

CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº 10 /2021

NOME DA INSTITUIÇÃO: Comerc Energia

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

Assunto: Abertura de Tomada de Subsídios para coleta de contribuições a serem utilizadas na elaboração de estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW

1) Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?

O principal impacto positivo é a possibilidade de os consumidores obterem redução do custo de aquisição de energia elétrica a partir da escolha do fornecedor desse insumo. Outros impactos positivos são: o maior conhecimento do uso da energia elétrica com mais possibilidades de implementação de medidas eficazes de eficiência energética e de resposta da demanda aos preços de energia elétrica; o aumento da competitividade entre os fornecedores e a consequente busca pela eficiência operacional; o desenvolvimento da digitalização e inovação tecnológica (como medidores inteligentes, casas inteligentes) podendo ser associados outros serviços ao suprimento de energia elétrica em modelos Energy as a Service (EaaS); escolher a fonte de origem da geração de eletricidade para atendimento a metas corporativas ou pessoais de sustentabilidade.

Como desafio da abertura de mercado para pequenos consumidores é a necessidade de comunicação transparente e didática sobre os produtos e serviços relacionados à energia elétrica, permitindo a escolha consciente de um determinado fornecedor ou produto/serviço de tal forma que os consumidores de fato consigam atingir o objetivo de migrar do ambiente cativo para o livre, seja por questões de custo, de sustentabilidade, dentre outras razões. Adicionalmente, quanto menor o consumidor, mais simples tem que ser o processo de migração para o livre, não precisando ser ele a fazer toda a operacionalização da migração assim como dos registros de contratos na CCEE e no acompanhamento dos processos de contabilização e liquidação dessa Câmara.

2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?

A opção de escolha do fornecedor deve ser dada a todos os consumidores, em virtude dos efeitos positivos destacados na questão anterior. Entretanto, em virtude dos desafios também apontados no item 1, é importante prever a representação obrigatória, por meio de agentes varejistas, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para consumidores abaixo de 500 kW de carga. Para tanto, devem ser melhor desenvolvidas regras para tratamento de consumidores inadimplentes, como a suspensão do fornecimento físico de energia (conforme previsto no § 9º do art. 4º e o § 2º do art. 4º-A da Lei nº 10.848/2004, com redação dada pela Lei 14.120/2021) ou o desenvolvimento do fornecedor de última instância.

3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?

A questão da energia já contratada pelas distribuidoras tem que ser avaliada tanto sob a ótica da abertura de mercado como sob a ótica da expansão da mini e microgeração distribuída (MMGD). Considerando dados das planilhas SPARTA que suportam os processos tarifários, contratações nos leilões regulados de energia, processos de reduções contratuais realizados por meio da REN Aneel nº 711 e MCSD de Energia Nova, estima-se o portfólio médio Brasil de contratação das distribuidoras até 2030, conforme a Figura 1.

