



AMCHAM

Missão Abraceel

WHITE PAPER

COMPETIÇÃO VAREJISTA NO TEXAS

Principais características de um mercado de energia elétrica liberalizado.

30 de novembro de 2023
Costa do Sauipe, Bahia, Brasil

Este *White Paper* apresenta as principais características do mercado de energia elétrica texano, com base no *benchmarking* realizado entre 25 e 28 de setembro com os participantes na Missão Abraceel 2023, a qual foi organizada pela própria Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) e pela Câmara Americana de Comércio para o Brasil (Amcham), com a curadoria de conteúdo estruturada pela Thymos Energia.

Agradecemos as contribuições de Resmi Surendran (Shell Energy), Erick Araújo (ENGIE North America), Bill Barnes (NRG), Eric Easton (CenterPoint Energy), Dawn Constantin (BP), Edgar Castro (BP), Brain Leeke (Vitol), Mr. Yanagawa (MEMS), Mr. Komatsubara (MEMS), Fabiana Polido (Omega Energia), Traci Morehead (McGuireWoods Consulting), Toni Gius (McGuireWoods Consulting), Matthew Berend (AB Power Advisors), Dan Woodfin (ERCOT), Olivier Beaufile (Aurora Energy Research), Mike Hoke (PUCT) e Rajiv Shah (Octopus Energy) recebidas durante as apresentações e visitas.

O presente relatório, destaca-se, possui o exclusivo intuito de discutir e promover o debate. Ele não representa um trabalho de consultoria ou uma recomendação formal. Desse modo, não se pode atribuir à Thymos Energia qualquer responsabilidade por decisões empresariais ou relacionadas a políticas públicas que sejam tomadas e refiram-se a este documento. A Thymos Energia não pode assegurar a precisão das informações descritas neste trabalho, observando que as fontes utilizadas foram indicadas. É proibida a reprodução parcial ou integral deste trabalho sem a citação da fonte.



Conteúdo



1. Introdução



2. Desenho de mercado



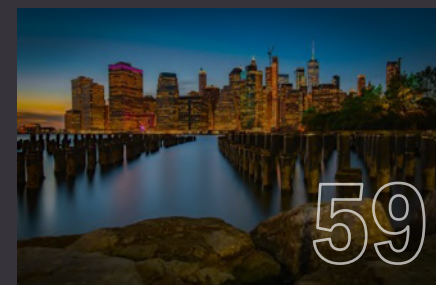
3. Geração-Consumo



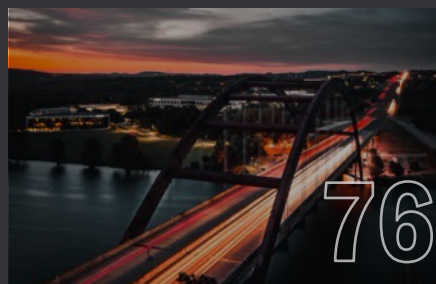
4. Preço Spot



5. Transmissão



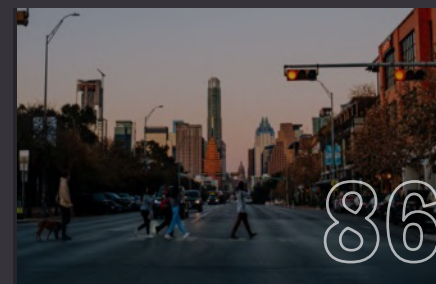
6. Mercado Varejista



7. Tendências



8. Conclusões



9. Anexos

Introdução



O Brasil está entrando na era da competição varejista no mercado de energia elétrica, e este *White Paper*, baseado na Missão Abraceel 2023 no Texas, visa apresentar as experiências positivas e os pontos de atenção observados em um mercado maduro, com varejo desde 2002.



Múltiplas interações com as equipes técnicas da ABRACEEL e AMCHAM

- Evolução do mercado brasileiro
- Dilemas do desenho de mercado
- Discussões regulatórias




Conhecimento técnico da Thymos Energia

- Ampla experiência dos consultores em mercados internacionais, incluindo Texas
- Implementação de projetos estratégicos e operacionais de varejo de energia elétrica no mercado brasileiro



Research

- *Desk research* em materiais sobre o mercado texano (ERCOT, PUCT, IEA, etc.)
- *Networking* com enfoque no mercado do Texas



Observa-se que esse relatório foi redigido com o objetivo de ser autocontido. Para fins de entendimento e clareza, alguns slides apresentados no *Warm Up Report* são repetidos integralmente ou com algumas adaptações. Assim, este é um relatório mais completo e extenso, dado que aprofunda pontos que foram discutidos com os especialistas do Texas ou responde a questionamentos apresentados pelos participantes da missão.



O tamanho do mercado texano, o desenho comercial e os aspectos de inovação são pontos importantes para o Brasil observar na ampliação do ACL.

Carga 2022

405,4 TWh
ou
46,3 GWm

Demanda Pico 2022

80 GWm

Capacidade instalada

159 GW¹

¹ Quantidade de capacidade instalada em situações de elevada manutenção de máquinas. Dada a abordagem mercadológica, a capacidade instalada disponível varia conforme decisão dos geradores de estar pronto para submeter lances no *Day-ahead market* (DAM) ou no *Real-time market* (RT)

Elemento de desenho de mercado...

... que pode ser relevante para o Brasil

Competição varejista que atinge **85% a 90%** da carga do mercado

A **abertura da AT em 2024** e as previsões de ampliação para a BT levam o mercado livre brasileiro para uma escala parecida.

Energy-Only e o debate de criação de um mecanismo de capacidade

O **Brasil criou um mercado de capacidade, mas ainda não utiliza o mecanismo em larga escala**, sendo que a ausência desse mercado se mostrou problemática em situação de *stress* no Texas.

Preferência por manter **mecanismos de mercado** em situações de *stress* de preços

O governo do Texas preferiu **não realizar intervenções diretas no desenho de mercado** e oferecer apoio à população por mecanismos de suporte (empréstimos).

Alta e rápida penetração de renováveis e GD

Característica similar ao observado no Brasil, com impactos comerciais e na operação do sistema.

Relevante papel de *traders* e comercializadoras

Algo também presente no Brasil e com papel central na ampliação do ACL.

Preço por oferta

Ver os pontos positivos e negativos para a discussão que está ocorrendo no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e, **caso adotado, como os comercializadores também podem participar desse processo.**

Produtos financeiros

Discussões para acelerar o mercado de derivativos e produtos financeiros no SEB.

Inovação em *storage* e outros serviços e tecnologias

O SEB passa por rápida transformação em Recursos Energéticos Distribuídos (REDs); entender as rotas e opções do mercado texano podem **auxiliar na implementação de rotas de aprimoramento como também de novos serviços e produtos no ACL.**

O mercado texano cobre 29 MM de habitantes e ≈ 9 MM de clientes, sendo o mais dinâmico da perspectiva competitiva.

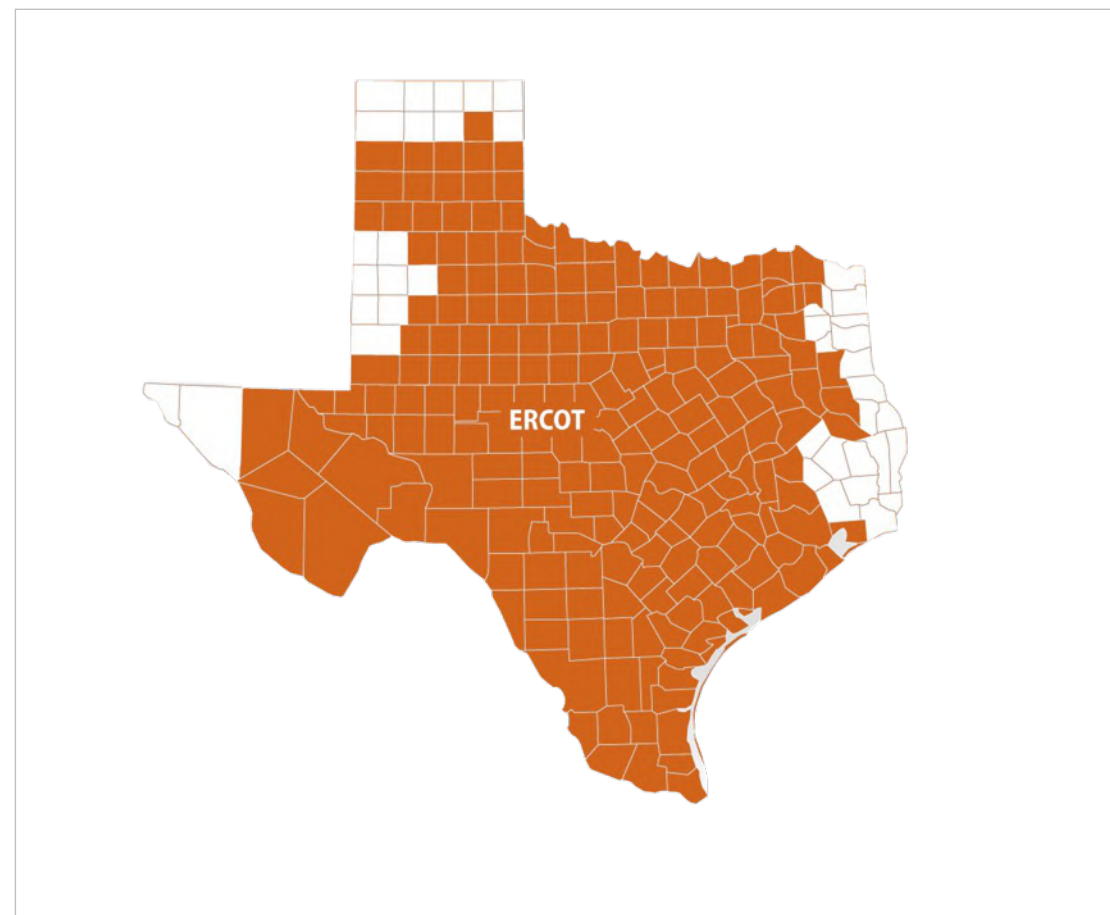
O Texas é o mercado de energia elétrica mais dinâmico dos EUA sob a perspectiva competitiva, com 29 milhões de habitantes e 9 milhões de clientes. O estado possui uma diversidade de sistemas regionais e é considerado um grid segregado no contexto do sistema elétrico americano.

O grid do estado é operado pelo *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), o qual, como operador de mercado, controla aproximadamente 85% a 90% da carga, sob o guarda-chuva da competição varejista. No entanto, diversas regiões e cidades não aderiram ao mercado varejista e, neste caso, ainda seguem o modelo tradicional de uma empresa verticalizada que, em geral, é administrada pelo município ou, ainda, por estruturas de cooperativas em regiões rurais.

Alguns exemplos de cidades relevantes que não são competitivas são Austin, San Antonio e El Paso.

O estado também passou por uma transformação em termos de capacidade instalada, aderindo fortemente as tecnologias renováveis eólica e solar. Em 2010, apenas 8% da capacidade instalada provinha dessas fontes. Em 2022, o percentual já representava ao redor de 31%. Contudo, o gás natural ainda é central no fornecimento do estado, representando 43% da capacidade instalada. Por este motivo, o custo do gás natural apresenta influência determinante na formação do preço spot, o que acaba por refletir em todo o mercado de contratos.

Área de cobertura do ERCOT



O Texas possui um grid praticamente independente do resto dos EUA, o que busca evitar a jurisdição federal.

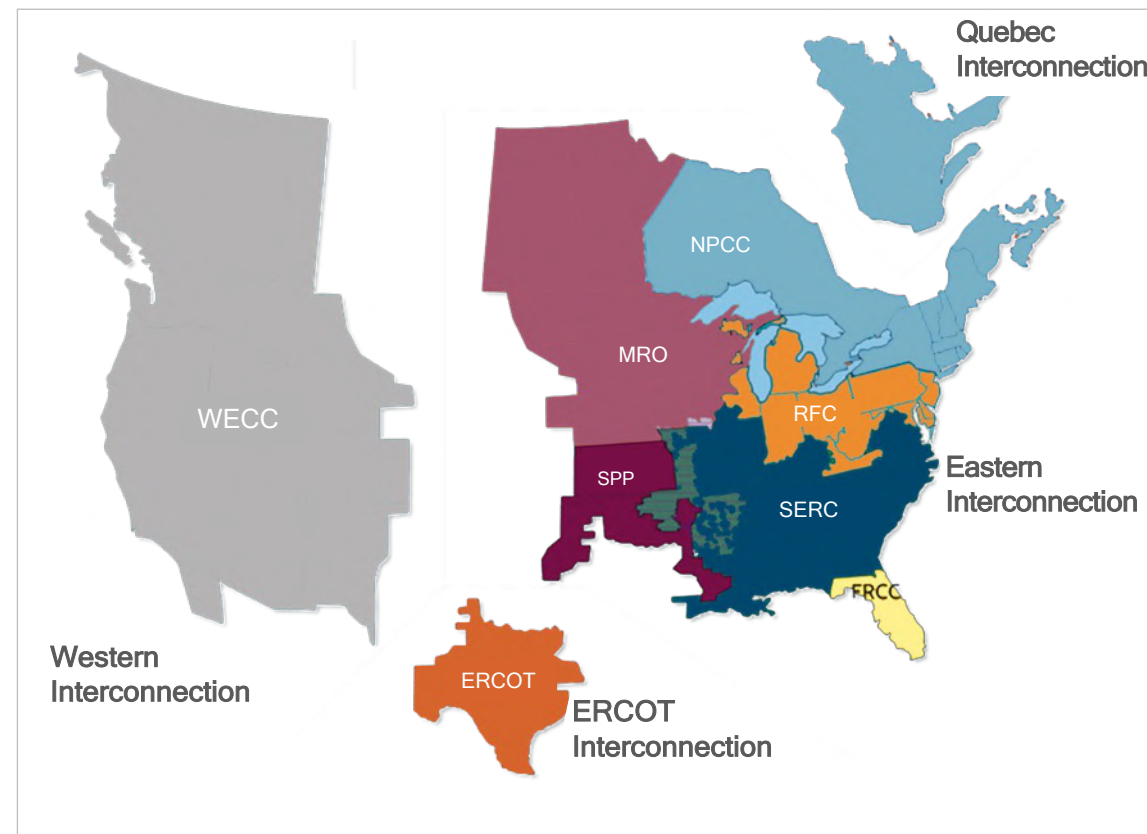
A separação do grid do Texas do restante dos EUA tem origens na evolução das empresas de energia no início do século passado. Após Thomas Edison ligar a primeira usina de energia dos EUA em 1882 (Manhattan), pequenas usinas geradoras surgiram por todo o estado. Mais tarde, especialmente durante a Primeira Guerra Mundial, as empresas de serviços públicos começaram a se interligar, sendo que essas conexões e a rede de transmissão correspondente cresceram ainda mais durante a Segunda Guerra Mundial. Nesse período, várias empresas de serviços públicos se uniram para formar o Sistema Interconectado do Texas, o que lhes permitiu utilizar as grandes barragens ao longo dos rios do estado e também enviar eletricidade extra para apoiar as fábricas que estavam aumentando sua produção para contribuir com o esforço de guerra.

O grid do Texas - que por muito tempo foi operado por duas entidades distintas, uma para o norte e outra para o sul do estado - tinha outro objetivo relevante: manter-se fora do alcance dos reguladores federais. Em 1935, o Presidente Roosevelt assinou o *Federal Power Act*, o qual incumbiu a *Federal Power Commission* de supervisionar as vendas de energia elétrica interestaduais. Assim, ao não atravessar as fronteiras estaduais, as empresas de serviços públicos do Texas evitavam ficar sujeitas às regras federais.

O ERCOT foi formado em 1970, após um grande blecaute no Nordeste do país, em novembro de 1965. A entidade assumiu responsabilidades adicionais após a abertura do mercado, sendo que ainda hoje continua livre da jurisdição da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Atualmente o ERCOT não está completamente isolado, como ficou evidente quando o estado importou energia do México durante os apagões programados de 2011, contudo são conexões de baixa relevância estrutural. O ERCOT possui três conexões com o México e duas conexões com o grid do leste dos EUA, embora elas não acionem a regulamentação federal. Todas essas conexões podem movimentar

energia comercialmente e ser usadas em situações de emergência. Um possível novo projeto de interconexão no Condado de Rusk está em estudo e outra proposta ambiciosa, chamada Três Amigas, também está em análise (ligaria as três grandes redes elétricas dos EUA no Novo México). Contudo, a agência reguladora do estado não mostra grande interesse em avançar nestes projetos.

Interconnections in North America



A liberalização de parte do mercado americano de energia elétrica é um processo de longo prazo...



... que no Texas resultou em um mercado com competição varejista plena desde 2002.



“ A liberalização do mercado texano foi uma crença de que a competição entrega melhores resultados para sociedade do que uma regulação rígida. Além disso, o Texas não podia ficar para trás em comparação ao resto dos EUA. ”

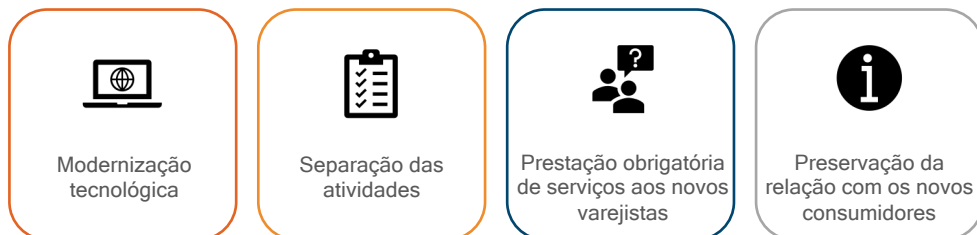


Tracy Morehead
Vice President State Government Relations, McGuireWoods Consulting

Os princípios adotados pelos reguladores do Texas no início da sua abertura resultaram na criação do mercado de energia elétrica mais dinâmico dos Estados Unidos, sob uma perspectiva de competitividade.

Um dos fatores cruciais na liberalização do mercado é a diminuição do poder dominante das empresas estabelecidas (“incumbentes”), oriundas da estrutura prévia à abertura do mercado. O estado buscou mitigar o poder de mercado das empresas de distribuição incumbentes.

Essas estratégias envolveram aspectos de:

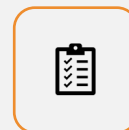


Exemplos de políticas adotadas no Texas na abertura do mercado para mitigação do poder de mercado das empresas incumbentes:



Modernização Tecnológica

- O Texas foi o único estado que ao implantar programa de *rollout* de *smart meter*, determinou que a cobrança de taxa mensal nas faturas somente incidiria entre os consumidores com *smart meter* (entre USD 2,21 e USD 3,40 por mês).
- *Electric Service Identifier* (ESI IDs) - portabilidade: o ERCOT identifica rapidamente a substituição do fornecedor de eletricidade. Trocas podem acontecer a cada mês, caso seja de interesse do consumidor.



Separação das atividades

- As empresas verticalizadas (G, T, D e C) foram obrigadas a separar as atividades em empresas distintas. As geradoras incumbentes (advindas da desverticalização) podiam ter somente até 20% da capacidade instalada (leilões de aquisição foram realizados).
- Os *retailers* incumbentes (advindos da desverticalização) foram submetidos a um preço piso (*Price to Beat* - PTB) para evitar a concorrência desleal com *retailers* menores (não advindos de desverticalização).



Prestação obrigatória de serviços aos novos varejistas

- As empresas de distribuição foram obrigadas, no início, a prestar serviços de medição e emissão de faturas aos varejistas.
- Além disso, também são obrigadas a vender o “fio” para o varejista, o qual é repassado na fatura para o consumidor.



Preservação da relação com os novos consumidores

- Toda interação de propaganda e comercial sempre é por meio da comercializadora varejista.
- A PUCT incentiva ferramentas de comparação e avaliação da qualidade de atendimento dos varejistas.

A governança do setor elétrico do Texas é direta e simples, dado que o estado não está sujeito à regulação federal.

O estado não possui interligações relevantes com os demais grids dos EUA. Por conta disso, tem independência em relação às políticas, determinações e regulações federais.

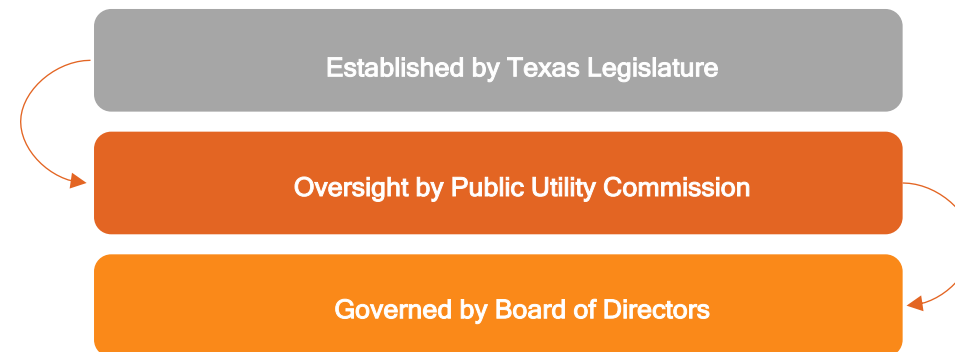
Da perspectiva regulatória, a *Public Utility Commission of Texas* (PUCT) foi criada em 1975 como parte da Lei de Regulamentação de Utilidades Públicas e atualmente tem responsabilidades que incluem: (1) supervisionar os mercados competitivos, e fiscalizar sua conformidade com estatutos e regulações dos setores elétrico e de telecomunicações; (2) garantir que os consumidores tenham acesso a serviços de utilidade pública seguros, confiáveis e acessíveis; (3) regular tarifas e serviços de empresas de água e esgoto.

A PUCT é composta por cinco comissários, incluindo um presidente, que são nomeados pelo governador, confirmados pelo Senado estadual e servem mandatos escalonados de seis anos. Além de seu papel regulatório, a

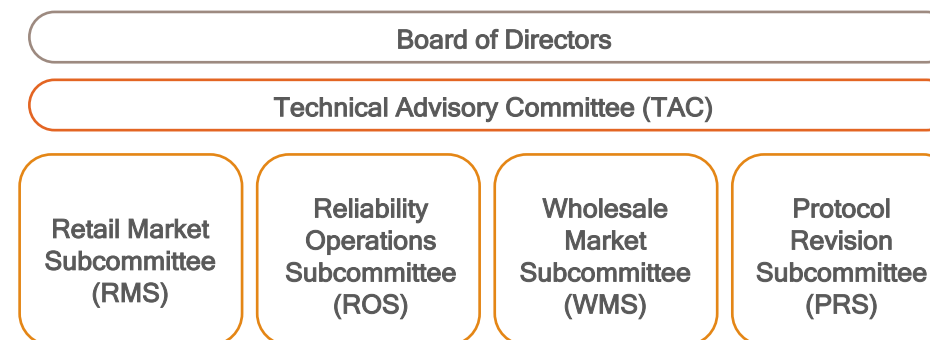
PUCT também administra vários programas destinados a promover a eficiência energética e a energia renovável no Texas. Esses programas incluem o Programa de Eficiência Energética do Texas, o Programa de Negociação de Créditos de Energia Renovável do Texas e o Escritório de Conservação de Energia do Estado.

Nesse contexto, o ERCOT gerencia o fluxo de energia elétrica para mais de 29 milhões de habitantes no Texas - representando cerca de 90% da carga do estado. Como operador independente do sistema, o ERCOT gerencia as operações físicas e de mercado de mais de 52.700 milhas de linhas de transmissão e 1.100 unidades de geração, incluindo Redes de Uso Privado. Ele também gerencia operações de cunho financeiro para o mercado atacadista, além da troca de fornecedores (portabilidade) para 9 milhões de instalações em áreas de escolha competitiva. Do ponto de vista institucional, o ERCOT é uma associação sem fins lucrativos governada por um conselho de diretores e sujeita à supervisão da PUCT e da Legislatura do Texas. Seus membros incluem consumidores, cooperativas, geradores, comerciantes de energia, provedores de eletricidade no varejo, empresas de serviços públicos de eletricidade de propriedade privada e provedores de transmissão.

Visão Institucional



Board and TAC approve Protocols and Market Guides



Subcommittees recommend changes to the ERCOT Protocols and Market Guides

Também são relevantes no contexto texano as *Transmission and Distribution Utilities (TDUs)* e as *Municipally Owned Utilities (MOUs)*.

As TDUs são responsáveis pela transmissão e distribuição de eletricidade e são reguladas pela PUCT, possuindo forte relacionamento com o ERCOT e os varejistas.

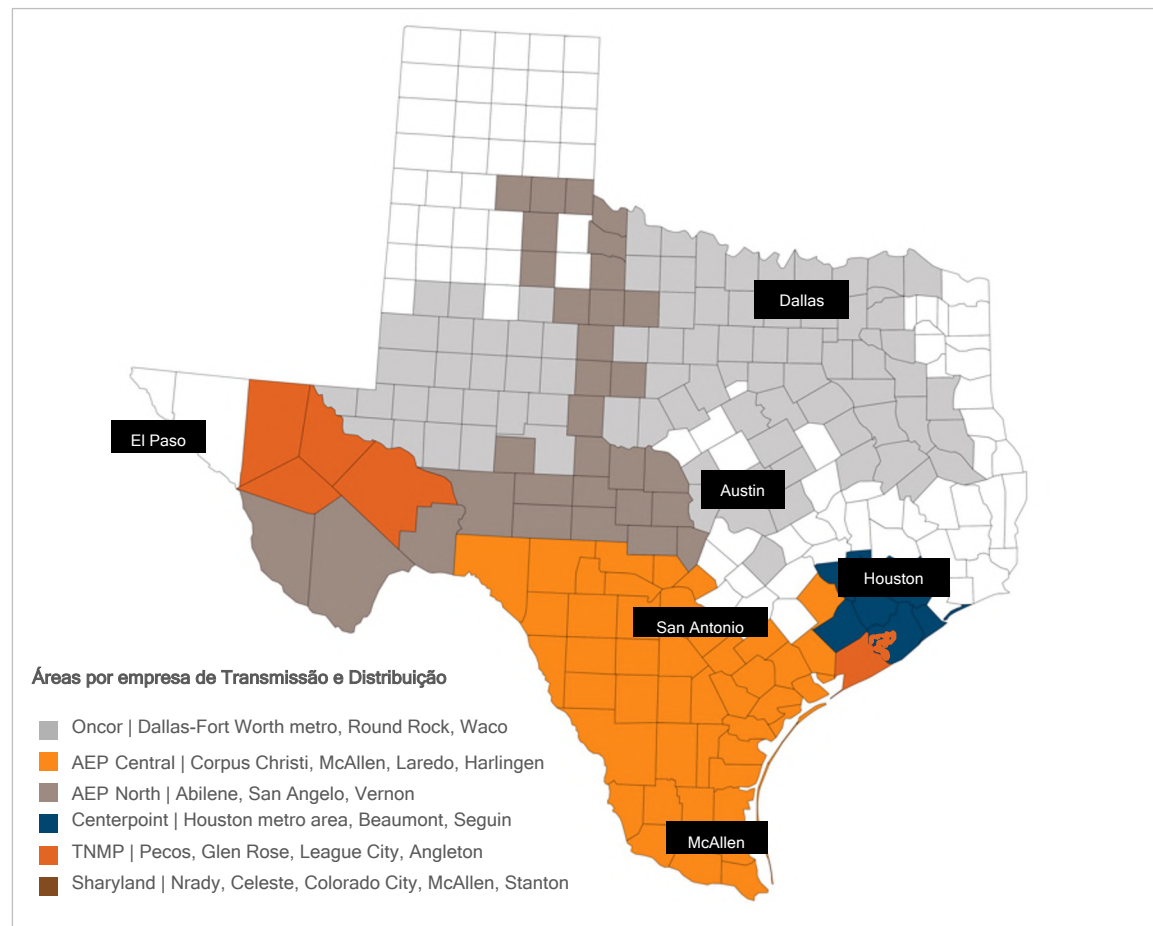
Na prática, as TDUs são responsáveis por manter a infraestrutura física que entrega energia elétrica aos clientes, incluindo linhas de distribuição e transmissão, transformadores, subestações e outros equipamentos. Elas também são responsáveis por monitorar o fluxo de eletricidade em sua rede e gerenciar quaisquer interrupções ou quedas de energia que ocorram.

Adicionalmente, possuem a atribuição de garantir que suas redes sejam confiáveis e seguras, investindo em novas tecnologias e equipamentos para melhorar o desempenho da rede e prevenir ameaças cibernéticas.

Por fim, as TDUs são obrigadas a fornecer acesso igualitário às suas redes a todas as empresas geradoras de energia, garantindo que os clientes tenham acesso a uma variedade diversificada de fontes de energia.

No caso do Texas, as cidades possuem liberdade de aderirem ou não ao mercado competitivo e, no caso de manterem um mercado regulado para os consumidores, se observam as MOUs. Essas empresas são operadas pelas prefeituras locais e tendem a possuir uma estrutura clássica verticalizada, participando do mercado atacadista do ERCOT, mas não levando a competição ao nível dos clientes finais.

Áreas do Texas participantes do mercado competitivo



Os pontos positivos e de atenção do mercado texano fornecem aprendizados importantes para o Brasil e evidenciam a importância do papel dos comercializadores (atacado e varejo).

A comercialização de energia pode prover a essencial liquidez e os sinais de preços adequados para eficiência econômica e confiabilidade de suprimento.



Comercializador Varejista



Promoção da competição



Exercício de escolha pelo consumidor



Novos desafios à operação



Comercializador varejista

O mercado implementado no Texas confia ao preço um papel relevante de prover sinais aos agentes de mercado no sentido de se obter eficiência econômica, gestão de risco, confiabilidade do sistema e inovação. Os comercializadores atuam no varejo e em uma diversidade de produtos (varejo, atacado, direcional, hedge de preços nodal, serviços ancilares com reflexo em preços, resposta da demanda e inovações).



Promoção da competição

Promover a competição deve ser uma prática contínua, em diferentes frentes como produtos padronizados, limites na participação de mercado, órgãos independentes, e regulação de práticas que protejam os novos entrantes de abusos das empresas incumbentes.



Exercício de escolha pelo consumidor

A liberdade de escolha, que contempla o fornecedor e o tipo de produto ou serviço, deve ser visto como um valor em si. Além disso, observa-se que o ERCOT é o mercado americano com a maior taxa de comparação e substituição de varejistas do país.



Novos desafios à operação

A elevada penetração das fontes eólica e solar tende a aumentar a volatilidade do preço spot no *intraday* e exercer uma pressão de redução estrutural. Os sistemas elétricos, incluindo o Texas, tendem a demandar maior flexibilidade e a remuneração desses serviços é um componente central da perspectiva de custos e confiabilidade sistêmica. Essa mudança de mercado impacta todos os agentes e demanda dos varejistas uma gestão ativa de riscos e criatividade na oferta de produtos.



Desenho de Mercado

O desenho de mercado texano considera congestionamento da transmissão, leilões *day-ahead* e *real-time*, bem como serviços ancilares e complementos ao preço spot com objetivo de elevar a confiabilidade do sistema.

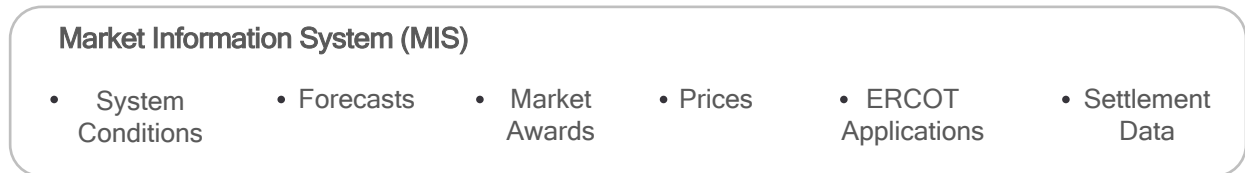
Dentro do contexto do mercado atacadista, o ERCOT é responsável pela plataforma que contabiliza e liquida diversos produtos e serviços em uma lógica de mercado varejista com diferentes camadas:

- 1 O Leilão de Direitos de Receita de Congestionamento (*Congestion Revenue Rights - CRR*)
- 2 Negociações bilaterais
- 3 *Day-Ahead Market*
- 4 Compromisso da Unidade de Confiabilidade (*Reliability Unit Commitment - RUC*)
- 5 Despacho em tempo real (*Real-Time dispatch*)

As operações de mercado são monitoradas de forma independente pela entidade Potomac Economics, a qual realiza avaliações sistemáticas sobre transparência e desempenho do mercado em termos de preço e competição.

Além da competição varejista plena, ao menos dois elementos se destacam no desenho de mercado texano como pontos de reflexão para o mercado brasileiro:

- (1) A ausência de um mecanismo explícito de capacidade;
- (2) Formação de preço por oferta considerando uma lógica nodal.



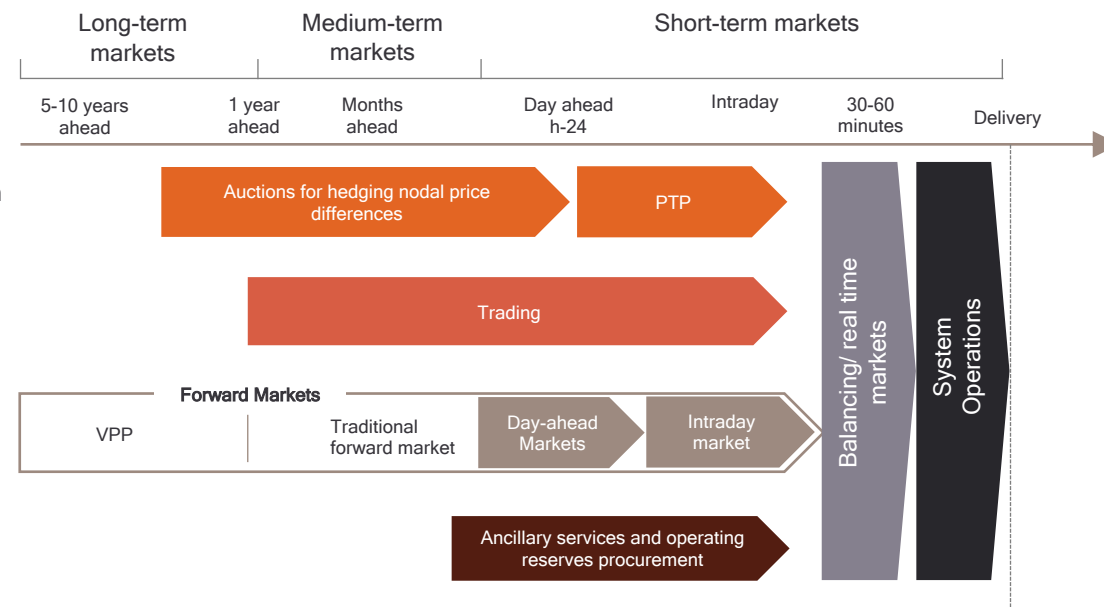
O ERCOT utiliza uma abordagem de fatiamento dos produtos com formação do preço spot por oferta com lógica nodal na geração e zonal no consumo.

Consumo e geração físicos de energia são coordenados pelo ERCOT seguindo um sistema de dupla contabilização (explicação na seção 4). Na prática, o operador de mercado funciona como um *pool* que compra toda geração ao preço spot e vende toda essa energia aos agregadores de carga (*Loading Service Entities - LSE*) ao mesmo preço.

O processo ocorre em dois momentos, como em uma dupla contabilização. O primeiro momento é solucionado com um leilão para o dia seguinte chamado *Day-ahead Market (DAM)*. As diferenças entre o programado no DAM e o que ocorre na operação do tempo real são solucionadas por um outro mercado chamado *Real-time Market (RTM)*. Normalmente as diferenças entre o DAM e o RTM são liquidadas ao valor do RTM.

No ERCOT também é relevante o papel da transmissão na formação de preços, dado que a geração segue uma lógica nodal e o consumo uma lógica zonal (detalhes na seção 5). Por conta do risco intrínseco de descolamento de preços, o operador de mercado organiza leilões com até três anos de antecedência para vender direitos financeiros relacionados às receitas de descolamento de preços dos nós, processo chamado *Congestion Revenue Right (CRR)*. Esse risco de transmissão também é refletido em uma negociação de produtos no DAM chamados *Point-to-Point (PTP)*.

Por fim, a confiabilidade do sistema é endereçada pelo operador por procedimentos competitivos, especialmente no DAM, para que geradores sejam remunerados por serviços auxiliares, com reflexos no preço spot em alguns casos, o que é conhecido como *price adder*.



“ Existe uma crença concreta de que a operação do sistema e a eficiência do mercado ocorrem por meio da formação do preço spot em uma lógica por oferta. Porém é necessária atenção com poder de mercado em uma contexto de gentailer ”



Erick Araújo
Head of Renewable Portfolio at ENGIE
North America Inc.

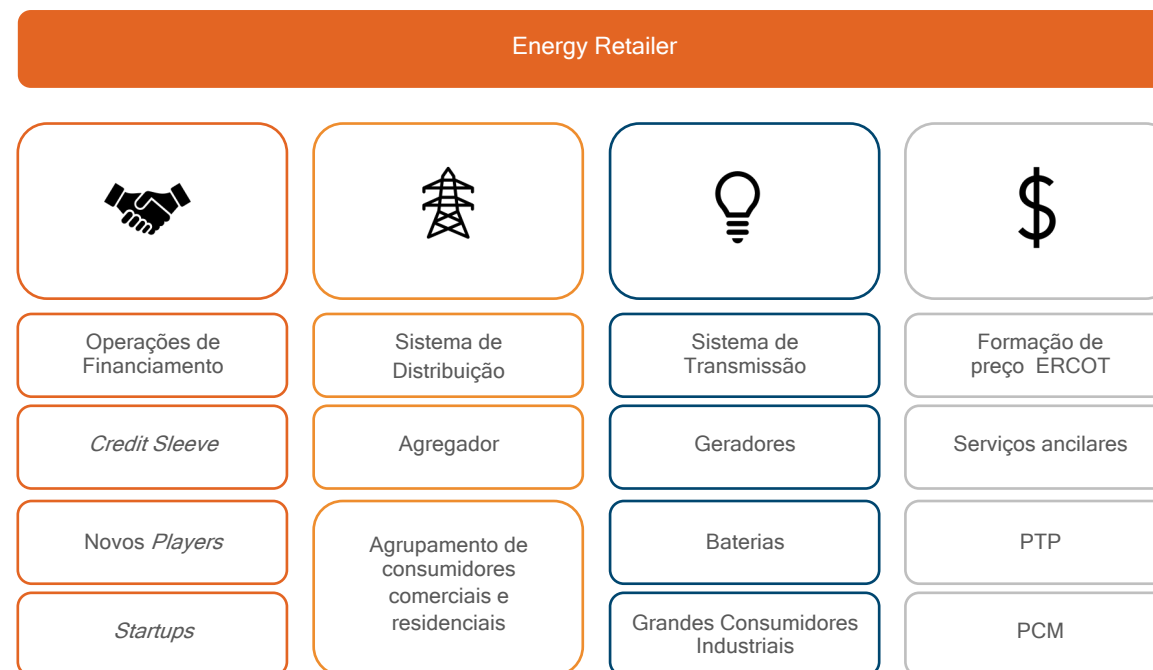
O desenho de mercado permite o surgimento de diversos modelos de negócio, inclusive para geradores e grandes empresas, que podem vender serviços financeiros e de apoio para empresas menores que atendam o varejo.

O mercado de energia do Texas oferece um excelente “laboratório” para ilustrar como os comercializadores varejistas podem oferecer soluções aos operadores de sistema e de mercado, contribuindo para confiabilidade de suprimento e para a liquidez.

O comercializador varejista pode montar operações com grandes consumidores industriais e agregadores combinando mudanças do perfil de consumo (resposta da demanda) e atuação de baterias na formação de preço ou prestando serviços ancilares e oferecendo condições de exclusividade de fornecimento.

Por exemplo, caso um grande consumidor encontre energia a um preço mais baixo, o comercializador varejista que facilitou o crédito na transação adquire esse contrato a um menor custo e continua fornecendo energia ao cliente original.

O comercializador varejista também pode combinar mudanças no perfil de consumo para negociar excedentes e ou utilizar bateria para atuação no mercado spot ou como provedor de serviços ancilares.



O desenho de mercado flexível favorece a competição, mostrando-se mais adequado para inserção de novas tecnologias e para enfrentar momentos de *stress*.

O Texas é o mercado de energia elétrica mais dinâmico dos EUA sob a perspectiva competitiva. Apesar de enfrentar uma crise em termos do preço spot desde 2021 (nevasca Uri e as crises no mercado de gás devido às guerras da Ucrânia e do Oriente Médio), o modelo do mercado de energia demonstra resiliência, pois o mecanismo de preços e o incentivo à venda de novos produtos e serviços leva naturalmente a um contexto de busca de eficiência e novas soluções.

