o modelo beneficia amplamente os subgrupos **B2 (rural)** e **B3 (comercial)**, mas tende a penalizar parte do subgrupo **B1 (residencial)**. Para **53,5%** do mercado de B1 da distribuidora analisada, projeta-se um **aumento médio ponderado de 20,6%** na componente de transporte da tarifa, já os demais **46,5%** **poderiam ter uma redução média de 8,3%**.

O estudo destaca ainda que o avanço de novas tecnologias — como sistemas de armazenamento por baterias (BESS), veículos elétricos e inversores híbridos — tem o potencial de romper essa inércia comportamental, permitindo ao consumidor gerenciar ativamente sua demanda e transformar o risco de aumento em reduções expressivas de custos.

1. Tarifa Branca

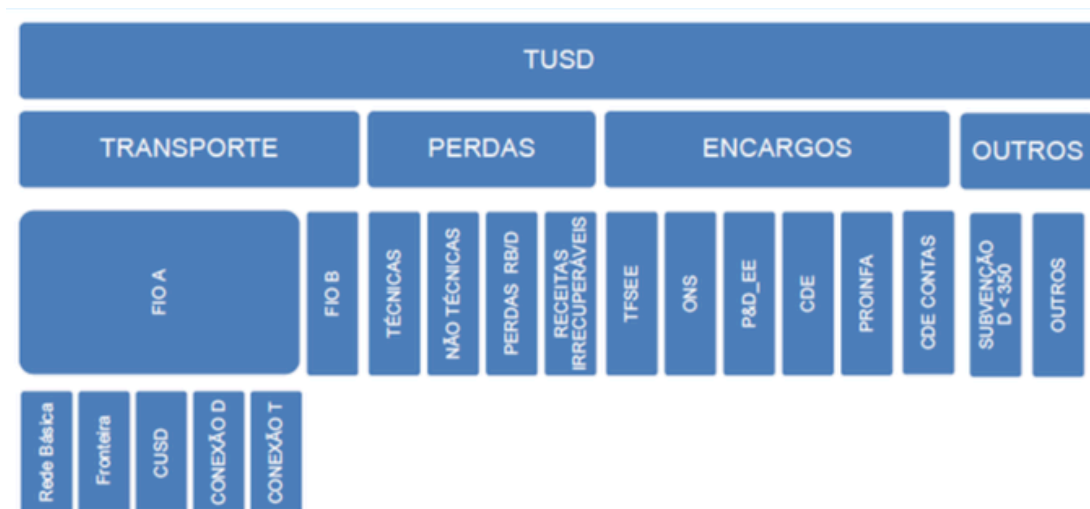
A **sinalização econômica** para consumidores de energia elétrica conectados em baixa tensão não é tão nova assim. Na prática, o tema lembra aquelas **obras inacabadas** que envelhecem antes mesmo de serem concluídas: trata-se da antiga **Tarifa Amarela** , idealizada em 1985, que, após anos de espera para sair do papel, acabou “desbotando” e dando origem à **Tarifa Branca** em 2016.

A **Resolução Normativa Aneel nº 733/2016** (posteriormente compilada na [Resolução Normativa nº 1.000/2021](#)) estabeleceu as **regras comerciais de aplicação** e o cronograma de adesão dos consumidores, com início em 1º de janeiro de 2018.

A adesão espontânea do mercado elegível à modalidade, em termos de energia consumida, foi de apenas 0,09% (dados de 2025), o que mostra que, na prática, o modelo não alcançou seu público-alvo e teve desempenho bastante aquém do esperado.

Para entender o que pode ter ocorrido é preciso compreender o propósito dessa modalidade tarifária. A **Tarifa Branca** foi concebida para **sinalizar aos consumidores os custos horários** associados à prestação do serviço de **transporte da energia na rede de distribuição** – a TUSD Transporte, uma das quatro partes da TUSD, como mostrado na figura a seguir.

Figura 1 - Composição da TUSD



Fonte: Aneel, [Proret, Submódulo 7.1.](#)

Cabe destacar que, qualquer que seja o sinal econômico introduzido na **TUSD** por meio da componente Transporte, ele tende a ser amortecido — ou “selado”, como se diz no setor — pelo peso das demais parcelas tarifárias. Isso ocorre porque a **Tarifa de Aplicação** é determinada pelo conjunto de todas as componentes da TUSD – não apenas pela **TUSD Transporte** – e pela **Tarifa de Energia (TE)** . Para se ter uma ideia, para consumidores conectados em **baixa tensão** , os **encargos** e a **TE** podem representar mais de 64% da tarifa final, sem considerar ainda o impacto das **bandeiras tarifárias** .

Figura 2 - Composição da TE

Fonte: Aneel, [Proret, Submódulo 7.1.](#)

O fato é que a Tarifa Branca não é um modelo concebido para que a conta de luz necessariamente fique menor — ou sequer igual —, mas para que fique mais aderente aos **custos horários** que o consumidor efetivamente impõe ao sistema. Assim, é esperado que, dentro do universo de consumidores elegíveis, alguns sejam **mais**



responsabilizados do que outros pelos custos de TRANSPORTE incorridos na rede, em função do seu perfil de consumo ao longo do dia.

Ao conhecer esses custos, em grande medida associados a investimentos, operação e manutenção dos ativos de transporte de energia, o consumidor passaria a poder responder ao sinal de preços regulados (tarifas), ajustando ou não seus hábitos de consumo e a utilização de equipamentos. Como consequência, poderia reduzir despesas ao deslocar parte do consumo para horários mais baratos ou pagar valores mais aderentes aos custos de TRANSPORTE que seu perfil de uso impõe ao sistema.

Para que esse mecanismo funcione, porém, a adesão à Tarifa Branca — a exemplo do que ocorre, desde 1985, com as modalidades horárias Azul e Verde para consumidores atendidos em média e alta tensão — precisaria ser mandatória, e não opcional. Afinal, dificilmente um consumidor, por livre e espontânea vontade, vai optar por migrar para uma modalidade que implique aumento de fatura.

Além disso, é indispensável estabelecer um canal de comunicação efetivo com o consumidor, capaz de tornar visíveis seus hábitos de consumo de energia e compreensíveis os sinais tarifários. Como sintetizou William Thomson (Lord Kelvin), “aquilo que não se pode medir não se pode melhorar”. Em última instância, como esperar que o consumidor tome decisões sobre seus hábitos horários de consumo se não tem acesso — de forma clara e tempestiva — aos próprios dados?