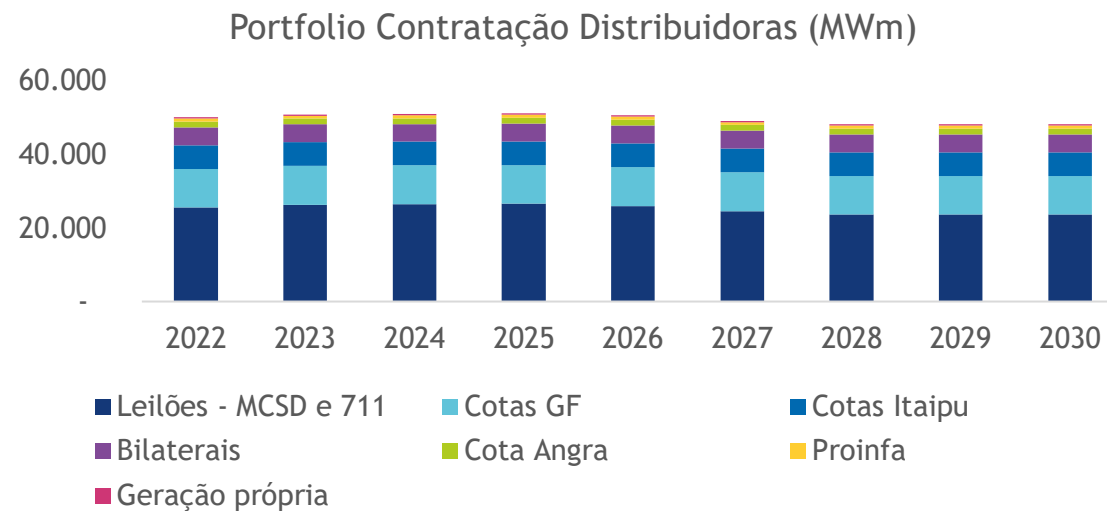


Figura 1 – Estimativa de Portfolio de Contratação das Distribuidoras

Fontes: Aneel, CCEE – Elaboração: MegaWhat

É possível segregar esse portfolio em 3 categorias:

- a) Contratações relacionadas a obrigações dispostas por medidas legislativas, que respondem por cerca de 37% do portfólio e que são referentes a cotas da UHE Itaipu (Lei 5.899/1973),

cotas de Garantia Física (Lei 12.1783/2013), cotas de Energia Nuclear (Lei 10.848/2004, com redação da Lei 12.111/2009). Vale ressaltar que a quantidade de energia das cotas da UHE Itaipu considerada nesse gráfico engloba a parcela da energia de direito do Paraguai e que é cedida para o Brasil, e cuja destinação não é definida após agosto de 2023. Caso posteriormente essa data seja definido que a parcela do Paraguai não seja mais direcionada para o Brasil, haveria uma redução de cerca de 3 GWm referente a essa parcela.

- b) Contratações em Leilões Regulados, em Contratos Bilaterais (anteriores a 2004 e decorrentes de geração distribuída nos termos da Lei 10.848/2004) e energia decorrente de geração própria, que respondem por cerca de 61% do portfólio de contratação das distribuidoras
- c) PROINFA que responde por 2% do portfólio de contratação das distribuidoras e que já possui mecanismo de alocação nas distribuidoras em função do mercado por elas atendido.

Pelo lado da demanda, considerando as premissas de crescimento da carga previstas na 1ª revisão quadrimestral de 2021¹ e prolongando o crescimento de carga adotado até 2030, considerando o cenário verão adotado pela EPE no Caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias para o PDE 2031² e considerando uma redução de participação de 5% por ano da carga regulada até 2030,

¹ https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-561/NT%201%C2%AA%20Revis%C3%A3o%20Quadrimestral%202021_VF.pdf

² https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_vfinal.pdf

obtém-se o balanço entre portfolio contratual e carga a ser atendida diretamente pelas distribuidoras.