O desenho de mercado e a regulação permitem desde agentes que fornecem somente liquidez e/ou produtos financeiros a varejistas que tentam otimizar o carregamento do carro elétrico ou a refrigeração de uma residência por meio de soluções inteligentes de resposta da demanda. A diversidade de atores e, conseqüentemente, de produtos e serviços leva naturalmente a um contexto de maior inovação. Contudo, é importante um contínuo olhar dos reguladores e formuladores de política para evitar a concentração de mercado.



Órgãos reguladores

- Promoção da competição
- Redução das barreiras de entrada
- Aperfeiçoamento de regulamentos
- Garantia de participação simples e segura



Novos desafios

- Mudanças climáticas
- Transformações na matriz elétrica
- Confiabilidade de suprimento



Comercializadores

- Fomentam a liquidez dos mercados físicos e financeiros
- Contribuem para a descoberta de preços e preferências
- Auxiliam no desenvolvimento de novos produtos físicos e financeiros



Acesso à informação, produtos e plataformas para o consumidor de energia elétrica



Redução de impactos e custos com energia elétrica



Geração e consumo

A evolução do mix de geração do ERCOT (2007-23) indica a manutenção do gás natural como fonte principal e a ascensão das tecnologias solar e eólica, com redução de participação da fonte nuclear e do carvão.

O Texas obtém sua energia de uma variedade de fontes, com o gás natural sendo crucial para o suprimento do estado.

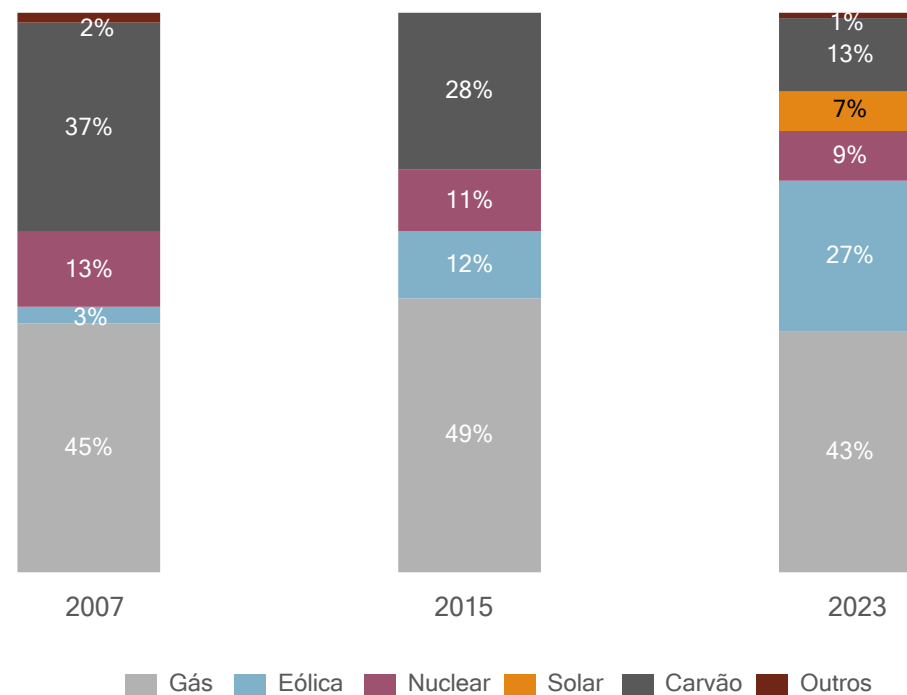
Nos últimos anos, a composição de sua matriz de geração passou por uma grande transformação. Enquanto as usinas antigas dependiam principalmente do carvão e do gás natural, a forte inserção das renováveis está colocando o sistema em um ritmo de rápida transformação. Destaca-se que as fontes solar e eólica já representam 36%* da capacidade instalada do estado.

As fontes eólica e solar são tecnologias com grande penetração no sistema, sendo que a eólica saiu de 3% em 2007 para 27% em 2023, enquanto muitas usinas a carvão foram fechadas, dadas as políticas estaduais que desincentivam essa fonte.

Economizar energia sempre que possível é fundamental para os texanos, pois há constantemente situações de *stress* no sistema, em especial no verão. Nos últimos anos, as reservas de energia do estado atingiram capacidades mínimas históricas.

Basicamente, os texanos consomem grandes quantidades de energia devido às condições climáticas extremas - cerca de metade do consumo de energia do estado ocorre durante os horários de pico e pode ser atribuída ao uso do ar condicionado. Assim, não é raro o ERCOT emitir os chamados “Alertas de Emergência Energética” aconselhando os texanos a reduzirem seu consumo de eletricidade.

Composição da capacidade Instalada ERCOT, 2007-23
%



* Dependendo das estatísticas e do corte temporal, este número situa-se entre 33% e 36%

A geração sem emissão de carbono é a tendência no estado, mas não se deve desprezar o papel do gás natural na confiabilidade sistêmica.

Em 2022, o trio de energia com zero emissões de gases de efeito estufa - eólica, solar e nuclear - foi responsável por fornecer mais de 40% da eletricidade no estado. Embora a energia limpa esteja crescendo rapidamente na rede elétrica do Texas, os reguladores estão agora considerando um plano que poderia impulsionar os combustíveis fósseis (em especial o gás natural).

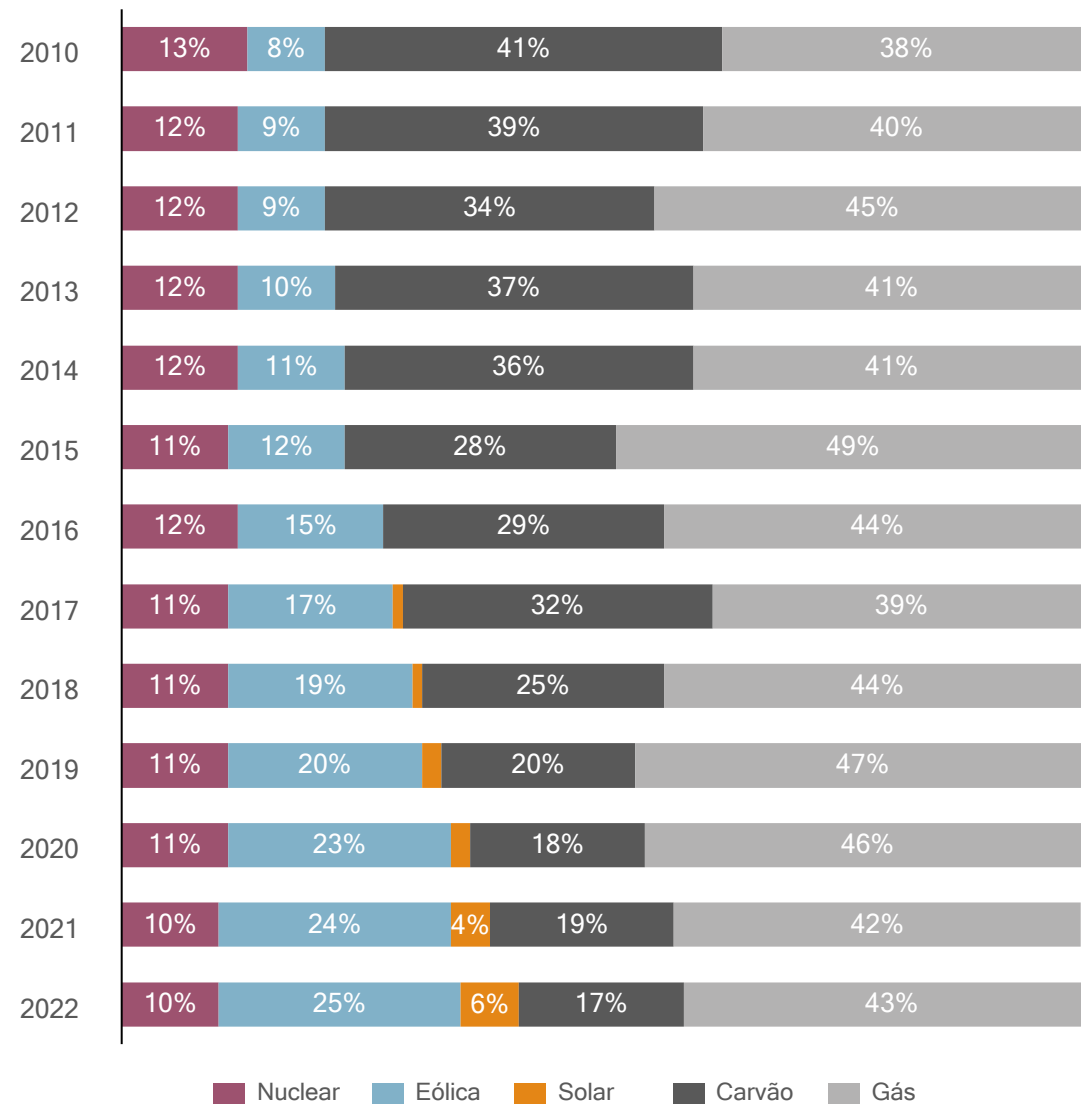
Atualmente, o Texas é o líder nos EUA em produção de petróleo e gás natural, sendo também o número um em energia eólica. A geração solar no estado quase triplicou nos últimos três anos. De um modo geral, as características naturais do Texas o tornam adequado para energia renovável. As usinas eólicas e solares apresentam um alto grau de "complementaridade", de modo que as deficiências em uma fonte muitas vezes são compensadas pelo aumento em outra, suavizando a demanda por fontes despacháveis ou com combustíveis fósseis. Dada a penetração das renováveis, o carvão perdeu mais da metade de sua

participação no estado desde 2006. Por muito tempo e em grande parte do país, a história era que o gás natural barato proveniente da fratura hidráulica estava tirando o espaço do carvão na rede elétrica, mas no caso texano as renováveis passaram a exercer papel relevante neste sentido. O carvão também enfrenta regulamentações ambientais mais rigorosas, como limites mais estritos para a emissão de mercúrio, que exigiam que as usinas se atualizem ou sejam descomissionadas.

Fuel Mix

Last Updated: Aug 17, 2023 11:59 CT

Current Generation	Summer Capacity	Maximum Capacity
Solar 13,422 MW (18.7%)	12,636 MW	21,162 MW
Wind 6,374 MW (8.9%)	10,427 MW	38,695 MW
Hydro 24 MW (0.0%)	478 MW	600 MW
Power Storage 0 MW (0.0%)	447 MW	4,795 MW
Other 51 MW (0.1%)	163 MW	113 MW
Natural Gas 36,333 MW (50.5%)	53,446 MW	69,890 MW
Coal and Lignite 10,800 MW (15.0%)	13,568 MW	14,321 MW
Nuclear 4,946 MW (6.9%)	4,973 MW	5,448 MW



A expansão da geração texana será ancorada em eólica e solar, com gás natural e baterias provendo a confiabilidade sistêmica.

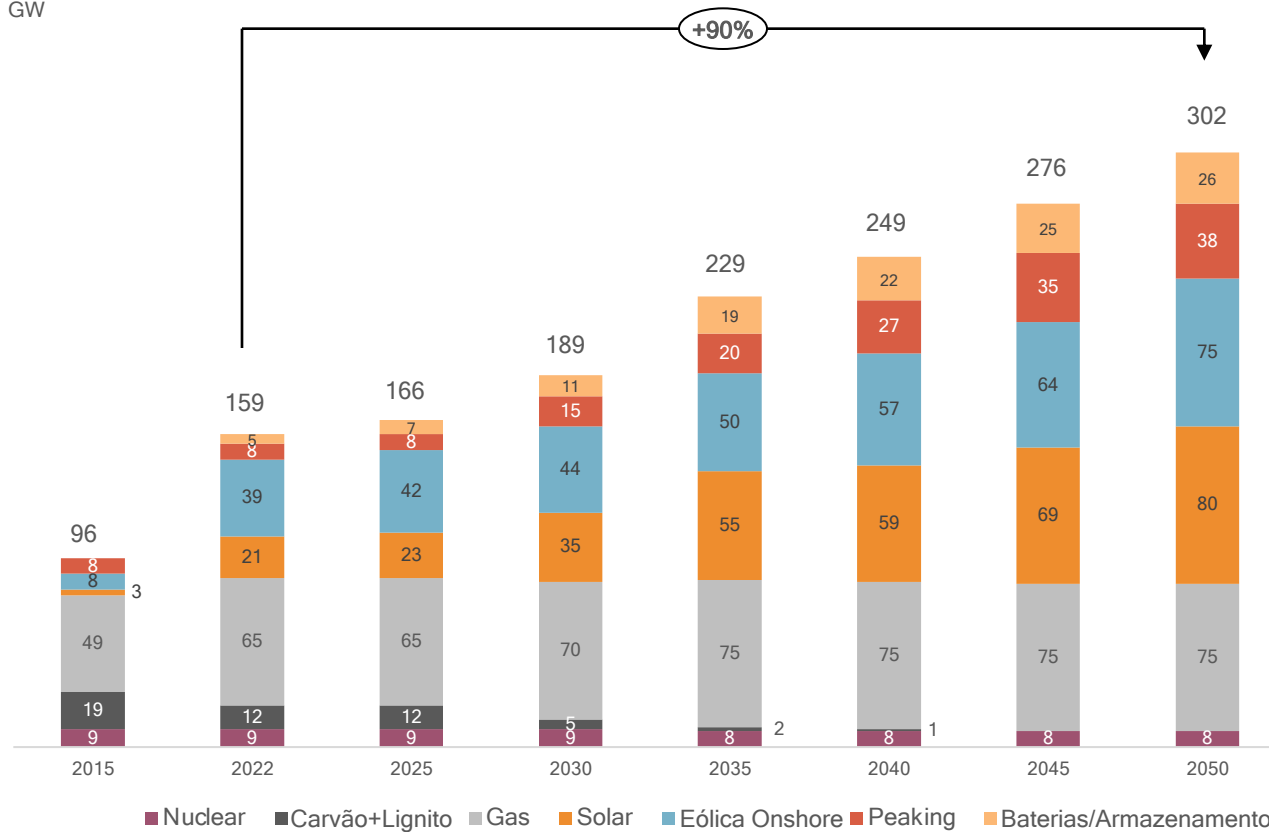
A capacidade instalada no ERCOT continua a evoluir com o aumento do descomissionamento das usinas térmicas a carvão, rápido crescimento na expansão eólica, menor CAPEX e facilidade de implementação de geração solar e Geração Distribuída (GD), além da evolução das baterias.

O desafio para atrair investimentos em geração, especialmente em térmicas, baterias e *peaking* (que tendem a ser térmicas a gás ciclo aberto ou a óleo), é relevante em um desenho de mercado *Energy-Only*. O novo mix de geração, com forte presença das fontes eólica e solar, demandará um preço spot mais responsivo para atrair as demais tecnologias necessárias para manter a confiabilidade do grid.

Algo que também muda com o novo mix de geração é a localidade das novas usinas, que tendem a ser mais distantes do centro de carga, dando maior relevância à transmissão e também aos sinais de preços e produtos para que os investidores em geração se protejam de preços negativos. Diferentemente de outros estados americanos, o Texas não apresenta a ambição de zerar emissões no setor elétrico, mas somente de ter um sistema com baixas emissões de carbono. Isso justifica a relevante participação de térmicas a gás natural e a tímida proporção de baterias (< 10%) nas projeções para 2050.

Por fim, o rápido crescimento do consumo no Texas (2,5% a 3,0% ao ano) em comparação ao resto dos EUA reflete-se a uma projeção de crescimento da capacidade instalada em 90% no horizonte 2022-2050.

Projeção da Capacidade Instalada ERCOT, 2015-2050
GW



O consumo de energia elétrica apresenta crescimento consistente, mesmo no contexto da pandemia do COVID-19, com demanda pico > 80 GW.

O consumo de energia elétrica no Texas apresenta crescimento consistente, mesmo no contexto da pandemia do COVID-19. A demanda pico também é um ponto de atenção no estado devido ao forte consumo em situações climáticas extremas, mais comumente nos intensos verões, que resultam em um consumo elevado devido ao uso do ar-condicionado.

A demanda pico do ERCOT deve se comportar acima de 80 GW nos próximos anos, refletindo as temperaturas intensas no verão, bem como o crescimento populacional e econômico do estado.

O aspecto populacional deve ganhar relevância na sustentação do alto patamar de consumo de energia no estado, ainda mais ao se observar a forte atração de pessoas ao local devido as condições econômicas favoráveis e liberais.

A atração da população refletirá em crescimento econômico, especialmente em grandes cidades como Houston, Dallas, Austin e San Antonio - o que, no agregado, também tende a influenciar o consumo positivamente.

O crescimento médio anual esperado da demanda pico está entre 3,5% e 4,0%, enquanto espera-se para a demanda *on grid* um crescimento entre 2,5% e 3% ao ano.

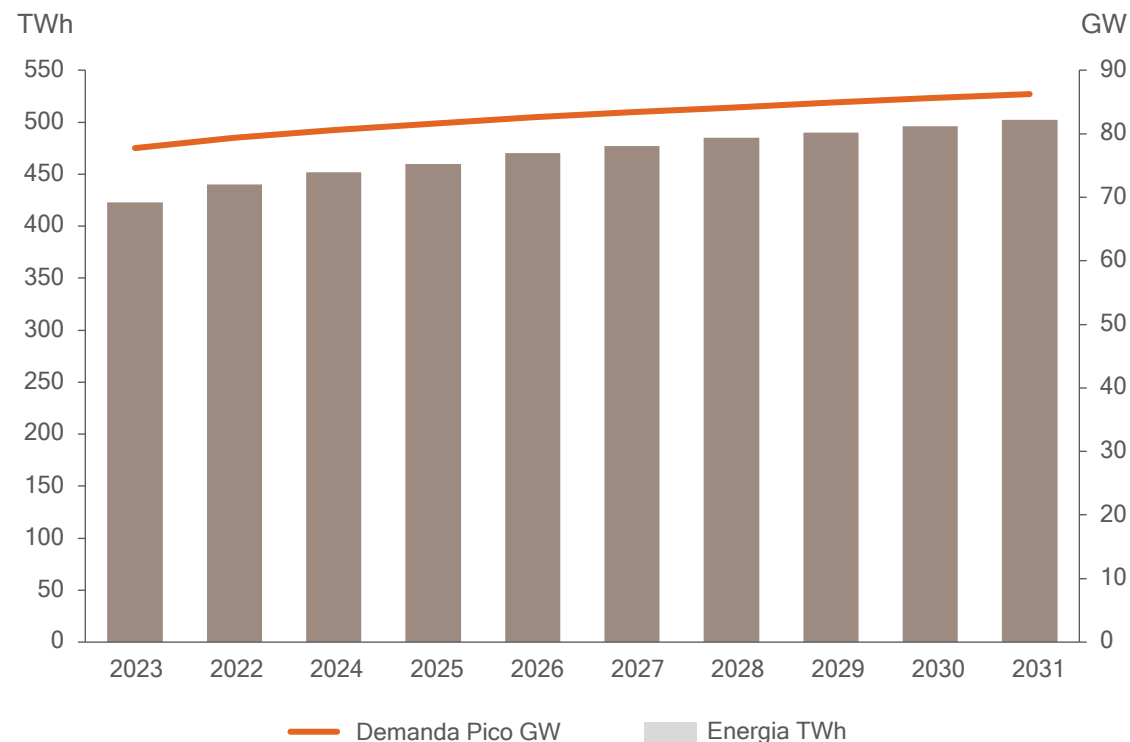
3,5% – 4,0%

Crescimento médio anual da demanda pico

2,5% – 3,0%

Crescimento médio anual da demanda *on grid*

Projeção de Demanda Pico e Energia ERCOT, 2022-31
Em GW e TWh



O crescimento projetado do consumo deve-se fatores como a exploração de óleo e gás na *Permian Basin*, maior produção de óleo e gás na costa do golfo, penetração de carro elétrico e crescimento dos grandes centros (*San Antonio, Austin, Dallas-Fort Worth e Houston*).

Drivers de crescimento do consumo



1

Espera-se um aumento contínuo no desenvolvimento de petróleo e gás na *Permian Basin*, o que dependerá dos preços de energia no mercado spot, do óleo no mercado internacional e da regulação (por exemplo, emissões).



2

O processo de expansão da produção de óleo e gás na região do golfo deve elevar o consumo de energia elétrica, algo que se observa como uma tendência estrutural dada a tendência americana de diminuir a dependência da produção de petróleo de zonas conflituosas.



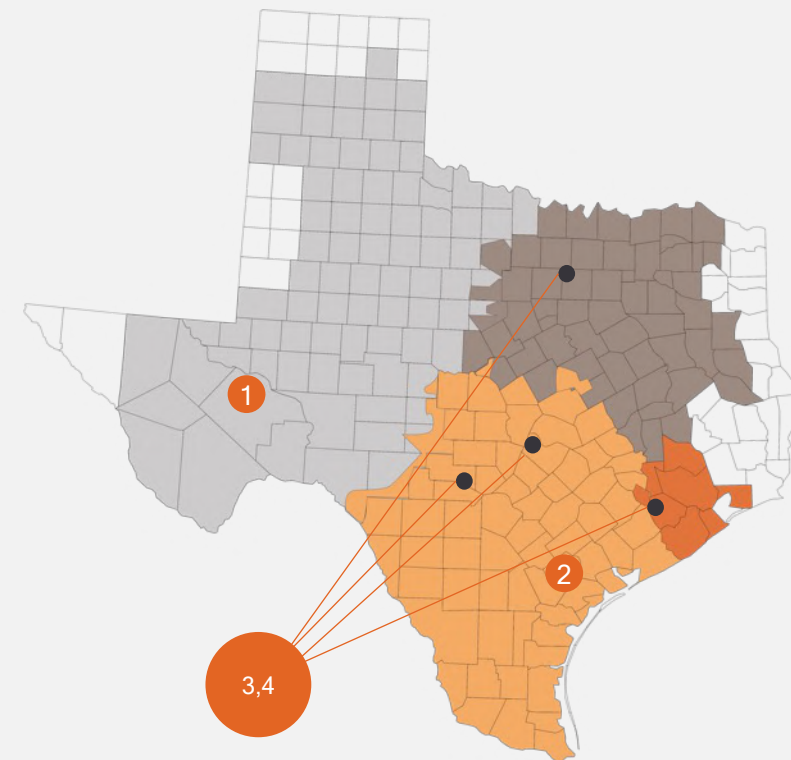
3

A expectativa é que a adoção de veículos elétricos aumente significativamente, atingindo 4% de toda a frota nas estradas do Texas até 2029 e uma carga de 6 TWh. Isso indica a necessidade de incluir os impactos da carga móvel em estudos de planejamento de curto prazo, como também a possibilidade de interessantes modelos de negócio para carregamento desses carros.



4

As políticas econômicas liberais do estado, combinadas com a lógica de *law & order*, estão atraindo empresas e pessoas de diversos estados, incluindo a Califórnia. Espera-se crescimento relevante de novos negócios e da população nos centros urbanos de Houston, Dallas, Austin e San Antonio.



Dada ausência de um mercado de capacidade, as projeções de reserva de potência ganham extrema relevância, e os números apontam < 15% no horizonte de curto prazo.

Um dos principais desafios do ERCOT é manter a confiabilidade do sistema em um mercado *Energy-Only*, ou seja, no qual não há uma contratação de capacidade específica e somente os sinais de preço de mercado devem atuar como indutores na atração dos investimentos necessários.

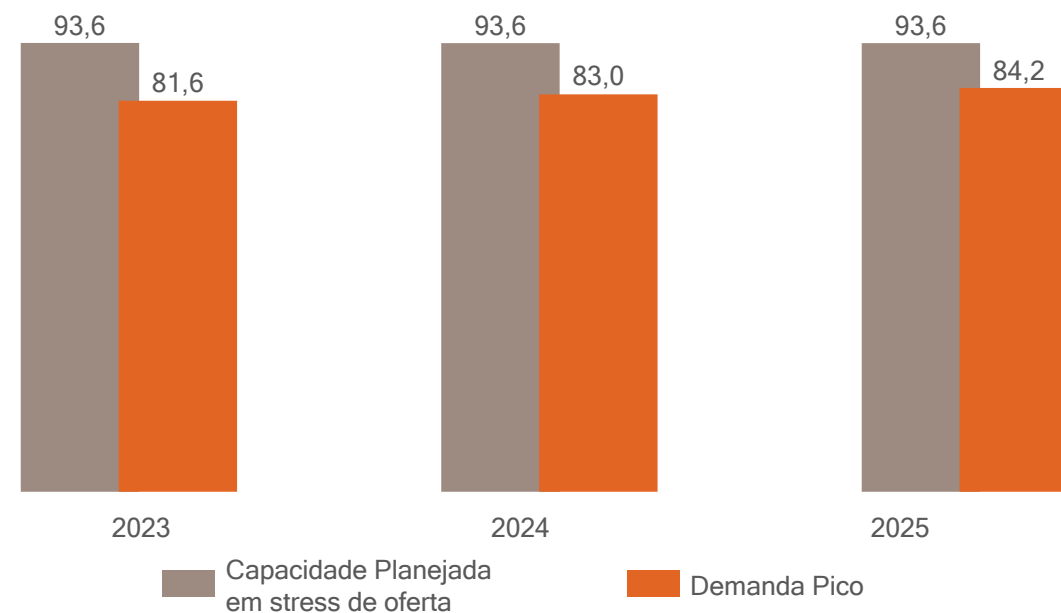
A situação do estado se agrava ainda mais em momentos de clima extremo, em especial o verão intenso, que eleva o consumo de energia elétrica devido ao uso de ar-condicionado. Assim, o ERCOT procura monitorar atentamente as projeções de reserva de potência do sistema, visando tomar medidas que evitem o acionamento de *blackouts* compulsórios.

Em um contexto de descomissionamento de grande volume de térmicas a carvão e expressiva inserção de fontes renováveis não controláveis, o preço se torna um elemento central na indução de novos projetos.

De modo objetivo, as margens de potência no Texas são consideradas “apertadas” para os próximos anos, o que demanda que o ERCOT lance campanhas de economia de energia sempre que situações de *stress* são previstas, em especial no verão. Isso causa problemas como eventuais cortes de carga, e também reflete diretamente nos preços do mercado spot e, a depender da contratação varejista, encarece a conta de luz do consumidor final.

Assim, o operador está revendo as margens de operação em momentos de *stress* e discutindo novas regulações com a PUCT no sentido de elevar a confiabilidade do sistema sem onerar excessivamente os consumidores. Observa-se que no contexto do Texas os consumidores industriais, os quais possuem mesas de comercialização de energia, são muito fortes em termos políticos e normalmente barram cobranças de encargos que os onerem.

Projeção de Reservas ERCOT, 2023-25
GW



83,6 GW

A previsão de Demanda Pico foi superada em 2023 devido às fortes ondas de calor, atingindo 83,6 GW em agosto.

Preço Spot



A formação do preço spot é basilar no ERCOT e está interligada com a contabilização do *Real-time Market* (RTM), a proteção financeira da transmissão (leilões CRR e PTP) e os serviços ancilares.

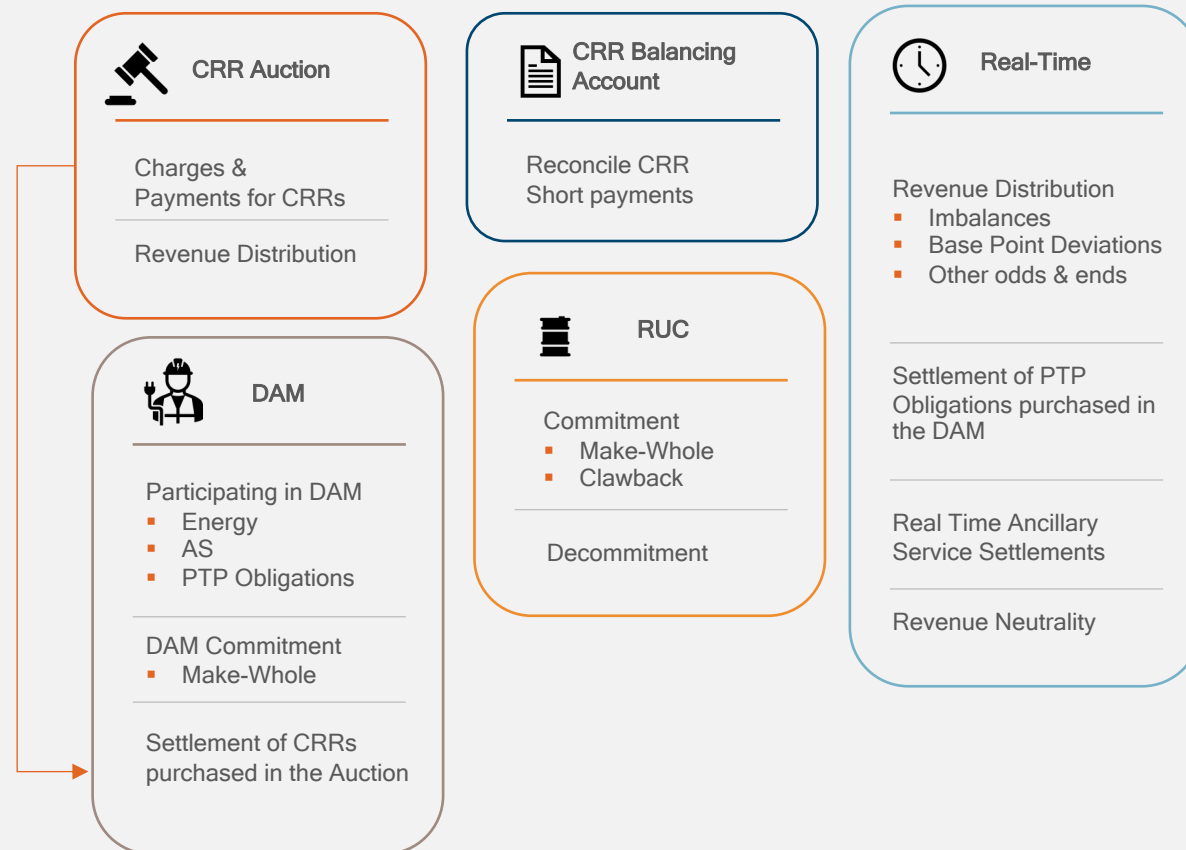
Apesar do título “Preço Spot”, este capítulo abordará o RTM e a sua contabilização, o que inclui, naturalmente, a formação de preços no leilão *Day-ahead Market* (DAM) e o preço RTM que representa o preço spot. Complementarmente, também serão analisados os serviços ancilares no contexto texano.

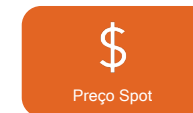
Por ter dois momentos de formação de preços (DAM e RTM), o ERCOT segue o padrão dos demais operadores de mercado dos EUA que adotam a dupla contabilização. Também se adota no ERCOT o conceito de *Financial Transmission Rights* (FTRs), que é chamado neste mercado de CRR e consiste num instrumento administrado pelo operador que fornece proteção contra os descolamentos dos preços entre regiões, especialmente para os geradores que recebem o preço spot do nó em que estão localizados

e que, para fins de contratos bilaterais, tendem a adotar o ponto de entrega no *hub* do consumidor.

Como discutido brevemente no capítulo anterior, não existe o conceito de mercado de capacidade no Texas, o que implica confiar somente no preço spot para remunerar os ativos necessários para manter a confiabilidade do sistema. Neste sentido, os serviços ancilares são precificados pelo operador e são, de certo modo, incluídos no processo de formação de preços.

Todos esses elementos podem ser observados de modo resumido na figura ao lado que sintetiza o fluxo de relações do RTM. Dada complexidade e nível de interesse dos participantes da Missão Abraceel, dedica-se um capítulo exclusivo para a Transmissão, explicando os Leilões CRR e as obrigações PTP.





Uma boa performance do RTM na dimensão atacadista, em um contexto de dupla contabilização, é essencial para o sucesso do ERCOT na promoção da competição varejista.

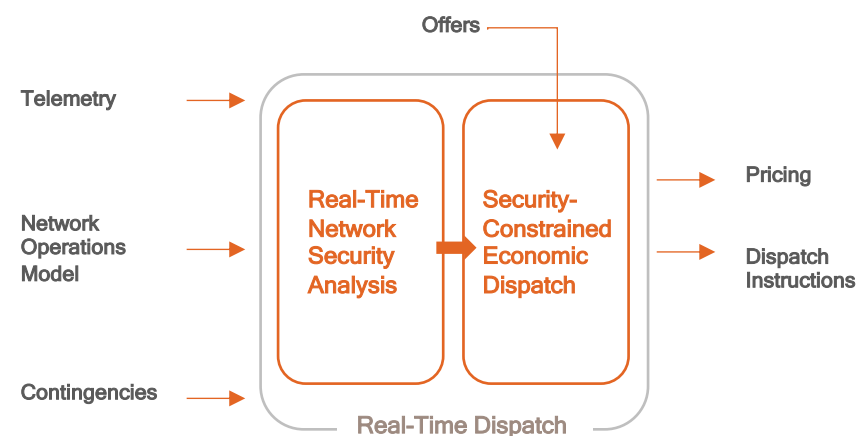
Um bom desempenho do RTM no ERCOT é essencial, pois:

- 1) determina a coordenação do despacho considerando os recursos de geração e a transmissão; e
- 2) forma o preço spot refletindo eficientemente o valor marginal da energia e dos serviços ancilares.

A primeira função do RTM é garantir a confiabilidade no ERCOT, minimizando os custos de produção do sistema. A segunda função, é estabelecer preços spot eficientes, o que é igualmente relevante dado que o preço spot fornece incentivos importantes a curto prazo para os recursos comprometidos em atender o despacho.

O preço spot também fornece incentivos para o horizonte de longo prazo, impactando as decisões de investimento e descomissionamento das usinas.

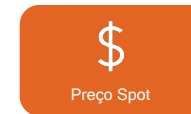
Security Constrained Economic Dispatch



Adicionalmente, observa-se que os preços spot estabelecem as expectativas para os preços nos mercados *forward* bilaterais, sendo o principal impulsionador dos preços nesses mercados. Devido a essa relação, o desempenho geral do RTM é muito maior do que poderia ser inferido pela proporção de energia efetivamente liquidada ao preço spot: o preço spot atacadista influencia o mercado de contratos que vai ancorar as vendas do mercado varejista, com a natural comunicação entre eles.

Para a formação do preço no DAM e no RTM utiliza-se a abordagem *Security Constrained Economic Dispatch* (SCDE), na qual são considerados os dados de telemetria, o modelo de operação da transmissão, as contingências e, não menos importantes, as ofertas dos agentes de mercado (vendas e compras).

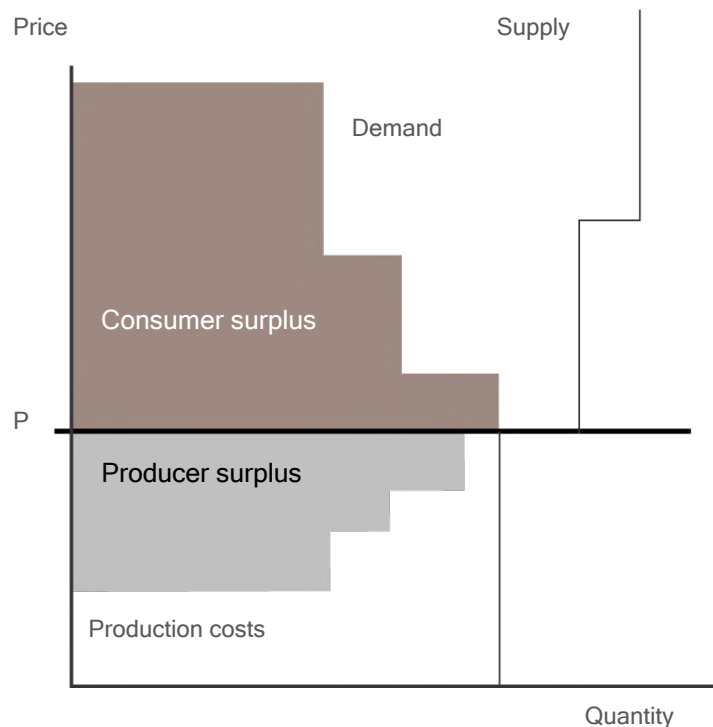
O resultado do SCDE é o preço para o DAM e para o RTM e, para este último, ainda são produzidas as instruções de despacho.



A formação de preços no ERCOT considera submissão de ofertas de venda e compra, com uma lógica de divisão de excedentes.

A formação do preço spot em um mercado com lances (*bid-based*) e no formato de *pool* (caso do ERCOT e demais operadores americanos) ocorre por meio de leilões. O ERCOT utiliza uma abordagem de duplo lado, ou seja, tanto os geradores quanto os consumidores e agregadores de carga (LSE ou varejistas) submetem lances de quantidade e volume. O DAM do ERCOT considera uma granularidade horária, enquanto o RTM observa intervalos de 5 minutos que são integralizados em períodos de 15 minutos. A lógica de submeter lances não é complexa, porém a complexidade reside na física de operação do sistema.

De fato, grande parte da complexidade dos leilões de energia elétrica está incorporada nas restrições impostas à aceitação de propostas pela física do sistema. Dada uma fonte (um gerador) e um destino (uma carga), o caminho do fluxo de energia geralmente é incontrolável. Conseqüentemente, para evitar sobrecarregar as linhas de transmissão e manter o sistema estável, são recusadas algumas ofertas de geradores que não são exequíveis. O objetivo do ERCOT é operar o sistema de forma eficiente, com o menor custo possível dada a oferta disponível e o nível de demanda (carga) solicitada. Da perspectiva econômica, isso significa maximizar o bem-estar social, ao dividir o excedente do produtor e o excedente do consumidor.



Utilizando o *framework* teórico apresentado por Stoft (2002), verifica-se a lógica a seguir na formação do preço spot por oferta que se aplica ao ERCOT:

Restrições de lance:

- **Oferta:** $P_s(Q)$, custos de partida e limites técnicos por intervalo de despacho
- **Demanda:** $P_d(Q)$ ou Q_d por intervalo de despacho

Regra de aceite e determinação do preço:

- **Objetivo:** maximizar o total do excedente dos lances aceitos $\{Q_1\}$
- **Restrições:** limites de transmissão, limites técnicos das usinas e do sistema.
- **Determinação do preço:** P_1 = excedente marginal em cada local (computada com os lances aceitos).

Regra de contabilização:

- **Oferta:** recebe $Q_1 \times P_1 + (Q_0 - Q_1) \times P_0$
- **Demanda:** paga $Q_1 \times P_1 + (Q_0 - Q_1) \times P_0 + uplift$

P_1 é o preço do leilão DAM para os lances aceitos, Q_1 . Q_0 é a quantidade de fato produzida ou consumida, e P_0 é o preço RTM.



A formação do preço spot considera uma abordagem nodal para os geradores e zonal para os consumidores, com uma granularidade de 1h no DAM e de 15 min no RTM.

O preço spot em seu conceito puro é chamado no Texas como *Location Marginal Price* (LMP), ao qual são adicionadas as reservas para o tempo real (*Real-Time Reserve Price for On-Line Reserves*) e as reservas para confiabilidade (*Real-Time On-Line Reliability Deployment Price*), resultando no *Settlement Point Prices* (SPPs). O SPP é o preço pelo qual são liquidadas as posições no RTM.

Nós e zonas: os preços, da perspectiva da geração, são calculados por nó do sistema (> 800 nós); da perspectiva do consumo, considera-se 8 zonas de consumo que estão dentro de 4 grandes zonas (Oeste, Norte, Sul e Houston).