Mesmo para os raros consumidores que se dispuseram a migrar para a Tarifa Branca nas atuais regras, a comunicação ainda é difícil. A Figura 3 ilustra como os dados de faturamento dessa modalidade costumam ser apresentados em um caso prático, embora as interfaces possam variar conforme o sistema de cada distribuidora.

Figura 3 - Exemplo de Faturamento da Modalidade Branca – ENEL SP

DESCRIÇÃO DO FATURAMENTO							TRIBUTOS			CONSUMO / kWh					
Itens de Fatura	Unid.	Quant. (kWh)	Preço unit (R\$) com tributos	Valor (R\$)	PIS/COFINS	Base Calc ICMS (R\$)	Alíquota ICMS	ICMS	BASE CALC (R\$)	ALÍQUOTA (%)	VALOR (R\$)	MES/ANO	CONSUMO FATURADO (kWh)	DIAS	TIPO DE FATURAMENTO
USO SIST. DISTR. (TUSD) PONTA	KWH	20,000	1,21550	24,31	1,20	24,31	18%	4,37	278,84	1,08	2,99	FEV/25	395,000	29	LID
ENERGIA (TE) PONTA	KWH	20,000	0,57650	11,53	0,57	11,53	18%	2,07	278,84	4,98	13,86	JAN/25	310,000	33	MED
USO SIST. DISTR. (TUSD) FORA PONTA	KWH	357,000	0,43034	153,63	7,63	153,63	18%	27,65	340,02	18,00	61,18	DEZ/25	261,000	30	LID
ENERGIA (TE) FORA PONTA	KWH	357,000	0,36204	129,25	6,41	129,25	18%	23,26				NOV/25	325,000	32	LID
USO SIST. DISTR. (TUSD) INTERMEDIARIO	KWH	18,000	0,82222	14,80	0,73	14,80	18%	2,66				OUT/25	300,000	30	LID
ENERGIA (TE) INTERMEDIARIO	KWH	18,000	0,36111	6,50	0,31	6,50	18%	1,17				SET/25	248,000	29	LID
COSIP - SÃO PAULO - MUNICIPAL				13,27	0,01	0,00	0%	0,00				AGO/25	295,000	39	LID
Subtotal Faturamento				340,02	0,00	0,00		0,00				JUL/25	291,000	29	LID
Subtotal Outros				13,27	0,00	0,00		0,00				JUN/25	278,000	29	LID
TOTAL				353,29	16,88	340,02		61,18				MAR/25	310,000	33	LID
												ABR/25	336,000	27	LID
												MAR/25	373,000	31	LID
												FEV/25	364,000	31	LID

Fonte: TR Soluções.

Não é preciso ser um especialista para constatar que o modelo de comunicação empregado na apresentação do faturamento do consumidor do exemplo apresenta limitações:

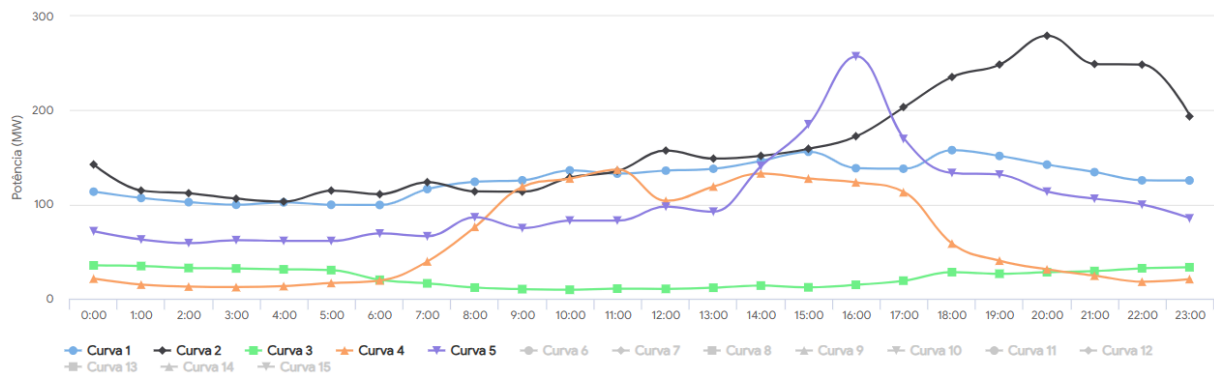
- A fatura apresenta os preços unitários em uma lista de texto densa. Poderia haver um gráfico comparativo simples mostrando que o kWh na "Ponta" é quase três vezes mais caro que no "Fora Ponta";
- Para o consumidor que deseja economizar, a separação técnica de TUSD e TE é irrelevante e confusa, afinal, é preciso informar o valor total do kWh a ser efetivamente pago;

- A fatura cita "PONTA", "INTERMEDIARIO" e "FORA PONTA", mas não indica os horários em que esses períodos ocorrem (ex.: no caso da Enel SP, o Horário de Ponta é das 18:30h às 20:30h);
- O histórico mostra apenas o consumo mensal total. Para um consumidor submetido à Tarifa Branca, o histórico mais importante seria a composição do consumo descrevendo, por exemplo, quanto de energia foi consumida, a cada mês, nos postos tarifários.

1.1. Os Hábitos de Uso

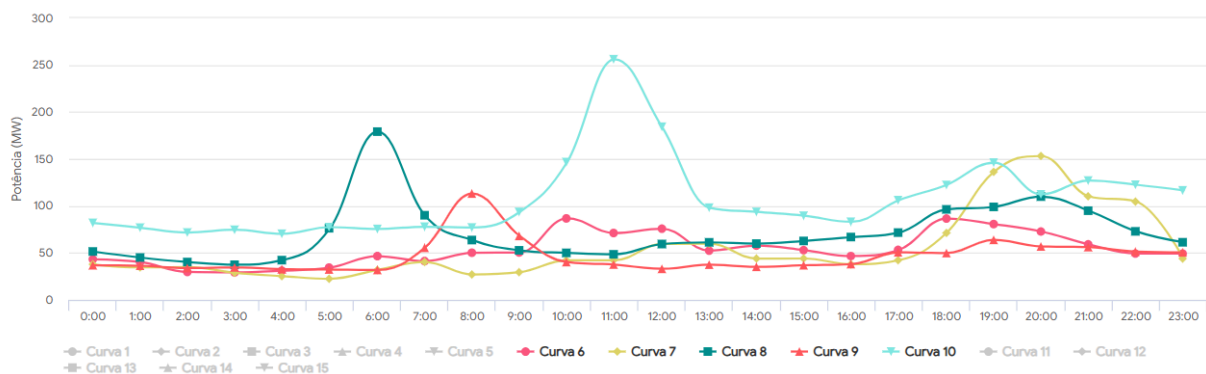
O modelo de cálculo tarifário considera, para cada distribuidora, dezenas de perfis típicos de uso (curvas de carga) segregados por classes de consumo — **comercial, industrial, residencial, rural, serviço público e iluminação pública**. Essa abordagem busca incorporar ao cálculo tarifário as especificidades regionais relacionadas a hábitos de consumo, padrão de utilização da rede e posse de equipamentos.

