ANÁLISE ABRACE

ENERGIA ELÉTRICA

1 de dezembro de 2025

ABRACE ENERGIA

Lei 15.269

Introdução

Em 30 de outubro, o Congresso Nacional aprovou o Projeto de Lei de Conversão nº 10/2025 (PLV 10/2025), oriundo da Medida Provisória nº 1.304/2025 (MP 1.304). Originalmente, a MP tratava apenas de estabelecer teto para as cotas de CDE, alterar as contratações compulsórias de que trata a Lei nº 14.182/2021 e aprimorar as regras de comercialização do gás natural da União. No entanto, durante a tramitação, diversos outros temas foram inseridos no PLV, transformando o texto em uma verdadeira reforma do setor elétrico.

O PLV 10/2025 foi sancionado em 24 de novembro, com vetos, dando origem à Lei nº 15.269/2025. Esta análise tem o objetivo de detalhar as alterações no setor elétrico aprovadas pela Lei nº 15.269/2025.

Contratações compulsórias

O art. 2º do texto original da MP 1. 304 tinha o objetivo de trazer maior coerência às contratações compulsórias da Lei nº 14.182/2021, que estabeleceu as regras para a privatização da Eletrobras.

Originalmente, a Lei nº 14.182/21 determinava a contratação de 8 mil MW de potência de termelétricas a gás natural em locais específicos, reserva de 50% da demanda de leilões regulados A–5 e A–6 para energia produzida por centrais hidrelétricas de até 50 MW, além da prorrogação dos contratos do PROINFA por 20 anos, a pedido do gerador, desde que a ANEEL atestasse o benefício para o consumidor decorrente da prorrogação desses contratos.

O marco das eólicas *off–shore* (Lei nº 15.097/25) alterou essas obrigações de contratação, aprovando diversas obrigações que nada tinham a ver com as eólicas em si, os chamados "jabutis", com custo estimado em R$ 545 bilhões. Parte dessas medidas aprovadas foram vetadas no momento da sanção presidencial, cujo custo estimado soma R$ 446 bilhões, porém oito itens tiveram vetos rejeitados pelo Congresso Nacional em 17 de junho de 2025 (com custo de R$ 199 bilhões), restando ainda 16 itens com vetos por apreciar (com custo de R$ 247 bilhões).

Com a queda parcial dos vetos, as obrigações de contratações compulsórias da Lei nº 14.182/21 ficaram desalinhadas das necessidades sistêmicas e excessivamente onerosas para os consumidores de energia elétrica, de modo que a MP 1.304/25 buscou disciplinar essas contratações. A Lei nº 15.269/25 incorporou algumas das medidas propostas na MP 1.304, como a contratação de 4.900 MW de usinas hidrelétricas de até 50 MW, sendo 3.000 MW já previstos pra contratação em 2026 e com o cronograma de entrega definido entre 2032 e 2034; supressão da necessidade de contratação das usinas termelétricas a gás natural e a determinação de que

as contratações de que trata a Lei nº 14.182/21 ficarão condicionadas à indicação de necessidade sistêmica, o que observará diretrizes do CNPE, exceto pela contratação de 3 mil MW das hidrelétricas.

Além disso, o Lei nº 15.269/25 também inseriu novas obrigações de contratação compulsória, como a de 3.000 MW de reserva de capacidade de termelétricas a biomassa, que fica sujeita às necessidades indicadas no planejamento do setor elétrico, e a contratação, até 2040, na modalidade reserva de capacidade, de usinas a carvão mineral nacional — esta contratação foi inserida na Lei nº 10.848/2004 e portanto não se sujeita às necessidades sistêmicas, condicionante previsto para as contratações da Lei nº 14.182/21.

Em uma estimativa inicial de custos, a ABRACE apurou que a contratação do carvão mineral nacional deve abranger 370 MW, provenientes das usinas de Candiota 3 e Filgueiras. Adotando como referência o custo da contratação equivalente ao da usina de Jorge Lacerda, que passará a ser contratada como reserva de capacidade a partir de 1º de janeiro de 2026, nos termos na Lei nº 14.299/22, estima-se que o custo anual desta contratação será de R$ 981 milhões, que, rateado como energia de reserva, leva a encargo unitário de R$ 1,69/MWh. A data de início da contratação não está pré-definida na Lei nº 15.269/25, há apenas a menção de que a contratação se inicia após a assinatura do contrato. Já o fim da contratação está definido para 2040.