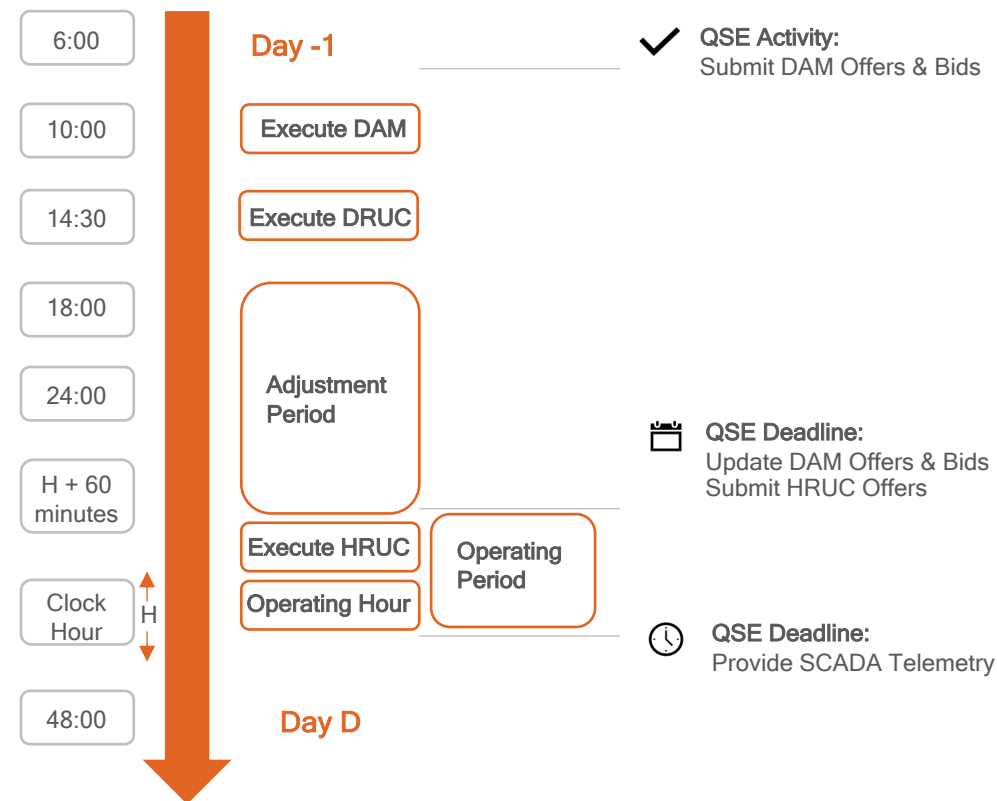
Granularidade: o DAM considera uma granularidade de 60 min (horária), enquanto o RTM observa para fins de contabilização uma integralização em 15 min em um contexto de despacho de 5 min.

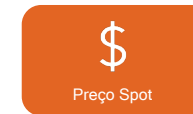
No DAM, o LMP e o SPP são iguais, enquanto que no RTM, o SPP considera os adicionais de preços relacionados a

confiabilidade e serviços ancilares. Esses serviços ancilares são contratados nos leilões DAM.

Dada a lógica de preço por oferta, tanto no DAM quanto no RTM se utiliza a abordagem de encontro das curvas de oferta e demanda, com o preço sendo definido pelo desejo dos agentes de mercado.

A abordagem de preço por oferta com dupla contabilização também demanda uma forte coordenação operacional entre o ERCOT e os agentes de mercado. No dia anterior ao da operação é realizado o leilão DAM às 10:00 (*gate closure*), com divulgação dos resultados às 14:30. Após as 18:00 começa o período de ajustes e submissão de novos lances para o RTM, com fechamento em 1:00 antes de cada hora operativa, sendo que os eventuais ajustes no tempo real são endereçados, em sua maioria, por meio de encargos.





O preço *spot* no ERCOT busca refletir eficientemente os custos marginais de produção de energia elétrica e conta com dois incrementos relacionados à confiabilidade do sistema.

O primeiro ponto de análise do RTM é o custo total de atender à carga atacadista do ERCOT. Além dos custos de energia, as cargas incorrem em custos associados a serviços ancilares e a uma variedade de outros custos não determinados por uma abordagem de mercado, referidas como *uplift*. A figura ao lado demonstra o preço médio *all-in* no atacado (MWh).

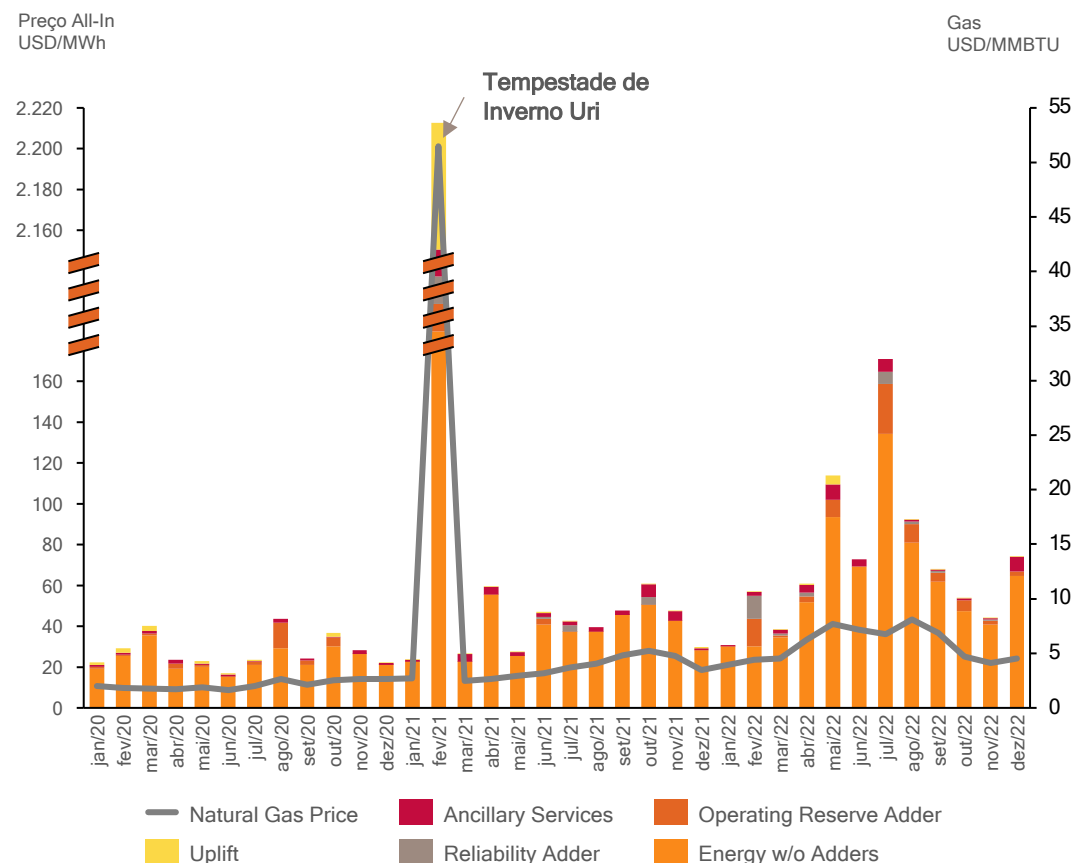
Os preços spot atualmente incluem os efeitos de dois *price adders* projetados para aprimorar a precificação de energia quando as reservas operacionais diminuem ou quando o ERCOT toma ações alheias às decisões de mercado para garantir a confiabilidade. Embora os preços de energia publicados incluam os efeitos de ambos os *price adders*, apresenta-se separadamente a *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC) e o *Reliability Deployment Price Adder*. A ORDC foi implementado em meados de 2014 para contabilizar o valor das reservas com base no *Value of Lost Load* (VOLL) e na probabilidade de essas reservas ficarem abaixo do nível mínimo de contingência. O

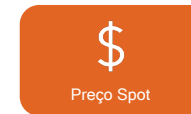
adicional de confiabilidade foi implementado em junho de 2015 como um mecanismo para garantir que determinadas ações externas à formação do preço via mercado não distorçam os preços de energia.

O gráfico ao lado demonstra os preços spot no RTM, os quais caíram para USD 74,92/MWh em 2022, com um valor de mercado total anual de USD 32,2 bilhões. Este preço médio é 50% menor do que em 2021, dado que neste ano os preços refletiram em grande parte os efeitos da tempestade de inverno Uri.

Todavia, os preços médios em 2022 foram quase o triplo dos preços de 2020 (USD 25,73/MWh) devido ao aumento nos preços do gás natural e aos ajustes na ORDC feitos no início de 2022. No contexto do ERCOT, dada a alta presença de usinas térmica a gás natural, os preços deste combustível possuem forte correlação com os da energia elétrica no RTM.

All-in Cost for Electricity in ERCOT, 2020-22
Média mensal





O preço spot reflete o contexto do gás natural do lado da oferta, como também o forte consumo de energia em verões quentes.

Existem dois principais impulsionadores dos preços de mercado: os preços do gás natural e o número de horas de escassez de oferta durante o ano.

Espera-se que os preços da energia elétrica estejam correlacionados com os do gás natural se houver um bom funcionamento do mercado, dado que essa tecnologia é a basilar no ERCOT. Essa correlação ficou evidente em 2022, à medida que o preço médio do gás natural subiu para níveis mais altos do que em qualquer ano recente, exceto 2021.

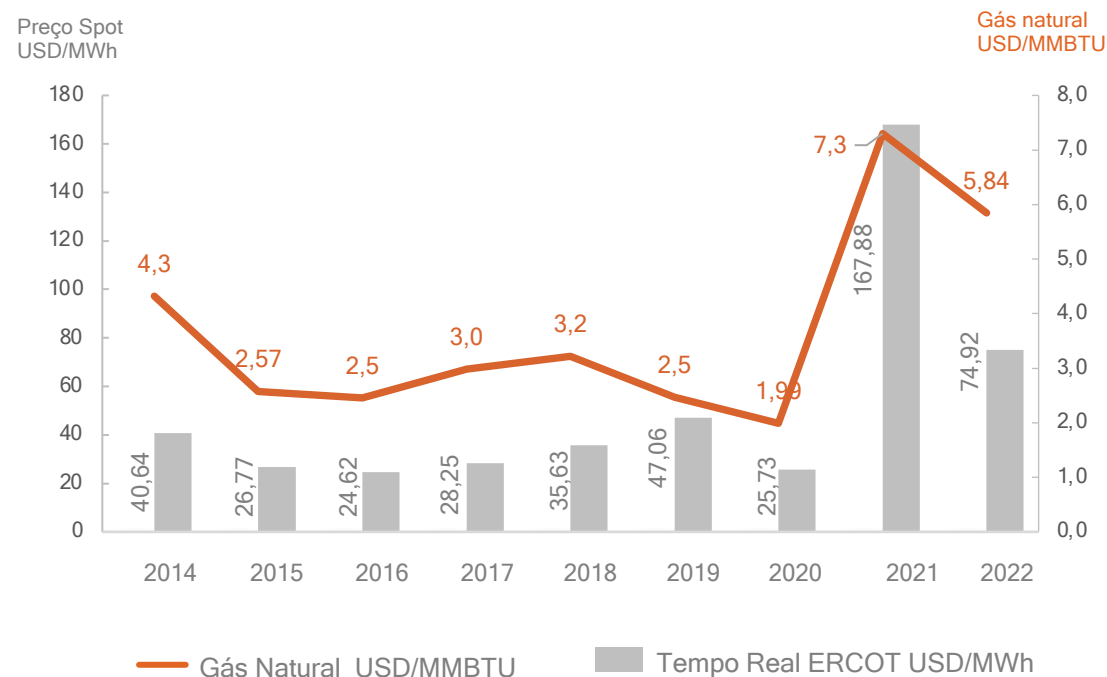
Nessa conjuntura, combinada com um clima mais quente durante o verão e mudanças nas disposições de preços de escassez, observou-se em 2022 preços da energia em tempo real (*spot*) com uma média um pouco inferior a USD 75/MWh.

Contudo, o ano de 2021 foi excepcional em termos de preços altos de energia elétrica no ERCOT devido à nevasca Uri, que levou o estado a uma situação simultânea de *blackout* e ruptura no abastecimento de gás.

Como discutido anteriormente, uma preocupação constante no estado são as temperaturas extremas no verão, o que tende a impactar severamente o preço spot e a demandar do ERCOT intervenções com, por exemplo, desligamentos programados de carga quando as campanhas de redução da demanda não funcionam.

Gás natural vs preço *spot* no ERCOT, 2014-2022

Média anual





Em 2022, os custos de *uplift* foram de USD 368 milhões, muito inferiores aos USD 2,1 bilhões de 2021, o que reflete a severidade da tempestade de inverno Uri.

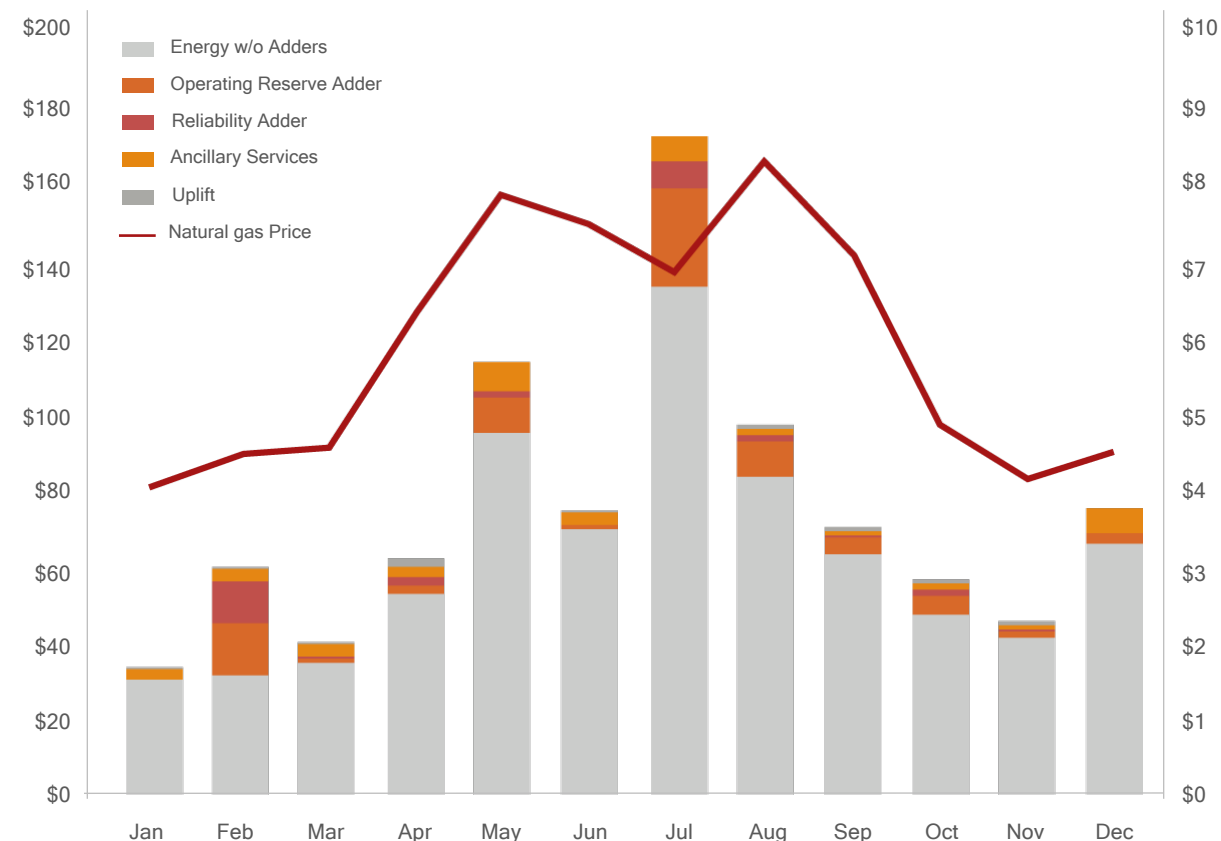
Os custos dos serviços ancilares foram de USD 3,29/MWh em 2022, uma redução de quase 90% em relação a 2021 (USD 29,59/MWh), todavia mais do que triplo em relação aos preços de 2020 (USD 1,00/MWh).

Adicionalmente, observa-se que os custos de *uplift* representaram USD 0,77/MWh do preço total da energia elétrica no RTM em 2022, uma redução em relação aos USD 5,34/MWh de 2021 (novamente devido aos efeitos da nevasca Uri) e aos USD 0,94/MWh de 2020.

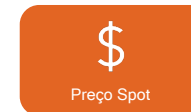
Os custos totais de *uplift* em 2022 foram de aproximadamente USD 368 milhões, muito inferiores aos USD 2,1 bilhões em 2021, que foram impulsionados pelo ajuste de desequilíbrio de serviços ancilares associados ao contexto caótico da tempestade de inverno.

Existem diversos custos que são incluídos como *uplift*, mas os maiores componentes são a Taxa Administrativa do Sistema ERCOT (USD 293 milhões ou USD 0,55/MWh), custos do programa *Emergency Response Service* (ERS), que representaram USD 36 milhões ou USD 0,08/MWh, e a alocação de neutralidade do ERCOT, chamada *Real-Time Revenue Neutrality Allocation* (RENA), que totalizou USD 43 milhões ou USD 0,10/MWh em 2022.

All-in Electricity Costs in 2022
\$/MWh



Natural Gas Price
\$/MMBtu



Os preços médios do LMP para o verão de 2022 foram mais de 150% superiores aos do verão de 2021, apresentando valores sensivelmente mais elevados no intervalo das 14 às 19 horas.

Os preços de energia em tempo real no ERCOT variam substancialmente de acordo com o horário do dia. O gráfico ao lado apresenta os preços médios ponderados pelo consumo em tempo real no ERCOT em cada intervalo de 5 minutos durante os meses de verão, de maio a setembro de 2022, quando geralmente atingem os valores mais altos. Os preços médios de *Location Marginal Price* (LMP) para o verão de 2022 foram mais de 150% superiores aos do verão de 2021. Isso se deve, principalmente, a uma combinação de temperaturas mais altas e à demanda associada, a alterações na curva ORDC implementadas em janeiro de 2022 e ao crescimento econômico.

A volatilidade do preço spot texano permite o surgimento de diversos negócios em nível de atacado e de varejo. Em nível de atacado, os comercializadores e provedores de serviços podem comprar energia em bloco de consumidores industriais ou de outros agentes de mercado que apresentam flexibilidade ou liberdade para reduzir o consumo nas horas de pico, e assim ficam

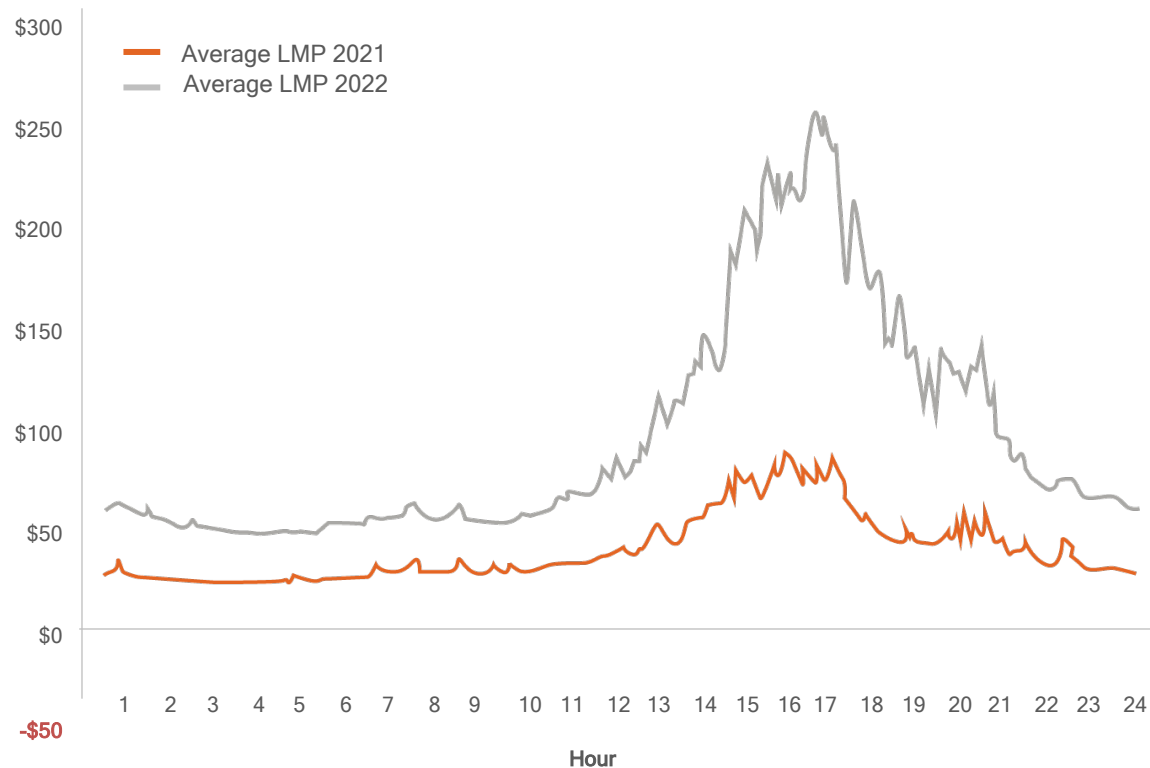
long nessas horas e liquidam a um preço elevado.

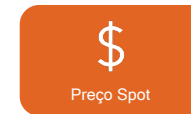
Em nível de varejo, comercializadores varejistas podem ofertar pacotes de energia com preços mais baixos se os consumidores aceitarem reduzir o consumo nas horas consideradas “caras”, o que também dá ao varejista um ganho extra ao preço spot elevado. Provedores de serviços com alta base tecnológica podem ofertar, além de resposta da demanda, produtos de uso inteligente de energia que aproveitam a volatilidade do preço spot, em uma situação que permite ganhos de excedentes tanto para os consumidores quanto para os provedores desses serviços.

Tal nível de volatilidade também é interessante para modelos de negócios que considerem renováveis com baterias ou, ainda, somente baterias para prover serviços ou aproveitar as diferenças de preços horários.

Preço por hora do dia - Maio à Setembro 2021-2022

Média mensal por hora em USD/MWh





Apesar dos valores mais baixos, os picos de preço foram mais frequentes em 2022, em comparação com 2021, devido aos preços continuamente mais altos do gás (≈ USD 6/MMBtu).

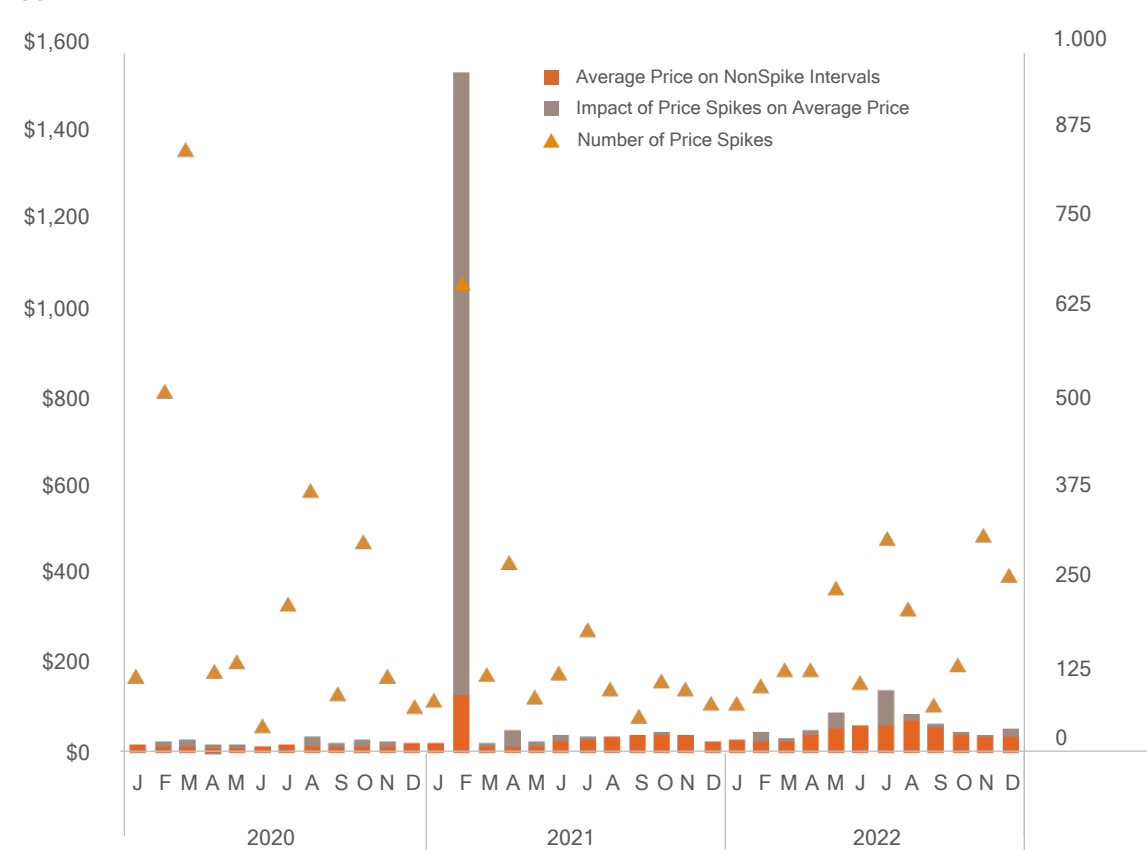
O gráfico demonstra a frequência de picos de preço spot no RTM em 2022, tendo como critério intervalos de 15 minutos nos quais o preço médio ponderado pelo consumo de energia é superior a 18 MMBtu/ MWh, multiplicado pelo preço prevalente do gás natural (ou seja, uma taxa de calor implícita de 18). Os preços nesse nível geralmente ultrapassam os custos marginais de praticamente todos os geradores disponíveis e refletem momentos em que esses geradores estão recuperando custos fixos.

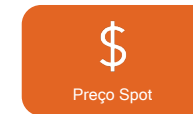
Os picos de preço foram ligeiramente mais frequentes em 2022 em comparação com 2021, o que se deve em grande parte aos preços continuamente mais altos do gás natural (≈ USD 6/MMBtu) ao longo do ano. Contudo, esses picos foram muito menos impactantes do que os verificados em 2021, dado que não ocorreu um evento de precipitação equivalente à tempestade de inverno Uri.

Em comparação com 2020, um ano de clima ameno, os picos foram menos frequentes em 2022 devido ao impacto da postura operacional conservadora do ERCOT.

Com preços médios do gás altos durante todo o ano, os preços de energia têm uma correlação muito mais forte com a taxa de calor, pois os outros componentes dos custos operacionais e de manutenção se tornam menos relevantes. O impacto geral dos picos de preço em 2022 foi de USD 17,90/MWh, ou 24% do preço médio total.

Average Real-Time Energy Price Spikes USD/MWh





Os preços no ERCOT tendem a ser mais baixos no Oeste, considerado uma área exportadora de energia, já que a nova geração renovável está nesta região e a carga é mais baixa do que no resto do estado.

O gráfico demonstra o preço médio spot nas diferentes zonas do ERCOT no período 2014 - 2022. Novamente os preços no ano de 2021 se destacam como os mais elevados, devido à nevasca Uri. Esses preços elevados em 2021 redundaram em alterações de mercado no ERCOT, como uma maior concentração do segmento de varejo (a crise de preços levou a problemas financeiros e grandes varejistas compraram pequenos com problemas de caixa).

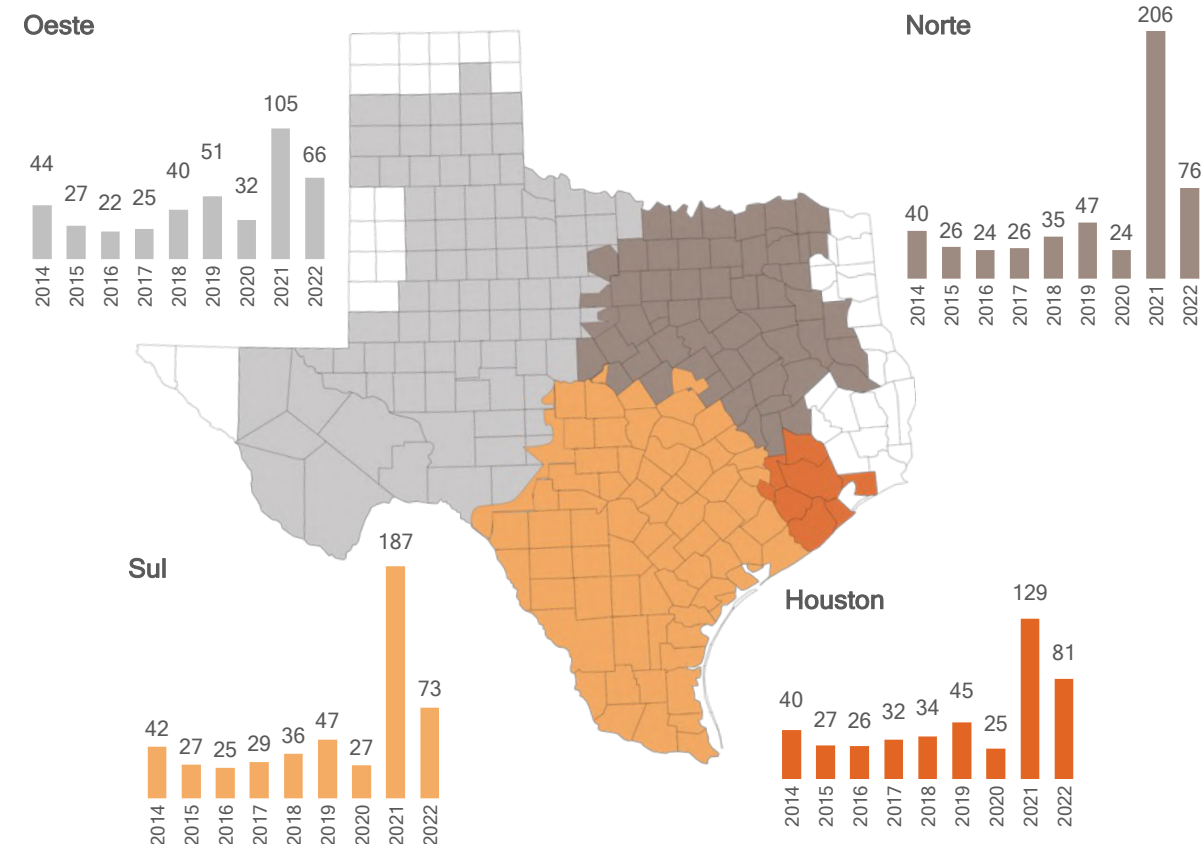
Analisar o preço por zona destaca a importância dos congestionamentos dentro do ERCOT, e como isto pode ser impactante para os geradores - o que explica a importância dos leilões CRR e das negociação de PTP (ver capítulo Transmissão). Os preços médios relativos das quatro zonas foram diferentes em 2022 em comparação com o ano anterior, devido a congestionamentos em Houston, na saída do Oeste e no Vale do Rio Grande.

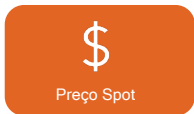
Comparadas às outras zonas, os preços baixos na zona Oeste foram notavelmente diferentes em 2022, dando continuidade a um padrão observado em 2020.

Observa-se que os preços nas zonas Norte e Sul são substancialmente mais altos nos momentos de *stress* (2021) do que nas zonas Oeste e Houston. As diferenças em ambos os extremos das curvas podem ser esclarecidas pelos efeitos do congestionamento de transmissão.

Restrições que limitam a exportação de geração eólica e solar de baixo custo para o restante do estado explicam os preços baixos no Oeste, por exemplo.

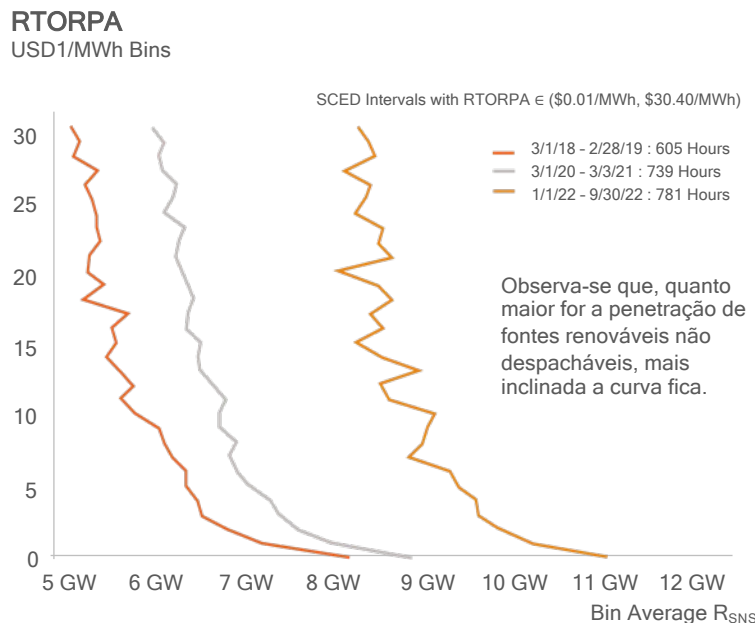
Preço Spot no ERCOT, 2014-22
Média anual por zona
USD/MWh





Um mercado *Energy-Only* é dependente do preço spot para manter a confiabilidade e, no caso do ERCOT, existe a *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC) como forma de mitigar eventual escassez de reservas.

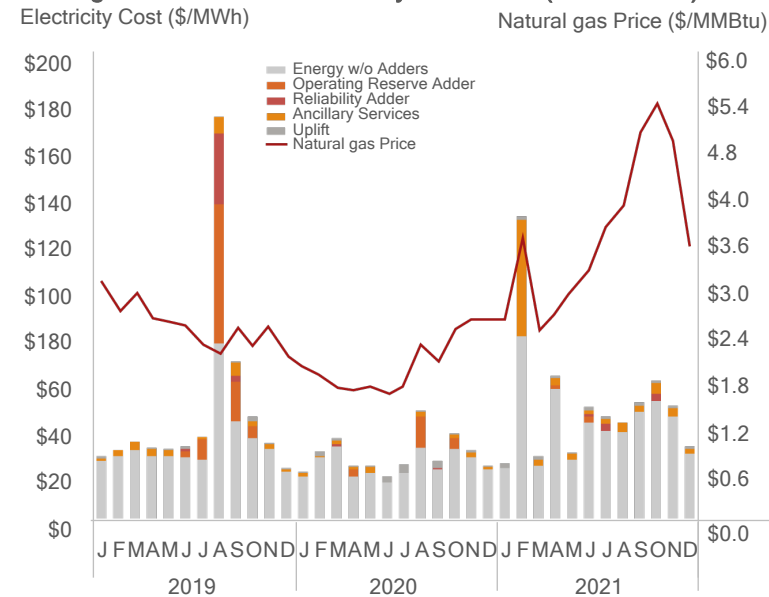
Em sendo um mercado baseado exclusivamente em energia (*Energy-Only*), o ERCOT depende fortemente de preços elevados durante condições de escassez para fornecer sinais econômicos essenciais para o desenvolvimento de novos recursos e a retenção de recursos existentes em operação. A escassez de oferta é precificada com base no valor das reservas operacionais que o ERCOT não consegue mais manter, devido à oferta limitada para um dado período. Esse valor de reserva está incorporado na *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC). Assim, quando o sistema está em escassez, o valor da ORDC definirá os preços das reservas operacionais e será adicionado ao preço da energia. Dada as condições sistêmicas, a frequência e os impactos da precificação da escassez podem variar substancialmente a cada ano. Em 2019 e 2020, a PUCT ajustou a curva ORDC para acelerar a precificação da escassez em direção ao VOLL, de então USD 9.000/MWh, visando níveis mais altos de reservas. Essas mudanças pressionaram os preços, porém também incentivaram a manutenção de reservas operacionais mais elevadas.



Contudo, após a tempestade de inverno Uri, a PUCT fez mudanças adicionais na ORDC. A partir de janeiro de 2022, o Nível Mínimo de Contingência (*Minimum Contingency Level-MCL*) foi aumentado para 3.000 MW e o High *System-Wide Offer Cap* (HCAP) e o VOLL foram reduzidos de USD 9.000/MWh para USD 5.000/MWh. A redução dos *caps*

sistêmicos está relacionada à reavaliação da remuneração necessária para viabilizar novos ativos despacháveis somente com os preços de mercado, algo que foi fruto da pressão da sociedade após os custos excessivos durante a forte nevasca. Do ponto de vista técnico sob a perspectiva das contingências, os ajustes fazem com que os preços subam mais rapidamente

Average All-in Cost for Electricity in ERCOT (without URI)



à medida que os níveis de reserva diminuem e se aproximam das condições de escassez, mas atingirão um preço máximo mais baixo em situações de escassez mais profundas. Na prática, essas mudanças mais do que duplicaram o efeito da ORDC sobre os preços, totalizando um adicional de USD 1,7 bilhão em 2022.

A mudança na ORDC teve como objetivo aumentar a receita líquida de novos geradores termelétricos em um contexto de aumento de margens de reserva.



A entrada massiva de empreendimentos de geração com custo marginal próximo de zero (ex. solar e eólica) tende a reduzir estruturalmente o preço RTM (preço spot), ou, ao menos, as expectativas desses preços, o que impacta a disposição dos investidores a investir em ativos despacháveis. A redução do preço spot (ou sua expectativa) deixa de viabilizar baterias e usinas termelétricas, demandando mecanismos suplementares para manutenção da confiabilidade do sistema. O caminho mais adotado em outros mercados é a implantação de contratação de capacidade, porém este tema é visto com sérias reservas pela PUCT e pelos grandes consumidores texanos.

Assim, dado que o Texas é um modelo *Energy-Only*, adotou-se o aumento do valor econômico dos eventos de escassez por meio de alterações na ORDC.

A Figura 1 ilustra as margens de reserva de planejamento para os próximos anos. Como pode ser observado, a margem de reserva cresce mais de 40% a partir de 2024 impulsionada pelo acentuado aumento na capacidade solar a partir deste ano. Adicionalmente, observa-se na mesma figura uma redução consistente da geração existente de 2022 a 2027 à medida que algumas usinas são descomissionadas.

Assim, a PUCT autorizou o ERCOT a alterar a ORDC em janeiro de 2022, o que se reflete nas projeções de receitas líquidas a serem obtidas com as reservas. Espera-se que as receitas líquidas subam em todas as zonas - esse novo patamar de preços deveria cobrir o CAPEX de novos recursos despacháveis, apesar do excedente de capacidade prevaiente (Figura 2).

Fig.1 | CDR Projected Reserve Margins %

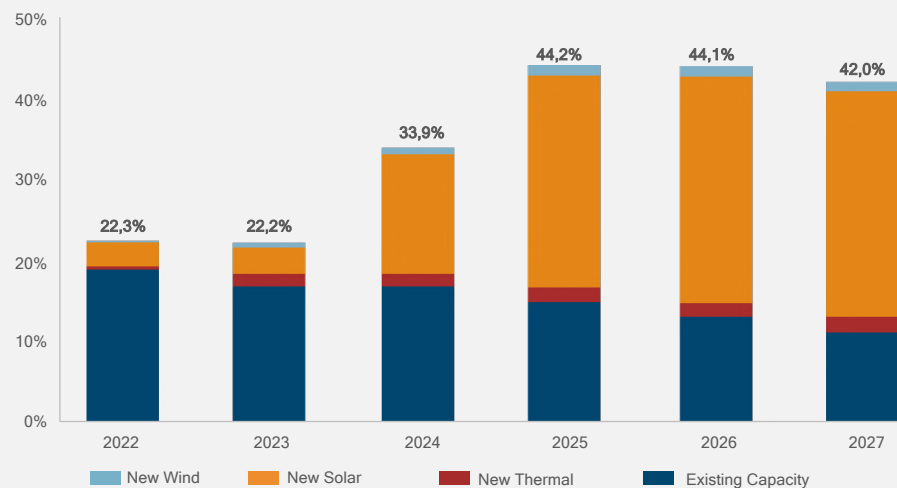
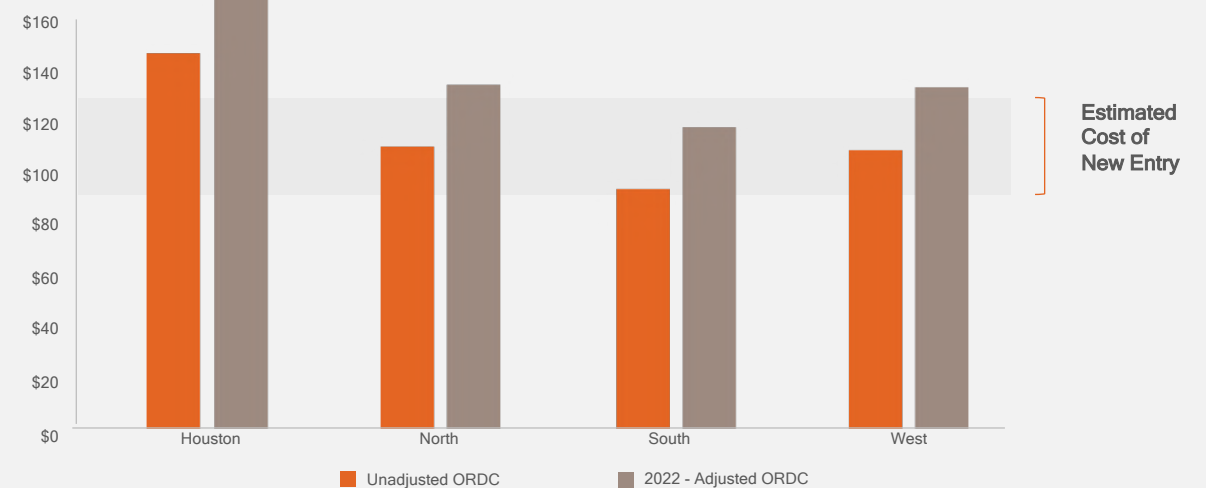
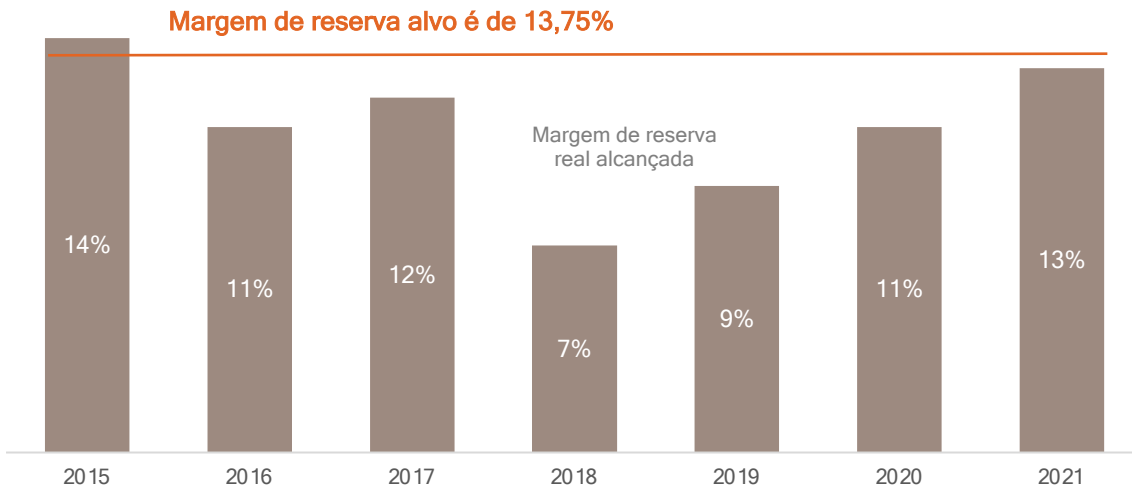


Fig.2 | Estimated Net Revenue with ORDC Changes \$/KW-year



O aumento dos eventos críticos, por conta das mudanças climáticas, resultou em alterações na ORDC e no *price adder* visando condições econômicas favoráveis para recursos despacháveis (baterias e termelétricas), além de melhorar as margens de reserva.