Figura 4 - Perfis Residenciais Típicos de Uso (Curvas de 1 a 5)



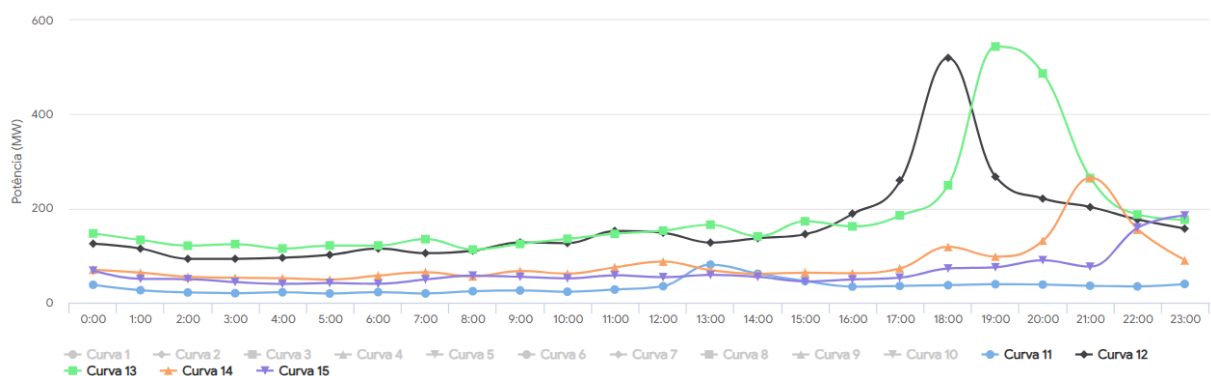
Fonte: Plataforma [ESTRUTURA](#), da TR Soluções.

Figura 5 - Perfis Residenciais Típicos de Uso (Curvas de 6 a 10)



Fonte: Plataforma [ESTRUTURA](#), da TR Soluções.

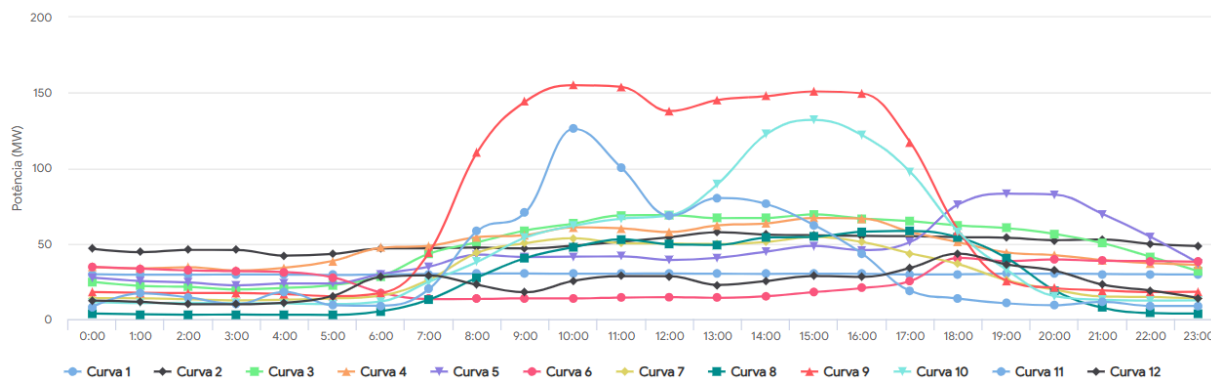
Figura 6 - Perfis Residenciais Típicos de Uso (Curvas de 11 a 15)



As três figuras anteriores apresentam 15 curvas de carga em baixa tensão utilizadas no cálculo da **estrutura tarifária da Cemig** no processo de **revisão tarifária** de 2023 para a classe residencial, ajustadas à energia faturada.

Nos gráficos, observa-se uma elevada heterogeneidade de perfis: há desde curvas com **demandas praticamente constante ao longo das 24 horas** até aquelas com **picos de potência bem acentuados**, distribuídos em diferentes janelas horárias. Embora a maioria concentre o maior consumo no período noturno (entre 18h e 22h), também se identificam comportamentos singulares, com picos isolados na madrugada, manhã ou tarde, evidenciando a diversidade na forma de utilização da rede elétrica ao longo do dia.

Figura 7 - Perfis Comerciais Típicos de Uso (Curvas de 1 a 12)

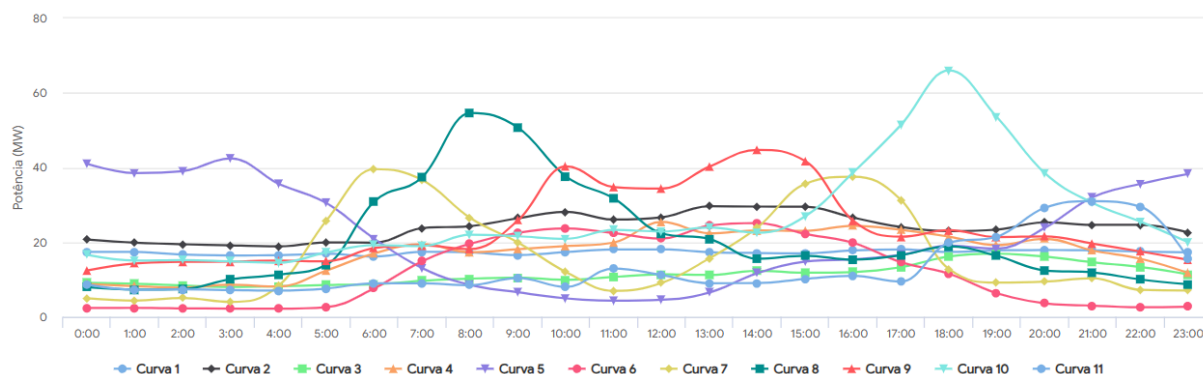


Os perfis típicos de uso representativos das unidades consumidoras comerciais da Cemig (subgrupo B3) apresentados na Figura 7 indicam que, durante o dia, a infraestrutura que atende esses estabelecimentos opera de forma contínua. Esse comportamento reflete a rotina de lojas de rua, escritórios, agências bancárias e outros serviços, sustentada pela iluminação interna, uso de computadores e, sobretudo, operação praticamente ininterrupta de **ar-condicionado** no período mais quente do dia.

