

Ampliação do Mercado Livre de Energia Elétrica

Documento Complementar: Anexos

Preparado para

ABRACEEL

Maio de 2017

ANEXOS AO RELATÓRIO FINAL

PSR

Sumário

1	Anexo 1: Análises Quantitativas dos contratos legados.....	1
1.1	Atratividade da migração para o mercado livre	1
1.2	Valoração do encargo de repasse dos contratos legados.....	3
1.3	Simulação do preço de reserva do leilão de excedentes.....	5
2	Anexo 2: Valor do produto lastro pelo lado da oferta	8
2.1	Metodologia	9
2.1.1	Simulação da estratégia de comercialização do gerador	9
2.1.2	Cálculo do preço de lastro	11
2.2	Resultados: Projeto hidroelétrico.....	11
2.2.1	Premissas.....	11
2.2.2	Resultados	12
2.3	Resultados: Projeto Termoelétrico 100% flexível	14
2.3.1	Premissas.....	14
2.3.2	Resultados	14
3	Anexo 3: Experiência internacional com mercados de confiabilidade	19
3.1	Colômbia.....	19
3.2	Reino Unido	34
3.3	Irlanda	50
3.4	Turquia	63
3.5	Austrália ocidental	82
3.6	Estados unidos (PJM)	112
3.7	Chile.....	130

1 ANEXO 1: ANÁLISES QUANTITATIVAS DOS CONTRATOS LEGADOS

1.1 Atratividade da migração para o mercado livre

Como discutido na seção 4.4.3 do relatório principal, para que o cenário de migração voluntária se sustente, deve haver um equilíbrio entre as posições risco-retorno praticadas no ambiente de contratação livre e no ambiente de contratação regulada. Em nosso cenário base, admitimos que haveria uma migração relativamente rápida dos consumidores para o mercado livre com a liberalização, até o mercado potencial máximo estimado. Esta representação é condizente com a hipótese de que o preço do ACL seria bastante *atrativo* para boa parte dos consumidores, o que por sua vez é condizente com o tratamento *conservador* para a construção do cenário de migração devido à assimetria entre os dois tipos de erro como discutido na seção 3.1.3 do relatório principal.

Para uma análise quantitativa do atrativo da migração, é importante observar que um determinante importante para os preços praticados no mercado regulado são os custos dos contratos legados repassados às tarifas. Já os preços praticados no mercado livre são dependentes do preço de liquidação das diferenças (PLD), da expectativa dos agentes para a evolução futura do PLD, e em menor grau pelo custo marginal de expansão do sistema (devido a um argumento de equilíbrio de mercado). Com base em um cenário de expansão de longo prazo para o sistema elaborado pelo consultor, usando informações atualizadas sobre o custo das diferentes tecnologias e os critérios de operação do sistema, chega-se ao resultado apresentado na Figura 1-1.

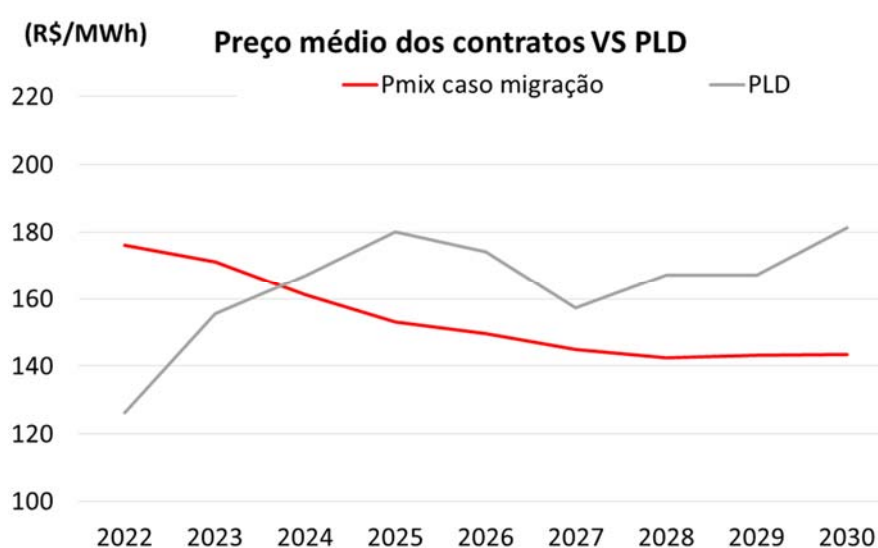


Figura 1-1 – Preço médio dos contratos no portfólio da distribuidora, comparado com o PLD esperado no longo prazo

Observa-se que o custo médio dos contratos legados, principal componente da Tarifa de Energia para o ACR, torna-se mais baixa do que o valor esperado para o PLD a partir do ano de 2024, alcançando um gap de aproximadamente 25 R\$/MWh no longo prazo. Observa-se que boa parte desta diferença é explicada pelos contratos de cotas, que têm custo mais baixo que o valor

de mercado da energia e que no cenário base de migração para o mercado livre têm uma participação crescente no portfólio da distribuidora: a análise é análoga à apresentada na seção 4.4.1 do relatório principal.

Embora esta comparação não possa ser dada como conclusiva devido ao alto grau de incerteza na projeção do PLD, cabe uma discussão mais profunda sobre como o mercado se desenrolaria caso uma situação como esta efetivamente se materialize. Observa-se que, como os preços praticados no ACL tendem a ser próximos do PLD (ou ainda um pouco superiores, de modo a garantir uma margem de operação às comercializadoras), a migração para o mercado livre não é atrativa no cenário apresentado na Figura 1-1. Isto significa que seria necessário revisar o cenário base de migração: muitos dos consumidores, antecipando essa alta de preços, optariam por permanecer no mercado regulado (ou retornar para o mercado regulado depois de ter migrado). Quando os consumidores optam por não migrar para o mercado livre, a distribuidora deve compor o seu portfólio com novos contratos de energia existente de modo a atender ao seu mercado residual mais elevado. Esta situação é ilustrada na Figura 1-2.

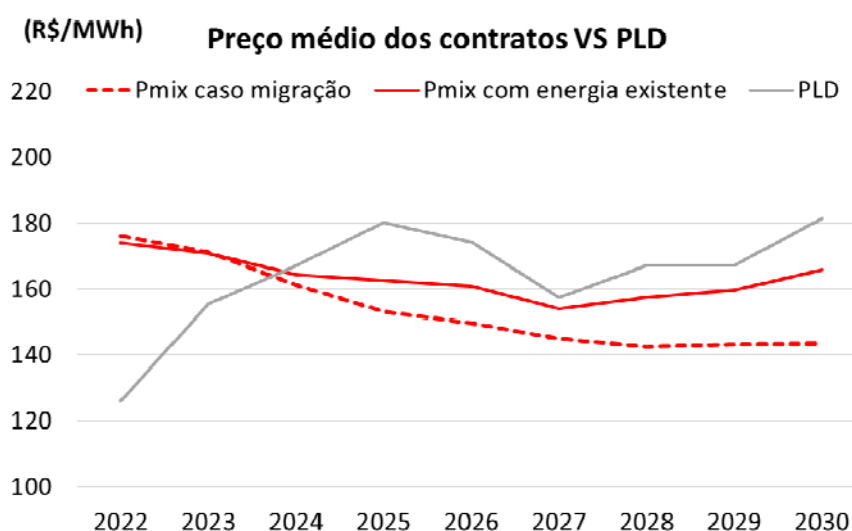


Figura 1-2 – Preço médio dos contratos no portfólio original e no portfólio com adição de contratos de energia existente, comparado com o PLD esperado no longo prazo

Observa-se que, como o custo da energia existente é mais sensível ao PLD esperado, o custo médio da distribuidora aumenta, reduzindo a distância entre os preços praticados no mercado regulado e os preços praticados no mercado livre. Entretanto, observa-se que o custo do mercado regulado mantém uma pequena vantagem sobre o custo do mercado livre – e além disso os preços no mercado livre tendem a ser mais voláteis de um modo geral, o que também colabora para reduzir o incentivo à migração.

Consequentemente, há a possibilidade real de que os benefícios artificiais conferidos ao mercado regulado virtualmente eliminem o benefício da migração para os consumidores individuais. Considerando que a abertura do mercado no Brasil e flexibilização na escolha do fornecedor

de energia têm grande potencial de trazer benefícios coletivos para o sistema, entretanto, é importante que o desenho de mecanismo não permitam que a herança dos contratos legados constitua um empecilho para a liberalização.

Uma potencial solução para a questão do equilíbrio entre o ACR e ACL e atratividade da migração é a *descontização* dos contratos que atualmente fazem parte do portfólio da distribuidora. Visto que os contratos de cotas são os principais responsáveis pelo baixo custo de portfólio aplicado ao mercado regulado, esta parece ser uma solução atraente para socializar o benefício entre todas as categorias de consumidores. Entretanto, é importante atentar para o fato de que o portfólio de contratos do consumidor regulado é complexo e inclui também alguns contratos *mais caros* do que o PLD esperado para o longo prazo, como ilustrado na Figura 1-3. É importante distribuir não apenas os benefícios mas também os custos associados aos contratos legados entre o mercado livre e o mercado regulado de forma justa.

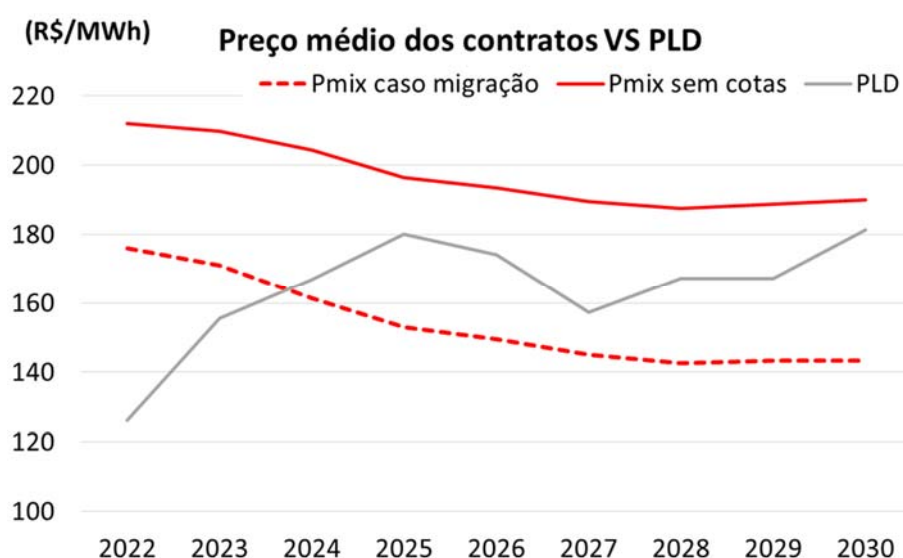


Figura 1-3 – Preço médio dos contratos no portfólio original e no portfólio com a remoção dos contratos de cotas, comparado com o PLD esperado no longo prazo

Cabe considerar que o mecanismo proposto na seção 5.2.5 do relatório principal para o tratamento dos contratos de lastro ajudaria a reduzir esta discrepância. Visto que os contratos legados no portfólio da distribuidora incluem o produto lastro além do produto energia, os consumidores regulados teriam uma redução no seu pagamento pelo encargo de lastro – o que ajudaria a mitigar o fato de o preço médio do portfólio de contratos da distribuidora ter um custo estimado mais elevado que os preços de mercado. O equilíbrio entre o mercado regulado e o mercado livre passa a depender, portanto, de uma análise do preço do lastro para o sistema. Este tema será trabalhado no Anexo 2.

1.2 Valoração do encargo de repasse dos contratos legados

Uma maneira de solucionar o desafio apresentado na seção anterior de se manter um equilíbrio entre o ACR e o ACL evitando o colapso de qualquer um dos dois mercados é estabelecer um novo ponto de referência para a socialização dos custos e benefícios de todo o bloco de contratos

legados. Como apresentado na seção 4.4.4 do relatório principal, um leilão de energia existente ou leilão de excedentes poderia ser usado para determinar esta referência. Desta forma, tanto contratos “baratos” quanto contratos “caros” teriam o mesmo tratamento, e o custo dos contratos legados seria dividido em duas componentes:

- A componente correspondente à diferença de custo entre os contratos legados e o preço de referência pode ser tratada como um legado histórico pelo qual nenhum agente em específico é responsável, e portanto que deve ser socializada entre todos os consumidores;
- A segunda componente representa uma remuneração pela estratégia de comercialização de cada agente individual, e é dada pela diferença entre o preço de referência e o valor dos novos contratos firmados.

A PSR formulou uma metodologia de cálculo para que fosse possível quantificar o valor do encargo correspondente à primeira componente, que seria pago pelos consumidores caso houvesse o repasse dos contratos legados. Em tal formulação considerou-se:

- Custos afundados relacionados aos contratos legados (Receita fixa dos contratos, custos com combustível e exposição ao mercado de curto prazo);
- Cotação de metade da energia de Itaipu, cujo custo associado seria somente o de O&M;
- Venda da quantidade de garantia física total associada ao portfólio a um preço correspondente ao valor esperado do PLD (indicativo do preço de referência estimado);
- Liquidação de qualquer montante residual (diferença entre a quantidade recebida nos contratos legados e a quantidade vendida) a PLD.

$$Enc = \frac{RF_{legados} + COP + CEC + 0.5 G_{Itaipu} \times (RAG - PLD) + Q_{legados} \times (PLD - E[PLD]) - D_{sist} \times PLD}{D_{sist}}$$

O resultado deste cálculo é apresentado na Figura 1-4 a seguir:

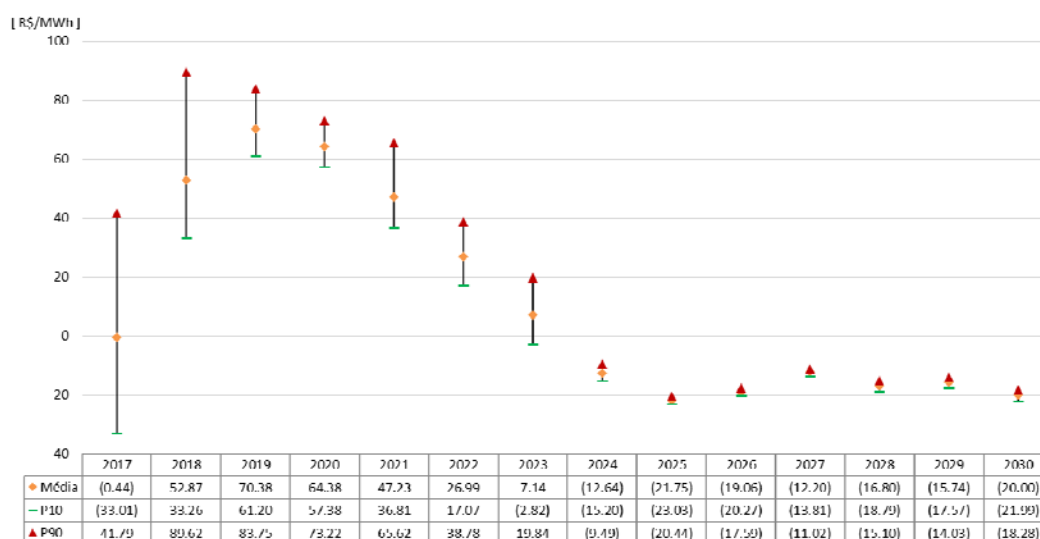


Figura 1-4 – Valor do encargo associado aos contratos legados, socializado entre todos os consumidores

Observa-se que no curto prazo, período no qual estima-se uma sobreoferta do sistema e consequentemente uma baixa do PLD, o valor do encargo é sempre positivo e, portanto, representa um custo a ser socializado entre os consumidores. A partir de 2024, quando o valor do PLD volta a patamares mais elevados, o sinal desse encargo se inverte, sinalizando um ganho para os consumidores. Este resultado é condizente com as observações apresentadas nas seções anteriores: em particular, o fato de que no longo prazo a influência dos contratos de cotas é a mais perceptível.

1.3 Simulação do preço de reserva do leilão de excedentes

Como discutido na seção 4.2.2 do relatório principal, a tomada de decisão de ajuste da posição contratual das distribuidoras no leilão de excedentes deve levar em conta a aversão ao risco do consumidor e o fato de que sempre existe a possibilidade de permanecer exposto à volatilidade dos preços spot – o que naturalmente resulta um preço mínimo abaixo do qual o agente prefere não vender o seu excesso contratual no leilão.



Figura 1-5 – Ilustração dos elementos considerados para tomada de decisão do consumidor regulado

Visto que o portfólio de contratos da distribuidora é complexo, entretanto, a tomada de decisão do consumidor deve levar em consideração não apenas a distribuição de probabilidades do PLD, mas também a sua correlação com a composição do portfólio de contratos: os contratos de cotas e contratos por disponibilidade térmicos, por exemplo, têm quantidades associadas variáveis que dependem do cenário hidrológico. Consequentemente, a representação das preferências do consumidor é em si desafiadora.

A título de exemplo, representamos na Figura 1-6 o efeito que o leilão de excedentes teria para o ano de 2024, ao se passar de uma posição 20% sobrecontratada (em azul) para uma posição equilibrada. Observa-se que o ajuste de posição contratual no leilão de excedentes leva a uma redução na probabilidade dos eventos mais extremos de *downside* (representados pelos eventos mais à esquerda no gráfico, onde a parcela a receber é pequena). Um consumidor avesso ao risco que utilize o *Conditional Value at Risk* (CVaR) na sua tomada de decisão, portanto, estaria disposto a aceitar uma redução no valor esperado da sua parcela a receber em troca da redução

de variabilidade conseguida com esse ajuste de posição contratual. Esta disposição a pagar, calculada como sendo ótima do ponto de vista do consumidor, se traduziria em um preço mínimo aceitável para o leilão de excedentes *inferior* ao PLD esperado.

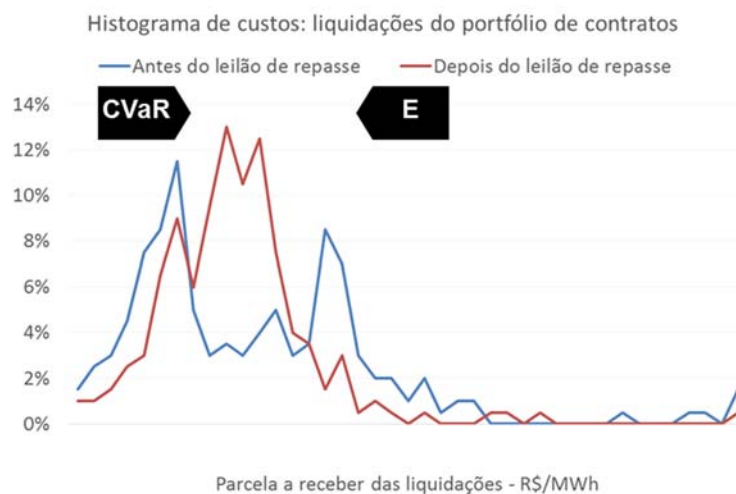


Figura 1-6 – Histograma ilustrativo de liquidações na CCEE – cenário 2024

Curiosamente, entretanto, nem todos os anos apresentam este mesmo comportamento. Devido à complexidade dos contratos que compõem o portfólio, há a possibilidade de que a passagem da posição 20% sobrecontratada para a posição de equilíbrio contratual resulte em uma *piora* dos cenários mais extremos que compõem o *Conditional Value at Risk* (CVaR). Esta situação é ilustrada na Figura 1-7, novamente a título ilustrativo, para o ano de 2022. Em anos como este, a vulnerabilidade a eventos de *downside* (que podem estar associados, por exemplo, a PLD alto associado a baixa produção hidrelétrica) é tão elevada que o consumidor prefere manter-se sobrecontratado de modo a evitar os cenários mais críticos. Consequentemente, o preço exigido pelo consumidor para o repasse de excedentes no leilão deve ser elevado (maior que o valor esperado do PLD) de modo a compensar esta maior exposição ao risco.

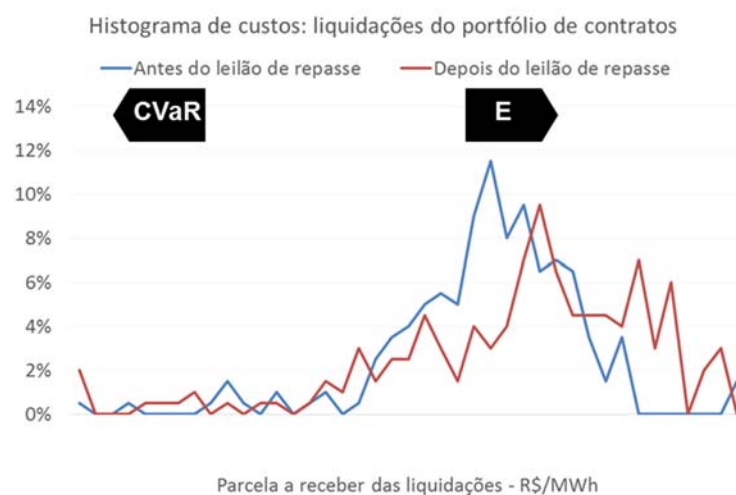


Figura 1-7 – Histograma ilustrativo de liquidações na CCEE – cenário 2022

Simulando a evolução do portfólio da distribuidora e a correlação dessas liquidações com o PLD, é possível identificar a cada ano o valor mínimo aceitável para o preço do leilão de excedentes do ponto de vista do consumidor. Para estas simulações, admitimos que a função objetivo do consumidor toma a seguinte forma:

$$(1 - \lambda) \times E + \lambda \times \text{CVaR}$$

Onde E é o valor esperado das liquidações do portfólio na CCEE, CVaR representa o *Conditional Value at Risk* com nível de segurança de 10% para esta mesma variável, e o parâmetro λ representa o coeficiente de aversão ao risco do consumidor. Observa-se que para um consumidor neutro ao risco ($\lambda = 0$) o preço mínimo aceitável¹ para o leilão de excedentes sempre corresponde ao valor esperado do PLD para aquele ano. Além disso, dependendo do formato da curva de distribuição de probabilidades das liquidações do portfólio (como representado anteriormente para os anos de 2022 e 2024), o preço de reserva do leilão para um consumidor avesso ao risco pode ser superior ou inferior ao valor esperado do PLD. A Figura 1-8 ilustra os resultados obtidos: observa-se que para um coeficiente de aversão ao risco entre zero e um o preço de reserva sempre se encontra entre as curvas de neutralidade ao risco e de máxima aversão ao risco.



Figura 1-8 – Representação do preço de reserva para o leilão de excedentes com diferentes níveis de aversão ao risco do consumidor

¹ Segundo a nomenclatura aplicada na literatura internacional de leilões, este preço mínimo é denominado um “preço de reserva” para o leilão, abaixo do qual nenhuma energia é vendida

2 ANEXO 2: VALOR DO PRODUTO LASTRO PELO LADO DA OFERTA

A separação dos produtos lastro e energia fará com que os geradores tenham, basicamente, duas fontes distintas de receita: uma fixa, proveniente do pagamento pelo lastro em si, e outra variável, proveniente da venda da energia produzida – que poderá ser feita no mercado *spot* ou através de contratos bilaterais.

Deste modo, a avaliação econômica de novos empreendimentos de geração passará, necessariamente, pela projeção de ambas as receitas, e o preço de lastro que o investidor ofertará no leilão dependerá da expectativa que ele tem em relação a renda que obterá com a venda do produto energia. Em outras palavras, quanto mais otimista for o investidor em relação a venda da energia de sua usina, menor será a receita fixa (obtida com a venda de lastro) que ele precisará para tornar seu projeto economicamente viável.

Sob esta ótica, a presente seção traz os resultados de diferentes simulações, realizadas com o objetivo de estimar o preço de lastro que geradores ofertariam em um leilão.

Cabe ressaltar que as análises realizadas neste trabalho consideram apenas a ótica do investidor, tendo como resultado o preço do lastro que garante uma taxa interna de retorno pré-definida e sob determinado nível de risco. Desta forma, os valores de lastro resultantes desta análise podem ser diferentes por fonte, uma vez que refletem a necessidade de remuneração para recuperar o investimento e custo fixo de diferentes estruturas de custos e que estão sujeitas a diferentes volatilidades de receita do produto energia. Conforme discutido anteriormente neste relatório, a justificativa para contratar fontes com preços de diferentes de lastro está nos distintos atributos de cada uma. A análise do valor destes atributos foge do escopo deste trabalho.

É importante ressaltar também que as análises realizadas consideram apenas a hidrologia como variável estocástica. Os fluxos de caixa apresentados neste relatório não consideram os impactos no PLD e na geração das usinas causados pela incerteza no:

- Crescimento da demanda;
- Expansão da oferta de geração (volume e mix tecnológico);
- Expansão da transmissão; e
- Incertezas regulatórias que podem afetar a formação do preço de energia no mercado de curto prazo (e.g. alteração nos mecanismos de aversão ao risco, precificação horária, alteração do piso e teto, etc.).

Por fim, cabe ressaltar que existe metodologia para realizar o cálculo do valor do produto lastro pelo lado da demanda. Nesta abordagem, o valor do produto lastro é utilizado para recuperar duas parcelas principais:

- O *missing money* do sistema, causado pelo fato de o PLD não refletir os verdadeiros custos marginais de operação. Isto pode ocorrer, por exemplo, devido à aplicação de piso e teto no custo marginal de operação, despacho fora da ordem de mérito, e formação de preços semanal por bloco ao invés de horária;
- Aversão ao risco do gerador à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

Esta abordagem de cálculo do preço do lastro pelo lado da demanda não foi utilizada neste estudo.

2.1 Metodologia

A estimativa do preço do lastro é feita a partir da simulação da tomada de decisão de um investidor. Ela é calculada como sendo igual à renda (fixa) extra, complementar àquela obtida com a venda do produto energia, necessária para que o investidor obtenha a remuneração desejada a um determinado nível de aversão ao risco.

A estimação, portanto, é feita em duas etapas. Na primeira, calcula-se a renda da usina com a venda da energia produzida, através da simulação do resultado da estratégia de comercialização de energia do gerador no mercado livre. Em seguida, calcula-se, na segunda etapa, a receita fixa anual necessária para tornar o projeto economicamente viável, segundo um critério de rentabilidade e um nível de aversão ao risco definido (por exemplo, a taxa interna de retorno (TIR) real para o acionista é maior que 11% em 95% dos cenários simulados).

As simulações foram realizadas com o modelo de otimização Optfólio®, desenvolvido pela PSR, que permite: (i) calcular o fluxo de caixa estocástico de um projeto de geração, utilizando como variáveis aleatórias o PLD, preços no mercado livre e geração da usina (ou GSF no caso de hidrelétrica); (ii) calcular uma estratégia de contratação do produto energia ao longo do tempo e para diferentes conjunturas (estados operativos) do sistema. O fluxo de caixa estocástico permite ter como resultado uma distribuição de probabilidade da TIR do acionista e de outras variáveis de interesse, como por exemplo o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD). A estratégia de contratação estabelece montantes de produto energia que seriam vendidos ao longo do período de análise, dependendo do estado do sistema. Por exemplo, se os reservatórios estiverem cheios e a perspectiva for de energia secundária e baixos valores de PLD, a estratégia de contratação seria contratar a totalidade da garantia física da usina no centro de gravidade. Em um estado operativo onde os reservatórios estão baixos e a perspectiva é de baixo GSF e elevado PLD, a estratégia ótima pode ser de reduzir o montante contratado do produto energia para reduzir o risco do deslocamento hidráulico ou mesmo vender energia no mercado spot.

O modelo Optfólio® utiliza como dados de entrada os parâmetros técnicos da usina (potência instalada, disponibilidade, custo de combustível, etc.), dados econômico-financeiro (CAPEX, OPEX e estrutura de financiamento) e os cenários de geração e PLD. Estes cenários são fornecidos pelo modelo SDDP®, também desenvolvido pela PSR.

A seguir, as etapas de cálculo da renda proveniente de ambos os produtos energia e lastro são descritas em maiores detalhes, e os resultados são apresentados na subseção seguinte.

2.1.1 Simulação da estratégia de comercialização do gerador

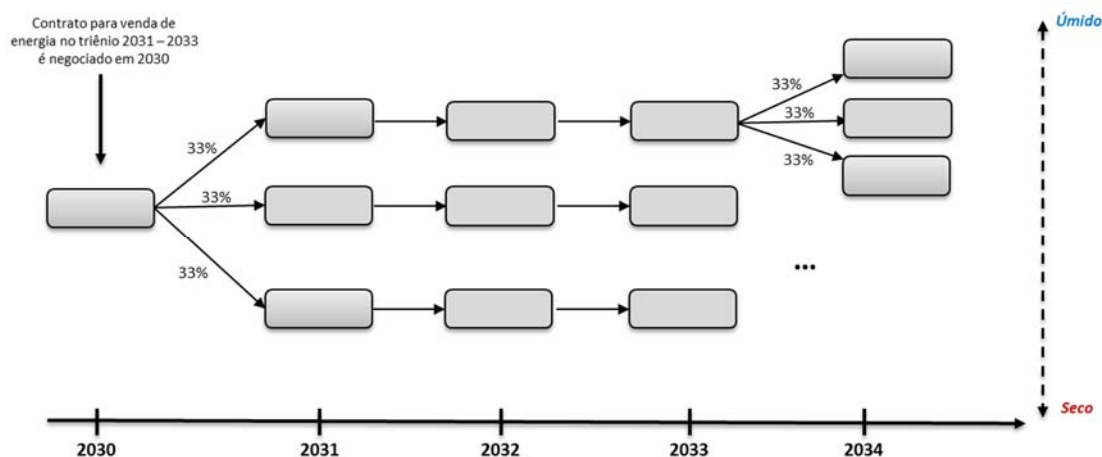
Algumas hipóteses básicas são feitas a respeito da estratégia de comercialização de energia do gerador. São elas:

1. Qualquer venda de energia no mercado livre é feita através de contratos de 3 anos de duração.

2. Cada um desses contratos é negociado no ano imediatamente anterior ao seu início de suprimento. Por exemplo, a venda da energia para o período de 2031 a 2033 é feita em 2030.
3. Qualquer sobra ou déficit de energia, em relação ao montante contratado, é liquidado no mercado *spot*.

Observe que a adoção da hipótese (2) exige que se tenha uma projeção dos preços de contratos (de três anos, no caso) que serão observados no futuro, no momento efetivo da venda da energia. Tal projeção foi feita utilizando uma árvore de decisão, de discretização anual, na qual cada nó correspondente a um ano de negociação abre-se em outros três no ano seguinte, e as séries de preços/geração são agrupadas (clusterizadas) em cada caminho da árvore de acordo com a hidrologia das mesmas no ano em questão.

A figura abaixo apresenta, de forma simplificada, a estrutura da árvore. Na ilustração, o contrato de venda para o triênio 2031-2033 é negociado no ano 2030; o de venda para o triênio 2034-2036, no ano 2033. Note que, conforme mencionado, a árvore se ramifica somente nos anos de negociação de contratos.



Cada caminho na árvore contém um subconjunto das séries utilizadas na simulação, e representa uma clusterização da evolução dos preços *spot*, de acordo com a evolução da hidrologia.

Finalmente, dada a árvore de decisão e as séries associadas a cada um de seus caminhos, o preço estimado para os contratos de venda é definido como sendo a média do PLD para o triênio correspondente, calculada utilizando apenas as séries pertencentes àquele caminho. No caso da figura acima, o preço que, projeta-se, será observado em 2030, para um contrato de venda de energia no triênio 2031-2033, é igual a média do PLD observada no caminho correspondente. A premissa por detrás é que com a separação lastro energia não haveria o *spread* sobre o PLD na precificação dos contratos. Desta forma, a melhor estimativa para o preço do contrato em um sistema em equilíbrio é o valor esperado do PLD.

Definidas a árvore e os preços projetados no ACL, a estratégia de comercialização do gerador é simulada, e obtém-se a distribuição de probabilidade do resultado auferido pelo gerador com a venda de energia.

2.1.2 Cálculo do preço de lastro

O preço do lastro é definido a partir da renda complementar necessária para tornar o projeto economicamente viável, segundo um critério de rentabilidade definido e um nível de risco. Para o nível de risco utilizou-se como premissa o Valor em Risco (VaR) de 95% (rentabilidade que possui 95% de probabilidade de ser superada), métrica denominada de TIR VaR_{95%} neste projeto. Para estimar qual é esta rentabilidade, assumiu-se que, no mundo com separação de lastro e energia, os geradores pediriam a mesma TIR VaR_{95%} almejada nos contratos atuais com venda de lastro junto com a energia. Como o ambiente com separação de lastro e energia, onde o produto energia é vendido em contratos de 3 anos, imputa ao gerador maior volatilidade ao seu fluxo de caixa quando comparado com o ambiente onde lastro e energia são vendidos em contratos de longo prazo (30 anos para hidrelétrica e 20 anos para eólica e termelétrica), a manutenção da mesma TIR VaR_{95%}, resulta em um aumento da rentabilidade média do projeto.

Para calcular a TIR VaR_{95%}, assume-se, inicialmente, que um investidor exige uma TIR média (real) de 12% para investir em um projeto novo. Em seguida, calcula-se qual o preço que seria ofertado, por este mesmo investidor, em um leilão regulado, a fim de obter a rentabilidade média desejada. A partir do preço calculado, e dos cenários de preço/produção utilizados na etapa anterior, calcula-se a TIR VaR_{95%} do projeto.

Dada a distribuição do resultado da venda de energia, calculado na etapa 1, o preço do lastro é, então, definido como sendo o valor que proporcionará, ao gerador, a renda complementar necessária para que a TIR VaR_{95%} da distribuição de seu resultado agregado – venda de lastro mais venda de energia – seja igual a TIR VaR_{95%} calculada sob a hipóteses de participação do empreendimento no leilão regulado.

2.2 Resultados: Projeto hidroelétrico

2.2.1 Premissas

As seguintes premissas foram adotadas em relação às características do projeto hidroelétrico padrão considerado no estudo:

- **Cenário de preços:** PSR Jan-2017, 200 séries (com extensão a partir de 2032, até 2055, repetindo os últimos 5 anos)
- **Usina:** UHE padrão
- **Submercado:** Sudeste
- **Pot. Instalada:** 185 MW
- **Pot. Disponível:** 167 MW
- **Garantia Física:** 100 MW
- **CAPEX:** \$ 5000 por kW-instalado (total de \$ 925 milhões)
- **Equity:** 40% (\$ 370 milhões)
- **Debt:** 60% (\$ 555 milhões)
- **Tempo de Construção:** 5 anos (2021 a 2025)
- **Prazo do Financiamento:** 20 anos
- **Taxa de Juros:** 12% nominal, a.a.
- **Depreciação:** 30 anos (straight-line)
- **Sistema de Amortização:** PRICE
- **Período de Operação:** 30 anos (2026 a 2055)
- **O&M Fixo:** 64.8 \$/kW-inst/ano (12 de custo fixo + 52.8 de TUST)
- **O&M Variável:** 4 \$/MWh
- **Alíquota de Imposto de Renda:** 34% (25% de IR + 9% de CSLL)
- **Alíquota de IVA:** 9.25%
- **Inflação:** 4.5% a.a.

2.2.2 Resultados

Foram realizadas simulações para quatro cenários distintos:

1. Venda em um leilão regulado
 - Usina vende de 95% da sua garantia física, observada no centro de gravidade, em um leilão regulado, através de um contrato por quantidade padrão
2. Usina 100% merchant, sem pagamento de lastro
 - Usina vende 100% energia produzida no mercado spot, porém não recebe nada pelo lastro
3. Usina 100% merchant, com pagamento de lastro
 - Usina vende 100% energia produzida no mercado spot e recebe um pagamento por lastro
4. Venda no mercado livre, com pagamento de lastro
 - Usina vende sua energia no ACL, através de contratos de 3 anos de duração, negociados no ano imediatamente anterior ao início de suprimento, e recebe um pagamento por lastro

Na simulação do cenário (1), verifica-se que o preço de venda no ACR necessário para que o investidor obtenha uma TIR média de 12% é de 195 R\$/MWh. Neste caso, a TIR VaR_{95%} que ele observa é de 11.3%. Isto significa que a incerteza com relação ao PLD e GSF reduz a rentabilidade do projeto em 0.7 pontos percentuais, considerando o VaR de 95%. Esta rentabilidade, conforme descrito anteriormente, será o valor alvo utilizado para a estimação do preço de lastro que o investidor ofertaria em um leilão.

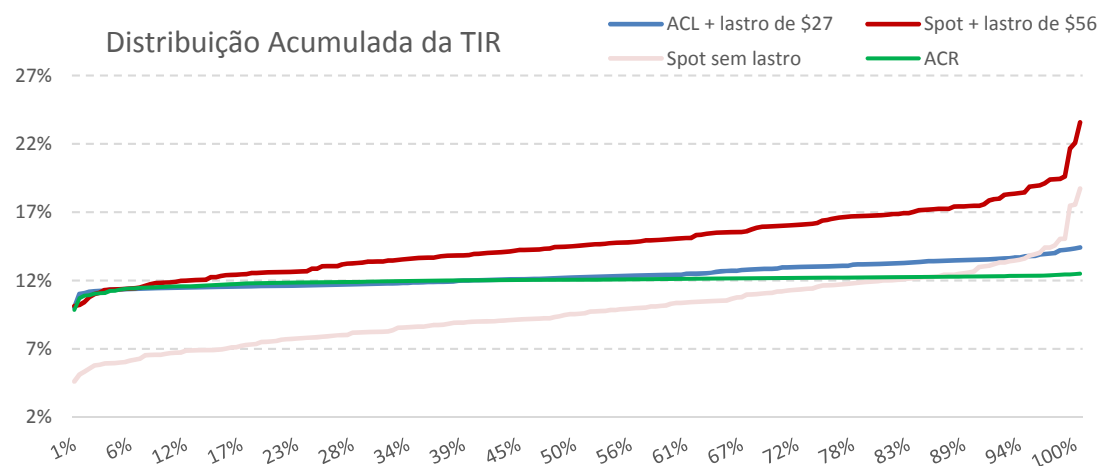
A tabela a seguir apresenta a TIR média, a TIR VaR_{95%} e o preço de lastro associado, para cada um dos quatro cenários:

Cenário	TIR média	TIR VaR _{95%}	Preço de lastro associado
1	12.0%	11.3%	<i>não se aplica</i>
2	9.8%	6.0%	<i>não se aplica</i>
3	14.8%	11.3%	56 R\$/MWh
4	12.3%	11.3%	27 R\$/MWh

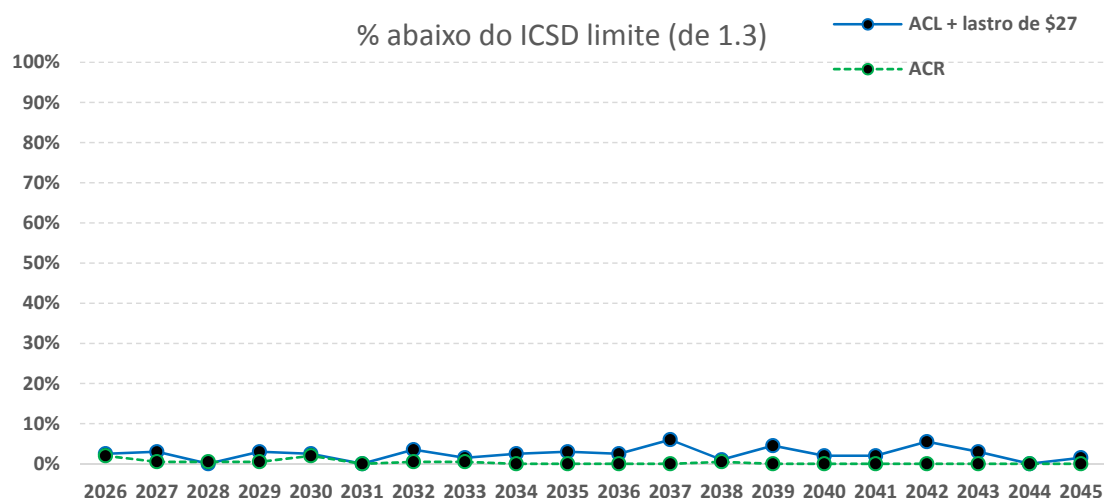
Observa-se que, devido à grande incerteza no PLD, o investidor do projeto acabaria por cobrar um preço de lastro significativo, em torno de 56 R\$/MWh de garantia física, para aceitar desenvolvê-lo, ainda que sua TIR média, de quase 15%, esteja substancialmente acima daquela obtida no cenário de venda no ACR.

No entanto, conforme pode ser observado no cenário (4), caso exista um mercado líquido de contratos de médio/longo prazo (3 anos, por exemplo), no qual o investidor possa trabalhar sua exposição ao mercado *spot*, aumentando ou reduzindo-a de acordo com suas expectativas em relação a hidrologia futura, o investidor pode reduzir significativamente – em torno de 50%, segundo as simulações feitas – o preço que cobrado em um leilão de lastro. Evidentemente que este preço aumenta à medida que a liquidez do mercado migra para contratos de mais curto prazo. Porém, no limite, chega-se no caso ilustrado no cenário (3).

A figura a seguir apresenta a distribuição de probabilidades acumulada da TIR para os 4 cenários simulados.



Por fim, a figura abaixo ilustra a probabilidade de o projeto **NÃO** atingir o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) mínimo, de 1.3, nos cenários (1) e (4). Observe que no caso de venda no ACL, a probabilidade de o projeto não cobrir o ICSD mínimo é, apenas, ligeiramente maior que para o caso de venda em um leilão regulado. Se necessário, este valor pode ser reduzido mexendo-se na proporção dívida/equity do projeto.



2.3 Resultados: Projeto Termoelétrico 100% flexível

2.3.1 Premissas

As seguintes premissas foram adotadas em relação às características do projeto termoelétrico 100% flexível utilizado no estudo, também com características padrão:

- **Cenário de preços:** PSR Jan-2017, 200 séries (com extensão a partir de 2031, até 2045, repetindo os últimos 5 anos)
- **Usina:** Térmica GN 100% flexível
- **Submercado:** Sudeste
- **Pot. Instalada:** 125.9 MW
- **Pot. Disponível:** 119.7 MW
- **Garantia Física:** 100 MW
- **CAPEX:** \$ 3787 por kW-instalado (total de \$ 476.8 milhões)
- **Equity:** 30% (\$ 143.0 milhões)
- **Debt:** 70% (\$ 333.7 milhões)
- **Tempo de Construção:** 2 anos (2024 e 2025)
- **Prazo do Financiamento:** 16 anos
- **Taxa de Juros:** 12% nominal, a.a.
- **Depreciação:** 15 anos (straight-line)
- **Sistema de Amortização:** PRICE
- **Período de Operação:** 20 anos (2026 a 2045)
- **O&M Fixo:** 275.32 \$/kW-inst/ano (35 de custo fixo + 52.8 de TUST + 187.52 de ship-or-pay de gás)
- **O&M Variável:** 5 \$/MWh
- **CVU:** 257.93 \$/MWh
- **Alíquota de Imposto de Renda:** 34% (25% de IR + 9% de CSLL)
- **Alíquota de IVA:** 9.25%
- **Inflação:** 4.5% a.a.