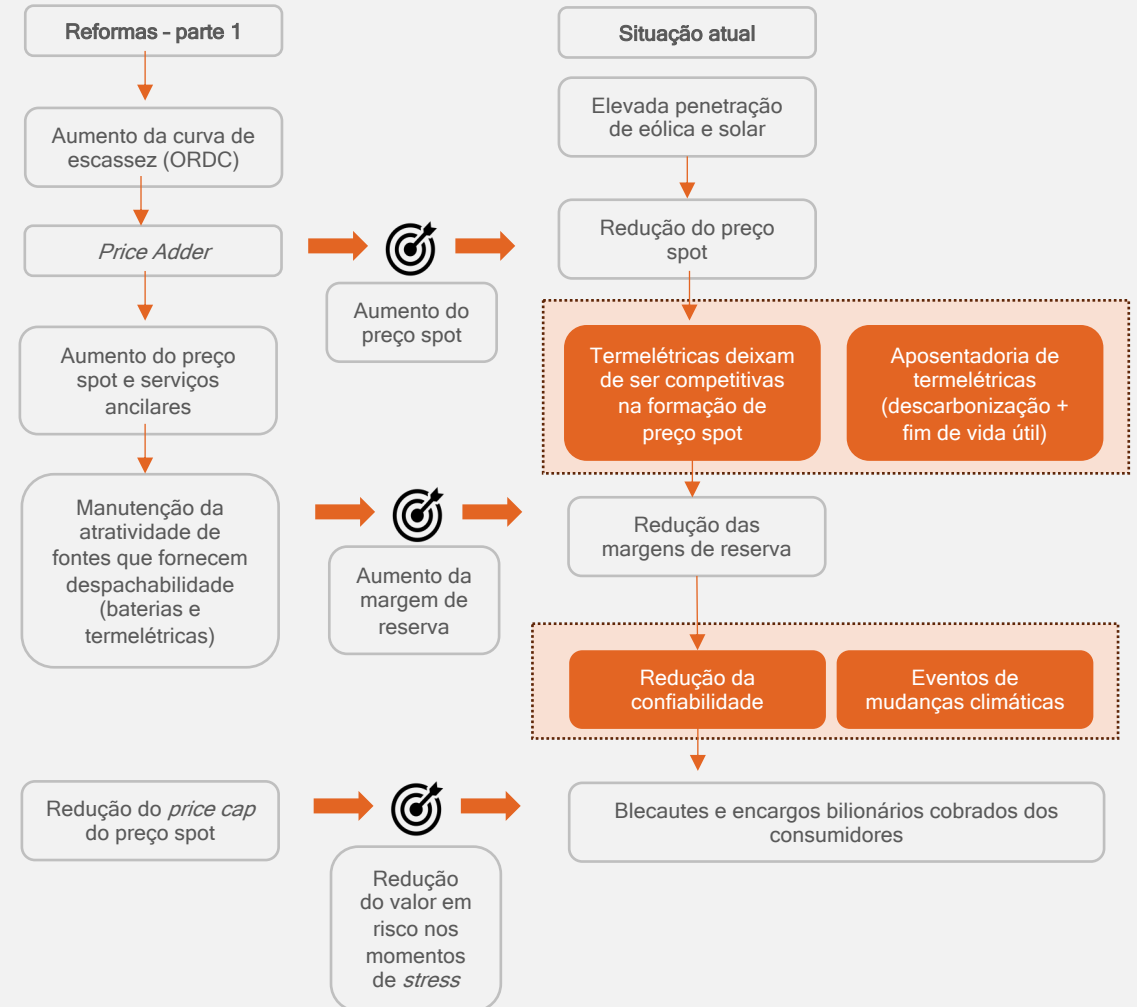
Reserve Margin %



\$
 Preço Spot

RTM e Dupla Contabilização

Serviços Ancilares



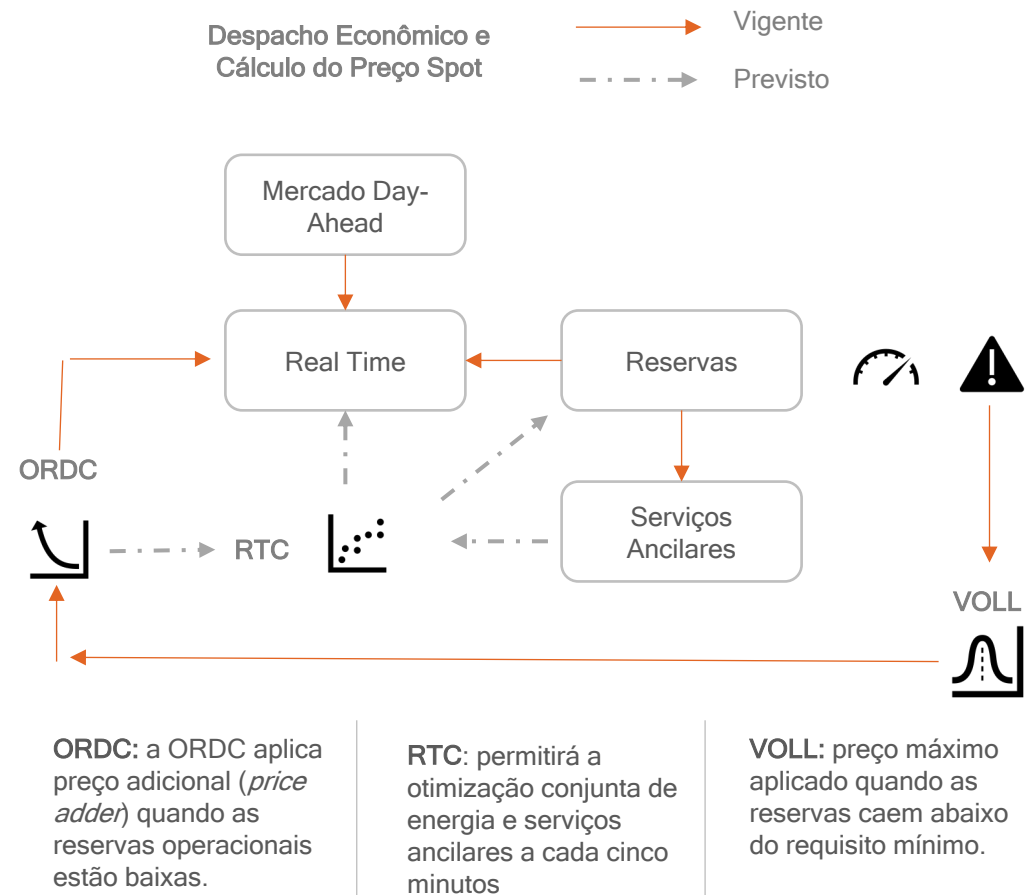
Um importante aperfeiçoamento em implantação pelo ERCOT é a *Real Time Co-optimization (RTC)*, prevista para 2026, com o objetivo de otimizar energia (preço spot) e os serviços ancilares.

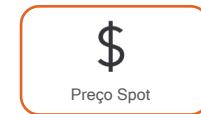


Conforme apontado no *Warm Up Report* produzido pela Thymos Energia, o ERCOT opera o sistema elétrico que atende cerca de 90% da carga total do Texas e coordena o despacho de mais de 700 unidades geradoras, com um intervalo de tempo de 1 hora para o dia seguinte no DAM e de 5 minutos no RTM. Essa operação do ERCOT também considera uma técnica denominada de co-otimização entre a Reserva Operacional, o DAM e o RTM.

Os produtos de reserva operacional do ERCOT incluem *reg-up, reg-down, spinning reserve* e reservas de 30 minutos. Essas reservas operacionais são adquiridas no DAM e, se necessário, podem ser ajustadas no mercado suplementar, que é ativado somente quando o ERCOT determina que as reservas estão em nível crítico.

Atualmente o operador não otimiza conjuntamente o despacho de energia com as reservas, não existindo um prêmio automático sobre o preço da energia resultante dos custos de oportunidade e da escassez de reservas. Como apresentado, atualmente o ERCOT adiciona um prêmio ao preço da energia após a solução de mercado com base na ORDC. Esse incremento no preço spot (*price adder*) tem como objetivo aumentar os preços da energia à medida que a margem de reserva é esgotada. Se a reserva disponível for de 3.000 MW ou menos (o chamado requisito mínimo de reserva - Req), o VOLL, que é definido em USD 5.000/MWh, é usado como o adicional de preço. Se a reserva disponível exceder 3.000 MW, o adicional de preço é igual ao *Loss of Load Probability (LOLP)* estimado, multiplicado pelo VOLL. Por sua vez, o LOLP depende de distribuições assumidas para demanda e erros de previsão de energia renovável.





O ERCOT segue o padrão dos operadores americanos de utilizar um processo de dupla contabilização vinculado à formação do preço spot e à contabilização do mercado.

A abordagem clássica utilizada pelos operadores americanos em mercados competitivos, como é o caso do modelo da ERCOT, é utilizar a dupla contabilização. O objetivo dessa abordagem é gerenciar melhor as incertezas da operação do sistema elétrico em um mercado competitivo. A dupla contabilização considera o DAM e o RTM:

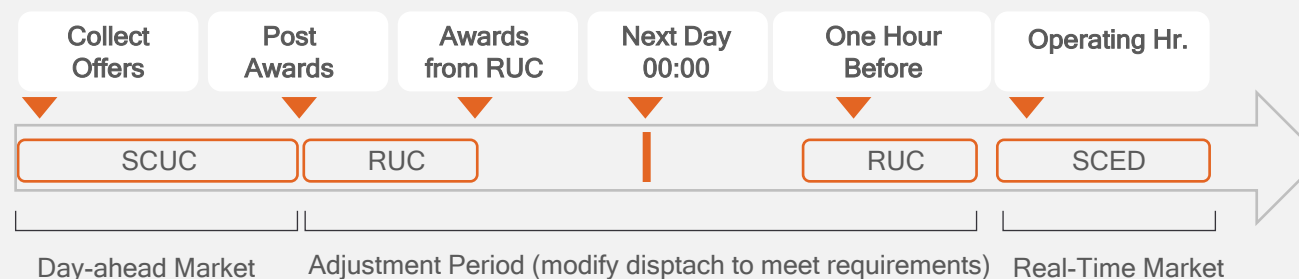
Day-ahead Market - DAM: O leilão DAM é o momento em que os participantes do mercado apresentam suas propostas de compra ou venda de energia elétrica para o dia seguinte. O ERCOT roda o SCDE visando otimizar a programação da geração e do consumo de eletricidade, levando em consideração fatores como demanda prevista, capacidade de geração disponível, restrições de transmissão e outras

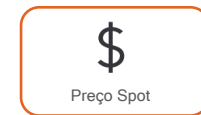
limitações sistêmicas. Os preços estabelecidos no DAM fornecem sinais para que os participantes do mercado ajustem suas operações olhando o tempo real, além de representar o último momento de proteção para os preços do RTM. Ofertantes (especialmente geradores) buscam se proteger de um preço baixo do RTM e compradores (especialmente cargas) se blindam de preços altos.

Mercado em Tempo Real (Real-Time Market - RTM): o gerenciamento e a formação do RTM servem para operar o grid de forma confiável, observando o critério de eficiência econômica. Na prática, o RTM serve para lidar com quaisquer discrepâncias entre o programado no DAM e o consumo e a geração real de eletricidade. Fatores como mudanças

imprevistas na demanda, falhas de equipamentos e flutuações na geração de energia renovável podem levar a desvios do RTM em relação ao DAM. No RTM, os preços são ajustados com base nesses desvios, e os participantes do mercado liquidam as transações financeiras para os montantes reais de energia elétrica gerados e consumidos.

O desenho do sistema de dupla contabilização visa prover os incentivos econômicos corretos aos geradores e consumidores, além de dar ao operador previsibilidade e ferramentas para se programar no dia anterior para a operação do sistema.





Ao separar a contabilização em dois estágios, o ERCOT provê sinais para eficiência econômica sem desprezar a confiabilidade do grid e o gerenciamento de risco.

Se um gerador vende a maior parte ou toda a sua energia antecipadamente (forward), o preço em tempo real pode parecer ter pouca chance de afetar as decisões de geração. Contudo, em um sistema de dupla contabilização devidamente desenhado, o oposto é verdadeiro. No RTM o gerador se comportará como se estivesse vendendo toda a sua produção neste momento, mesmo que, no mercado futuro, aja como se essa fosse sua venda final.

Digamos que um gerador venda Q_1 para o ERCOT no DAM ao preço P_1 . Se essa quantidade de energia for entregue no RTM, o ajuste no DAM será mantido inalterado. Contudo, se houver desvios, o comprometimento no DAM será mantido, mas haverá um ajuste no RTM.

Se nenhuma energia for entregue ao mercado em tempo real, o gerador é tratado como se tivesse entregado a quantidade prometida no mercado de DAM, Q_1 , mas comprado essa quantidade no RTM para cobrir sua entrega prometida. Consequentemente, o fornecedor ainda é pago P_1 por Q_1 , mas também é cobrado P_0 , o preço em tempo real, pela compra de Q_1 .

Em geral, se um gerador vende Q_1 no mercado de pré- operação e depois entrega Q_0 no mercado em tempo real, ele será pago:

Gerador é pago: $Q_1 \times P_1 + (Q_0 - Q_1) \times P_0$

No sistema de dupla contabilização se um cliente contrata Q_1 no DAM e consome apenas Q_0 no RTM, ele é cobrado exatamente pela quantia que seu gerador é pago. Os incentivos dessa regra de liquidação são revelados ao rearranjar os termos da seguinte forma:

Gerador é pago: $Q_1 \times (P_1 - P_0) + Q_0 \times P_0$

Os valores de P_1 e Q_1 foram determinados no DAM e, supondo que o mercado seja competitivo, os fornecedores também considerarão P_0 como dado, então, no RTM, todo o primeiro termo será visto como um "custo afundado" ou uma receita assegurada. Isso significa que o segundo termo é o único que pode fornecer um incentivo no RTM para o gerador, e esse termo paga ao gerador o preço RTM para cada MWh gerado. Consequentemente, o gerador se comportará exatamente como se estivesse vendendo toda a sua geração no RTM. Isso pode ser comprovado considerando o lucro do fornecedor, que é a receita menos o custo, e o lucro que ele teria se negociasse apenas no RTM.

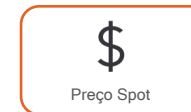
Lucros sem e com comercialização DAM

Actual Short-Run Profit: $SR_{BF} = RF + Q_0 \times P_0 - \text{Cost}(Q_0)$

Only-Real-Time Short-Run Profit: $SR_{B0} = Q_0 \times P_0 - \text{Cost}(Q_0)$

A única diferença entre os dois é a receita fixa, $RF = Q_1 \times (P_1 - P_0)$, então o valor de Q_0 que maximiza um também maximizará o outro.

Esse resultado significa que, não importa quais negociações Q_1 tenham ocorrido no DAM ou em qualquer outro mercado futuro, os geradores buscam maximizar o lucro seguindo as mesmas estratégias no RTM como se nenhuma negociação prévia tivesse ocorrido. Consequentemente, se o RTM for competitivo e, portanto, eficiente, essa eficiência não será prejudicada por contratos futuros. Em outras palavras, se erros forem cometidos nos mercados futuros, eles afetarão as receitas, mas não a eficiência, porque o RTM induzirá a operação de menor custo, independentemente desses erros. O argumento acima também se aplica às cargas (consumidores).

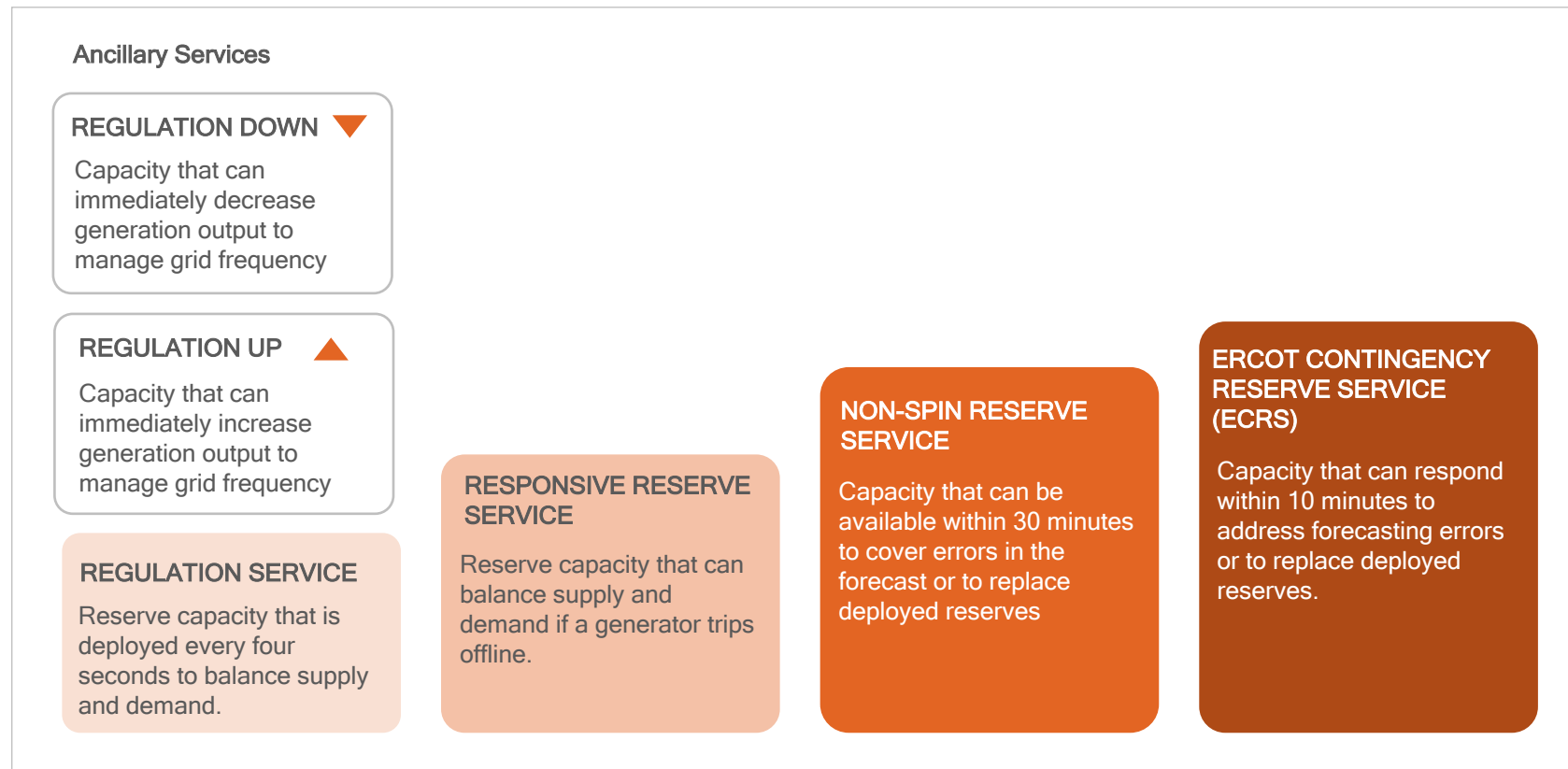


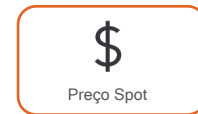
O ERCOT contrata todos os serviços ancilares no DAM. As ofertas são globais em termos sistêmicos e também são fisicamente comprometidas com os ativos.

Os serviços ancilares são comprados pelo ERCOT no DAM para equilibrar o fornecimento e a demanda de energia elétrica no dia seguinte e mitigar problemas operacionais em tempo real. Esses serviços podem ser fornecidos por geradores ou consumidores visando aumentar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica em questão de minutos ou até mesmo segundos.

Definição dos montantes de serviços ancilares a serem contratados

O ERCOT estabelece a quantidade mínima de cada tipo de serviço ancilar com base na variabilidade histórica e nos riscos que cada serviço é utilizado para mitigar, sendo este montante ajustado para atender eventuais incrementos necessários. Essas quantidades geralmente variam por mês e hora do dia. A metodologia para determinar esses requisitos é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho do ERCOT e, assim, as quantidades mínimas para cada hora do ano são divulgadas.





Os consumidores são os pagadores dos serviços ancilares, observando-se a maior contratação de recursos por parte do ERCOT devido à nova configuração do sistema.

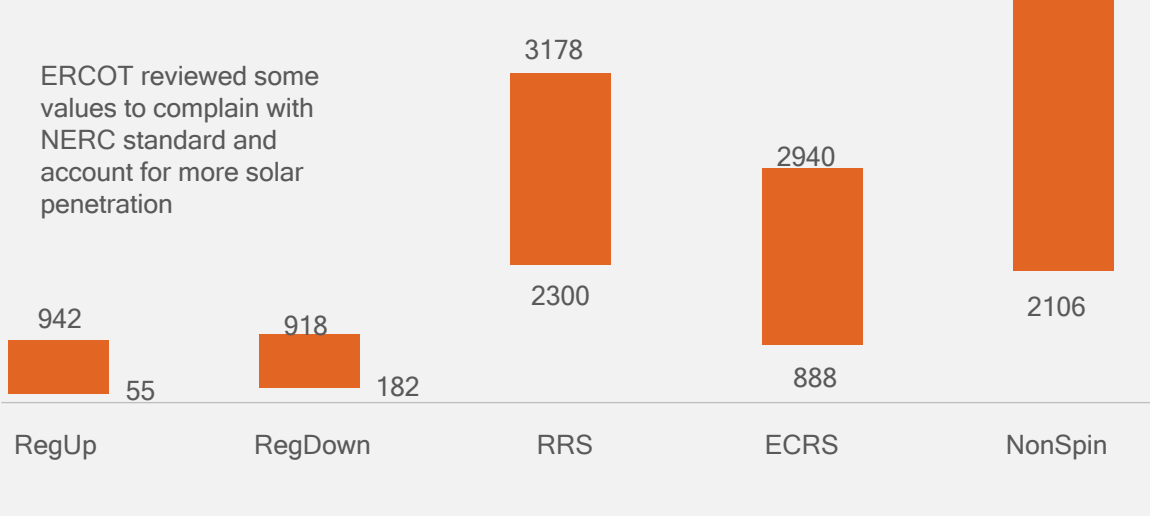
Como os serviços ancilares são comprados?

Os agentes de mercado (geradores e outros) que desejam fornecer um dos serviços ancilares são testados para comprovar que podem atender aos requisitos operacionais necessários. Uma vez aprovados, esses agentes de mercado (também chamados de

recursos) podem fazer ofertas no DAM. O ERCOT adquire a quantidade necessária de cada tipo de serviço com base nas ofertas qualificadas para cada hora do dia seguinte como parte do leilão DAM.

Ancillaries Volumes for 2024

MW



Tipos de recursos que podem fornecer Serviços Ancilares

- **Generation Resources (GR):** unidades de geração para geração de energia.
- **Non-Controllable Load Resources (LR):** grandes cargas que podem ser interrompidas automaticamente em resposta a baixa frequência ou para atender instruções específicas do operador.
- **Controllable Load Resource (CLR):** grandes cargas que ofertam no RTM e podem reduzir ou aumentar o consumo baseado no intervalo de 5 minutos de despacho.
- **Aggregate Load Resource (ALR):** uma agregação de locais medidos individualmente em que cada local tem menos de 10 MW de capacidade de resposta da demanda e todos estão localizados em uma mesma zona de carga, podendo funcionar como um CLR.

- **Energy Storage Resource (ESR):** primariamente grandes baterias que funcionam como GRs quando descarregando e como CLR quando carregando.

Como os serviços ancilares são pagos?

Os recursos que são selecionados no leilão DAM para fornecer um serviço para uma hora específica são todos remunerados pelo preço de liquidação desse serviço para essa hora, e esses pagamentos são feitos pelos consumidores e/ou seus representantes (LSE, comercializadores varejistas, empresas municipais e cooperativas).

A Resposta da Demanda é extremamente relevante no Texas, podendo reduzir em até 4 GW o consumo do estado em uma determinada hora. Os comercializadores varejistas participam provendo agregação e liquidez.



Modalidades de resposta da demanda

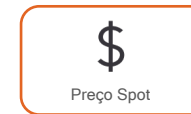
Descrição

<i>Responsive Reserve Service (RRS)</i>	Serviço que permite que os recursos de carga sejam usados para fornecer energia de reserva em tempo real, os quais são ativados quando há uma necessidade imediata de energia de reserva para manter a estabilidade do sistema elétrico.
<i>Regulation Service</i>	Serviço que permite que os recursos de carga sejam usados para fornecer regulação de frequência em tempo real, o que significa aumentar ou diminuir a carga em resposta a desvios na frequência do sistema elétrico.
<i>Non-Spinning Reserve (Non-Spin) e Security-Constrained Economic Dispatch (SCED)</i>	Trata-se de um serviço que permite que os recursos de carga sejam usados para fornecer energia de reserva em tempo real, atendendo a uma necessidade imediata, bem como para ajudar a manter a segurança do sistema elétrico.
<i>Emergency Response Service (ERS)</i>	Serviço que permite que os recursos de carga sejam usados para fornecer energia de emergência em caso de interrupções no fornecimento de energia, sendo ativados quando há uma interrupção no fornecimento de energia e para ajudar a restaurar o fornecimento o mais rápido possível.
<i>TDSP Load Management Programs</i>	São programas de resposta da demanda administrados pelos vários provedores de serviços de transmissão e distribuição (TDSPs) na área de escolha competitiva da região ERCOT.
<i>4-Coincident Peak (CP) Load Reduction</i>	É um programa de resposta da demanda que incentiva os clientes a reduzir sua carga durante os quatro picos de demanda mais altos do ano, e os consumidores que participam do programa recebem incentivos financeiros.
<i>Price-Responsive Demand Response</i>	Esse serviço incentiva os clientes a reduzirem sua carga durante períodos de alta demanda de energia, quando os preços da eletricidade são mais elevado

“ Os programas de resposta da demanda do Texas podem adicionar entre 4 e 6 GW de flexibilidade para o ERCOT, sendo um instrumento importante em momentos de stress do sistema, especialmente no verão. ”



Olivier Beaufile
Marketing Director, Aurora Energy Reserach



Desde julho de 2015 o ERCOT calcula e divulga antecipadamente os montantes necessários de serviços ancilares.

Desde junho de 2015, o ERCOT calcula os requisitos de *responsive reserve* com base em cálculo de granularidade horária e esse requisito é divulgado antecipadamente para o ano seguinte.

Historicamente, o ERCOT adquiriu *non-spin reserves* de modo que a combinação de *non-spin reserves* e *regulation up* cubra 95% do erro calculado na previsão da carga líquida. Assim, o ERCOT sempre adquire uma quantidade mínima de *non-spinning reserves* maior ou igual à maior unidade geradora durante as horas de pico.

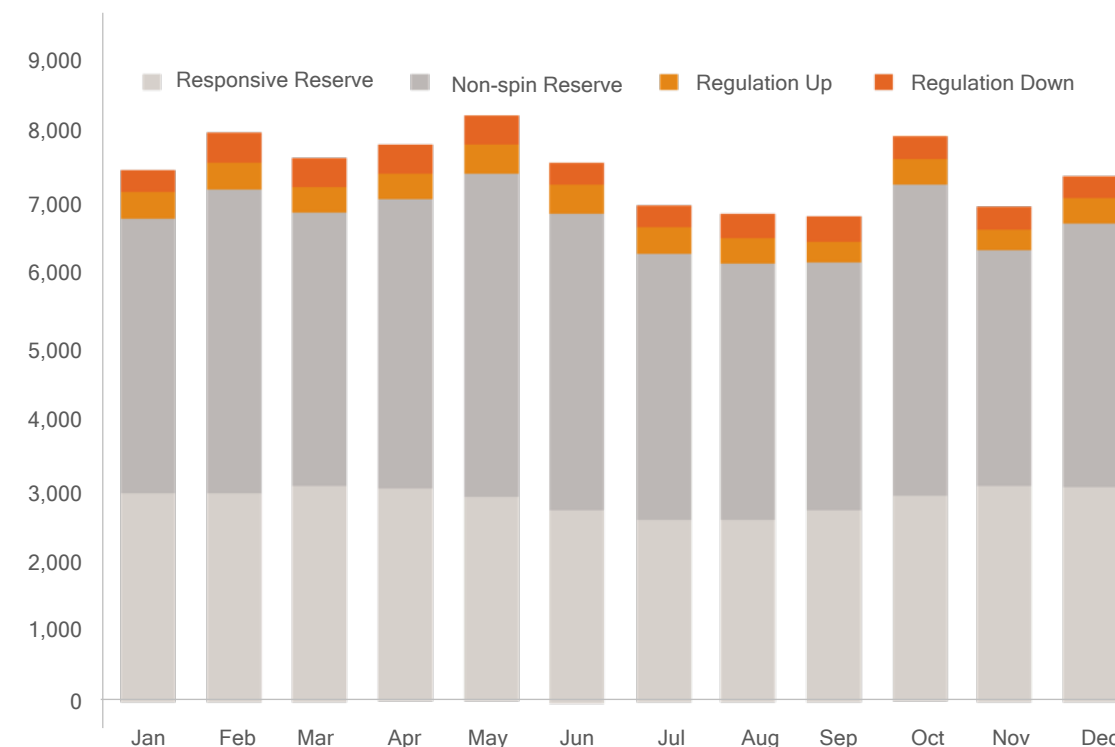
Desse modo, estabeleceu-se um limite de 450 MW para recursos que fornecem *Fast Frequency Response* (FFR) durante a fase 1 da implementação da Criação do Serviço de Reserva de Contingência do ERCOT e Revisões na Reserva Responsiva.

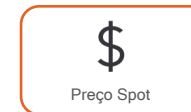
O gráfico ao lado ilustra os montantes em MW de serviços ancilares adquiridos pelo ERCOT, destacando:

- No final do ano de 2020, o ERCOT alterou a metodologia para que fossem contratados mais volumes de *spinning reserves* e *non-spinning reserves*, observando o proporcional aumento da energia solar.
- Em julho de 2021, o operador aumentou a aquisição diária de serviços ancilares de 6.500 MW para 7.500 MW.
- O ERCOT aumentou a compra de *responsive reserve service* para 2.800 MW nas horas de pico e também contratou montante adicional de *non-spinning reserves* para assegurar ao menos 6.500 MW de serviços ancilares adicionais para todas as horas de todos os dias.
 - O operador escolheu por não incluir recursos de carga entre as *spinning reserves* para atingir a meta de 6.500 MW e elas só podem ser consideradas quando emitidos alertas de emergência.

Ancillary Service Requirement

MW





Os preços dos serviços ancilares foram mais altos em maio, julho e dezembro de 2022, o que está em linha com os preços spot mais elevados e os custos de oportunidade de vender energia no DAM.

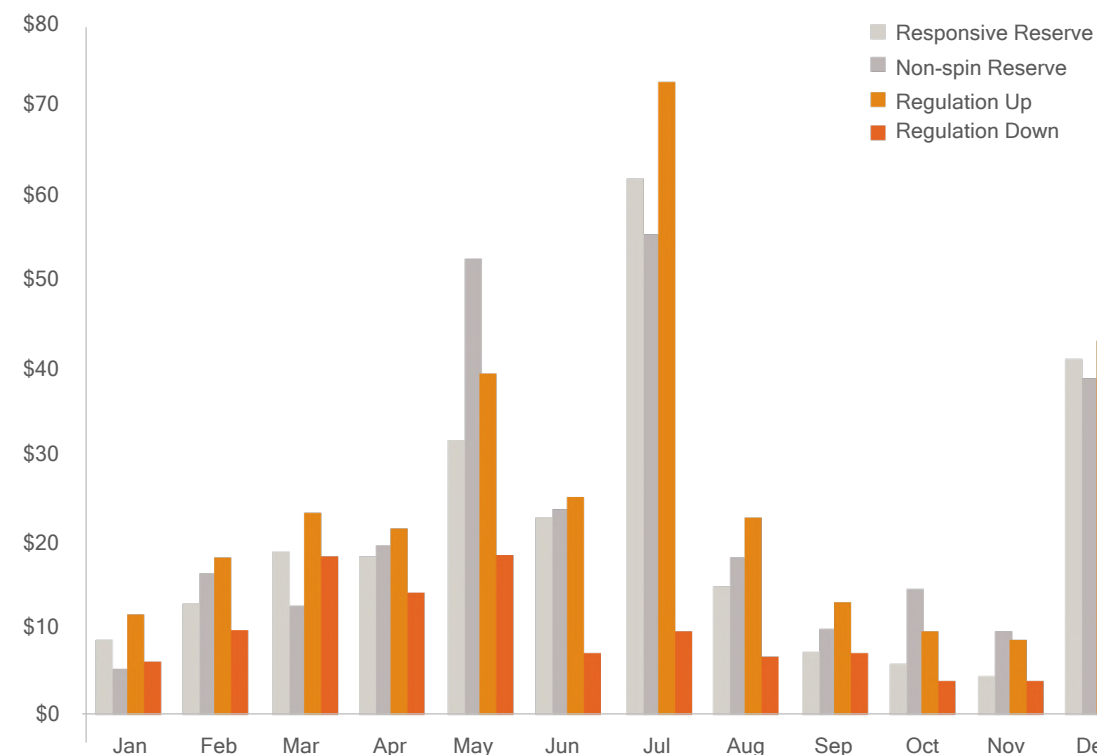
Os preços dos serviços ancilares foram mais elevados em maio, julho e dezembro de 2022. Isso está em consonância com os preços de compensação mais altos para energia no DAM para esses meses (principalmente devido às condições climáticas), porque os serviços auxiliares e a energia são co-otimizados no DAM. A co-otimização significa que os participantes do mercado não precisam incluir custos adicionais nos lances de preço spot que não se materializam. Ou seja, os preços de serviços ancilares guardam correlação com o preço spot pois contabilizam explicitamente os custos de oportunidade de vender energia no DAM.

O custo médio dos serviços ancilares por MWh permaneceu elevado em 2022 quando comparado a 2020 (USD 1,00 /MWh de carga em 2020 contra 3,29 em 2022). Os custos

médios desses serviços em 2021 foram excepcionalmente altos devido à tempestade de inverno Uri, o que dificulta a análise. Em 2022, os preços de *responsive reserve* quase dobraram em relação a 2020, enquanto os preços de *non-spin reserve* quase quintuplicaram.

Essa elevação nos preços dos serviços ancilares é resultado da postura operacional conservadora do ERCOT após o evento da nevasca Uri, que reduziu substancialmente o excesso de oferta e fez com que grandes fornecedores desses serviços frequentemente fossem decisivos para atender aos requisitos *non-spin reserve*. A redução no excesso de oferta fez com que grandes fornecedores fossem decisivos com muito mais frequência, refletindo eventualmente em exercício de poder de mercado.

Ancillary Service Price
USD/MW



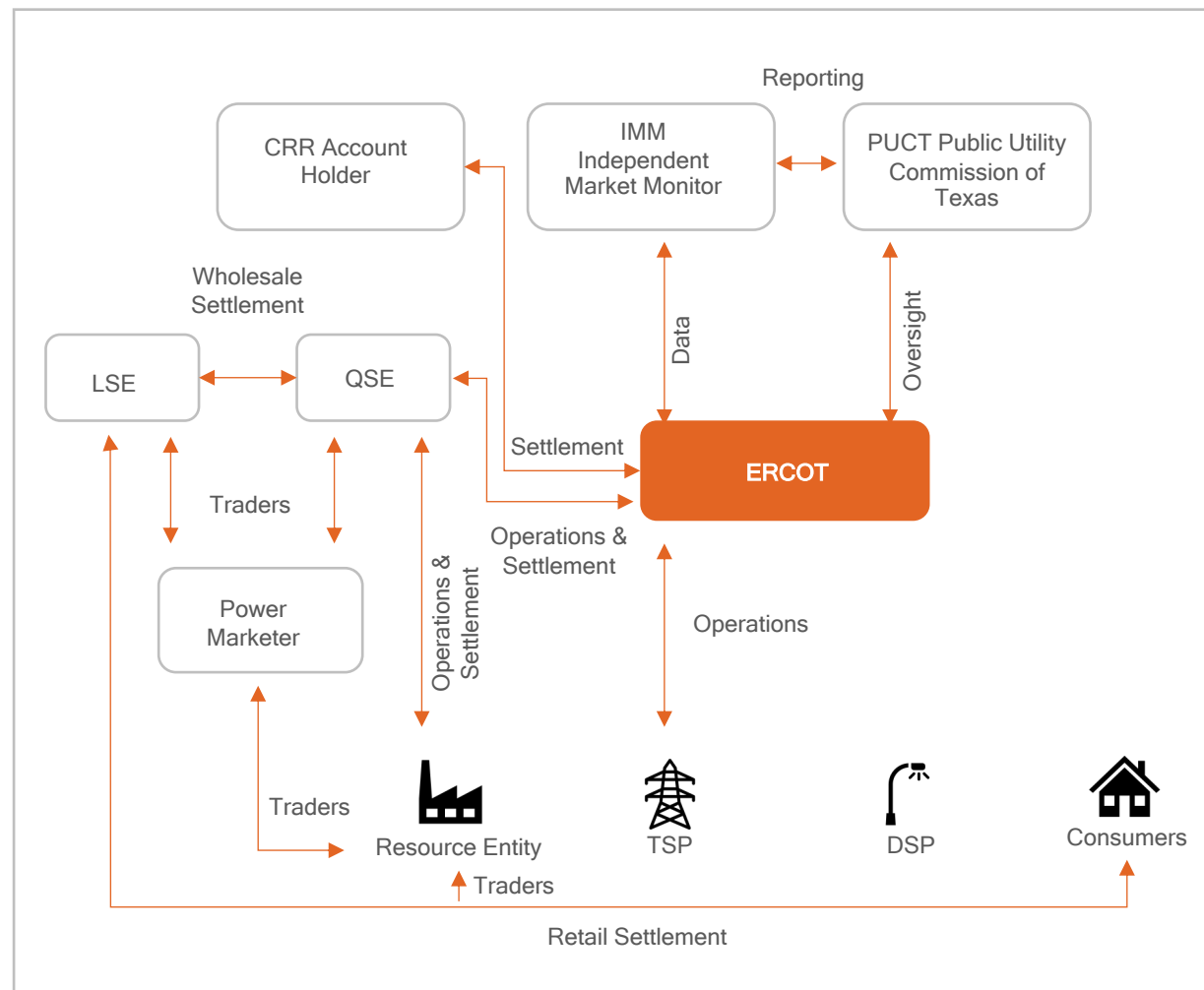
	2020 (\$/MWh)	2021 (\$/MWh)	2022 (\$/MWh)
<i>Responsive Reserve</i>	\$11.40	\$331.46	\$20.27
<i>Non-spin Reserve</i>	\$4.45	\$83.75	\$23.29
<i>Regulation Up</i>	\$11.32	\$289.84	\$25.68
<i>Regulation Down</i>	\$8.45	\$120.70	\$9.62

Por fim, a formação do preço spot e RTM por oferta exige especial atenção no que tange a poder de mercado. No caso do Texas existe o conceito do *Independent Market Monitor* (IMM) para exercer a função de monitoramento da integridade, transparência e eficiência do mercado.