Para a contratação de usinas hidrelétricas de até 50 MW, há obrigação de contratação de 3 mil MW em 2026, com início de entrega escalonada a partir de 2032. Assim, para as estimativas, de custo, consideramos custo de contratação de R$ 1,7 bilhão em 2032, R$ 3,4 bilhões em 2033 e R$ 5,16 bilhões de 2034 em diante, que devem resultar em encargos unitários de R$ 2,96/MWh em 2032, R$ 5,93/MWh em 2033 e R$ 8,90/MWh de 2034 em diante, respectivamente. A contratação dos 1.900 MW adicionais, para totalizar os 4.900 MW de que trata a Lei nº 14.182/21 com redação dada pela Lei nº 15.269/25, fica condicionada à necessidade indicada pelo planejamento setorial.

Curtailment

O art. 9º da Lei nº 15.269/25 altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, trazendo solução para a alocação dos custos dos cortes de geração de energia elétrica. Pelas regras vigentes, geradores eólicos e solares têm direito à compensação do custo destes cortes quando a restrição de geração é motivada por indisponibilidade das instalações de transmissão, porém não há previsão de ressarcimento do custo associado a cortes por motivos de manutenção da confiabilidade do sistema ou de sobreoferta de energia. As atuais regras para tratamento dos custos do *curtailment* são contestadas pelos geradores, sendo o assunto levado inclusive a disputas judiciais.

A nova redação aprovada para o art. 1º da lei mencionada, no §10, VI, inserido pela Lei nº 15.269/25, estabelece que o ESS cobrirá o custo dos cortes por indisponibilidades externas, sendo vedada a inclusão de custos, conforme § 11 do mesmo artigo: (I) de cortes por confiabilidade, quando o parecer de acesso da usina indica restrições no ponto de conexão ou quando o gerador estiver operando em desacordo com os requisitos técnicos para acesso ao sistema de transmissão; e (II) de cortes motivados por sobreoferta de energia.

Já o art. 1º–A, inserido pelo PLV 10/2025 na Lei nº 10.848, porém vetado, trazia uma regra diferente para tratamento dos custos dos cortes de geradores solares e eólicos, em aparente contradição com o disposto no art. 1º. O artigo 1º–A estabelecia que os cortes de geradores eólicos e solares seriam compensados por encargo qualquer que fosse o motivo do corte, exceto os motivados por excesso de geração de energia renovável. Esta redação, cujos detalhes ainda seriam objeto de regulamentação pelo MME em até 30 dias após a publicação da lei, abria margem para compensação do custo dos cortes inclusive nos casos por sobreoferta de energia causada por geração não renovável, como é o caso, por exemplo, da inflexibilidade das usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis ou da geração nuclear. O art. 1º–A mencionava, ainda, que em até 90 dias a partir de sua publicação, o ONS deveria apurar os custos dos cortes verificados a partir de setembro de 2023 para que a CCEE providencie a sua compensação.

Por fim, o art. 1º–B traz uma solução para compensar os custos dos cortes de geração solar e eólica por motivos de indisponibilidade externa e de confiabilidade, verificados desde setembro de 2023 até a publicação do artigo. De acordo com esta solução, o ressarcimento fica condicionado à renúncia à judicialização do tema, e será executado usando recursos provenientes das compensações (inclusive futuras) a que têm direito os geradores eólicos e solares que possuem Contratos de Energia de Reserva (CER) ou Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade disponibilidade.