2.3.2 Resultados

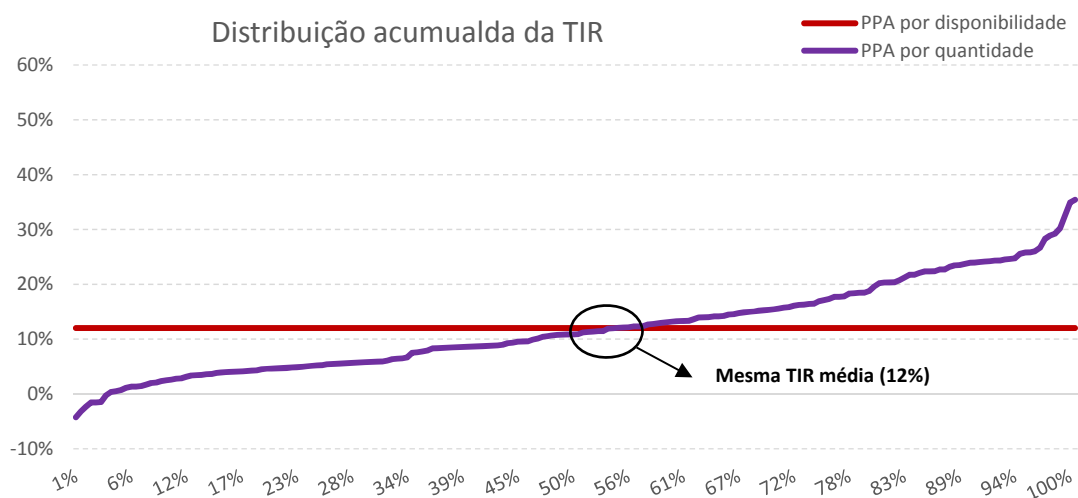
De modo semelhante ao caso da hidroelétrica, foram realizadas simulações para 3 cenários distintos:

1. Venda em um leilão regulado, por disponibilidade

- Usina vende sua garantia física, observada no centro de gravidade, em um leilão regulado, através de um contrato por disponibilidade padrão
2. Venda em um leilão regulado, por **quantidade**
 - Usina vende sua garantia física, observada no centro de gravidade, em um leilão regulado, através de um contrato por quantidade padrão
 3. Venda no mercado livre, **com** pagamento de lastro
 - Usina vende sua energia no ACL, através de contratos de 3 anos de duração, negociados no ano imediatamente anterior ao início de suprimento, e recebe um pagamento por lastro

Na simulação do cenário (1), verifica-se que a receita fixa necessária para que o investidor obtenha uma TIR média de 12% é de 126 R\$/MWh. Pelas características do contrato por disponibilidade, no qual os custos variáveis de produção são pagos pelo consumidor, neste caso, a TIR $\text{VaR}_{95\%}$ que ele observa é, também, de 12%. Uma vez que não há incerteza na remuneração, o valor de 126 R\$/MWh pode ser interpretado como o preço necessário para o investidor remunerar seu capital, dado o objetivo de se obter uma remuneração de 12%.

A fim de capturar o impacto que a absorção do risco hidrológico, pelo investidor, teria na precificação da energia, foi feita a simulação do cenário (2), que é idêntico ao cenário (1), a exceção do tipo de contrato de venda de energia, que foi substituído por um contrato por quantidade. A figura a seguir ilustra a distribuição acumulada da TIR para ambos os cenários (1) e (2).

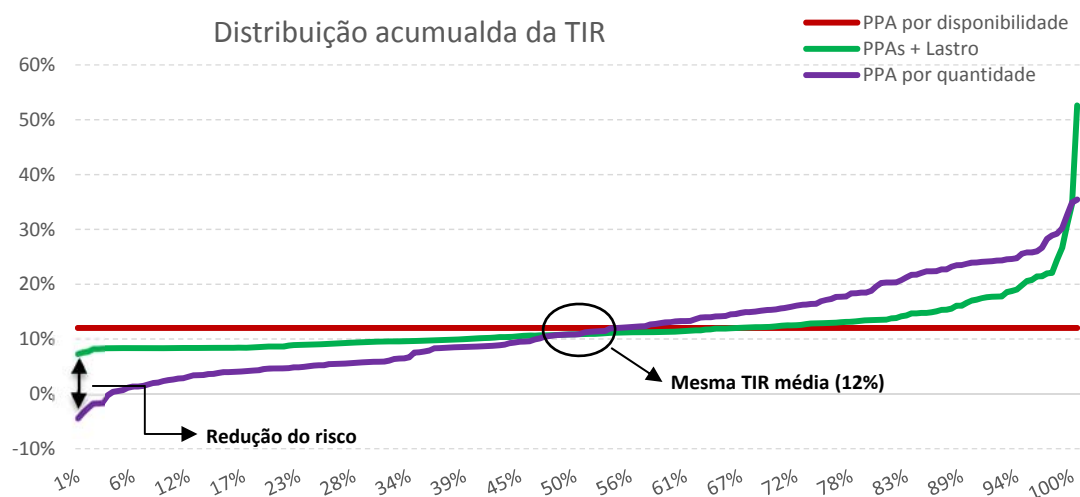


Evidentemente, não há incerteza na remuneração do investidor no contrato por disponibilidade, mas ela é significativa no caso do contrato por quantidade, no qual o gerador toma, para si, o risco hidrológico.

Pelas simulações do cenário (2), a fim de obter uma TIR média de 12%, o investidor cobraria, pelo contrato, um preço de 282 R\$/MWh. Ou seja, o prêmio para se assumir o risco da variabilidade da hidrologia é da ordem de 156 R\$/MWh, considerando que a tomada de decisão é feita pela média! Este valor, evidentemente, seria bem maior caso a métrica alvo na tomada de decisão fosse a TIR $\text{VaR}_{95\%}$.

O cenário (3), no qual se assume que há separação de lastro e energia, pode ser interpretado como um cenário intermediário entre o (1) e o (2): o gerador recebe uma receita fixa, de modo semelhante a um contrato por disponibilidade, e negocia a energia produzida no mercado livre, utilizando contratos por quantidade. A grande diferença, porém, está na liberdade que o gerador tem em sua estratégia de comercialização. Ao contrário do cenário (2), no qual ele assume um compromisso de longuíssimo prazo (20 anos), no cenário (3) seus compromissos tem um prazo bem menor (3 anos) e, portanto, podem ser adequados de acordo com a conjuntura hidrológica da época.

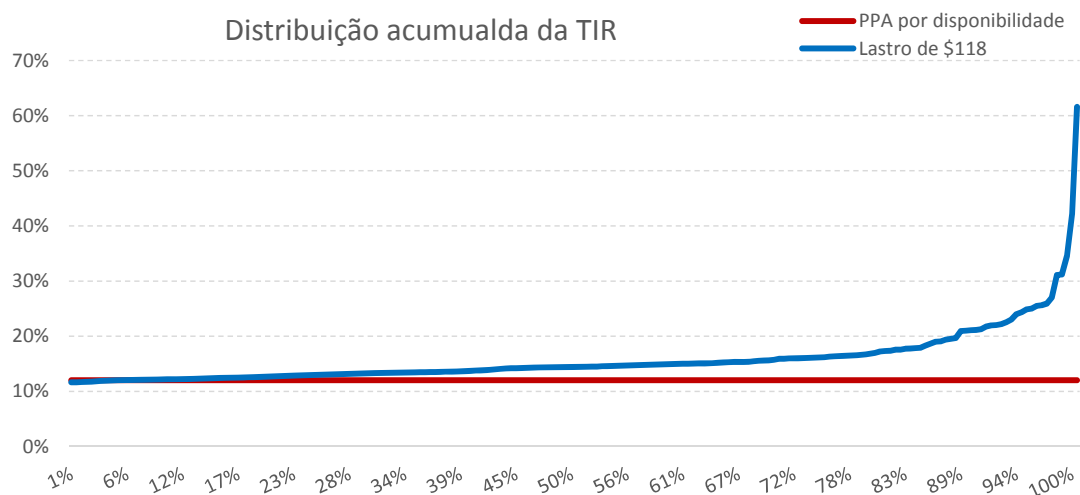
Esta liberdade reduz significativamente o risco do gerador, conforme ilustrado pela figura abaixo, que mostra a distribuição de probabilidade acumulada da TIR para os três cenários. Note que, para atingir a mesma TIR média de 12%, no cenário (3), o preço de lastro (receita fixa) cobrada pelo investidor seria 107 R\$/MWh. A receita restante, necessária para remunerar o investimento e *account for risks*, é obtida no mercado livre.



Assim como para o caso da hidroelétrica, foi feita uma simulação do cenário (3) assumindo que o investidor exige uma TIR $\text{VaR}_{95\%}$ de 12%, idêntica à que exige na participação de um leilão regulado ofertando um contrato por disponibilidade. A tabela a seguir apresenta a TIR média, a TIR $\text{VaR}_{95\%}$ e o preço de lastro associado, para os cenários (1) e (3):

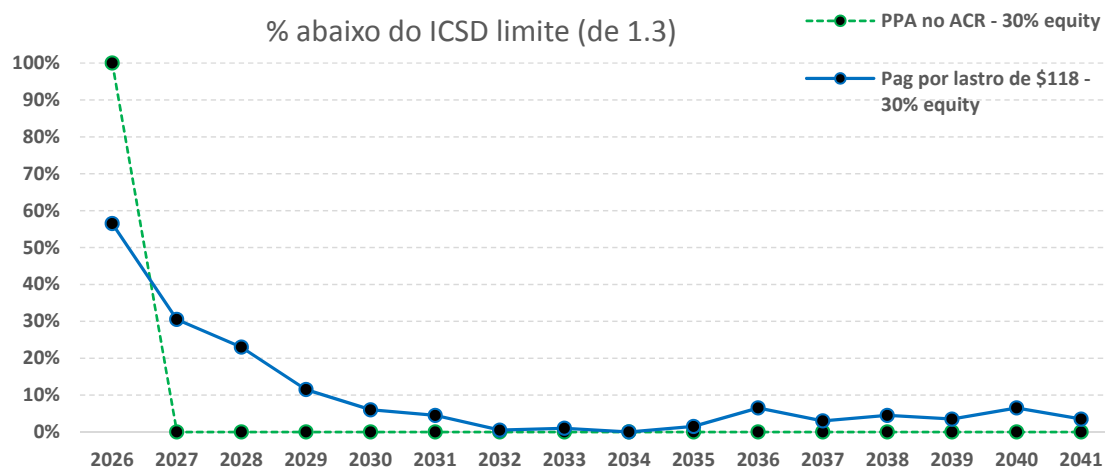
Cenário	TIR média	TIR $\text{VaR}_{95\%}$	Preço de lastro associado	Preço de venda no ACR
1	12.0%	12.0%	não se aplica	126 R\$/MWh
3	15.8%	12.0%	118 R\$/MWh	não se aplica

O valor do lastro cobrado pela térmica, neste caso, é de 118 R\$/MWh de garantia física. A figura a seguir apresenta a distribuição de probabilidades acumulada da TIR para os cenários (1) e (3).

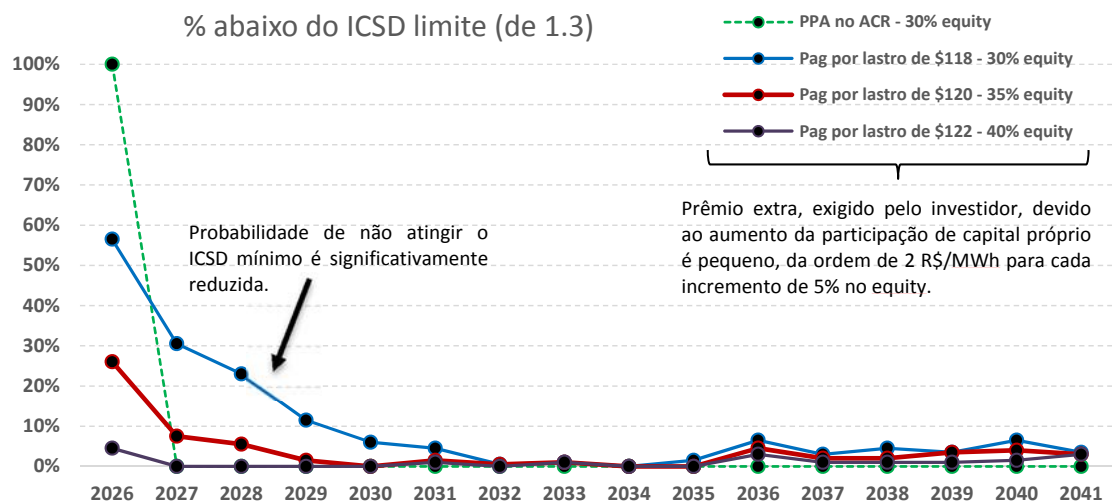


Observe que no caso de pagamento por lastro, todo o *upside* do projeto é capturado pelo próprio gerador, diferentemente do que ocorre em um contrato por disponibilidade, no qual o consumidor é beneficiado quando a usina é despachada.

Com relação a financiabilidade, a figura abaixo ilustra a probabilidade de o projeto NÃO atingir o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) mínimo, de 1.3, nos cenários (1) e (3). Diferentemente do que ocorreu para a hidroelétrica, é significativa a probabilidade de o projeto não atingir ao longo dos primeiros anos de operação, no caso de pagamento por lastro + venda no ACL. Isso já não ocorre no caso de venda através de um contrato por disponibilidade.



Entretanto, com um pequeno aumento na participação de capital próprio, de 30% para 35%, mantendo-se as hipóteses de sistema de amortização PRICE e TIR $\text{VaR}_{95\%}$ de 12%, esta probabilidade se reduz significativamente. A figura a seguir reproduz a anterior, ilustrando os resultados obtidos considerando uma participação de *equity* de 30%, 35% e 40%. Adicionalmente, na sua legenda é apresentado o preço de lastro que seria cobrado em cada situação, a fim de manter a TIR $\text{VaR}_{95\%}$ do projeto em 12%.



3 ANEXO 3: EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL COM MERCADOS DE CONFIABILIDADE

3.1 Colômbia

3.1.1 Antecedentes

3.1.1.1 Atributos do sistema e estrutura institucional

O sistema interconectado colombiano tem uma capacidade instalada de 14,6 GW, usado para atender a demanda de eletricidade de 62 TWh². A Colômbia tem interconexões internacionais com a Venezuela e o Equador, e opera principalmente como um exportador de eletricidade para esses mercados vizinhos. A energia hidrelétrica representa 68% da capacidade instalada do país, suportada pelo gás natural (14%), carvão (7%) e combustíveis líquidos (11%). Há uma exploração experimental de parques eólicos, com uma capacidade de 18 MW.

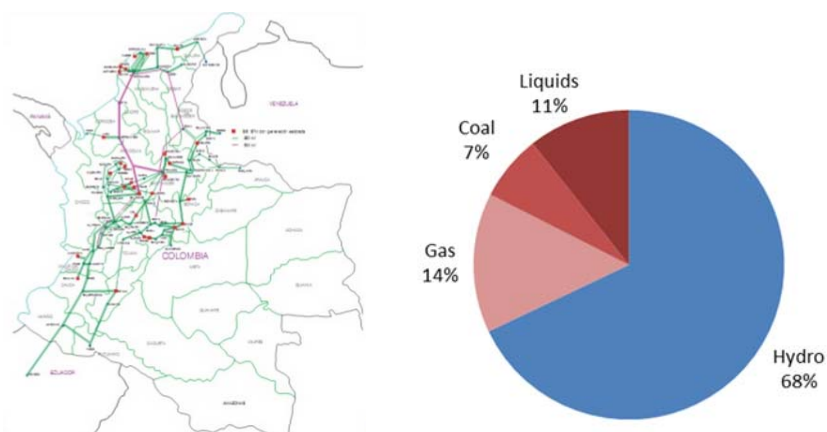


Figura 3-1: Rede elétrica e capacidade instalada na Colômbia (final de 2013)

O mercado de geração de eletricidade da Colômbia tem certas características de um oligopólio: 70% do mercado nas mãos dos quatro maiores players, constituído por EPM (estatal, 23% de geração), Emgesa (21%), Isagen (17%, estatal) e Gecelca (propriedade privada, 11%). Na época da reforma do mercado colombiano, em 1994, uma parte dos ativos de geração do Estado foram privatizados pela Endesa (que constitui a empresa Emgesa), enquanto a maior parte da capacidade instalada do país permaneceu nas mãos do Estado sob a EPM e a Isagen. Com a liberalização do mercado, a maioria dos novos atores se concentrou no segmento de geração térmica, que permanece mais diversificado - conforme ilustrado na Figura 3-2.

² Dados de 2014

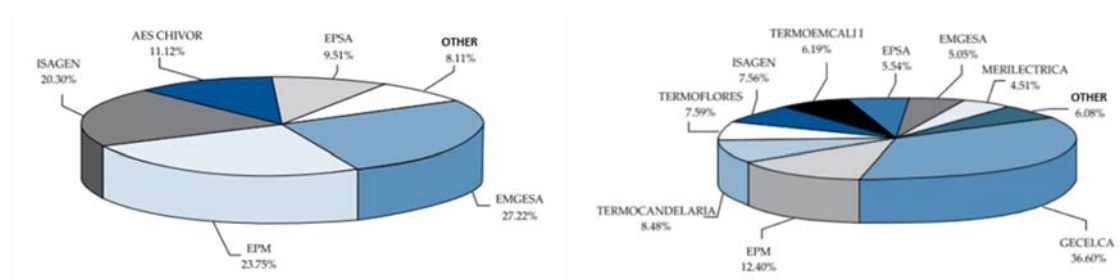


Figura 3-2: Participação dos agentes de Mercado na capacidade instalada hidrelétrica (esquerda) e térmica (direita) na Colômbia

Um aspecto importante do setor elétrico colombiano é a sua vulnerabilidade aos eventos El Niño - um fenômeno climático que ocorre tipicamente a cada poucos anos, alterando drasticamente os perfis de precipitação sazonal e tendo consequências negativas para os influxos às usinas hidrelétricas colombianas. A participação relativamente grande de usinas de petróleo no *mix* de eletricidade do país pode ser explicada em parte pela necessidade de manter a robustez do sistema mesmo durante eventos El Niño severos, quando a geração de todas as principais bacias hidrográficas na Colômbia deve ser reduzida simultaneamente. Mesmo que as fábricas a óleo tenham baixos fatores de capacidade e sejam onerosas de operar, elas podem representar uma alternativa atraente para fornecer capacidade de geração de emergência em tais condições.

3.1.1.2 Desenho de mercado

O mercado colombiano de energia elétrica é um mercado de "pool clássico", no qual os geradores submetem as ofertas de preço e quantidade de forma diária. O operador de mercado considera esses lances e uma curva de demanda prevista para cada hora do dia seguinte como insumos para um programa de otimização de despacho e produz um cronograma de geração que é enviado aos geradores no início da tarde. No entanto, os preços da eletricidade para fins de liquidação são calculados 24 horas após o fato e com base na procura de eletricidade observada - o que nem sempre pode coincidir com as previsões diárias. O operador do sistema utiliza um modelo de despacho sem restrições (ignorando os efeitos associados à rede de transmissão) na simulação que determina os preços de liquidação.

A Figura 3-3 ilustra os preços médios mensais históricos e os preços dos contratos nos mercados regulamentado e desregulamentado. Parece claro que o preço spot de eletricidade é principalmente impulsionado por ciclos plurianuais, que estão principalmente associados ao fenômeno El Niño - o pico de preços em 2009/2010 corresponde ao último evento El Niño na Colômbia, e os altos preços desde o segundo metade do ano de 2012 foram atribuídas à expectativa de um novo evento El Niño em 2013 e ao comportamento volátil do fluxo de água durante esse ano. Apesar dessas flutuações, os preços nos mercados regulado e desregulamentado permaneceram relativamente estáveis, devido à presença de mecanismos de *hedge* contra os riscos de preço.

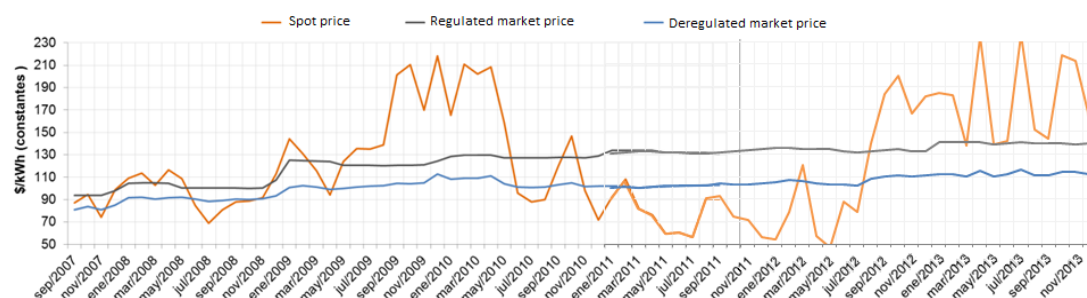


Figura 3-3 : Perfil de preços mensais na Colômbia (1 USD = 2000 COP).

A Figura 3-4 contrasta as flutuações diárias dos preços spot na Colômbia no ano de 2013 com as entradas diárias de hidrocarbonetos observadas. Os movimentos de preços podem ser vagamente associados às expectativas cambiantes dos geradores quanto à disponibilidade de recursos hídricos, embora a correspondência não seja exata. Outro fenômeno interessante destacado na Figura 3-4 é que a volatilidade horária dos preços dentro de cada dia é bastante pequena - especialmente quando comparada às flutuações de preços diárias, sazonais e plurianuais. Esta é uma característica dos mercados hidro-dominados, visto que as unidades hidroelétricas tendem a ser capazes de transferir facilmente a eletricidade de uma hora para a outra utilizando os seus reservatórios; mas estão sujeitas a incertezas quanto à disponibilidade de entradas futuras.

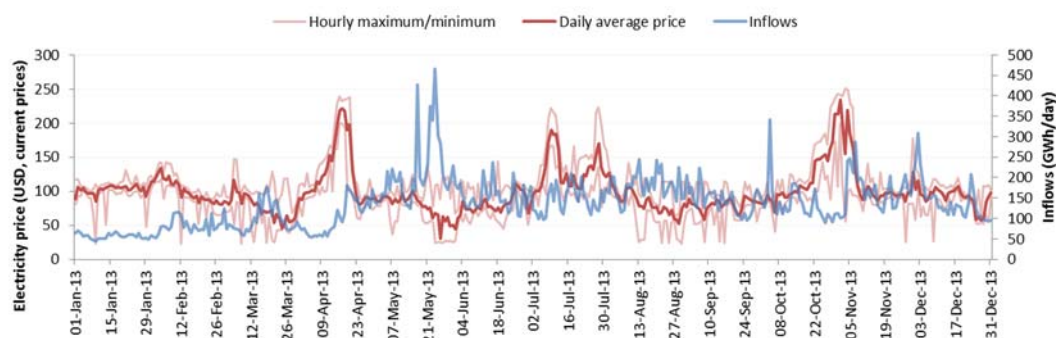


Figura 3-4 : Volatilidade (%) do preço spot mensal na Colômbia

3.1.1.3 Contexto e motivação para introduzir um mecanismo de confiabilidade

Em 1992, a Colômbia sofreu uma severa crise de eletricidade, associada a um evento El Niño particularmente forte. Essa ocorrência foi um fator chave para a primeira implementação da reforma colombiana do mercado de eletricidade em 1994, funcionando como um "gatilho" para a liberalização do mercado. Como consequência, a capacidade instalada do país aumentou rapidamente 40% entre 1991 e 1999, conforme ilustrado na Figura 3-5. Essa expansão foi impulsionada principalmente por investimentos privados em novas usinas térmicas, que foram remuneradas com um pagamento de capacidade e contribuiu para aumentar a robustez do sistema. Nesse sentido, a reforma do mercado colombiano tem sido inquestionavelmente bem-sucedida - embora dois eventos de El Niño mais severos do que o de 1992 tenham se materializado desde (como mostrado na figura abaixo), em nenhum deles havia uma necessidade de reduzir uma parcela da carga.

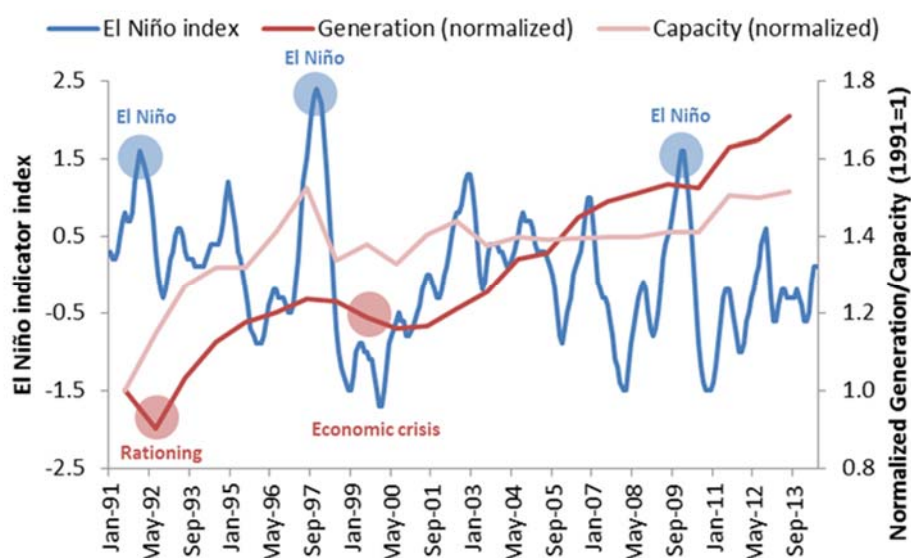


Figura 3-5: Evolução de importantes métricas do Mercado elétrico colombiano: index indicador El Niño, geração elétrica total (normalizada para 1991=1) e capacidade total instalada (o mesmo)

Na verdade, a Colômbia enfrentou o efeito oposto - ao invés de enfrentar problemas de adequação associados a um sistema insuficiente, mostrou sinais de excesso de oferta. Em grande parte, isso é atribuído a uma crise econômica que levou a uma queda na demanda de energia elétrica colombiana no final da década de 1990/início de 2000, como ilustrado na Figura 3-5. Como consequência, a capacidade instalada colombiana permaneceu quase constante durante vários anos, havia pouca necessidade de investir na expansão do sistema. Durante esses anos, embora o equilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema fosse confortável e os fatores de despacho das usinas termelétricas fossem muito baixos, os consumidores colombianos ainda precisavam remunerar as plantas por sua disponibilidade através de pagamentos de capacidade regulamentada. Isso levou a uma discussão sobre a introdução de mecanismos de mercado para contestar esses pagamentos de capacidade, já que em um contexto de excesso de oferta os consumidores poderiam estar pagando demais pela capacidade do sistema.

Como consequência, o mecanismo colombiano de confiabilidade emergiu como uma solução de mercado para o problema de determinar o preço da confiabilidade do sistema - não havia necessidade imediata de adicionar nova capacidade, contrariamente à situação em outros países da América do Sul. Apesar desta característica, o quadro proposto é suficientemente robusto para ser aplicável mesmo em situações muito diferentes - utilizando as forças do mercado para beneficiar o mecanismo para assegurar um equilíbrio entre a oferta e a demanda razoavelmente estável.

3.1.2 Solução projetada para a confiabilidade

3.1.2.1 Introduzindo um produto de confiabilidade

O esquema de pagamento de capacidade foi usado como uma fonte de inspiração para o projeto do mecanismo de confiabilidade da Colômbia - e uma importante característica desejável foi que os preços de confiabilidade poderiam ser obtidos a partir de um mecanismo de mercado, no qual geradores recebem incentivos corretos para licitar de acordo com sua capacidade real de fornecer confiabilidade ao sistema. O projeto escolhido para atender a essa exigência foi sob a forma de um contrato que se assemelha a uma opção de compra, que automaticamente impõe um passivo ao agente na proporção da quantidade de eletricidade que ele declarou que iria fornecer.

O funcionamento central das opções de confiabilidade da Colômbia é ilustrado na Figura 3-6. Em um mercado de energia somente, os consumidores pagariam simplesmente o preço spot elétrico em troca da eletricidade entregue pelos geradores - como representado pela receita (b). Em um mercado que adota pagamentos de capacidade regulamentada, o fluxo de receita (a) é adicionado ao *mix* - de tal forma que, independentemente da energia entregue e do preço spot, o fornecedor de capacidade confiável recebe um pagamento fixo em troca de simplesmente estar disponível em o sistema. O sistema colombiano de leilões de confiabilidade envolve a introdução do fluxo de receita (c) que vai no sentido oposto - representando um compromisso do provedor de capacidade confiável para compensar os consumidores sempre que o preço spot de eletricidade sobe mais que um determinado preço de exercício. Se o preço de exercício for muito elevado, de modo que é relativamente pouco provável que seja ultrapassado, espera-se que o fluxo de pagamento (c) seja próximo de zero e, portanto, o mecanismo de confiabilidade se aproxima da implementação do pagamento de capacidade "tradicional".

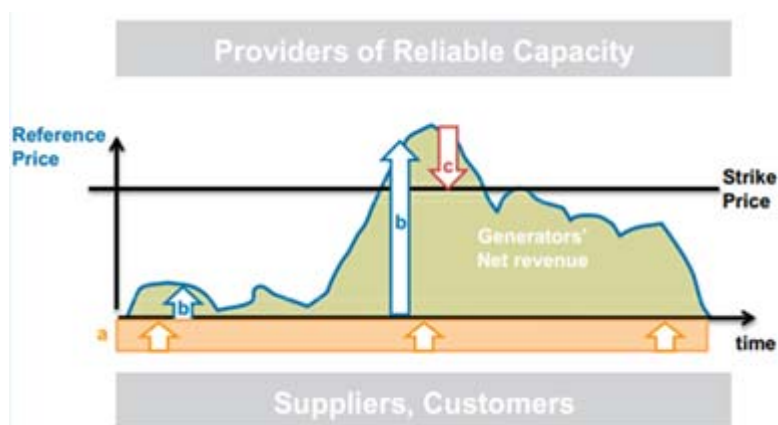


Figura 3-6: Funcionamento do esquema de opções de confiabilidade colombiano

O raciocínio subjacente é que, se um gerador pode, de fato, fornecer eletricidade ao sistema de forma confiável, os riscos negativos de se comprometer com este tipo de contrato não são muito substanciais. Ao mesmo tempo, os geradores que superestimam sua capacidade de fornecer energia de forma confiável ao sistema receberão penalidades financeiras, possivelmente recebendo receitas líquidas negativas caso o fluxo de pagamentos (c) se torne maior do que o fluxo de receita (a) - resultando assim em um sinal de preço eficiente. O

mecanismo de opções de confiabilidade se beneficia do fato de que, se os consumidores e os geradores forem avessos ao risco, ambos os lados da transação se beneficiarão da negociação de um produto de confiabilidade. Do ponto de vista dos geradores, eles estão negociando uma porção muito incerta e volátil de sua renda futura esperada para uma fonte mais estável de receita, um comércio que pode ser especialmente atraente para novas plantas candidatas. Do ponto de vista do consumidor, eles estão comprando "seguro" contra os cenários mais adversos.

Como os geradores não têm incentivos para desestimar sistematicamente suas contribuições firmes de energia, é possível construir uma curva de oferta para o produto de confiabilidade ao coletar declarações preço-quantidade dos próprios agentes. Equilibrando esta curva de oferta agregada obtida de todas as gerações do sistema contra a demanda dos consumidores por produto de confiabilidade, é possível identificar um preço de equilíbrio. Esse equilíbrio responderia, como esperado, ao equilíbrio entre oferta e demanda do sistema: por exemplo, se houver muita capacidade no sistema, a curva de oferta seria deslocada para a direita; e como consequência o preço pago pelo produto da confiabilidade provavelmente seria menor. A contestabilidade resultante dos preços obtidos representa uma importante vantagem do esquema de opções de confiabilidade em relação aos mecanismos de pagamento de capacidade "tradicionais" – uma vez que o mecanismo de mercado reduz drasticamente a probabilidade de distorção dos preços.

Como o produto de confiabilidade é contratado completamente separado do produto energético, esse mecanismo introduz um mínimo de distorções no mercado de eletricidade. Em particular, é relevante observar que:

- Apesar da presença de opções de confiabilidade, a maior parte do fluxo de receita dos geradores é composto por receitas voláteis de preços spot de eletricidade - e, como consequência, os agentes de aversão ao risco têm fortes incentivos para adquirir contratos bilaterais de energia para complementar sua carteira de contratos de confiabilidade. Como consequência, as opções de confiabilidade tendem a impulsionar o mercado de contratos bilaterais, complementando-o - ao contrário de certos mecanismos alternativos de confiabilidade, que muitas vezes ocorrem em detrimento do mercado de contratos voluntários (pois se torna mais atrativo para os geradores usarem a rota regulamentada).
- Enquanto a totalidade da carga dos consumidores é coberta por produtos de confiabilidade, eles estão garantidos de nunca pagar um preço maior do que o preço de exercício da eletricidade - o que sugere um limite de preço de fato. Em certa medida, isso poderia ter um impacto negativo no mercado - visto que, como afirmado pela teoria econômica padrão, na ausência de limites de preços, a demanda poderia potencialmente responder melhor aos sinais de preços. No entanto, enquanto o preço de exercício for suficientemente elevado, isso não deve ser uma preocupação.
- Na verdade, o limite de preço "endogenizado" do mecanismo de confiabilidade poderia ser mais um ponto positivo do que um negativo. A imposição de limites de preços em resposta à escassez de bens "essenciais" (como a eletricidade) tem sido uma estratégia

comum de "controle de danos" adotada pelos formuladores de políticas, apesar do efeito adverso que tais medidas poderiam ter sobre a oferta. Ao tomar uma ação preventiva que o governo provavelmente seria tentado a tomar de qualquer maneira, mantendo a eficiência do mercado, o mecanismo de opções de confiabilidade efetivamente reduz a chance de que intervenções de última hora de alto custo serão introduzidas no caso de tal situação realmente se materializar.

3.1.2.2 Associação da confiabilidade a capacidade física de geração

O produto colombiano de confiabilidade é projetado de forma a incentivar geradores de aversão ao risco a declarar honestamente sua contribuição efetiva para a confiabilidade do sistema. No entanto, a presença de sinais de preços por si só não é necessariamente suficiente para realmente garantir a confiabilidade do sistema, visto que os especuladores financeiros seriam autorizados a operar no mercado sem realmente fornecer capacidade física de geração para o sistema. Para evitar que tal resultado se materialize, o esquema de confiabilidade colombiano impõe que todas as opções de confiabilidade vendidas nos leilões devem ser respaldadas por ativos de geração física.

A garantia física associada à contribuição de um gerador físico é denominada ENFICC segundo o acrônimo em espanhol e é calculada com base nos parâmetros técnicos e operacionais individuais de plantas declarados pelo gerador, de acordo com metodologias específicas aplicáveis a cada uma das tecnologias de geração do país. Esses parâmetros são posteriormente sujeitos a uma auditoria independente, a fim de garantir que eles sejam consistentes com as capacidades de geração física da usina. Se forem identificadas discrepâncias (fora de uma faixa de tolerância razoável), o agente perderá o direito a todas as opções de confiabilidade vendidas no leilão centralizado anterior.

É interessante contrastar as metodologias para o cálculo das capacidades energéticas firmes dos geradores na Colômbia com o sistema alternativo implementado no Brasil - visto que os dois mecanismos ilustram algumas das filosofias que podem ser adotadas e possibilidades que podem ser exploradas para definir esse benchmark de quantidades. Os princípios gerais para avaliar a garantia física das plantas colombianas são os seguintes:

- Para as usinas térmicas, a garantia física depende somente da capacidade instalada da usina, das taxas médias de disponibilidade e das expectativas quanto à disponibilidade de combustível e restrições de transporte (como gasodutos). Como este mecanismo não depende do fator de despacho típico da planta, essa alocação é atrativa para as caras usinas a óleo destinadas à geração de "segurança" em cenários extremos.
- Para as usinas hidrelétricas, a garantia física é calculada com um modelo de otimização, que leva em conta a flexibilidade operacional das plantas individuais - as hidrelétricas de reservatórios, por exemplo, têm a capacidade de transferir a geração entre meses e anos para os períodos em que é mais valioso; e até mesmo plantas do tipo *run of river* são capazes de transferir geração dentro de cada dia ou cada semana. Esta flexibilidade operacional é valiosa para a confiabilidade do sistema e, portanto, é incorporada nos cálculos de garantia física.

- Em termos de disponibilidade de recursos renováveis, a Colômbia optou por usar estimativas muito conservadoras. Por exemplo, as entradas de hidroelétricas para o modelo de otimização são representativas de cenários de 5% de todo o histórico, em termos de influxos anuais médios - e em vários casos, o influxo anual médio mínimo absoluto é usado como referência. Da mesma forma, a garantia física associada à energia eólica leva em conta eventos pessimistas de baixa probabilidade em cada mês, resultando em níveis de garantia física muito baixa para esta tecnologia.

A opção da Colômbia de implementar suposições muito mais conservadoras para o cálculo da garantia física de geradores renováveis provavelmente foi motivada pela vulnerabilidade do setor a eventos climáticos extremos. Esta característica explicaria por que sua implementação diverge da brasileira, ainda que os dois países tenham semelhanças no seu *mix* de geração. O tratamento contrastante da energia eólica é particularmente marcante - enquanto no Brasil são rotineiramente atribuídos certificados de garantia física que representam cerca de 40% de sua capacidade instalada, na Colômbia sua garantia física raramente é superior a 10%.

3.1.2.3 *Leilões para compra de produto confiabilidade*

As aquisições de opções de confiabilidade são realizadas pelo operador do sistema colombiano de forma centralizada. Os custos líquidos desta compra correspondem à diferença entre o fluxo de pagamento (b) para a própria opção de confiabilidade e qualquer fluxo de compensação (c) associado aos períodos em que os preços da eletricidade se situam acima do preço de exercício. Esses custos líquidos são repassados para consumidores regulamentados e desregulamentados por meio de uma tarifa.

Existem essencialmente três tipos de leilões envolvendo opções de confiabilidade na Colômbia:

- Os leilões padrão são a principal forma de atribuir opções de confiabilidade aos geradores existentes e novos. São realizados com quatro anos de antecedência, e os geradores existentes e novos competem efetivamente uns contra os outros (embora essas duas classes de fornecedores sejam tratadas de maneira diferente, conforme discutido abaixo).
- Os leilões GPPS³ são realizados imediatamente após os leilões padrão, e são exclusivos para novos projetos. Seu principal papel é permitir a contratação de plantas que requeiram períodos de construção maiores que quatro anos - visto que as novas plantas podem escolher as datas de operação comercial que melhor se adequam ao seu cronograma de construção.
- Os leilões de reconfiguração são normalmente realizados com seis meses de antecedência e são usados como um mecanismo para corrigir a sobre e subcontratação das obrigações de energia das empresas nos dois leilões anteriores. Os leilões de reconfiguração

³ O acrônimo GPPS em espanhol significa "geradores com períodos de construção mais longos do que o período de planejamento"

podem comprar opções de confiabilidade adicionais de plantas existentes (se o crescimento da carga for maior do que as expectativas do governo quatro anos antes) ou vender opções de confiabilidade de plantas que venderam obrigações de energia em leilões anteriores.

Todos os anos, o operador do sistema calcula (i) a procura esperada do sistema quatro anos mais tarde, tendo em conta as suas próprias previsões centralizadas de procura; e (ii) a quantidade de opções de confiabilidade detidas pelos consumidores para o mesmo ano (compradas em leilões anteriores). Um novo leilão padrão é chamado sempre que (ii) seja encontrado abaixo de (i) - isso indica que a oferta e demanda do sistema nos próximos quatro anos não estão equilibradas e, portanto, que a nova capacidade deve ser contratada para que esteja pronta para entrar em linha quatro anos mais tarde. Se (i) for inferior ou igual a (ii), no entanto, um novo leilão não é chamado - em vez disso, as obrigações permanentes dos geradores existentes para fornecer nova capacidade são prolongadas por mais um ano, mantendo o mesmo preço do leilão anterior.

Com base na estimativa do governo sobre a demanda por produtos de confiabilidade na Colômbia, uma curva de demanda sensível ao preço é construída para representar a disposição dos consumidores de pagar pela confiabilidade. Esta demanda pode ser satisfeita por plantas novas ou existentes - entretanto, as plantas existentes devem submeter suas ofertas do preço-quantidade antes do leilão (mecanismo de lance selado); enquanto que os novos geradores participam de um mecanismo de relógio descendente, ajustando seus lances iterativamente durante o processo de leilão. Este mecanismo híbrido pode ser benéfico para os novos geradores, permitindo que eles se envolvam na descoberta de preços ao longo do processo de leilão, ao mesmo tempo em que limitam a capacidade dos geradores existentes para manipular os preços.

O principal funcionamento dos leilões de relógios descendentes colombianos é ilustrado na Figura 3-7. A partir do preço limite do leilão p_0 , em cada rodada i do leilão de relógio descendente, o governo decreta o preço mínimo da rodada anterior p_{i-1} a fim de obter o preço mínimo p_i da presente rodada; e os agentes fornecem suas ofertas de quantidade para cada preço inferior a p_{i-1} e maior ou igual a p_i . O governo calcula a curva de oferta total $S(p)$ agregando essas ofertas e comparando-a com a curva de demanda total $D(p)$. Enquanto $S(p_i)$ for maior que $D(p_i)$, o leilão passa para a rodada seguinte, e ainda outro segmento para a curva de oferta (entre p_i e p_{i+1}) é construído a partir de lances dos agentes. Caso contrário, o leilão fecha-se ao preço de equilíbrio p^* em algum nível entre p_i e p_{i-1} .

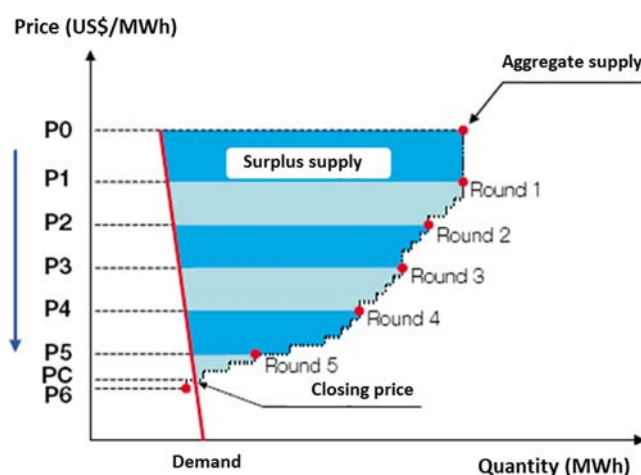


Figura 3-7 : Esquema de relógio descendente para os leilões de confiabilidade colombianos

Como consequência do leilão, todos os players (novos e existentes) que oferecem preços abaixo do preço de equilíbrio p^* comprometem-se a fornecer compromissos firmes de energia para os consumidores colombianos. Em troca do produto confiabilidade, todos os vendedores recebem a mesma remuneração, igual a p^* - por esta razão, os leilões colombianos dizem que envolvem um mecanismo de preços marginais, em oposição aos sistemas de pagamento por oferta em que cada agente é remunerado de acordo com sua própria oferta. O esquema de preços marginais colombianos incentiva os investidores a licitar de acordo com seu custo marginal real, enquanto que nos mecanismos de pagamento como oferta os geradores normalmente inflacionam suas ofertas antecipando o comportamento de licitação de outros jogadores.

No entanto, a distinção entre o produto concedido aos geradores existentes e os novos é a sua duração - como forma de proteger os projetos de nova geração da incerteza nesta componente de receitas, as opções de confiabilidade vendidas aos novos projetos são válidas por um período de 20 anos. As plantas existentes, por outro lado, recebem o produto por um período que só dura até o próximo leilão - que em princípio só poderia ser realizado 12 meses depois, se o balanço da oferta e demanda do país o exigir.

Uma vez terminado o leilão padrão, as autoridades colombianas organizam o chamado leilão GPPS, exclusivo para novos projetos. Este leilão auxiliar foi introduzido devido à percepção de que quatro anos poderiam ser tempo de construção insuficiente para a construção de certas tecnologias de geração - especialmente projetos hidrelétricos, que constituem uma fração substancial do potencial de geração da Colômbia, tendem a exigir períodos de construção mais longos. O leilão GPPS é um processo de licitação selado com uma demanda calculada com base nas previsões de crescimento de carga do regulador com mais de 5 anos de antecedência, antecipando efetivamente a contratação de produtos de confiabilidade para os anos posteriores à data de referência do leilão padrão. Os preços para o leilão GPPS são limitados ao preço marginal resultante do leilão padrão p^* .

3.1.3 Resultados do mecanismo

Somente dois procedimentos de leilão (cada um constituído por um leilão padrão e um leilão GPPS) foram realizados na Colômbia desde o início de seu mecanismo de confiabilidade. Ambos os leilões resultaram em quase o mesmo preço para o produto de confiabilidade, com o leilão padrão de 2008 fechando a 13.998 USD/MWh (15.2 USD/MWh em janeiro/2014 em valores reais) e o leilão 2012 fechando em 15.7 USD/MWh (16.2 USD/MWh em valores reais de janeiro/2014). Ambos os leilões do GPPS fecharam ao mesmo preço que os respectivos leilões padrão, uma vez que os participantes puderam fazer uma oferta ao preço máximo. A Tabela 3-1 mostra os projetos individuais que foram contratados desta maneira, que só recentemente começaram a entrar em linha.