O IMM monitora a operação do mercado de energia elétrica para assegurar que ele opere de forma justa e competitiva. Isso envolve a análise de transações de mercado, ofertas, preços e outras informações relevantes. No caso do ERCOT, a empresa contratada para essa função é a POTOMAC ECONOMICS, que possui como principais atividades:

1. Monitorar o mercado para identificar sinais de manipulação, abuso de poder ou outras práticas anticompetitivas.
3. Avaliar propostas de mudanças nas regras do mercado para determinar o potencial impacto sobre sua competitividade e eficácia.

2. Elaborar relatórios periódicos que são submetidos ao ERCOT e, em alguns casos, a órgãos reguladores estaduais e federais.
4. Eventualmente desempenhar papel na resolução de disputas entre participantes do mercado, fornecendo análises objetivas e especializadas.



Transmissão

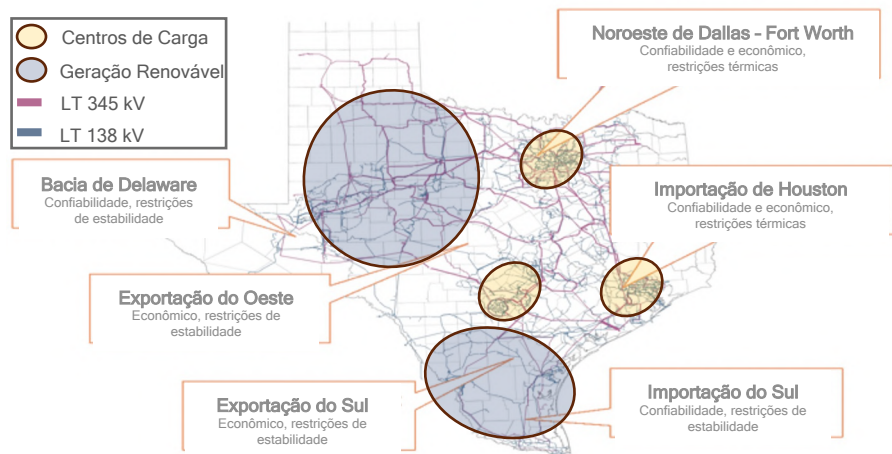
The background of the slide is a photograph of a power transmission line. Several high-voltage towers are visible, silhouetted against a bright orange and red sunset sky. The sun is partially obscured by one of the towers in the middle ground. The overall mood is industrial and atmospheric.

Os estudos de expansão de transmissão no ERCOT são realizados anualmente, observando longo (15 anos) e médio prazos (6 anos), e considera mais a eficiência econômica do que o planejamento energético.

Os estudos de transmissão, conduzidos anualmente, buscam diminuir os custos econômicos de operação do sistema ao mesmo tempo que objetivam atender a confiabilidade desejada pela PUCT e pelo ERCOT. Destaca-se que o Texas passa por uma rápida transformação tecnológica em sua matriz energética e no modo como a demanda responde a preços, tudo isto em um contexto regional e global de descarbonização.

Nos estudos de transmissão, o ERCOT classifica os projetos em dois grupos:

- i) *Reliability Projects*: visam resolver situações em que não existem alternativas viáveis de geração para atender de forma confiável à carga.
- ii) *Economic Projects*: visam resolver situações em que existem soluções de geração possíveis, mas apenas a partir de unidades de custo mais elevado.



A rota para um novo projeto de transmissão, da prancheta à entrada em operação comercial:



Uma diferença substancial do ERCOT em relação ao Brasil é o *Regional Planning Group (RPG)*, uma organização de consenso, sem direito a voto, com participação de representantes de toda a indústria de energia elétrica e da sociedade.

O RPG é uma organização de consenso, sem direito a voto, focada na identificação de necessidades, potenciais soluções, comunicação de pontos de vista variados e revisão de análises relacionadas com o sistema de transmissão no horizonte de planejamento.

Embora a participação no RPG seja obrigatória para todos os Operadores de Serviços de Transmissão, a adesão está aberta aos demais segmentos da indústria e da sociedade: distribuidoras, geradores (existentes e potenciais), comercializadores, grupos de consumidores, grupos ambientais, proprietários de terrenos, funcionários governamentais e a PUCT.

As reuniões do RPG são públicas e lideradas pelo ERCOT.

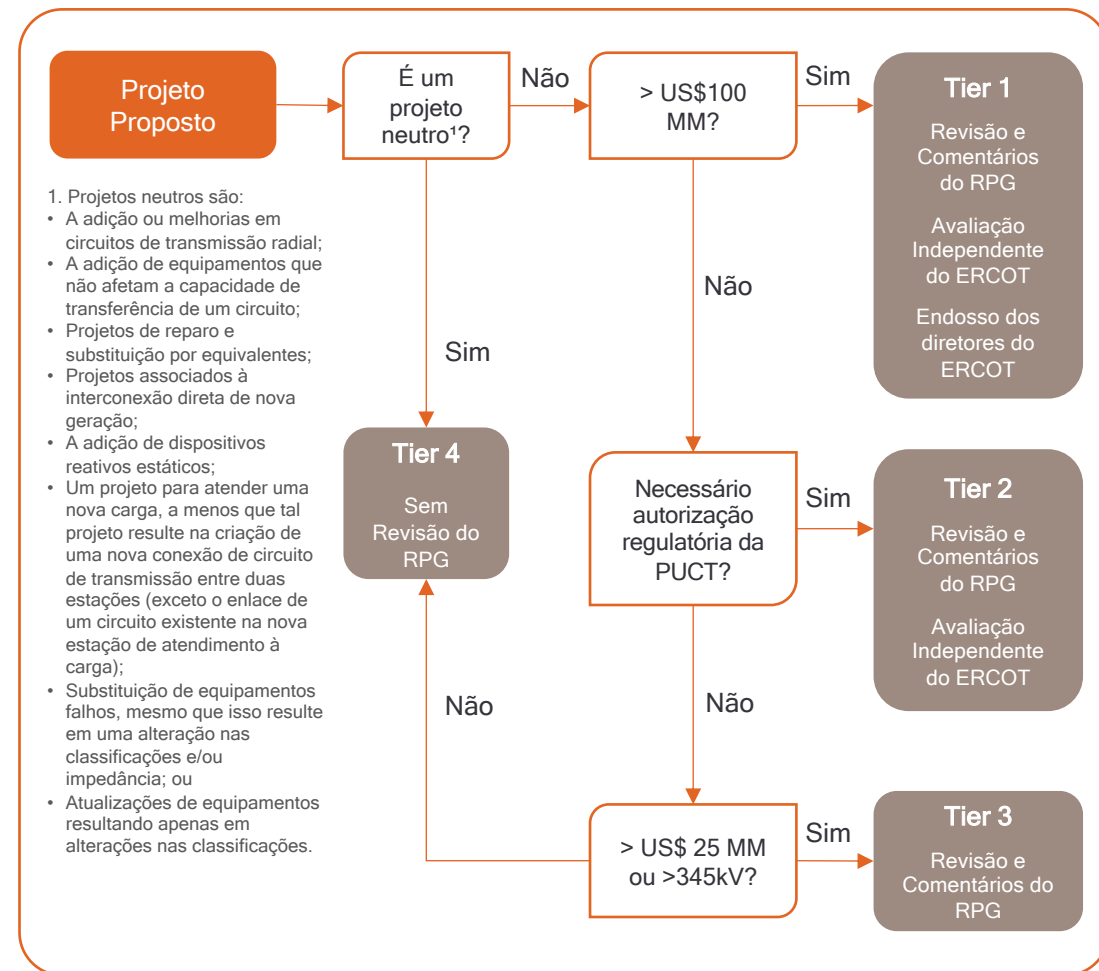
O fluxograma ao lado apresenta as subdivisões para projetos de transmissão no âmbito do RPG (Etapa 1).

Tier 4: Projetos menores de 60 kV ou neutros (não impactam precificação nodal) ou que exigem capital menor do que USD 100 milhões, que são apenas revisados pelo RPG antes da aprovação para construção

Tier 3: Projetos > 345 kV OU com investimento de capital maior do que USD 25 milhões e menor do que USD 100 milhões, os quais o ERCOT revisa e comenta.

Tier 2: Projetos com investimento de capital maior do que USD 25 milhões e menor do que USD 100 milhões, nos quais o ERCOT revisa e comenta e que passam também por uma revisão independente.

Tier 1: Projetos com investimento de capital maior do que USD 100 milhões, os quais são revisados e comentados pelo RPG, passam por uma revisão independente do ERCOT e são aprovados pelos diretores do operador.



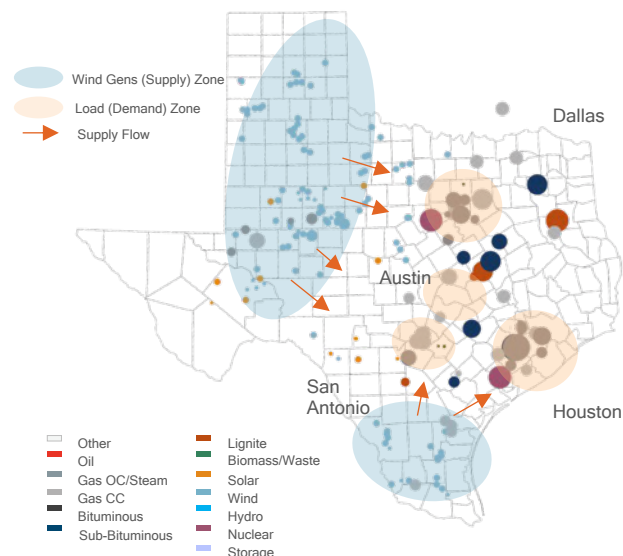
O cenário de restrições de transmissão visto no resto no mundo, devida a alta expansão renovável, também é notado no ERCOT.

De modo geral, o balanço de oferta e demanda de energia nas zonas Norte e Sul do ERCOT está equilibrado, enquanto que a zona Oeste é exportadora de energia e a zona de Houston tem dependido cada vez mais das importações de energia do resto do estado, à medida que o consumo nesta região tem aumentado.

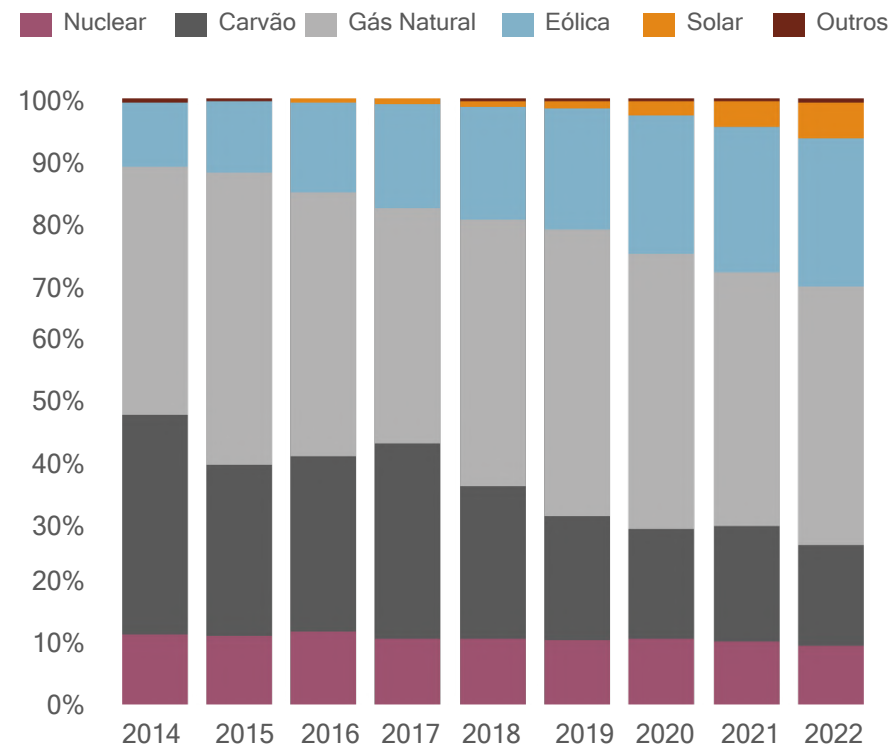
A matriz energética do ERCOT está passando por um momento de transição com substituição de parte de sua capacidade térmica de geração a carvão para o gás natural e recursos renováveis - em especial das fontes solar e eólica que têm sido o grande destaque de expansão desde 2020.

Em 2022, cerca de 9,7 GW de nova capacidade de geração entrou em operação no ERCOT. A maior parte da nova capacidade foi de recursos renováveis, com cerca de 3,1 GW de usinas eólicas e 4,2 GW de usinas solares. Do restante da potência, cerca de 700 MW representam usinas a combustão e 1,7 GW é referente a recursos de armazenamento de energia.

A expectativa geral é que essa tendência de expansão dos últimos anos continue acontecendo devido ao crescimento contínuo da inserção de ativos eólicos, solares e de armazenamento.



Matriz Energética anual no ERCOT
%



Nota: a quota de geração eólica tem aumentado todos os anos e passou de pouco mais de 24% em 2021 para quase 25% da geração anual em 2022. A energia solar aumentou de 4,0% da geração anual em 2021 para 5,6% em 2022. A percentagem de produção a partir do carvão caiu de 19,0% em 2021 para 16,6% em 2022. A geração de gás natural aumentou ligeiramente em 2022, de 41,9% em 2021 para 42,5% em 2022.

A mudança no perfil de geração do ERCOT, com aumento da geração intermitente, trouxe desafios atrelados à capacidade de transmissão e levanta preocupações com eventos de *curtailment* e com o crescente custo relacionado ao congestionamento.

Periodicamente, a capacidade de transmissão do ERCOT limita o intercâmbio de geração das áreas com excesso de energia (normalmente áreas com geração de energia renovável, cujos custos são menores) para os centros de carga, sendo necessário o despacho de fontes de geração mais caras para atendimento da demanda.

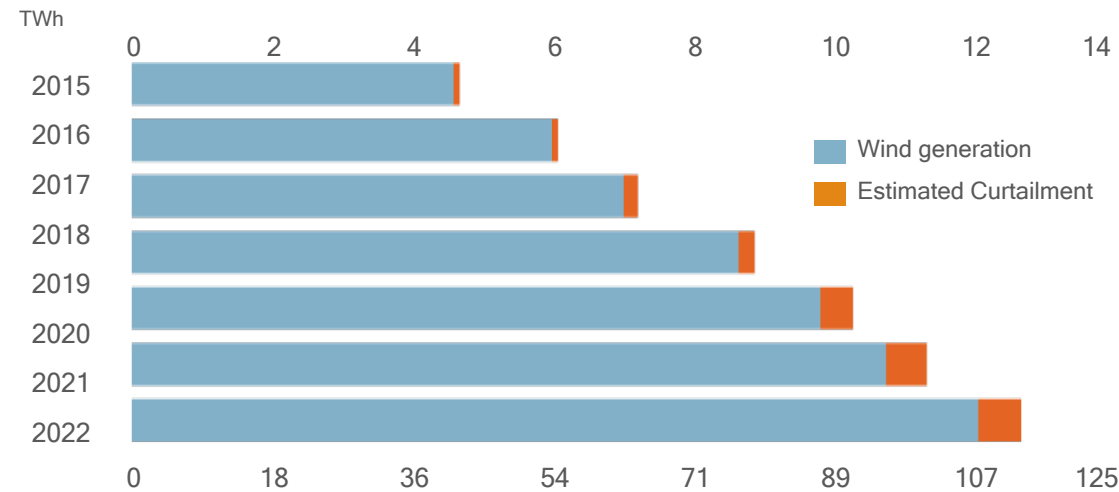
Ou seja, o excesso de geração renovável precisa ser cortado do sistema uma vez que não pode ser alocado para o centro de carga. Esse evento de corte de geração, também chamado de *curtailment*, devem-se tanto à capacidade de transmissão

inadequada como ao excedente geração renovável durante períodos de baixa demanda dada a modulação da geração intermitente, em especial da fonte solar.

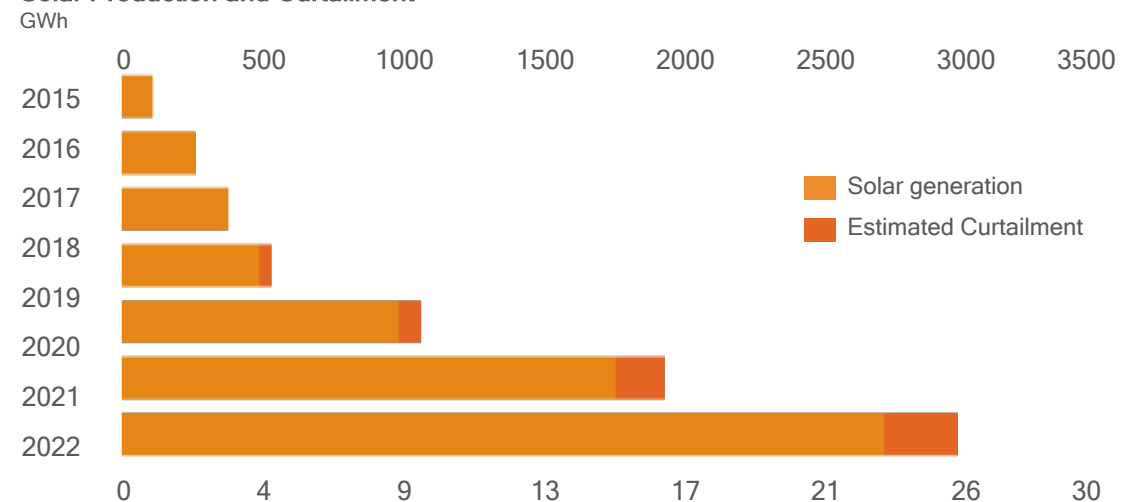
O custo de não ter capacidade de transmissão suficiente para realizar o intercâmbio de energia entre suas zonas e garantir uma otimização do custo da eletricidade é representado pelo custo de congestionamento do sistema.

Os custos de congestionamento no mercado em tempo real do ERCOT vêm crescendo consistentemente nos últimos anos, com valor equivalente a USD 1,26 bilhões em 2019, USD 2,1 bilhões 2021 e USD 2,8 bilhões em 2022.

Wind Production and Curtailment



Solar Production and Curtailment



Neste contexto, o *Congestion Revenue Right* (CRR) é um instrumento financeiro de mitigação de riscos do descolamento de preços nos diferentes nós da rede de transmissão, administrado pelo ERCOT.

Uma função essencial de qualquer mercado de energia elétrica é gerenciar eficientemente os fluxos de energia nas redes de transmissão. A gestão de congestionamento ocorre à medida que o ERCOT coordena o despacho da geração para garantir que os fluxos de energia resultantes não excedam os limites operacionais das instalações de transmissão.

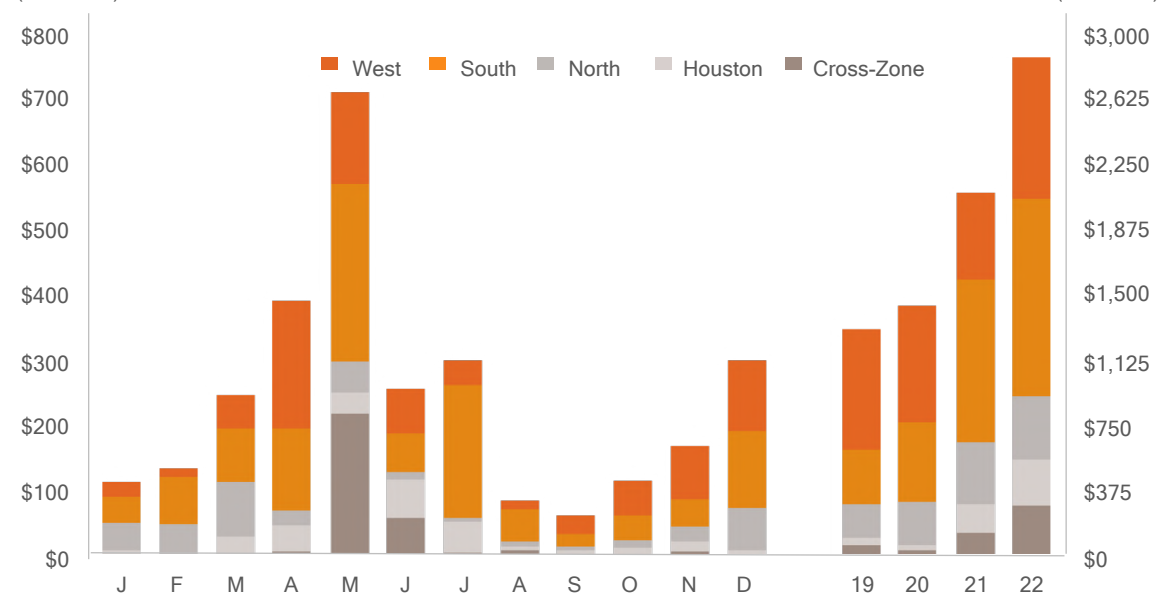
Essa coordenação ocorre por meio de um software de otimização com base na curva de oferta de energia de cada gerador e na quantidade de sua produção que fluirá através do elemento de transmissão sobrecarregado.

O resultado desse despacho de mercado é um conjunto de preços locais que variam em toda a rede e os custos do congestionamento de transmissão resultantes que são coletados dos

participantes. No caso do ERCOT observa-se congestionamentos de linhas de transmissão na maior parte do tempo real sendo que, durante 75% do tempo de 2022, pelo menos uma restrição foi vinculativa (com o fluxo no limite da restrição) em tempo real.

As diferenças locais de preços causada pelo congestionamento de transmissão são, na prática, custos ou riscos para as partes em contratos de energia de longo prazo. Assim, surgem os CRRs que são mecanismos financeiros de proteção financiados pelo congestionamento coletado no DAM que não representam obrigação de entrega física de energia. Os agentes de mercado podem participar de leilões de CRR organizados pelo ERCOT para adquirir esses CRRs, consolidados em blocos mensais, com até três anos de antecedência.

Real-Time Transmission Congestion Costs in 2022
(\$ Millions)



Annual Real-Time Congestion Costs
(\$ Millions)

Da perspectiva de matriz energética, é possível dizer que os novos projetos de geração eólica estão localizados no oeste e no sul do Texas, enquanto as cargas estão concentradas em grandes cidades, em especial Houston, Dallas, Austin e San Antonio. Da perspectiva mercadológica,

pode-se dizer que o custo mais elevado do gás natural encarece, consequentemente, a geração termelétrica. Combinados com paradas de geradores em áreas de carga elevada e outras restrições de transmissão, esses fatores resultam em maiores descolamentos de preços.

O CRR atua como um mecanismo de mitigação de risco de congestionamento das linhas de transmissão com base em leilões centralizados, organizados mensalmente pelo ERCOT. Seu valor final em benefício para o detentor dos registros pode ser deteriorado em caso de excesso de ganho.

As alocações dos CRRs são realizadas pelo ERCOT por meio de leilões em base mensal ou semestral. Eles podem ser contratados por geradores, varejistas ou outras entidades.

Os CRRs fornecem aos participantes o direito de receber ou pagar compensações financeiras com base nas diferenças entre os preços da eletricidade em pontos específicos da rede (nós) durante o período em questão. Assim, os CRRs se mostram como uma ferramenta fundamental para os participantes do mercado se protegerem contra o congestionamento futuro.

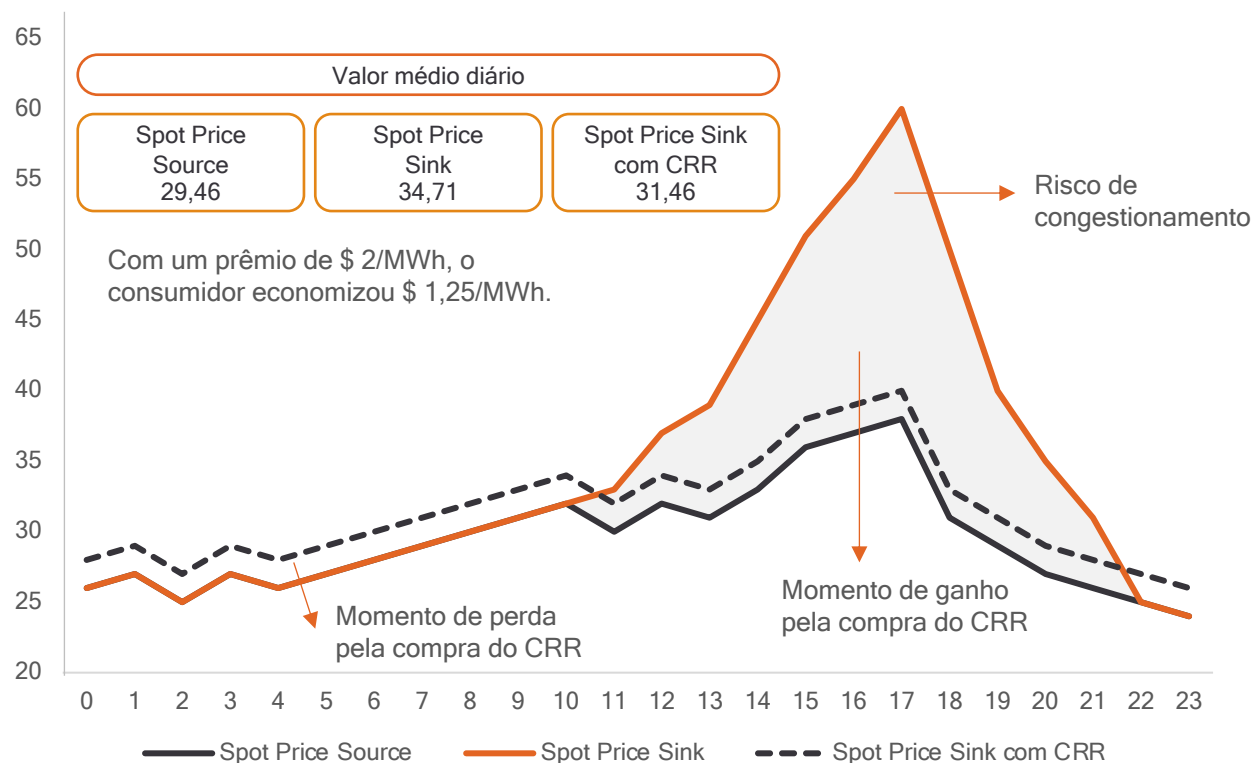
Ao possuir um CRR, o agente se protege das diferenças de preços entre os pontos de *Source* (origem, venda) e *Sink* (destino, compra). Desta forma, exemplificando, caso um agente tenha um CRR e seu preço de compra (*Sink*) real seja maior, haverá o pagamento deste valor contudo parte do custo será coberto pelo prêmio do CRR.

Por ser um contrato sem customização, o CRR estará vigente durante todo o período contratado, ou seja, apesar de restringir o risco em determinados horários, ele também afeta o preço spot observado pelo agente em outros momentos, o que naturalmente poderá afetar sua estratégia de comercialização.

A receita oriunda dos leilões é revertida em pagamentos aos detentores dos registros de CRR. Quando a receita do leilão não é suficiente para o pagamento dos prêmios para cobertura do risco do congestionamento, o pagamento do prêmio é transferido para os próximos meses até que seja possível o total pagamento dos CRR.

Há também a possibilidade do valor do CRR ser deteriorado (*derated*). Isto pode ocorrer em caso de excesso de elementos de transmissão ou se o nó *Sink* for uma região geradora. Neste caso, o ganho do comprador do CRR deixa de ser o valor total esperado, ao passo que o seu pagamento pelo leilão se mantém o mesmo.

Exemplo de funcionamento CRR
\$/MWh

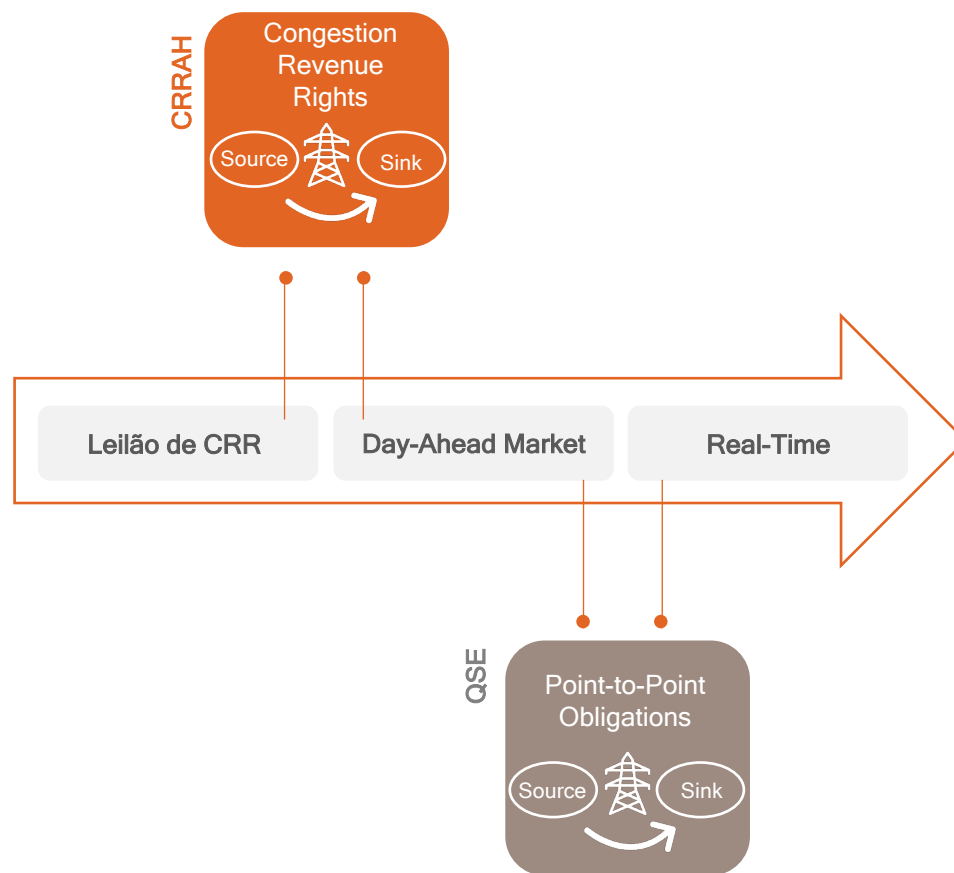


O CRR permite gerenciar o congestionamento na rede de transmissão e ajuda a equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade em diferentes momentos do mercado elétrico. Existem três principais tipos de CRRs no ERCOT: em leilão, *Day-Ahead* e *Real-Time*.

CRR em Leilão: são alocados por meio de um processo de leilão competitivo em que os participantes, incluindo geradores e traders, podem licitar por esses instrumentos financeiros.

Eles são baseados em leilões mensais e fornecem aos participantes o direito de receber ou pagar compensações financeiras com base nas diferenças entre os preços da eletricidade em pontos específicos da rede (nós) durante o mês seguinte. Como já discutido, os CRRs em leilão são uma ferramenta fundamental para os participantes do mercado se protegerem contra o congestionamento futuro.

CRR *Day-Ahead*: são emitidos no dia anterior à operação real da rede. Eles permitem que os titulares compensem as diferenças entre os preços da eletricidade no mercado *Day-Ahead* e os preços registrados durante a operação em tempo real. Os CRRs *Day-Ahead* são cruciais para gerenciar os riscos associados a flutuações de preço entre o planejamento prévio e a operação.



CRR Real-Time: os CRRs em tempo real refletem as condições da rede de transmissão durante a operação.

Eles permitem que os titulares compensem as diferenças entre os preços da eletricidade no mercado em tempo real.

Os CRRs *Real-Time* são usados para ajustar financeiramente as exposições ao congestionamento e aos preços de mercado em tempo real.

Obrigações PTP: são instrumentos financeiros baseados na diferença de preços entre dois pontos geográficos no mercado de *day-ahead*. São adquiridas no mercado de *day-ahead* e acumulam valor em tempo real com base nas diferenças de preços entre dois locais causadas pelos custos de congestionamento na rede.

Similares ao CRR, o PTP (*Point-to-Point*) são contratos de mitigação de risco por restrição da rede DAM. Estes contratos podem ser adquiridos em base horária e assim modulados conforme a necessidade do agente.

Obrigações PTP são instrumentos financeiros baseados na diferença de preços entre dois pontos geográficos no mercado de *day-ahead*.

O PTP são um tipo específico de CRR que concede direitos para o congestionamento entre dois pontos singulares (nós) na rede ERCOT. Os participantes do mercado fazem lances por esses direitos no processo de leilão, especificando os nós de origem e destino entre os quais desejam os direitos de congestionamento. Se ocorrer congestionamento entre os pontos especificados na operação em tempo real da rede, o detentor do CRR de PTP recebe compensação. São adquiridas no mercado de *day-ahead*, geralmente por meio de leilões do ERCOT.

Há dois tipos de contratos de PTP:

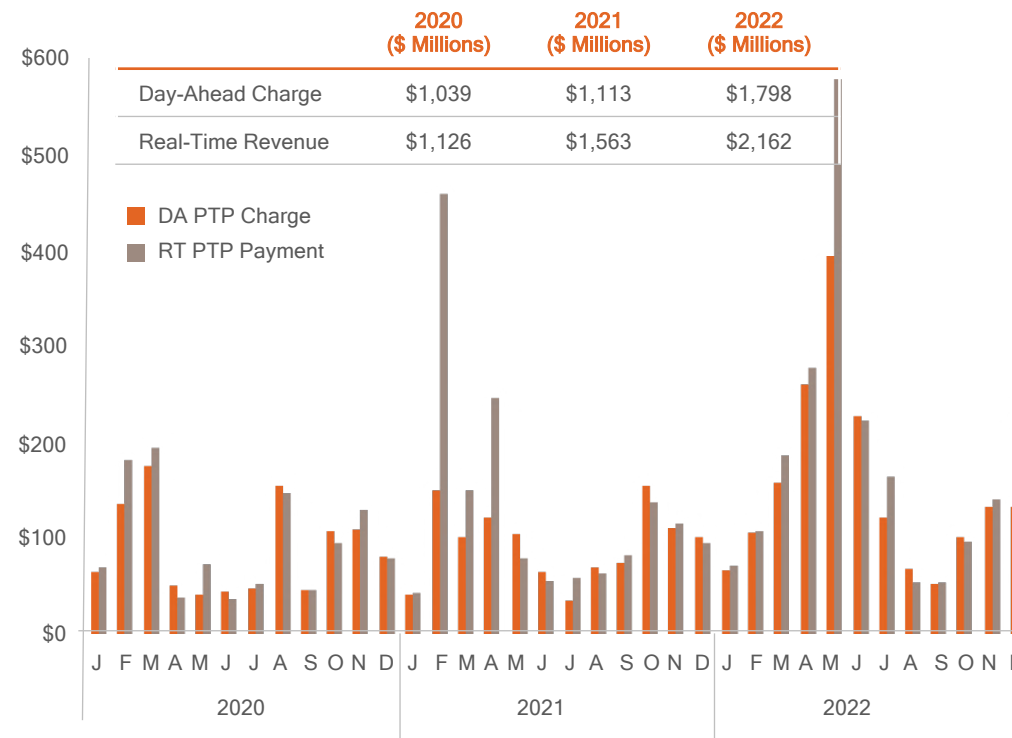
1. *Obligation*: representa um compromisso de pagar ou receber fundos com base nas condições de congestionamento entre dois pontos especificados (nós) na rede ERCOT. Detentores de Obrigações de PTP podem ter a obrigação de pagar se o congestionamento ocorrer na direção especificada (do ponto de

origem para o ponto de destino) ou podem receber pagamentos se o congestionamento ocorrer na direção oposta. As obrigações são liquidadas financeiramente com base nas condições reais de congestionamento que ocorrem em tempo real.

2. *Option*: concede ao detentor o direito, mas não a obrigação, de pagar ou receber fundos com base nas condições de congestionamento entre dois pontos especificados na rede ERCOT. Ao contrário das Obrigações de PTP, as Opções de PTP oferecem ao detentor a flexibilidade de escolher se deseja ou não exercer o direito. Se o detentor optar por exercer a opção e o congestionamento ocorrer conforme especificado, ele receberá uma liquidação financeira. Se optar por não exercer a opção ou se as condições de congestionamento não forem atendidas, não há impacto financeiro.

Point-to-Point Obligation Payments

\$ Millions



No gráfico é possível observar os pagamento de PTP realizados. Eles demonstram que o total agregado de receita recebido pelos proprietários de obrigações PTP em 2022 foi maior do que o valor cobrado dos proprietários para adquiri-los. Isso indica que os compradores de obrigações PTP lucraram com as transações em geral. O exposto destaca a importância desses instrumentos financeiros no gerenciamento de riscos e nas estratégias financeiras dos participantes do mercado do ERCOT.



Mercado varejista

A abertura do mercado ocorreu em um contexto favorável à competição, afastando-se da tradicional visão de monopólio regulado.

Uma breve história de abertura do mercado texano

A história da desregulamentação da energia no Texas se entrelaça com a história do setor de energia dos EUA. As empresas de serviços públicos elétricos começaram a crescer no estado no início do século XX. Especificamente na década de 1930, muitos grandes centros urbanos como Dallas, Austin e San Antonio tinham empresas de serviços públicos fornecendo energia elétrica como pequenos monopólios, que controlavam todas as áreas da cadeia de fornecimento, desde a geração até a transmissão e a distribuição.

Em 1935, a formação da Administração de Eletrificação Rural deu origem às cooperativas elétricas de propriedade dos consumidores, que levaram luz aos agricultores rurais do Texas. Durante a segunda Guerra Mundial as empresas de serviços públicos

se uniram e criaram os Sistemas Interconectados do Texas (TIS, na sigla em inglês). O TIS ajudou a fornecer energia à costa do Golfo para a produção de alumínio no contexto do esforço de guerra. Eventos em outras partes do país também tiveram um profundo efeito no mercado de energia elétrica do estado. Destaca-se entre esses eventos o famoso blecaute no nordeste dos EUA em 1965, que afetou 30 milhões de pessoas, desde Nova York até o Canadá, levando à criação do NERC, uma organização sem fins lucrativos para supervisionar a rede elétrica nacional.

O Texas manteve sua rede elétrica independente da rede dos EUA para evitar a supervisão federal. Assim, o estado criou o seu próprio operador do sistema, o ERCOT, para desempenhar as mesmas funções que o NERC. Este cenário permanece até hoje.

Contudo, o conturbado contexto político na década de 1970, incluindo o aumento dos preços de energia devido à crise do petróleo de 1973, ajudou a iniciar o processo de liberalização dos mercados de energia no país e no estado.

Em 1975, a legislatura do Texas introduziu a Lei de Regulação de Serviços Públicos (PURA), que deu origem à PUCT, cujo papel

é regular as empresas de energia elétrica e telecomunicações do estado. As regras do PURA também tinham o objetivo de incentivar uma produção de energia mais eficiente e a diversificação em fontes de energia renovável.

No entanto, os grandes avanços na abertura de mercado ocorrem após a Lei de Política Energética Nacional de 1992. A FERC passou a incentivar a introdução de mercados competitivos em todo o país, e o Texas se viu impelido a dar uma resposta local ao movimento que estava acontecendo em nível nacional.

Desse modo, em 1995 o Senado do Texas criou a competição atacadista, a qual foi em seguida acompanhada pelo mercado varejista. Em 1999 a legislatura do estado aprovou o que ficou conhecido popularmente como *Senate Bill 7*, a lei que promoveu a abertura completa do mercado varejista de eletricidade do Texas em 2002.



A abertura apresentou resultados robustos (2002-2020) em termos de competição, com os dois maiores varejistas detendo ≈ 45% do *market share*.

Partir de um mercado regulado por monopólios para uma competição varejista implicou em uma série de mudanças no mercado texano, bem como na forma de atuação das empresas. Os varejistas passaram a ver os consumidores como clientes, oferecendo diferentes produtos e serviços. As empresas passaram a investir fortemente em propaganda e a oferecer soluções customizadas, não somente para empresas como também para os consumidores residenciais.