Ao encerrar o expediente, o comércio reduz significativamente sua demanda justamente quando as unidades residenciais (subgrupo B1) passam a elevar o consumo com o acionamento de seus equipamentos. Entre 20h e 7h do dia seguinte, quase todas as curvas comerciais permanecem próximas à base do gráfico. Há exceções discretas — possivelmente associadas a restaurantes, bares e outras atividades noturnas —, mas seu peso é ínfimo quando comparado ao volume observado no período diurno.

Como a maior parte do consumo comercial na Cemig ocorre antes das 18h, esses consumidores atravessam o dia predominantemente nos horários de menor custo e reduzem sua carga antes do período mais oneroso. Em outras palavras, não precisariam alterar hábitos para obter vantagens com a Tarifa Branca: sua própria rotina operacional já os posiciona para capturar **descontos expressivos**, pois contribuem pouco para o estresse do pico noturno da distribuidora.

Figura 8 - Perfis Rurais Típicos de Uso (Curvas de 1 a 11)



A Figura 8 apresenta as curvas típicas do Subgrupo B2 (Rural). Observa-se uma heterogeneidade relevante de perfis, com implicações distintas diante de uma tarifação horária:

- **“Vilão” da ponta (Curva 10)**: exibe um pico expressivo por volta das 18h, característico do consumo residencial rural (agrovilas e sedes de fazendas), possivelmente associado a cargas acionadas no início da noite (iluminação de granjas, aquecimento e bombas). Esse grupo tenderia a ser fortemente penalizado por uma tarifa horária com ponta elevada (por exemplo, entre 18h e 21h);
- **“Menina dos olhos” da tarifa horária (Curva 5)**: concentra consumo muito elevado na madrugada, com queda acentuada durante o dia. Trata-se do perfil clássico de **irrigação noturna**, que já explora horários de menor custo da energia para o sistema e, adicionalmente, reduz perdas por evaporação. É um consumo naturalmente otimizado e, portanto, tende a ser amplamente beneficiado por uma tarifa horária bem desenhada;
- **Agroindústria de turno único (Curvas 7 e 8)**: apresenta atividade intensa pela manhã e à tarde (ex.: beneficiamento de grãos, moinhos, casas de farinha e secadores). A Curva 8 atinge pico por volta das 8h, enquanto a curva 7 se aproxima do pico por volta das 16h. Se o horário de ponta iniciar às 17h ou 18h, essas cargas conseguem, em muitos casos, evitar a ponta ao encerrar a operação no fim do expediente, podendo obter ganhos relevantes;
- **Agroindústria contínua / carga de base (Curva 2)**: perfil bastante plano, típico de processos com baixa flexibilidade operacional (ex.: frigoríficos, resfriamento de leite em grande escala e silos automatizados). Em geral, é um grupo com menor capacidade de modulação;
- **Ciclo de dois turnos (Curva 9)**: apresenta elevações pela manhã e no período da tarde/início da noite. É comum em atividades como a pecuária leiteira (ordenha e resfriamento matinal e vespertino). Trata-se de um perfil mais sensível ao risco tarifário, pois a operação do fim da tarde pode coincidir com o horário de ponta.

1.2. Os Custos Marginais de Capacidade

As diferenças de comportamento e, conseqüentemente, do impacto de uma Tarifa Branca para os subgrupos B1 (Residencial), B2 (Rural) e B3 (Comercial) evidenciam que a **Tarifa Convencional** embute um subsídio cruzado amplo e pouco perceptível no mesmo nível de tensão. Quando se aplicam preços horários aderentes aos **custos marginais reais**, a “máscara” da tarifa média se desfaz, tornando mais claro quem efetivamente onera a rede e quem pode estar arcando com custos que não provoca.

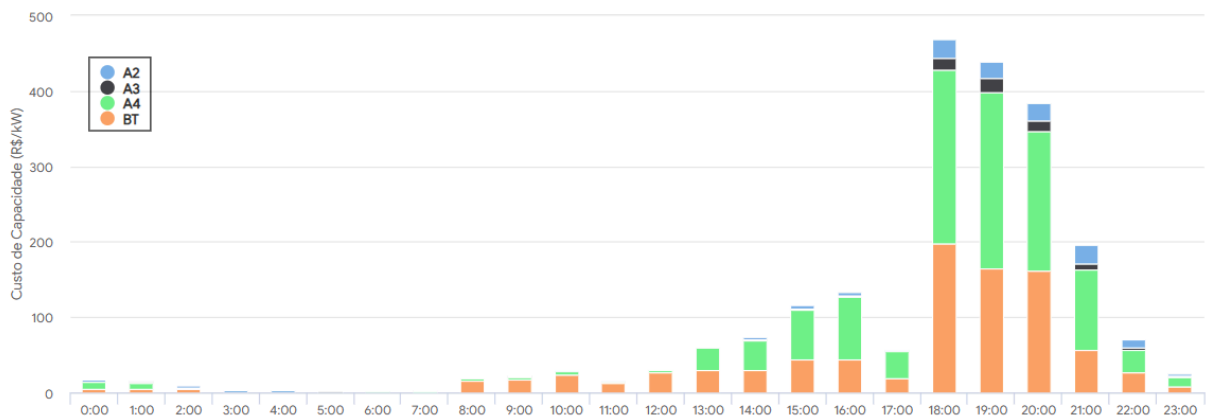
Com o cruzamento dos perfis típicos de uso com os carregamentos das redes de distribuição, obtêm-se **curvas horárias de custos** associadas à prestação do serviço de TRANSPORTE — os chamados **Custos Marginais de Capacidade**.

Na metodologia tarifária baseada nesses custos, eles são traduzidos na componente de potência (R\$/kW). Em essência, estima-se quanto custa, na margem, expandir ou reforçar a rede de distribuição para atender cada acréscimo de 1 kW na demanda. Esses custos marginais fundamentam o valor da TUSD Transporte, que reflete de forma mais precisa os custos de atendimento.