Tabela 3-1: Lista dos projetos de nova geração vendidos nos leilões de confiabilidade da Colômbia⁴

Leilão	Projeto	Companhia	Data de entrada	Fonte de geração	Capacidade instalada (MW)	Opções vendidas (GWh/y)
2008 std	Gecelca 3	Gecelca	Dec-12	Carvão	164	1117
2008 std	Amoya	Isagen	Dec-12	Hidrelétrica	80	214
2008 std	Termocol	Poliobras	Dec-12	Líquidos	202	1678
2008 GPPS	Pescadero Ituango	EPM	Dec-18	Hidro	1200	1085
2008 GPPS	Sogamoso	Isagen	Dec-14	Hidro	800	2350
2008 GPPS	El Quimbo	Emgesa	Dec-14	Hidro	420	1650
2008 GPPS	Porce IV	EPM	Dec-15	Hidro	400	961
2008 GPPS	Miel II	Promotora	Dec-14	Hidro	120	184
2008 GPPS	Cucuana	EPSA	Dec-14	Hidro	60	50
2012 std	Gecelca 3-2	Gecelca	Dec-15	Carvão	250	1971
2012 std	Tasajero II	Termotasajero	Dec-15	Carvão	160	1332
2012 std	Carlos Lleras	Alto Porco	Dec-15	Hidro	78.1	200
2012 std	San Miguel	La Cascada	Dec-15	Hidro	42	123
2012 std	Ambeima	Los Andes	Dec-15	Hidro	45	75
2012 GPPS	Pescadero Ituango	EPM	Dec-21	Hidro	***	3482
2012 GPPS	Sogamoso	Isagen	Dec-16	Hidro	***	1440
2012 GPPS	Porvenir II	Producción	Dec-18	Hidro	351.77	1445
2012 GPPS	Termonorte	Termonorte	Dec-17	Líquidos	88.35	619

⁴ Os projetos de Pescadero Ituango e Sogamoso participaram do leilão de GPS de 2008, mas não venderam a totalidade de sua garantia física alocada. Ambos os projetos participaram novamente no leilão GPPS 2012, mas sua capacidade instalada não está listada novamente para evitar a dupla contagem.

Algumas conclusões podem ser feitas após a representação acima:

- Apesar da hidrelétrica representar apenas 24% da capacidade vendida nos dois leilões padrão, ela representou mais de 97% da capacidade vendida nos leilões GPPS. Isso destaca a importância dos leilões GPPS (e os prazos mais longos em geral) na promoção do desenvolvimento hidrelétrico na Colômbia.
- Em grande parte, devido à aquisição de grandes projetos hidrelétricos, os leilões GPPS foram responsáveis pela maior fração da expansão do sistema contratado na Colômbia - ca. 78%.
- Cerca de 6,5% da capacidade contratada foi representada por usinas térmicas com combustíveis líquidos - indicando que, embora a importância desta fonte para o mercado colombiano esteja diminuindo gradualmente (atualmente constitui 11% da capacidade instalada do país) Contribuinte relativamente importante.
- Conforme apresentado na Tabela 3-1, estes leilões secundários têm sido muito substanciais em termos de quantidade de produto de confiabilidade contratada, uma vez que permitiram alguns grandes projetos de geração hidrelétrica.

Entre todos os projetos vendidos nos leilões de confiabilidade na Colômbia, apenas a Amoya está operacional, embora prevê-se que vários geradores adicionais entrarão em operação em 2015. Esta situação não é muito surpreendente, visto que o equilíbrio entre a oferta e a demanda da Colômbia foi muito confortável nos últimos anos e só recentemente começou a apertar novamente - como ilustrado na Figura 3-8. Na verdade, o governo tinha sido otimista em suas previsões de demanda do leilão padrão de 2008, o que os levou a vender algumas das opções de confiabilidade compradas nessa ocasião em um leilão de reconfiguração em 2012. Os novos projetos Amoya e Termocol, que ganharam o leilão padrão de 2008, compraram suas opções de confiabilidade, recebendo efetivamente o direito de adiar a data de entrada por um ano. Como consequência, a Colômbia não teve problemas de fornecimento desde o início de seu mecanismo de confiabilidade.

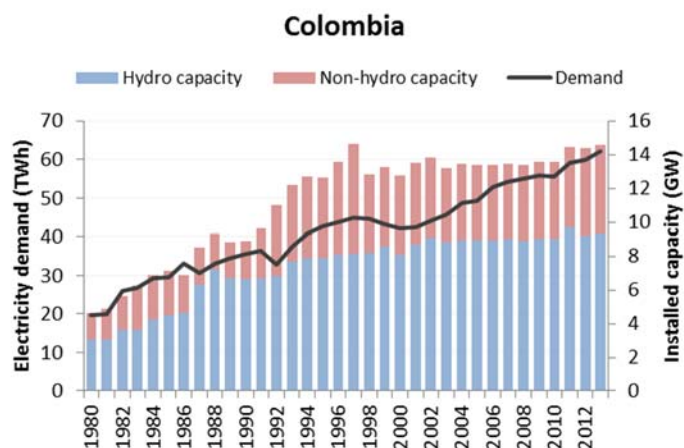


Figura 3-8 : Evolução da demanda e da capacidade instalada do Sistema na Colômbia ao longo do tempo

3.1.4 Obstáculos e críticas

3.1.4.1 Revisões do processo de licitação

Após cada um dos procedimentos de leilões colombianos, o regulador contratou um consultor independente para fazer uma avaliação dos resultados e sugerir revisões do mecanismo. Alguns exemplos de revisões do mecanismo de leilão são os seguintes:

- Após o primeiro leilão padrão, observou-se que a divulgação de informações ao longo das rodadas de licitação poderia permitir que os investidores interrompessem o processo de leilão antecipadamente (resultando em preços inflacionados) quando identificassem que sua oferta era "fundamental". Para combater esta manipulação de preços, o segundo leilão introduziu um componente aleatório para a demanda leiloada, a fim de ofuscar informações sobre se um licitante era fundamental ou não. Além disso, na última rodada do leilão padrão de 2012, o decremento foi de repente aumentado - os licitantes foram autorizados a oferecer entre 12 e 22 \$/MWh, representando uma faixa de 10 \$/MWh -, enquanto a faixa de preço em rodadas anteriores havia sido de apenas 2 \$/MWh. Esta grande variedade de preços possíveis efetivamente transformou o leilão de relógio descendente em um leilão de lance selado na última rodada.
- No primeiro leilão de GPPS, os licitantes submeteriam seus lances de quantidade para cada ano primeiro, e somente depois disso submeteriam as ofertas de preço. Observou-se que isso poderia ter permitido aos participantes "coordenar" um equilíbrio de preços elevados, no qual eles espalharam suas ofertas ao longo dos cinco anos de entrega possível (de 2014 a 2018). Para combater esta questão, no segundo leilão os proponentes foram solicitados a fornecer simultaneamente as suas ofertas de preço e quantidade, como parte de uma única oferta selada.

Após o segundo leilão, algumas outras revisões foram sugeridas para as próximas iterações dos leilões de eletricidade - no entanto, desconhece-se se essas recomendações foram aceitas pelas autoridades colombianas e se elas serão incorporadas no mecanismo de confiabilidade colombiano. Estas recomendações são as seguintes:

- Um aumento no parâmetro de incerteza da demanda para o leilão padrão, a fim de esconder ainda mais informações dos licitantes durante o leilão do relógio descendente. Os consultores recomendaram um parâmetro de incerteza de ca. $\pm 4,5\%$, enquanto no leilão de 2012 foi utilizado um nível de $\pm 1,5\%$.
- Uma alteração no mecanismo de concepção de leilão, para a qual os consultores sugeriram duas alternativas: ou adoptar um esquema de leilões de duas fases no qual uma fase de oferta selada segue um estágio de relógio descendente; ou evitando o estágio de relógio descendente inteiramente e fazendo um leilão puramente do tipo oferta selada.

3.1.4.2 Problemas com atrasos e subconstrução

Em termos de cumprimento do cronograma comprometido na data do leilão, os leilões colombianos tiveram apenas um sucesso qualificado, visto que os atrasos e problemas de subestruturação não foram incomuns:

- Nenhum dos três projetos vendidos no leilão padrão de 2008 iniciou suas operações a tempo. Dois desses projetos (Amoya e Termocol) participaram do leilão de reconfiguração colombiano de 2012, recebendo o direito de adiar a data de entrada por um ano; mas em última análise, isso não muda o fato de que eles provavelmente não foram capazes de cumprir com a data original.
- O contrato da Termocol do leilão padrão de 2008 foi finalmente revogado e suas garantias foram executadas em meados de 2013. Dos projetos vendidos no leilão GPPS 2008, os projetos Porce IV e Miel II também foram cancelados.
- O projeto Pescadero Ituango, vendido no leilão GPPS 2008 com expectativa de data de operação comercial de dezembro de 2018, ainda deverá entrar em linha a tempo. Os outros três projetos (Sogamoso, El Quimbo e Cucuana), originalmente programados para entrar em operação em dezembro de 2014, deverão iniciar suas operações em 2015.

A figura a seguir resume essas informações de forma visual. A categoria "atrasada" é muito ampla, uma vez que agrega atrasos esperados de apenas alguns meses (como a central de Sogamoso) e atrasos de mais de dois anos (Gecelca 3), mas serve para dar uma ideia geral da preocupação de que deve ser despendida para a questão dos atrasos e subconstrução.

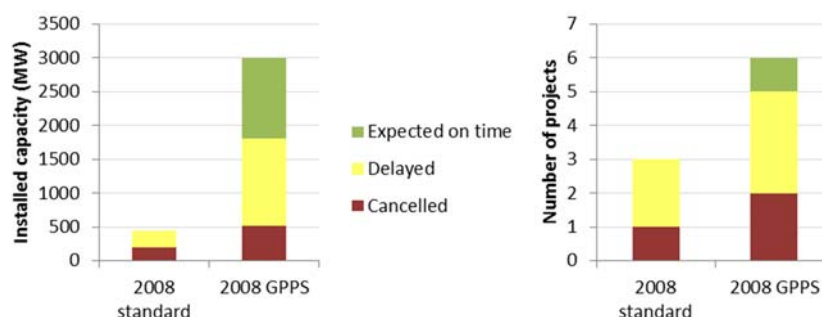


Figura 3-9 : Situação atual dos projetos vendidos nos leilões colombianos de 2008

Projetos vendidos no leilão de 2012 parecem estar indo melhor, visto que até agora não há notícias de qualquer um deles sendo adiado ou cancelado - projetos do leilão 2012 padrão estão programados para entrar em linha em dezembro de 2015. Isso poderia ser atribuído simplesmente ao otimismo do ponto de vista do regulador, embora ainda seja muito cedo para dizer. Outra explicação razoável é que o aprendizado dos investidores com experiências anteriores faz com que eles sejam menos propensos a cair nas mesmas armadilhas que atormentaram projetos vendidos nos leilões anteriores.

Em particular, embora o sistema colombiano tenha tido excesso de oferta e a capacidade adicional contratada nos leilões de 2008 não tenha sido efetivamente necessária em 2012 e 2013, as autoridades colombianas não renunciaram às responsabilidades dos investidores e executaram

suas garantias financeiras de acordo com as disposições do contrato leilado. Esse comportamento deu aos investidores uma indicação de que os formuladores de políticas colombianos serão inflexíveis em relação aos compromissos assumidos na data do leilão - o que, por sua vez, dissuade os investidores de "licitação aventureira", pois os atrasos e os eventos subjacentes serão penalizados em conformidade.

3.1.5 Conclusões

O mecanismo de opções de confiabilidade da Colômbia representa uma alternativa sólida de formulação de políticas que efetivamente introduz compromissos e sinais de preço para garantir que o sistema permanecerá robusto mesmo durante eventos de baixa. De fato, os principais elementos do compromisso de confiabilidade foram estudados para várias implementações em países desenvolvidos, como o Reino Unido, Holanda e Itália - embora como a primeira a adotar este mecanismo, a Colômbia mantém o maior histórico.

Talvez uma das lições mais importantes a serem extraídas da experiência colombiana seja a importância de ter um robusto mecanismo de confiabilidade que possa jogar essencialmente com as mesmas regras, independentemente de o país enfrentar ou não uma situação de risco. O fato de que um mecanismo de confiabilidade foi introduzido na Colômbia precisamente num momento em que o país estava enfrentando uma situação de excesso de oferta (e não em um momento em que eram necessárias adições de capacidade de emergência) é louvável e contrasta com as estratégias adotadas, por exemplo, no Brasil e na Turquia. Esta política envia uma mensagem positiva de estabilidade regulatória aos agentes do mercado e incentiva os investidores a planejar com antecedência - visto que o mercado pode facilmente mudar de um estado de excesso de oferta para uma situação de insuficiência de suprimento.

Outra consideração relevante está relacionada ao risco de subconstrução - ou, mais amplamente, com o grau de conservadorismo que deveria ser impregnado no mecanismo de confiabilidade. Conforme discutido anteriormente, o mecanismo colombiano é relativamente conservador ao associar as capacidades de geração física dos geradores a um benchmark energético firme para fins de confiabilidade; além disso, como o governo superestimou o crescimento da demanda entre 2008 e 2012 no leilão padrão de 2008, o montante da capacidade excedente contratada na ocasião foi ainda maior. Esses dois contribuintes poderiam eventualmente conduzir a um excesso de capacidade no sistema colombiano, o que por sua vez poderia resultar em consumidores regulamentados que pagam excessivamente por capacidade - exatamente o resultado que as autoridades colombianas quiseram evitar. No entanto, como vários projetos contratados nos leilões de 2008 foram adiados e/ou cancelados, essas preocupações não se materializaram.

Em última análise, há um equilíbrio fino entre a escolha de princípios mais conservadores para um mecanismo de confiabilidade, arriscando o excesso de capacidade; e optar por alternativas menos avessas ao risco e arriscar que o mecanismo de confiabilidade acabará por ser ineficaz (ou insuficiente). Mesmo que os sinais de preço contem muito neste equilíbrio, há um grande número de decisões adicionais e suposições subjacentes a serem consideradas.

3.2 Reino Unido

3.2.1 Antecedentes

3.2.1.1 Sistema elétrico

Em 2013, o fornecimento total de eletricidade no Reino Unido foi de 374 TWh. Desse total, pouco mais de 96% do fornecimento de eletricidade no Reino Unido era produzido em casa e quase quatro por cento era de importações, líquidas de exportações. Dos 356 TWh produzidos (excluindo a produção de bombeamento), 90% eram de grandes produtores de energia e 10% de outros geradores, enquanto 30% eram de fontes primárias (incluindo energia nuclear, eólica e hidráulica) e 70% fontes secundárias (incluindo carvão, gás e petróleo).

A Figura 3-10 ilustra o fluxograma de eletricidade no Reino Unido, isto é, o fluxo de combustíveis primários desde o momento em que se tornam disponíveis para a produção de eletricidade (à esquerda) até à eventual utilização final da eletricidade produzida ou importada (à direita), bem como a energia perdida em conversão, transmissão e distribuição.

Electricity flow chart 2013 (TWh)

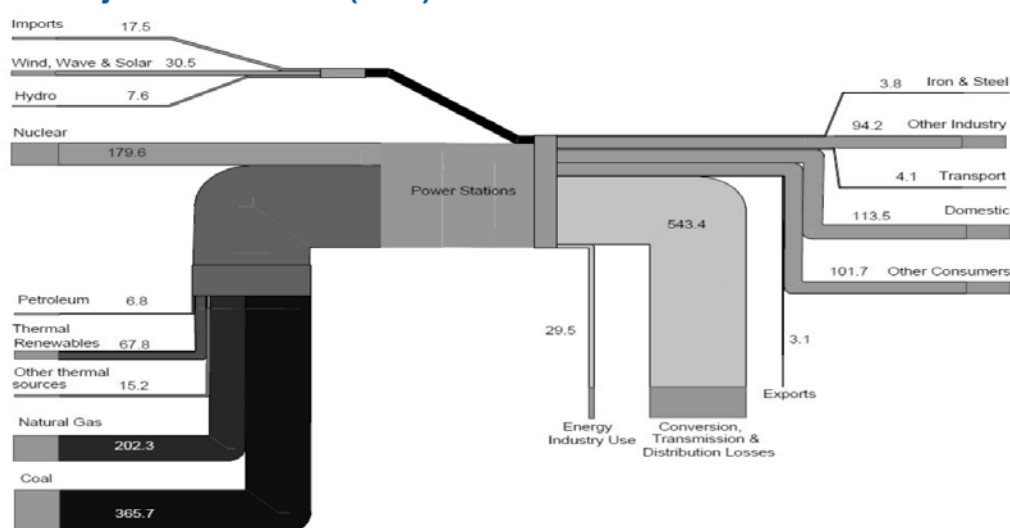


Figura 3-10: Fluxograma de eletricidade 2013 (Fonte: UK Govt., 2014)

A tabela abaixo mostra a capacidade instalada⁵ por tipo de planta. Nos últimos cinco anos, houve o fechamento, a redução de capacidade, o enchimento completo ou parcial, ou a conversão em biomassa, de várias grandes centrais elétricas. Em 2013, a capacidade total de todos os geradores foi de 84.991 MW, 4,9% abaixo dos 89.415 MW instalados no final de 2012. Em 2013, as CCGTs representaram 41% da capacidade total do Reino Unido, seguidas das estações a vapor convencionais que constituem os restantes 29%. As centrais nucleares representam 11%, enquanto as turbinas a gás representam 2% e as centrais renováveis constituem os restantes 17% da capacidade total instalada.

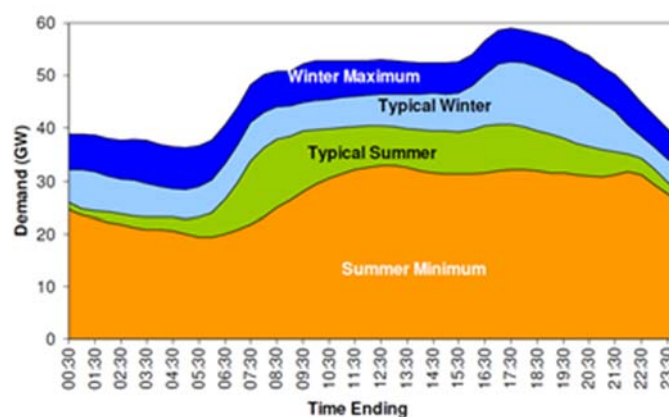
⁵ I.e. a potência máxima disponível a qualquer momento

Tabela 3-2: Evolução da capacidade instalada (Fonte: UK Govt, 2014)

	2010	2011	2012	2013
Total capacity (MW)	90466	89018	89415	84991
Of which:				
Conventional steam stations	35314	34170	30987	24978
Combined cycle gas turbine stations	34027	32389	35357	35147
Nuclear stations	10865	10663	9946	9906
Gas turbines and oil engines	1779	1706	1651	1639
Hydro-electric stations:				
Natural flow	1520	1544	1549	1551
Pumped storage	2744	2744	2744	2744
Wind	2321	2777	3825	4820
Renewables other than hydro and wind	1897	3024	3356	4206

É igualmente digno de nota que cerca de 21% da atual capacidade de produção do Reino Unido se deve ao desmantelamento nos próximos dez anos em consequência do encerramento de centrais eléctricas alimentadas a carvão, em conformidade com os compromissos ambientais e as exigências da UE e o desmantelamento programado das centrais nucleares existentes. Em 2012, o Reino Unido tinha 16 reatores nucleares distribuídos entre 8 usinas, produzindo cerca de 18% da demanda de eletricidade do país. Espera-se que todos os reatores, com exceção de um, sejam retirados até 2023.

A figura abaixo apresenta perfis de demanda diária para os dias de demanda máxima e mínima no Sistema de Transmissão em 2010/11 e para dias de demanda típica de inverno e verão durante a semana. A demanda de pico total é dominada por cargas de aquecimento de inverno.

**Figura 3-11: Perfis de consumo de eletricidade no Reino Unido (Fonte: National Grid 2011)**

3.2.1.2 Desenho de mercado

Do pool da Inglaterra e País de Gales ao BETTA

O processo de liberalização no Reino Unido teve início com a adoção da Lei da Eletricidade em 1989, estabelecendo um mercado de venda atacadista (*pool*) obrigatório no dia-a-dia, estabelecido na Inglaterra e no País de Gales. O mecanismo de compensação foi baseado no mesmo algoritmo de otimização (chamado GOAL) que foi usado antes da liberalização do sistema para despachar unidades geradoras para o dia seguinte, em intervalos de meia hora.

Em março de 2001, o modelo do *Pool* de Energia Elétrica foi substituído por um modelo totalmente bilateral, o Novo Acordo de Comércio de Eletricidade (NETA), que em 2005 se tornou o BETTA (*British Electricity Trading Transmission Arrangements*), com a integração da Escócia⁶.

Estrutura de mercado do BETTA

O mercado opera em uma base de rolamento com intervalos de meia hora. A estrutura consiste em três mecanismos principais de negociação: (i) mercado bilateral (futuro/futuro), (ii) as Bolsas de Energia e (iii) mecanismo de equilíbrio e processo de liquidação de desequilíbrios que marcam a geração/consumo efetivamente medidos com posições contratadas (ver Figura 3-12 abaixo).

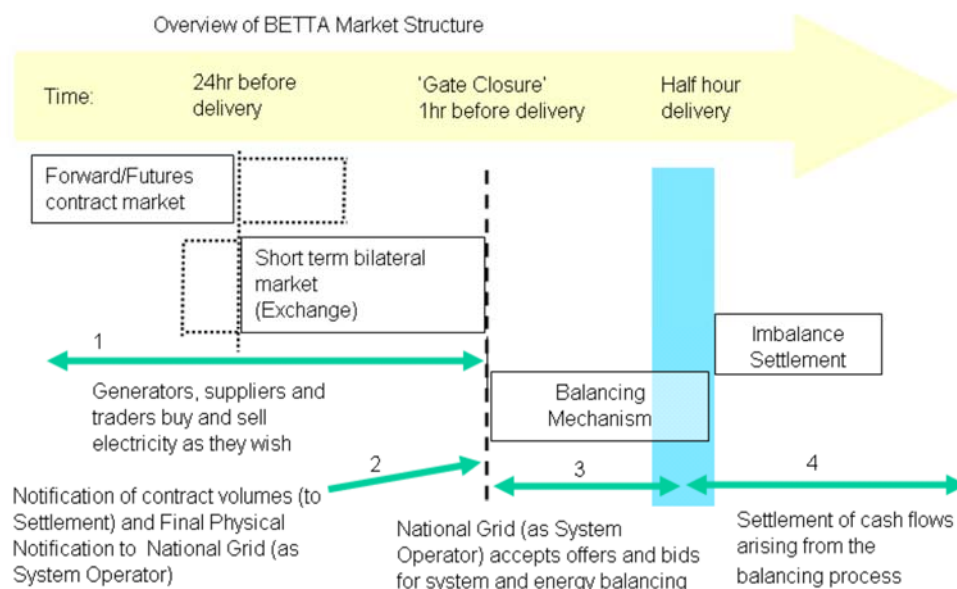


Figura 3-12: Visão Geral da Estrutura de Mercado do BETTA (Fonte: National Grid, 2009)

Seguindo a estrutura da figura, existe, antes de tudo, um mercado futuro que organiza contratos bilaterais entre geradores e clientes para entrega firme em uma data e hora específicas de uma determinada quantidade de eletricidade a um preço acordado. Os contratos futuros são normalmente acordados de qualquer momento de um ou mais anos até 24 horas antes do prazo de entrega especificado, embora a negociação seja possível até o fechamento do portão. Os mercados são opcionais e os participantes podem concordar com contratos de qualquer tipo. Os preços são determinados bilateralmente e a divulgação formal dos preços não é necessária. Essencialmente, esta fase inclui tanto negociação de futuros e um mercado do dia seguinte. A maioria do volume de negociação é operada através destes mercados futuros.

⁶ Até março de 2005, as indústrias de eletricidade da Escócia, da Irlanda do Norte e da Inglaterra e do País de Gales operavam de forma independente, embora as interligações tivessem juntado os três sistemas de rede. A partir de abril de 2005, ao abrigo dos Acordos de Comércio e Transmissão da Eletricidade Britânica (BETTA) introduzidos na Lei da Energia de 2004, os sistemas de eletricidade da Inglaterra e do País de Gales e da Escócia foram integrados.

Em segundo lugar, há intercâmbios de energia de curto prazo, que permite a negociação e programação de operações concentradas em um período de 24 horas (por exemplo, *intraday*). As bolsas de energia operam plataformas eletrônicas onde os participantes trocam uma série de blocos padronizados de eletricidade (X MWh para entrega firme no horário Y) e permitem que compradores e vendedores ajustem suas posições de contrato de meia hora de rolamento como abordagens de fechamento de portão. As *Power Exchanges* publicam um ou mais preços de referência, embora os contratos individuais não sejam obrigados a divulgá-los. A APX-UK é a maior plataforma de mercado spot em uso no Reino Unido⁷.

Finalmente, um mecanismo de balanceamento permite à *National Grid*, como operador de sistema, equilibrar o sistema e implementar um processo de liquidação financeira.

A Reforma do Mercado Elétrico (2010):

Com o objetivo de melhorar os três pilares da política energética, ou seja, a competitividade, a segurança do abastecimento e a descarbonização, o Reino Unido anunciou, em dezembro de 2010, a maior reforma do mercado da eletricidade desde a sua privatização e liberalização no início dos anos 90. Esta reforma geral do mercado da eletricidade (DME) está associada a outras intervenções que visam aspectos específicos do setor da energia. De fato, o governo do Reino Unido está implementando uma política de carbono como parte da Lei de Mudanças Climáticas de 2008, que estabelece metas de redução de carbono de cinco anos obrigatórias para uma redução de 80% dos níveis de 1990 até 2050. Além disso, há o objetivo para as energias renováveis de representar 15% do consumo final total de energia até 2020.

O objetivo principal da reforma é permitir ao Reino Unido desenvolver um *mix* limpo, diversificado e competitivo de geração de eletricidade, garantindo a confiabilidade do sistema. O EMR propõe dois mecanismos políticos fundamentais para incentivar os investimentos no setor de energia:

- Contratos por Diferença (CFDs): um contrato de direito privado entre um gerador de baixa emissão de carbono e a *Low Carbon Contracts Company* (LCCC), uma empresa estatal. Um gerador que é parte de um CFD recebe a diferença entre o ‘preço de exercício’ - um preço da eletricidade que reflete o custo de investimento numa determinada tecnologia de baixo teor de carbono - e o ‘preço de referência’ - uma medida do preço médio de mercado para a eletricidade no mercado do Reino Unido. O contrato proporciona uma maior segurança e estabilidade das receitas aos produtores de eletricidade, reduzindo a sua exposição a preços atacadistas voláteis, protegendo simultaneamente os consumidores de pagarem elevados custos de apoio a renováveis devido a um desfasamento entre os preços da eletricidade e a geração renovável.
- Mercado de Capacidade: um mecanismo para assegurar um investimento suficiente no nível global de capacidade confiável (tanto a oferta como a procura) necessário para

⁷ APX Power UK é a principal plataforma de negociação organizada no Reino Unido. A APX também opera na Holanda como APX Power NL e na Bélgica como Belpex. No Reino Unido, há também outra troca de energia: N2EX. Além disso, os contratos futuros de energia no Reino Unido estão disponíveis no Intercontinental Exchange (ICE).

assegurar um fornecimento seguro de eletricidade. O Mercado de Capacidade fornece certos pagamentos regulares aos fornecedores de capacidade, em troca dos quais eles devem estar disponíveis e produzindo eletricidade (ou reduzir a demanda) sempre que as condições de escassez estejam no sistema, ou então enfrentar penalidades. A *National Grid* também contratará serviços de balanceamento de curto prazo para garantir o balanceamento em tempo real do sistema.

Tanto os CFDs como o mercado de capacidade trabalham em paralelo com o mercado de energia elétrica - que é onde a maioria dos participantes ganha a maior parte de suas receitas - e incentivam a concorrência para minimizar os custos, ao mesmo tempo em que fornecem o investimento necessário. Além destes dois mecanismos, a EMR também lançou um programa-piloto de Redução da Demanda de Eletricidade (EDR), para incentivar maior eficiência energética e capacidade de poupança através da instalação de equipamentos elétricos eficientes. O projeto EDR poderia contribuir para o Mercado de Capacidade, pois reduz o pico de carga do sistema e, por sua vez, reduz a quantidade de capacidade de geração que precisa ser entregue para atender a essa demanda.

Além da EMR, destaca-se também a nova política de investimentos em energia nuclear. Em outubro de 2014, o Governo do Reino Unido e o Grupo EDF chegaram a um acordo comercial para a construção da nova central nuclear de Hinkley Point C em Somerset, a primeira nova central nuclear a construir desde a Sizewell B, que começou a gerar eletricidade em 1995 (DECC, 2013a). De acordo com o regulador, este acordo prepara o caminho para a substituição da frota existente de centrais nucleares, que deverão fechar-se na década de 2020, a fim de fornecer uma nova fonte limpa de energia doméstica, melhorar a confiabilidade da eletricidade, cortar o carbono e reduzir as faturas dos consumidores a longo prazo (DECC, 2013a).

3.2.1.3 Contexto e motivação para a introdução de mecanismos de confiabilidade

O sistema do Reino Unido pode ser facilmente definido como um sistema de capacidade limitada⁸, devido ao seu *mix* de geração de energia. Em 2013, a participação das centrais térmicas convencionais foi igual a cerca de 86,3% (DECC, 2014c). Assim, o design do mercado de capacidade está devidamente focado em garantir que os agentes possam injetar capacidade suficiente na rede, o que se reflete no *design* do seu produto de confiabilidade. O Mercado de Capacidade Britânico está detalhado em documentos fornecidos pelo Regulador (DECC, 2014a).

O Mercado de Capacidade é supervisionado e administrado por uma combinação do Governo, o Regulador (Ofgem), o Corpo de Entrega (*National Grid*) e a Companhia de Assentamentos Elétricos. Cada uma dessas instituições tem tarefas e responsabilidades específicas no Mercado de Capacidade, conforme explicado abaixo (DECC, 2014a).

⁸ Em sistemas com limitações de capacidade, surgem problemas de escassez porque não há capacidade instalada (e disponível) suficiente para satisfazer a demanda em um dado momento. Agregando todas as horas, o sistema poderia certamente ter energia suficiente disponível para satisfazer a demanda total de energia em geral, mas falta capacidade instalada para satisfazer demanda de pico. Isto opõe-se aos sistemas com restrições energéticas, onde o sistema poderia certamente satisfazer a procura de pico, mas não seria capaz de suprir a procura durante as restantes horas do dia/semana.

- O **Governo** é responsável pela supervisão estratégica do Mercado de Capacidades, preparando uma revisão quinquenal das necessidades e função do mecanismo e implementando mudanças na regulamentação de operações e pagamentos. Publica os "Regulamentos de Capacidade de Eletricidade" e "Regulamentos de Pagamento de Fornecedores", que incluem critérios gerais de elegibilidade para entrada em leilões de Mercado de Capacidade, parâmetros de leilão como a curva de demanda e volume alvo, padrões de confiabilidade e liquidação de pagamentos.
- A **Ofgem** tem de assegurar que os participantes no Mercado de Capacidade cumprem as regras e regulamentos ou que a *National Grid* desempenhe as suas funções de Capacidade de Comercialização de forma eficiente, rentável e no prazo. Além disso, a Ofgem tem de apresentar ao Governo um relatório anual sobre o funcionamento do mercado de capacidades e do desempenho da rede nacional, bem como um relatório quinquenal sobre a eficácia do mercado de capacidades, centrando-se em saber se as disposições de códigos existentes são adequadas.
- *National Grid* é a Entidade de Entrega encarregada de assumir a função de entrega no Mercado de Capacidade, que inclui (entre outras incumbências):
 - Realizar análises para apoiar a definição do Governo de alguns dos parâmetros do leilão, incluindo a análise da procura e das contribuições de capacidade dos participantes no mercado de eletricidade não elegíveis para o Mercado de Capacidade;
 - Publicar diretrizes de leilão de capacidade antes da abertura da janela de pré-qualificação, executar o processo de pré-qualificação e notificar os resultados ao governo;
 - Calcular o fator de descentralização central, que reflete a porcentagem de quanto cada capacidade tem que ser desvalorizada, a fim de atingir a quantidade de capacidade que cada planta pode ser invocada para entregar em momentos de pico de demanda;
 - Conduzir o leilão de capacidade, publicar os seus resultados e notificá-los ao Governo;
 - Aviso de problemas no Mercado de Capacidade (identificação de eventos de estresse no sistema, durante os quais a obrigação de capacidade deve ser cumprida).
- As principais funções do **Órgão de Liquidação** são fazer pagamentos de capacidade e manter a responsabilidade global e o controle do processo de liquidação do Mercado de Capacidade. Coleta os pagamentos dos fornecedores e os repassa aos geradores e vice-versa, detém garantias dos participantes nos leilões de capacidade e de transição, monitora e revisa os regulamentos relativos às funções de liquidação do Mercado de Capacidade e identifica e relata ao Secretário de Estado qualquer alteração recomendada.

3.2.2 Solução projetada para a confiabilidade

3.2.2.1 *Introduzindo um produto de confiabilidade*

O produto de confiabilidade é definido pelo DECC como relacionado aos eventos de estresse do sistema, na seção 5 ("*Delivery*") de seu documento de política. Todos os agentes que assumiram um compromisso de confiabilidade devem fornecer capacidade durante essas horas ou ser adequadamente penalizados. A demanda por produto de confiabilidade é determinada em uma maneira centralizada em uma base de quatro anos à frente. Embora a maioria das obrigações de capacidade sejam adquiridas nos processos de leilão (ver Seção 3.2.2.3), também ocorre uma negociação secundária de acordos de capacidade, denominada Mercado Secundário.

As obrigações de capacidade

Por 'fenômenos de tensão do sistema' entende-se qualquer período em que a tensão ou o desprendimento de carga se verifique em qualquer ponto do sistema durante 15 minutos ou mais devido a insuficiência de geração (períodos de tensão ou de carga resultantes de falhas ou deficiências na transmissão ou Sistemas de distribuição não são considerados como eventos de estresse).

A fim de alertar os participantes sobre um possível evento de estresse no sistema e permitir que eles gerenciem adequadamente o risco de exposição a penalidades com algum aviso prévio, o Corpo de Entrega estabeleceu critérios que indicam se a margem do sistema se tornou inadequada, Risco de um próximo evento de estresse. Sempre que esses critérios forem cumpridos, é obrigatório para o Corpo de Entrega publicar um Aviso de Mercado de Capacidade. A advertência permanece em vigor até que uma adequada margem do sistema seja restabelecida.

Durante os períodos de estresse, as obrigações dos prestadores entram em vigor quatro horas após o acionamento de uma advertência de Mercado de Capacidade. Essas obrigações são "seguimento de carga" e os fornecedores de capacidade devem gerar eletricidade ou reduzir a demanda em um montante até o nível total de sua obrigação (ou menos, caso não seja necessária toda a capacidade com acordos de capacidade para atender à demanda). Conforme esclarecido pela DECC (2014), isso significa que em um evento de estresse em que apenas 70% da capacidade total com acordos de capacidade é necessária para atender à demanda, cada provedor só precisa gerar eletricidade ou reduzir a demanda até 70% da sua obrigação de plena capacidade.

Penalidades

Provedores que não fornecem energia suficiente ou não reduzem a demanda em momentos de estresse do sistema para cumprir suas obrigações são obrigados a pagar uma penalidade. A taxa de penalização (£/MWh) para cada obrigação é 1/24 do preço de liquidação de leilão relevante representado em £/MW por ano, ajustado pela inflação. A fim de evitar a exposição a riscos financeiros elevados e aumentar a credibilidade do mecanismo, as penalidades agregadas mensais são limitadas. A penalidade é fixada por mês em 200% da receita mensal da operadora, e por ano em 100% da receita anual de capacidade. A penalidade é limitada ao nível da CMU, não ao nível da carteira.

Sobre-entrega

Provedores que oferecem mais do que suas obrigações de capacidade em momentos de estresse do sistema são pagos por sua sobre-entrega. Somente os provedores que possuem acordos de capacidade, que notificam o montante que entregarão à *National Grid* antes do fechamento da portaria ou reagirão a instruções específicas da *National Grid* e cumprirão suas obrigações nos termos dos códigos de Equilíbrio e liquidação e de Rede, se qualificam para este pagamento. A taxa de pagamentos em excesso é calculada dividindo o total de pagamentos de penalidades recebidos pelo Órgão de Acordo em um evento de estresse pela quantidade total de energia entregue no mesmo evento de estresse. Esta taxa é limitada à taxa de penalização do Mercado de Capacidade.

3.2.2.2 Associação da confiabilidade a capacidade física de geração

Uma etapa de pré-qualificação acontece quatro meses antes de cada leilão com o objetivo de confirmar a elegibilidade da capacidade que pretende participar no leilão e o estatuto de licitação de toda a capacidade potencial a fim de garantir que todos os participantes no leilão são capazes de entregar a capacidade que oferecem.

Os acordos de capacidade são emitidos e os prestadores são pagos com base na sua capacidade nominal e não na sua capacidade individual de placa de identificação. A capacidade de redução de capacidade, que reflete a quantidade de capacidade de cada planta pode ser invocada para entregar em momentos de pico de demanda, representa a quantidade máxima de produto de capacidade que cada agente pode oferecer para o leilão. O processo de desqualificação é administrado pelo Corpo de Entrega usando uma metodologia pré-determinada.

A capacidade física também é verificada no mercado secundário de certificados de capacidade, nos quais os fornecedores de obrigações de capacidade podem negociar a partir de um ano antes do início do ano de entrega e ao longo do ano de entrega. Os prestadores podem negociar seus acordos somente se houver capacidade adicional pré-qualificada adicional que possa ocupar seu lugar. A capacidade é definida como desembaraçada se tiver capacidade disponível e se a usina não tiver optado pelo processo de pré-qualificação anterior.

Regulamento relativo aos fornecedores de capacidade.

Os recursos de mercado são divididos em duas categorias principais:

- Capacidade de Geração Unidades de mercado (CMUs geradoras)
- Unidades da resposta do lado da demanda do Mercado de Capacidade (DSR CMUs).

Geração CMUs, para cumprir as suas obrigações de capacidade, se for bem-sucedido em um leilão, são obrigados a injetar na rede a capacidade comprometida. Em vez disso, DSR CMUs são necessários para reduzir a demanda ou para aumentar a geração no local, sempre em conformidade com o seu compromisso. As CMUs de geração são ainda classificadas em três categorias (DECC, 2014a): CMUs de transmissão (conectadas à transmissão), CMUs de distribuição

incorporada (conectadas ao sistema de distribuição que participa no mecanismo de balanceamento) e CMUs de distribuição não incorporada (unidade geradora conectada à distribuição que não participa no mecanismo de equilíbrio).

A capacidade de baixo teor de carbono já está recebendo outras formas de apoio como Obrigações Renováveis (RO), Contratos por Diferença (CFDs), em pequena escala Alimentação em Tarifas (FIT), *Renewable Heat Incentive* (RHI), *New Entrants Reserve 300* (NER300), Programa de Comercialização de Captura e Armazenamento de Carbono, não são elegíveis para pagamentos de capacidade. Também os candidatos que detêm contratos de longo prazo para fornecer *Short-Term Operating Reserve* (STOR).

Participação de interconexões e resposta à demanda

A capacidade interligada não pertencente ao Reino Unido e as interligações não são elegíveis para o primeiro leilão para a atribuição de produtos de capacidade, mas pretende-se que sejam elegíveis no futuro. Da mesma forma, a capacidade de resposta de demanda (DSR) não será elegível no primeiro leilão de quatro anos em dezembro de 2014, que é focado na capacidade de geração.

Apesar disso, o documento fornecido pelo Regulador (DECC, 2014a) fornece uma descrição detalhada das regras para o envolvimento do DSR no Mercado de Capacidade e as disposições transitórias para a plena participação. A capacidade de resposta ao lado da demanda, que inclui também geração no local e capacidade de armazenamento pequena, pode participar no Mercado de Capacidade nos leilões de quatro anos e um ano de antecedência com a possibilidade de ganhar acordos de até 1 ano. Os provedores de resposta de demanda serão obrigados a cumprir sua obrigação de capacidade não fornecendo eletricidade como CMUs de geração, mas sim reduzindo a demanda abaixo de uma linha de base no momento do estresse do sistema (possivelmente deslocando a demanda para outras horas sem stress).

3.2.2.3 Leilões para compra de produto confiabilidade

Para cada ano de entrega, um leilão é realizado quatro anos antes da entrega, completado por mais um leilão um ano antes da entrega, para proporcionar uma oportunidade para redefinir o nível de capacidade para a qual os acordos de capacidade são emitidos. Alguma capacidade é mantida atrás do leilão de quatro anos à frente e "reservada" para o leilão de um ano de frente. O volume-alvo de capacidade para um leilão de um ano de antecedência será de pelo menos 50% da capacidade que lhe foi reservada na fase de quatro anos de antecedência.

Definição da curva de demanda

Ao definir a quantidade total de capacidade necessária para ser leiloada, segue-se o procedimento a seguir, conforme descrito no documento de política do DECC na seção 1 "definição da curva de demanda". Primeiro, o Secretário de Estado estabelece um padrão de confiabilidade, que fornece uma indicação do nível aceitável de segurança do suprimento. Em seguida, o órgão

de entrega calcula a quantidade de capacidade necessária para atender ao padrão de confiabilidade. Finalmente, o Governo determina a curva de demanda por capacidade, de acordo com uma metodologia definida.

O Governo publica uma metodologia para o cálculo das curvas de demanda para leilões de capacidade todos os anos, meio ano antes de cada leilão. Cada curva de demanda para o leilão de capacidade será uma linha passando por alguns pontos (DECC, 2014a), como mostrado na Figura 3-13.

- Ponto A: preço máximo (em £/kW) a uma capacidade de 0 GW. É fixado administrativamente pelo Governo;
- Ponto B: para o leilão de quatro anos de antecedência, o limite de preços a uma capacidade 1,5 GW inferior ao nível-alvo. Para o leilão do ano seguinte, o limite de preços a uma capacidade 5% inferior ao nível alvo;
- Ponto C: intersecção entre o nível de capacidade-alvo e o custo líquido da nova entrada (CONE líquido), determinado pelo custo estimado de uma unidade de turbina a gás de ciclo combinado de nova construção, menos o mercado esperado de eletricidade e as receitas de serviços auxiliares;
- Ponto D: para o leilão de quatro anos à frente, 0 £/kW a uma capacidade de 1,5 GW acima do nível alvo. Para o leilão do ano seguinte, 0 £/kW a uma capacidade 5% superior ao nível-alvo;
- Ponto E: onde o preço é zero, a quantidade de capacidade disponível será contratada.

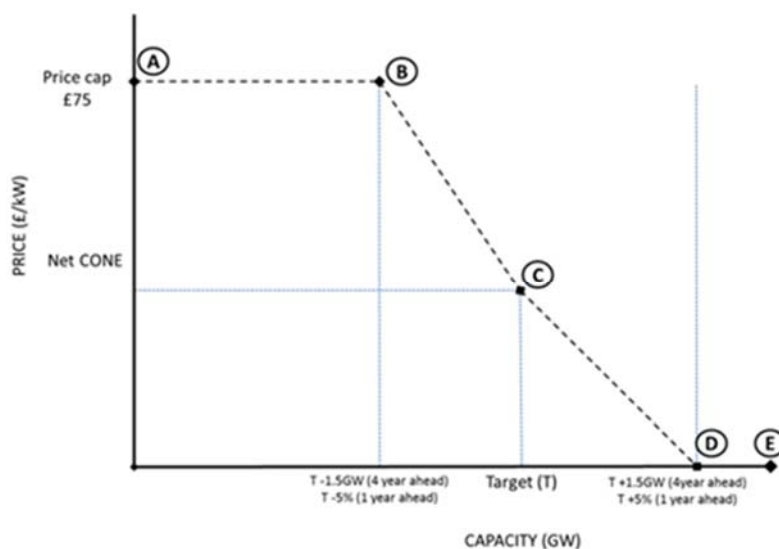


Figura 3-13: Curva ilustrativa de demanda de capacidade (DECC, 2014a)

Para o primeiro leilão, que foi executado em dezembro de 2014, o regulador definiu o valor do CONE de 47 £/kW, o limite de preço igual a 75 £/kW, e o padrão de confiabilidade igual a perda de 3 horas da expectativa de carga por ano.