Em termos competitivos, o consenso é que a abertura de mercado foi positiva em termos de oferta, produtos e número de empresas atuando no mercado. Existe hoje uma ampla gama de fornecedores no Texas, e os resultados foram especialmente positivos entre 2002-2020.

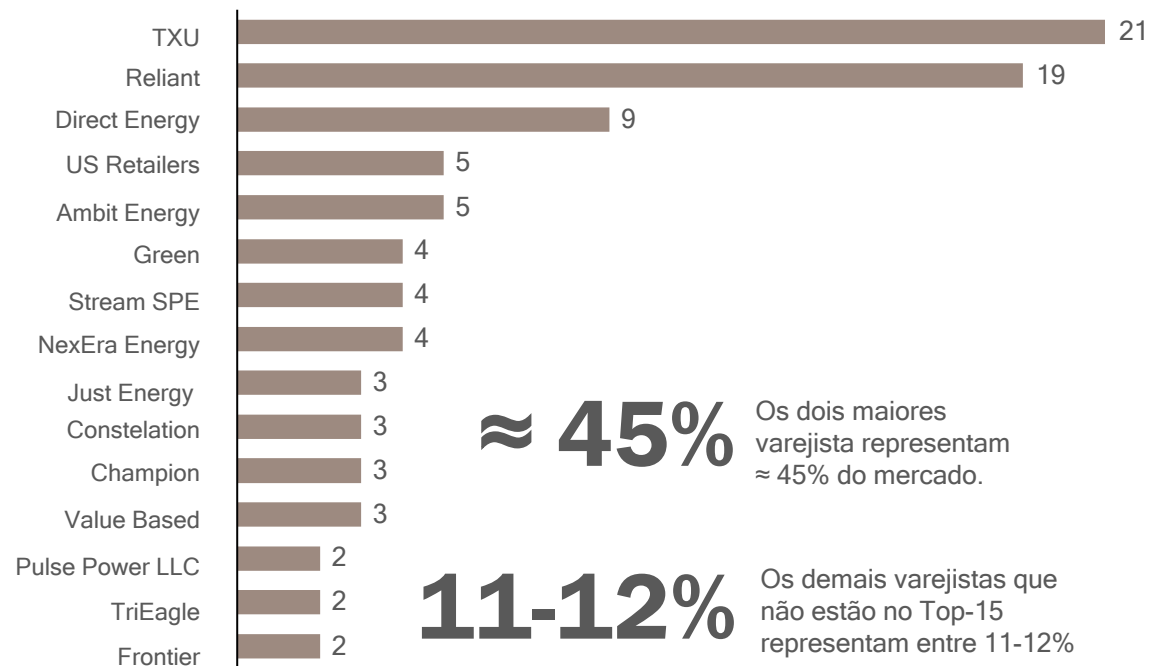
Contudo, como é natural em mercados de varejo, ganhos de escala são relevantes e os dois maiores varejistas para consumidores residenciais estão ampliando sua participação, sendo eles a *Reliant Energy*

(sucessora da *Houston Lighting and Power Company* e agora subsidiária da NRG) e a TXU (sucessora da *TU Electric*), que juntos respondem por aproximadamente 45% do mercado.

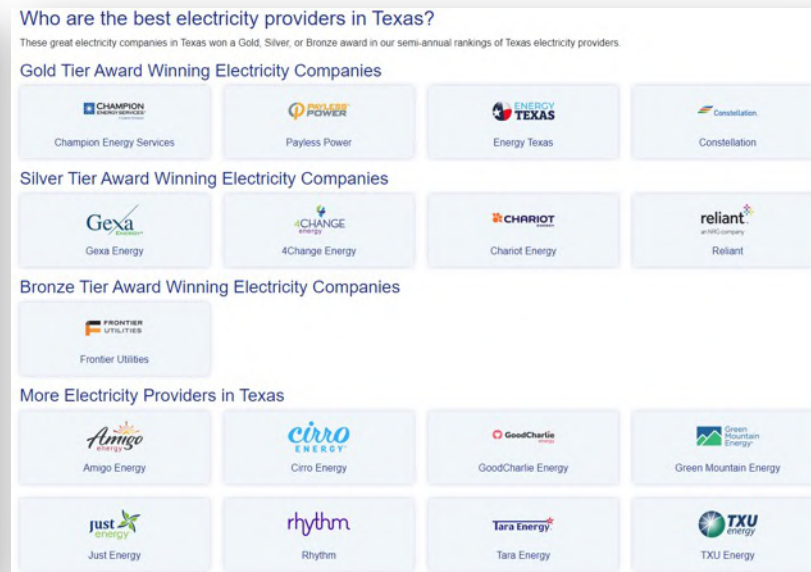
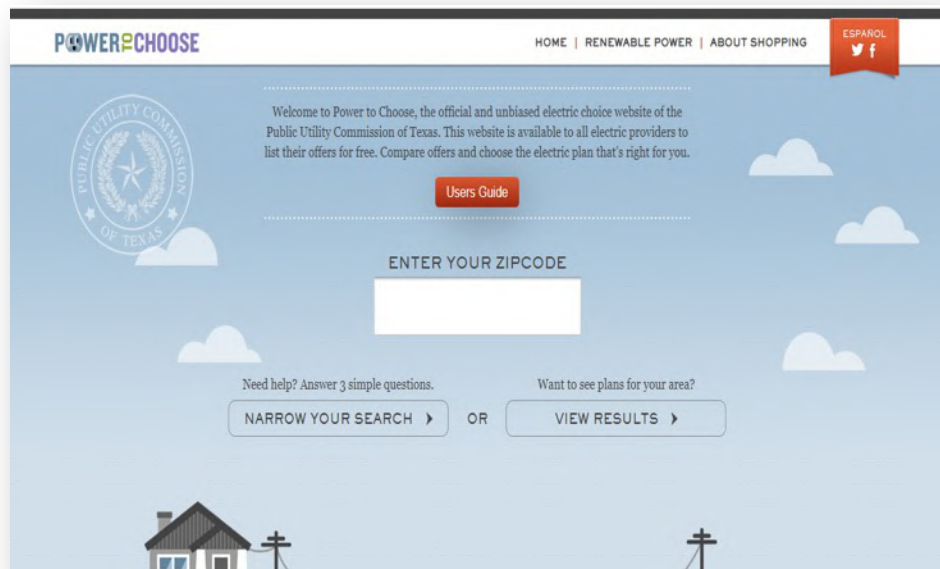
Esse efeito de um mercado mais concentrado ganhou força somente após a pandemia e as crises advindas de efeitos climáticos extremos (como a nevasca Uri, ocorrida em 2021, e verões extremamente quentes). A expectativa é que a PUCT aumente a regulação para evitar abusos concorrenciais. Há, também, uma pressão dos grupos de defesa dos consumidores no sentido de se manter um elevado grau de competição.

Participação de mercado de varejista no ERCOT, 2022

% Market Share



A preocupação com a competição é observada nos sites da PUCT e também em buscadores privados que permitem comparar produtos e ofertas.



“ O objetivo do regulador é incentivar a concorrência varejista. Atualmente temos o site “power to choose”, mas estamos estudando novas ações após a consolidação de mercado devido à nevasca Uri ”



Mike Hoke
PUCT, Director of Public Engagement

O site *Power to Choose* (www.powertochoose.org), administrado pela PUCT, permite que os consumidores insiram o seu *zip code* (equivalente ao CEP) e tenham dezenas de ofertas e produtos para sua residência. São diversas opções, como planos pré-pagos, valores mínimos e vinculação ou não ao preço spot, oferecendo liberdade ao consumidor. A PUCT demanda que os varejistas sigam um padrão na forma de disponibilizar a informação para permitir que os consumidores comparem as ofertas. O cliente também pode mudar diretamente de um supridor para outro com poucos cliques.

O site privado *Electricity Rates* (www.electricityrates.com) permite comparar propostas e estabelece rankings de atendimento ao consumidor. Em geral, os varejistas de menor porte vêm figurando nas melhores colocações. Contudo a *Reliant Energy*, segunda maior empresa do mercado, quebra a regra e apresenta boa percepção dos consumidores em termos de atendimento. Por sua vez a *TXU Energy*, que é o maior varejista, não se destaca no atendimento, mas oferece uma diversidade de pacotes e produtos.

A competição se reflete em diversos combos, serviços e produtos oferecidos ao consumidor, em um ambiente de mercado dinâmico.

Exemplo de alguns produtos e pacotes oferecidos pela *Direct Energy* (www.directenergy.com) para a região de Dallas:

- Combos com o Amazon Prime
- Energia 100% renovável
- Preço variável
- Preço fixo
- Final de semana de graça
- Especial renovável

Exemplo de alguns produtos e pacotes oferecidos pela *TXU Energy* direto de seu aplicativo para a região de Dallas:

- Energia 100% renovável
- Preço variável
- Preço fixo

A taxa de *switch* vem se mantendo constante desde o ano de 2012, entre 50 mil e 100 mil solicitações mensais, o que é um claro sinal que o consumidor está exercendo o seu poder de escolha.

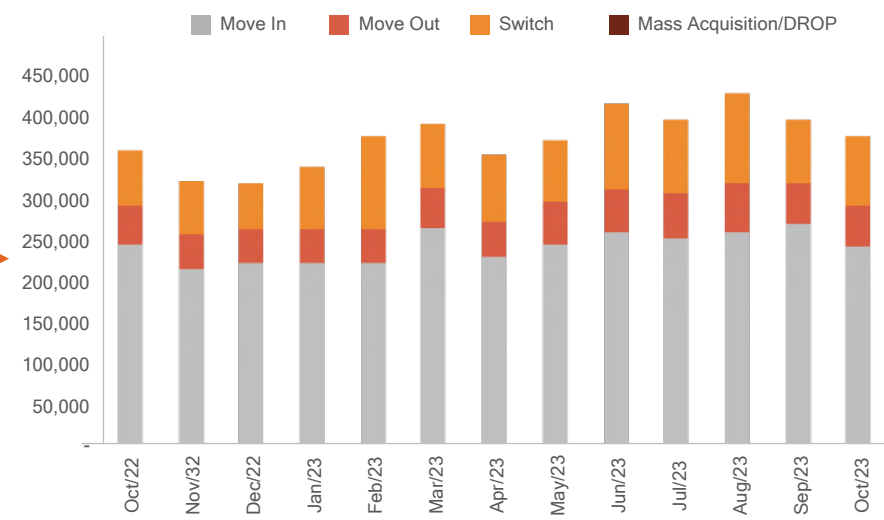
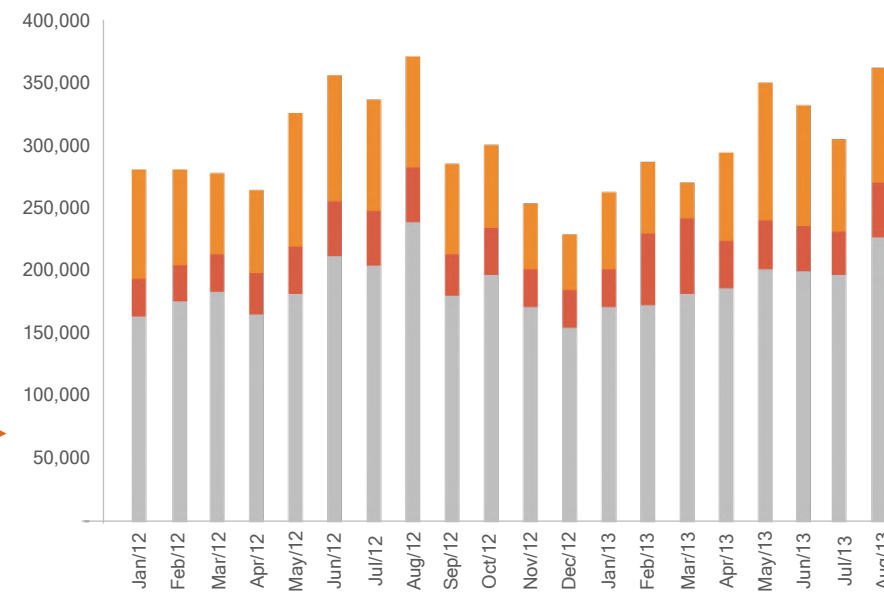
Como indicamos anteriormente, existem plataformas públicas e privadas que permitem aos consumidores avaliar os planos de fornecimento de energia elétrica.



Disponibilização e incentivo do regulador para o uso de plataformas digitais, visando aumentar o engajamento do consumidor. Esse engajamento é uma característica relevante do Texas em relação a outros mercados livres de energia do mundo.

A taxa mensal vem se mantendo entre 50 mil e 100 mil por mês mesmo após 20 anos de abertura

Comparando o “switch” em 2012 e 2022



A fatura enviada ao cliente deve ser clara e discriminar todas as componentes, como demonstra a TXU Energy (maior varejista do Texas).

- 1 **Energy Charge:** valor pago por kWh ao *retailer* (comercializador varejista)
- 2 **TDSP fees (Transmission or Delivery Charges):** refere-se ao custo de distribuição. O *Retailer* arrecada e repassa à distribuidora.
- 3 **Base charge:** cobrado quando o consumo é menor do que determinado limite.
- 4 **Plano contratado:** existem diversos planos de energia que podem ser contratados.
- 5 **Additional Products and Services:** existem vários serviços adicionais que podem ser prestados. No exemplo, trata-se do iThermostat, que ajuda o cliente a gerenciar seu consumo.

Miscellaneous Charges	
Additional Products and Services	
iThermostat Monthly Fee	\$ 8.99
Sales Tax	\$ 0.74
Total Miscellaneous Charges	\$ 9.73

Service Address Detail									
Service Address: 123 Main Street, Anytown, TX 12345									
ESI ID: 123456000000000000					Contract Expiration Date: 02/14/2015				
The average price you paid for electric service this month was 14.3 cents per kWh excluding taxes and nonrecurring charges or credits.									
Transmission Distribution Utility (TDU): ONCOR ELECTRIC DELIVERY COMPANY									
Meter ID	Days In Reading	Read Type	Previous Read Date	Previous Meter Read	Current Read Date	Current Meter Read	Usage (kWh)	Multiplier	Billed Usage (kWh)
1234568AZ	33	Actual	1/25/15	53626	2/28/15	54667	1041	1	1041

TXU Energy Texas Choice 24SM	
Base Charge	\$ 4.95
Energy Charge (1041 kWh x 0.10100000)	\$ 105.14
Subtotal	\$ 110.09
Other fees and TDU Surcharges	
TDU Delivery Charges	\$ 38.75
Gross Receipts Reimb	\$ 2.94
Subtotal	\$ 41.69
Sales Tax	\$ 1.51
Service Address Charges Subtotal	\$ 153.29

Total Miscellaneous Charges	\$ 9.73
Current Charges	\$ 163.02

TDU Delivery Charges are regulated fees from your TDU for the delivery of electricity. Visit txu.com/tducharges for details.

Efeito positivo da abertura nos preços: o Texas saiu de 41º para 14º entre 2006-2019 no ranking de preços ao varejo, algo que está se revertendo após a pandemia, com aumentos do preço do gás e eventos climáticos extremos.

Da aprovação da Lei no Senado até a abertura do mercado, os preços ao consumidor (varejo) foram congelados, no intuito de abusos tanto das incumbentes quanto movimentos que pudessem inviabilizar ou minar a competição e o mercado que se desejava construir.

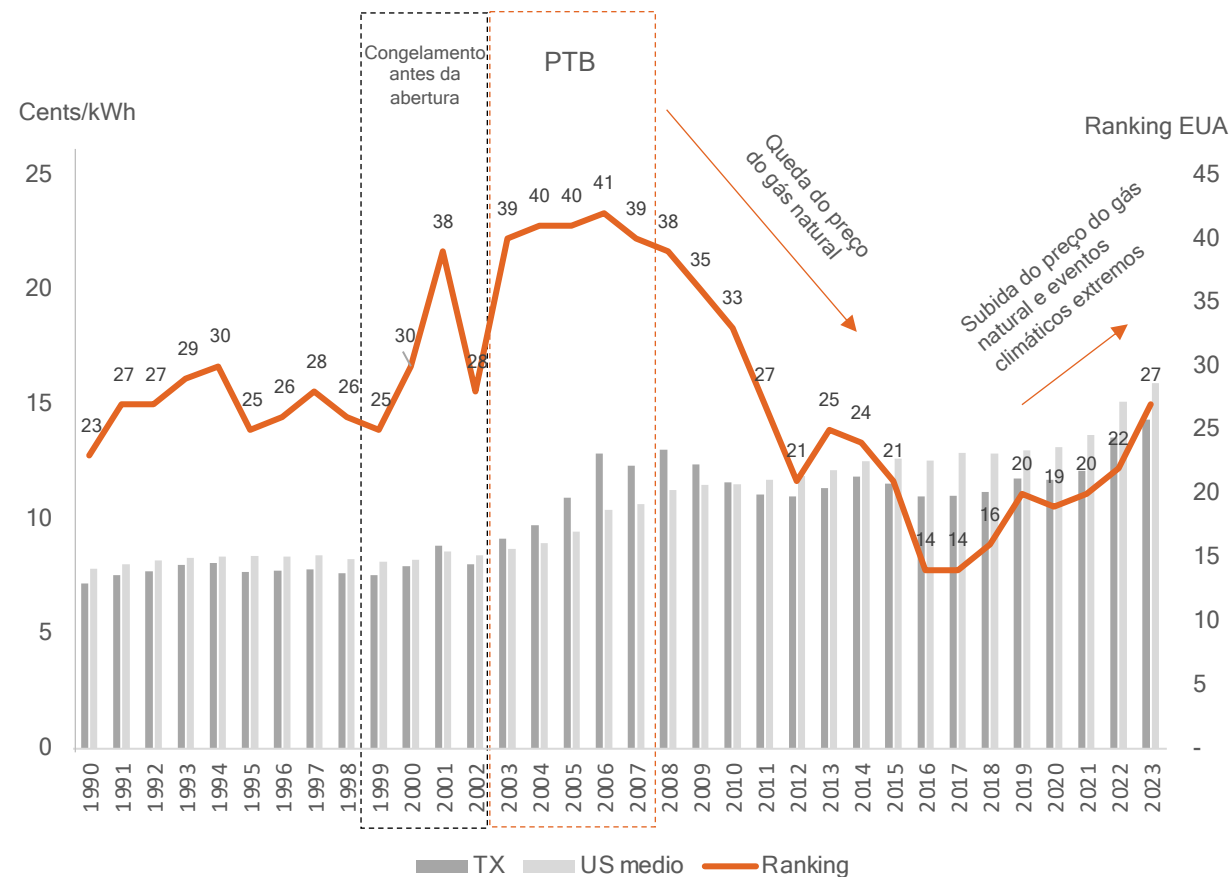
Quando o mercado foi aberto em 2002, entrou em funcionamento pelos primeiros 5 anos (2002-2007) um sistema de precificação do serviço padrão definido sob um conceito/mecanismo denominado PTB. O PTB era um limite (piso) que os varejistas e incumbentes poderiam cobrar dos consumidores, regulado pela PUCT.

Semelhantemente aos limites de preço ao varejo impostos em outros mercados liberalizados, o PTB foi projetado para evitar que os provedores incumbentes exercessem poder de mercado. Ele também serviu para

reduzir a volatilidade de preços, pois normalmente ele seria alterado duas vezes por ano. Isso é especialmente importante no Texas, onde o gás natural é o combustível predominante e o principal componente na formação do preço spot, e seu preço demonstrou grande volatilidade ao longo do tempo, o que poderia minar a abertura de mercado. Após o término do PTB, o mercado de varejo do ERCOT tornou-se totalmente competitivo. Na prática, o Texas revela-se um excelente laboratório sobre mercados de energia:

- 1) Entre os mercados americanos que implantaram o “full retail choice”, o Texas foi o estado com maior redução de preços no varejo entre 2010 e 2019;
- 2) Os preços do varejo, no Texas, aproximaram-se mais do preço do mercado atacadista. No entanto, isso não acontece com as áreas não competitivas (*utilities* municipais que tinham a opção de não aderir à abertura de mercado)

Comparação Texas vs EUA, 1990-23
Cents/kWh e ranking EUA



A aproximação entre preços no varejo e atacado é um importante indicativo de eficiência e sustentabilidade: sinaliza que o mercado varejista tem a capacidade de responder e contribuir para a expansão ótima da geração e a manutenção da confiabilidade do sistema.

A competição varejista é um valor em si, e pode revelar as preferências dos consumidores quando acompanhada de transparência e acesso à informação. Um mercado varejista bem desenhado apresenta uma alta correlação entre os sinais de preço dos mercados atacadista e varejista de energia.

Como consequência, a expansão da geração e da transmissão passa a ser otimizada, resultando em alocação eficiente de recursos. Adicionalmente, obtém-se também a redução de impactos e custos com energia elétrica aos consumidores finais, desde que os sinais sejam de fato revelados e corretamente desenhados para que o consumidor decida. Esse ciclo positivo é acelerado por meio dos agentes de mercado e reforçado pelos órgãos reguladores.

Historicamente o ERCOT apresenta uma forte relação entre os preços de atacado e varejo, e existem diversas empresas que atuam no Texas ofertando soluções inteligentes. Todavia, a tempestade Uri em 2021 traumatizou os texanos, e colocou limites aos pacotes de energia ofertados, para que eles tenham algum tipo de seguro e não acompanhem plenamente o preço spot.

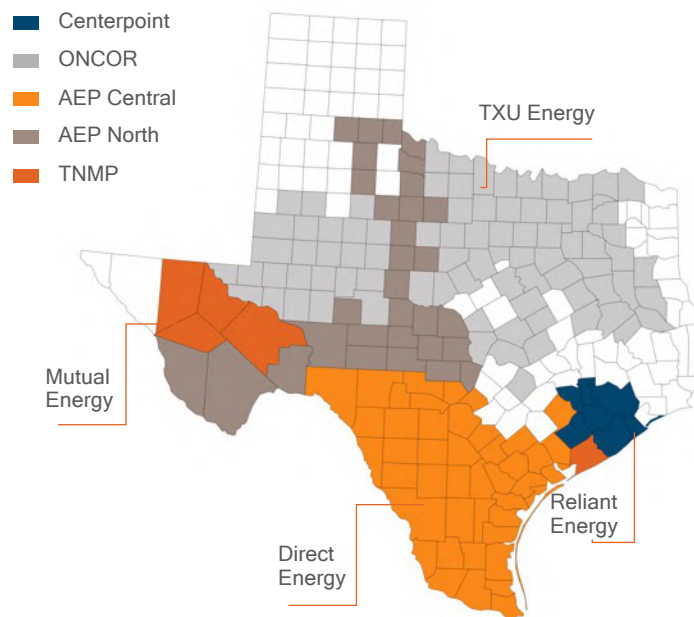


No momento da abertura, a PUCT estabeleceu um preço piso para evitar que os varejistas incumbentes exercessem poder de mercado

Como discutido no *Warm Up Report* preparado pela Thymos Energia, no momento da abertura do mercado em 2002 foi aplicado um preço piso denominado de PTB que vigorou nos primeiros 5 anos (jan/2002 - dez/2006).

O PTB servia com um piso para que os varejistas incumbentes, as comercializadoras advindas da desverticalização, não exercessem poder de mercado por meio da prática de preços demasiadamente baixos visando afastar os novos entrantes. Esse PTB foi definido por região, com base no portfólio da incumbente.

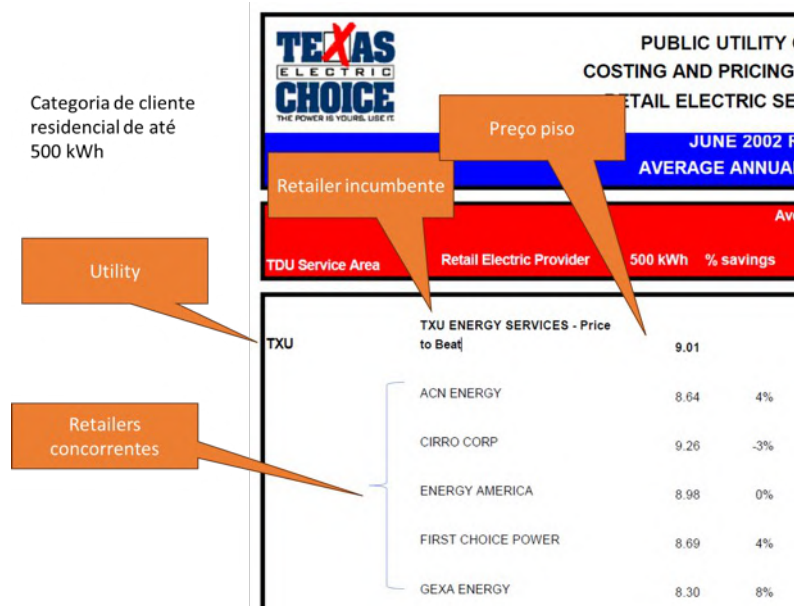
Território e as respectivas varejistas incumbentes



Incumbente	Território
TXU Energy	Oncor
Reliant Energy	Centerpoint
First Choice	Texas New Mexico Power (TNMP)
Direct Energy	AEP Texas (AEP North e AEP Central)
Mutual Energy CPL	Oeste

A First Choice Power foi adquirida pela Direct Energy em setembro de 2011.

Exemplo de edição de relatório publicado pela PUCT, datado de junho de 2002, divulgando o PTB por região e os preços praticados pelos varejistas



Nas últimas duas décadas o Texas foi o estado com o 3º menor aumento de preço de energia para o consumidor residencial, e o estado também teve o melhor desempenho no ranking dentre os 14 estados que abriam o mercado para o varejo.

No gráfico abaixo e à esquerda ilustra-se o mapa de calor relativo à posição de cada estado no ranking de preço médio praticado para o consumidor residencial entre os 50 estados norte-americanos. O Texas teve a melhor evolução após a abertura de mercado entre os 14 estados com *full retail choice* (Connecticut (CT), Delaware (DE), District of Columbia (DC), Illinois (IL), Maine (ME), Maryland (MD), Massachusetts (MA), New Hampshire (NH), New Jersey (NJ), New York (NY), Ohio (OH), Pennsylvania (PA), Rhode Island (RI) e Texas (TX)).

Ano de abertura	2000	2000	1999	2001	1999	2000	1999	1999	2000	1998	2001	2000	1997	2002
Estado	CT	DE	DC	IL	ME	MD	MA	NH	NJ	NY	OH	PA	RI	TX
Ranking EUA														
2004	42	34	23	28	44	18	43	48	41	50	30	38	45	40
2005	49	31	33	21	45	23	47	48	41	50	24	38	44	40
2006	49	39	34	16	43	32	48	45	40	50	28	35	47	41
2007	50	40	35	31	48	38	47	45	42	49	29	34	41	39
2008	50	41	37	32	45	40	48	44	43	49	25	33	47	38
2009	50	39	38	31	44	42	47	46	45	49	29	33	43	35
2010	50	38	39	32	44	40	41	47	48	49	30	37	45	33
2011	49	40	39	34	44	38	42	47	45	50	31	36	41	27
2012	48	39	35	28	42	37	43	46	45	49	32	36	41	21
2013	48	37	35	17	40	38	44	46	43	50	34	36	42	25
2014	49	36	34	27	41	38	45	47	42	50	33	37	44	24
2015	50	36	35	31	41	38	49	45	42	46	34	37	47	21
2016	49	36	30	32	42	39	48	46	41	45	31	37	47	14
2017	49	36	31	32	42	37	48	47	41	44	29	38	46	14
2018	48	29	34	32	42	36	49	46	40	44	30	38	47	16
2019	48	30	33	35	43	37	49	46	41	44	25	38	47	20
2020	50	28	30	36	42	35	47	44	40	43	25	38	48	19
2021	46	24	32	34	41	33	50	45	40	44	27	38	47	20
2022	47	23	32	38	44	35	49	48	40	43	26	39	46	22
2023	50	31	34	37	46	35	49	48	39	43	30	40	45	27

Aumento médio anual do preço para o consumidor residencial 2004-2023



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA), Electricity Data Browser, <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=1.0&geo=vvvvvvvvvvvo&endsec=8&freq=A&start=2001&end=2022&ctype=linechart<ype=sourcekey&rtype=s&pin=&rse=0&maptype=0>

Uma característica do Texas que se difere dos demais 13 estados que abriram o mercado para o varejo é não haver o chamado Serviço Padrão, hoje considerado uma ameaça à viabilidade do mercado varejista no longo prazo.

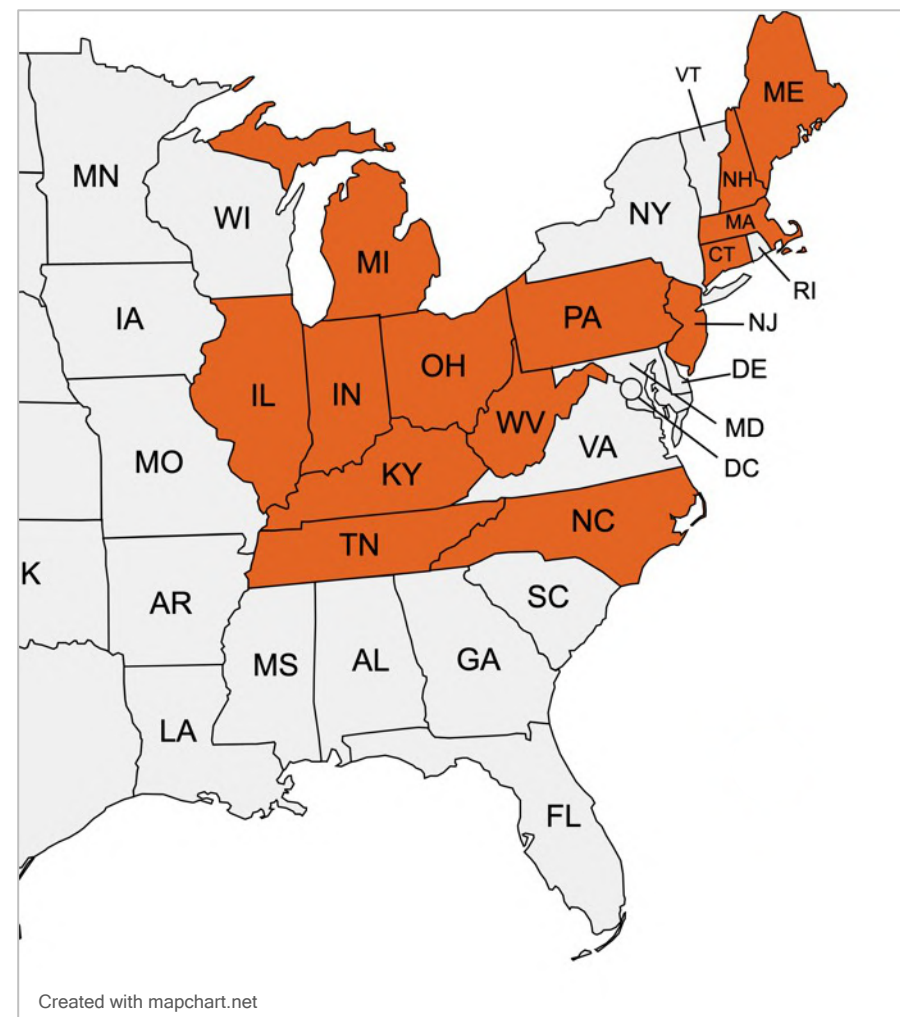
O serviço padrão é uma opção de produto fornecido pela concessionária de distribuição aos consumidores que não optaram pela migração ao mercado livre. Esse serviço padrão emula os efeitos do preço spot como se consumidor estivesse no mercado atacadista.

Existem diversos produtos, fórmulas de cálculo e modalidades de contratação do serviço padrão:

- Sem serviço padrão: Texas (não segue legislação da FERC)
- *Market pass-through*: Nova Iorque
- Leilão ou *Request for Proposal* (RFP): maioria dos estados de PJM e Nova Inglaterra
- Híbrido ou outro: Ohio, Califórnia e Michigan.

A maioria dos clientes parece não gostar das flutuações de preço do mercado atacadista. Alguns estados avaliam dar permissão à concessionária incumbente de oferecer tarifas de fornecimento padrão especificadas por regulamentação que protejam contra o preço de atacado.

Por outro lado, seria uma intervenção no mercado. Infelizmente, ao intervir, os reguladores dos EUA passam a abrir a possibilidade de desdobramentos indesejados, como, por exemplo, o subsídio cruzado .



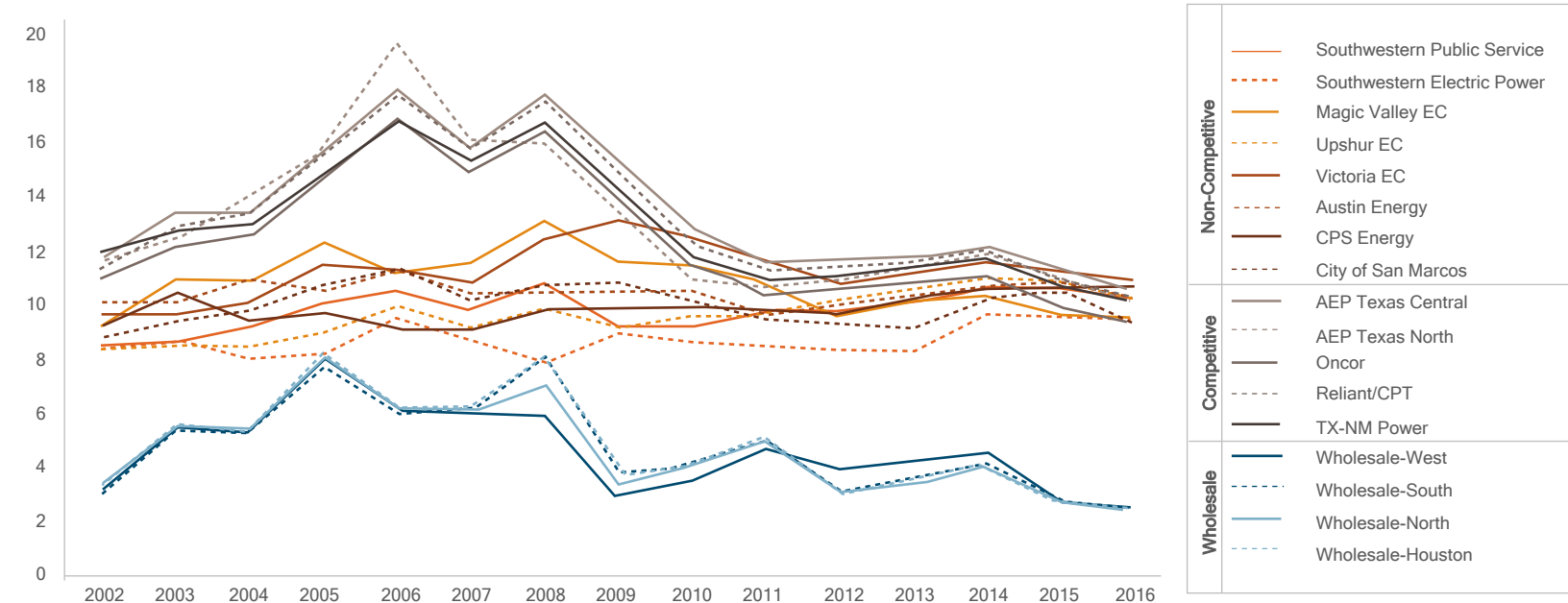
A abertura do mercado para o varejo no Texas reduziu de fato os custos para os consumidores residenciais de energia elétrica?

A competição varejista no Texas significou melhores preços e condições de escolha quando comprada com alternativas não competitivas equivalentes. O estado é de fato um excelente “laboratório” para ilustrar como ao oferecer possibilidades e ferramentas de busca e comparação aos consumidores, esses podem fazer escolhas para redução dos seus custos com energia elétrica.

Conforme abordado no *Warm Up Report* elaborado pela Thymos Energia, na abertura do mercado do Texas em 2002 havia a opção, para as concessões municipais, de não aderir ao processo, e ao final oito concessionárias municipais continuaram verticalizadas.

O gráfico ao lado faz ilustra a comparação entre o custo médio da conta de luz das tarifas praticadas pelas empresas municipais que continuaram verticalizadas com as preços de energia praticados pelas varejistas no ambiente competitivo. Observa-se que os custos médios nas áreas de atuação competitiva dos varejistas se aproximaram mais dos custos do mercado atacadista com reduções reais de preços.

Custo médio em centavos de dólar referentes ao ano de 2015 considerando consumidor de 1.000 kWh mês 2015¢/kWh



A evolução do preço do gás natural, que pode ser sensível em situações extremas internas e do mercado internacional, é um componente importante na análise dos preços varejistas.

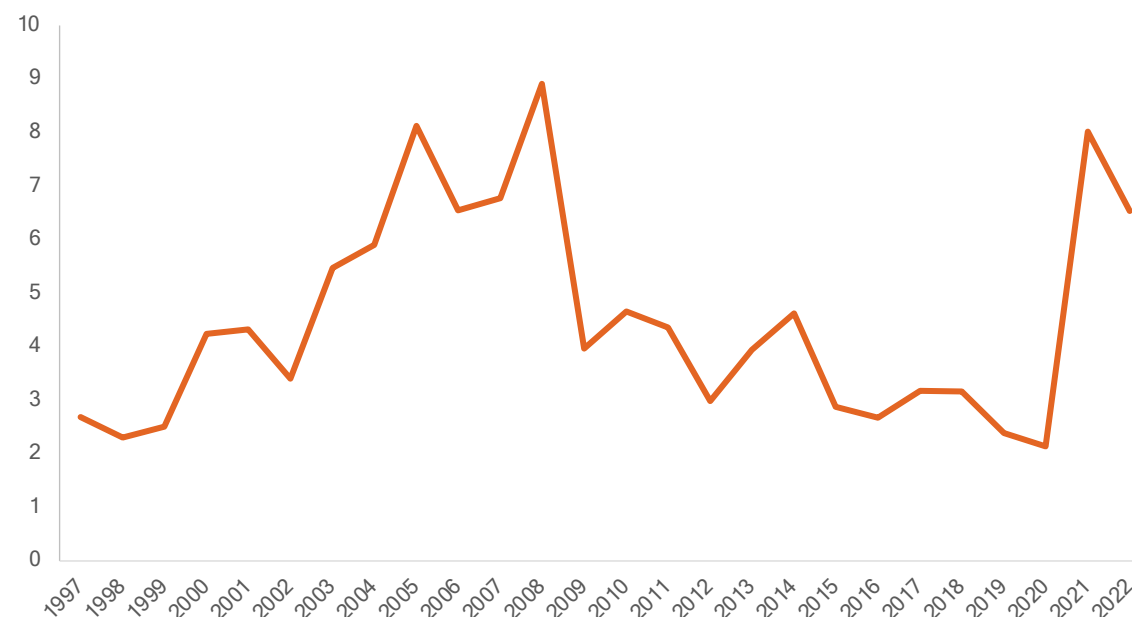
Muito se discute sobre qual foi a componente mais importante para o período de redução de preços a partir de 2007: se foi a redução do preço do gás natural ou o efeito da concorrência facilitado pelas regras implantadas no Texas. Em geral, os analistas atribuem o ganho de posições do Texas no ranking nacional à competição de mercado, o que redundou em menores preços ao cliente. No entanto, não se pode desprezar o impacto do gás natural na formação do preço spot e do varejo.

Em 2022 os preços varejistas dispararam no estado, em muito devido ao aumento do preço do gás natural no mercado internacional, o que é basicamente resultado da guerra Ucrânia - Rússia. Contudo, a forte demanda texana por energia no sentido mais amplo e a pujança econômica também estão pressionando a subida dos preços de gás e de energia elétrica.

A PUCT tende a discutir regulações para proteger os consumidores, e o ERCOT está incentivando-os a economizarem energia elétrica, o que conseqüentemente tem impactos no consumo de gás no estado e nos preços como um todo.

Também se verificou preços elevados e rupturas no fornecimento de gás natural no estado em meio à nevasca Uri, ocorrida em 2021, que ainda influencia fortemente o debate do Texas em termos de desenho de mercado e preços varejistas ao consumidor final.

Preço do gás natural para consumidor final
USD/MMBTU



A nevasca Uri afetou sensivelmente o Texas em 2021, com o preço spot atingindo USD 9.000/MWh (teto) e corte de carga entre 15-20 GW (25% do total).