Na visão da ABRACE Energia, a compensação por indisponibilidade externa de fato é devida em todos os casos, enquanto os cortes por confiabilidade devem ser analisados caso a caso, pois há inúmeras situações em que os pareceres de acesso dos geradores indicam a existência de restrições de escoamento já no momento de análise da conexão do novo gerador. Nestes casos, em que a existência de restrições já estava clara desde a emissão dos documentos de acesso e ainda assim foi tomada a decisão pela conexão, entendemos que as compensações são indevidas, uma vez que o gerador, ao se conectar a um ponto com restrições, aceitou o risco de ter sua geração cortada. De forma similar, quando o gerador atua em desacordo com os requisitos técnicos para seu acesso, entendemos que está contribuindo para agravar os cortes por confiabilidade e que por isso não deve ser compensado quando cortado por esta razão. Para os cortes por sobreoferta de energia, entendemos que qualquer compensação é sempre indevida, uma vez que a inexistência de carga suficiente para consumir toda a geração é um risco exclusivo dos geradores.

Assim, a partir da nova redação dada pela Lei nº 15.269/25 ao artigo 1º, combinada com o mecanismo de ressarcimento pelos cortes desde setembro de 2023 de que trata o art. 1º–B, a ABRACE Energia acredita ser possível chegar a uma solução equilibrada sobre o tema, em que os riscos pelos cortes e os custos correspondentes sejam alocados de forma equilibrada entre geradores e consumidores. Dessa forma, a ABRACE parabeniza o veto ao art. 1º–A, que possibilitava a transferência de custos que podem chegar a R$ 7 bilhões aos consumidores, referente apenas aos custos dos cortes entre setembro de 2023 a dezembro de 2025. Seria um contrassenso que uma lei que busca um mercado mais livre recorresse ao modelo de repassar todos os riscos aos consumidores, repassando aos encargos dos consumidores custos associados a riscos inerentes ao negócio de geração.

CDE

O texto original da MP 1.304 definiu um limite para o valor a ser arrecadado por meio das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) cobradas por meio de encargo tarifário dos consumidores de energia elétrica.

De acordo com a regra inicial, o valor nominal das cotas a partir de 2027 não poderia ser superior ao valor aprovado para as despesas no orçamento da CDE de 2026. Em caso de insuficiência de recursos, seria cobrado Encargo de Complemento de Recursos (ECR) dos beneficiários da CDE, na proporção do benefício recebido, exceto para os beneficiários dos itens entendidos como políticas sociais. A ABRACE Energia mapeou alguns riscos associados a essa proposta, especialmente quanto ao amplo espaço que ainda havia para crescimento do custo de cotas de 2025, já bastante onerosas, e o risco de em algum momento o novo encargo, ECR, ultrapassar os benefícios concedidos pela CDE a seus pagantes.

O Congresso acolheu a percepção de que é necessário haver um teto para o custo da CDE suportado pelas tarifas dos consumidores, porém alterou a proposta original. De acordo com a proposta aprovada na Lei nº 15.269/25, a partir de 2027, fica fixado um teto, corrigido pelo IPCA, para alguns dos itens de despesa da CDE, cuja referência será o valor aprovado para o mesmo item em 2025, ficando livre a evolução das despesas consideradas políticas sociais (Tarifa Social, Luz para Todos, CCC, irrigação e subsídio a pequenas distribuidoras, além dos custos da CCEE incorridos na administração da CDE).

Para garantir que o teto será observado, caso a necessidade de recursos para algum dos benefícios supere o limite fixado, os beneficiários do item de despesa que extrapolou o teto pagarão Encargo de Complemento de Recursos (ECR), que será operacionalizado por meio de redução de benefício da CDE.

Como regra de transição, os pagantes do ECR arcarão com 50% de eventual encargo necessário em 2027 e com 100% do encargo já a partir de 2028. Importante ressaltar que a contribuição ao ECR será adicional ao pagamento da CDE, quando aplicável. Assim, consumidores que fazem jus aos descontos no fio por consumo de energia renovável, por exemplo, deverão contribuir normalmente com a CDE e, quando necessário, pagar o ECR.

Na visão da ABRACE, esta nova abordagem representa um limite mais maleável ao crescimento da CDE do que a versão original proposta na MP 1.304, porém traz um avanço em comparação com a situação até então vigente, em que as despesas da CDE poderiam crescer sem limites.