Processo de leilão

O leilão será "*pay-as-clear*", ou seja, todos os participantes recebem o preço de liquidação definido pelo licitante marginal. O leilão terá um formato de relógio descendente. Em cada rodada de licitação, os provedores decidirão o montante da capacidade de oferta para o preço decrescente específico dessa rodada (DECC, 2013b) e, em seguida, novas rodadas serão realizadas a preços mais baixos e mais baixos até que o leilão descubra o preço mínimo ao qual a capacidade suficiente é fornecida.

Quando surgem questões imprevistas antes do leilão, ou se se espera que não haja concorrência suficiente no leilão, o Secretário de Estado tem o poder de adiar ou interromper o leilão.

Na fase de pré-qualificação, todos os participantes devem registrar se desejam participar no leilão como compradores de preços, o que significa que não podem fazer ofertas acima de um determinado limiar (*price-taker threshold*), ou como *price maker*, o que significa que pode ofertar acima do limite. O limite de preço é determinado como um dos parâmetros de leilão antes de cada leilão. A capacidade que é automaticamente capaz de participar como *price maker* é a capacidade de novas plantas e DRS, mais a capacidade existente que apresenta a prova de que precisa licitar mais alto do que o limite mínimo para permanecer operacional no ano de entrega. A capacidade existente é, por padrão, um *price taker*. O limite de preço para o primeiro leilão de dezembro de 2014 era igual a 25 £/kW.

A capacidade com sucesso no leilão recebe um acordo de capacidade. Se a capacidade bem-sucedida for uma unidade geradora ou DSR existente, assinará um acordo de capacidade de um ano ao preço de liquidação. Os contratos a mais longo prazo estarão disponíveis com base em investimentos de kW de capacidade nominal, de acordo com os limiares mínimos a publicar antes de cada leilão. Os novos geradores potenciais que efetuem investimentos superiores ao limiar de 250 £/kW serão elegíveis para um acordo de capacidade até quinze anos (DECC, 2014b).

3.2.2.4 Mecanismo de pagamento

Cálculo de encargos e pagamentos

Os pagamentos que se aplicam aos fornecedores licenciados e aos fornecedores de capacidade relativos ao Mercado de Capacidade são os seguintes (DECC, 2014a):

- *Capacidade Encargos do fornecedor no mercado*: um pagamento por fornecedores licenciados (ou seja, empresas de varejo que procuram eletricidade em nome de clientes finais) igual ao valor total anual das obrigações de capacidade dos provedores de capacidade. Este pagamento é calculado anualmente. O montante anual a ser pago por cada fornecedor licenciado é determinado proporcionalmente à quota de mercado prevista pelo fornecedor entre as 16h00 e as 19h00 durante os dias de semana durante o Inverno (de novembro a fevereiro) antes de mudar para os dados reais uma vez disponíveis.
- *Capacidade de pagamento*: um pagamento feito pelo Órgão de Liquidação a um fornecedor de capacidade proporcionalmente às obrigações de capacidade detidas pelo prestador. Os pagamentos de capacidade são pagos mensalmente durante o ano de entrega.

- *Encargos de penalidade do provedor de capacidade*: um pagamento feito por um fornecedor de capacidade para qualquer sub-desempenho contra suas obrigações de capacidade durante um evento de estresse. As penalidades do fornecedor são pagas mensalmente durante o ano de entrega.
- *Pagamento de entrega em excesso ao fornecedor de capacidade*: um pagamento a um fornecedor de capacidade por qualquer excesso de desempenho em relação a suas obrigações de capacidade durante um evento de estresse. Os pagamentos de entregas são calculados e pagos no final do ano de entrega.
- *Penalidade do montante do fornecedor residual*: a diferença entre o total dos encargos de penalização do prestador de capacidade, menos os montantes totais pagos em pagamentos em excesso, para um determinado mês. Esta diferença, quando não é zero, é um pagamento feito a fornecedores licenciados. O valor do fornecedor residual de penalidade é calculado e pago no final do ano de entrega.

Todos estes pagamentos são efetuados através do Órgão de Liquidação numa base "paga quando pago", o que significa que os pagamentos feitos ao Órgão de Liquidação a cada mês serão iguais aos pagamentos efetuados pelo Órgão de Resolução de Litígios.

O custo do órgão de liquidação

O Órgão de Resolução de Litígios é obrigado a prever o seu custo operacional a fim de estabelecer a base para a taxa de tributação específica que será paga pelos fornecedores. O montante total cobrado ao fornecedor único baseia-se no mesmo princípio que o principal encargo do fornecedor do Mercado de Capacidade, embora utilizando os dados do Inverno anterior como proxy inicial no lugar das previsões dos fornecedores. O orçamento anual é recuperado dos fornecedores em 12 parcelas mensais iguais, com base na sua participação de financiamento total no Mercado de capacidade.

Faturamento, operações bancárias e pagamentos

O processo de faturamento, operações bancário e pagamento é efetuado principalmente pelo organismo de liquidação que tem a tarefa de calcular e preparar faturas, recebe todos os pagamentos devidos pelos fornecedores e prestadores de capacidade e libera os pagamentos aos fornecedores de capacidade. O cronograma de pagamento está definido no Cronograma de Liquidação do Mercado de Capacidade, conforme apresentado na Figura 3-14.

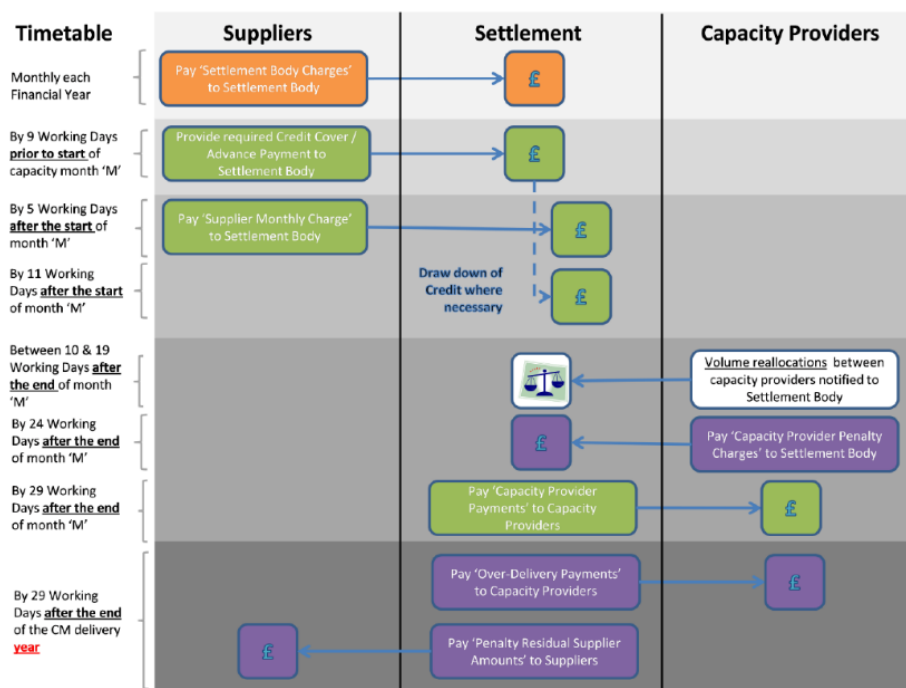


Figura 3-14: Cronograma de liquidação do Mercado de Capacidade (DECC, 2014a)

3.2.3 Resultados do mecanismo

O primeiro leilão de quatro anos do Mercado de Capacidade no Reino Unido foi realizado no dia 18 de dezembro de 2014 para o ano de entrega 2018/19. Apresentam-se a seguir os resultados do leilão, publicado pelo Órgão de Entrega no documento 'Resultado Final do Leilão' após oito dias úteis da conclusão do leilão do Mercado de Capacidade, em 2 de janeiro de 2015.

Como mostrado na Figura 3-15, a curva de oferta é construída adicionando cumulativamente as capacidades de licitação das Unidades de Mercado de Capacidade (CMU) e a curva de oferta atende a curva de demanda ao preço de compensação de 19,40 £/kW/ano, enquanto a oferta agregada das CMUs concedidas com um contrato de capacidade é de 49258,9 MW. O custo total previsto dos acordos de capacidade concedidos é de 955,62 milhões de libras esterlinas para o ano de entrega 2018/19.

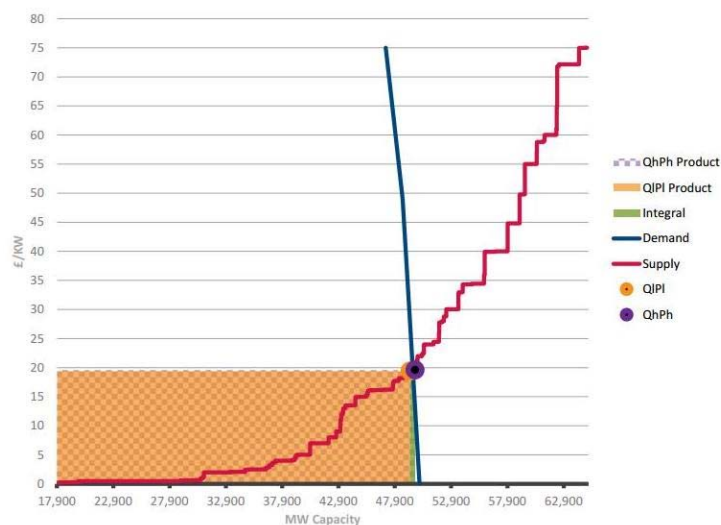


Figura 3-15: A curva de oferta (National Grid, 2015)

A capacidade agregada de licitação das CMUs outorgadas com contrato de capacidade foi de 49258,9 MW, o que equivale a 75,82% da capacidade total permitida para licitação no leilão, correspondendo a um volume de 64969,3 MW, conforme mostra a Figura 3-16.

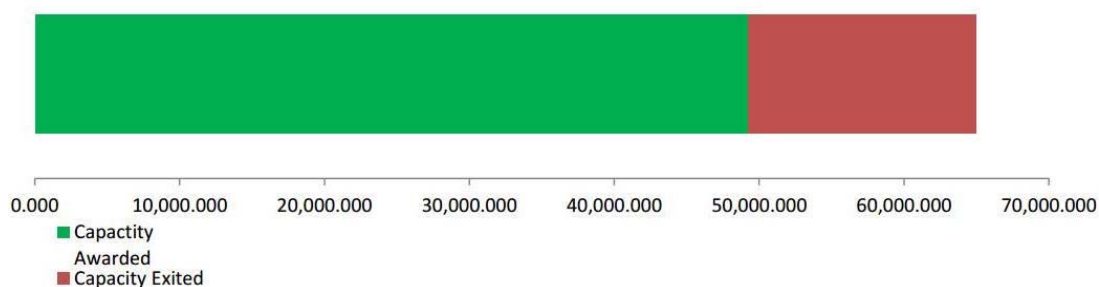


Figura 3-16: Percentual da capacidade concedida em relação à capacidade permitida para licitação.

Fonte: (National Grid, 2015)

A Figura 3-17 mostra a distribuição das CMUs adjudicadas com acordos de capacidade por tipo de CMU. Uma mistura de capacidade nova e existente foi adquirida. De fato, 9836 MW do volume de acordos de capacidade adjudicados são para capacidade nova ou de renovação, equivalente a 19,97% da capacidade total concedida com acordos de capacidade. 31446,8 MW do volume de acordos de capacidade concedidos são para CMUs geradoras existentes, equivalentes a 63,84% da capacidade total concedida.

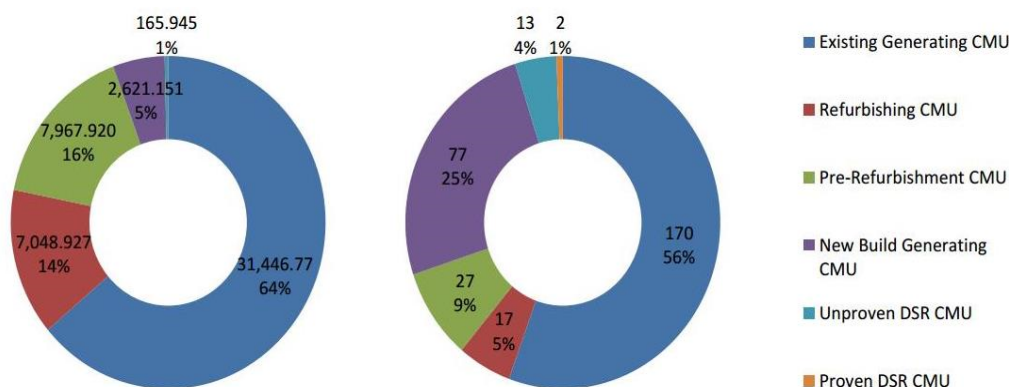


Figura 3-17: Capacidade atribuída pelo tipo CMU, MW no gráfico esquerdo e unidades no lado direito (National Grid, 2015)

Em relação às CMUs adjudicadas com acordos de capacidade por tipo de tecnologia, a maioria dos contratos de capacidade são para usinas de Turbinas a Gás Combinadas (CCGT) com capacidade de 22258,6 MW, equivalente a 45,19% da capacidade total. A Figura 3-18 mostra a distribuição de CMUs adjudicados com acordos de capacidade por tipo de tecnologia.

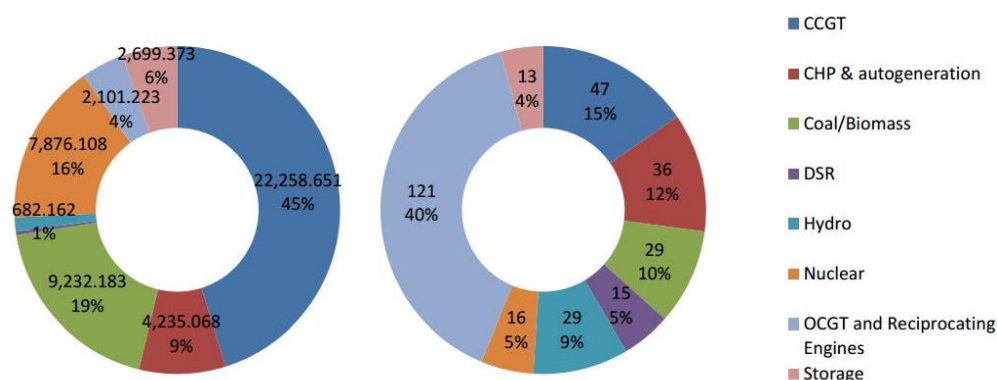


Figura 3-18: Capacidade atribuída pelo tipo de tecnologia (National Grid, 2015)

Conforme referido na Tabela 3-3, a maior parte da capacidade adjudicada (76,47%) envolveu contratos com duração de apenas 1 ano, enquanto 2,61% das CMU receberam acordos de 3 anos, 1,63% receberam acordos de capacidade de 14 anos e o restante 19,28 % receberam acordos de capacidade de 15 anos.

Tabela 3-3: Repartição da capacidade concedida por duração (National Grid, 2015)

Produto	Capacidade (MW)	Capacidade (%)	Número de CMUs	Número de CMUs (%)
1 ano	43734,6	88,79	234	76,47
3 years	3101,0	6,30	8	2,61
14 years	32,3	0,07	5	1,63
15 years	2391,0	4,85	59	19,28

3.2.4 Obstáculos e críticas

Como o mecanismo de capacidade do Reino Unido foi implementado tão recentemente, é difícil tirar conclusões sobre sua adequação. No entanto, os pontos fortes e fracos qualitativos deste mecanismo podem ser identificados do ponto de vista teórico. Os principais pontos fortes do mecanismo estão listados abaixo.

- A abordagem de leilão centralizada e transparente permite evitar uma correspondência perfeita entre a oferta do gerador integrado verticalmente e a demanda do varejista, e isso supostamente deve aumentar a concorrência no Mercado de Capacidade.
- A estratégia escolhida para a alocação dos Custos de Capacidade de Mercado parece refletir as responsabilidades na geração desses custos e os benefícios da maior segurança de suprimento.
- O período de defasagem parece ser longo o suficiente para permitir a instalação de todas as tecnologias visadas no leilão. As durações dos contratos e sua diferenciação entre as plantas novas, existentes e remodeladas são adequadas para atender às necessidades das diferentes categorias de agentes.
- A abordagem seguida pelo Governo britânico de fixar centralmente um limite superior e inferior às quantidades negociáveis para cada proponente parece adequada. Isso evita o problema de os agentes superestimarem sua capacidade ou, inversamente, mantê-la com objetivos estratégicos.
- O regime de sanções explícitas parece ser adequado para desencorajar os agentes que não são apoiados por uma capacidade de produção confiável de participarem no leilão, ao passo que os limites máximos impostos protegem os agentes de uma exposição financeira demasiado elevada.

Por outro lado, algumas das principais fraquezas do Mercado de Capacidade do Reino Unido são as seguintes:

- A exclusão do DSR e da capacidade transfronteiriça do leilão de primeira capacidade, mesmo que de algum modo justificado pelas incertezas do quadro atual, pode conduzir a um excesso de aprovisionamento no primeiro leilão, que não poderia ser economicamente equilibrado através de uma participação posterior desses recursos.
- O indicador de período crítico estabelecido através da definição de eventos de estresse do sistema a serem observados quatro horas antes pelo Operador do Sistema⁹ através de uma advertência de Mercado de Capacidade, juntamente com a obrigação de carga, poderia resultar em ineficiências na implementação do mecanismo; poderia tornar muito difícil para certos agentes para cumprir as suas obrigações

⁹ Em geral, é preferível contar com sinais de mercado (quando disponíveis) para declarar períodos críticos e não com as decisões do Operador do Sistema.

3.2.5 Conclusões

O mecanismo de confiabilidade do Reino Unido é muito jovem e extraiu experiências de outros países com registros mais longos. Em última análise, o esquema do Reino Unido tem várias características de *design* atraentes, que em princípio podem efetivamente garantir a confiabilidade do sistema; e parece não haver nenhuma falha de projeto óbvia que poderia comprometer a implementação. O baixo preço de liquidação de 19,40 £/kW/ano (em comparação com uma referência de 25 £/kW/ano utilizada como lance padrão dos agentes de preços) também serve para ilustrar o sucesso do mecanismo.

Um tópico que merece destaque é que o mecanismo de capacidade do Reino Unido impõe uma responsabilidade aos vendedores sob a forma de um requisito de fornecer capacidade sempre que o operador de sistema identifica um "período crítico" - este mecanismo lembra o mecanismo de opções de confiabilidade implementado na Colômbia e proposto na Irlanda, embora confie no regulador para identificar estes períodos críticos, em vez de um disparador explícito de preços. Este tipo de responsabilidade é desejável porque significa que os investidores não terão um incentivo para superestimar suas contribuições físicas para o sistema, o que significa que o mercado de confiabilidade terá uma tendência a autocorrigir.

Outra observação relevante é que a concepção de mecanismo do Reino Unido parece ser razoavelmente condutora de adições de capacidade e atraindo novos operadores para o mercado: o prazo de quatro anos, a duração de 15 anos do produto oferecido a novas usinas e o limite de preço alto implementadas no leilão contribuem para isso. Em última análise, cerca de 5% da demanda por confiabilidade do Reino Unido no ano de 2018 serão satisfeitas por novas instalações - isto deve-se em parte ao fato de o produto oferecido às novas instalações ter uma duração de 15 anos, certo grau de estabilidade da receita para a parcela mais significativa da vida útil da usina. No entanto, em última análise, apenas o tempo dirá até que ponto o mecanismo do Reino Unido vai funcionar como anunciado e que outras dificuldades podem surgir.

3.3 Irlanda

3.3.1 Antecedentes

3.3.1.1 Sistema elétrico

O setor da eletricidade na Irlanda funcionava anteriormente como dois mercados distintos; A Irlanda do Norte operava como parte do Reino Unido e a República da Irlanda operava o seu próprio mercado. Em 1 de Novembro de 2007, os dois Operadores de Sistema de Transmissão (Operador do Sistema Irlanda do Norte e EirGrid) estabeleceram o Mercado Único de Eletricidade (SEM) para a ilha da Irlanda. O Mercado Único de Eletricidade (SEM) é um mercado de aproximadamente 2,5 milhões de clientes; 1,8 milhões na República e 0,7 milhões na Irlanda do Norte, o que representa um consumo anual total de 35 TWh.

A capacidade total instalada no SEM é de 10 GW. A mistura é claramente dominada por usinas térmicas. A partir de 2014, a SEM contém 1,331MW de capacidade a carvão, 5,260MW de capacidade a gás e 1,503MW de capacidade a óleo. Como pode ser visto na Figura 3-19¹⁰, em 2013 o gás contribuiu com 44% para o abastecimento de eletricidade da ilha (contra 48% em 2012), enquanto as energias renováveis representaram 30% do total.

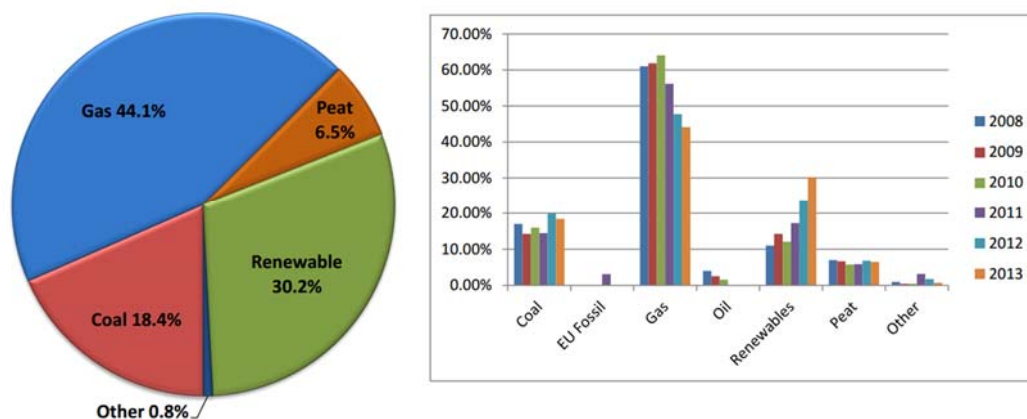


Figura 3-19: Mix de combustível em 2013 e evolução no período 2008-2013. Fonte: CER, 2014b.

De acordo com as previsões dos ORT, os níveis de capacidade térmica são relativamente estáveis - prevê-se que a capacidade das centrais a carvão, gás e petróleo diminua apenas 4% entre 2014 e 2020. Em contrapartida, a geração intermitente está a crescer rapidamente. Entre 2014 e 2020, a capacidade nominal de energia eólica deverá crescer 65%, de 2.840 MW para 4.700 MW.

A demanda de pico ocorre durante noites de inverno durante o dia, enquanto o uso mínimo ocorre durante as horas noturnas de fim de semana de verão. A demanda máxima durante os meses de verão ocorre muito mais cedo no dia do que no inverno. A figura abaixo mostra os perfis de demanda diária típica para um dia de semana de inverno recente. Muitos fatores afetam este padrão de uso de eletricidade ao longo do ano. Exemplos incluem eventos meteorológicos, esportivos ou sociais, feriados e gerenciamento de demanda de clientes.

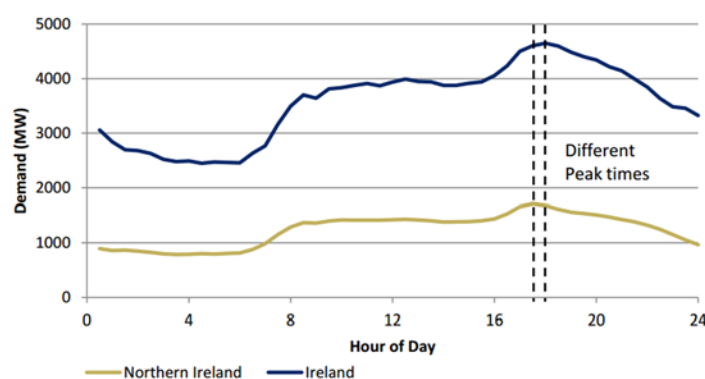


Figure 3-20: Demand profile in the SEM. Source EIRGRID & SONI, 2014.

¹⁰ Determinado com base na metodologia estabelecida em SEM/11/095.

3.3.1.2 Desenho de mercado

Em 1 de Novembro de 2007, foi introduzido o Mercado Único de Eletricidade ("SEM"), o novo regime para a comercialização de eletricidade grossista. O SEM é um mercado que apresenta as seguintes características-chave: (i) *pool* atacadista obrigatório¹¹; (ii) licitação complexa diária e dentro do dia; (iii) preços de preços marginais *ex-Post System* (SMP) (excluindo transações, reservas e outros constrangimentos), com um preço único para cada Período de Negociação; (iv) um despacho central; (V) e um Mecanismo de Remuneração de Capacidade (CRM) separado baseado em Pagamentos de Capacidade.

Nos termos do Pool, a venda e compra de energia elétrica é realizada em uma base comum, com todos os geradores / fornecedores recebendo / pagando o mesmo preço pela energia vendida / comprada através do Pool em cada Período de Negociação. Contratos financeiros bilaterais (por exemplo, contratos para diferenças) ainda podem ocorrer, mas as providências para fazê-lo são separadas e não cobertas pelo Código de Liquidação de Negociação.

Os valores dos custos do mercado grossista da eletricidade para 2013 são: 2120 milhões de euros para aquisição de energia, 530 milhões de euros para pagamentos de capacidade, 176 milhões de euros para custos de imperfeições¹² e 24 milhões de euros para operação de mercado.

3.3.1.3 Reforma de mercado em andamento

A fim de dar cumprimento ao modelo de mercado integrado proposto para a União Europeia, foi anunciado um novo desenho da SEM em 5 de fevereiro de 2014. O novo design de mercado, denominado mercado único integrado da eletricidade (I-SEM), que deverá ser implementado por 2017, revisitará vários aspectos do modelo atual, incluindo seu Mecanismo de Remuneração de Capacidade.

De acordo com a interpretação do regulador irlandês, a componente *ex post* no mecanismo de remuneração da capacidade do mercado irlandês era incompatível com o modelo-alvo europeu, uma vez que este último exigia que os preços de capacidade para o comércio transfronteiriço fossem conhecidos *ex ante*. Tal como indicado pelo (NERA, 2014), o risco associado ao componente *ex-post* atua como uma barreira à cobertura e ao comércio eficiente através das fronteiras em prazos diários - os agentes não podem observar antecipadamente as diferenças de preços, o que pode ser visto como um Barreira ao acoplamento de mercado.

Ainda que pequenos ajustamentos pudessem ser suficientes para cumprir este requisito, a autoridade reguladora irlandesa aproveitou a oportunidade para rever vários aspectos do seu mecanismo de capacidade. Neste contexto de reforma, e tendo em conta as propostas paralelas para também reformar os acordos de comércio de energia no SEM, o regulador opta também

¹¹ A participação no *Pool* é obrigatória para geradores e fornecedores licenciados, exceto para geradores que têm uma capacidade de exportação máxima de menos de 10MW (Limiar De Mínimis), para os quais a participação direta da planta é voluntária. Como consequência, quase toda a eletricidade gerada deve ser vendida e comprada do *Pool*.

¹² Além dos custos operacionais da SEMO, as tarifas do Operador de Mercado (MO) têm que recuperar os chamados Custos de Imperfeições, que são compostos por Custos de Balanceamento, Pagamentos Integrados e Despesas de Desequilíbrio de Energia.

por reformar a forma e o âmbito do atual mecanismo de pagamentos de capacidade para todas as ilhas, E ser compatível com as orientações da CE relativas aos auxílios estatais.

Várias abordagens diferentes foram consideradas para o novo projeto de mercado I-SEM (incluindo a Remuneração de Capacidade), e as RAs têm iterado várias vezes com as partes interessadas para receber sua entrada; embora agora pareçam ter convergido para um projeto de alto nível recomendado da nova estrutura I-SEM (CER, 2014a). Entre outras consequências, a nova concepção de mercado envolveria um redesenho do regime de pagamentos de capacidade.

3.3.1.4 Contexto e motivação para a introdução de mecanismos de confiabilidade

A Irlanda historicamente não teve problemas de suficiência de suprimento. De acordo com a Declaração de Capacidade de Geração 2014-2023 (Eirgrid & SONI, 2014), por exemplo, os estudos de adequação de geração realizados em uma base combinada de todas as ilhas mostraram que haveria capacidade de geração suficiente na ilha para atender à norma acordada para os anos cobertos no horizonte do estudo. Uma ressalva levantada foi que a capacidade da Irlanda do Norte de atender à demanda de eletricidade deverá sofrer uma pressão crescente desde o início de 2016. Espera-se que este apertado equilíbrio seja resolvido com a conclusão da segunda interligação Norte-Sul, prevista para o final de 2017 - no entanto, qualquer atraso no projeto pode aumentar o tempo que a segurança de aprovisionamento da Irlanda do Norte é Em particular risco. Com a instalação desta linha de transmissão, as restrições de transmissão entre a Irlanda e a Irlanda do Norte deverão ser resolvidas.

Devido à reforma do mercado I-SEM em curso, no entanto, o regulador irlandês revisitou as suas motivações e princípios por trás do seu mecanismo de fiabilidade e para determinar se um mecanismo de remuneração da capacidade ainda era necessário. Motivado pelas questões gerais levantadas tanto pela Comissão Europeia (CE, 2012) como pela ACER (ACER, 2013) no que diz respeito aos Mecanismos de Remuneração de Capacidade, a SEM examinou (i) a necessidade de um Mecanismo de Remuneração da Capacidade no I-SEM e (ii) se os diferentes desenhos alternativos são compatíveis com o modelo Target.

A Comissão SEM decidiu que no Projeto de Alto Nível do I-SEM é necessário um CRM e que será desenvolvido em pormenor no futuro em paralelo com o design detalhado do mercado energético à luz de:

- O fundamento económico de um mecanismo de remuneração da capacidade explícita devido às falhas de mercado associadas aos mercados exclusivamente energéticos, dando origem ao problema do "dinheiro perdido";
- A ampliação dessas falhas de mercado, o que significa que o problema do dinheiro perdido é particularmente agudo em um sistema de pequenas ilhas com altos níveis de geração variável;
- Evidências dos Relatórios de Adequação de Geração dos TSOs (Demonstração de Capacidade de Geração e Relatório de Adequação para um Mercado de Energia Somente) e outras análises de modelagem sobre o impacto da dinâmica do sistema de mudança

nos padrões de corrida e nas horas de geração convencional, O aumento da penetração de tecnologias renováveis de baixo carbono.

Com base nas considerações anteriores, a concepção de alto nível do I-SEM propôs a introdução de um produto do tipo Opção de Confiabilidade para o mercado irlandês, em substituição à atual implementação baseada nos preços. A decisão proposta pelo Comitê SEM para Opções de Confiabilidade considerou o seguinte:

- As opções de confiabilidade são um mecanismo baseado no mercado, coerente com os princípios subjacentes ao mercado interno da UE e à filosofia I-SEM;
- As opções de confiabilidade não afetam indevidamente o preço spot da eletricidade que incentiva o comércio transfronteiriço eficiente;
- As opções de confiabilidade são um mecanismo simples e compreensível;
- As Opções de Confiabilidade atuarão para remover a exposição do fornecedor às rendas de escassez e podem estimular o aumento da liquidez em determinados prazos de mercado.

3.3.2 Solução projetada para a confiabilidade

O Mecanismo de Pagamento de Capacidade de MEV atual (descrito a seguir) não é um mecanismo de confiabilidade por si só, uma vez que não envolve compromissos a longo prazo de qualquer forma. Em vez disso, assemelha-se mais a um projeto de pagamentos de capacidade “tradicional”: os agentes são remunerados de acordo com sua contribuição para a confiabilidade do sistema em um determinado ano e supõe-se que esse sinal de preço será suficiente Para garantir que os investidores privados vão trazer novas capacidades para o sistema a um ritmo razoável, a fim de garantir a adequação do sistema.

O novo mecanismo de capacidade a adoptar no I-SEM (ver seção 3.3.2.2) poderia funcionar de forma diferente; embora neste momento não existam informações suficientes para fazer observações sobre a natureza da aplicação provável a adoptar na Irlanda.

3.3.2.1 O mecanismo de capacidade atual do SEM

Em maio de 2005, as Autoridades Reguladoras (ARs) estabeleceram as opções para o Mecanismo de Pagamento de Capacidade (CPM) do Mercado Único de Energia Elétrica (SEM). No documento, as autoridades reguladoras indicaram sua proposta de desenvolver um mecanismo de pagamento de capacidade de receita fixa que proporcionaria um grau de segurança financeira aos geradores sob os novos arranjos de mercado e um padrão estável de pagamentos de capacidade. Os princípios delineados foram incorporados na concepção do CPM e no Código de Negociação e Liquidação (TSC).

Em resumo, o Mecanismo de Pagamento de Capacidade é um mecanismo de receita que coleta uma quantia anual de dinheiro (o "pote") dos fornecedores e paga esses fundos à capacidade de geração disponível de acordo com as regras estabelecidas no Código de Negociação e Liquidação SEM.

O valor deste "pote" (também conhecido como Soma Anual de Pagamento de Capacidade) é determinado anualmente pelas Autoridades Reguladoras, com a assistência técnica dos Operadores do Sistema, como produto de dois números:

- Um requisito de quantidade (MW) determinado como a quantidade de capacidade necessária para cumprir exatamente um padrão de segurança de geração de todas as ilhas (Perda de Expectativa de Carga igual a 8 horas em um ano); e
- Um preço (EUR / kW) determinado como os custos fixos anualizados de uma planta de pico de melhor novo operador (BNE).

O pote é fixado e publicado quatro meses antes do início do Ano de Negociação. Este pote anual (Soma Anual de Pagamento de Capacidade), é dividido em montantes mensais (Capacidade Período Pagamentos Somas). Esta alocação em meses é baseada em previsões de demanda. Na Figura 3-21 mostra-se como o pote anual foi alocado no período Nov07-Dec08.

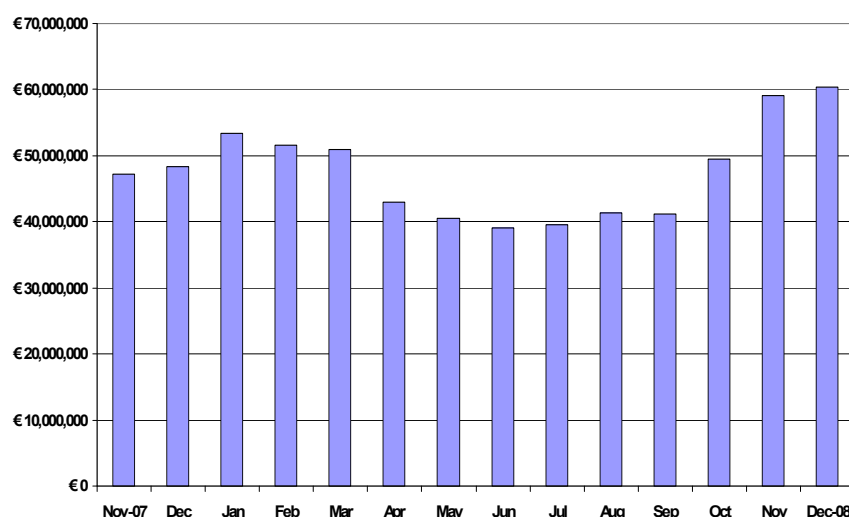


Figura 3-21: Perfil de alocação mensal do "pote" de Nov 07 a Dez 08

Geradores recebem uma parte do pote mensal para cada hora em que estão disponíveis para gerar. O pagamento total a todos os geradores em cada meia hora é determinado dividindo o pote mensal em três componentes:

- "Fixo" (30 por cento do pagamento mensal): esta porção do pagamento mensal é repartida entre horas dentro do mês, em proporção às previsões *ex ante* da procura.
- "Variável" (40 por cento do pagamento mensal): essa parcela do pagamento mensal é alocada e registrada ao longo de horas dentro de cada mês, proporcionalmente às previsões *ex ante* da LOLP. A LOLP *ex ante* é determinada antecipadamente de cada mês pelo cálculo das margens de geração. A margem para a determinação do LOLP *ex-ante* deve utilizar dados de previsão para demanda e disponibilidade.
- "Ex Post" (30 por cento do pagamento mensal): essa parcela do pagamento mensal é alocada e perfilada em horas dentro de cada mês de acordo com avaliações de LOLP *ex post*. A LOLP *ex post* é determinada após o final de cada mês, calculando as margens de

geração em função da demanda real e da capacidade real disponível. Desta forma, os elevados pagamentos de capacidade *ex post* concentram-se em horas de alta demanda e baixas margens de geração em tempo real.

O fluxograma na Figura 3-22 representa esquematicamente a estrutura dos Pagamentos de Capacidade no SEM.

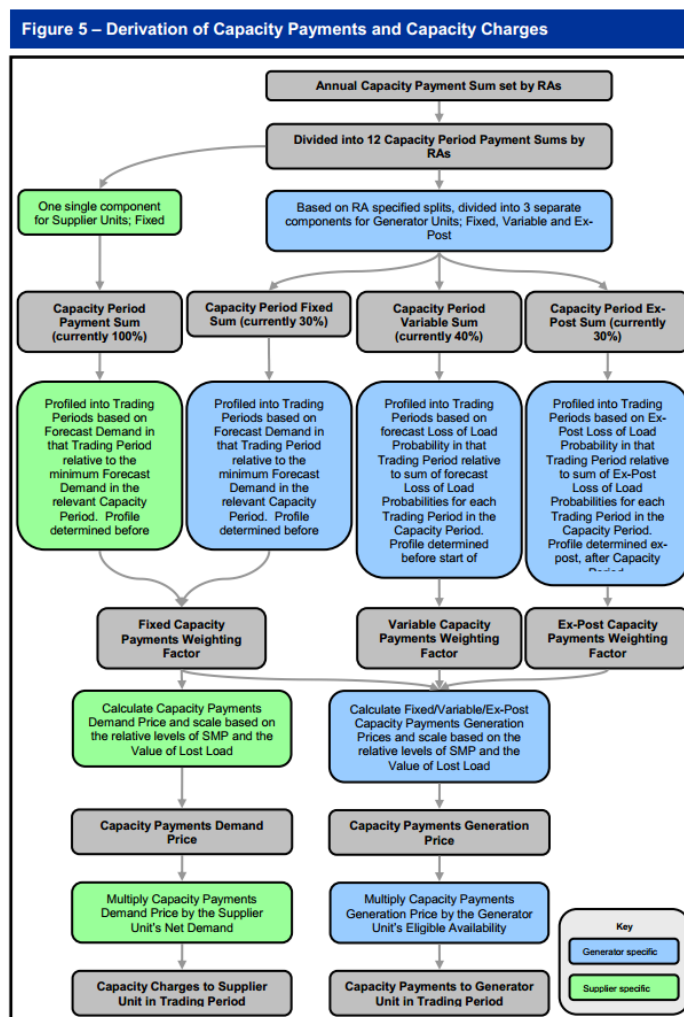


Figura 3-22: Fluxograma para a determinação dos pagamentos de capacidade e encargos de capacidade

As Autoridades Reguladoras reconhecem que o elemento *Ex-Post* fornece um grau de risco para os geradores, uma vez que, ao contrário dos elementos Fixo e Variável, não é conhecido antes do tempo e, portanto, mantém um grau de incerteza. No entanto, os objetivos para a RPC incluem a obrigação de fornecer um sinal de curto prazo em caso de escassez de capacidade e as autoridades reguladoras acreditam que é essencial que esse sinal de curto prazo seja fornecido. Enquanto o elemento Variável fornece um grau de sinal de curto prazo, apenas o elemento *Ex-Post* pode fornecer os sinais próximos em tempo real necessários quando a capacidade é insuficiente devido, por exemplo, a uma interrupção principal não planejada de uma grande estação

de energia. Desta forma, as Autoridades Reguladoras procuram valorizar a capacidade adequadamente e oferecer incentivos adequados para que as partes respondam quando a previsão de curto prazo é que a capacidade seja insuficiente.

Durante o Ano de Negociação, o pote de capacidade é "preenchido" através de Encargos de Capacidade em curso cobrados aos participantes que comprem energia do pool e são pagos simultaneamente nos Pagamentos de Capacidade em curso aos participantes que fornecem capacidade de geração ao mercado.

Participação da rede no mecanismo de capacidade

Os comerciantes interconectores que vendem energia no SEM recebem pagamentos de capacidade, enquanto aqueles que exportam energia devem pagá-los. Conforme discutiremos, este tipo de alocação, juntamente com a componente *ex post* do pagamento de capacidade, coloca alguns desafios quando se trata de integrar os mecanismos de SEM com o resto do Mercado Interno de Energia para a eletricidade.

Os operadores das duas interligações com a Grã-Bretanha comercializam essencialmente com base nos preços diários de eletricidade e num determinado pagamento de capacidade equivalente a 70% do montante total disponível para pagamentos de capacidade numa meia-hora específica.

A forma como o SEM CRM foi concebido pode levantar um desafio para o quadro proposto de comércio transfronteiriço a ser implementado no interconector Irlanda-Grã-Bretanha. Uma vez que o acoplamento de mercado é implementado, não é mais possível distinguir qual o participante de mercado exporta e/ou importa e, portanto, distinguir quem deve receber ou reembolsar o pagamento de capacidade - implicando que o mecanismo de SEM pode ser incompatível com esta implementação futura. Esta consideração foi tida em conta pelas autoridades reguladoras do SEM, juntamente com os requisitos da Comissão Europeia, na concepção de um novo mecanismo proposto (descrito a seguir).

3.3.2.2 O mecanismo de capacidade futuro I-SEM's

Como aconteceu com o projeto original de SEM em 2007, espera-se que o Mecanismo de Remuneração de Capacidade (CRM) volte a desempenhar um papel central no próximo projeto, que deverá estar totalmente em 2017. De acordo com (CER, 2014a) o I-SEM terá um Mecanismo de Remuneração de Capacidade baseado em quantidade, em oposição ao mecanismo baseado em preço atualmente em vigor, sob a forma de um produto de Opção de Confiabilidade emitido por uma parte central. Este tipo de contrato tem várias propriedades interessantes que o tornam adequado para a implementação de um mecanismo de adequabilidade, e argumentos a favor foram apresentados no contexto da reforma do mercado Irlandês.

Em última análise, existem agora vários elementos de projeto que terão que ser definidos na fase de projeto detalhado, como reconhecido no documento de design de alto nível. A maioria destas considerações importantes permanecem indefinidas, como o esforço de design ainda está em curso. Em princípio, serão atribuídos dois anos à fase detalhada de concepção e execução do projeto, com a expectativa de entrada em funcionamento da I-SEM no 4º trimestre de 2017;

embora as discussões com a Comissão Europeia estejam ainda em curso. A Figura 3-23 ilustra o plano de alto nível do projeto que apoia os agentes do mercado irlandês e os formuladores de políticas - nos quais a maior parte do trabalho de projeto sobre o mecanismo de remuneração de capacidade deve acontecer no segundo semestre de 2015 e 2016.