A nevasca Uri, ocorrida em fevereiro de 2021, deixou mais de 4,5 milhões de clientes (10 milhões de pessoas) sem energia elétrica no auge do evento. O congelamento teve efeitos em cascata em outros serviços dependentes de eletricidade, incluindo o tratamento de água potável e serviços médicos. As perdas econômicas decorrentes do corte de carga são estimadas em USD 130 bilhões. Esse evento teve grandes repercussões entre os agentes do setor elétrico do Texas, e naturalmente se começou a busca por culpados.

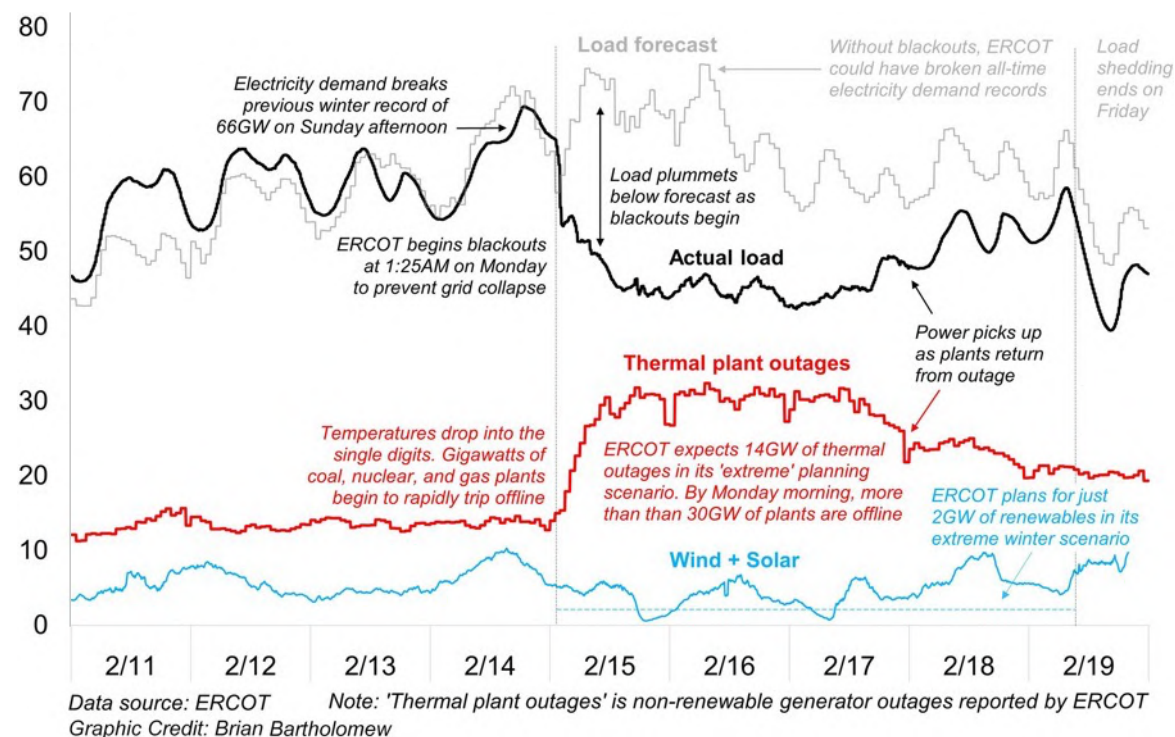
Como abordado no capítulo 4, o sistema do Texas opera em uma abordagem *Energy-Only*, na qual basicamente os preços altos em situações extremas são os indutores de novos investimentos. Logo, a lógica de permitir *spikes* faz parte do desenho de mercado.

A nevasca afetou o lado da oferta com o congelamento das usinas eólicas e também elevou a demanda por energia elétrica e aquecimento, sendo que o aquecimento passou a competir com a demanda por gás para geração de energia. Assim, foi inevitável a ocorrência de severos *blackouts*. Estima-se que o ERCOT teve que cortar ao redor de 15 a 20 GW, o que representaria ¼ do total, além do preço spot atingir o teto regulatório de 2021 equivalente a USD 9.000/MWh¹.

Este evento, conhecido como “o congelamento de 2021”, sugere a necessidade de repensar a abordagem regulatória do estado em relação à energia, a fim de evitar resultados semelhantes no futuro. A chamada climatização de usinas, os aprimoramentos na resposta da demanda e a expansão das interconexões interestaduais são soluções potenciais que o Texas deve considerar para evitar novos eventos catastróficos e aproveitar a capacidade de estados vizinhos.

Extreme Weather, Extreme Outages Pushed Texas in Blackouts

ERCOT electric load, load forecasts, thermal plant outages, and renewables (GW)



¹. Diante da crise de 2021 a PUCT determinou a redução do teto regulatório do preço spot para USD 5.000/MWh

As altas temperaturas no Texas em 2023 estão novamente levando o sistema a *stress*, o que reflete em um preço spot de USD 5.000/MWh.

Os preços do mercado spot do Texas dispararam mais de 60 vezes em determinados momentos, em ago-set/2023, aproximando-se do teto do ano equivalente a USD 5.000/MWh. Os preços dispararam à medida que o *grid* do estado passou a enfrentar algumas condições mais rigorosas para o fornecimento de energia deste verão.

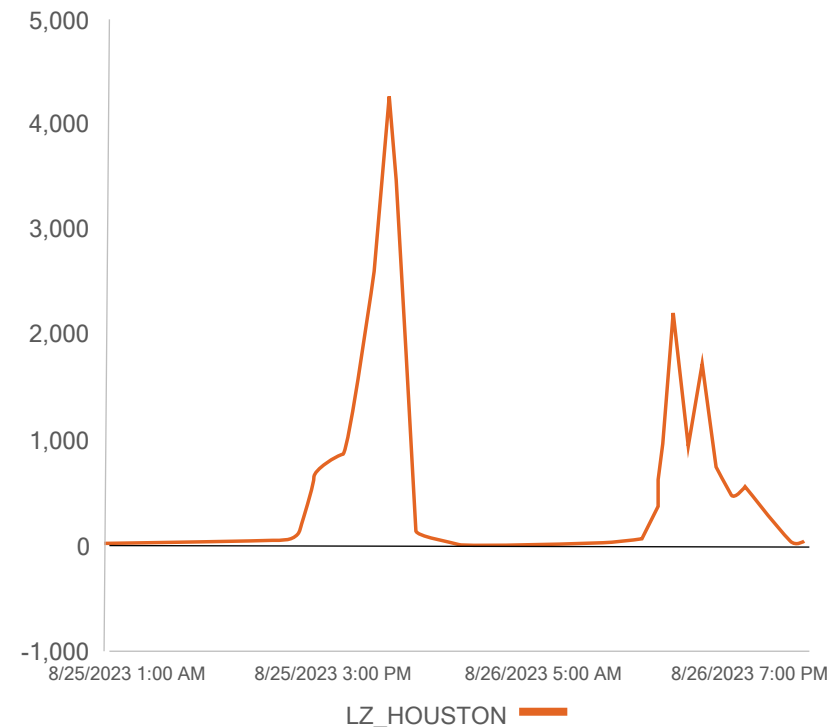
A alta volatilidade no mercado atacadista deve-se ao calor intenso que assola o Texas no verão, fazendo com que a demanda por eletricidade aumente, conforme residências e empresas intensificam o uso do ar condicionado.

Assim, o ERCOT apelou às residências e empresas para que voluntariamente economizem energia das 15h às 20h, a fim de ajudar a reduzir a pressão sobre a rede. Não foi declarada nenhuma situação de emergência, no entanto, as margens de suprimentos disponíveis se estreitaram significativamente.

O ERCOT conseguiu manter o sistema funcionando e atendendo a demanda de pico em agosto de 2023, porém viu as reservas disponíveis caírem para números perigosos, inferiores a 2,3 GW, no dia 9 de agosto. Espera-se que as condições de fornecimento continuem apertadas neste ano e nos anos subsequentes.

Preços elevados suscitam discussões sobre o desenho de mercado e a ausência de um mercado de capacidade com usinas contratadas com um teto de preço a ser ofertado no tempo real, ou ainda, que tenham obrigação de ofertar em horas de pico, mesmo que com liberdade de preços.

ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*)
Real-time Price USD/MWh em 25-26 de agosto de 2023



O mercado de energia elétrica do Texas demonstra como a competição reflete em melhores preços no varejo quando comparado a preços regulados.

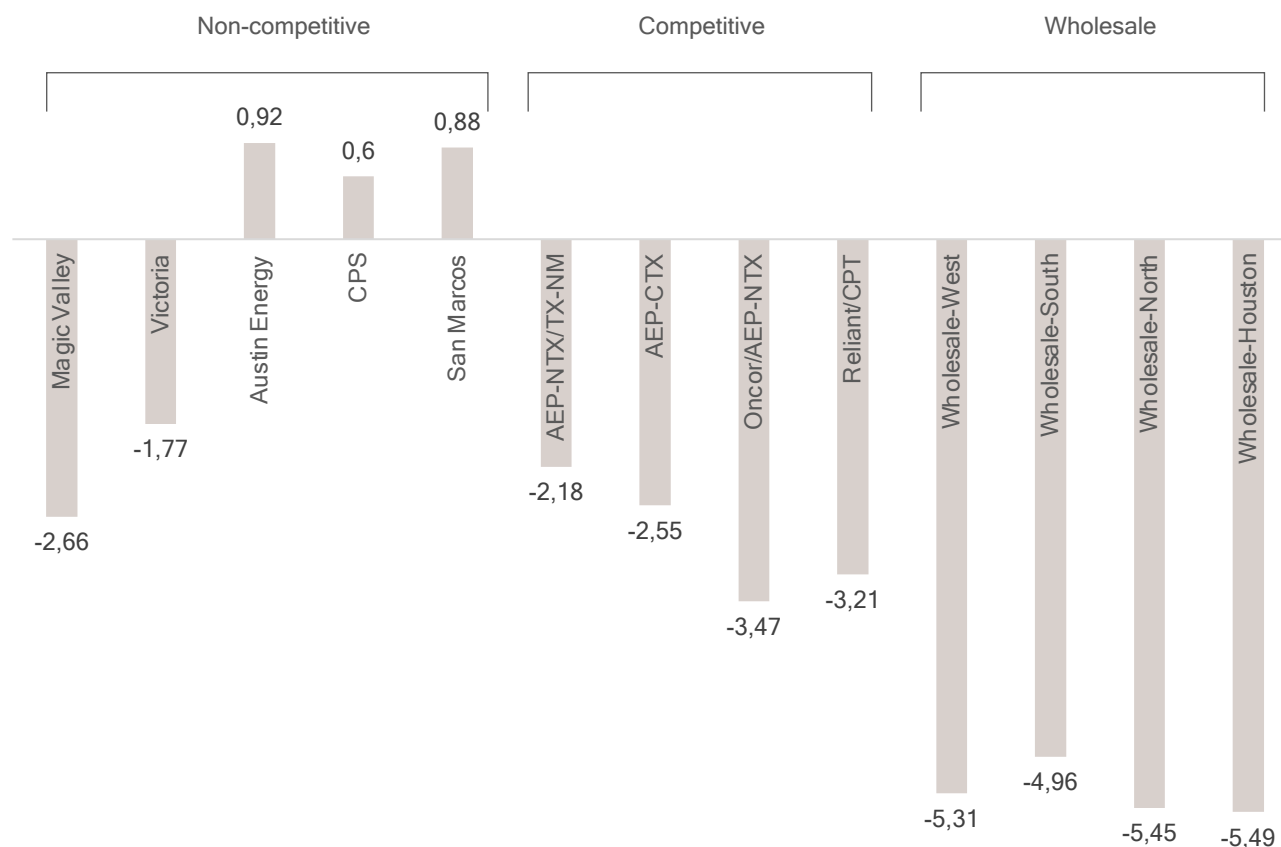
Devido ao fato de cada estado poder definir a sua política regulatória de setor elétrico, os EUA possuem diversas políticas. Essas distintas experiências evidenciam os benefícios advindos da competição - entre as quais se destacam os itens abaixo no mercado de energia Texas:

Comparadas às áreas reguladas, as áreas competitivas apresentaram maiores decréscimo nos preços.

O Texas apresentou decréscimo de custos no mercado atacadista - situação bastante distinta da maioria dos demais estados dos EUA.

No agregado, o mercado varejista amenizou o acréscimo de custo advindo do mercado atacadista.

Variação nos preços, 2005-2015



Fonte: Thymos Energia análises e informação a partir de Alexander MacKay Ignancia Mercadal em "Do Markets Reduce Prices? Evidence from the U.S. Electricity Sector" https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3793305 Peter R. Hartley , Kenneth B. Medlock, Olivera Jankovska em Electricity reform and retail pricing in Texas <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988319300039>



Tendências

Apenas de não ser essencial, a adoção de *smart-meters* pode aumentar a oferta de produtos.

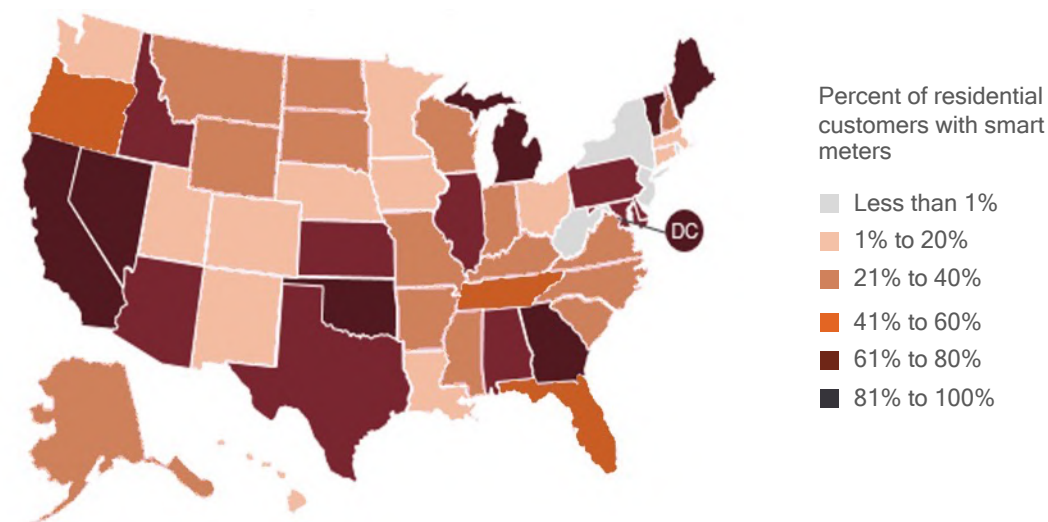
Em 2005, houve alterações na lei PURPA para encorajar a instalação de *smart-meters* com o objetivo de promover o poder de escolha do consumidor e aumentar a oferta de produtos pelos varejistas no mercado.

Foi determinada a instalação progressiva de *smart-meters* pelas distribuidoras de energia, observando-se o estabelecimento de uma configuração mínima. Aos varejistas, foi permitido instalarem medidores pré-pagos com função de suspensão de fornecimento para consumidores inadimplentes que não sejam vulneráveis.

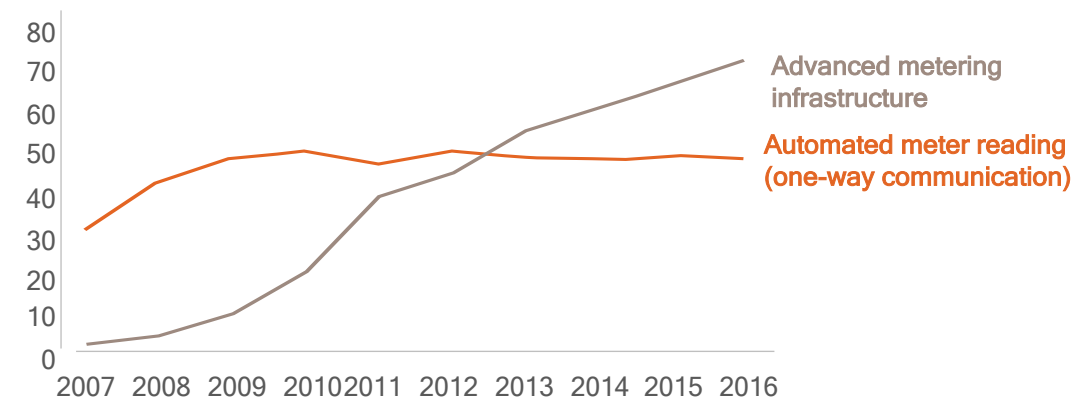
A campanha de massificação de *smart-meters* resultou no 3º menor custo médio dentre os 14 estados que participaram do programa de modernização da rede elétrica promovida pelo DOE.

#	Localidade EUA	Custo do Smart-meter (USD)
1º	Carolina do Norte	159
2º	Sacramento (CA)	237
3º	Texas	241
4º	Columbia	258
5º	Florida	277
6º	Maine	290
7º	Oklahoma	339
8º	Arkansas	339
9º	Oregon	422
10º	Glendale (CA)	450
11º	Burbank (CA)	570
12º	Georgia	1.023

Residential smart meter adoption rate by state, 2016



U.S. advanced electric utility meter adoption (2007-2016)
Millions of customers



O crescimento da Geração Distribuída Solar não registrada se tornou uma relevante preocupação no ERCOT.

O ERCOT também está lidando com questões relacionadas aos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), com destaque para GD solar. No caso do Texas, observa-se ainda um agravante que é a instalação de GDs sem registro. Estima-se que, atualmente, existam quase 2.000 MW de Recursos de Geração Distribuída (DGRs) não registrados, além de um número desconhecido de recursos de carga controlável potencial, também não registrados.

O crescimento desordenado da GD Solar não registrada aumenta a necessidade de rampa da fonte termelétrica, com impacto na operação do sistema, reservas e preço spot. Dada a nova realidade, o ERCOT planeja aperfeiçoar a visibilidade da GD Solar e o tratamento das incertezas trazidas por essa fonte à operação.



Visibilidade operacional:

A localização e a produção de recursos distribuídos podem não ser claras e, portanto, levar à representação imprecisa na modelagem do mercado em tempo real, resultando em desafios no gerenciamento de congestionamentos na rede e no equilíbrio do sistema.



Controle operacional:

A maioria dos DGRs não podem ser acionados pelo ERCOT em intervalos de cinco minutos.

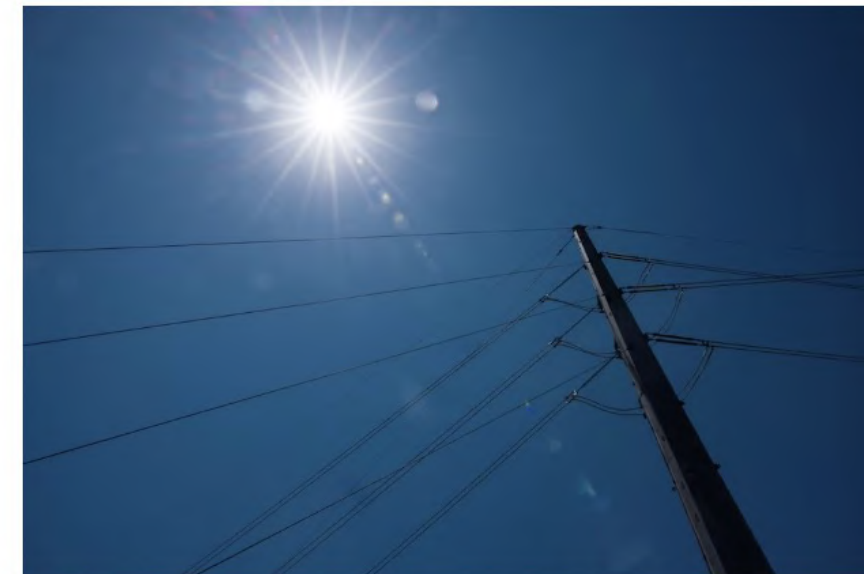


Incentivos econômicos:

Reavaliação dos incentivos à GD em relação às parcelas sobre as quais incide o abatimento das componentes das tarifas (ele não deve incidir, por exemplo, sobre os pagamentos de confiabilidade e formação de crédito para eventos climáticos extremos).

Why the Texas Power Grid Is Facing Another Crisis

Analysis by Naureen S. Malik and Mark Chediak | Bloomberg
July 25, 2023 at 11:06 a.m. EDT



A power generating station during a heatwave outside of Austin, Texas, US, on Monday, July 11, 2022. Texas residents and businesses, including the biggest names in oil, autos and technology, are being asked to conserve electricity Monday afternoon during a heat wave that's expected to push the state's grid near its breaking point. (Bloomberg)

[Share](#) [Comment 0](#)

The electric power grid in Texas, which collapsed dramatically in a 2021 winter storm, is being tested again as the state suffers unusually hot summer weather. Demand for electricity has reached new records at a time of rapid change in the mix of power sources as wind and solar ramp up. That's feeding a debate about the dependability of the state's power.

Sob a luz dos eventos climáticos extremos, e após a nevasca Uri, a PUCT recomendou aperfeiçoamento do desenho de mercado do Texas.

Em dezembro de 2021, a PUCT recomendou as seguintes alterações no desenho de mercado de energia elétrica do Texas:

1. Modificações na curva de demanda de reserva operacional (ORDC);
2. Criação de um produto de combustível firme;
3. Implementação acelerada do novo produto de serviço auxiliar de Reserva de Contingência da ERCOT (ECRS), implementação de reformas no Serviço de Resposta de Emergência (ERS) e implementação de um novo *Fast*.

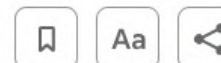
Os geradores e alguns especialistas estão propondo a criação de um mercado de capacidade com características específicas, para evitar tanto problemas de abastecimento no estado como volatilidade exagerada no mercado de tempo real, além de evitar aumentos estruturais de preços atacadistas com reflexo na competição varejista.

A criação de um mercado de capacidade é um tema polêmico do Texas, dado que o estado é conhecido por defender o purismo das leis de mercado. A princípio, a PUCT e os órgãos de defesa do consumidor se mostram resistentes à ideia, que ganha apoio político por diminuir a pressão sobre a população em momentos de *stress* sistêmico.

Texas regulator proposes power market overhaul after 2021 freeze

Reuters

January 20, 2023 7:36 PM GMT-3 · Updated 7 months ago



Power lines are seen after winter weather caused electricity blackouts in Houston, Texas, U.S. February 17, 2021. REUTERS/Go Nakamura [Acquire Licensing Rights](#)

PUCT sugere a adoção do *Performance Credit Mechanism* (PCM), um mecanismo em que as LSEs serão obrigadas a comprar "créditos de desempenho" obtidos pelos geradores com base em sua disponibilidade para o sistema durante as horas de maior risco.

Nas discussões em consulta pública sobre a revisão do desenho de mercado do Texas, a PUCT sugeriu um novo mecanismo visando aumentar confiabilidade de suprimento a longo prazo, o *Performance Credit Mechanism* (PCM). Esse mecanismo utilizaria créditos de desempenho para atingir um padrão de confiabilidade designado durante as horas com maior risco de corte involuntário de carga.

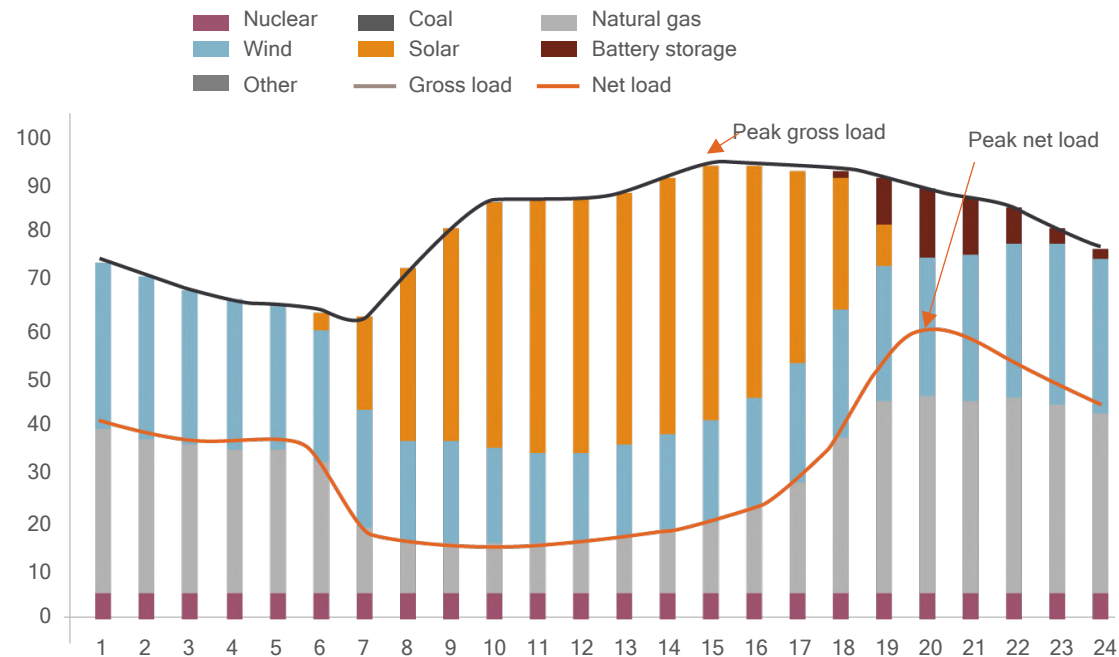
Historicamente, o intervalo com maior demanda de eletricidade (carga bruta máxima) tinha o maior risco de confiabilidade; no entanto, diante a elevada participação das tecnologias eólica e solar, o risco se deslocou para a hora de carga líquida máxima em um sistema que tende a ficar cada vez mais dependente das renováveis intermitentes para atender às suas necessidades energéticas.

Caso o PCM seja adotado, as LSEs serão obrigadas a comprar créditos de desempenho com base em uma parcela pró-rata da carga do sistema durante as horas com maior risco de confiabilidade.

Recursos elétricos podem ganhar certificados com base na disponibilidade real durante as mesmas horas. Vale ressaltar que o preço dos créditos será determinado pela ORDC e o ERCOT administrará um mercado futuro voluntário para compradores e vendedores gerenciarem o risco financeiro.

A reforma de mercado proposta alteraria fundamentalmente a estrutura atual baseada em energia apenas (*Energy-Only*). Tal como discutido, no desenho de mercado *Energy-Only* o preço da escassez impulsiona decisões de investimento e, por sua vez, determina o nível de confiabilidade. Contudo, sob o modelo PCM, os créditos de desempenho previsíveis informarão oportunidades de investimento.

Peak net load is commonly the hour with the highest reliability risk in a renewable-intensive electric system
GW



A liberdade econômica promove a inovação e atrai novas empresas, produtos e serviços. Um exemplo recente é a mudança da Tesla para o Texas.

Em agosto de 2021, a Tesla solicitou à PUCT autorização para se tornar um comercializador varejista. O seu modelo de negócio *Power Everything* possui diversas frentes no Texas.

Utility Scale:

- 1 Em julho de 2020, iniciou a construção da Gigafactory, responsável pela produção de células de baterias e de veículos elétricos
- 2 Em março de 2021, iniciou a implantação de uma bateria *utility scale* de 100 MW em Houston
- 3 Solicitou autorização à PUCT para implantação de uma bateria de 250 MW ao lado da Gigafactory

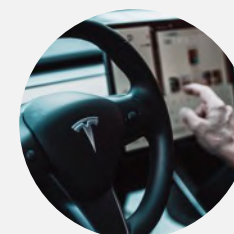
Sistema de distribuição:

- 1 Implantação de *Virtual Power Plants* (VPP)
- 2 *Tesla Powerwalls*: comercialização de baterias residenciais
- 3 Plataformas digitais:
 - i) *Autobidder*: monetiza autonomamente o excedente de baterias
 - ii) *Powerhub*: gerencia recursos energéticos distribuídos
 - iii) *Microgrid Controller*: controla estabilidade da rede e reduz os custos operacionais
 - iv) *Opticaster*: utiliza aprendizado de máquina para o gerenciamento e redução de consumo em residências



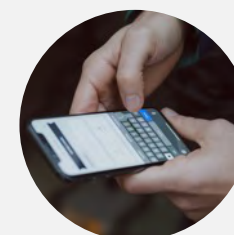
Location

Live in na área of Texas that allows you to choose your own electricity provider



Tesla Ownership

Own a Tesla vehicle or have Powerwall installed at your home



Mobile App

Download the Tesla app and tap the Tesla Electric banner



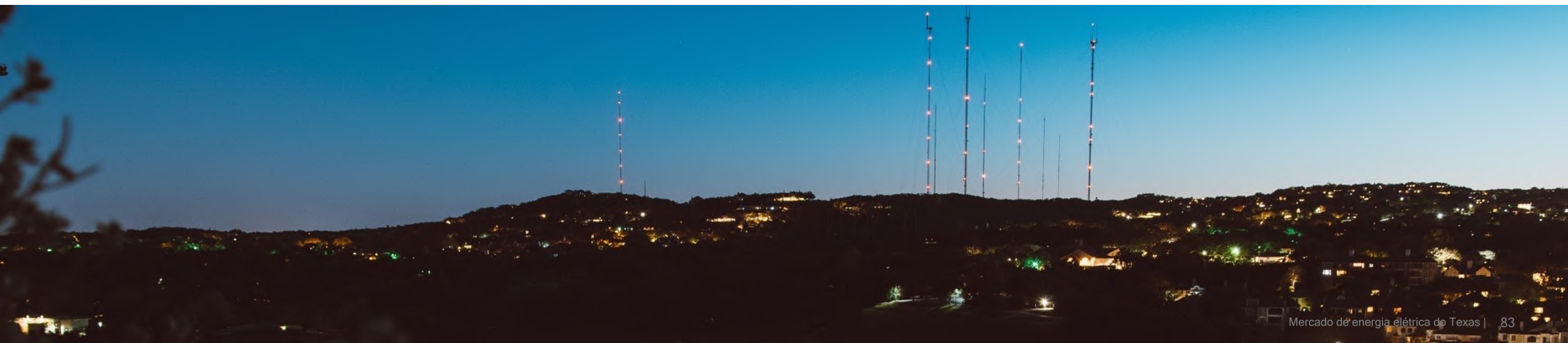
Conclusões

Considerações Finais

1. Historicamente, o mercado do Texas mostrou-se um dos mercados com maior dinamismo da perspectiva varejista. O arcabouço regulatório promoveu a maior inserção de consumidores dos EUA, além de ações mitigatórias que foram implementadas para evitar exercício de poder de mercado das incumbentes (comercializadoras advindas das distribuidoras). Essas ações resultaram em uma transição bem-sucedida para competição varejista. Entende-se que essas lições são valiosas para as discussões sobre abertura de mercado no Brasil.

2. Assim como no Brasil, as fontes renováveis cresceram de forma pujante nos últimos anos, o que pulverizou o número de recursos disponíveis em um contexto de menores emissões por MWh no Estado, o que é positivo do ponto de vista político e para a sociedade como um todo. Contudo, a operação do sistema também mudou e os *spikes* de preços intradiários são mais comuns, especialmente em situações de stress climático, como nos verões quentes e no caso extremo da nevasca Uri, em 2021.

3. O Texas também é referência no sentido de incentivar novas tecnologias, produtos e serviços no setor elétrico. Apesar de não ser essencial para a ampliação do ACL no Brasil, a experiência com *smart meters* é relevante, além de discussões sobre gerenciamento de REDs.



Reflexões para o Mercado de Energia Brasileiro e proposta de rotas para aperfeiçoamento regulatório

Reflexões

Proposta de rotas regulatórias

1

Graças a um conjunto de ações voltados à modernização de sistemas e atualização tecnológica realizadas entre os anos 2000 e 2005, hoje os consumidores residenciais e pequenos comércios podem trocar de fornecedor de eletricidade e os agentes de mercado de energia do Texas têm a oportunidade negociarem uma série de produtos.

O Texas implementou no início dos anos 2000 o que atualmente é denominado de movimento Open Energy - o processo de abertura dos dados para intensificar o fluxo de informações entre diferentes plataformas. Nesse sentido, recomenda-se o estabelecimento de um programa de longo prazo para identificação dos requisitos necessários para a abertura dos dados, modernização da rede elétrica, sistemas computacionais, *roll out* de *smart meters* e a implantação de plataformas digitais pela ANEEL ou CCEE, similar ao *powertochoose* gerenciado pela PUCT.

2

No processo de abertura do mercado, bastante atenção foi dada à mitigação do poder de mercado, especialmente dos agentes “incumbentes” (comercializadoras advindas dos grupos controladores de empresas verticalizadas antes da abertura).

Estabelecimento de consulta pública para discussão de detalhes a respeito da separação de atividades das empresas de distribuição e se haverá condições a serem observadas pelas varejistas incumbentes, como por exemplo: i) limite de atuação no mercado; ii) preço piso para evitar a concorrência desleal com *retailers* menores (não advindos da separação de atividades).

3

Mesmo após 20 anos de abertura do mercado de energia para o varejo no Texas, ainda é cobrado um encargo de transição associado à abertura.

O processo de abertura do mercado de energia do Texas evidencia a importância de endereçar a questão dos contratos legados o mais breve possível no Brasil.

4

A atuação do IMM - Independent Market Monitor tem sido elogiada pelos agentes do mercado do Texas.

Discussão sobre se haveria um agente externo para exercer essa função no Brasil.

Reflexões para o Mercado de Energia Brasileiro e proposta de rotas para aperfeiçoamento regulatório

Reflexões

Proposta de rotas regulatórias

5

Os pontos positivos e de atenção do mercado texano fornecem aprendizados importantes para o Brasil e sobre a importância do papel dos comercializadores (atacado e varejo). A comercialização de energia pode prover a essencial liquidez e os sinais de preços adequados para eficiência econômica e confiabilidade de suprimento.

O mercado de energia do Texas oferece um excelente “laboratório” para ilustrar como os comercializadores varejistas podem oferecer soluções aos operadores de sistema e de mercado, contribuindo para confiabilidade de suprimento e liquidez do mercado. O comercializador varejista pode montar operações com grandes consumidores industriais e agregadores combinando mudança do perfil de consumo (resposta da demanda) e atuação de baterias na formação de preço ou prestando serviços ancilares e condições de exclusividade de fornecimento. Assim, propõe-se o amadurecimento das possibilidades que envolvem a atuação do comercializador varejista para futura criação/ajuste de regulação.

6

Nos últimos anos, a composição da matriz de geração texana passou por uma grande transformação. Enquanto as usinas antigas dependiam principalmente do carvão e do gás natural, a forte inserção das renováveis está colocando o sistema em um ritmo de rápida transformação. Destaca-se que as fontes solar e eólica já representam 36% sendo a grande aposta de expansão para os próximos anos.

Essa mudança no perfil de geração do ERCOT para um aumento de geração intermitente trouxe desafios atrelados a capacidade de transmissão e levanta preocupações com eventos de *curtailment* e com o crescente custo relacionado ao congestionamento de transmissão. Neste contexto, o Congestion Revenue Right (CRR) é um instrumento financeiro de mitigação de risco de congestionamento das linhas de transmissão com base em leilões centralizados organizados mensalmente pelo ERCOT e permite gerenciar o congestionamento na rede de transmissão, ajudando a equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade em diferentes momentos do mercado elétrico. Esses mesmos desafios de operação dada a alta expansão renovável estão sendo enfrentados pelo Brasil que pode tomar o caso texano como base para propor soluções e melhorias ao mercado doméstico.

7

A confiabilidade do sistema é endereçada pelo ERCOT por meio de procedimentos competitivos, especialmente no DAM, para que geradores sejam remunerados por serviços ancilares, com reflexos no preço spot em alguns serviços, o que é conhecido como “*price adder*”.

Os Serviços Ancilares são comprados pelo ERCOT no DAM para equilibrar o fornecimento e a demanda de energia elétrica no dia seguinte e mitigar problemas operacionais em tempo real. Esses serviços podem ser fornecidos por geradores ou consumidores visando aumentar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica em questão de minutos ou até mesmo segundos, sendo tais serviços devidamente remunerados. No Brasil a regulação e remuneração pelos Serviços Ancilares é ainda bastante embrionária, sendo indicado a continuação das discussões para construção de um mecanismo que possa remunerar adequadamente provedores deste serviço, buscando manter a confiabilidade sistêmica num cenário de alta expansão intermitente.



Anexos

| Lista de anexos

A curadoria do conteúdo foi plural, permitindo uma visão ampla de como funciona um mercado competitivo e livre.	88	A implantação do <i>Electric Service Identifier</i> (ESI IDs) e sua gestão pelo ERCOT, foram fundamentais para facilitar as escolhas no mercado varejista	96
Dia 1: A importância de promover mercados e ter uma regulação que incentive a competição até o nível de varejo.	89	São as responsabilidades do ERCOT: garantir a confiabilidade do sistema elétrico, incentivar a competição e promover a transparência e acessos dos agentes	97
Dia 2: BP e Vitol demonstraram a relevância de operações de trading para a estrutura do mercado livre texano, o que inclui o papel da liquidez.	90	Com a desverticalização, o ERCOT absorve as funções de operação do sistema elétrico, operação de mercado e coordenador de confiabilidade	98
Dia 3: A discussão com time MEMS apontou para um interessante segmento de serviços financeiros para varejistas e <i>start-ups</i>	91	ERCOT também é responsável pela operação, contabilização e liquidação das operações nos mercados atacadista e varejista de energia.	99
Dia 4 manhã: Maturidade em lidar com problemas em um ambiente de competição.	92	Outra estratégia de engajamento utilizada pelos varejistas de energia texanos é associar a compra de um produto físico à descontos em planos de energia elétrica.	100
Dia 4 tarde: Maturidade em lidar com problemas em um ambiente de competição.	93	Lista de Siglas	101
Entre os estados que implantaram o <i>full retail choice</i> , o Texas foi o estado com maior redução de preços no varejo entre 2010 e 2019	94		
A abertura do mercado ocorreu em um contexto favorável de inserir competição e reduzir preços, livrando-se da tradicional visão de monopólio regulado.	95		

A curadoria do conteúdo foi plural, permitindo uma visão ampla de como funciona um mercado competitivo e livre.

Dia 1



Introdução ao desenho de mercado Texano

Resmi Surendran, VP, Assuntos Regulatórios - Shell Energy



Aspectos básicos da operação do sistema - Formação de preços no mercado de curto prazo

Erick Araújo, Head of Renewable Portfolio at ENGIE North America Inc.



Mercado de Varejo

Bill Barnes, Senior Director, Regulatory Affairs



Distribuição em um mercado varejista

Eric Easton, VP de Transformação de Rede e Investimento

Dia 2



Comercialização de energia - mercado de atacado e varejo

Dawn Constantin, VP Regulation / Edgar Castro, VP Americas Power Trading & Origination



Trading de energia

Brian Leeke, Global Trader Head of Vitol.

Dia 3



Produtos e serviços para o mercado de atacado e varejo

Mr. Yanagawa (MEMS CEO), Mr. Komatsubara (MEMS SVP)

Dia 4



Gestão de stakeholders Texas

Texas Energy Landscape, McGuireWoods Consulting / Ercot market overview - AB Power Advisors,



Aspectos da operação de mercado

Dan Woodfin, VP of System Operations.



Overview do desenho de mercado texano

Olivier Beaufile, Marketing Director



Promoção da competição em um mercado varejista livre









Mike Hoke, Director of Public Engagement



Novos produtos e serviços focados no varejo

Rajiv Shah, Director of US Policy and Markets




Dia 1: A importância de promover mercados e ter uma regulação que incentive a competição até o nível de varejo.

Empresa	Tema	Takeaways
 	<p>Introdução ao desenho de mercado texano <i>Resmi Surendran, VP, Assuntos Regulatórios - Shell Energy</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> A abertura de mercado implica na crença de que incentivar a competição é mais benéfico do que modelos regulados. A regulação com uma lógica de mercados é fundamental para que o consumidor obtenha melhores preços e inovação. O mercado livre não é o fim da linha, mas sim o começo de uma nova jornada em torno de inovação, serviços e melhores preços.
 	<p>Aspectos básicos da operação do sistema - Formação de preços no mercado de curto prazo <i>Erick Araújo, Head of Renewable Portfolio at ENGIE North America Inc.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> A operação do sistema é fortemente acoplada aos aspectos de mercado, observando-se a formação do preço spot e os sinais econômicos da transmissão, a formação de preço por oferta e por nó da perspectiva da oferta, e pela média dos nós da perspectiva do consumidor (hubs ou zonas). O comercializador pode participar da formação de preço com o “convergence bidding”. Serviços ancilares com participação do mercado. Não existe um planejamento central da transmissão, sendo permitido que as empresas de mercado apresentem projetos de transmissão, os quais devem ser referendados pelo operador de mercado (ERCOT) e aprovados pelo regulador (PUCT).
 	<p>Mercado de Varejo <i>Bill Barnes, Senior Director, Regulatory Affairs</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Oferecer produtos e serviços que façam sentido para o consumidor e gerem engajamento com a marca. Uma diferença fundamental do ERCOT para outros mercados americanos é a emissão da conta de luz com logo do varejista; o relacionamento é com o varejista: “brand awareness”. Forte segregação dos modelos de negócio de energia (varejo) e fio (distribuição). Transição para renováveis demandará ajustes profundos na operação do sistema e nos produtos ofertados ao varejo.
 	<p>Distribuição em um mercado varejista <i>Eric Easton, VP de Transformação de Rede e Investimento</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> O estado apresenta um crescimento populacional e econômico superior à média dos EUA, o que impactará fortemente os sistemas de distribuição. Distribuição atua como agente de medição apesar da permissão para empresas independentes. GDs e REDs impactam severamente a gestão da distribuição. A distribuidora não possui interesse no negócio de varejo. Discussões embrionárias para prestação de serviços como DSO.