No exemplo real apresentado na Figura 9, observa-se que a relação de preços horários entre o posto de ponta e o fora de ponta, sob uma sinalização técnica, não seria de apenas três vezes — como no exemplo de faturamento da Figura 3 —, mas substancialmente superior.

Figura 9 - Custo Marginal de Capacidade – Caso CEMIG 2023

Observe como a curva de custo marginal de capacidade calculado em função dos carregamentos para atendimento dos consumidores em baixa tensão, no caso da Cemig, é quase plana durante a maior parte do dia e sofre uma elevação abrupta a partir das 18h, mantendo-se bastante elevada até as 21h.



Para a distribuidora, a rede elétrica — fios, transformadores e subestações — precisa ser dimensionada para suportar exatamente o **topo dessa “montanha” de demanda**. Em outras palavras, os investimentos em infraestrutura são realizados para garantir que o sistema não entre em sobrecarga justamente nessas poucas horas críticas.

Na madrugada e de manhã, a rede opera com folga: há capacidade ociosa em cabos e transformadores. Nesses períodos, o custo marginal de transportar 1 kW adicional tende a ser muito baixo.

Já no período noturno, a rede se aproxima do **limite de carregamento**. Se a demanda aumenta nesse horário, o custo marginal de atender esse acréscimo pode ser mais elevado, porque tende a exigir reforços e ampliações (rede mais robusta, maior capacidade de transformação e, eventualmente, novas subestações) para suportar a carga adicional.

A metodologia de cálculo da Aneel é capaz de indicar curvas horárias de custos de capacidade para todos os níveis de tensão (A2; A3; A4 e BT) e estimar as relações tarifárias entre quaisquer postos que venham a ser definidos para esses níveis. O problema é que há uma determinação regulatória no **Submódulo 7.1 do Proret** que engessa a operacionalização do método ao fixar, para a Tarifa Branca, que:

- I. a tarifa no **posto ponta** deve ser equivalente a cinco vezes a tarifa do posto fora ponta;
- II. a tarifa no **posto intermediário** deve ser equivalente a três vezes a tarifa do posto fora ponta; e
- III. a tarifa no **posto fora ponta** deve corresponder ao produto da TUSD da modalidade **Convencional Monômnia** pelo **parâmetro kz**, calculado para cada subgrupo tarifário da distribuidora com base em perfis típicos de consumo.

Com isso, a sinalização horária da TUSD Transporte acabou enfraquecida: ao fixar as relações entre os postos tarifários e, adicionalmente, introduzir o parâmetro **kz** — concebido para **preservar o faturamento** dos subgrupos da Tarifa Branca em relação à Tarifa Convencional — o modelo tarifário passou a priorizar a **neutralidade de receita** em detrimento de uma aderência mais fiel da TUSD Transporte aos **custos horários** do sistema. Em outras palavras, buscou-se, essencialmente, manter a fatura do consumidor com a TUSD Transporte praticamente inalterada ao migrar da Tarifa Convencional para a Tarifa Branca.

Com as tarifas horárias opcionais, a decisão pela modalidade Branca tende a depender da existência de benefício econômico em relação à tarifa convencional — isto é, redução da fatura para o mesmo volume consumido. Essa economia pode ou não exigir modulação de carga; porém, ao buscar neutralizar a diferença de faturamento entre as modalidades, o regulador eliminou parte relevante dos ganhos potenciais e, conseqüentemente, **reduziu o incentivo à migração**.

Como as tarifas horárias são **opcionais**, a decisão pela modalidade Branca tende a depender da existência de **benefício econômico** em relação à tarifa convencional — isto é, **redução da fatura para o mesmo volume consumido**. Essa economia poderia (ou não) exigir modulação de carga; porém, ao buscar **neutralizar a diferença de faturamento** entre as modalidades, o regulador eliminou parte relevante dos ganhos potenciais e, conseqüentemente, **reduziu o incentivo à migração**.

2. Revisão da Tarifa Branca

Essa fragilidade do sinal econômico, a comunicação ineficiente e o caráter opcional (*opt-in*) da Tarifa Branca original contribuíram de forma relevante para a baixa adesão dos consumidores. Diante desse fracasso, a Aneel concluiu que a inércia e o desconhecimento do consumidor dificultam a **modernização tarifária na baixa tensão** quando ela depende exclusivamente de iniciativa individual.

Em novembro de 2025, as superintendências de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) e de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (STD) do regulador, na [Nota Técnica Conjunta nº 8/2025](#) (AIR nº 1/2025, “Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1”), propuseram a abertura de **consulta pública** para discutir a sinalização de preços na baixa tensão, avaliar os desafios da baixa adesão às tarifas horárias e indicar encaminhamentos regulatórios voltados à **eficiência no uso da rede**, subsidiando eventual **aplicação automática** da tarifação horária a grandes consumidores desse segmento.

Nesse contexto, a Aneel instaurou a [Consulta Pública Aneel nº 046/2025](#) (CP 46) para obter subsídios da sociedade sobre a **aplicação automática da Tarifa Horária (Tarifa Branca)** para consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com **consumo mensal igual ou superior a 1 MWh**.

No processo, o regulador adotou uma postura mais assertiva, inspirando-se no modelo já consolidado entre os consumidores do Grupo A (média e alta tensão). Desde 1985, esses consumidores estão submetidos, de forma compulsória, a modalidades com **sinalização horária** (como as tarifas Azul ou Verde).¹

Na primeira etapa, conforme indicado na [página 29, item 144, do voto do relator](#), a Agência prevê a **transição automática e compulsória** para a tarifa horária dos maiores consumidores dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) — aqueles com consumo superior a **1.000 kWh/mês** — até o fim de 2026.

Embora esses consumidores representem apenas **2,5%** das unidades consumidoras de baixa tensão, eles respondem por cerca de **25%** do consumo total desse segmento. Antes da mudança efetiva na cobrança, haverá um **período de testes de três meses**: o consumidor seguirá pagando pela tarifa convencional, mas passará a receber na fatura uma **simulação** do que teria pago na tarifa horária, acompanhada de **orientações** para reduzir o valor a pagar.