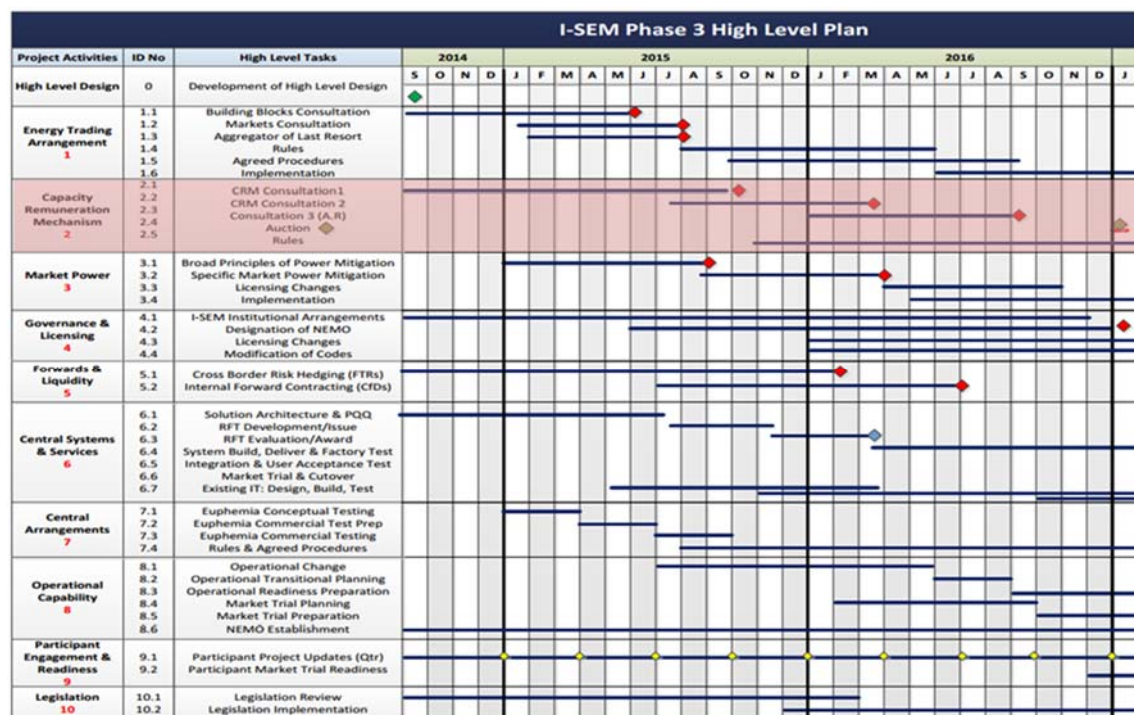


Figura 3-23: Calendário de tarefas do I-SEM (O projeto 2 corresponde ao *design* do CRM).

Conforme reconhecido pelas autoridades irlandesas, os seguintes tópicos são centrais para a concepção do mecanismo e merecem mais atenção na fase de concepção detalhada:

- **Requisito de Capacidade:** determina a quantidade de capacidade a ser leiloada. O requisito de capacidade no CPM SEM atual é determinado pelos ORT e tem um número de entradas, incluindo um padrão de adequação. O padrão de adequação no CPM atual é de 8 horas. O requisito de capacidade será avaliado durante a fase de projeto detalhado.
- **Preço de Exercício:** o preço de exercício será determinado pelas Autoridades Reguladoras após um processo de consulta. Quando as ROs foram implementadas até à data, elas foram implementadas com um único preço de exercício que é definido como um prêmio para o custo marginal de curto prazo do fornecedor mais caro do sistema. Indexação pode ser usado onde há um desfasamento entre leilão e entrega. As especificidades do preço de exercício e se mais de um é empregado serão considerados como parte do mecanismo detalhado
- **Preço de Referência:** o preço contra o qual o RO é liquidado. Em geral, o preço de referência deve ser de um mercado muito líquido, que no I-SEM, pode ser o mercado do dia seguinte. A consideração será dada como parte do projeto detalhado no qual é o

melhor preço de referência e se um preço intradiário ou de equilíbrio poderia ser usado para incentivar uma maior flexibilidade dos provedores.

- **Arranjos de Penalidades Adicionais:** As opções de confiabilidade pura não possuem mecanismos de penalidade adicionais para não-entrega, exceto os valores pagos quando o RO é chamado. No entanto, outros mercados consideraram a combinação de opções de confiabilidade com penalidades para não entrega física. Embora no primeiro rascunho do projeto de Alto Nível a exigência desses compromissos físicos no contexto da I-SEM não estivesse clara, na versão final, as RAs confirmaram que as opções de confiabilidade terão de ser fisicamente apoiadas (em oposição às financeiras Opções) conforme solicitado pela indústria.
- **Outras considerações:** elegibilidade, regras de leilão, prazo de entrega e duração do contrato, acordos de negociação secundária, acordos de garantia, interações com fornecedores e base de tarifação para os consumidores.

3.3.3 Resultados e análise do mecanismo de capacidade atual SEM

Desde a sua implementação inicial, uma preocupação fundamental levantada pelos participantes da indústria foi a falta de estabilidade do "pote" de pagamento de capacidade, uma vez que o BNE FC e os requisitos do sistema foram determinados anualmente. Adicionalmente, os participantes do mercado solicitaram transparência adicional a ser fornecida em relação ao cálculo do Requisito de Capacidade.

Em 11 de Setembro de 2008, o Comité do Mercado Único de Eletricidade (SEMC) publicou o seu Documento de Decisão sobre o custo fixo de uma melhor fábrica de picos de entrada para o ano civil 2009 (SEM-08-109). Neste documento de decisão, o SEMC sinalizou a sua intenção de consultar sobre o mecanismo adequado para abordar a preocupação anterior.

Em 2009, as Autoridades Reguladoras decidiram realizar uma Revisão a Médio Prazo da RPC em duas fases. A primeira fase que olha os aspectos históricos do projeto de CPM e a segunda que olha melhorias de CPM possíveis em mais detalhe.

Na primeira fase, o foco foi analisar: (i) a variabilidade dos pagamentos anuais e a alocação entre as diferentes empresas durante os três primeiros anos, (ii) os incentivos proporcionados à capacidade disponível quando a geração era escassa, (iii) Transparência das metodologias para o cálculo dos diferentes parâmetros utilizados na determinação dos Pagamentos de Capacidade. Apresentamos brevemente os principais resultados relacionados ao desempenho do mecanismo a seguir.

A Figura 3-24 ilustra a variação dos pagamentos e também a distribuição de 2007 a 2009. A remuneração total percebida pelas empresas sofreu um incremento relevante de 2007 para 2009. Uma mudança na distribuição entre empresas ocorre em 2009, mas foi consequência de A introdução da ENDESA no mercado após a aquisição de uma fábrica da ESB PG.

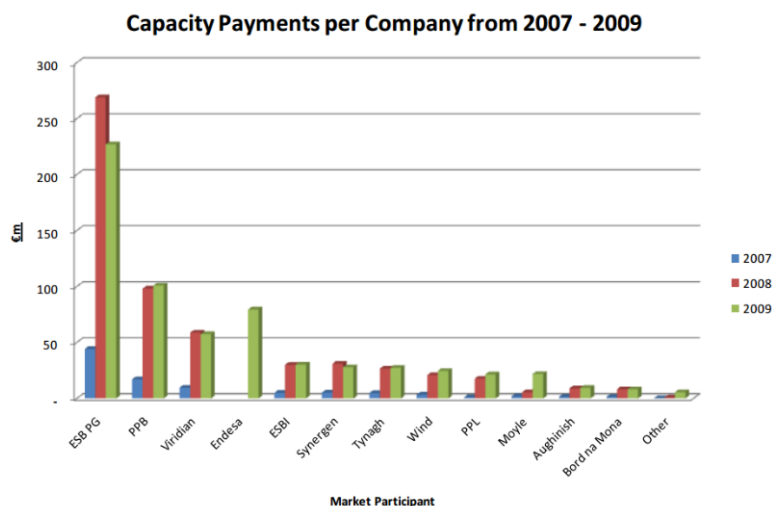


Figura 3-24: Pagamento de capacidade por empresa (Fonte: CER, 2010)

Uma análise dos dados disponíveis para 2009 (janeiro a junho) foi realizada para comparar a distribuição dos pagamentos de capacidade e margem. Os gráficos abaixo mostram os pagamentos médios efetuados e a margem média como um perfil diário para cada mês (isto é, o período de janeiro é desagregado para a média diária de 48 períodos de meia hora das 00:00 às 23:30 etc.)

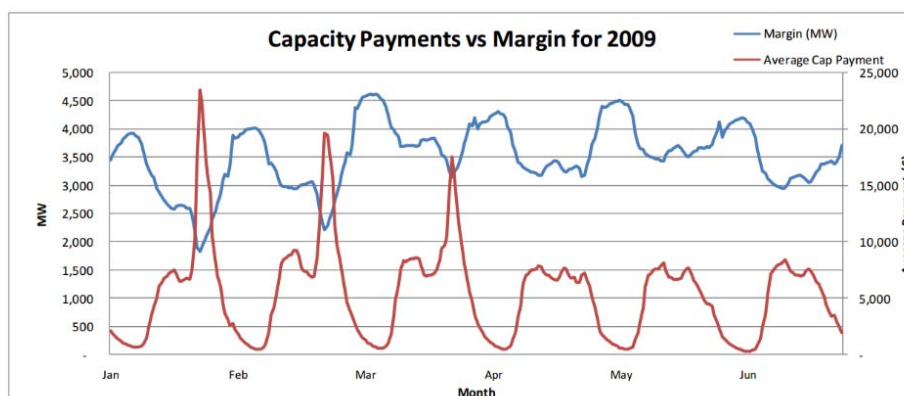


Figura 3-25: Pagamentos de Capacidade vs Margem para 2009 (Fonte: CER, 2010)

De um modo geral, pode-se observar no gráfico que os pagamentos de capacidade são mais elevados quando a margem é a mais baixa, o que, em geral, está alinhado com o objetivo do Mecanismo de Pagamento de Capacidade relativo a sinais de preços eficientes. A variação da forma dos pagamentos de capacidade no segundo trimestre de 2009 em relação ao primeiro trimestre de 2009 coincide com as mudanças de temperatura que afetam a forma da demanda.

Os três gráficos seguintes mostram a margem em relação a cada um dos três fatores de capacidade supramencionados que constituem os pagamentos de capacidade total (fixo, variável e *ex-post*).

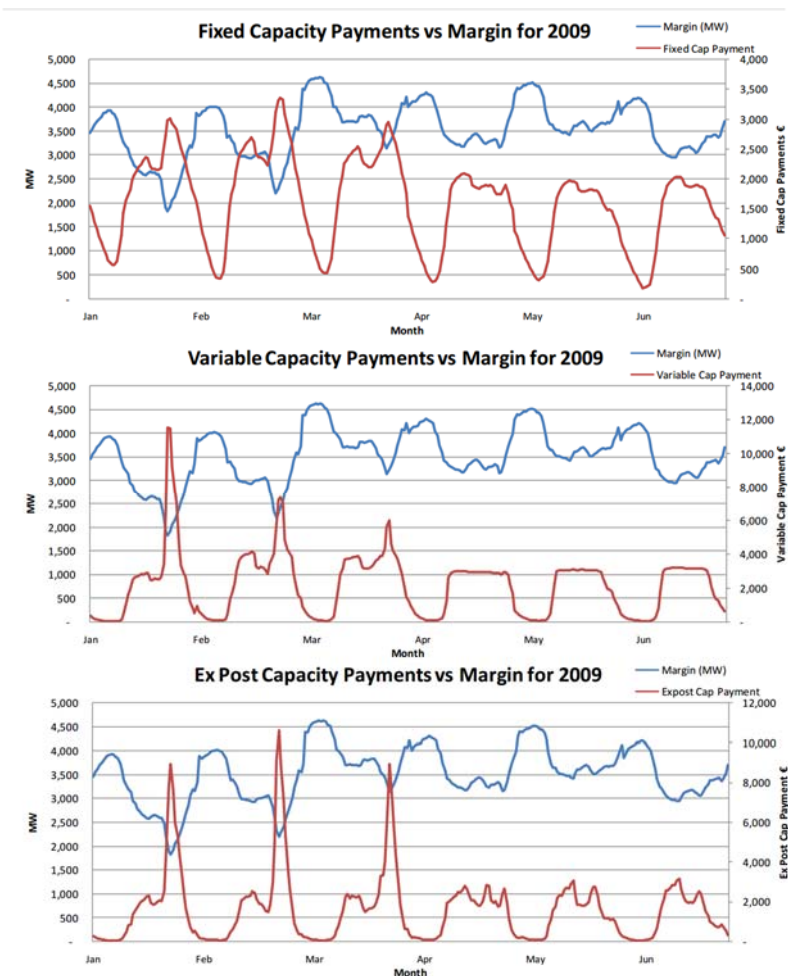


Figura 3-26: Componentes fixo, variável e *ex-post* (Fonte: CER, 2010)

Os pagamentos fixos (gráfico superior) são determinados com um ano de antecedência e, em geral, seguem o padrão esperado, onde a maioria dos pagamentos fixos estão disponíveis durante os períodos de menor margem. No entanto, deve-se notar que nos períodos de alta margem (1am a 7am), os pagamentos de capacidade fixa são proporcionalmente mais elevados neste período do que os pagamentos disponíveis durante o dia.

O segundo gráfico mostra o pagamento de capacidade variável contra margem. Os pagamentos de capacidade variável são determinados com um mês de antecedência. Os pagamentos variáveis refletem a tendência esperada onde os pagamentos de capacidade são mais elevados durante os períodos de menor margem. Vale a pena notar os pagamentos tipo planalto que ocorrem durante Q2/09. Como a margem é maior e a margem global é mais uniforme ao longo do dia, os pagamentos de capacidade refletem isso.

O gráfico inferior mostra os pagamentos de capacidade *ex post* contra margem. Como esperado, a relação entre os pagamentos de capacidade e a margem mostra a correlação mais forte, uma vez que os pagamentos a posteriori se baseiam na margem de resultados efetivos.

3.3.3.1 Conclusões da revisão

Após o envolvimento das partes interessadas (2011), a revisão concluiu em março de 2012, quando a Comissão SEM publicou o documento de decisão final sobre a Revisão de Médio Prazo da CPM (SEM-12-016). As autoridades reguladoras reuniram as seguintes conclusões principais:

- O CPM estava geralmente funcionando bem e não havia necessidade imperiosa de fazer grandes mudanças no projeto e na metodologia.
- A Comissão SEM não acreditava que a concepção da alocação de distribuição deveria ser substancialmente alterada.
- O Comitê SEM acreditava que a proporção de 30%, 40% e 30%, respectivamente, dos componentes Fixo *Ex-ante*, Variável *Ex-Ante* e Variável *Ex-Post*, estava dando o equilíbrio adequado entre um sinal de curto prazo para fornecer a capacidade necessária durante períodos de margem de capacidade apertada, e a certeza de longo prazo sobre as receitas de capacidade para geradores.

Simultaneamente foram identificadas três alterações necessárias relevantes:

- A *Infra Marginal Rent* (IMR) teve de ser deduzida do custo do BAN (Melhor novo entrante)
- A FOP% (Probabilidade de Interrupção Forçada) no cálculo da Capacidade Necessária teve de ser aumentada para 5,91%,
- O BNE será calculado em 2013 e o *BES Peaker Cost* (EUR/kW/yr) será estabelecido por um período de 3 anos para dar estabilidade à remuneração

3.3.3.2 Soma Anual dos Pagamentos de Capacidade no período 2007-2015

Conforme explicado, o custo fixo anualizado do pico do BNE é multiplicado pelo Requisito de Capacidade resultando na Soma Anual de Pagamentos de Capacidade (ACPS). O ACPS para cada um dos anos no período 2007-05 é apresentado na Tabela 3-4:

Tabela 3-4: ACPS para os diferentes anos comerciais. Fonte: (CER, 2015)

Year	BNE Peaker Cost (€/kW/yr)	Capacity Requirement (MW)	ACPS (€)
2007	64.73	6,960	450,517,348
2008	79.77	7,211	575,221,470
2009	87.12	7,356	640,854,720
2010	80.74	6,826	551,133,375
2011	78.73	6,922	544,956,545
2012	76.34	6,918	528,120,120
2013	78.18	6,778	529,876,722
2014	80.27	7,049	565,819,301
2015	81.60	7,046	574,953,600

3.3.4 Conclusões

A experiência irlandesa no SEM destaca um exemplo de um mecanismo "clássico" baseado em preços que procura mitigar potenciais problemas de distorção a partir de mercados apenas de energia.

Recentemente, a Irlanda manifestou interesse em adotar um novo mecanismo de capacidade centrado em torno das Opções de Confiabilidade. A Irlanda tem quase certeza de implementar sua própria abordagem sobre o mecanismo de opções de confiabilidade, afastando-se significativamente das escolhas de design feitas na Colômbia; Mas, de momento, não existem informações sobre o regime de capacidade proposto pela Irlanda.

3.4 Turquia

3.4.1 Antecedentes

3.4.1.1 A reforma do setor turco

A reforma do mercado eléctrico turco foi iniciada em 2001, num momento em que o país estava em grande necessidade de novos investimentos estrangeiros, visto que o consumo de eletricidade do país tinha crescido mais de 8% p.a. nas duas décadas anteriores. O modelo de mercado turco é, no seu núcleo, um mercado apenas de energia e (ainda) não tem mecanismo de adequação de capacidade em vigor.

A Turquia é um exemplo de um país em que o mecanismo puro baseado nos preços parece ter funcionado bem - a capacidade vem expandindo-se a um ritmo razoável apesar da falta de qualquer esquema de pagamento de capacidade. No entanto, um grande abrandamento do crescimento da demanda de eletricidade tem desempenhado um papel neste resultado; e atualmente há preocupações de haver uma "folga" do investidor se eles forem incapazes de recuperar seus custos de investimento na Turquia devido a preços reduzidos.

Em 2007, o Banco Mundial patrocinou um estudo destinado ao Governo da Turquia, que visava especificamente a concepção e prestação de procedimentos e regras pormenorizados para a implementação de medidas destinadas a reforçar a segurança do aprovisionamento a médio prazo. O estudo centrou-se no estabelecimento de um mecanismo adequado de capacidade no mercado da eletricidade, incluindo procedimentos para leilões competitivos de contratos de fornecimento de certificados de produção e capacidade. As duas medidas em conjunto destinavam-se a ajudar a atenuar os riscos de escassez de aprovisionamento, a ajudar a garantir a existência de uma capacidade suficiente a médio e a longo prazo e a manter uma margem de reserva adequada no sistema. O projeto foi concluído em 2009 com um *design* de pleno direito de um mercado de capacidade, mas não foi implementado, visto que (i) houve um abrandamento substancial do crescimento da demanda de eletricidade turca durante os anos 2000 (devido a uma combinação de crescimento económico mais lento, quedas cíclicas na demanda e uma elasticidade em queda), e (ii) mesmo com a concepção de mercado exclusivamente de energia, houve um investimento substancial na expansão do sistema.

A revisão da experiência turca centrar-se-á, então, na descrição dos atuais acordos de mercado, nas razões pelas quais o mercado da energia foi tão bem sucedido, nos seus atuais riscos e numa descrição do mecanismo de adequação proposto em 2007.

3.4.1.2 Atributos do sistema

Com uma superfície de 785.347 km², a Turquia tem uma população de 77 milhões de habitantes e um setor de energia com uma capacidade instalada de 67.000 MW (2014). A distribuição da capacidade instalada total e geração em relação aos tipos de combustível no final de junho de 2014 é mostrada na Figura 3-27. Como pode ser visto, as três principais fontes de geração de energia em relação à capacidade instalada são o gás natural, a hidrelétrica e carvão-lignite.

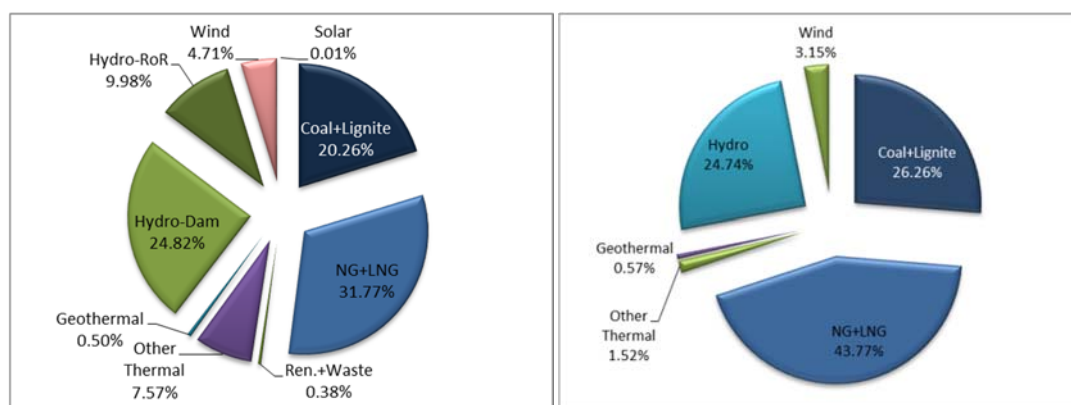


Figura 3-27 : Distribuição da capacidade instalada turca e geração por recursos

A Figura 3-28 mostra a distribuição da capacidade instalada total por estrutura de propriedade. É evidente que a participação do setor privado atingiu um nível significativo, especialmente após a implementação da lei do mercado da eletricidade (EML) em 2001. Todavia, 36% da capacidade instalada é propriedade de empresas públicas (EUAS e suas filiais). A parcela das usinas construídas de acordo com os contratos de tipo "take or pay" existentes antes da promulgação da EML é de 13.6%¹³.

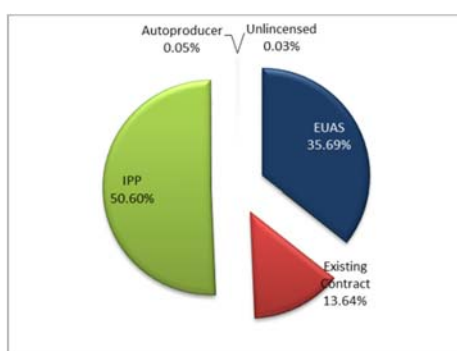


Figura 3-28 : Distribuição da capacidade instalada da Turquia por estrutura de propriedade

¹³ As plantas financiadas nos contratos BOT (Construir, Operar, Transferir), BOO (Construir o próprio e operar) e TOOR (Transferência de Direitos Operacionais).

A Turquia tem uma das economias de mais rápido crescimento no mundo. Apesar dos dois graves terremotos de 1999, da crise doméstica em 2001 e da crise económica global de 2008-2009 e de 2013, a Turquia registou um forte crescimento económico em termos reais. A taxa média de crescimento durante o período de 1999-2013 foi de cerca de 3,9%. As projeções para a taxa de crescimento do PIB da Turquia nos próximos 10 anos estão na faixa de 4,0% a 5,2% aa; a maioria das previsões vê uma taxa de crescimento moderadamente alta e consistente a partir de 2015, depois que a Turquia se recuperar do atual declínio. O consumo bruto per capita é relativamente pequeno (3.211 kWh per capita em 2013), o que contribui para as estimativas de crescimento.

O crescimento da demanda de eletricidade no país é impulsionado principalmente por dois fatores: aumento populacional e industrialização. O crescimento da demanda por eletricidade está estreitamente correlacionado com o crescimento do Produto Interno Bruto ("PIB") real. Consequentemente, o crescimento da demanda tem sido rápido, às vezes errático, como mostrado na Figura 3-29.



Source: TUIK – TEIAS

Figura 3-29 : Desenvolvimento da demanda e crescimento do PIB na Turquia

Em 2013, 246.357 GWh de electricidade foram consumidos na Turquia. A demanda mínima foi realizada em abril de 2013, enquanto a demanda de pico ocorreu em julho de 2013. A Figura 3-30 mostra a carga de pico instantânea e a demanda de eletricidade (consumo bruto) no período de 1999 a 2013. Cerca de 47% do total é consumido pelo setor industrial, 24% no setor residencial, enquanto o consumo do setor comercial é de cerca de 16%. A rede de distribuição da Turquia foi dividida em 21 regiões de distribuição, definidas com base na proximidade geográfica, estrutura gerencial, demanda de energia e outros fatores técnicos/financeiros.

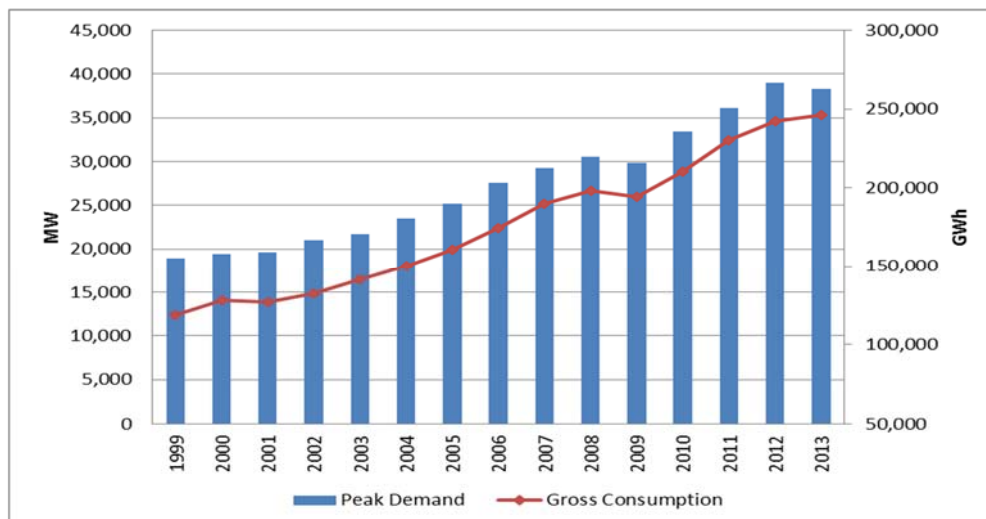


Figura 3-30 : Evolução do consumo bruto (GWh) e da demanda de pico (MW)

Geograficamente falando, os centros com maior consumo estão no noroeste, enquanto que as principais geradoras estão no norte e sudeste. Portanto, o sistema de transmissão desempenha um papel vital no mercado de energia turco e foi projetado principalmente para lidar com grandes fluxos de energia ao longo de um caminho diagonal em todo o país. O comprimento total das linhas de transmissão é de cerca de 52.000 km de 400, 150 e 66 kV, conforme mostrado na Figura 3-31.



Source: TEIAS

Figura 3-31 : Mapa do system de transmissão turco

Até recentemente, a principal força motriz para as trocas transfronteiriças de eletricidade era equilibrar o fosso de abastecimento (estações secas ou chuvosas, produção insuficiente); A negociação não era o objetivo principal. Todas as importações-exportações foram realizadas através de acordos intergovernamentais e contratos bilaterais entre empresas estatais de energia elétrica. Modo de ilha ou modo de direção de unidade de operação limitou as trocas de energia.

No entanto, após a operação síncrona com a Europa iniciada em 2010, o volume aumentou devido a trocas comerciais de energia, incluindo os trânsitos Grécia-Bulgária sobre a rede turca.



Figura 3-32 : Mapa das interconexões turcas em 2013

3.4.1.3 Estrutura institucional e reforma da indústria

Desde o início dos anos 80, o governo pretendia atrair a participação privada na indústria, a fim de reduzir a pressão dos investimentos no orçamento público, uma vez que a indústria de energia era conduzida pela empresa pública verticalmente integrada *Turkish Electricity Authority* (TEK). A Turquia implementou várias leis para permitir a participação de produtores de energia independentes no sistema através de contratos BO, BOT e TOOR. Os marcos do desenvolvimento evolutivo do setor elétrico desde 1984 estão resumidos na Figura 3-33. Como se verá, foi somente na Lei 4628 de 2001 que a Turquia iniciou um caminho para a liberalização do mercado, que está agora bem enraizada.

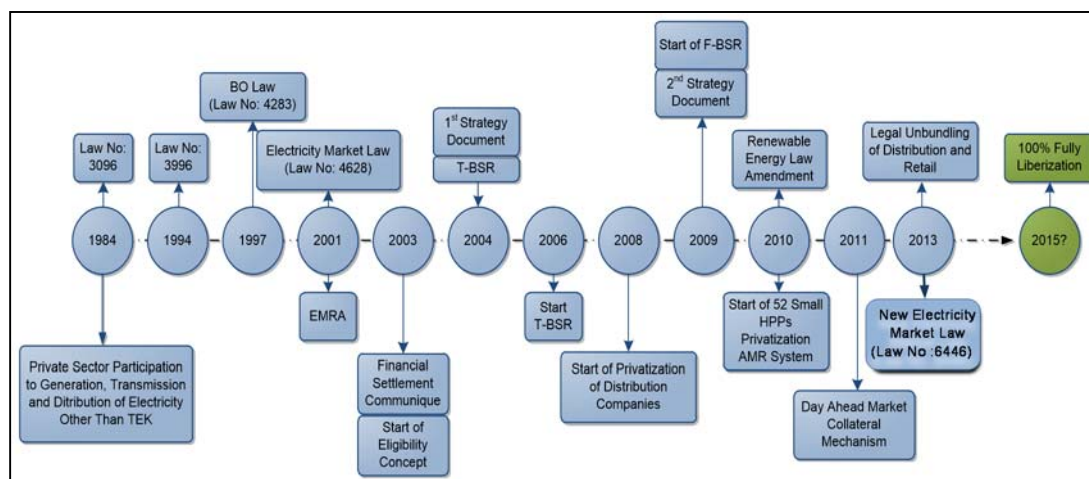


Figura 3-33 : Desenvolvimento evolutivo do setor elétrico turco desde 1984

A Lei do Mercado de Eletricidade (EML) nº 4628, promulgada pelo Parlamento turco em 20 de fevereiro de 2001, e posteriormente alterada pela Lei do Mercado do Gás Natural nº 4646 de 2 de maio de 2001, constituiu a primeira medida adequada para determinar o quadro jurídico e

institucional do setor. O objetivo da Lei nº 4628 é liberalizar o mercado da eletricidade na Turquia, estabelecendo um mercado de eletricidade financeiramente forte, estável, transparente e competitivo.

Em consonância com a EML, uma nova separação e reorganização da indústria, a empresa de eletricidade então integrada verticalmente foi dividida em três empresas estatais: a EUAS (Empresa Turca de Geração de Eletricidade), que é responsável pela exploração das instalações de produção de eletricidade do Estado, a TEIAS (Empresa Turca de Transmissão de Eletricidade), responsável pela exploração da rede nacional, e a TETAS (Empresa Turca de Comercialização e Contratação de Eletricidade) que tem o mandato de adquirir a eletricidade dos produtores e a venda desta eletricidade aos EDCO (Empresas de Distribuição de Energia).

Por esta nova lei, a Turquia também criou um órgão regulador autônomo iniciando um grande programa de reforma do mercado da eletricidade. O programa de reforma implica a privatização, a liberalização, bem como uma reestruturação radical de toda a indústria da eletricidade. A EML inclui as seguintes disposições:

- Uma Autoridade Autônoma de Regulamentação do Mercado da Energia (EMRA), regida pelo seu conselho independente,
- Um quadro de licenciamento para os participantes no mercado,
- Um mercado atacadista de eletricidade a nível central, baseado principalmente em contratos bilaterais entre participantes no mercado (implementado entre 2006 e 2009, sob a designação de *Balancing Settlement and Regulation*, BSR), e
- Conceito de consumidor elegível para garantir aos consumidores elegíveis a liberdade de escolha dos seus próprios fornecedores

A estrutura atual do mercado é dada na Figura 3-34.

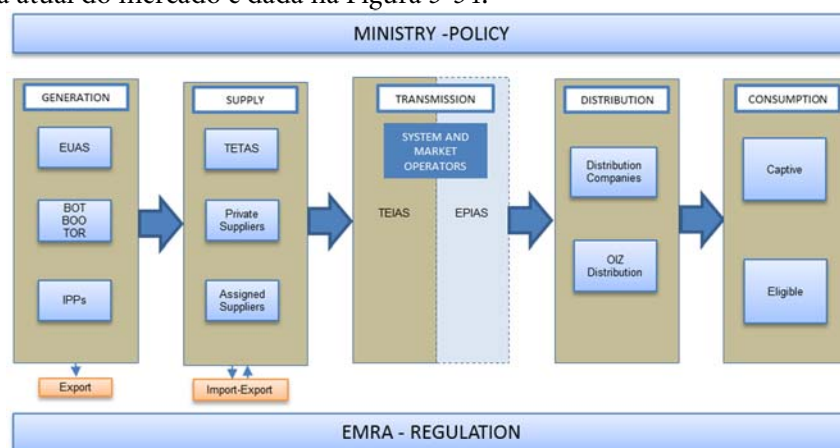


Figura 3-34 : Estrutura de Mercado e *players* de Mercado na Turquia

Os principais atores do atual mercado atacadista de eletricidade na Turquia são:

- EUAS: empresa de produção estatal, que pode vender energia eléctrica atacadista e retalhista e participar no dia seguinte e equilibrar os mercados, bem como prestar serviços auxiliares.
- Produtores independentes de energia (IPPs): são capazes de vender energia eléctrica por atacado e varejo a consumidores elegíveis e também podem exportar energia eléctrica diretamente. Eles podem participar em todos os mercados de eletricidade.
- TETAS: atacadista que pode vender energia eléctrica a qualquer fornecedor ou a qualquer cliente elegível, além de fornecer energia aos fornecedores atribuídos e às empresas de distribuição para iluminação pública e para perdas e roubos. Para equilibrar as suas atividades comerciais, a TETAS pode participar em todos os mercados da eletricidade.
- Empresas fornecedoras: Uma empresa fornecedora pode comprar eletricidade a partir do mercado dia seguinte, de outras empresas fornecedoras e de geradores. Eles também podem importar e exportar energia eléctrica. Eles podem vender energia para a DAM, para outras empresas fornecedoras e para consumidores elegíveis.
- DistCos: os distribuidores são obrigados a comprar energia eléctrica e alimentá-la à rede de distribuição para recuperar energia perdida em decorrência de perdas técnicas ou não técnicas. Eles podem comprar energia eléctrica da DAM, IPPs e outros fornecedores, incluindo TETAS e EUAS.
- Os fornecedores designados são obrigados a fornecer energia eléctrica a consumidores cativos localizados em suas regiões autorizadas e aos consumidores elegíveis em todo o país. Eles também são o fornecedor de último recurso dos consumidores em sua região. Eles compram energia eléctrica do mercado de dia-a-dia, IPPs e outros fornecedores, incluindo TETAS e EUAS.
- As Zonas Industriais Organizadas (OIZ) podem adquirir energia eléctrica como consumidor elegível do mercado diário, a partir de IPPs e de outros fornecedores, incluindo EUAS e TETAS.
- Consumidores Elegíveis, que só podem comprar no mercado atacadista ou no mercado diário se não forem OIZ. Podem adquirir a partir de IPPs, e qualquer fornecedor incluindo EUAS e TETAS através de acordos bilaterais. No entanto, a legislação permite que os consumidores elegíveis participem do mercado dia seguinte e mercados de compensação se eles forem capazes de reduzir a sua carga ao receber uma instrução de antemão.

Finalmente, para além da legislação regular, a política energética turca é guiada por Documentos de Estratégia, publicados pelo MENR (Ministério da Energia e Recursos Naturais) e pela Secretaria do Conselho Superior de Planeamento. O Primeiro Documento de Estratégia, "Reforma do Setor Eléctrico e Estratégia de Privatização", foi emitido pelo Alto Conselho de Planeamento em março de 2004. Este documento descreve o processo de privatização de ativos de distribuição e centrais eléctricas seguindo a implementação de um mecanismo transitório de compensação e liquidação.

Em maio de 2009, o 2º Documento de Estratégia, "Documento de Estratégia de Segurança e Mercado de Energia Elétrica", também foi promulgado pelo Alto Conselho de Planejamento. Este documento definiu os passos necessários para a abertura do mercado e para garantir a segurança do aprovisionamento e estabeleceu metas para os recursos internos a serem utilizados no fornecimento de eletricidade a médio e longo prazo.

3.4.2 Disposições do mercado

As políticas e legislações energéticas da Turquia evoluíram em paralelo com os desenvolvimentos na UE, é importante avaliar a legislação da UE relacionada com as expectativas futuras. A Turquia procurou acompanhar, na medida do possível, a Diretiva 2009/72/EC, também denominada "terceiro pacote", do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa às "regras comuns para o mercado interno da eletricidade", e que revoga a Diretiva 2003/54/EC.

A "espinha dorsal" dos regulamentos é formada por: regras de mercado (neste caso "Regulamento de Balanço e Liquidação de Mercado de Energia Elétrica - BSR"), código de rede, código de distribuição e as licenças e tarifas emitidas pela autoridade reguladora. O Código de Rede estabelece os princípios e procedimentos relativos às normas aplicáveis à operação confiável e de baixo custo do sistema de transmissão, garantindo a estabilidade do sistema e a qualidade da energia. O Código de Distribuição estabelece os princípios e procedimentos relativos ao planejamento e operação confiáveis e de baixo custo do sistema de distribuição para a implementação do modelo de mercado estabelecido na Lei nº 4628. Ele abrange os princípios, procedimentos e obrigações dos EDCOs e usuários do sistema de distribuição, incluindo a concepção das instalações, as regras de exploração e as questões relativas ao planejamento e funcionamento do sistema de distribuição, em conformidade com os princípios de não discriminação.

A Turquia implementou um *net pool*, baseado nos desenhos de mercado do Reino Unido ou do *Nordpool*. Os compradores e os vendedores indicam lances e ofertas para a venda em um mercado do dia seguinte com liquidação a um preço de compensação do mercado. Nenhum limite de preço é implementado. Os participantes enviam ofertas horárias, por blocos (cobrindo várias horas ou a oferta é aceita completamente ou de outra forma não pode ser parcialmente usada) ou lances flexíveis (onde a energia é oferecida sem um período de tempo, o operador do sistema pode instruir o licitante sempre que ele precisa dessa energia) de cada participante do mercado gerador. É facultativo que todos os participantes do mercado participem no mercado do dia seguinte, embora seja obrigatório para todas as instalações de geração apresentarem programas de geração diária para cada hora do dia seguinte num mercado de compensação, onde os desvios do planejamento do mercado do dia seguinte são balanceados por meio de mecanismo de mercado.

Os mercados físicos disponíveis em que um gerador pode operar são:

- Negociação bilateral de contratos de entrega física: este é o principal canal de negociação no mercado atacadista turco;
- Mercados de curto prazo: formados por um mercado do dia seguinte, um mercado de compensação e um mercado de serviços auxiliares, são ambientes que suportam e oferecem uma alternativa à negociação bilateral.

3.4.2.1 O Mercado do dia seguinte (DAM)

Na DAM, compradores e vendedores nomeiam lances e ofertas com liquidação a um preço de compensação do mercado. Antes de Dezembro de 2009, as propostas do lado da demanda para fixar os preços cruzados foram determinadas pelos volumes previstos pelo TEIAS, o que assegurou que a DAM se equilibrasse no dia seguinte (ou seja, os desequilíbrios liquidados no mercado em tempo real eram apenas causados por erros de previsão ou por interrupções de produção não planeadas). Desde dezembro de 2009, participantes do lado da demanda, como DistCos (fornecedores agora designados), submetem seus próprios volumes de oferta ao mercado, tornando-o mais um mercado voluntário. O mercado é um mercado de leilões *cross-over* no qual um preço único é definido para cada período de liquidação horária. Os participantes submetem propostas horárias, bloqueiam lances (cobrindo várias horas onde a oferta é aceita completamente e não podem ser parcialmente usadas) ou lances flexíveis (onde a energia é oferecida sem um cronograma, o operador do sistema pode instruir o licitante sempre que ele precisar dessa energia) para cada participante do mercado gerador. É opcional para todos os participantes do mercado participar da DAM, embora seja obrigatório para todas as instalações de geração apresentar programas de geração diária para cada hora do dia seguinte.

Os participantes no mercado que não tenham entrado em contratos bilaterais e os participantes com excesso ou déficit de energia em seus contratos podem usar o DAM para equilibrar suas posições. O preço de compensação do mercado calculado no dia seguinte baseia-se na compensação sem restrições. Neste processo, todos os vendedores (exceto o mais caro) recebem um preço mais alto do que propuseram, enquanto todos os compradores, exceto aquele disposto a pagar o valor mais baixo, pagam um preço menor do que eles se propuseram a pagar. No dia seguinte à compra, os compradores de energia são obrigados a pagar o custo de energia calculado ao preço diário (DAP) da hora relevante como adiantamento.

3.4.2.2 O Mercado de compensação (BPM)

Após os volumes contratuais bilaterais e o processo DAM, ainda pode haver desequilíbrios entre a oferta e a demanda devido a estimativas erradas da demanda ou falhas na geração ou no sistema de transmissão. Para manter a qualidade da eletricidade a um nível aceitável, este desequilíbrio deve ser removido em poucos minutos. O BPM foi estabelecido para equilibrar oferta e demanda em tempo real.

A TEIAS tem o direito de dividir o sistema de transmissão em zonas de negociação pré-estabelecidas afetadas por restrições de transmissão. O operador do sistema determina os limites das zonas de negociação *ex ante* numa base periódica. A partir daí, o preço de compensação do mercado para uma zona de negociação será afetado pelas ofertas adicionais e ofertas usadas para limpar as restrições de modo que um certo grau de preços regionais ocorra. No entanto, o TEIAS declarou que, a curto e médio prazo, não haverá necessidade de divisão do mercado. De acordo com o BSR, o Operador do Sistema é obrigado a anunciar a data de início da divisão do mercado com 6 meses de antecedência com pontos de congestionamento e regiões de preços.

Qualquer desvio do programa de geração está sujeito a liquidação ao preço de desequilíbrio marginal do mercado de balanceamento. Somente os geradores que utilizam fontes de energia

renováveis, apoiados de acordo com a Lei das Energias Renováveis (REL), estão isentos desta disposição e sua geração atual em vez de seu programa de geração é aceita sem qualquer liquidação. Um algoritmo de compensação de mercado determina o preço único para cada hora aplicável para limpar todos os tipos de lances. No mercado de equilíbrio, os participantes são partes responsáveis pelo equilíbrio (BRP), embora possam se agrupar em grupos de equilíbrio. Para evitar desequilíbrio para um grupo de geradores e fornecedores, a legislação permite o estabelecimento de Grupos Responsáveis pelo Balanço (BRG) que declaram suas obrigações de compra e fornecimento coletivamente como um único participante no mercado (BRP).

Os geradores submetem propostas (para comprar energia se o sistema for *long*) e oferece (para vender energia se o sistema for *short*) para cada hora do dia seguinte uma vez que a DAM tenha fechado (às 14:00) e os cronogramas de geração e demanda tenham sido finalizados. É obrigatório que todas as unidades de balanceamento ofereçam usando toda sua capacidade disponível, excluindo a capacidade reservada para o controle de frequência primária. O operador do sistema irá recolher propostas e ofertas para o mercado de energia de equilíbrio a partir do encerramento do mercado DAM até às 17:00 do dia anterior e pode dar instruções posteriormente em qualquer altura até ao fim do tempo real. O preço marginal para cada hora é determinado e anunciado aproximadamente duas horas após a hora em questão.

O preço no BPM, denominado Preço Marginal do Sistema (SMP), é determinado de forma complexa. Isso ocorre porque todas as instruções do TEIAS como Operador de Sistema não são apenas para balanceamento, mas também para gerenciamento de congestionamento ou para fornecimento de serviços auxiliares. Depois de todas as instruções terem sido dadas e a hora respectiva ter terminado, a direção da instrução de rede é determinada deduzindo o volume de instruções de descarga do volume de instruções de carregamento e o resultado desta subtração é utilizado para determinar o PMS na direção relacionada encontrada. O preço do desequilíbrio foi originalmente concebido como um preço único, mas tendo frequentemente menos PMS do que o DAP causou a Turquia a alterar este princípio. Atualmente, quando um participante de mercado está em uma posição de desequilíbrio, se ele tiver déficit de energia, o montante necessário é comprado ao mais alto de DAP ou SMP; se tiver excesso de energia, o excesso é vendido ao menor dos DAP ou SMP.

3.4.2.3 Mercado de serviços auxiliares

Os serviços auxiliares são adquiridos pelo operador do sistema através de contratos de serviços auxiliares. Esses serviços incluem restauração do sistema (capacidade de inicialização em preto), controle de demanda instantânea, controle de frequência primário e secundário, suporte de energia reativa e reservas terciárias.