Dia 2: BP e Vitol demonstraram a relevância de operações de trading para a estrutura do mercado livre texano, o que inclui o papel da liquidez.

Empresa	Tema	Takeaways
	<p>Comercialização de energia - mercado de atacado e varejo</p> <p><i>Dawn Constantin, VP Regulation</i></p> <p><i>Edgar Castro, VP Americas Power Trading & Origination</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Os EUA, e conseqüentemente o Texas, caminham na direção da eletrificação como forma de descarbonizar a economia americana. O elevado nível de sofisticação e competição do Texas torna esse estado o mais relevante para operações de atacado e varejo nos EUA. A BP se posiciona como uma empresa de produções e soluções competitivas para clientes industriais de grande, médio e pequeno porte (atacarejo). Analisar operações de comercialização de atacado e varejo de forma integradas. Questões relevantes como “gentailer” para prover proteção aos contratos de venda aos consumidores industriais atendidos pela BP. Trading direcional considerando gás e energia. No “trading floor”, as equipes de gás e energia trabalham próximas e discutem operações em conjunto.
	<p>Trading de energia</p> <p><i>Brian Leeke, Global Trader Head of Vitol</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Entre 70% e 80% do mercado de trading do ERCOT é composto por produtos financeiros. Nem sempre foi assim. Há cerca de 15 anos, 100% dos produtos eram físicos. Os produtos financeiros são liquidados diariamente e tem chamada de margem. Por sua vez, os produtos físicos, na maioria composta por serviços ancilares, são liquidados entre 4 e 5 dias depois. Alteração regulatória recente retirou cerca de 2,5 GW de geradores do mercado spot para o mercado de serviços ancilares (físico). Os serviços voltados à confiabilidade passaram a prover melhor remuneração do que no mercado spot O Independent Market Monitor (IMM) faz o monitoramento de produtos físicos, enquanto os produtos financeiros são monitorados por órgãos do setor financeiro.







Dia 3: A discussão com time MEMS apontou para um interessante segmento de serviços financeiros para varejistas e *start-ups*.

Empresa	Tema	Takeaways
	<p>Produtos e serviços para o mercado de atacado e varejo</p> <div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 20px;">  <p data-bbox="507 601 894 629"><i>Mr. Eiji Yanagawa (MEMS CEO)</i></p> </div> <div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 20px;">  <p data-bbox="507 791 879 819"><i>Mr. Komatsubara (MEMS SVP)</i></p> </div>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1144 475 2453 534">▪ Expectativa de forte crescimento das baterias, que atualmente representam 3 GW. A expectativa é alcançar 20 GW até 2030, observando-se que a capacidade das baterias atualmente está entre 2 e 4 horas. <li data-bbox="1144 539 2453 629">▪ As baterias são despachadas rapidamente e podem atuar no tempo real, não apenas aproveitando momentos de volatilidade com picos no preço spot mas também prestando serviços ancilares. Têm crescido também as operações conjuntas envolvendo resposta da demanda de grandes consumidores e baterias. <li data-bbox="1144 635 2453 786">▪ Além disso, existem operações de crédito destinadas a auxiliar varejistas com necessidades financeiras. Nesse cenário, o agente que concede o crédito também pode estabelecer uma condição adicional de exclusividade de fornecimento: caso o cliente encontre energia a um preço mais baixo, o agente que facilitou o crédito na transação adquire esse contrato a um custo menor e continua fornecendo energia ao cliente. <li data-bbox="1144 792 2453 849">▪ O valor alocado de entrada para se tornar um comercializador varejista é relativamente baixo (ex.: USD 1 a 2 milhões), porém as chamadas de margem são elevadas para operar (> USD 50 milhões).

Dia 4 manhã: Maturidade em lidar com problemas em um ambiente de competição.

Empresa	Tema	Takeaways
	<p>Texas Energy Political Landscape <i>Tracy Morehead - Vice President State Government Relations, McGuireWoods Consulting</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Bush foi o grande patrocinador da reforma varejista visando colocar o estado na dianteira dos EUA. Forte ambiente político no estado pró-business, independente de renováveis ou não. Empresas de óleo e gás atuam também fortemente com renováveis. Maturidade em lidar com lobbies e conflitos/disputadas no Congresso do estado. Ainda não foi bem digerido pelos legisladores a crise da nevasca Uri e os reflexos aos consumidores em termos de preços.
	<p><i>Toni Gius - Senior Vice President, McGuireWoods Consulting</i></p>	
	<p>ERCOT Market Overview <i>Matthew Berend - Founder, AB Power Advisors.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Precisa ser um comercializador varejista para negociar um PPA físico. Por sua vez, um grande consumidor costuma negociar PPAs financeiros. Alguns grandes consumidores como Exxon, Walmart criaram as suas próprias comercializadoras varejistas para poderem operar tanto contratos físicos como financeiros. Não existe associação de comercializadores no Texas. Após a nevasca Uri, as discussões tornaram-se mais políticas. Maior pressão para um mercado de capacidade e maior presença de regulação. No entanto, não existe nada concreto ainda nessa direção. Metade do valor da energia elétrica residencial refere-se aos custos de distribuição e transmissão.
	<p>Aspectos da operação de mercado <i>Dan Woodfin, VP of System Operations.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> No Texas, o ar-condicionado representa a principal carga de consumo de energia. E os desafios mais significativos no fornecimento de energia não ocorrem durante o horário de pico, mas sim após as 18h, quando a produção de energia solar diminui drasticamente A PUCT aprova uma curva emergencial de operação, baseada no preço de escassez, calculada com base no Value Lost of Load (VOLL), determinado o acréscimo no preço spot para garantir a confiabilidade. Quanto maior a presença de fontes intermitentes, mais inclinada se torna a curva emergencial (subida de preço mais rápida e maior acréscimo de preço spot, incentivando maior disponibilidade). O ERCOT realiza planejamento da transmissão para os 6 anos seguintes. Ocorre na sequência uma discussão pública e, após isso, o Conselho do ERCOT aprova a recomendação da construção de novas linhas de transmissão. Com a recomendação do ERCOT, a PUCT aprova e coloca a linha para disputa da sua construção. Após a nevasca Uri novos critérios de expansão da transmissão foram adicionados, como por exemplo, nível de congestionamento e resiliência da rede.

Dia 4 tarde: Maturidade em lidar com problemas em um ambiente de competição.

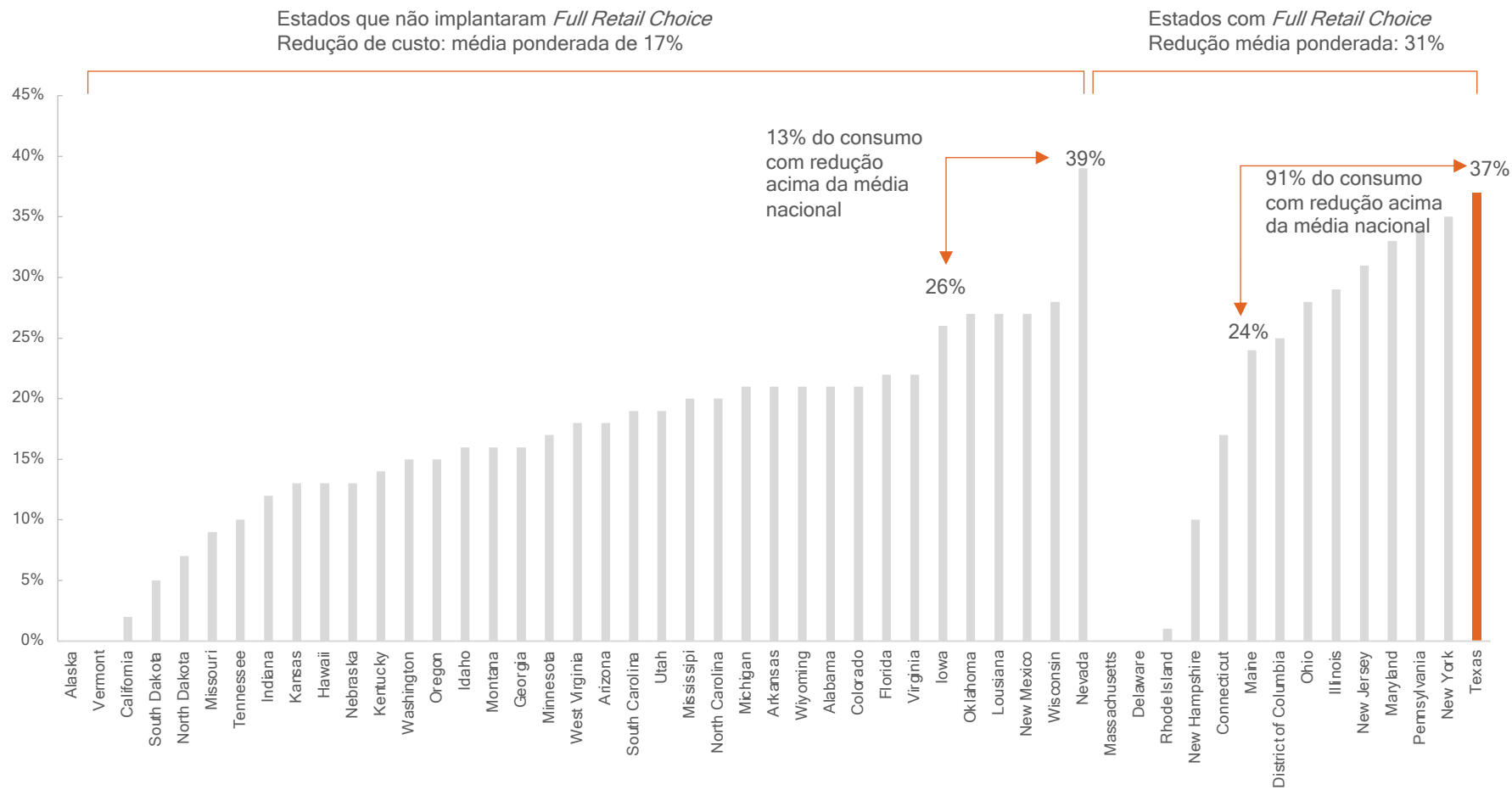
Empresa	Tema	Takeaways
	 <p>Overview do desenho de mercado texano <i>Olivier Beaufile, Marketing Director</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> A crescente participação da energia solar aumentará a necessidade de rampa térmica Tendência de crescimento de geração flexível por baterias, especialmente no verão. Preços spot negativos podem ocorrer nas situações em que existe elevado nível de geração em um dos nós que esteja com baixo carregamento ou restrição na rede. ERCOT não permite a venda de excedentes de geração distribuída via agregação de carga. As distribuidoras possuem programas de incentivo à geração distribuída, mas não são net-metering.
	 <p>Promoção da competição em um mercado varejista livre <i>Mike Hoke, Director of Public Engagement</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> O dirigente geral da PUCT é uma escolha política do Governador do Texas e tem um assento no board do ERCOT. A PUCT regula o ERCOT e aprova seu orçamento. As principais funções da PUCT são promover a concorrência no varejo e na formação de preço spot. Adicionalmente, estabelece políticas de incentivo a novas tecnologias e as condições de suprimento de última instância. O foco da regulação tem sido na proteção do consumidor e que esse tenha acesso à informação correta. Com isso, um dos requisitos para um agente se tornar comercializador varejista é possuir sistema computacional adequado para interação com os consumidores.
	 <p>Novos produtos e serviços focados no varejo <i>Rajiv Shah, Director of US Policy and Markets</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> A Octopus Energy foi fundada no ano de 2016 por pessoas da área de tecnologia, fora do setor elétrico. A empresa tem como missão tornar-se uma plataforma tecnológica para simplificar e facilitar a oferta de serviços e flexibilidade aos consumidores. Suas operações baseiam-se em fontes de geração 100% renovável. Atuam somente por meio de algoritmos (não possuem mesas de trading com pessoas) para garantir o menor custo ao consumidor. Adicionalmente, a Octopus implanta geração distribuída, bateria e tecnologias de gestão de excedentes dos consumidores garantindo “conta zero” aos consumidores por cinco anos. Nesse modelo, a Octopus obtém margens na comercialização de excedentes, carregamento de carros elétricos e na resposta da demanda.

Entre os estados que implantaram o *full retail choice*, o Texas foi o estado com maior redução de preços no varejo entre 2010 e 2019.

Há muito debate sobre quais foram os principais fatores para o êxito do mercado do Texas para a redução do preço no varejo. Qual foi o papel da inserção do gás natural barato (*shale gas*)? Qual foi o papel do desenho de mercado implantado no Texas? (diferente de todos os demais estados do EUA).

Porém, é possível observar que o Texas detém a maior proporção de consumidores no varejo que obtiveram as maiores reduções de custo, excluindo momento em que ocorreu um evento climático extremo.

Redução do custo de energia para o consumidor residencial
Variação % 2010 vs 2019



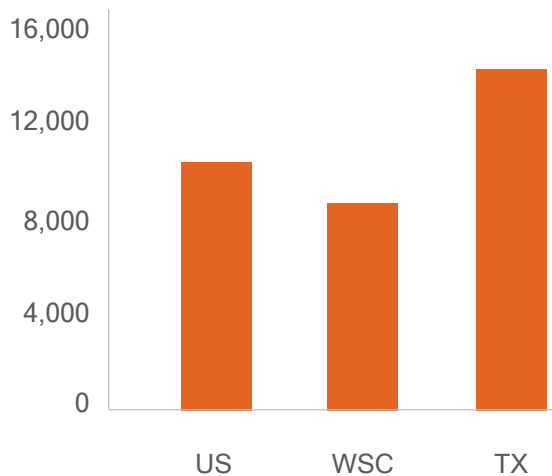
A abertura do mercado ocorreu em um contexto favorável de inserir competição e reduzir preços, livrando-se da tradicional visão de monopólio regulado.

O consumo médio de eletricidade por residência no Texas é 27% maior do que a média nacional, mas semelhante à quantidade utilizada em estados vizinhos.

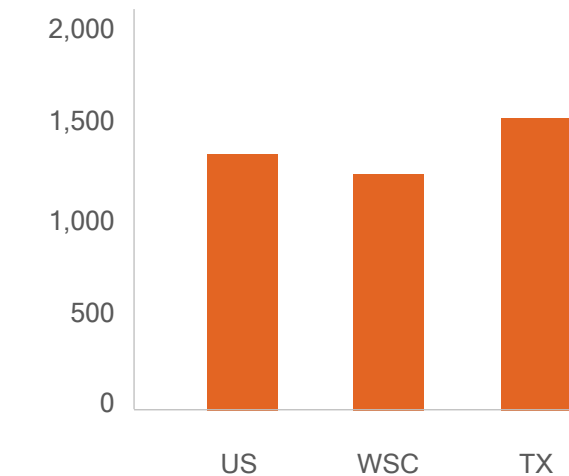
O custo médio anual de eletricidade por residência no Texas é de USD 1.538, um dos mais altos do país, embora semelhante a estados de clima quente como a Flórida.

Electricity consumption per household (kWh) 2020

Site Consumption kWh



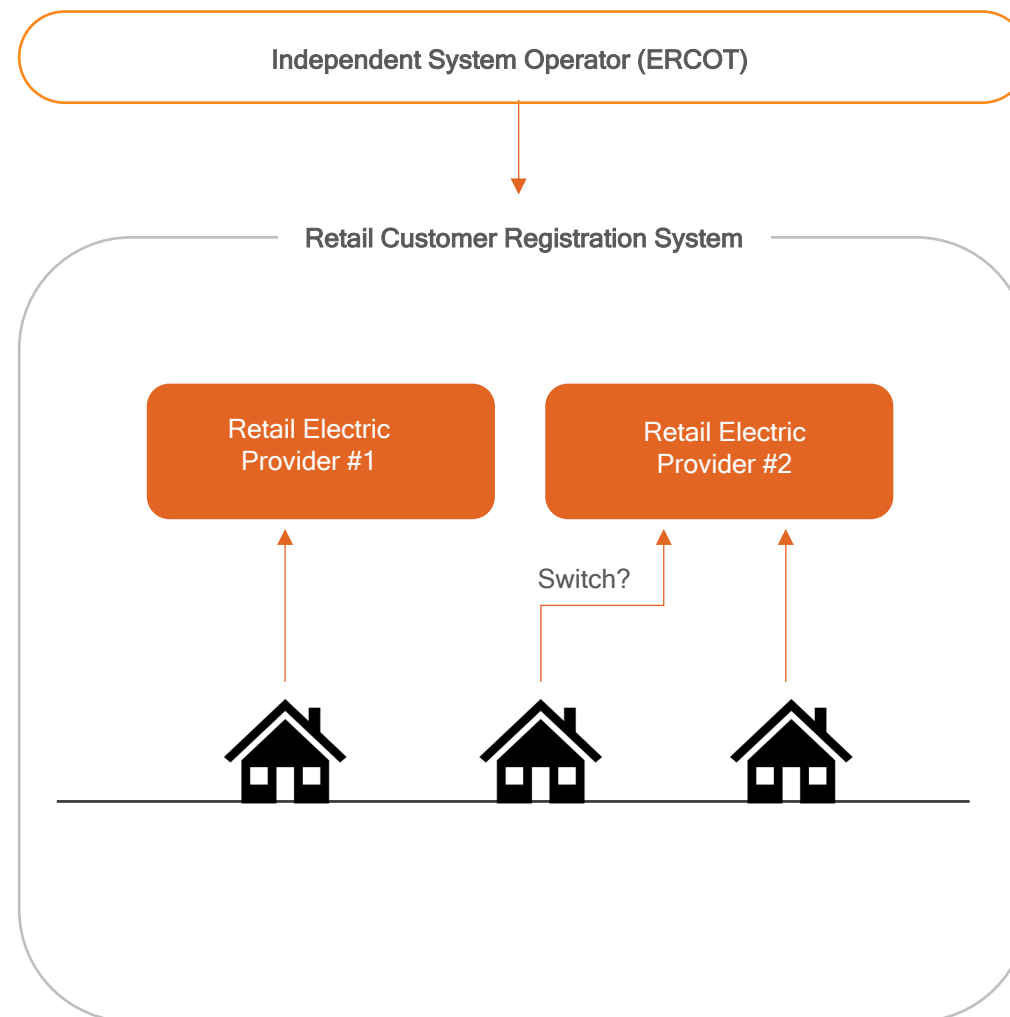
Electricity Expenditures USD



A implantação do *Electric Service Identifier* (ESI IDs) e sua gestão pelo ERCOT foram fundamentais para facilitar as escolhas no mercado varejista.

Se um cliente decide mudar para um novo Fornecedor de Eletricidade no Varejo (*Retail Electricity Provider - REP*), essa troca é facilitada pela ERCOT. O operador é responsável por manter um sistema que gerencia as trocas de fornecedores varejistas funcionando na prática como o responsável pelo sistema de portabilidade.

Esse sistema de registros do ERCOT também permite em última instância que seja liquidada a energia de forma compulsória ao varejista que estava com a responsabilidade pelo consumidor (carga).

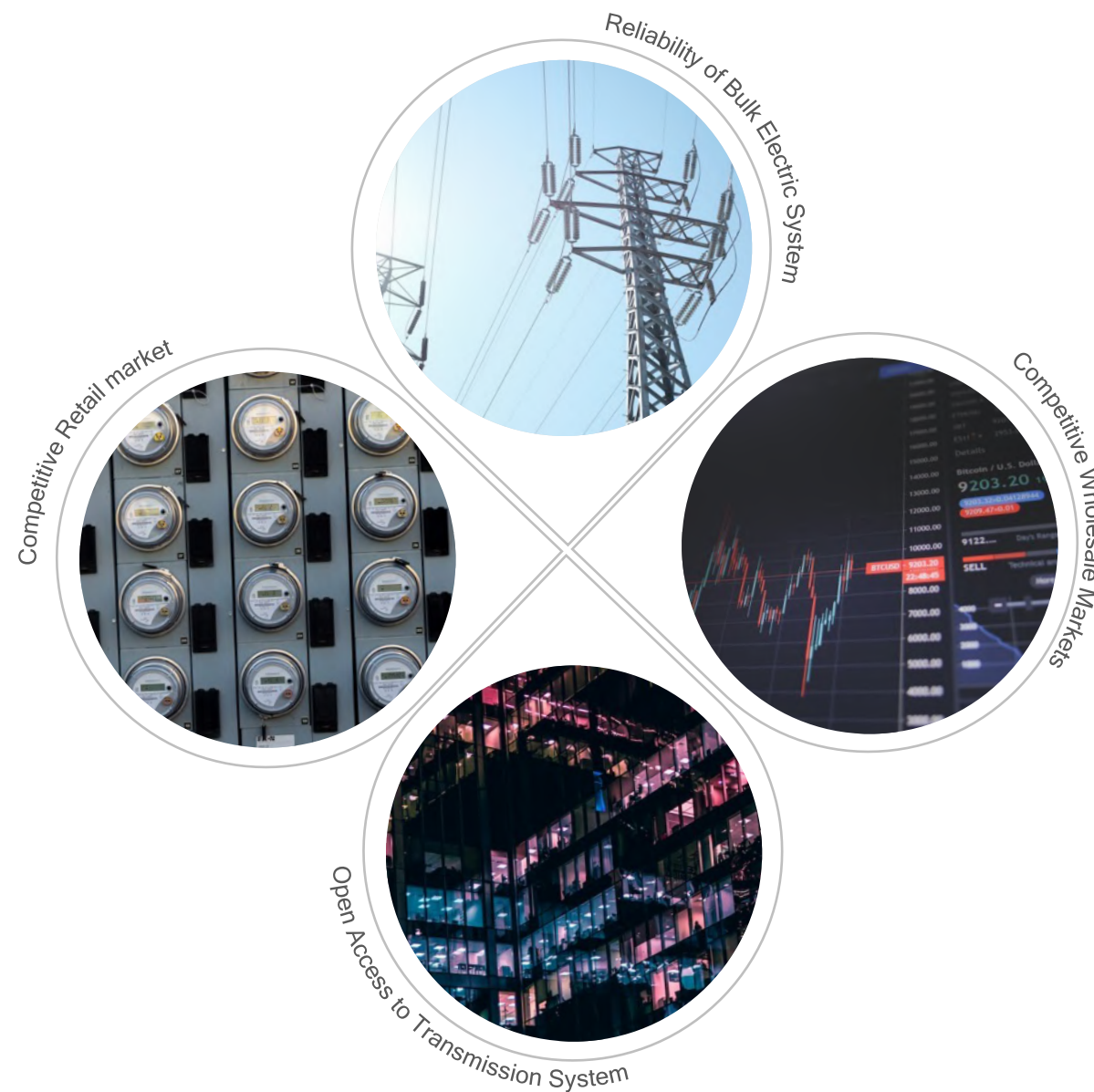


São as responsabilidades do ERCOT: garantir a confiabilidade do sistema elétrico, incentivar a competição, promover a transparência e acessos dos agentes.

Se um cliente decide mudar para um novo Fornecedor de Eletricidade O ERCOT é responsável:

1. Pela confiabilidade do sistema de transmissão
2. Por garantir a competição no mercado atacadista
3. Por garantir a competição no mercado varejista
4. Por garantir o livre acesso aos sistemas de transmissão

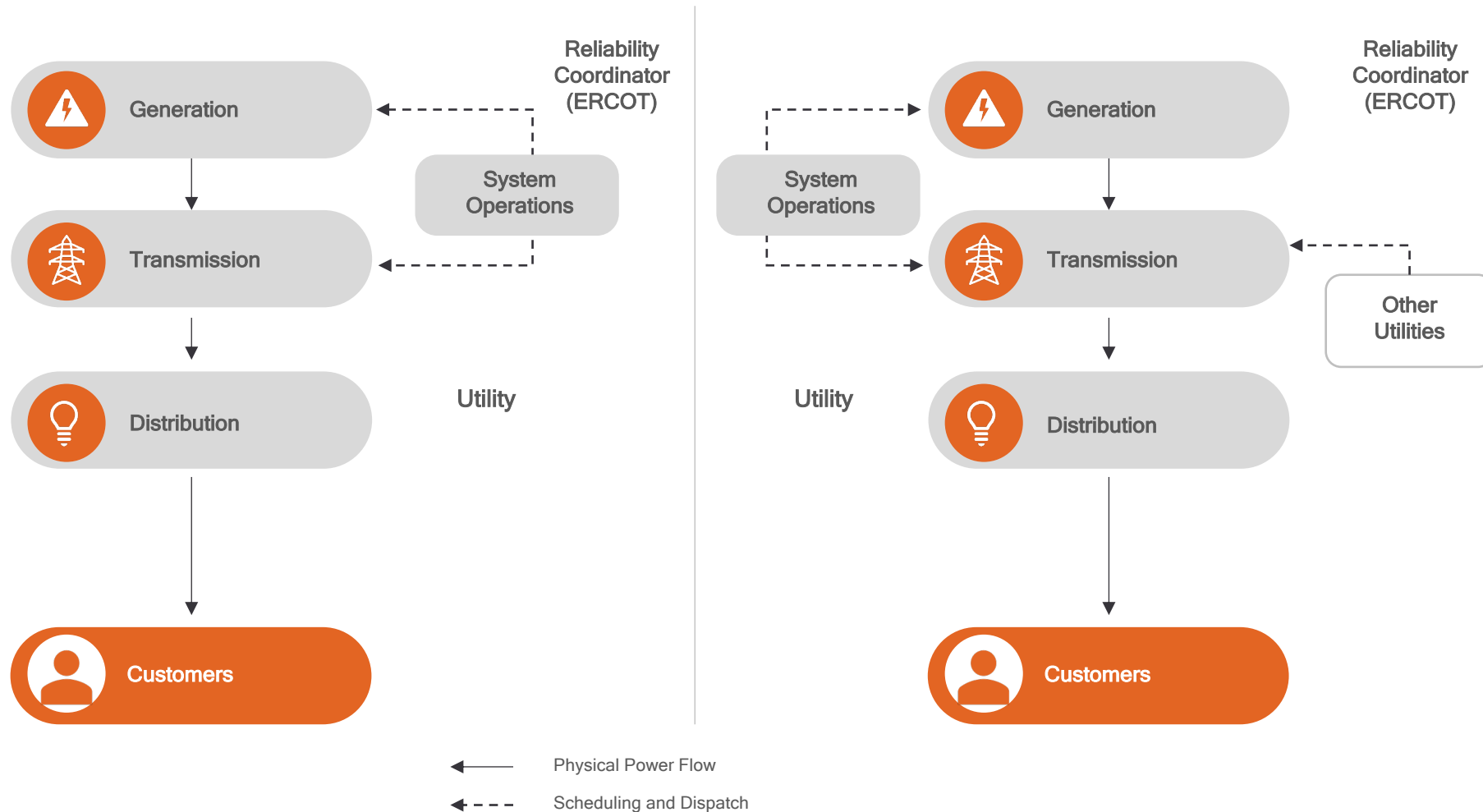
Desperta a atenção que desde o início das legislações e regulamentações se discutiu a garantia de competição no mercado antes da discussão do livre acesso, ordem que foi invertida no Brasil.



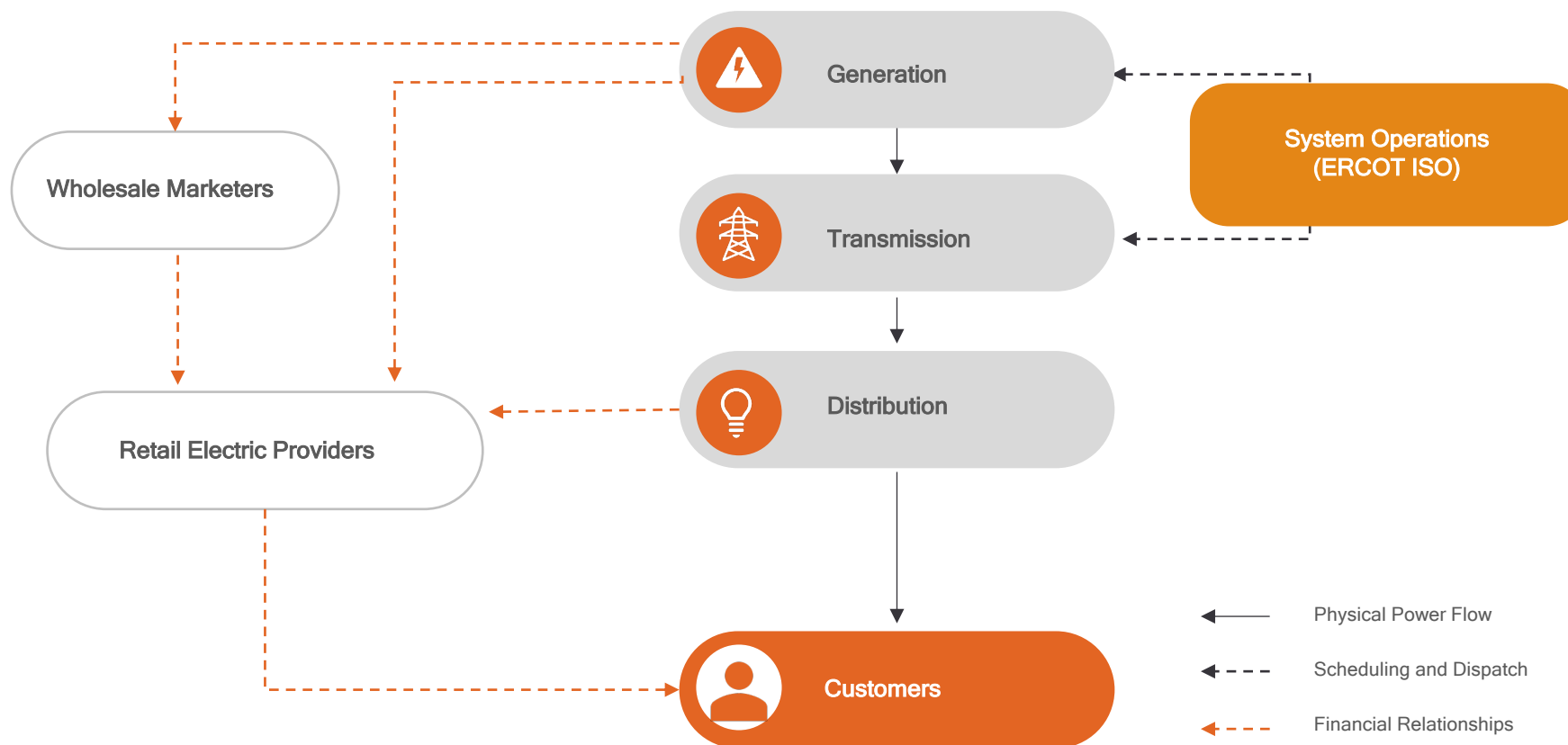
Com a desverticalização, o ERCOT absorve as funções de operação do sistema elétrico, operação de mercado e coordenador de confiabilidade.

O Projeto de Lei que reestruturou os mercados de energia elétrica no varejo do estado foi sancionado em 1999. Em janeiro de 2000, as concessionárias apresentaram seus planos de separação de negócios, que detalhavam como se propunham a dividir as atividades de negócios em três unidades: uma empresa de geração de energia, um provedor de energia elétrica no varejo e uma empresa de transmissão e distribuição.

Em alguns casos, as empresas incumbentes foram completamente separadas (novos proprietários). Em setembro de 2000, a PUCT começou a certificar os comercializadores varejistas.



ERCOT também é responsável pela operação, contabilização e liquidação das operações nos mercados atacadista e varejista de energia.



Outra estratégia de engajamento utilizada pelos varejistas de energia texanos é associar a compra de um produto físico à descontos em planos de energia elétrica.

Conforme comentado anteriormente no nosso *Warm Up Report*, comercializadores varejistas como a Direct Energy e TXU Energy oferecem modalidades contratuais de energia elétrica e descontos também associado à produtos e promoções em plataformas externas ao setor elétrico:

- Combos com o Amazon Prime
- Energia 100% renovável
- Preço variável
- Preço fixo
- Final de semana de graça
- Especial renovável

Outra abordagem utilizada pelos varejistas de energia texanos é associar a compra de um produto físico à descontos em planos de energia elétrica.

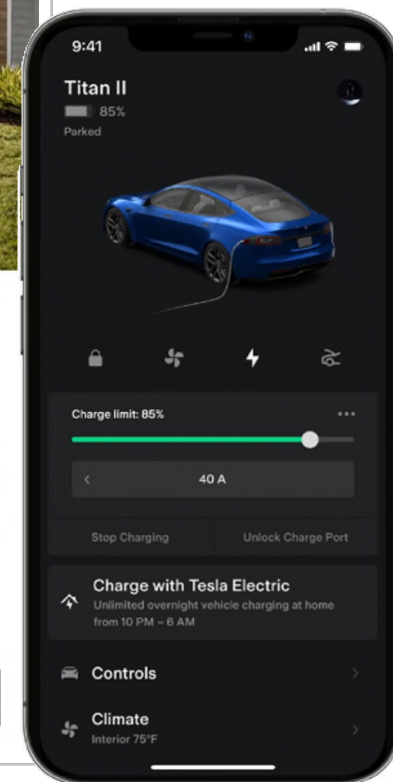
Um exemplo, apresentado na figura ao lado, é na aquisição de um veículo elétrico da Tesla, que passa a ter descontos quando o carregamento é feito na residência usando a plataforma da Tesla Energy;



Tesla Electric for Vehicles

Charge your Tesla vehicle at home overnight for \$25 a month, no matter how much you charge. Our Home Charging Plan allows you to power your home with sustainable electricity all day while keeping home charging costs for your vehicle predictable, so you can better control your energy bills. [Learn More](#)

Sign Up



Imagens retiradas do site oficial Tesla

Lista de Siglas

4CP (4-Coincident Peak) - 4-Pico Coincidente

ACL (Ambiente de Contratação Livre)

ALR (Aggregate Load Resource) - Recurso de Carga Agregada

AT (Alta Tensão)

BT (Baixa Tensão)

CDR (Capacity, Demand, and Reserves) - Capacidade, Demanda e Reservas

CLR (Controllable Load Resource) - Recurso de Carga Controlável

CONE (Cost of New Entry) - Custo de Nova Entrada

CRR (Congestion Revenue Rights) - Direitos de Receita de Congestionamento

DAM (Day-Ahead Market) - Mercado de Pré-Operação

DGRs (Distributed Generation Resources) - Recursos de Geração Distribuída

DOE (Department of Energy) - Departamento de Energia dos EUA

DRUC (Day-Ahead Unit Commitment)

DSP (Distribution Service Provider) - Provedor de Serviços de Distribuição

ECRS (ERCOT Contingency Reserve Service) - Serviço de Reserva de Contingência ERCOT

ERCOT (Electric Reliability Council Of Texas) - Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas

ERS (Emergency Response Service) - Serviço de Resposta de Emergência

ESI IDs (Electric Service Identifier) - Identificador de Serviço Elétrico

ESR (Energy Storage Resource) - Recurso de Armazenamento de Energia

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) - Comissão Federal de Regulação de Energia

FFR (Fast Frequency Response) - Resposta Rápida de Frequência

FPC (Federal Power Commission) - Comissão Federal de Energia

FTRs (Financial Transmission Rights) - Direitos Financeiros de Transmissão

GD (Geração Distribuída)

GR (Generation Resources) - Recursos de Geração

GTC (Generic Transmission Constraint) - Restrição Genérica de Transmissão

HCAP (High System-Wide Offer Cap) - Teto de Oferta do Sistema

IEA (International Energy Agency) - Agência Internacional de Energia

IMM (Independent Market Monitor) - Monitor Independente de Mercado

LMP (Locational Marginal Price) - Preço Marginal Locacional

LOLP (Loss of Load Probability) - Probabilidade de Perda de Carga

LR (Non-Controllable Load Resources) - Recursos de Carga Não Controlável

LSE (Loading Service Entities) - Entidades de Serviço de Carga

MCL (Minimum Contingency Level) - Nível Mínimo de Contingência

MIS (Market Information System) - Sistema de Informação de Mercado

MOUs (Municipally Owned Utilities) - Serviços Públicos de Propriedade Municipal

NERC (North American Electric Reliability) - Conselho de Confiabilidade Elétrica da América do Norte

NMMS (Network Model Management System) - Sistema de Gerenciamento de Modelo de Rede

ORDC (Operating Reserve Demand Curve) - Curva de Demanda de Reserva Operacional

PCM (Performance Credit Mechanism) - Mecanismo de Crédito de Desempenho

PTB (Price to Beat) - Preço para Vencer

PTP (Point-to-Point) - Ponto a Ponto

PUCT (Public Utility Commission) - Comissão de Serviço Público

PUHCA (Public Utility Holding Company Act) - Lei de Empresas de Serviço Público

PURA (Public Utility Regulatory Act) - Lei de Regulação de Serviço Público

QSE (Qualified Scheduling Entity) - Entidade Programadora Qualificada

REDs (Recursos Energéticos Distribuídos)

RENA (Real-Time Revenue Neutrality Allocation) - Alocação de Neutralidade de Receita em Tempo Real

RFP (Request for Proposal) - Pedido de Proposta

RRS (Responsive Reserve Service) - Serviço de Reserva Responsiva

RTC (Real Time Co-optimization) - Co-otimização em Tempo Real

RTM (Real-time Market) - Mercado em Tempo Real

RTORPA (Real-Time On-Line Reserve Price Adder) - Adicional de Preço de Reserva On-line

RUC (Reliability Unit Commitment) - Unit Commitment de Confiabilidade.

SCED (Security-Constrained Economic Dispatch) - Despacho Econômico com Restrição de Segurança

SCUC (Security Constrained Unit Commitment) - Unit Commitment de Restrição de Segurança

SEB (Sistema Elétrico Brasileiro)

SPP (Settlement Point Prices) - Preços de Acerto

TDSP (Transmission or Delivery Charges) - Cargas de Transmissão ou Entrega

TDUs (Transmission and Distribution Utilities) - Empresas de Utilidade de Transmissão e Distribuição

TNMP (Texas New Mexico Power) - Texas New Mexico Power

TSP (Transmission Service Provider) - Provedor de Serviços de Transmissão

VOLL (Value of Lost Load) - Valor de Carga Perdida

VPP (Virtual Power Plants) - Usinas Virtuais de Energia

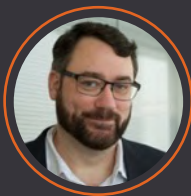
Equipe envolvida neste *White Paper*



Alexandre Viana

COO

alexandre.viana@thymosenergia.com.br
+55 11 98177 0009



Victor Ribeiro

Head of R&D

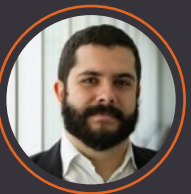
victor.ribeiro@thymosenergia.com.br
+55 11 94486-1697



Mayra Guimarães

Head of Price and Market Research

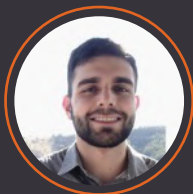
mayra.santana@thymosenergia.com.br
+55 11 97050 3143



Vinicius David

Market Analyst

vinicius.david@thymosenergia.com.br
+55 11 3192 9107



Mauricio Goulart


Market Analyst


mauricio.goulart@thymosenergia.com.br
+55 11 3192 9100


Este *White Paper* possui o exclusivo intuito de discutir e promover o debate sobre o atual estado do mercado do Texas. Ele não representa um trabalho de consultoria ou uma recomendação formal. Desse modo, não se pode atribuir à Thymos Energia qualquer responsabilidade por decisões empresariais ou relacionadas a políticas públicas que sejam tomadas e refiram-se a este documento. A Thymos Energia não pode assegurar a precisão das informações descritas neste trabalho, observando que as fontes utilizadas foram indicadas. É proibida a reprodução parcial ou integral deste trabalho sem a citação da fonte.

Thymos Energia

 thymosenergia@thymosenergia.com.br

 +55 11 3192 9100

 www.thymosenergia.com.br

 Av. das Nações Unidas, 11541 | 10º andar | 04578-907 | Brooklin | SP



AMCHAM