Apesar de ter definido um limite ao crescimento de algumas das despesas da CDE, o PLV 10/25 criou mais uma despesa a ser coberta com recursos do Programa Luz para Todos, com ônus para a CDE. Segundo a redação aprovada, a distribuição de receptores de sinal de TV aberta via satélite de forma simultânea às novas conexões pode ser incluída entre os custos do Luz para Todos. Embora esta distribuição possa ser meritória do ponto de vista da inclusão destas famílias, não se pode deixar de notar que é uma inciativa totalmente estranha ao setor elétrico, cujo custo não deveria, de forma alguma, ser custeado pela CDE e, por consequência, pelas tarifas dos consumidores de energia elétrica brasileiros, além de seguir na contramão do esforço para limitar os custos da CDE. Acertadamente, na sanção da Lei nº 15.269/25, esta nova despesa foi vetada por ser considerada indevida para custeio com recursos da CDE.

Outra alteração muito importante na CDE incorporada pela Lei nº 15.269/25 é a alteração da regra de rateio do encargo da CDE. Pela regra até então vigente, criada pela Lei nº 13.360/2016, desde 2017 estava em curso uma transição para que, em 2030, as cotas unitárias dos consumidores de alta tensão atinjam a proporção de 1/3 das cotas unitárias dos consumidores de baixa tensão, enquanto as cotas dos consumidores de média tensão deveriam atingir 2/3 das cotas unitárias dos consumidores de baixa tensão. De forma simultânea, também está em curso uma transição para que em 2030 os consumidores das regiões Norte e Nordeste paguem os mesmos valores das cotas dos consumidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste — até 2016, as cotas destes últimos eram 4,5 vezes maiores.

A MP 1.300 criou nova regra para rateio entre níveis de tensão, que propunha retomar a igualdade das cotas unitárias em 2038 para todos os níveis de tensão, com regra de transição para atingir essa meta. Esta proposta vinha da percepção equivocada de que as proporções inferiores aplicadas ao rateio de alta e média tensão representam um benefício injustificado para os maiores consumidores em detrimento dos pequenos, quando na verdade, as proporções de 1/3 e 2/3 buscavam um rateio equilibrado do custo da CDE entre todos os consumidores, de forma que todos pagassem aproximadamente o mesmo valor em proporção ao custo final da energia, para os consumidores de diferentes níveis de tensão.

Levantamento da ABRACE Energia, realizado em abril de 2025, mostra que apesar de a transição ter começado em 2017, em média, os consumidores de alta tensão ainda pagam mais CDE em sua conta final do que os consumidores de baixa tensão atendidos pela mesma concessão de distribuição.

Durante a tramitação da MP 1.300, os parlamentares reconheceram os graves prejuízos que a alteração poderia causar para o setor produtivo nacional e a proposta acabou suprimida do projeto de conversão, que deu origem à Lei 15.235/25.

Ao longo da tramitação da MP 1.304, o assunto retornou à discussão na forma de diversas emendas, que propunham restaurar a regra da MP 1.300. A ABRACE trabalhou intensamente para evitar esse desfecho e por fim, a Lei nº 15.269/25 adotou novas proporções, vigentes já a partir de 2026, em que as cotas unitárias dos consumidores de alta e média tensão corresponderão, respectivamente, a 50% e 80%das cotas unitárias dos consumidores de baixa tensão. Estas proporções equivalem praticamente a manter as proporções de rateio vigentes em 2025, que foram de 0,49 e 0,77. Considerando que havia enorme pressão para retomar o rateio unitário conforme proposto na MP 1.300, a ABRACE Energia considera essa solução intermediária positiva para os associados.

Uma terceira alteração relevante para a projeção de custos da CDE diz respeito à imposição de limite para a concessão de descontos no fio para consumidores de energias incentivadas. De acordo com o texto aprovado na Lei nº 15.269/25, só terão direito aos descontos os consumidores que na data da publicação da lei tiverem feito a opção pelo mercado livre. Além disso, para os atuais consumidores livres, em caso de pedido de aumento do MUST ou MUSD contratado, o consumidor não terá direito ao desconto sobre o montante adicional, mantendo o direito ao desconto sobre o montante original. Essa diretriz evita o risco de uma explosão desta despesa da CDE em razão da abertura do mercado livre para os consumidores de baixa tensão, ao mesmo tempo em que é tecnicamente mais fácil de operacionalizar do que a proposta apresentada na MP 1.300, que exigia o registro dos contratos, com informações sobre montantes contratados, até o fim do ano para garantir a manutenção do desconto.