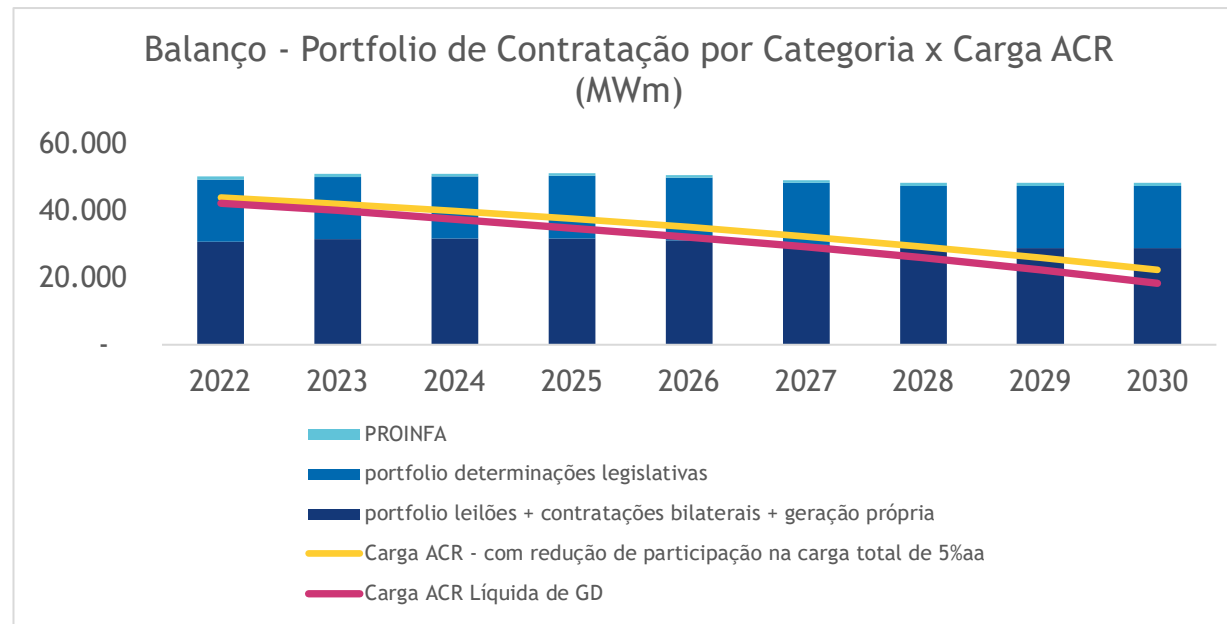


Figura 2 – Estimativa Balanço de Contratação x Carga ACR

Fontes: Aneel, CCEE – Elaboração: MegaWhat

Observando-se o balanço pode-se sugerir que o portfólio de contratação sujeito a determinações legislativas seja tratado da seguinte forma:

- Cotas Nuclear – sejam direcionadas para todos os consumidores, cativos e livres, e componham o lastro de contratação para atendimento a 100% da carga, mediante pagamento de um valor regulado pela Aneel, como já estabelecido para a usina Angra 3 nos termos do artigo 10 da Lei 14.120/2021. Uma alternativa seria destinar a energia das usinas de Angra 1, 2 e 3 para comercialização, a critério da empresa gestora dessa usina, tanto no ACL quanto no ACR, sendo mantido um encargo de capacidade para custear o investimento nas usinas a ser pago por todos os consumidores.
- Cotas Itaipu – deixem de ser cotas e passem a ser comercializadas tanto no ACL quanto no ACR, devendo ser alterada a Lei 5.899/1973.
- Cotas de Garantia Física – Lei 12.783/2013 – sejam devolvidas para os geradores, a critério deles, que voltariam a ter o regime de Produtor Independente de Energia e poderiam comercializar energia tanto no ACL quanto no ACR

Já para as contratações decorrentes dos Leilões Regulados e de processos bilaterais, poderiam ser previstos tanto mecanismo de redução contratual (quando a energia retorna ao gerador que vendeu a energia), como o MCSD de energia nova ou oferta de redução pelos geradores, como mecanismo de venda de excedente com contratos de prazos 3, 5 e 10 anos, associados a um cronograma de abertura de mercado, tendo as distribuidoras mais tempo para se desfazerem de sobras e o mercado livre de fazer uma contratação mais planejada. Em caso de ainda haver sobra contratual, após todos

os comprovados esforços de venda pelas distribuidoras, a sobra de um ano será partilhada entre todos os consumidores na proporção de suas cargas, compondo lastro de atendimento da carga e sendo pago o valor do preço médio de portfólio de contratação, calculado e homologado pela Aneel, devendo essa sobra ser informada com 12 meses de antecedência do início da alocação.

4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?

O comercializador regulado de energia elétrica pode ser função das distribuidoras de energia elétrica ou de agentes habilitados para esse fim e que fornecerão energia por meio de tarifas reguladas pela Aneel e deve atender aos consumidores que mesmo possuindo a opção de serem atendidos no ambiente de comercialização livre, optam por manterem seu fornecimento atrelado à distribuidora local.