A prestação de serviços auxiliares é regulada pelo Regulamento do Serviço Auxiliar do Mercado Elétrico. Atualmente, os serviços auxiliares de Controle de Frequência Primário e Secundário e Auxílio a Potência Reativa estão em vigor. As reservas terciárias estão sendo fornecidas através do mercado de balanceamento.

Seleção de unidades para fornecer controle secundário é baseado em ofertas para o mercado de equilíbrio. O objetivo do regulamento é compensar as unidades que fornecem a regulação de

frequência secundária para a perda de benefício relacionada à geração mais baixa (ao fornecer *upregulation*). Na operação em tempo real seria possível estabelecer uma estratégia de licitação de mercado de equilíbrio para maximizar os lucros.

3.4.2.4 *Atividades de importação ou exportação de eletricidade*

Atualmente, as atividades de importação ou exportação de eletricidade podem ser efetuadas por empresas fornecedoras, desde que recebam as aprovações necessárias. No entanto, as legislações secundárias limitam as disposições de qualquer licença para a importação e exportação de eletricidade a ser aplicável apenas para quantidades limitadas e por um período limitado (um ano). Antes de conceder tal autorização, o Conselho de Administração da EMRA obtém um parecer da TEIAS e das empresas de distribuição relacionadas com as restrições técnicas. No caso de mais de um candidato para a mesma capacidade de interligação, o TEIAS aplica um mecanismo de leilão para a atribuição de capacidades transfronteiriças. As regras e procedimentos técnicos e administrativos são definidos no Regulamento de Importação-Exportação do Mercado Elétrico. Os importadores ou exportadores devem assinar um acordo de interligação com o operador do sistema TEIAS. Os comerciantes são responsáveis pelo equilíbrio de sua energia no mercado de compensação em caso de desequilíbrios de suas notificações de comércio diário para o mercado do dia seguinte.

3.4.3 Resultados do mercado

A atual fase do mercado de eletricidade turco é muito jovem (iniciado em 2012). Foram levantadas preocupações por parte dos participantes no mercado e dos credores no que diz respeito ao funcionamento das centrais hidroelétricas pertencentes à empresa estatal (EUAS), que se considera não ser economicamente orientada. Movimentos de preços inexplicáveis ocorrem em algum momento, o que reduz a credibilidade dos sinais econômicos do mercado spot e criou desafios para estruturar o financiamento da geração mercantil em uma base de financiamento de projetos e o financiamento corporativo tem sido o principal mecanismo utilizado. As expectativas são de que, com a privatização das empresas estatais de geração, o comportamento de licitação se tornará mais racional, mas o poder de mercado provavelmente se tornará uma preocupação.

A Figura 3-35 mostra uma curva de ordem de mérito econômico típica da Turquia (para facilidade de apresentação, toda a energia hidrelétrica é assumida como tendo um valor zero de água) e o histórico de preços e percentis dos mercados do dia seguinte e de compensação. Pode-se observar que a demanda deve ser fornecida por unidades de gás natural na maioria das vezes e que os picos voláteis ocorrem nos preços spot.

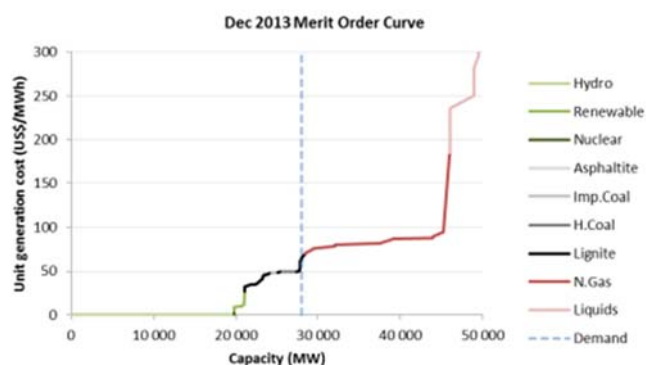


Figura 3-35 : Curva de ordem de mérito da Turquia

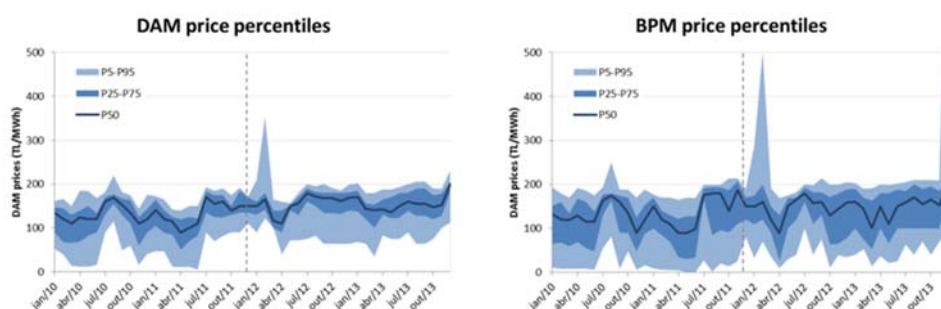


Figura 3-36 : preços históricos do mercado turco (1 USD = 2.2 TL).

No entanto, a Turquia é um exemplo de um mercado de energia única, sem limites de preços que tem uma taxa de crescimento rápido e que tem sido capaz de adicionar nova capacidade. Foram adicionados ao sistema cerca de 15.000 MW de nova capacidade de geração de 2011 a 2014, traduzindo-se em adições anuais de cerca de 3.700 MW de nova capacidade, enquanto que as adições esperadas seriam de cerca de 2.000-2.500 MW.

O ritmo constante de adições de capacidade associado ao crescimento da demanda de carga resultou em excesso de capacidade, visto que, desde 2013, a margem de capacidade no sistema é cerca de 25% maior do que a necessária para garantir a confiabilidade do sistema. Embora os preços da eletricidade tenham subido no período, a maior parte desse aumento tem sido uma consequência do aumento dos preços dos combustíveis, e a avaliação da relação entre os preços da eletricidade e os preços do gás natural na Turquia mostra que os preços da eletricidade estão reduzidos desde meados de 2012, em um nível 15% inferior ao observado em 2010-2011 (ver Figura a seguir).

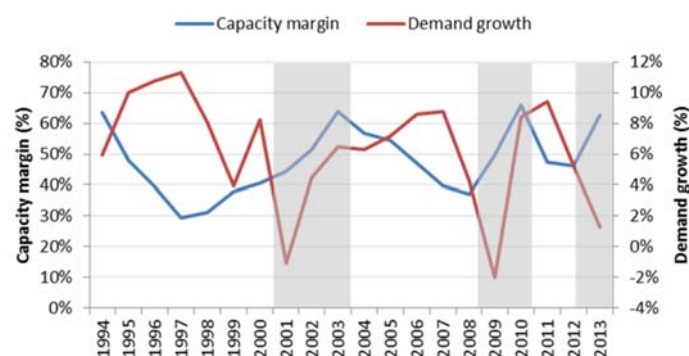


Figura 3-37 : Crescimento da demanda e margens de capacidade nos últimos 20 anos na Turquia

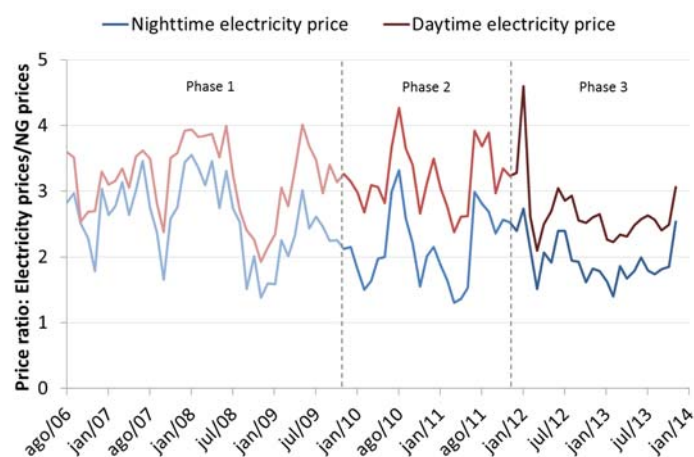


Figura 3-38 : Taxas de preços de eletricidade e gás natural na Turquia

À medida que a crise da dívida pública estava a aprofundar-se na Europa e a possibilidade de uma nova recessão na economia mundial estava a emergir ao mesmo tempo que a Turquia estava a implementar a sua reforma do mercado da eletricidade (2007-2008), a Turquia tornou-se o polo de investimento natural para compensar a recessão na sua vizinha Europa. A economia turca teve sinais estruturais de um forte crescimento, de um setor bancário saudável e de um bom desempenho orçamental. Todos esses fatores, reunidos com os altos preços da eletricidade - causados pela influência dos altos preços do petróleo - estimularam um boom de investimento no mercado de eletricidade do país.

A maior parte dos investimentos de geração privada realizados na Turquia foi implementada através de *joint ventures* entre empresas europeias de eletricidade e/ou conglomerados turcos locais e financiada através do modo de financiamento empresarial, utilizando as garantias da empresa (principal). Isso significa que os credores estão mais protegidos contra riscos de mercado severos do que se os financiamentos fossem concedidos sob a forma de financiamento de projetos.

No entanto, as adições de capacidade agressivas e o excesso de oferta consequente, levou a uma situação delicada, uma vez que existem muitos investidores e credores com um monte de capital em jogo no mercado elétrico turco. Mesmo que os sinais do mercado devam comunicar a atual situação de excesso de capacidade, a fim de evitar novas adições de capacidade de desperdício

quando não são necessários, punir esses investidores iniciais com perdas substanciais neste ponto pode afastar futuros investidores potenciais, o que pode causar dificuldades para manter o equilíbrio entre o fornecimento e a demanda de eletricidade a longo prazo.

Paralelamente, os elevados níveis do déficit da balança de transações correntes e uma elevada taxa de inflação parecem ser elementos-chave de uma fragilidade económica para a Turquia. Isso pode reduzir as expectativas de crescimento de carga, aumentar o excesso de oferta e afetar as perspectivas de investimentos existentes e novos.

3.4.4 O mecanismo de adequação da capacidade proposto

O mecanismo de adequação da capacidade foi considerado primeiro no início de 2008 através de um estudo patrocinado pelo Banco Mundial solicitado pelo governo da Turquia. O MENR começou a avaliar a implementação desse mecanismo para melhorar a segurança do suprimento e fornecer sinais para a expansão da geração. A principal motivação foi a crescente percepção na Turquia de que a falta de investimentos suficientes em novas gerações provavelmente levaria à escassez de suprimentos no futuro próximo. Este se tornou um problema muito importante para a economia e para o setor elétrico, que também está em processo de transição de um contrato bilateral simplificado e regime de mercado de compensação para uma estrutura de mercado totalmente competitiva. O projeto proposto foi estabelecer procedimentos para leilões competitivos de contratos de fornecimento de energia de longo prazo para geração e um mercado de certificados de capacidade. Isso resultaria em contratos de energia de longo prazo para geradores que poderiam ser usados como garantia para empréstimos com credores.

No entanto, o regulamento não foi promulgado durante o período determinado e o processo tornou-se indefinido. (i) houve um abrandamento substancial do crescimento da demanda de eletricidade turca em relação à década de 2000 (devido à combinação de um crescimento económico mais lento, de quedas cíclicas na demanda e de uma elasticidade em queda), e (ii) mesmo com a concepção de mercado exclusivamente de energia, houve um investimento considerável na expansão do sistema na Turquia, uma vez que os produtores de energia independentes vêm adicionando volumes substanciais de nova capacidade todos os anos desde 2008.

Contudo, a inclusão do mesmo artigo na nova EML mostra que a opção do mercado de capacidade não foi descartada pelo Governo.

O núcleo da implementação proposta para a Turquia combinou dois mecanismos:

- **Mecanismo de certificado de capacidade.** Um certificado de capacidade é um instrumento detido por um DistCo ou outro fornecedor (coletivamente referidos como representantes de carga, LRs) que confirma que contrataram para a capacidade declarada. Os LRs devem possuir certificados iguais à capacidade de geração necessária para atender sua demanda em todos os momentos numa base firme (isto é, incluindo uma margem de reserva de segurança). Isso colocará uma obrigação duradoura para todas as partes responsáveis pelo atendimento da demanda de adquirir sua própria parcela de segurança de suprimento. Por conseguinte, é particularmente importante garantir um nível adequado de margem de reserva.

- **Mecanismo de leilão de capacidade**¹⁴: um apoio provisório ao mercado sob a forma de contratos de energia a longo prazo para projetos de nova geração leiloados sempre que uma falta de capacidade nova for identificada como emergente alguns anos à frente.

Ambos os aspectos serão detalhados a seguir.

3.4.4.1 *Certificados de Capacidade*

O mecanismo de certificado de capacidade define o nível de segurança da oferta exigido independentemente do mercado e, portanto, resolve essa deficiência específica nos atuais mecanismos de mercado para adquirir capacidade suficiente. É apoiado por um regime de *buy-out* que fornece um incentivo para os consumidores e seus fornecedores a se comprometerem a comprar certificados de geradores. Também reforça os incentivos aos geradores para melhorar a disponibilidade física e aos LRs para adquirir medidas no lado da demanda. Foi proposto como uma solução duradoura.

Os elementos da proposta para a Turquia podem ser divididos em:

- **Cálculo do certificado.** A TEIAS, como Planejador do Sistema, mas com a aprovação do Ministério e da EMRA, calcula a Capacidade de Abastecimento de Carga (LSC) da geração atual e projetada. O LSC é expresso como MW na hora de pico de demanda no ano, mas representa o nível de carga que poderia ser servido em uma base firme, não apenas no pico, mas também ao longo do ano (exigência de energia). Isso é necessário devido à alta proporção de hidrelétricas no sistema turco e à disponibilidade variável de água a cada mês e particularmente em cada ano¹⁵. Portanto, a LSC não é apenas a soma da capacidade nominal de cada gerador ajustada para o nível médio de indisponibilidade, mas sim uma medida da capacidade do sistema como um todo de fornecer capacidade de forma confiável em todos os momentos, levando em conta os ganhos sinérgicos resultantes da diversidade e não-coincidência das taxas de interrupção das diferentes plantas no sistema.

A metodologia para estimar os Certificados de Capacidade Firme (FCCs) a serem alocados aos geradores existentes e novos tem duas etapas principais:

1. Determinar a capacidade de alimentação de carga do sistema (LSC), ou seja, a carga máxima que pode ser fornecida com o conjunto de geradores, atendendo aos padrões de confiabilidade do sistema e tendo em conta as interrupções previstas do gerador e a disponibilidade de água para geração hidrelétrica (em um ano seco). É o LSC que é comparado com a carga total do sistema para avaliar se a segurança do suprimento (SoS) é adequada. Observe que o LSC é 'sistêmico', ou seja, depende das características de todos os geradores e da interação entre eles.

¹⁴ Neste texto, nós nos referimos aos leilões como leilões de "capacidade", uma vez que o leilão é direcionado ao investimento em novas capacidades, embora o resultado do leilão seja um conjunto de contratos de fornecimento de energia, bem como a capacidade.

¹⁵ Ao calcular o LSC do sistema, o TEIAS deve assumir o nível de produtividade hidrelétrica em um ano seco.

2. Desagregar o LSC em certificados individuais de capacidade firme para cada gerador. Essa desagregação deve atender a dois requisitos: a soma dos certificados deve ser igual ao LSC, e deve ser justa para todos os geradores.

- **Os Certificados de Capacidade Firmes (FCCs)** dados aos geradores como resultado do cálculo do Planejador do Sistema representarão a contribuição desse gerador para a Capacidade de Fornecimento de Carga de todo o sistema. Essa contribuição é afetada pelo nível de disponibilidade do gerador e também pelo potencial de outros geradores estarem disponíveis quando o gerador em questão não estiver. Uma FCC representa, portanto, a capacidade do sistema para fornecer de forma confiável tanto um MW durante a hora de pico do ano quanto as MWhrs que poderiam ser geradas a partir desse MW ao longo de um ano inteiro¹⁶.
- **Segurança de margem de fornecimento, avaliação e incentivos.** O efeito de incentivo do regime de certificados baseia-se em dois parâmetros fundamentais: a margem de segurança da oferta e o preço de compra. O nível desejado de segurança do aprovisionamento é determinado pelo Ministério ou pelo Conselho de Ministros em termos do nível aceitável de segurança de abastecimento desejado num ano, medido como a quantidade máxima de energia não servida (UE)¹⁷. Quanto mais UE é aceito, maior o LSC de qualquer conjunto de geradores em um cálculo - mais demanda pode ser servida, mas menos confiável. O nível de UE aceitável determinará, portanto, a quantidade necessária de certificados existentes e novos necessários (isto é, capacidade adicional), que serão colocados como uma obrigação para os LR's.

O preço de *buy-out* é a cobrança para LR's que têm certificados insuficientes para cobrir suas cargas (em todos os momentos, mas especialmente importante em horários de pico). O preço de compra será calculado como o custo de manter o MW marginal da capacidade de geração disponível e por isso é baseado em um cálculo dos custos fixos por MW da planta com os maiores custos operacionais.

- **Monitoramento de certificados para geradores.** TEIAŞ como o Operador do Sistema irá manter o controle das estatísticas de disponibilidade do gerador. Isso será baseado na disponibilidade declarada consistente com as obrigações do Código de Rede. Cada ano, o número de FCCs concedidas a um gerador será ajustado para cima ou para baixo dependendo das mudanças na disponibilidade média nos cinco anos precedentes. Isto será apoiado por testes aleatórios para verificar a disponibilidade real. A quantidade de certificados será reduzida se o teste falhar até que o gerador possa provar que a quantidade de certificados pode ser restaurada com êxito passando em um novo teste. A produção anual de energia eólica e hidrelétrica também será verificada.

¹⁶ Esta medida é utilizada porque o sistema de eletricidade hidrotérmico misto da Turquia está em risco tanto de escassez de capacidade como de escassez de energia.

¹⁷ Podem ser adotados diferentes critérios para medir o nível de segurança, tal como a perda de probabilidade de carga do nível de UE, representada como uma percentagem da carga. O objetivo é representar a compensação entre a confiabilidade e a capacidade de fornecimento do sistema.

- **Monitorização de certificados para cargas.** TEIAS, como o Administrador da FCC irá acompanhar a cobertura de carga por certificados. A carga na hora de pico de cada mês (MWh/h) será comparada com os certificados MW mantidos por cada LR nessa hora. A cada mês, a carga em MWh dos últimos 12 meses será também comparada com as MWhrs que os certificados LR podem cobrir. O LR estará em falta pelo maior número de certificados extras necessários para cobrir a carga máxima e o número de certificados adicionais necessários para cobrir a carga anual. Os déficits irão incorrer em uma taxa de *buy-out*.

Foram adotadas outras regras específicas para a atribuição inicial de certificados, as medidas anti-açambarcamento para a detenção de certificados (para garantir que todos os certificados são disponibilizados ao mercado e que os operadores dominantes não podem manipular o preço dos certificados) e a comercialização dos certificados (certificados são negociáveis entre LRs e geradores).

3.4.4.2 Leilões para contratos de energia

Enquanto incentivava a aquisição de novas capacidades, considerou-se que um mecanismo de certificado de capacidade não era suficiente para garantir que uma capacidade suficiente fosse desenvolvida a curto prazo. Por conseguinte, o mecanismo de capacidade foi complementado por leilões de contratos de fornecimento de energia a longo prazo, que visam preencher o fosso potencial entre a oferta e a demanda, incluindo uma margem de reserva adequada. O leilão resulta em contratos de energia para DistCos (e outros LRs se eles optarem por participar no leilão), bem como a atribuição inicial de certificados. O objetivo final é que a receita (estável) coletada por um gerador a partir do certificado de capacidade de vendas e contratos de energia deve ser suficiente para fomentar a entrada de nova geração. Embora o mecanismo de certificados de capacidade seja permanente, os leilões de contratos de energia a longo prazo foram propostos para serem temporários e aplicados até que o mercado de eletricidade turco terminasse a transição completa para um mercado competitivo com preços totalmente económicos.

Para o leilão, todos os DistCos são obrigados a produzir previsões de sua própria carga para os próximos 4 a 5 anos (o prazo necessário para construir nova capacidade), bem como projeções para o período em que essa demanda esteja coberta por contratos de energia já firmados e pela detenção de FCCs. Outros LRs também são convidados a prever qualquer aumento na carga, bem como para o período em que sua carga esteja coberta por contratos de energia. As projeções combinadas são então comparadas às previsões de oferta feitas pela TEIAS como *System Planner*. Ambos os conjuntos de previsões são então reportados ao Ministério e qualquer grande discrepância pode resultar no Ministério recomendando que uma quantidade maior seja leiloada do que a da soma das previsões dos LRs. As previsões feitas por LRs determinam adicionalmente o perfil horário do déficit. Em ambos os casos, a diferença é medida em termos de Certificados de Capacidade Firme.

Em resumo, um leilão de contrato de energia para cobrir o gap de demanda (diferença entre a previsão de carga e FCC do sistema) será realizado. O leilão em si é um processo centralizado, ou seja, para todos os DistCos, e tenta tirar proveito de economias de escala na contratação.

O leilão de contratos de energia de longo prazo é apenas para novas capacidades. Isso significa que os geradores existentes coletam receitas de vendas de certificados de capacidade, do mercado de balanceamento e de contratos bilaterais de energia vendidos a comerciantes ou cargas. Os contratos de energia têm uma duração compatível com as condições de financiamento para a nova geração e isso será determinado antes do início do leilão. Os compradores do leilão (DistCos e outros LR participantes) recebem um contrato de energia e os respectivos Certificados de Capacidade Firme. O leilão seria sempre para produtos simples (por exemplo, contratos de energia com quantidade fixa anual), mas recomendamos que o perfil de energia no produto deve corresponder ao perfil real do elemento energético do gap com um preço simples por MWh.

Os DistCos são obrigados a participar no leilão com a sua folga estimada para o fornecimento de seu portfólio completo de consumidores. Os consumidores elegíveis e os seus LR também podem participar com uma quantidade designada, mas não são obrigados a fazê-lo. Poderia haver restrições quanto ao momento em que (e se) os consumidores elegíveis podem retornar à tarifa regulada pela DistCo, para evitar aumentos de carga imprevisíveis, mas outras medidas administrativas poderiam ser empregadas; EMRA será capaz de determinar a extensão (se em tudo) para que DistCo individuais podem ser autorizados a recusar ou atrasar a aceitação de volta de alguns clientes elegíveis.

Todos os compradores no leilão terão de demonstrar credibilidade para a quantidade de contratos que pretendem adquirir através do leilão. Uma forma que pode ser fornecida, no caso de DistCos que têm a obrigação de participar no leilão, é fornecer um encargo anterior sobre futuras receitas regulamentadas a ser utilizado para apoiar a garantia.

Os leilões foram projetados para serem realizados anualmente, conforme requerido pela identificação de um intervalo de previsão, conforme descrito acima. O leilão propriamente dito seria gerido por um Administrador de Leilões que poderia ser o Operador de Mercado. Deve ser estabelecido um comitê de leilões, composto por representantes de todas as partes interessadas, para analisar e informar sobre a organização, os métodos e os detalhes processuais. O projeto detalhado teria como objetivo incentivar a participação, promover a descoberta de preços e desencorajar a colusão. As medidas relevantes incluirão um preço de partida elevado, um preço de reserva (máximo) e uma regra de atividade que impeçam um licitante de aumentar a sua quantidade em oferta, ou entrar no leilão pela primeira vez, em qualquer etapa de diminuição de preços sucessiva.

3.4.4.3 *Medidas de transição*

Um elemento importante da solução proposta é o fato de todos os RL terem um incentivo para adquirir a segurança do aprovisionamento em nome dos seus clientes. No entanto, DistCos responderia de forma diferente à medida que passam do controle público para a privatização. Durante a transição para um mercado totalmente concorrencial, o número de consumidores elegíveis e a dimensão do mercado elegível irão aumentar, com uma contração correspondente do mercado não elegível servido exclusivamente pela DistCos.

Embora se preveja que o mecanismo de capacidade seja um mecanismo duradouro, espera-se que a necessidade do mecanismo de leilões seja transitória e diminua ao longo do tempo, uma vez que os LR's privados gerirão os seus próprios riscos contratuais e à medida que o BSR completo se desenvolver. No entanto, o mecanismo de leilão continuará durante o tempo necessário, ou seja, enquanto houver uma falta de capacidade não contratada no futuro. Embora a abordagem inicial seja que o leilão só seria obrigatório para DistCos (e voluntário para outros LR's), se verificar-se que os outros LR's continuam a ser sistematicamente subcontratados, a opção seria retida a tornar o leilão obrigatório para todos os LR's, por um período.

Em suma, os mecanismos de capacidade propostos para a Turquia poderiam ser implementados sem qualquer revisão importante da concepção do contrato bilateral ou dos regimes de equilíbrio. Os mecanismos foram propostos para serem implementados com passos de transição. Inicialmente, devido à limitada experiência dos DistCos em um ambiente de contratação bilateral, um mecanismo de capacidade exigiria leilões de contratos de energia centralmente executados, que podem ser reduzidos gradualmente à medida que a DistCos ganhar experiência e o mercado amadurecer. Os leilões poderiam então ser lançados antes da privatização de todos os DistCos, mas a abordagem também é consistente com a operação em um setor de distribuição totalmente privatizado.

3.4.5 Conclusões

A Turquia é um bom exemplo de um mercado de energia em rápido crescimento, sem qualquer mecanismo de adequação de capacidade que tenha sido capaz de fornecer nova capacidade em um ritmo adequado para atender seu crescimento de carga. A grande quantidade de investimento estrangeiro na Turquia, que depende principalmente de esquemas de financiamento de empresas que atenuaram a falta de certeza de preços no esquema de mercado, é um exemplo de um *design* puro e bem-sucedido baseado em preço.

No entanto, a experiência turca também ilustra que os mercados podem ultrapassar (assim como subestimar) a quantidade de capacidade necessária e que isso pode resultar em uma série de outros desafios. Na opinião dos consultores, o sucesso do mercado turco só de energia se baseia num conjunto de fatos que não permitem concluir se foi causado por um mercado bem concebido (que desencadeou a resposta dos investidores) ou simplesmente pela sorte, justificada pelo fato de a Turquia estar no centro das atenções quando a recessão económica da UE atingiu o seu ano mais severo - os preços foram elevados devido aos preços do petróleo quando o mercado foi lançado e a demanda caiu significativamente apenas alguns anos após as decisões de investimento terem sido tomadas.

Os consultores trabalharam na reforma do mercado turco (concepção do mercado), na formação de participantes no mercado para operar no mercado, fornecendo modelos de cronograma hidráulico para o operador do sistema e em mais de 10 serviços de consultoria de mercado para financiadores que estavam financiando 6.000 MW de ativos de geração. Todos os financiamentos concedidos à nova geração estavam sob um modelo de financiamento corporativo, onde o patrocinador (a empresa) oferece garantias para reembolsar o serviço da dívida caso os preços

de mercado caíam. Este tipo de financiamento é acessível apenas às grandes empresas de eletricidade, o que aumenta a concentração do mercado e reduz a capacidade de atrair novos e menores operadores.

O receio de que a sorte seja um elemento essencial na história de sucesso do mercado turco é realçado, na nossa opinião, pelos esforços significativos feitos pelo governo da Turquia para conceber um mecanismo de adequação de capacidade e incluir as suas disposições num dos seus Documentos de Estratégia a fim de reforçar a segurança do aprovisionamento. A implementação deste mecanismo é, em nossa opinião, uma questão de tempo.

3.5 Austrália ocidental

3.5.1 Contextualização

3.5.1.1 Visão Geral do Sistema Interligado Sudoeste

Devido, em grande medida, às características geográficas, incluindo a delimitação das zonas mais densamente povoadas da região costeira do sudoeste da Austrália Ocidental por áreas desérticas e semiáridas, o sistema de energia da Austrália Ocidental - o Sistema Interligado Sudoeste (SWIS) - é fisicamente isolado de outros sistemas de energia na Austrália, conforme ilustrado na Figura abaixo. Os cerca de 1,1 milhão de consumidores fornecidos pelo SWIS estão espalhados por uma área de mais de 225.000 km², embora uma parcela significativa da carga esteja concentrada na área de Perth, capital do estado da Austrália Ocidental.

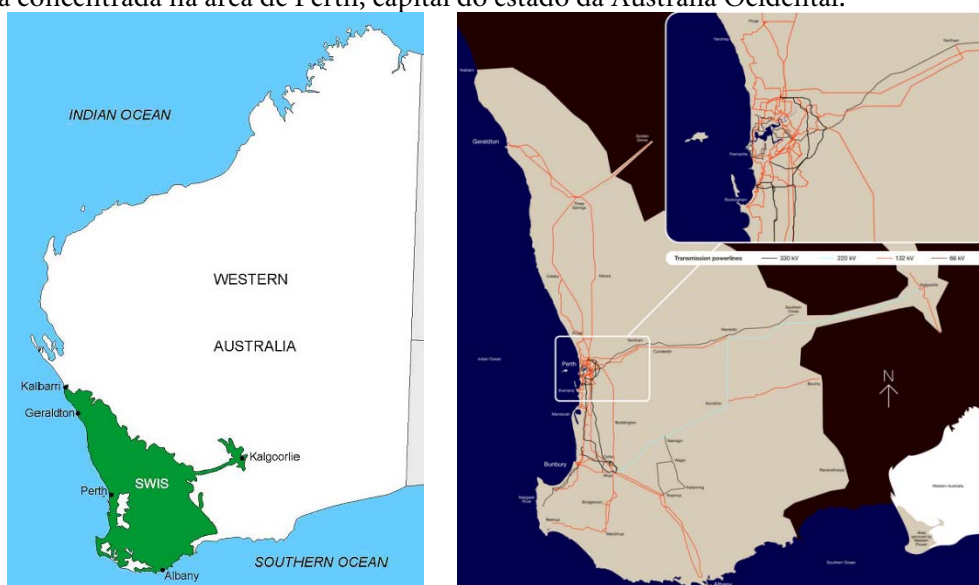


Figura 3.39 - Sistema Interligado Sudoeste: localização (à direita) e sistema de transmissão (à esquerda).

A carga máxima no SWIS foi ligeiramente superior a 3.700 MW no Ano de Capacidade¹⁸ (CY) 2012-2013. A curva de duração da carga no sistema, mostrada na Figura 3.40, é relativamente

¹⁸ Um Ano de Capacidade é uma construção para os propósitos de discretização temporal dos Mecanismos de Capacidade de Reserva, os mecanismos de adequação de capacidade empregados na Austrália Ocidental, que serão

'alta', com um fator de carga anual de apenas 54% em CY 2012-2013. O SWIS é um sistema de pico de verão. A demanda de pico de verão histórica cresceu a um crescimento médio anual de 2,2% entre 2008-09 e 2013-13, o que coloca a SWIS como uma com taxas de crescimento baixas.

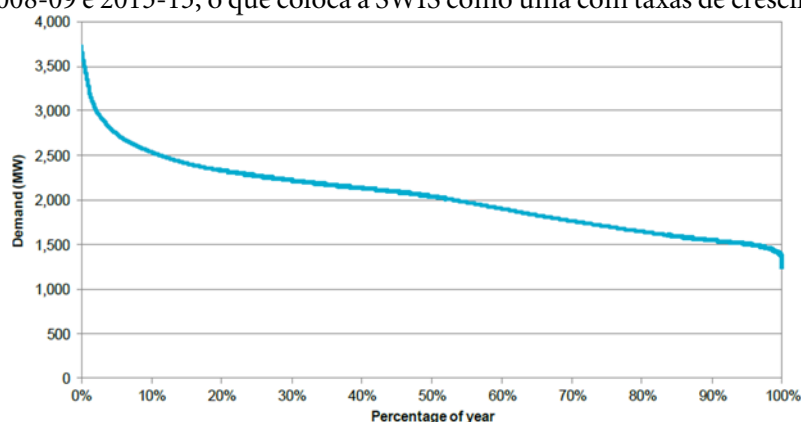


Figura 3.40 – Curva de duração da carga para CY 2012-2013 em SWIS.

O SWIS tinha aproximadamente 6.000 MW de capacidade de geração instalada e capacidade de Gestão de Demanda no CY 2012-2013, o que resultou em um fator de utilização da capacidade de cerca de 35% nesse ano. Este comparativamente baixo fator de utilização de capacidade suporta as reivindicações de vários intervenientes no sistema, que existe atualmente uma sobre-oferta de capacidade no sistema. Isto, como veremos mais adiante, está parcialmente relacionado com a concepção e implementação do Mecanismo de Capacidade de Reserva, o mecanismo de adequação de capacidade empregado na Austrália Ocidental.

As combinações de capacidade (mais propriamente dito, de Créditos de Capacidade totais, um conceito que será introduzido mais adiante nesta seção) por tecnologia e de geração por combustível no SWIS são mostradas na Figura 3.41. O sistema da Austrália Ocidental é um sistema predominantemente térmico, com mais de 85% da capacidade correspondente a centrais térmicas a carvão ou a gás. As condições de abastecimento local destes combustíveis, incluindo uma rede de gasodutos para drenar o gás das bacias de Carnarvon e Perth, contribuem para esta mistura. Os preços do carvão na Austrália Ocidental são geralmente mais elevados do que os de outras jurisdições no país (como Victoria, Nova Gales do Sul ou Queensland), e o gás tem uma maior participação no *mix* energético deste estado do que em outras jurisdições australianas. As interrupções no fornecimento de gás resultaram em incentivos para investimentos em fábricas de combustíveis duplos no passado, o que explica uma forte participação dessas plantas no *mix* de geração.

descritos mais adiante nesta seção. Um Ano de Capacidade é basicamente o período de 12 meses a partir de 1º de outubro de determinado ano - por exemplo, o Ano de Capacidade 2012-2013 começou em 1º de outubro de 2012 e terminou em 30 de setembro de 2013.

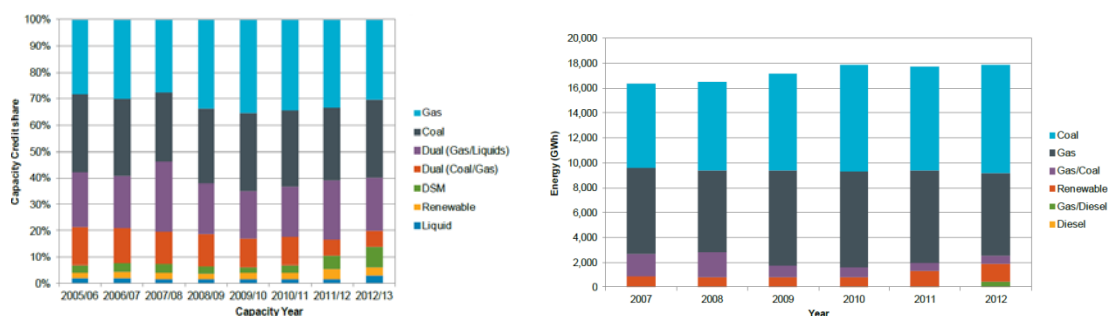


Figura 3.41 – Mix de crédito de capacidade e geração em SWIS por combustível.

A referência a algumas das características físicas do SWIS indicadas nesta seção, como seu tamanho comparativamente pequeno, seu isolamento dentro da Austrália e a forma de carga máxima serão feitas ao discutir a introdução do Mecanismo de Capacidade de Reserva na Austrália Ocidental.

3.5.1.2 Visão Geral do Mercado Elétrico Atacadista

O Mercado de Eletricidade por Atacado (WEM) da Austrália Ocidental, operado pelo Operador de Mercado Independente (IMO), entrou em operação em 2006 como resultado de uma decisão do governo do dia para reformar a indústria de eletricidade do estado. Um breve resumo do processo que levou à introdução do MAE é apresentado a seguir.

A Comissão Estatal de Energia da Austrália Ocidental (SECWA) era uma entidade estatal responsável pela produção de eletricidade e distribuição de gás e eletricidade, varejo, regulação da indústria e fornecimento de informações ao governo estadual sobre questões relacionadas à política energética desde 1975. Em 1995, A SECWA separou-se em duas entidades estatais, Western Power e Alinta Gas, segregando as atividades de eletricidade e gás.

Em 2001, o Governo da Austrália Ocidental estabeleceu um Grupo de Trabalho para a Reforma da Eletricidade (ERTF), com o objetivo de criar uma indústria da eletricidade mais competitiva e a missão de apresentar recomendações sobre questões que vão desde a separação da Potência Ocidental. Sobre a privatização desta entidade não eram formalmente exigidos do ERTF), concorrência no varejo e um novo design de mercado na forma do que acabaria se tornando o MAE.

As recomendações apresentadas pelo ERTF incluíram: (i) a continuidade do mercado de contratos bilaterais que existia no SWIS naquele momento; (ii) consideração de novas mudanças na concepção do mercado para uma data futura; (iii) criação de um mercado de balanço, com negociação limitada em torno de necessidades energéticas não cobertas por contratos bilaterais, com o objetivo de facilitar a entrada de novos geradores e varejistas. Neste momento, a Western Power apresentou formalmente suas preocupações de que a demanda, em rápido crescimento (incluindo a das grandes operações de mineração) e o perfil de demanda "alta" e altamente dependente da temperatura, poderiam resultar em escassez de suprimento no futuro – que foi relevante para a introdução de um mecanismo de adequação de capacidade, conforme detalhado mais adiante nesta seção.

O GOWA endossou as recomendações do ERTF em 2002. Pouco depois disso, o poder ocidental foi desagregado em quatro entidades separadas, com atribuições sobre as diferentes ligações da cadeia de fornecimento de eletricidade: Verve Energy (geração), Western Power (transmissão e distribuição), Synergy (varejo)¹⁹.

A criação do MAE ocorreu mais tarde, em 2006. O MAE foi operado independentemente por um agente recém-criado, o Operador de Mercado Independente (IMO) da Austrália Ocidental. As funções da OMI não incluem a operação do sistema, que é executada separadamente pelo Gerente do Sistema - uma unidade de negócios segregada dentro da Western Power, estabelecida sob as Regras do Mercado de Eletricidade por Atacado. Outras instituições governamentais e para-governamentais que têm responsabilidades sobre a supervisão e regulamentação do MAE incluem:

- O Ministro da Energia da Austrália Ocidental, responsável por estabelecer as regras iniciais do mercado, nomear o Conselho da OMI e aprovar alterações à Provisão Protegida nas Regras do Mercado;
- Autoridade de Regulação Econômica (ERA), responsável pela regulamentação e supervisão do mercado, e aprovação do orçamento da OMI; e
- O Conselho de Revisão da Eletricidade, que atua como um árbitro para os recursos.

A comercialização de energia e capacidade no MAE ocorre através dos seguintes mecanismos:

- **Mecanismo de Capacidade de Reserva:** Esta é a construção de adequação de capacidade em vigor na Austrália Ocidental, que será apresentada em detalhe adiante.
- **Contratos bilaterais:** A capacidade e a energia são negociadas através de contratos bilateralmente contratados pelos agentes. A OMI não desempenha um papel significativo nestes contratos, mas as listas de quantidades que lhes dizem respeito devem ser informadas à OMI, de modo a que as transações dos mecanismos de negociação especificados a seguir possam ser devidamente programadas.
- **Mercado de Energia de Curto Prazo (STEM):** O STEM é um mercado a prazo direto baseado em licitação (ou seja, um mercado diário) de energia que permite que os Participantes de Mercado troquem em torno de sua posição de energia bilateral em uma plataforma centralizada. A posição líquida combinada bilateral - isto é, a posição correspondente aos horários dos contratos bilaterais - e a posição STEM de um participante no mercado descreve a sua posição líquida de contrato, que será considerada para o processo de balanceamento descrito abaixo.
- **Balanço e Carga Seguindo o Mercado de Serviços Ancilares (LFAS):** Trata-se basicamente de um processo de balanceamento, que funciona como um mercado em tempo real baseado em preço, no formato de um pool de rede e gerencia as diferenças entre: (i) (Posições con-

¹⁹ A Horizon power, responsável pelo fornecimento regional de energia em sistemas regionais isolados, não conectados ao SWIS, também foi criada como resultado da desagregação da Western Power.

tratuais líquidas dos geradores estabelecidas no dia anterior por meio de negociações bilaterais e mercado de energia de curto prazo ou STEM); (ii) produção real do gerador (incluindo geração variável não programada); e (iii) a procura efetiva (que pode variar devido às condições meteorológicas e outros fatores). Instalações de geração não intermitente com capacidade superior a 10 MW devem participar do mercado de Balanceamento. Este formato para o mercado de Equilíbrio e LFAS foi introduzido em 2012 para permitir a participação dos IPPs na prestação destes serviços e aumentar o nível de concorrência e transparência no WEM²⁰. Naturalmente, o funcionamento deste mercado envolve o intercâmbio extensivo de informações entre a OMI e a Administração do Sistema, que é responsável pela efetiva despacho do sistema.

Historicamente, os preços no STEM e os preços de balanceamento foram consistentes com o *mix* de geração do SWIS, com picos de preços associados a períodos de alta demanda, geralmente impulsionados por altas temperaturas ou interrupções de fornecimento como as indicadas na Figura 3.42. Salvo indicação em contrário, todas as unidades monetárias indicadas nesta seção são dadas em dólares australianos.

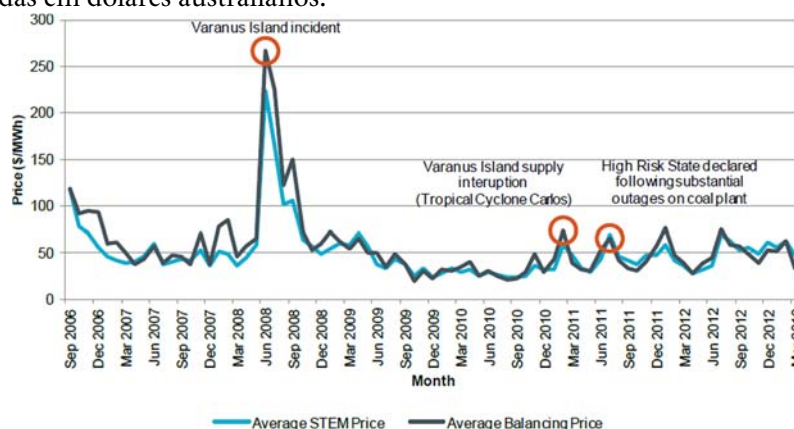


Figura 3.42 – STEM mensal e preços de equilíbrio em SWIS.

A Figura 3.43 indica a soma dos preços médios anuais da energia grossista (STEM) e dos preços de capacidade (expressos em uma base por MWh) na Austrália Ocidental (linha pontilhada a negrito), bem como os preços médios anuais da energia STEM (linha pontilhada), comparando Preços de energia em outras jurisdições australianas (Nova Gales do Sul, Queensland, Austrália do Sul, Victoria). As curvas da figura indicam que os preços de capacidade (expressos em uma base por MWh) têm aumentado em termos reais - o leitor notará que as diferenças entre a linha pontilhada em negrito (STEM + capacidade) e a linha pontilhada (STEM) tem vindo a aumentar, sobretudo desde 2010.

²⁰ Na concepção original do MAE, o gerador do Estado, a Verve Energy, foi o único fornecedor de serviços de balanceamento e carga. Antes de julho de 2012, quando o mercado de balanceamento e LFAS foi introduzido na sua forma atual, os preços de balanceamento foram baseados nas ofertas da STEM de todos os participantes, embora os IPPs não fornecessem equilíbrio.