Ainda sobre descontos no fio para energia incentivada, dessa vez pelo lado da geração, a Lei nº 15.269/25 define que os descontos se aplicam desde o momento da solicitação da outorga, alterando a regra até então vigente de que os descontos passavam a ser aplicados após a última unidade de geração entrar em operação. Adicionalmente, a Lei nº 15.269/25 também aprova a possibilidade de pedido de revogação de outorga, sem penalidades, para os geradores elegíveis aos descontos no fio e que usaram da prerrogativa de pedido de extensão de prazo para entrada em operação, desde que não tenham ainda assinado CUST ou CUSD. Para os que aportaram garantias de fiel cumprimento associadas a esse pedido de aumento de prazo, a garantia poderá ser executada.

Do ponto de vista da entrada de novos recursos na CDE, merece destaque, na Lei nº 15.269/25, a previsão de que as usinas hidrelétricas com potência superior a 50 MW outorgados antes de 11/12/2003 poderão ter suas

concessões prorrogadas a critério do Poder Concedente, sendo o valor do benefício estimado da concessão integralmente revertido à CDE até 31/12/2032. Após esta data, a destinação à CDE será de 50% desse benefício.

Por fim, vale destacar que a Lei nº 15.269/25 determinou que as despesas da CDE destinadas ao subsídio à micro e mini GD passarão a ser rateadas entre consumidores livres e regulados — até então, conforme a Lei nº 14.300, as despesas da CDE para este item eram rateadas apenas entre consumidores regulados, em uma cota de CDE própria.

Diante de todas essas novas premissas para a estimativa da CDE, a ABRACE refez suas estimativas das cotas unitárias de CDE para os próximos anos. Neste exercício, consideramos:

1. As regras aprovadas para tarifa social na MP 1.300, bem como a redução do mercado de rateio em função da isenção do pagamento de CDE para famílias com renda per capita entre ½ e 1 salário-mínimo (desconto social);

2. A exclusão da receita de UBP para abatimento da necessidade de recursos da CDE a serem arrecadado por cotas, já que esses recursos ficarão comprometidos com a modicidade tarifária dos consumidores cativos nas regiões norte e nordeste. Regra aprovada na MP 1.300.

3. As regras aprovadas pela MP 1.304 para a nova regra de rateio dos custos da CDE entre níveis de tensão (50% para AT, 80% para MT e 100% para BT).

4. O limite para o crescimento das despesas da CDE para os itens que não compõe a exceção ao teto.

5. Inclusão do subsídio à GD nos custos rateados entre todos os pagantes de CDE – até 2025, esse custo ficava apenas com consumidores regulados.

Os resultados são apresentados na tabela a seguir:

Cotas unitárias de CDE (R$/MWh)															
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
N/NE	AT	34,05	48,36	52,70	56,53	62,18	68,31	68,55	69,59	70,67	71,94	73,12	74,34	75,61	76,92
N/NE	MT	53,51	77,38	84,31	90,45	99,49	109,30	109,67	111,34	113,07	115,11	116,99	118,94	120,97	123,08
N/NE	BT	69,49	96,72	105,39	113,06	124,36	136,62	137,09	139,17	141,34	143,88	146,23	148,68	151,21	153,84
S/SE/CO	AT	58,57	74,48	72,72	70,10	69,02	68,31	68,55	69,59	70,67	71,94	73,12	74,34	75,61	76,92
S/SE/CO	MT	92,04	119,16	116,35	112,16	110,43	109,30	109,67	111,34	113,07	115,11	116,99	118,94	120,97	123,08
S/SE/CO	BT	119,53	148,95	145,44	140,20	138,04	136,62	137,09	139,17	141,34	143,88	146,23	148,68	151,21	153,84

Abertura do Mercado Livre

A abertura do mercado livre é outro dos temas que estava originalmente disciplinado na MP 1.300, mas que acabou sendo inserido na Lei nº 15.269/25.