Também poderiam exercer a função do supridor de última instância.

4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

- (i) optarem por não migrar para o mercado livre: o comercializador regulado
- (ii) optarem por voltar para o ACR: o comercializador regulado, desde que seja permitido o retorno.
- (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor: o comercializador regulado no papel de supridor de última instância. Entretanto, no caso de

inadimplência do consumidor, a principal medida deve ser o corte físico do suprimento e somente em caso de alguma medida judicial que determine a manutenção do fornecimento é que o consumidor seria compulsoriamente migrado para o supridor de última instância.

(iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE: o consumidor deve ter prazo de 30 dias para buscar outro fornecedor a contar do início do processo de desligamento e caso não altere, é migrado compulsoriamente ao supridor de última instância

(v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas: o comercializador regulado, no caso de usufruir o subsídio e esse for aplicável na tarifa de energia. Se for na TUSD pode ser atendido por qualquer supridor. Por exemplo, consumidores baixa renda ou consumidores que usufruam dos subsídios de saneamento e irrigação, que são subsídios que incidem tanto na TE quanto na TUSD, devem ser atendidos obrigatoriamente por consumidores regulados. Já para consumidores que comprem energia incentivada e possuem desconto de 50% ou 100% na TUSD pode comprar de qualquer supridor.

4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?

A contratação pode ser realizada por leilões centralizados ou individuais pela distribuidora, sendo que nesse último caso deve haver limites de repasse de preço de contratação de energia para a tarifa, seja por meio de referências de preço para cada uma das fontes, como no caso de contratação

de Geração Distribuída, nos termos da Lei 10.848/2004, ou tendo como referência os preços obtidos nos leilões centralizados. Devem ser evitados os leilões centralizados como hoje realizados, com contratações de longuíssimo prazo, devendo ser migrada a contratação da expansão da oferta, como previsto no PL 414/2021, com contratação de reserva de capacidade mediante o pagamento de encargo de reserva de capacidade pelos consumidores e a energia desses empreendimentos podem ser vendidas por meio de leilões centralizados tanto para o ACR quanto para o ACL, nos quais comercializadores atacadistas e varejistas, comercializadores regulados, consumidores com carga acima de 500 kW e outros geradores possam participar diretamente. O pagamento das perdas e subsídios permanece como atualmente é realizado

4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?

Os consumidores devem ser livres para optar entre estar no ambiente regulado ou no ambiente livre e não deve haver uma limitação sobre a quantidade de vezes que um consumidor pode transitar de um ambiente para outro. O período mínimo de permanência em um ambiente deve ser de 12 meses. A migração do ambiente regulado para o ambiente livre deve ser comunicada à distribuidora com 6 meses de antecedência da data pretendida da migração, e observando o prazo de permanência mínimo de 12 meses. Já a migração do ambiente livre para o ambiente regulado deve respeitar os

prazos dos contratos no ambiente livre e ser comunicado ao comercializador regulado com 6 meses de antecedência, considerando que os comercializadores regulados terão várias opções de contratação de energia, nos termos da resposta do item 4.2

4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?

O serviço de comercialização regulada pode ser prestado pelas próprias distribuidoras ou por outras empresas habilitadas para essa finalidade, que serão sujeitas à fiscalização e regulação da Aneel. Os contratos devem ser termos de adesão conforme modelo regulado do Contrato de Compra de Energia Regulada, previsto no art. 29 da REN Aneel nº 414/2010.

Será necessária inovação regulatória para que sejam estabelecidos os critérios de habilitação de empresas que queiram prestar o serviço de comercializador regulado, bem como os parâmetros de monitoramento e fiscalização desses agentes.

Será necessária inovação regulatória para previsão do supridor de última instância, cuja operacionalização poderá ser detalhada em regulamentação da Aneel.