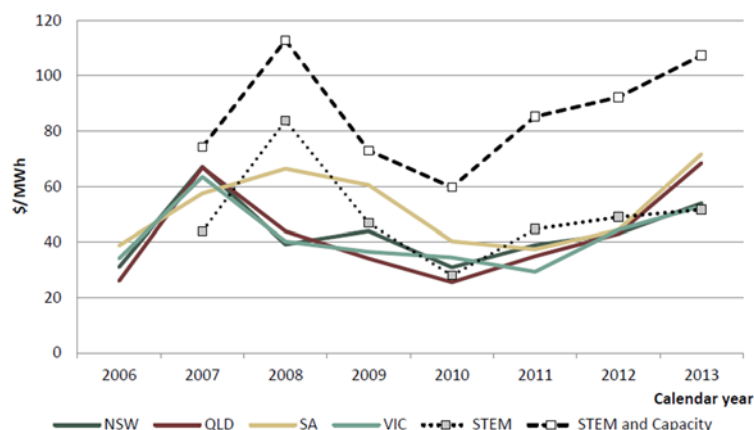


Figura 3.43 – Preços médios anuais de energia (STEM) na Austrália Ocidental; soma da STEM anual média e preço da capacidade (expressa em per-MWh); média anual de preços em outras jurisdições australianas

Contudo, os preços indicados nos números anteriores não constituem boas aproximações dos preços finais percebidos pelos agentes do mercado grossista, devido à combinação particular de contratos bilaterais e compras no STEM e no mercado de Balanceamento. A Figura 3.44 indica a porcentagem média da geração total que é contratada bilateralmente no SWIS.



Figura 3.44 – Percentual médio da geração total que é contratado bilateralmente

Os preços contratuais bilaterais no MAE foram consistentemente acima dos preços de STEM e de balanceamento de mercado. Devido a isso, os preços grossistas finais, equivalentes - que contabilizam o efeito do *mix* de contratos de consumidores por atacado e os preços de contratos bilaterais mais altos; E incluindo os preços de capacidade expressos em uma base por MWh - para os consumidores no SWIS foram consistentemente mais elevados do que aqueles em outras jurisdições australianas. A Figura 3.45 exibe os dados compilados pelo GoWA, e descreve os custos de eletricidade atacadista equivalentes para varejistas na Austrália. A diferença entre os custos da Synergy, principal agente de varejo da SWIS e outros agentes de varejo, que operam em sistemas diferentes da SWIS, é evidente. A parte vermelha clara da barra correspondente aos custos da Synergy corresponde às estimativas da GoWA²¹ sobre os custos de excesso de capacidade no SWIS – e a questão do excesso de capacidade será discutida mais detalhadamente mais adiante.

²¹ Vale ressaltar que alguns agentes indicaram que os custos estimados poderiam ter sido exagerados pela GoWA em referência, e colocaram as estimativas reais da parcela dos custos de eletricidade na Austrália Ocidental que são explicadas pelo excesso de capacidade contratada através do Mecanismo de Capacidade de Reserva, percentagens muito menores (por exemplo, 2%).

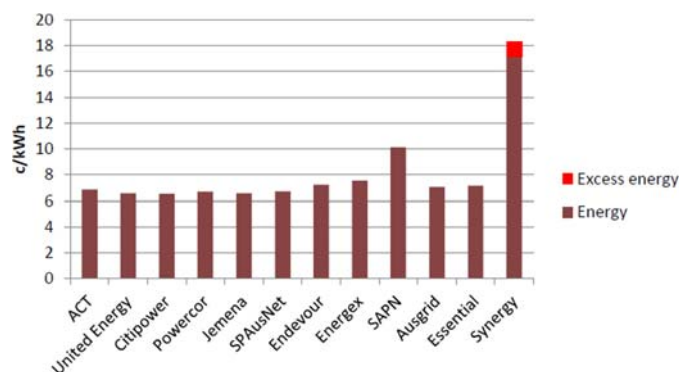


Figura 3.45 – Preços de compra atacadistas equivalentes para varejistas na Austrália. A Synergy é o principal varejista da Austrália Ocidental; os outros operam em estados australianos que não a Austrália Ocidental.

Parte das diferenças nos preços equivalentes descritos na Figura 3.45 se relacionam com as atuais questões estruturais dentro do SWIS/WEM, que incluem uma grande concentração do mercado, tanto no lado da geração quanto no lado do consumo.

Após uma série de alterações nos acordos de Vesting Contract e na organização vertical da Verve Energy e Synergy (respectivamente, a geração e as empresas de varejo resultantes da desagregação da Western Power, como indicado acima), o GoWA Anunciou em abril de 2013 a fusão da Synergy e da Verve Energy. A fusão foi concluída em janeiro de 2014 e a empresa resultante manteve o nome Synergy. Esta operação efetivamente combinou o maior varejista no SWIS com seu maior gerador.

As partes de mercado atuais e passadas da Verve Energy e da Synergy, as empresas que agora constituem a Synergy, estão representadas na Figura 3.46 e na Figura 3.47, respectivamente, para o consumo e o lado da geração do mercado.

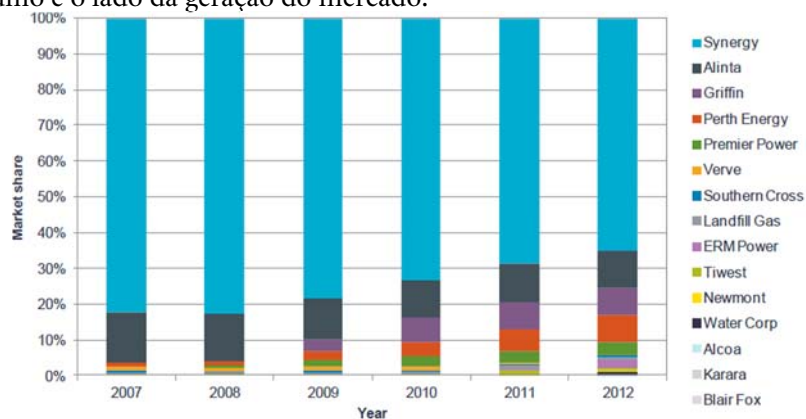


Figura 3.46 – Market share dos consumidores na WEM.

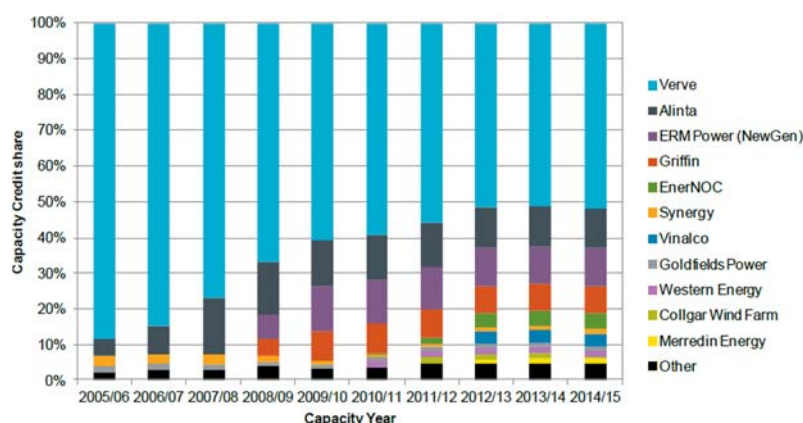


Figura 3.47 – Participação de Créditos de Capacidade por participante do mercado.

Embora algumas das diferenças nas diferenças nos preços grossistas equivalentes descritos na Figura 3.45 sejam atribuíveis a fatores tecnológicos - como o fato de que os preços do carvão na Austrália Ocidental são mais altos do que em outros estados australianos -, questões estruturais também foram apontadas por O Gabinete de Utilidades Públicas do GoWA como parcialmente responsável por estas diferenças. Estes tópicos destacados relacionam-se com: desafios à concorrência no lado da geração do mercado devido à concentração; os preços comparativamente mais elevados incluídos nos contratos bilaterais, refletindo uma menor transparência dos preços a prazo em relação aos preços do STEM ou dos mercados de compensação, nos quais os processos competitivos e os procedimentos centralizados de compensação limitam a capacidade da Synergy de fixar os preços. Isto parece ocorrer apesar do fato de a regulamentação estar em vigor na Austrália Ocidental para tentar evitar oportunidades para o exercício do poder de mercado devido à concentração.

No entanto, o foco da discussão desta seção não é sobre os fatores acima mencionados, que foram identificados por outras instituições como possíveis razões para as diferenças nos preços de atacado equivalentes mostrados na Figura 3.45, embora represente uma pequena parcela desta diferença²². Nós nos concentramos bastante no fato de que os custos de capacidade - incluindo os custos de excesso de capacidade no SWIS - também foram apontados como razões para as diferenças. Este tópico será abordado novamente após a apresentação do Mecanismo de Capacidade de Reserva, a construção de adequação de capacidade atualmente em vigor na Austrália Ocidental.

3.5.1.3 Motivação para um mecanismo de adequação de capacidade

Nossa apresentação do Mecanismo de Capacidade de Reserva começa com a motivação para sua implementação.

Como já se viu, quando a Electricity Reform Taskforce apresentou suas recomendações para a reforma do setor de eletricidade da Austrália Ocidental, a Western Power, então a empresa integrada de energia elétrica, apresentou formalmente suas preocupações de que a então crescente

²² De fato, a parcela dos custos totais de eletricidade relacionados ao excesso de capacidade no SWIS foi estimada em 2%.

demanda e a alta demanda E um perfil de demanda altamente dependente da temperatura pode resultar em escassez de suprimentos no futuro. Esta preocupação, alinhada com o desejo de assegurar que a expansão do sistema de geração resultaria na obtenção de um *mix* tecnológico adaptado a este pico, mas altamente incerto devido à dependência da temperatura, perfil de demanda da Austrália Ocidental, influenciou fortemente a decisão sobre a introdução e Concepção de um mecanismo de adequação de capacidade no MAE.

Estas preocupações ecoaram o atual equilíbrio da oferta e da procura no SWIS no final da primeira metade da década de 2000. De fato, de acordo com a OMI, no momento em que as operações do MAE foram iniciadas em 2006, o SWIS *“teve uma escassez de capacidade de aproximadamente 200 a 300 MW (com base no padrão de confiabilidade que foi implementado no mercado inicial Regras)”*. As previsões de crescimento da carga naquela época também apontaram para uma expansão significativa da demanda de eletricidade, incluindo a de grandes operações de mineração, contribuindo para preocupações sobre a adequação da capacidade.

Além disso, a incerteza significativa sobre a demanda de pico na Austrália Ocidental, cujo perfil de carga real é fortemente afetado pela dependência da temperatura - uma variável cujas previsões estão sujeitas a alta incerteza - leva à percepção de que os preços grossistas de energia podem ser muito voláteis. Uma incerteza significativa em relação ao aumento da demanda, até níveis que permitiriam que as plantas "de pico" recuperassem seus custos apenas com base nos preços da energia.

Naturalmente, outros fatores levaram as escolhas para a introdução e concepção dos Mecanismos de Capacidade de Reserva, já no início do WEM.

As opções relativas à concepção de outros aspectos do Mercado Atacadista de Energia também contribuíram para a necessidade de um mecanismo de adequação de capacidade. O principal entre estas escolhas foi que para introduzir máximos sobre os preços STEM. Entre as razões para a introdução destas bonificações estava o objetivo de limitar a capacidade da Verve Energy, que por ocasião do estabelecimento do MAE concentrou grande parte do mercado - como mostrado na Figura 3.47, mais de 80% da Capacidade Créditos em CY 2006-2007 -, para exercer o poder de mercado. Trata-se de uma escolha de lidar com uma preocupação estrutural (a concentração no lado da geração do mercado) através de uma regra que limita a conduta da Verve Power (sua capacidade de determinar o valor das ofertas de preços), e não com um arranjo estrutural como a segregação horizontal de Verve Power. A introdução de limites de preços contribuiu para a impossibilidade de os geradores recuperarem as suas receitas necessárias unicamente a partir dos preços da energia, contribuindo para a escolha da introdução de um mecanismo de adequação de capacidade no WEM.

Como ilustração, a Tabela 3.5 indica os valores atuais de máximos nas ofertas de agentes no STEM relatados no site da OMI, por ocasião desta redação. O preço máximo STEM aplica-se à geração de combustível não-líquido e ao preço máximo alternativo STEM para a geração de

combustível líquido. O preço máximo alternativo STEM é atualizado mensalmente e depende de mudanças mensais nos preços do petróleo²³.

Tabela 3.5 – Os valores atuais de preço máximo em STEM

Price cap	Valid from	Valid until	Value
Maximum STEM Price [AUD/MWh]	1/7/2014	1/7/2015	330
Alternative Maximum STEM Price [AUD/MWh]	1/3/2015	1/4/2015	451

Houve também preocupações originadas pela dimensão do WEM - por exemplo, em comparação com outros mercados de eletricidade na Austrália – e a susceptibilidade dos resultados do mercado à entrada de novas capacidades, mesmo de tamanho absoluto modesto, Mudanças na curva de ordem de mérito. Isso foi naturalmente ainda mais significativo na ocasião do início do MAE como é agora, uma vez que a demanda do sistema em 2006 foi menor do que hoje em dia.

3.5.1.4 O Mecanismo de Capacidade de Reserva

O Mecanismo de Capacidade de Reserva (MCR), o conceito de adequação de capacidade que está em vigor no MAE desde a sua implementação, é apresentado nesta seção.

3.5.1.5 Visão geral do funcionamento de fato do MCR

O MCR está funcionando de fato como um mecanismo de adequação de capacidade baseado nos preços, como veremos nesta visão inicial.

À primeira vista, os elementos do MCR que se assemelham aos de um mecanismo baseado em quantidade podem parecer mais evidentes. A OMI atribui Créditos de Capacidade²⁴ a todos os fornecedores de capacidade registrada (o que também pode incluir recursos do lado da procura), de acordo com critérios que visam refletir a capacidade dos recursos de contribuir para o fornecimento de carga máxima. Além disso, a OMI define um requisito de capacidade (uma obrigação de compra) para cada consumidor por grosso para um determinado Ano de Capacidade futuro. Esta obrigação de compra é denominada Requisito de Capacidade de Reserva Individual (IRCR). A soma de todos os IRCRs corresponde ao Requisito de Capacidade de Reserva do Sistema. Os Créditos de Capacidade podem ser negociados bilateralmente entre fornecedores e consumidores, antes do futuro Capacidade Ano, a preços definidos bilateralmente entre estes agentes.

No entanto, todos os fornecedores ou capacidade registrada que possuem Créditos de Capacidade e não efetivamente comercializaram bilateralmente esses créditos recebem um preço fixado administrativamente para cada crédito. De acordo com as Regras do Mercado, a OMI obtém todos esses Créditos de Capacidade que não foram efetivamente negociados bilateralmente a um preço administrativamente definido, denominado Preço de Capacidade de Reserva (RCP). Este preço definido administrativamente está atrelado aos custos dos novos operadores, considerando uma tecnologia de referência definida no regulamento. A fórmula utilizada para

²³ A metodologia atual para a determinação dos limites de preços baseia-se na estimação dos custos variáveis de operação de um gerador cuja tecnologia está pré-especificada nas Regras de Mercado.

²⁴ Mais precisamente, a OMI atribui uma Capacidade de Reserva Certificada aos fornecedores, mas as regras para convertê-la em Créditos de Capacidade são tais que uma conversão é praticamente certa.

definir o RCP garante que o preço diminua quando o número de créditos no mercado aumenta, e vice-versa.

Não existe atualmente um limite máximo para o número de Créditos de Capacidade no mercado, devido às seguintes razões:

- De acordo com as Regras de Mercado, a OMI deve atribuir Créditos de Capacidade a todos os recursos de oferta e demanda que possam estabelecer-se como já em serviço ou *comprometidos* a disponibilizar capacidade ao mercado até o início do Ano de Capacidade futuro e declarar Como intenção de comercializar Bilhetes de Capacidade.
- Os requisitos para que um recurso seja categorizado como *comprometido* são relativamente leves. Para os recursos ainda não encomendados, a OMI exige o pagamento de uma Reserva de Capacidade que equivale a aproximadamente 25% do valor dos pagamentos anuais de capacidade que a instalação receberia. A segurança é retornada para o recurso depois que ele entra em operação, dado que determinados critérios de desempenho são atendidos. Na prática, isto significa que não existem *limites superiores* à quantidade de Créditos de Capacidade atribuídos a recursos *já existentes ou comprometidos*.

Cada detentor de Créditos de Capacidade tem a opção de ter seus créditos comprados pela OMI no RCP. Todos os consumidores com IRCRs também têm a opção de comprar indiretamente seus Créditos de Capacidade no RCP, adquirindo-os da IMO. Embora a fórmula para o RCP garanta que os preços declinam quando há um excesso de capacidade em relação ao RCR, a taxa de declínio é bastante suave, o que contribui para o atual excesso de capacidade no SWIS, como discutiremos posteriormente.

Além disso, os custos de aquisição de Créditos de Capacidade *em excesso do RCR total* do sistema são partilhados por todos os consumidores, incluindo os que adquiriram Capacidade de Crédito no mercado, adquiridos bilateralmente, proporcionalmente ao seu IRCR. Ou seja, os consumidores que bilateralmente arranjaram a compra de Créditos de Capacidade acabam pagando o preço bilateralmente disposto *mais um componente que se refere aos custos de excesso de capacidade no mercado*. A alocação resultante de riscos levou muitos consumidores a preferir simplesmente renunciar a qualquer acordo bilateral e pagar o RCP comprando créditos da IMO. Como resultado, os sinais para o valor da capacidade resultante da tomada de decisão descentralizada sob a forma de comércio bilateral estão a diminuir e o papel do RCP administrativamente definido na definição da quantidade de capacidade no sistema está a aumentar.

Em resumo, a ausência de um *limite máximo* para a quantidade de capacidade que recebe o Preço de Capacidade de Reserva, ligada a uma fórmula definida administrativamente que resulta apenas em ajustes relativamente moderados do PCR em caso de excesso de capacidade, resulta na Capacidade de Reserva Mecanismo do WEM funcionando como um mecanismo de adequação de capacidade baseado nos preços.

Vale ressaltar, no entanto, que a OMI tem a atribuição de realizar um leilão para adquirir Créditos de Capacidade se o montante existente no mercado não for suficiente para atender o RCR total do sistema. No caso de um leilão é realizada, o processo de licitação no leilão resulta na

definição de preços. Mas um leilão de capacidade de reserva nunca foi realizado pela OMI desde o início do WEM.

3.5.1.6 Descrição detalhada do MCR

Uma vez apresentada a caracterização resumida do MCR, focalizando o funcionamento *de fato* dos mecanismos como uma base de preço, procedemos a uma descrição detalhada do mecanismo.

A descrição detalhada é baseada no fluxograma da Figura 3.48.

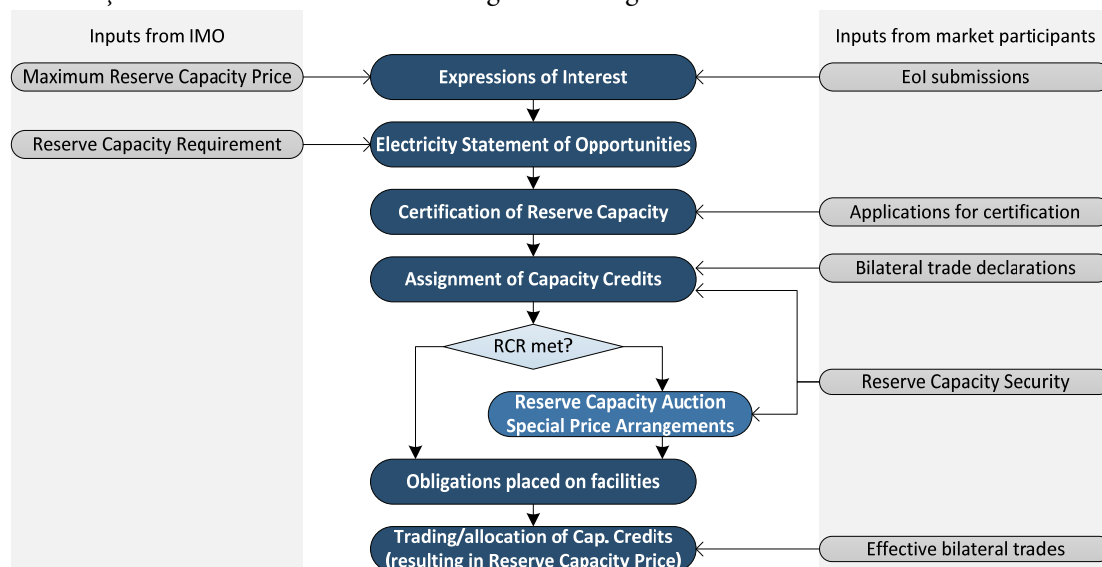


Figura 3.48 – Fluxograma do Mecanismo de Capacidade de Reserva.

O processo indicado na Figura 3.48 é realizado anualmente pela OMI e pelos participantes do mercado. O processo resulta na atribuição de Créditos de Capacidade e nos preços definidos para um Ano de Capacidade²⁵ iniciado em outubro, dois anos depois.

As etapas descritas na Figura 3.48 são explicadas a seguir:

(1) Expressões de interesse:

No mês de janeiro de cada ano, a IMO solicita Expressões de Interesse a partir de nova geração ou instalações de gestão de lado da procura que podem procurar Créditos de Capacidade para o Ano de Capacidade a partir de outubro dois anos mais tarde. As Submissões de Expressões de Interesse de participantes do mercado podem ser apresentadas até o mês de maio seguinte.

Este passo tem o único objetivo de permitir a compilação de informações sobre os próximos processos pela IMO e as manifestações de interesse não resultam em obrigações para os participantes no mercado e para a OMI.

No entanto, uma entrada importante para o processo é definida nesta etapa - mais precisamente, é definida antes do ponto no tempo em que as expressões de interesse são chamadas. Este é o Preço Máximo de Capacidade de Reserva.

²⁵ Ver a nota de rodapé Error! Bookmark not defined. para a definição de Ano de Capacidade.

O Preço Máximo de Capacidade de Reserva (MRCP) funcionará como limite de preço para a capacidade que é oferecida em um Leilão de Capacidade de Reserva, se for necessário. Dado que, até à data, não foram efetuados quaisquer Leilões de Capacidade de Reserva pela OMI, o papel mais importante da CPRM é o seu papel na fórmula para definir o Preço de Capacidade de Reserva a que a OMI adquire Créditos de Capacidade de agentes que Não os troque bilateralmente. Este processo para a definição do RCP será apresentado no passo (7).

A MRCP tem como objetivo capturar o custo marginal de fornecer Capacidade de Reserva adicional no Ano de Capacidade alvo - o custo de nova entrada. É calculado administrativamente pela OMI, considerando um projeto de referência de uma turbina a gás de 160. A MRCP corresponde basicamente à taxa entre; (i) a soma dos custos de capital anualizados do projeto (calculado considerando uma WACC obtida por meio da aplicação do CAPM) e os custos fixos anualizados de O & M; E (ii) os Créditos de Capacidade esperados alocados ao projeto de referência. Ou seja, basicamente está configurado para recuperar todos os custos fixos do projeto, não incorporando qualquer tipo de projeção das rendas inframarginais que o projeto pode capturar no mercado - o que é geralmente consistente com o fato de que as turbinas a gás de ciclo aberto São atualmente as tecnologias marginais de pico no mercado. O processo de definição da CPRM inclui consultas públicas após a emissão de um projeto de relatório e a aprovação final do valor definido pela OMI pela ERA.

(2) Eletricidade Declaração de Oportunidades:

A Declaração de Oportunidades de Energia Elétrica (ESOO) é um relatório elaborado pela OMI, que delineia oportunidades de aumento de oferta e demanda que melhorarão a adequação e a segurança do sistema de energia nos próximos dez anos. A função geral do relatório, divulgado em junho de cada ano pela OMI, é fornecer informação ao mercado sobre a evolução esperada do equilíbrio entre a oferta e a procura no SWIS. Mais importante para o MCR, o ESOO indica os requisitos de capacidade projetados e as insuficiências de capacidade projetadas no SWIS para cada um dos próximos dez anos. As previsões para o ano de Capacidade alvo do atual processo de RCM, que começa em outubro dois anos depois, são usadas para definir os Requisitos de Capacidade de Reserva totais a serem considerados no processo de RCM.

Os critérios técnicos para a definição destes requisitos de capacidade de reserva são:

- Serão suficientes para prever o pico de demanda mais uma margem de reserva igual ao máximo entre 8,2% da demanda de pico e a capacidade da maior unidade geradora, podendo manter o controle de frequência normal. As previsões de pico de demanda são calculadas para um nível de probabilidade de que a previsão não seria esperada ser excedida em mais de um ano em dez.
- Serão suficientes para limitar os défices energéticos esperados para 0,002% do consumo anual de energia, incluindo as perdas de transmissão.

(3) Certificação da Capacidade de Reserva:

Os geradores e os recursos do lado da demanda interessados em receber Créditos de Capacidade para o Ano de Capacidade alvo devem apresentar pedidos para a Certificação da Capacidade de Reserva. Este passo precede a atribuição de Créditos de Capacidade e o montante de Capacidade de Reserva Certificada atribuído a cada recurso será igual ao montante máximo de créditos que pode receber.

Após a recepção da devida documentação técnica associada às aplicações, é realizada uma revisão técnica da capacidade da instalação correspondente e o montante da Capacidade de Reserva Certificada atribuída a cada instalação é determinado entre Julho e Agosto de cada ano com base nas seguintes informações:

- Para geradores despacháveis: a capacidade de saída é calculada à temperatura do ar de 41°C, o que explica as perdas de eficiência em altas temperaturas em períodos de pico de demanda.
- Para geradores intermitentes: O desempenho passado da instalação durante os intervalos de negociação de demanda de pico
- Para os recursos da demanda: o montante pelo qual a demanda da carga ou cargas agregadas podem ser reduzidas.

As informações técnicas e contratuais que podem ser exigidas pela OMI para a Certificação de A Capacidade de Reserva, particularmente para novas instalações, pode incluir: capacidade de placa e curva de redução de temperatura; Sistemas de acesso à rede de transmissão; Aprovações ambientais; Contratos de fornecimento de combustível; Horas de disponibilidade esperadas; Detalhes dos acordos de financiamento; Contratos DSM e capacidade de redução de carga; E os cronogramas de implementação do projeto. Existem provisões para proporcionar a Capacidade de Reserva Antecipada Certificada, com uma antecedência de mais de 2 anos antes de um determinado Ano de Capacidade, para geradores que o façam. Neste caso, os Créditos de Capacidade só se tornariam válidos para o Ano de Capacidade alvo, mas o recebimento antecipado dessa Capacidade de Reserva antecipada pode facilitar o financiamento e, teoricamente, a negociação de contratos bilaterais de Capacidade de Crédito.

(4) Atribuição de Créditos de Capacidade:

O processo de atribuição de Créditos de Capacidade começa em agosto ou setembro de cada ano, quando os recursos detentores de Capacidade de Reserva Certificada fazem suas declarações comerciais bilaterais para a OMI. Os projetos devem indicar à OMI:

- Quanta Capacidade de Reserva Certificada que pretendem negociar bilateralmente
- Qual a Capacidade de Reserva Certificada que pretendem oferecer à OMI através do Leilão de Capacidade de Reserva, caso haja uma
- Se querem terminar qualquer Capacidade de Reserva Certificada.

A OMI é obrigada a aceitar a capacidade de Instalações que estão em serviço ou que estão comprometidas e que se declararam como tendo a intenção de comercializar Capacidade de Crédito de forma bilateral, atribuindo-lhes os correspondentes Créditos de Capacidade.

Como condição de certificação de recursos que ainda não foram encomendados - ou seja, para considerar os projetos como comprometidos - a OMI exige o pagamento de uma Reserva de Capacidade de Segurança igual a aproximadamente 25% do valor dos pagamentos anuais que o recurso receberia Como resultado do RCM. Este valor será devolvido ao participante no mercado se o estabelecimento não conseguir garantir os Créditos de Capacidade (no caso em que se declarar disposto a participar no Leilão de Capacidade de Reserva) ou quando cumprir determinados critérios técnicos²⁶ após ter entrado em funcionamento no ano de referência

Os arranjos de preços resultantes desta atribuição de Créditos de Capacidade serão apresentados no passo (7).

Se o montante da Capacidade de Reserva Certificada declarada como destinada a ser negociada bilateralmente não é suficiente para atender aos Requisitos de Capacidade de Reserva do SWIS, Leilão é realizada.

(5) Capacidade de Reserva Leilão e Arranjos de Preço Especial:

A diferença positiva entre os Requisitos de Capacidade de Reserva da SWIS e a Capacidade de Reserva negociada bilateralmente é adquirida através de um Leilão de Capacidade de Reserva. Trata-se de um concurso simples para fornecer à IMO Créditos de Capacidade. Apresentamos apenas uma descrição resumida do Leilão de Capacidade de Reserva nesta seção, uma vez que este mecanismo não foi utilizado pela OMI desde o início das operações do MCR.

A demanda do leilão é igual à diferença acima mencionada, e as ofertas de recursos equivalem ao preço fixo ao qual ofereceriam capacidade no ano de Capacidade alvo (isto é, a partir de outubro dois anos depois). O MRCP funciona como um limite para os preços de oferta. As ofertas são classificadas do menor para os lances de preço mais alto e aceitas pela IMO até que a demanda do leilão seja atendida. Créditos de capacidade são atribuídos aos vencedores do leilão. O preço é marginal, o que significa que o preço da última oferta aceita será aplicado a todos os recursos contratados no leilão. Somente instalações inteiras são limpas como resultado do leilão, e não uma parte deles. O processo é ilustrado com ajuda da Figura 3.49, em que a capacidade limpa é indicada em cinza. No exemplo indicado nesta figura, o terceiro bloco de capacidade seria limpo na íntegra. O quarto bloco de capacidade do exemplo apresentou uma oferta de preço igual ao limite de preços - a MRCP. Não seria eliminado neste exemplo.

²⁶ Se a instalação funcionar a um nível equivalente a 90% da sua capacidade certificada em dois intervalos de negociação ou se o participante fornecer à IMO um relatório de um perito independente que especifique que a instalação pode funcionar a um nível equivalente, retornou no final do ano. Se uma instalação funcionar a um nível equivalente a 100% do seu nível exigido em quaisquer dois intervalos de negociação durante o Ano de Capacidade relevante, então poderá solicitar que sua Reserva de Capacidade de Reserva seja devolvida imediatamente.

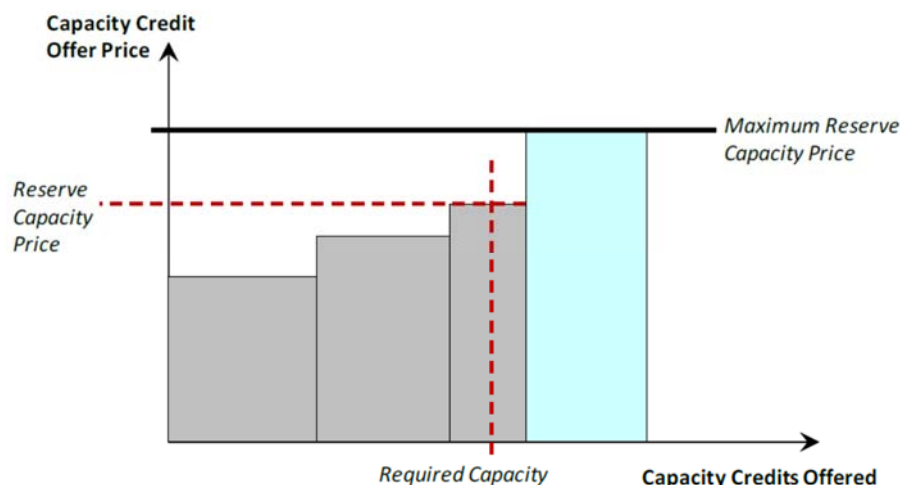


Figura 3.49 – Leilão de capacidade de reserva: ilustração de liquidação.

Se um leilão for realizado, o preço de compensação do leilão se tornará o Preço de Capacidade de Reserva para toda a capacidade comercializada pela OMI (ou seja, a capacidade que não é efetivamente negociada bilateralmente). Lembramos ao leitor que, se um leilão não for realizado, o Preço de Capacidade de Reserva é estabelecido de acordo com a fórmula de preços apresentada no passo (7).

Um Crédito de Capacidade atribuído através de um leilão é comprometido com a OMI durante todo o Ano de Capacidade e, portanto, não pode ser transferido bilateralmente para um retalhista durante esse ano. A certificação da Capacidade de Reserva oferecida em leilão, mas não programada, terminaria, pois a capacidade não tem disponibilidade suficiente ou não é necessária para o Ano de Capacidade. Nestes casos, será devolvida qualquer Reserva de Capacidade de Reserva que a OMI detenha para o Participante do Mercado relevante.

Os recursos que recebem Créditos de Capacidade como resultado de um leilão podem optar por Arranjos de Preços Especiais. O mais relevante é o Arranjo de Preços Especiais de Longo Prazo, no qual o recurso pode optar pela fixação de seu Preço de Capacidade de Reserva por até 10 anos (com a duração do regime especial escolhido pelo recurso).

(6) Colocação de obrigações em instalações:

Uma vez que os passos anteriores são executados e os Créditos de Capacidade são atribuídos a recursos, como resultado do processo de declaração de intenções de negociar bilateralmente Capacidade de Reserva Certificada ou através de leilões, as seguintes obrigações são concedidas aos recursos detentores desses créditos:

- Geradores de Mercado, exceto geradores intermitentes, devem disponibilizar essa capacidade ao mercado sob a forma de posições contratuais bilaterais, submissão de STEMs, balanceamento de submissões e capacidade contratada para fornecer Serviços Auxiliares e disponibilizar qualquer capacidade não programada em tempo real.
- Geradores intermitentes devem gerar, na medida do possível, quando solicitados pela Administração do Sistema para fazê-lo em tempo real, ou para reduzir a geração quando solicitado pela Administração do Sistema.

- Os recursos do lado da demanda, incluindo, mas não se limitando a Programas de Lado da Demanda, Cargas Despacháveis e Cargas Interruptivas, devem disponibilizar essa capacidade em tempo real, se necessário, e sob reserva de notificação adequada.

No ano de Capacidade alvo, a IMO ordena que a Administração do Sistema execute testes para garantir a capacidade dos recursos de cumprir suas obrigações, uma vez por ano para recursos de demanda e duas para geração. Uma instalação pode passar o teste por observação se ele opera no nível exigido durante pelo menos um intervalo de negociação de meia hora. Se uma instalação não passar o teste por observação durante este intervalo de negociação de meia hora, os testes subsequentes durante dois intervalos comerciais consecutivos e, em caso de falha neste segundo teste, um novo teste é realizado após duas a quatro semanas. O incumprimento das obrigações no último ensaio leva a que os Créditos de Capacidade da instalação sejam reduzidos para a potência máxima obtida durante qualquer dos ensaios. O participante no mercado pode então solicitar um terceiro teste. Após a passagem do terceiro teste, os Créditos de Capacidade serão restabelecidos ou fixados ao nível de produção alcançado durante o terceiro teste.

(7) Negociação e alocação de Capacidade Créditos:

Uma vez que os Créditos de Capacidade são atribuídos a geradores ou recursos de demanda como resultado do processo de declaração da intenção de recursos existentes ou comprometidos de negociar bilateralmente esses créditos, conforme descrito no passo (5), a negociação bilateral efetiva pode ocorrer.

A demanda de cada consumidor no mercado atacadista é determinada pela OMI e é denominada Requisito de Capacidade de Reserva Individual (IRCR). É basicamente determinado pela alocação do total de Requisitos de Capacidade de Reserva do sistema no Ano de Capacidade alvo aos consumidores com base na sua contribuição esperada para a demanda histórica do sistema. Isto resulta no IRCR igualando a contribuição para a carga de pico do sistema mais uma margem de reserva adicional.

Os consumidores são, então, livres de fazer seus próprios acordos bilaterais para efetivamente adquirir Créditos de Capacidade, e as quantidades efetivas negociadas devem ser informadas à OMI. Quaisquer créditos que não sejam adquiridos pelos consumidores como resultado deste comércio bilateral são então adquiridos pela OMI, ao Preço de Capacidade de Reserva (RCP) dado pela seguinte fórmula²⁷:

$$RCP = MRCP \cdot 85\% \cdot ECA = MRCP \cdot 85\% \cdot \frac{RCR}{\sum CREDITOS}$$

Onde ECA é o Ajuste de Capacidade de Excesso, que é igual à relação dos Requisitos de Capacidade de Reserva (RCR) do SWIS e o montante de Créditos de Capacidade efetivamente emitidos atribuídos a recursos (o termo $\sum CREDITOS$).

²⁷ O leitor recordará que esta fórmula se aplica somente no caso em que não foi realizado um Leilão de Capacidade de Reserva. Se tiver sido realizado um leilão para o Ano de Capacidade alvo, o preço de compensação aplica-se a todos os créditos de capacidade adquiridos pela OMI.

Isto significa que os RCP são adquiridos pela OMI a um preço que asseguraria que, se todos os Créditos de Capacidade no sistema fossem adquiridos pelo operador de mercado, os custos totais desta operação seriam sempre iguais ao produto de 85% Pelo Requisito de Capacidade de Reserva do sistema.

Este ajustamento dos preços de capacidade em função da capacidade do sistema assegura que o RCP para qualquer Capacidade Ano aumenta quando a capacidade no sistema é inferior aos requisitos calculados *ex ante* pela OMI e vice-versa. No entanto, o ajuste bastante moderado do PCR foi uma das causas para o excesso de capacidade no sistema, como veremos a seguir.

Os consumidores que não possuem Créditos de Capacidade suficientes como resultado de negociações bilaterais são então necessários para financiar o Custo de Capacidade de Reserva Alvo - o custo dos Créditos de Capacidade adquiridos pela OMI até o Requisito de Capacidade de Reserva. Isso basicamente significa que os consumidores pagam ao RCP pela parcela de seu IRCR que optaram por não adquirir bilateralmente.

No entanto, sempre que as disposições acima resultarem na obtenção de Créditos de Capacidade por parte da OMI em excesso do Requisito de Capacidade de Reserva do sistema, o custo dos Créditos de Capacidade excedentários é recuperado através de uma elevação aplicada a todos os consumidores, incluindo estes créditos bilateralmente adquiridos. Os custos de qualquer excesso de capacidade são atribuídos a cada consumidor em proporção ao seu IRCR.

3.5.2 Resultados e análise crítica

Uma vez que uma visão geral do Mecanismo de Capacidade da Reserva tenha sido apresentada, podemos passar a discutir seus resultados.

3.5.2.1 *Incentivos ao comércio bilateral e descoberta do preço da capacidade pelo mercado*

O primeiro resultado que merece ser discutido refere-se ao comportamento dos consumidores que participam do WEM em relação à aquisição de Créditos de Capacidade em resposta à sua obrigação de cobrir o IRCR. A percentagem dos Créditos de Capacidade totais que não foram transacionados bilateralmente entre detentores de Capacidade de Reserva Certificada e consumidores, mas antes adquirida diretamente pela OMI, aumentou substancialmente desde o início do WEM, como indicado na Figura 3.50.

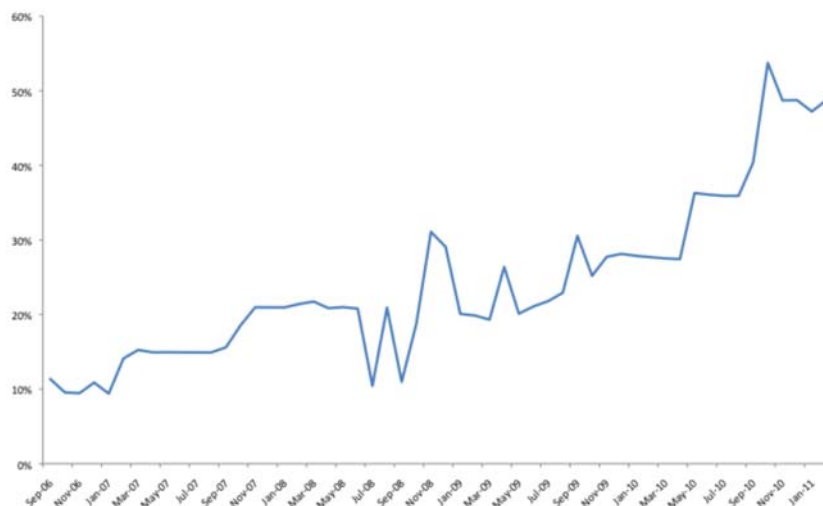


Figura 3.50 – Evolução da porcentagem dos Créditos de Capacidade totais que não foram negociados bilateralmente entre detentores de Capacidade de Reserva Certificada e consumidores.

O aumento substancial da métrica apresentada na Figura 3.50 refere-se a um fenômeno aludido anteriormente: o fato de o atual processo de atribuição dos custos de aquisição de capacidade excedentária pela OMI resultar numa parcela dos riscos de sobre-contratação que se transbordam para os consumidores que faziam seus próprios acordos bilaterais. Isto pode ser melhor entendido com a ajuda da seguinte fórmula, que indica os custos unitários equivalentes finais da capacidade percebida por um consumidor que cobriu todo o seu IRCR através de acordos bilaterais próprios:

$$EPC_B = BP + \frac{1}{RCR} \cdot [(\sum CREDITOS) - RCR] \cdot \left[MRCP \cdot 85\% \cdot \frac{RCR}{\sum CREDITOS} \right]$$

$$EPC_B = BP + MRCP \cdot 85\% \cdot \left[1 - \frac{RCR}{\sum CREDITOS} \right]$$

Quando o EPCB é o preço unitário equivalente da capacidade do consumidor que cobriu o seu IRCR através de acordos bilaterais, incluindo o aumento devido à socialização dos custos das capacidades não utilizadas; BP é preço arranjado bilateralmente; E o restante dos símbolos foi previamente introduzido.

Em contrapartida, os custos unitários equivalentes da capacidade pagos por um consumidor que não efetua quaisquer acordos bilaterais e simplesmente indiretamente adquire créditos da IMO, indicado como EPCI no seguinte, são dados por:

$$EPC_I = MRCP \cdot 85\% \cdot \frac{RCR}{\sum CREDITOS} + \frac{1}{RCR} \cdot [(\sum CREDITOS) - RCR] \cdot \left[MRCP \cdot 85\% \cdot \frac{RCR}{\sum CREDITOS} \right]$$

$$EPC_I = MRCP \cdot 85\% \cdot \left[\frac{RCR}{\sum CREDITOS} + \left(1 - \frac{RCR}{\sum CREDITOS} \right) \right]$$

$$EPC_I = MRCP \cdot 85\%$$

Com a comparação das fórmulas, fica claro que o preço equivalente pago pelo consumidor que não contrai nenhum de seus requisitos de capacidade bilateralmente é sempre dado por 85% da

MRCP, enquanto o consumidor que bilateralmente compra Créditos de Capacidade estará sujeito a um preço que pode variar de acordo com o excedente de capacidade no SWIS. O preço percebido pelo consumidor que troca bilateralmente está, portanto, sujeito a uma variabilidade maior do que a percebida por um consumidor que não faz qualquer acordo bilateral. Quando se leva em conta que a fórmula de preço usada pela OMI para definir o RCP reduz os preços como resposta ao excesso de capacidade, mas que os preços de contratos bilaterais de longo prazo não são reduzidos, fica claro que há riscos associados com os acordos bilaterais - particularmente qualquer um destes que se estenderia por um período de mais de um ano de capacidade.

Naturalmente, o consumidor estaria sempre melhor em termos de contratação bilateralmente, se pudesse garantir um preço contratual inferior ao RCP de um dado ano - ou 85% do MRCP vezes a razão RCR para os créditos de capacidade total. No entanto, assumindo que os geradores e consumidores têm acesso às mesmas informações básicas sobre a evolução da capacidade no sistema e, portanto, têm expectativas racionais semelhantes sobre essa evolução e sabendo que um gerador sempre tem a opção de vender sua capacidade no RCP para o IMO, é fácil entender que o comércio bilateral de créditos de capacidade acaba sendo desencorajado, o que explica o comportamento observado na Figura 3.50.

Esse desestímulo ao comércio bilateral resulta em uma redução do papel dos sinais de preços decorrentes das expectativas dos agentes de mercado na determinação da expansão da capacidade do sistema - pelo menos no que diz respeito aos preços de capacidade, mas não necessariamente com relação aos preços da energia - Com oportunidades muito reduzidas para a descoberta do preço da capacidade "pelo mercado". Isso aumenta a dependência do mercado no preço de capacidade de reserva (RCP) estabelecido administrativamente como o sinal econômico que impulsiona a expansão da capacidade e, portanto, a exposição a maus resultados de qualquer falha estrutural na determinação desses preços.