De acordo com as regras aprovadas para a abertura, os consumidores de baixa tensão das classes industrial e comercial poderão migrar para o mercado livre após 24 meses da publicação da Lei nº 15.269/25, sendo o prazo para os consumidores das demais classes de 36 meses.

Para evitar que essa abertura de mercado represente uma concentração de custos para os consumidores que permanecerem no ambiente regulado, a Lei nº 15.269/25 buscou soluções para melhor ratear os custos do sistema entre ACR e ACL. Neste bojo, cita-se a criação de encargo de sobrecontratação, a ser pago por consumidores livres e regulados, para lidar com os efeitos sobre as distribuidoras das migrações. O PLV 10/25 instituía aos comercializadores a obrigação de contribuir com os encargos de P&D e Eficiência Energética, além de pagar a Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica. Estas novas obrigações formam vetadas na sanção da Lei nº 15.269/25. Além disso, considerando que os consumidores de baixa tensão são agentes menores do que os do grupo A, a Lei nº 15.269/25 também considerou necessário criar a figura do Supridor de Última Instância, cujo custo será pago por todos os consumidores livres.

Novas regras para autoprodução

Originalmente, a autoprodução foi concebida com o objetivo de incentivar mais investimentos em geração de energia, porém nos últimos anos, a ausência de regras mais rigorosas para a equiparação à autoprodução abria brechas para contratos de autoprodução apenas formalmente, porém com todas as características de comercialização de energia, o que tornava a isenção de encargos algo incompatível com a ideia original do incentivo para autoprodução.

Diante do problema apontado, a Lei nº 15.269/25 definiu autoprodutor (APE) como o consumidor titular de outorga de geração que produz energia por sua conta e risco e regulamenta a equiparação a APE, que deve atender aos seguintes requisitos:

- Carga agregada igual ou superior a 30 MW, composta por unidades com demandas individuais iguais ou superiores a 3 MW.
- Participação, direta ou indireta, no capital social do titular da outorga, observada a participação societária com direito a voto; ou ainda, que seja do mesmo grupo econômico (sob controle societário comum, direto ou indireto, ou seja controlador, controlado ou coligado, direta ou indiretamente).

A equiparação fica limitada à parcela destinada ao consumo próprio ou à participação no empreendimento. Em sociedades em que há ações sem direito a voto com direitos econômicos superiores aos das ações com direito a voto, será exigida participação mínima de 30% de cada acionista no capital social da sociedade.

Novas regras para a equiparação não atingem consumidores equiparados antes da publicação da nova norma, com contratos submetidos à CCEE; ou que no prazo de três meses, apresentem à CCEE, para fins de equiparação, contratos de compra e venda de quotas ou ações ou contratos de opção de compra e venda de ações. Nesse último caso, a transferência das quotas ou ações deve ser concluída em até 36 meses após a celebração dos contratos, quando deve ser apresentada documentação complementar à CCEE comprovando a efetivação da transferência.

A equiparação à APE fica restrita às sociedades empresariais titulares de outorga que entraram em operação comercial após jun/2007, exceto para aquelas em que tenha ocorrido pedido formal, aceito, de equiparação à APE nos termos da Lei nº 11.488/2007, casos em que será permitido utilizar nos arranjos de equiparação aquelas cuja operação comercial iniciou antes da data mencionada.

Por fim, o PLV 10/25 também determinava que novos arranjos de autoprodução só poderiam ser feitos com usinas que entrassem em operação comercial após a publicação da lei oriunda do PLV 10/25, exceto para usinas que já façam parte de estruturas de autoprodução, porém essa determinação foi vetada na sanção da Lei nº 15.269/25.

A ABRACE considera os aprimoramentos a respeito da autoprodução positivos, na medida em que contribuem para eliminar assimetrias no mercado de energia. A maior ressalva desta associação em relação às regras do PLV 10/25 neste tema era a restrição injustificada para novos arranjos de autoprodução, que poderiam usar exclusivamente energia proveniente de usinas que ainda não tenham entrado em operação comercial. Esta restrição criava reserva de mercado apenas para estas usinas, o que, em um cenário em que já existe sobreoferta sistêmica, criava um incentivo distorcido para mais expansão do sistema. Com o veto desta regra, a ABRACE entende que as regras para autoprodução ficaram muito mais coerentes.