No modelo anterior, vale destacar que a decisão da Aneel de manter a Tarifa Branca como opcional (*opt-in*) foi, à época, uma estratégia regulatória pragmática para viabilizar sua aprovação frente às justas preocupações de órgãos de defesa do consumidor. Agora, o regulador demonstra maturidade regulatória ao iniciar a transição compulsória pelos maiores consumidores. Essa abordagem protege os clientes menores e as famílias mais vulneráveis, cujos picos de demanda coincidem com necessidades básicas inadiáveis, como o banho quente após um dia de trabalho, e que não possuem flexibilidade para modular seu uso. Isso garante que a modernização do setor elétrico respeite as severas limitações sociais do país.

Já a meta para 2027, conforme indicado na [página 12, item 62, do voto do relator](#), é expandir o enquadramento automático para os consumidores com consumo superior a **600 kWh/mês**, com a manutenção de um ritmo de instalação de 2,5 milhões de medidores inteligentes por ano para viabilizar as migrações. Com essa ampliação, a tarifa horária passaria a atingir 5% das unidades consumidoras e cerca de 30% do mercado de baixa tensão.

O plano não é apenas aplicar a "Tarifa Branca" atual como ela é hoje, mas reformulá-la, conforme apontou o diretor-relator da Aneel em seu voto. Como o problema atual do sistema elétrico é a “Curva do Pato” — fenômeno causado pelo excesso de injeção de energia solar na rede no meio do dia, seguido de uma necessidade abrupta de geração térmica ao anoitecer — a Aneel pretende criar uma sinalização de preço que barateie e incentive o consumo especificamente nos momentos de sobreoferta solar.

3. Tarifa Branca Reformulada e Seus Efeitos

Nesta terceira parte do artigo, apresenta-se uma “interpretação” dos objetivos delineados pelo regulador para uma **possível** nova Tarifa Branca e, adicionalmente, são realizadas simulações dos impactos que essa Tarifa Branca “**reformulada**” poderia produzir. Para isso, foi utilizada a metodologia vigente do Proret (Submódulos 7.1 e 7.2), flexibilizando-se apenas parâmetros da estrutura tarifária — em especial a duração e a quantidade de **postos tarifários**, a intensidade da sinalização horária e o parâmetro kz —, de modo a incorporar as indicações técnicas quantificadas pela própria metodologia. Não foram consideradas as limitações regulatórias atualmente impostas à sinalização horária da TUSD Transporte.

3.1. Parâmetro kz

A [Nota Técnica ANEEL nº 94/2012](#) representou um avanço à época ao exigir que o fator kz das tarifas fosse calculado por distribuidora e por subgrupo, em substituição às médias nacionais. Anos mais tarde, com a Tarifa Branca, a lógica do parâmetro permaneceu essencialmente a mesma: **conter a vantagem econômica** potencialmente capturadas pela Tarifa Branca em nome da **neutralidade de receita** das distribuidoras.

Para obter as tarifas de referência associadas à Tarifa Branca “reformulada”, neste estudo o mecanismo de cálculo do kz foi substituído pelo método tradicional de **reconciliação de receita**, aplicado **por distribuidora e por nível de tensão**.

Quando a reconciliação de receita é feita no nível de tensão — isto é, tratando a Baixa Tensão como um único agregado — todos os consumidores passam a compartilhar a mesma restrição de arrecadação, mas a alocação efetiva de custos ocorre conforme o perfil horário de uso da rede. Assim, quem mais pressiona a infraestrutura no horário de ponta (majoritariamente o **B1 residencial**) tende a absorver uma parcela maior dos custos, enquanto perfis mais planos e predominantemente diurnos (como o **B2 rural** e **B3 comercial**) ficam com uma parcela menor.

O resultado é uma sinalização mais aderente aos custos marginais de capacidade e, portanto, uma alocação mais justa: o comércio e a indústria em baixa tensão deixam de financiar, via tarifa média, a expansão e o reforço de rede demandados principalmente pelo pico noturno associado ao uso residencial — em especial, aos chuveiros elétricos.

3.2. Simulações dos Potenciais Efeitos da Nova Tarifa

As simulações foram realizadas com a mesma base de dados utilizada no cálculo da estrutura tarifária atualmente vigente na Cemig e considerando a aplicação da nova tarifa para os consumidores BT dos subgrupos elegíveis. Como resultado, são apresentados os impactos tarifários que uma Tarifa Branca “reformulada” poderia produzir sobre o conjunto de consumidores dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural), B3 (comercial, industrial e demais classes).

No desenho hipotético dessa tarifa recalibrada para ser um espelho mais fiel da curva horária de custo marginal, a TR Soluções idealizou um cenário com **quatro postos tarifários**:

- Posto 1: Madrugada (entre **23h e 7:59h**);
- Posto 2: Matutino (entre **8h e 13:59h**);
- Posto 3: Vespertino (entre **14h e 17:59h**);
- Posto 4: Noturno (entre **18h e 22:59h**).

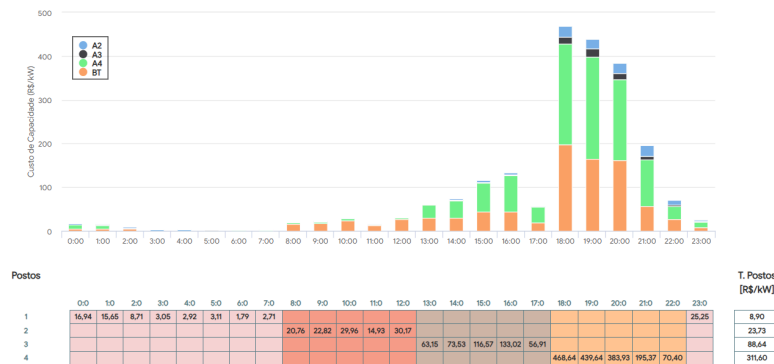
Em termos de sinalização técnica de preços horários associados ao uso das redes (TUSD Transporte), esses postos tarifários apresentariam, em relação à TUSD Transporte da Tarifa Convencional, as seguintes variações:

- Posto 1: redução de 90%;
- Posto 2: redução de 74%;
- Posto 3: redução de 3%;
- Posto 4: elevação de 240%.

Dessa forma, os custos considerados foram os seguintes:

- Posto 1: 8,90 R\$/kW;
- Posto 2: 23,73 R\$/kW;
- Posto 3: 88,64 R\$/kW;
- Posto 4: 311,60 R\$/kW.