Será necessária alteração legislativa para permitir a compra de energia elétrica pelos comercializadores regulados em leilões individuais e consequente regulamentação da Aneel para homologação dos contratos firmados nesses leilões.

4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?

Se por um lado a gestão da compra de energia elétrica parte no ACL e parte no ACR é complexa por outro pode dar a possibilidade aos consumidores por testarem o ACL com uma parte da carga e, posteriormente, decidir em se manter em um ou nos dois ambientes. Entretanto, sendo possível o retorno da carga para o ACR, conforme sugerido no item 4.3, a opção de convivência nos dois ambientes deveria ser vedada para todos os consumidores conectados em Baixa Tensão e Alta Tensão.

5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?

O faturamento deve ser emitido por cada supridor de energia ou serviço. Ou seja, se um consumidor compra de 3 supridores de energia diferentes, ele receberá 4 faturas, sendo 3 faturas relacionadas à

compra da energia – uma de cada supridor – e 1 fatura da distribuidora local, onde permanecerá conectado.

Entretanto, para consumidores que obrigatoriamente sejam representados, os agentes representantes serão os supridores da energia e, nesse caso, inicialmente sugere-se que o consumidor receba 1 fatura do agente representante/supridor de energia e 1 fatura da distribuidora local, onde permanecerá conectado. A expansão da abertura do mercado, necessitará de integração de tecnologia de informação entre agentes supridores e distribuidores e poderá haver cronograma para unificar a fatura a ser emitida pelo agente representante/supridor de energia que agregará tanto a parcela de energia e serviços associados como o pagamento pelo serviço público de distribuição. Nessa ocasião deverá haver regramento de comunicação do agente supridor para a distribuidora promover corte físico de suprimento para consumidor inadimplente assim como deve ser expresso em regulação e no contrato de suprimento que o inadimplemento do consumidor acarretará corte do suprimento físico pela distribuidora.

6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?

Devem ser mantidos os requisitos técnicos atualmente existentes e regulados pela REN Aneel 863/2019 e na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST sobre especificações de medidores e

responsabilidade técnica e financeira, não havendo diferenças entre os consumidores regulados ou livres. Deve-se buscar também uma uniformização de critérios técnicos das distribuidoras, respeitadas as características regionais de cada uma.

Para consumidores de baixa tensão podem ser também mantidos os mesmos requisitos constantes na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST, não devendo ser necessária a alteração de medidores para permitir a abertura de mercado. Entretanto, pode ser que haja a necessidade de alteração dos requisitos dos medidores na medida em que avance a discussão sobre a adoção da Tarifa Binômia nesse nível de tensão. Adicionalmente, para facilitar a coleta dos dados de medição, os medidores devem estar associados à sistema de telemetria ou de sistema de comunicação que o supridor tenha acesso à leitura dos consumidores e cuja central de medição fica sob responsabilidade das distribuidoras.

6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?

Para os consumidores conectados em média e alta tensão devem ser mantidos os requisitos técnicos atualmente existentes e regulados pela REN Aneel 863/2019 e na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST sobre especificações de medidores e responsabilidade técnica e financeira, não havendo

diferenças entre os consumidores regulados ou livres e não havendo necessidade de alteração de medidores. Deve-se buscar também uma uniformização de critérios técnicos das distribuidoras, respeitadas as características regionais de cada uma.

Já para os consumidores conectados em baixa tensão, a necessidade de alteração dos medidores dependerá da conclusão das discussões sobre a adoção da Tarifa Binômia, não devendo ser um requisito à abertura do mercado. Se for adotada solução que requeira a alteração do medidor, o custo deve ser da distribuidora local, que será repassado por meio das tarifas de uso do sistema de distribuição, como já é adotado com os medidores da Tarifa Branca. Adicionalmente, para facilitar a coleta dos dados de medição, os medidores devem estar associados à sistema de telemetria ou de sistema de comunicação que o supridor tenha acesso à leitura dos consumidores e cuja central de medição fique sob responsabilidade das distribuidoras.