Modernização da operação

De forma geral, a Lei nº 15.269/25 aprova regras positivas para a modernização do setor elétrico em diversos temas.

Para o rateio do ERCAP, a Lei nº 15.269/25 encaminha diretrizes que levarão a uma alocação mais eficiente dos custos de contratação da reserva de capacidade. Pelo lado dos consumidores, o rateio levará em consideração, além do consumo, a contribuição do perfil de carga individual para a necessidade de contratação da reserva de capacidade. Além disso, a Lei nº 15.269/25 também cria a possibilidade de geradores que solicitarem conexão ao sistema elétrico após a publicação do novo artigo entre os pagantes de reserva de capacidade, na proporção da energia elétrica gerada. Ao cumprirem um conjunto de requisitos de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que poderão prever requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento, a serem estabelecidos pela ANEEL, estes geradores deixam de pagar a reserva de capacidade.

Na Lei nº 15.269/25, define-se que os sistemas de armazenamento de energia elétrica, exceto hidrelétricas reversíveis, cuja necessidade seja indicada pelo planejamento para localização na rede básica deverão ser licitados como instalação de transmissão e que o planejamento deve definir sua localização na Rede Básica, trazendo mais segurança e previsibilidade para esses investimentos. Caso o sistema de armazenamento seja na forma de baterias e contratado por reserva de capacidade, seu custo será rateado exclusivamente entre os geradores de energia, de forma ainda a ser regulamentada pela ANEEL.

Outra previsão interessante que consta na Lei nº 15.269/25 é um mecanismo competitivo, a ser custeado com recursos do ERCAP, para incentivar a geração e a resposta da demanda nos horários de pico, sendo que usinas reversíveis devem receber algum valor adicional, ainda a ser definido. Este mecanismo poderá trazer reduções globais de custo, ao permitir a participação de diversas soluções capazes de fornecer um mesmo atributo necessário ao setor elétrico.

Ainda para a modernização do setor elétrico, o PLV 10/25 trazia diversas diretrizes que foram vetadas na sanção da Lei nº 15.269/25, entre as quais merecem destaque:

- A possibilidade de a ANEEL definir a contratação do acesso aos sistemas de distribuição e transmissão por meio de procedimentos concorrenciais, cujo critério de seleção dos vencedores deveria ser a redução das TUST e TUSD e dos encargos sistêmicos.

- O encaminhamento para a ANEEL estabelecer mecanismos para compartilhamento dos riscos associados à produção energética decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas a empreendimentos hidrelétricos, eólicos e solares fotovoltaicos, abrangendo apenas usinas outorgadas.

- A obrigação de apuração da necessidade de contratação de reserva de capacidade, com obrigação de contratação anual das necessidades indicadas no planejamento.

Por fim, cabe destacar o veto, acertado, à possibilidade de enquadramento como MMGD de centrais geradoras já em operação ou que já tenham tido energia contabilizada na CCEE, medida que, se acolhida, atuaria em sentido contrário a todo o esforço da presente na Lei nº 15.269/25 para modernizar o setor elétrico promovendo uma alocação mais adequada dos custos entre os diversos participantes do setor.

Interligação entre Rondônia e Amazonas

O PLV 10/2025 determina que deve ser feito investimento para interligar entre si Porto Velho (RO) e Manaus (AM), investimento em transmissão que deve ser tratado como prioritário pela EPE no planejamento da expansão do SIN. Na sanção da Lei nº 15.269/25, permanece a determinação para a interligação, porém sem o caráter prioritário, que foi vetado.

Victor Iocca
Diretor de Energia Elétrica
victor@abrace.org.br
61 3878 3514

Natália Moura
Analista de Energia
natalia@abrace.org.br
61 3878 3500

www.abrace.org.br

Este é um material exclusivo para empresas associadas à ABRACE.

Se este documento por acaso chegou até você e sua empresa quer ter acesso a análises e estudos produzidos para os grandes consumidores de energia, associe-se!

Entre em contato: abrace@abrace.org.br.

SBN – Quadra 01 Bloco B nº 14, salas 701/702 Ed. CNC
Asa Norte – Brasília – DF – 70041 902