Figura 10 - Postos Tarifários para a Tarifa Branca “reformulada” a partir do Custo Marginal de Capacidade

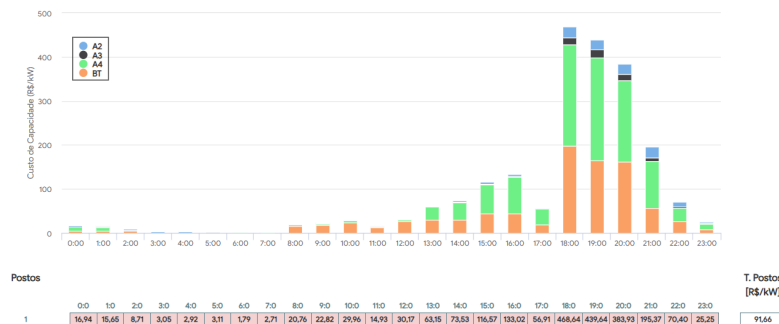


Fonte: Plataforma [ESTRUTURA](#), da TR Soluções.

Ao quantificar um custo médio de capacidade de 311,60 R\$/kW no **Posto Noturno**, esse desenho tarifário estaria emitindo um sinal econômico muito claro aos consumidores dos subgrupos B1, B2 e B3: “se vocês usarem a rede nesse período crítico, terão que pagar o custo real da infraestrutura necessária para tanto”.

Para efeito de comparação, no modelo tradicional — modalidade **convencional**, com preço uniforme ao longo do dia — a mesma metodologia resulta em uma tarifa baseada em um **custo médio de capacidade único** de 91,66 R\$/kW, como indica o gráfico a seguir.

Figura 11 - Posto Tarifário Único para a Tarifa Convencional a partir do Custo Marginal de Capacidade



Fonte: Plataforma [ESTRUTURA](#), da TR Soluções.

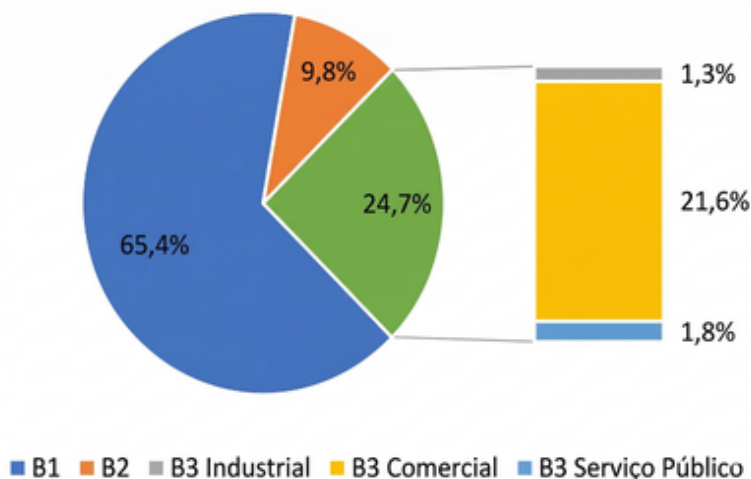
3.3. Impactos tarifários

A base de dados de consumidores de baixa tensão utilizada no cálculo da estrutura tarifária vigente na Cemig contempla as seguintes quantidades de **curvas típicas de uso**:

- 15 curvas representativas do subgrupo B1 (residencial);
- 11 do subgrupo B2 (rural);
- 11 do subgrupo B3 (industrial);
- 12 do subgrupo B3 (comercial); e
- 11 do subgrupo B3 (serviço público).

Para fins de simulação de impacto tarifário, quantificou-se o valor que os mercados representados por suas respectivas curvas típicas de uso pagariam, de **TUSD Transporte**, em dois cenários: (i) aplicação da Tarifa Convencional e (ii) aplicação da Tarifa Branca “reformulada” idealizada pela TR Soluções. A análise pressupõe que não ocorreriam mudanças nos hábitos de uso, ou seja, consideram que as **curvas típicas de uso permaneceriam inalteradas**.

Figura 12 - Participação de Mercado de BT analisado



Fonte: TR Soluções, dados CEMIG 2023.

Principais resultados:

- Subgrupo B1 (residencial), correspondente a 65,4% do mercado analisado: a TUSD Transporte desse grupo teria um aumento médio de 8,0%, sendo que 53,5% dos consumidores observariam uma alta de 22,2% na fatura da TUSD enquanto os 46,5% restantes teriam uma redução média de 8,3%.
- Subgrupo B3 (comercial, industrial e serviços), correspondente a 24,7% do universo total analisado: 85,1% dos consumidores seriam beneficiados com uma redução média de 23,1% na fatura de TUSD Transporte, enquanto 17,9% perceberiam um aumento médio de 12%.
- Subgrupo B2 (rural), correspondente a 9,8% do mercado analisado: 73,9% deles teria uma redução média de 22,0% na fatura, enquanto os 26,1% restantes apresentariam uma elevação média de 19,7%. Em função do perfil de consumo mais concentrado na manhã e no início da tarde (fora dos horários mais caros), essa classe tende a ser, em geral, a mais beneficiada pela Tarifa Branca.

É fundamental frisar que os cálculos se referem a um cenário de inércia total, com a manutenção dos hábitos atuais. A premissa da nova tarifa branca é justamente forçar o deslocamento desse consumo para horários em que a rede está ociosa, o que transformaria esse potencial aumento em economia.

Em síntese, a adoção da Tarifa Branca tende a **mitigar o subsídio cruzado** intrínseco à modalidade Convencional. O modelo indica que os subgrupos B2 (Rural) e B3 (Comercial) — cujos perfis de carga, em sua maioria, não coincidem com o pico de carregamento do sistema — acabam arcando com custos desproporcionais sob uma estrutura de preço uniforme. Ao migrarem para uma sinalização horária mais aderente aos custos, essas classes capturam **reduções tarifárias expressivas**, da ordem de 20% a 23%.

Em contrapartida, o cenário evidencia a **ineficiência alocativa** do subgrupo B1 (Residencial): por concentrar parcela relevante do consumo nos momentos de maior estresse da infraestrutura de distribuição, esse segmento, sob a premissa de **inércia comportamental**, apresenta uma elevação média de 22% nos custos de transporte. Essa dinâmica reforça que a tarifação horária tende a alocar os custos marginais de capacidade aos perfis que efetivamente determinam o dimensionamento e a expansão da rede, ao mesmo tempo em que desonera aqueles que contribuem para a **melhor utilização dos ativos** nos períodos de maior ociosidade.