Em ambos os casos se os consumidores desejarem usar medidores com funcionalidades além das previstas nos requisitos mínimos, os consumidores deverão arcar com a diferença, conforme já previsto na seção 5.1 do módulo 5 do PRODIST.

7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?

Sim. Além de serem observados os preceitos gerais do Código de Defesa do Consumidor, é importante não somente para os consumidores, mas também para os fornecedores o estabelecimento de critérios e requisitos objetivos sobre a prestação do suprimento do produto energia e dos serviços associados, muitos dos quais já estão previstos na REN ANEEL nº 414/2010 e no módulo 11 do PRODIST. Além disso, cita-se como exemplo o conjunto de direitos dos consumidores de energia europeus, que estabelece dentre outros, informações mínimas e precisas a serem contidas nas faturas, prazos máximos para migração de fornecedores.³ Os critérios, entretanto, não devem ser restritivos a ponto de inviabilizar a efetiva migração dos consumidores para o ambiente livre ou o interesse de empresas no exercício do agente supridor.

³ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d2eb27f5-b084-454c-adeb-1a2d7f477f91/language-en/format-PDF/source-96122221>

8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?

Deve ser regulada a suspensão do fornecimento físico do consumidor em virtude de inadimplemento contratual previsto nos artigos 4º-A e 4º-B da Lei 10.848/2004, com redação introduzida pela Lei 14.120/2021.

Deve ser avaliada a criação do supridor de última instância.

9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?

Em referência ao item 3, o cronograma de abertura deve mitigar o risco de sobrecontratação das distribuidoras. Deve estar associado à alteração da forma de contratação da expansão da oferta, como previsto no PL 414/2021, com contratação de reserva de capacidade mediante o pagamento de encargo de reserva de capacidade pelos consumidores e a energia desses empreendimentos podem ser vendidas por meio de leilões centralizados tanto para o ACR quanto para o ACL, nos quais comercializadores atacadistas e varejistas, comercializadores regulados, consumidores com carga acima de 500 kW e outros geradores possam participar diretamente, ou em negociações bilaterais

com os mesmos agentes, exceto os comercializadores regulados. A EPE deve fazer o levantamento de toda a Garantia Física e Potência contratadas para atendimento no ACR e no ACL (considerar os empreendimentos que estão sendo viabilizados integralmente no ACL) e levantar a necessidade de contratação para os próximos anos com base na carga e demanda projetada para o mesmo horizonte.

Na parcela do portfólio de contratação sujeito a determinações legislativas seja tratado da seguinte forma:

- Cotas Nuclear – sejam direcionadas para todos os consumidores, cativos e livres, e componham o lastro de contratação para atendimento a 100% da carga, mediante pagamento de um valor regulado pela Aneel, como já estabelecido para a usina Angra 3 nos termos do artigo 10 da Lei 14.120/2021. Uma alternativa seria destinar a energia das usinas de Angra 1, 2 e 3 para comercialização, a critério da empresa gestora dessa usina, tanto no ACL quanto no ACR, sendo mantido um encargo de capacidade para custear o investimento nas usinas a ser pago por todos os consumidores.
- Cotas Itaipu – deixem de ser cotas e passem a ser comercializadas tanto no ACL quanto no ACR, devendo ser alterada a Lei 5.899/1973.
- Cotas de Garantia Física – Lei 12.783/2013 – sejam devolvidas para os geradores, a critério deles, que voltariam a ter o regime de Produtor Independente de Energia e poderiam comercializar energia tanto no ACL quanto no ACR

10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?

Devem ser estabelecidos requisitos de capacidade técnica, econômico e financeira para os comercializadores varejistas em valores compatíveis com o tamanho de suas carteiras e volume de suas operações, devendo a regulação prever mecanismos de proteção para evitar comportamentos oportunistas ou imprudentes na administração dessas operações.