3.4. O Fator Tecnológico e a Quebra da Inércia Comportamental

A principal premissa adotada nas simulações deste estudo foi a de **inércia comportamental**, isto é, assumiu-se que não haveria mudanças nos hábitos de uso e que as curvas típicas de consumo permaneceriam inalteradas. Essa hipótese, contudo, tende a divergir do comportamento real esperado para os próximos anos, impulsionado pelo avanço de novas tecnologias e de formas ativas de gestão do consumo, como a inserção de veículos elétricos plug-in, inversores híbridos e **sistemas de armazenamento por baterias (BESS)**.

O consumo diário de energia para recarregar um veículo elétrico plug-in, por exemplo, pode ser comparável ao de uma residência inteira de classe média. Nesse contexto, um sistema de tarifação horária — com preços mais baixos na madrugada — pode reduzir substancialmente o custo da recarga ao mesmo tempo em que, considerando a perspectiva de crescimento do mercado desses veículos, alivia o carregamento das redes e limita a necessidade de investimentos em reforços. Em comparação com a Tarifa Convencional, o deslocamento desse carregamento para o "Posto 1" (madrugada) pode resultar em uma economia de **até 90%** nas despesas associadas à componente TUSD Transporte da tarifa.

A integração de **inversores híbridos** associados a **baterias** também abre um novo horizonte. Esse arranjo permite ao prosumidor (produtor e consumidor) gerenciar a compensação de energia elétrica e moldar o perfil de carga visto pela distribuidora, injetando ou consumindo energia de forma estratégica para contornar os períodos mais críticos e caros de carregamento da rede.

Para os consumidores em baixa tensão, as baterias podem desempenhar um papel análogo ao dos tradicionais geradores a diesel utilizados por clientes de média tensão (enquadrados na Tarifa Verde): eles permitem que o consumidor module parcial ou totalmente sua demanda no período noturno, reduzindo a exposição aos horários mais onerosos sem precisar abrir mão do conforto ou da operação.

Por fim, cabe uma reflexão sobre a dinâmica de mercado. Muitos consumidores migraram para o **Ambiente de Contratação Livre (ACL)** motivados pelos descontos nos custos de transporte obtidos ao contratar energia de fonte incentivada. Entretanto, um sistema de tarifação horária com postos bem definidos e sinalização aderente aos custos marginais de capacidade pode proporcionar, em horários específicos, reduções de até 90% nos custos de transporte — como demonstrado neste estudo.

Essas são apenas algumas das possibilidades e estratégias que, alinhadas à modernização tarifária, podem transformar uma expectativa inicial de elevação de faturas em uma redução estrutural e significativa dos custos com energia elétrica.

4. Comentários Finais

Embora a análise da TR Soluções indique que uma parcela relevante do mercado — especialmente famílias do subgrupo B1 — teria aumento na conta de energia ao aderir à Tarifa Branca **sem alterar hábitos de consumo**, a adoção de tarifas horárias é amplamente defendida por especialistas do setor elétrico pelos benefícios sistêmicos que pode proporcionar.

O sistema elétrico é dimensionado para atender ao **maior consumo do dia** (o “pico da montanha”, a partir das 18h, conforme a figura de custo marginal). Ao sinalizar um custo de R\$ 311,60/kW nesse período, a tarifa induz mudanças comportamentais: consumidores postergam usos flexíveis (como lavar roupas) e empresas podem modular processos, reduzindo a demanda no horário crítico.

Esse deslocamento do consumo para horários alternativos **achata a curva de carga**, tornando a operação do sistema mais linear e previsível ao longo das 24 horas e reduzindo o estresse sobre os equipamentos. Ao conter o crescimento da demanda na ponta por meio da sinalização horária, a distribuidora pode **postergar investimentos** em reforços de rede. Como esses custos de infraestrutura acabam sendo repassados às tarifas, menor necessidade de expansão tende a se traduzir em **menor pressão tarifária** no médio e longo prazo.

Além disso, a tarifa horária se alinha de forma particularmente favorável à **geração solar**: os postos mais baratos (matutino e vespertino) coincidem com o período de maior produção fotovoltaica. Incentivar o consumo durante o dia contribui para **absorver a energia solar disponível**, reduzindo desperdícios e melhorando o aproveitamento de uma fonte limpa e de baixo custo marginal.

Na tarifa convencional — com preço uniforme ao longo do dia — o custo elevado de atender o consumo no horário crítico fica **diluído** na tarifa média, o que pode gerar distorções. Um consumidor que utiliza pouco a rede no período de ponta (por exemplo, um estabelecimento que encerra atividades antes do início do horário mais caro) acaba contribuindo, via tarifa média, para custear a infraestrutura exigida por quem concentra o consumo no início da noite.

A tarifa horária reduz esse tipo de subsídio cruzado ao aproximar preços dos **custos efetivos do sistema**, promovendo eficiência econômica por meio de uma alocação mais adequada: quem mais demanda a rede no momento crítico arca com maior parcela do custo associado à expansão. Em contrapartida, o consumo em horários de capacidade ociosa (madrugada e parte da manhã) tende a ser mais barato porque, nesses períodos, o custo marginal de atendimento é, de fato, menor.

É fundamental ressaltar que, embora as simulações deste estudo fundamentem-se nos dados da Cemig e em premissas técnicas estabelecidas pela TR Soluções, os impactos tendem a variar conforme as particularidades de cada concessão. A metodologia aqui aplicada permite projetar cenários customizados para qualquer distribuidora do país, viabilizando uma análise técnica precisa e aderente às necessidades específicas de cada agente do setor.

Por fim, cumpre destacar que a “Tarifa Branca reformulada” aqui dimensionada reflete estritamente um exercício analítico da TR Soluções sobre uma “possível” evolução do modelo. A definição metodológica efetiva e as regras finais de como se dará essa reformulação tarifária são prerrogativas exclusivas da Aneel.

¹ Cabe lembrar que a modalidade convencional já foi uma opção para os consumidores conectados em média tensão, mas, após as profundas discussões sobre a estrutura tarifária no âmbito da [Audiência Pública Aneel nº 120/2010](#), tal modalidade foi gradualmente extinta do Grupo A.

** Equipe de Regulação da TR Soluções.*



Imprensa:
imprensa@trsolucoes.com

São Paulo:

Av. das Nações Unidas, 12.901, Torre Norte, 25º andar, sala 137, Brooklin, CEP: 04578-910
+55 11 4780 7977

Itajubá:

Rua Coronel Francisco Braz, 185 sala 201, Centro CEP: 37500-005
+55 35 3622 5704