3.5.2.2 *O RCP fixado administrativamente e a adaptabilidade do MCR às condições de mercado em mutação*

Verificou-se que o RCP é o sinal de preço de fato para a expansão da capacidade resultante do Mecanismo de Capacidade de Reserva implementado na Austrália Ocidental. Como tal, é desejável que este preço estabelecido administrativamente sinalize corretamente a necessidade de nova capacidade no sistema. No entanto, isso não parece ser o caso no MAE, como discutido a seguir.

A Austrália Ocidental está atualmente experimentando um excesso de capacidade. De fato, o mercado vem experimentando superávits de capacidade, mesmo com relação aos requisitos de capacidade projetados - ou seja, não com relação aos requisitos reais de capacidade²⁸ - há algum tempo, e espera-se que os excedentes sejam atingidos pelo menos até a Capacidade Ano 2015-2016, conforme indicado Figura 3.51 abaixo.

²⁸ Os erros na projeção dos requisitos de capacidade e seus efeitos sobre o MCR serão discutidos mais adiante nesta seção.

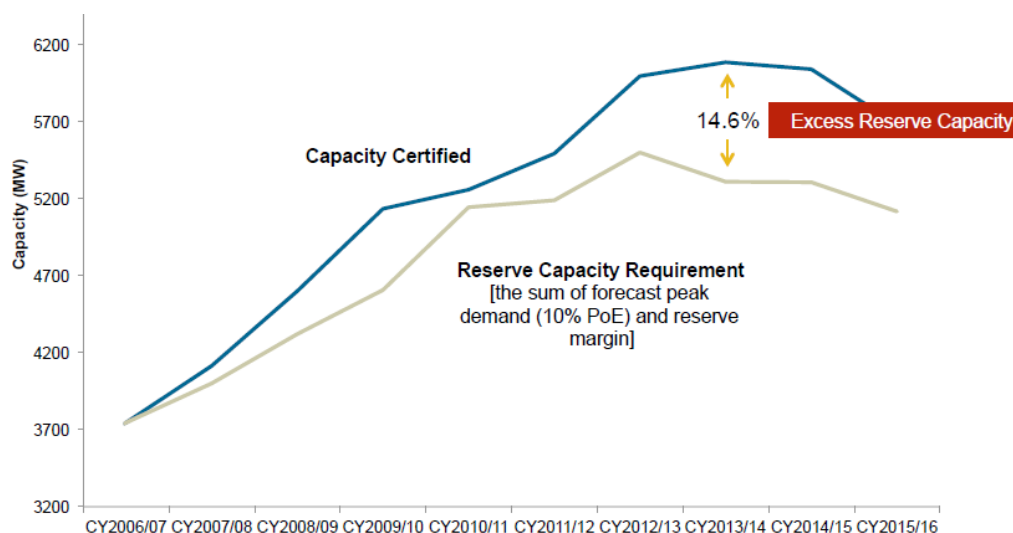


Figura 3.51 – Evolução da capacidade certificada e do Requisito de Capacidade de Reserva (RCR). O termo 10% PoE representa a previsão com 10% de probabilidade de ser excedido, que é o critério para a previsão de demanda de pico para ser incluída no RCR.

Antes de analisar o mecanismo através do qual o MCR contribuiu para o excesso de capacidade no SIWS, é importante colocar em perspectiva esse excesso de capacidade e seus custos.

Parte do excesso de capacidade no SIWS pode presumivelmente ser rastreada até muitos outros fatores além do RCM. De fato, a OMI indica que fatores que vão desde programas de apoio renováveis, gestão de demanda e iniciativas de eficiência energética e outras políticas governamentais, além de decisões diretas de empresas estatais - algumas referem-se a projetos comprometidos antes do início do RCM - desempenhou um papel significativo na expansão da capacidade no SIWS.

Além disso, mudanças nas condições macroeconômicas, incluindo a crise financeira global de 2009, e reversões nas expectativas de implantação de grandes cargas industriais, incluindo operações de mineração, levaram a ajustes muito significativos nas previsões de demanda no SIWS. De fato, em cada ano desde 2010, as previsões de demanda foram ajustadas para baixo, conforme indicado na Figura 3.52. Isso contribuiu significativamente para o fato de que para o superávit de capacidade em relação às necessidades reais de capacidade do sistema são ainda maiores do que o excedente de capacidade em relação às previsões de 2 anos de antecedência dos Requisitos de Capacidade de Reserva para cada Ano de Capacidade.

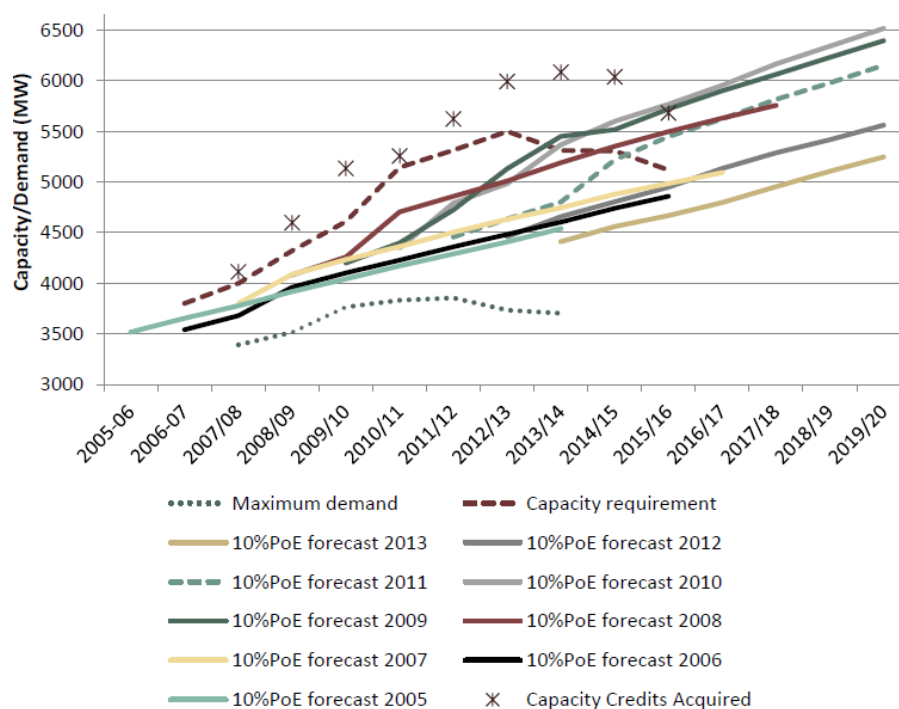


Figura 3.52 – Histórico da previsão do WEM comparado a demanda real.

Também é importante ganhar perspectiva sobre o excedente de capacidade I do MAE é o fato de que os custos desse superávit não parecem ser atualmente muito significativos quando considerados dentro dos preços de eletricidade equivalentes finais percebidos pelos consumidores por atacado no SWIS - eles foram estimados em cerca de 2% ou até maior em algumas referências.

No entanto, o que é relevante para os propósitos deste relatório é que a MCR resultou em mais capacidade adicionada ao sistema, como resultado das decisões dos participantes no mercado, mesmo quando a capacidade adicionada como resultado dos fatores mencionados anteriormente foi considerada.

Isto indica que o RCP, que já argumentámos ser o sinal fundamental de preços decorrente do RCM, tem vindo a assegurar um nível de remuneração aos novos operadores - nomeadamente os de tecnologias de pico nos últimos anos - como se verá mais tarde - acima da média líquida Custos de nova entrada.

Até 2011, o valor estabelecido administrativamente da MRCP, que desempenha um papel fundamental na fórmula do RCP, foi calculado com insumos que resultaram em valores mais altos para essa variável. Em 2011, a OMI procedeu a uma revisão da metodologia de definição da CPRM que resultou numa queda de cerca de 20% do seu valor, como será discutido posteriormente. Este fator, por si só, alude a uma desvantagem relevante da utilização de um procedimento administrativo para fixar os níveis de preços num mecanismo de adequação das capacidades baseado nos preços. Falhas metodológicas ou erros de cálculo de um conjunto específico de agentes (neste caso, a OMI, que tem a atribuição de calcular o preço, e o regulador, que o aprova) resultam em impactos sobre a expansão do sistema que seriam muito menos significativos do que os impactos de um julgamento errado de um único agente caso os preços fossem

determinados em decorrência de decisões descentralizadas – por exemplo, o processo decisório descentralizado que ocorre quando os desenvolvedores de projetos competem dentro de leilões, mesmo esses leilões realizados no contexto de outros tipos de mecanismos de adequação de capacidade. Os erros de previsão de demanda previamente apresentados e os impactos associados na determinação das previsões de 2 anos do sistema RCR, que entram diretamente na fórmula administrativa do RCP, permitem a formulação de um argumento semelhante.

Mas o nível da MRCP não é o único fator que contribui para o atual excesso de capacidade que entrou no SWIS como resultado do RCM. Apesar do fato de que a fórmula para estabelecer o RCP permite algum nível de variação de preço em resposta a um excesso ou déficit de capacidade no sistema, esta variação é bastante suave. Por exemplo, um excesso de capacidade de 25% resultaria no fator de Ajuste de Capacidade Excessiva como $ECA = RCR / \Sigma CREDITOS = 1/1,25$, com o RCP caindo apenas 20% mesmo quando o excesso de capacidade significativo está no sistema.

Esta resposta bastante baixa ao equilíbrio eficaz da oferta e da procura no sistema leva a que os preços continuem a ser atrativos para alguns jogadores, e a capacidade ainda entra no sistema. Este baixo nível de resposta às condições em mutação do sistema - incluindo qualquer excesso de capacidade já existente, por exemplo, o resultante das políticas governamentais mencionadas anteriormente - é a razão para a caracterização da atual implementação do MCR como um mecanismo com baixa adaptabilidade Mudanças nas condições de mercado.

Ajustar o RCM baseado em preços, garantindo que o RCP varia mais fortemente em resposta ao excesso de capacidade é, no entanto, uma tarefa complexa. Adotar uma curva de preços que garanta uma alta variação de preços para superávits de déficits de capacidade pode resultar em uma volatilidade muito alta de preços de capacidade. Quando tomamos em consideração que os preços de capacidade são determinados numa base anual no RCM e que os contratos bilaterais de longo prazo para aquisição de Créditos de Capacidade pelos consumidores não são comuns, torna-se claro que tal volatilidade pode afetar significativamente a “Bancabilidade” de investimentos de geração²⁹. Além disso, o tamanho relativamente pequeno do SWIS resulta em maior exposição aos efeitos da irregularidade, com um par de investimentos em geradores de relativamente baixa escala absoluta afetando significativamente o equilíbrio entre oferta e demanda.

3.5.2.3 RCP e o mix de tecnologia

Outro resultado interessante do MCR refere-se à evolução do *mix* de capacidades do SWIS. O *mix* de capacidade atual do sistema é indicado na Figura 10.15, que mostra o *mix* de capacidade do SWIS no Capacity Year 2012-2013 sobreposto à curva de duração da carga do mesmo ano. A penetração significativa das plantas de pico, mais notavelmente a participação de 35% das usinas termelétricas de turbinas a gás de ciclo aberto é facilmente observada neste número.

²⁹ Deve-se notar, no entanto, que se o RCP se tornar mais volátil, geradores e consumidores poderiam ter mais incentivos para entrar em contratos de longo prazo para negócios bilaterais de Créditos de Capacidade. No entanto, os efeitos da alocação dos custos de excesso de capacidade para todos os consumidores, incluindo aqueles que adquiriram créditos bilateralmente, diminuem esses incentivos aos consumidores dentro da atual concepção do WEM.

Embora seja natural que um sistema com uma forma de carga de pico (como indicado na curva de duração de carga da Figura 3.53) e com picos de pico altamente voláteis devido à dependência da temperatura, tenha uma parcela significativa de plantas flexíveis, rápidas, A alta participação das plantas de pico e a participação de 35% das turbinas a gás de ciclo aberto no SWIS merece mais investigação.

Vimos que o RCP é apenas moderadamente ajustado à medida que os excedentes de capacidade são verificados no SWIS. Em tal situação, os preços de capacidade resultantes podem ainda atrair usinas com custos de expedição muito altos, mesmo que não se espere que sejam despachados dado o excedente de capacidade do sistema - especialmente um excedente de capacidade de pico - se as receitas esperadas Resultantes das vendas de Créditos de Capacidade são suficientes para cobrir o capital fixo e os custos operacionais dessas usinas.

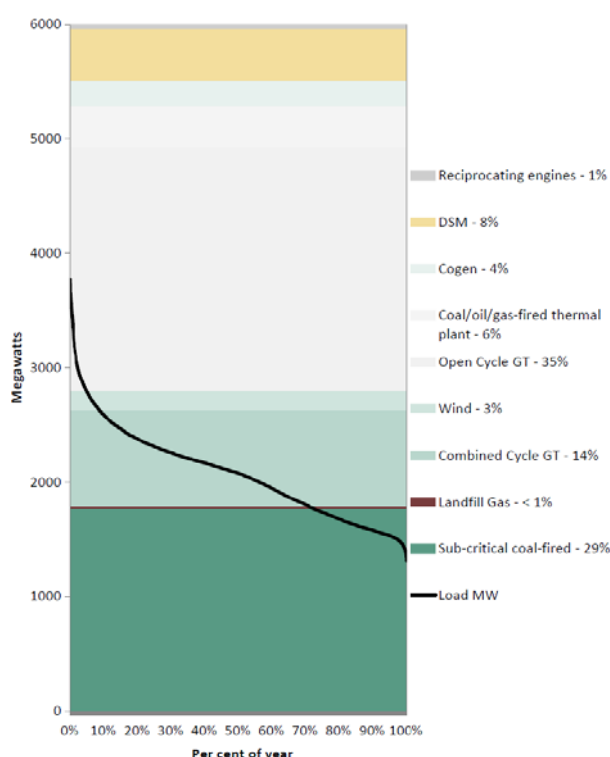


Figura 3.53 – Mix de capacidade sobreposta à curva de duração de carga de SWIS, para Ano de Capacidade 2012-2013.

O mesmo não seria necessariamente verificado para as fábricas de base e de médio mérito, uma vez que estas plantas têm custos fixos mais elevados (nomeadamente os custos de capital) e têm de depender das receitas de vendas de energia no mercado - incluindo rendas inframarginais.

Como já mencionado, a CPRM diminuiu significativamente em 2011, após uma revisão da metodologia utilizada para definir este parâmetro. A diminuição da MRCP resultante desta revisão foi de cerca de 20%, o que significa que, considerando qualquer nível de excesso de capacidade no SWIS, o RCP ajustado administrativamente antes da revisão era cerca de 20% maior do que após a revisão. Devido ao atraso de 2 anos entre a determinação do RCP e o Ano de Capacidade-alvo, a revisão de 2011 afetou apenas os RCP definidos administrativamente a partir do Ano de Capacidade 2013-2014. Deve-se notar, no entanto, que as discussões sobre a necessidade de

revisão da metodologia para a definição da CPRM estavam em andamento desde o final de 2009 e um grupo de trabalho foi criado em 2010 para iniciar esta revisão - portanto, os agentes do mercado podem ter revisto suas expectativas sobre a evolução da CPRM desde o final de 2009 (o que pode ter afetado a quantidade de capacidade comprometida já para o Ano de Capacidade 2012-2013).

Isso deve ser mantido em mente ao analisar a Figura 3.54, que indica a evolução do *mix* de tecnologia (*capacidade de carga de base, capacidade de meio-mérito e capacidade de pico*) de CY 2007-2008 a CY 2014-2015. A figura também contém barras indicando o volume de carga base, carga média e carga de pico (bem como a margem de reserva) para cada ano. A partir da figura, é claro que a maioria das adições de capacidade para o SWIS desde Capacidade Ano 2010-2011 foram pico plantas. As adições líquidas de capacidade de CY 2013-2014 a CY 2014-2015 foram negativas, o que coincidiu com a revisão da metodologia para o estabelecimento da MRCP e, portanto, com a redução das expectativas racionais sobre os futuros preços RCP.

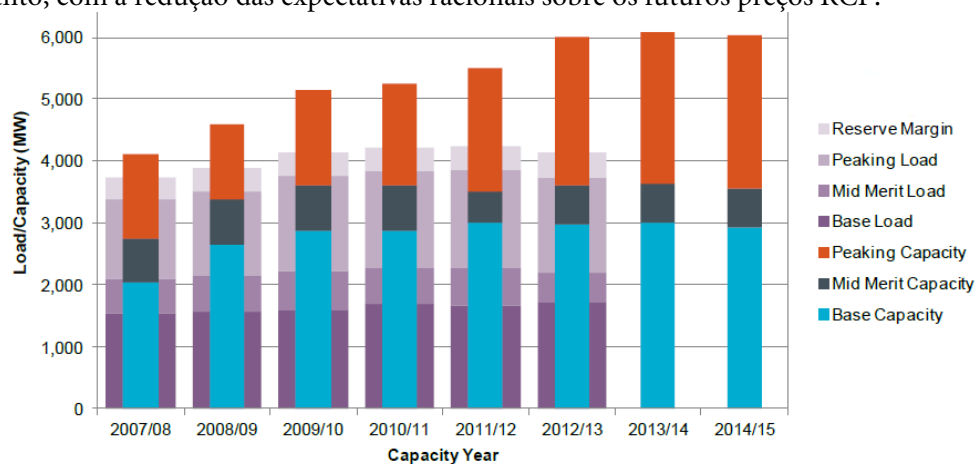


Figura 3.54 – Mix de tecnologia da capacidade, características de carga de SWIS.

Naturalmente, o fato de o RCR para CY 2013-2014 e CY 2014-2015 ter sido reduzido em relação ao ano anterior também teve um papel na diminuição das expectativas do RCP para estes anos - uma vez que o RCR entra no conjunto administrativamente Fórmula para determinar a CPRM -, que afeta as decisões dos participantes do mercado sobre a construção de nova capacidade. No entanto, a redução da MRCP era presumivelmente também relevante para esse comportamento.

A Tabela 3.6, que indica o montante da nova capacidade a que os créditos foram atribuídos em cada ano civil desde 2007, também apoia a argumentação desta seção. O leitor notará a significativa redução na quantidade de novos créditos atribuídos em 2011, em comparação com 2010.

Tabela 3.6 – Os valores atuais dos preços máximos em STEM

Year [-]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
New capacity assigned Capacity Credits [MW]	575	137	577	526	40	25	15

O papel da CPRM, especialmente durante o período anterior à revisão da metodologia que resultou na sua revisão, na condução de uma expansão da capacidade de geração que se concentra em plantas de pico, é mais um fator que aponta para as dificuldades na fixação administrativa dos preços e os impactos significativos que Estes valores estabelecidos administrativamente têm na expansão da capacidade de condução, para mecanismos de adequação de capacidade como

o Mecanismo de Capacidade de Reserva da Austrália Ocidental. Embora as Normas de Mercado (emitidas pelo Ministro da Energia) e os Procedimentos de Mercado (desenvolvidas pela OMI) contenham cláusulas que indiquem que a metodologia para a definição da CPRM deve ser periodicamente avaliada e revista, a identificação das melhorias metodológicas necessárias é tudo Mas fáceis, e os participantes do mercado podem tirar proveito das assimetrias de informação que resultam em situações como as descritas acima, com impactos sobre o *mix* de capacidades do sistema.

3.5.3 Ajustes e revisões do Mecanismo

O MCR está em vigor desde o início do WEM. Foram feitos ajustamentos relevantes a aspectos individuais deste mecanismo desde 2011, e existe a possibilidade de uma revisão importante do mecanismo a curto e médio prazo, no contexto de uma grande revisão do WEM que está sendo conduzida atualmente por o Departamento de Finanças da GoWA.

Esta seção descreve resumidamente essas revisões, começando com as iniciativas de revisão anteriores e o procedimento para o mais atual, ainda em andamento.

3.5.3.1 *Revisões anteriores do RCM*

Os ajustes passados mais relevantes da MCR incluíram:

- Uma revisão da metodologia para a definição da CPRM, em 2011.
- Uma revisão dos processos de previsão da procura, concluída em 2012.
- Uma revisão do MCR como um todo, que resultou em recomendações não implementadas até o momento, de 2011 a 2013.

Enquanto os dois primeiros foram revisões de aspectos específicos do mecanismo, que já levaram a mudanças no MCR, o terceiro representa uma iniciativa mais ampla, resultando em recomendações que ainda não foram implementadas. Cada um destes processos é descrito no seguinte.

3.5.3.2 *Revisão da metodologia para a definição do MRCP*

A revisão da metodologia da CPRM tem suas raízes em um relatório do ERA ao ME, a partir de 2009, no qual o regulador indicou que muitos agentes haviam expressado sua preocupação, através de submissões ao processo de consulta pública que acompanham a emissão do valor preliminar mais cedo naquele ano, sobre os aumentos recentes da CPRM. Esses aumentos foram impulsionados, em grande parte, pelas estimativas dos custos de conexão de transmissão fornecidos pela Western Power. O ERA então recomendou que a OMI avançasse a revisão da metodologia de cinco anos da OMI, e um grupo de trabalho foi estabelecido em 2010 para executar a revisão.

As recomendações do grupo de trabalho levaram a mudanças na metodologia de definição da MRCP que levou a uma redução de 23% do valor desta variável. Essas alterações referiam-se a: (i) o processo de definição dos custos de conexão de transmissão, que resultou em redução de

14% da MRCP; (ii) a especificação de características particulares do projeto de referência para a definição da MRCP, incorporando a especificação de um sistema de ar de entrada, que reduziu a MRCP em 9%.

A OMI reconheceu em publicação oficial que a alta CPRM (e, portanto, os elevados valores de RCP) para CY 2012-2013 e 2013-2014 pode ter atraído adições de capacidade desnecessária ao sistema da Austrália Ocidental. Conforme já observado anteriormente, isso ilustra os potenciais obstáculos da fixação administrativa de preços, no contexto de um mecanismo de adequação de capacidade baseado em preço, em um ambiente de altas assimetrias de informação entre o regulador (ou qualquer instituição para-governamental responsável por Preços) e os participantes no mercado. O processo de consulta pública pode desencadear revisões metodológicas, como esta, que ajudam a reduzir os potenciais efeitos negativos dessa assimetria de informação, mas não as elimina inteiramente.

3.5.3.3 *Revisão dos processos de previsão da procura pela OMI*

Uma revisão do processo de previsão da demanda realizada pela OMI é realizada a cada cinco anos, e a mais recente foi feita em 2012. Naquela ocasião, fatores macroeconômicos externos, mudança de comportamento dos consumidores residenciais e frustrações das expectativas sobre o início da As operações de grandes cargas industriais - chamadas de cargas de bloco pela OMI - estavam causando grandes desvios entre as previsões e os valores de demanda verificados.

Um consultor externo envolvido na revisão do processo de previsão da procura indicou que os processos levados a cabo pela OMI eram geralmente adequados. O consultor também aprovou o processo utilizado para a previsão de cargas de bloco e observou os desafios relacionados a esta tarefa específica. Mudanças menores com relação à previsão de cargas de bloco foram introduzidas pela OMI. O consultor também apresentou as seguintes recomendações, a maioria das quais foram implementadas pela OMI:

- Aumento da transparência dos pressupostos de entrada e introdução de processos para garantir a qualidade dos dados provenientes da Gestão do Sistema;
- Melhorias da análise *ex post* da OMI das previsões, para apoiar os futuros esforços de previsão;
- Revisão dos pressupostos da OMI para a energia solar fotovoltaica; e
- Produção de previsões energéticas condicionadas a diferentes cenários climáticos.

3.5.3.4 *Grupo de Trabalho do Mecanismo de Capacidade de Reserva criado pela OMI*

Após uma revisão estratégica do MCR no final de 2010, o conselho da IMO criou um grupo de trabalho para realizar uma revisão mais ampla do mecanismo, contratando um consultor externo para dar apoio a esses esforços.

O grupo de trabalho identificou problemas com a fórmula para determinar o PCR, basicamente aderentes aos previamente discutidos neste relatório, e apresentou uma recomendação para melhorar a fórmula do PCR administrado para:

- Aumentar a sensibilidade do RCP às condições de mercado, com o preço de um Crédito de Capacidade a diminuir a uma taxa mais rápida à medida que o excesso de capacidade aumenta, enviando um sinal mais forte para adiar o investimento que não é necessário; e
- Permitir que o RCP se mova acima da MRCP em momentos de déficit de capacidade, para fortalecer o incentivo para um varejista contratar nova capacidade quando o mercado requer novos investimentos (e, portanto, incentivar o investimento quando for necessário). Isto também tem como objetivo lidar com a incerteza sobre se o preço de capacidade (desde a revisão do MRCP) será adequado para suportar novos investimentos quando for necessário.

A revisão da fórmula do RCP resultante da implementação desta recomendação foi incluída numa Proposta de Alteração de Regra emitida pela OMI. O processo de consulta pública sobre esta proposta de mudança de regras foi iniciado em 2013 e foram realizadas duas rodadas de rodadas de consultas. No entanto, uma decisão final foi adiada quando o Ministro da Energia da Austrália Ocidental deu início à iniciativa mais ampla da Revisão do Mercado da Energia, apresentada na seção seguinte.

3.5.3.5 *Revisão do Mercado da Energia*

No primeiro trimestre de 2014, o Ministro da Energia da Austrália Ocidental lançou a Revisão do Mercado Elétrico do Governo do Estado com o objetivo de examinar as estruturas dos setores de geração de eletricidade, atacado e varejo no SWIS e os incentivos para que os participantes da indústria efetuem investimentos eficientes e minimizar custos. Um dos principais impulsores da iniciativa foi a constatação de que os custos de eletricidade no SWIS, quando todos os elos da cadeia de suprimento de eletricidade são levados em conta, foram substancialmente mais elevados no SWIS do que em outras jurisdições australianas, tanto no atacado quanto no varejo Consumidores.

Os objetivos declarados da Revisão do Mercado da Energia (MRE) são três:

- Reduzir os custos de produção e fornecimento de serviços relacionados com eletricidade e eletricidade, sem comprometer o fornecimento seguro e confiável.
- Reduzir a exposição do governo aos riscos do mercado energético, com especial ênfase em que a geração futura seja construída pelo setor privado sem investimento do governo, subscrição ou outro suporte financeiro.
- Atrair ao mercado elétrico participantes do setor privado de escala e capitalização suficientes para facilitar a estabilidade e o investimento a longo prazo.

Embora o escopo do MRE seja muito mais amplo do que o MCR, este mecanismo de adequação de capacidade está sob os tópicos abordados pela ME e outras instituições setoriais.

A primeira fase do MRE, que envolve a avaliação da estrutura da indústria, das instituições de mercado e dos acordos regulamentares, bem como a proposta de alternativas para reformas, está atualmente em curso. Realizou-se um amplo processo de consulta pública, mas não foram

apresentadas conclusões formais da avaliação. A segunda fase da Revisão do Mercado da Energia envolverá o desenho conceitual e detalhado das reformas.

As contribuições de muitos participantes no mercado para o processo de consulta pública já realizado durante a primeira fase do MRE abordaram a RCM, entre vários outros tópicos. Entre as propostas apresentadas pelos participantes no mercado para lidar com a adequação de capacidade no SWIS estão: (i) a melhoria do MCR e da fórmula para a definição do RCP; (ii) a substituição do MCR por outros tipos de mecanismos de adequação de capacidade; (iii) o abandono do RCM e a introdução de um mercado apenas de energia no SWIS, fazendo eco aos mercados de energia implementados em outras jurisdições australianas. Nenhuma decisão final sobre este tópico foi tomada pelo ME ou por outras instituições governamentais ou para-governamentais.

3.5.4 Lições aprendidas

Nesta seção, resumimos brevemente algumas das lições relevantes da experiência da Austrália Ocidental com o Mecanismo de Capacidade de Reserva. As lições apresentadas aqui são suportadas por versões resumidas de análises mais detalhadas encontradas em seções anteriores deste capítulo. As lições mais importantes extraídas dos resultados do Mecanismo de Capacidade de Reservas na Austrália Ocidental são resumidas em negrito, ao final de cada uma das subseções seguintes.

3.5.4.1 *Adaptabilidade às mudanças nas condições de mercado*

O Mecanismo de Capacidade de Reserva foi concebido num contexto em que se esperava um crescimento significativo da carga no sistema de energia da Austrália Ocidental (SWIS). A utilização de uma fórmula de preços com pouca flexibilidade para se adaptar às mudanças das condições de mercado, para definir os preços de capacidade estabelecidos administrativamente dentro de um mecanismo de adequação de capacidade baseado nos preços, resultou numa baixa adaptabilidade às mudanças estruturais nas condições de mercado, sobre o crescimento da demanda. Isso contribuiu para atrair novas adições de capacidade para o sistema mesmo sob uma situação de excedente de capacidade. A relevância desta lição específica deve ser posta em perspectiva, no entanto, dado que o país em desenvolvimento está sujeito a um nível diferente de incerteza sobre o seu crescimento de carga, em comparação com a Austrália Ocidental.

Flexibilidade e adaptabilidade dos incentivos às mudanças estruturais nas condições do mercado são características desejadas dos mecanismos de adequação de capacidade.

3.5.4.2 *Assimetria de informação e níveis de incentivos definidos administrativamente*

Os elevados níveis dos Preços Máximos de Capacidade de Reserva estabelecidos administrativamente, que se baseavam nos custos de novas entradas de um novo operador de referência definidos no regulamento, tiveram um papel fundamental na captação de quantias significativas de capacidade adicional para o SWIS, os dois últimos anos antes da revisão da metodologia de 2011, como reconhecido pela OMI da Austrália Ocidental. Esses altos valores não se devem somente a superestimações dos custos de conexão do projeto de referência, mas também devido

às especificações tecnológicas do projeto de geração de referência que não acompanharam a prática padrão da indústria.

Os melhores esforços dos reguladores para superar o problema da assimetria da informação podem não resultar em respostas suficientemente rápidas às práticas cambiantes da indústria e os níveis de incentivos definidos administrativamente estão inerentemente expostos ao problema da assimetria da informação.

3.5.4.3 *Atribuição de riscos e decisões de contratação de players do mercado*

A possibilidade do comércio bilateral de Créditos de Capacidade dentro do MAE foi originalmente pensada como uma possível forma de reduzir os impactos do problema de assimetria de informação: a descoberta de preços poderia, em teoria, resultar de negociações dentro do mercado. No entanto, o risco para os consumidores resultante da atribuição dos custos de qualquer excesso de capacidade a todos os consumidores grossistas no sistema, incluindo os que abrangiam os requisitos individuais de capacidade de reserva através de transações bilaterais, resultou numa quota cada vez menor de capacidade negociada bilateralmente desde o início do MAE. Isso levou a um crescimento sustentado do papel do Preço de Capacidade de Reserva estabelecido administrativamente como o principal sinal econômico para a expansão da capacidade, sustentando o pressuposto original de que o comércio bilateral seria relevante na formação de preços de capacidade.

Os riscos, e não apenas os valores esperados, são a chave para todas as decisões econômicas, incluindo a contratação de capacidade e a análise dos resultados de cada regra dentro de um mecanismo sob a perspectiva de fornecedores e consumidores de capacidade é necessária para evitar resultados imprevistos.

3.5.4.4 *Dimensão temporal da construção da adequação da capacidade, volatilidade dos preços e capacidade bancária dos projetos*

A escala relativamente pequena do SWIS e a possibilidade de volatilidade de preços significativa como resultado de adições de capacidade de pequena escala absoluta foram algumas das razões para adotar uma curva de preços com uma resposta relativamente branda ao excesso de capacidade no início do RCM. Quando a OMI considerou alternativas para melhorar a RCM, uma das preocupações com a opção de aumentar a inclinação da curva de preços foi a maior volatilidade dos preços de capacidade. A volatilidade dos preços é preocupação legítima, uma vez que afeta gravemente a capacidade bancária de novos projetos de geração e sua atratividade para os investidores. Parte das preocupações com a volatilidade de preços no MAE estão relacionadas ao fato de que os preços de capacidade são redefinidos em uma base ano a ano, e os arranjos de preços de longo prazo, tais como aqueles que poderiam em teoria surgir da negociação bilateral de Créditos de Capacidade Ou dos Arranjos de Preço Especial de Longo Prazo que se seguem aos leilões não foram verificados na prática - uma vez que a negociação bilateral de créditos tem diminuído a ritmos rápidos e os Leilões de Capacidade de Reserva nunca foram realizados.

A volatilidade dos preços é uma preocupação legítima devido ao seu efeito prejudicial sobre a “bancabilidade” dos projetos de nova geração. Permitir acordos contratuais de longo prazo que

ofereçam alguma proteção contra a volatilidade de preços para ocorrer é uma alternativa para reduzir alternativas de preço - e que pode ser compatível com mudanças nas condições estruturais de oferta e demanda, já que a estabilidade para os participantes em qualquer instante de tempo pode ser concedida, sem eliminar a possibilidade de ajustar os níveis de preços para os participantes em instantes subsequentes.

3.5.4.5 *Processos de consulta pública*

O processo de revisão da metodologia para a definição da MRCP foi iniciado pelo regulador em resposta às expressões de preocupação de muitos participantes do mercado sobre o alto nível desse parâmetro, em 2009. Ao investigar o assunto, o regulador e a OMI detectaram oportunidades para melhoria da metodologia, que foram implementados posteriormente - mesmo se os níveis elevados da PCMD já tivessem levado a adições de capacidade significativa nos anos anteriores, em uma situação de excesso de capacidade no SWIS.

A realização de processos de consulta pública, mesmo para a definição de parâmetros para os quais as metodologias estão claramente definidas nas Regras de Mercado ou na regulamentação, pode ter um papel central na mitigação parcial do efeito da assimetria da informação.

3.5.4.6 *Estrutura e conduta*

Por ocasião da reforma do setor elétrico da Austrália Ocidental, optou-se por não desagregar horizontalmente a Verve Power, a empresa de geração de energia tradicional, mas sim impor limites às ofertas de geração dentro da STEM. Estes limites de preços foram uma das razões para a adoção do RCM. Embora as questões estruturais não estejam entre as principais razões para algumas das falhas do MCR, elas foram identificadas pelo GoWA como algumas das razões mais relevantes para os altos níveis de preços finais de energia dentro do WEM, em comparação com os verificados em Outras jurisdições australianas. Particularmente, a concentração nos segmentos de geração e varejo do WEM foi apontada como uma razão para a falta de transparência na formação dos preços futuros.

As regras destinadas a restringir a conduta dos participantes no mercado têm efeitos limitados na obtenção de resultados eficientes, se as questões estruturais estiverem na raiz das falhas do mercado.

3.6 Estados unidos (PJM)

3.6.1 Antecedentes

3.6.1.1 *Sistema elétrico*

A *PJM Interconnection* é uma organização de transmissão regional (RTO) que coordena o movimento de eletricidade por atacado em todos ou em parte de 13 estados e o Distrito de Colúmbia³⁰, uma área que inclui mais de 61 milhões de pessoas.

³⁰ A região inclui tudo ou partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia, West Virginia e o Distrito de Columbia.

A PJM opera um mercado atacadista de energia elétrica competitivo e centralmente distribuído que, em 30 de setembro de 2014, tinha capacidade instalada geradora de 184.400 megawatts (MW) e 915 membros, incluindo compradores de mercado, vendedores e comerciantes de energia elétrica.

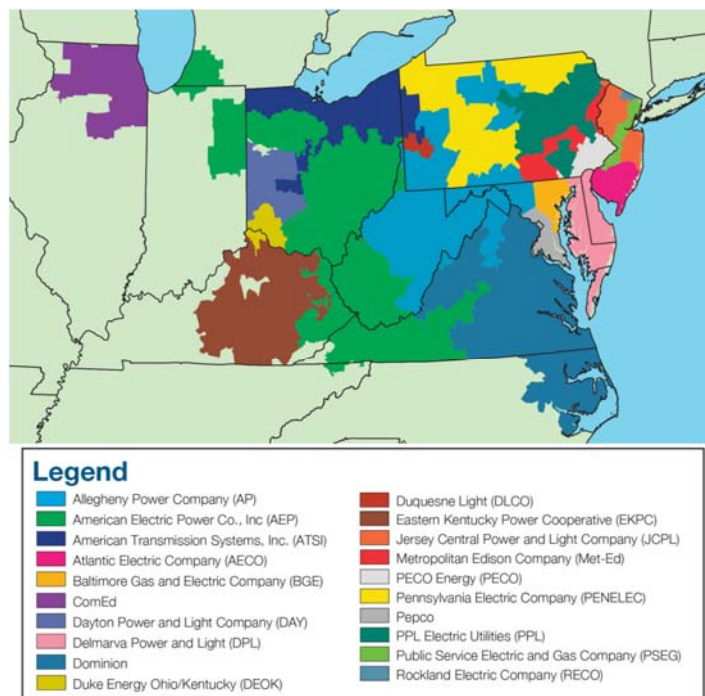


Figura 3-55: A footprint da PJM e suas 20 zonas de controle (Fonte: <http://www.monitoringanalytics.com>)

Do total da capacidade instalada em 30 de setembro de 2014, 40,5% eram carvão; 30,1 por cento era gás; 17,8% eram nucleares; 5,9% era óleo; 4,8% eram hidrelétricas; 0,4% foi vento; 0,4% eram resíduos sólidos; e 0,1% era solar.

Uma mudança significativa na distribuição de tipos de unidades dentro da *footprint* da PJM é provável em um futuro próximo uma vez que unidades alimentadas a gás natural continuam a ser desenvolvidas e unidades de vapor continuam a ser aposentadas. Enquanto apenas 282,5 MW de capacidade de vapor a carvão estão atualmente na fila, 10.475,8 MW de capacidade de vapor a carvão estão programados para desativação. A maioria dessas aposentadorias, 9.147 MW, está programada para ocorrer em 1 de junho de 2015, em grande parte devido ao *Mercury* e *Air Toxics Standards* (EPA) da EPA, que entrará em vigor neste momento. Em contraste, 39.287,9 MW de capacidade a gás estão na fila, enquanto apenas 1.793,0 MW de unidades de gás natural estão planejados para se aposentar. A substituição de unidades de vapor por unidades de queima de gás natural pode afetar significativamente o congestionamento futuro, o papel do fornecimento de gás firme e interruptível e a infraestrutura de suprimento de gás natural. Obviamente, isso tem implicações para a segurança do abastecimento e, portanto, como veremos, para a concepção do mecanismo de remuneração da capacidade.

As empresas que servem de carga na PJM podem fazê-lo usando uma combinação de auto suprimento, compras no mercado bilateral e compras no mercado spot. Para os primeiros nove

meses de 2014, 10,2% da carga em tempo real foi fornecida por contratos bilaterais, 27,4% por compras no mercado spot e 62,5% por auto suprimento.

Como parte da função de operador de mercado, a PJM coordena e orienta a operação da rede de transmissão e planeja melhorias na expansão da transmissão para manter a confiabilidade da rede nessa região. Em particular, a PJM opera hoje o mercado de energia do dia-a-dia, o mercado de energia em tempo real, o mercado de capacidade do modelo de preços de confiabilidade (RPM), o mercado de regulação, os mercados de reservas sincronizadas e o mercado de agendamento de reserva do dia seguinte (DASR); e os Balanços de Longo Prazo, Anual e Mensal dos Mercados de Leilões de Períodos de Planejamento em Direitos de Transmissão Financeira (FTRs). O *design* do mercado de eletricidade da PJM, como todos os mercados de energia atacadista organizados nos Estados Unidos, calcula os preços marginais locacionais (LMPs).

O mercado da energia representa cerca de 73% do custo total da energia grossista na PJM, o mercado de capacidade representa cerca de 20% do custo total da energia grossista na PJM e as taxas de serviço de transmissão são de cerca de 7% do custo total da energia grossista.

3.6.1.2 Desenho de mercado e condições subjacentes

O projeto do mercado de energia PJM envolve um *pool* atacadista no qual os preços marginais de localização para cada nó de rede são calculados com base nas propostas de preços dos geradores. A liberalização do mercado entrou em vigor em 1 de abril de 1999, superando o mandato anterior, no qual as empresas de serviços integrados verticalmente tinham a obrigação explícita de manter uma margem de reserva de 18%, em linha com o padrão histórico.

Quando a reforma do mercado ocorreu, a reestruturação de varejo criou a oportunidade para que os novos concorrentes competissem com os serviços públicos existentes para atender as cargas de varejo, e as obrigações de capacidade³¹ que foram impostas a todas as Entidades de Serviço de Carga (LSEs). É interessante notar que, nessa implementação inicial, a PJM estava promovendo essencialmente um mecanismo de capacidade baseado em quantidade, enquanto a maioria dos outros países que implementaram reformas no mercado de eletricidade optaram por um mercado único de energia ou por pagamentos de capacidade baseados em preço. O conceito deste mecanismo quantitativo é que os geradores seriam remunerados de acordo com a capacidade firme fornecida ao sistema (em oposição a um quadro apenas de energia); E que esta remuneração seria calculada com base nas forças de mercado, de acordo com o equilíbrio entre a oferta e a demanda de capacidade firme (em oposição a um esquema de remuneração da capacidade baseada em preços). Esses princípios estão no cerne dos atuais mecanismos de confiabilidade e foram mantidos mesmo quando o *design* do mercado de capacidade da PJM evoluiu.

O principal funcionamento da implementação do ICAP inicial do PJM foi permitir que as entidades de cargas menores (LSEs) tivessem acesso a um produto de capacidade líquida (créditos

³¹ Essas obrigações eram uma exigência de quantidade fixa correspondente aos requisitos de capacidade de carga máxima esperados das Entidades de Serviço de Carga, acrescida de uma margem de reserva.

de capacidade) para cumprir sua obrigação de capacidade. Com a reestruturação do varejo, embora muitos novos participantes não possuíssem capacidade, eles enfrentaram o mesmo requisito que as empresas de serviços operacionais verticalmente integradas para atender às necessidades de capacidade do sistema. Esta situação motivou a introdução do ICAP como uma forma competitiva e flexível para as LCEs negociarem créditos de capacidade (Bowring, 2013), com base em assentamentos diários (mercado de capacidade de curto prazo).

Os créditos de capacidade foram alocados aos geradores de acordo com a disponibilidade histórica real de cada unidade durante um longo período. Os geradores estavam sujeitos a uma exigência de oferta obrigatória no mercado diário de capacidade - no entanto, na prática, esta exigência não se traduziu num incentivo para estar disponível quando necessário: para fins de liquidação de mercado, existe pouca diferença entre uma declaração de Indisponibilidade e uma oferta de preço muito elevado para a capacidade.

Em última instância, a primeira tentativa do PJM em um mecanismo de capacidade baseado em quantidade foi percebida como inadequada. A solução proposta para estas questões foi a implementação do Modelo de Preços de Confiabilidade (RPM), que está em vigor desde 2007.

3.6.1.3 *Motivação para a introdução de um mecanismo de confiabilidade*

Conforme destacado em (Bowring, 2013), o ICAP foi implementado pela PJM em resposta aos estágios iniciais da reestruturação do varejo e não em resposta aos desenvolvimentos e necessidades do mercado atacadista de energia. O primeiro mercado de capacidade PJM tinha como objetivo criar um mecanismo competitivo para facilitar a concorrência no varejo permitindo que os proprietários de capacidade negociassem créditos de capacidade para que os direitos à capacidade existentes pudessem seguir a carga. Em (PJM, 2006) o Monitor de Mercado da PJM realizou uma análise na tentativa de avaliar a eficácia do mecanismo de capacidade e chegaram a duas conclusões preocupantes:

- Em primeiro lugar, as unidades de produção que participam no mercado PJM aparentemente não conseguiram recuperar integralmente os seus custos nivelados (custos fixos e variáveis), tendo em conta a remuneração da energia e da capacidade.
- Além disso, esta avaliação identificou uma questão com a volatilidade dos preços: os preços de mercado de capacidade tenderam a alternar entre preços muito baixos durante os longos períodos em que a margem de reserva do sistema era grande; a preços extremamente elevados durante os períodos de sub-capacidade (Chandley, 2005). Esta variabilidade dos preços diários dentro do contexto de mercado PJM ICAP é ilustrada na Figura 3-55.

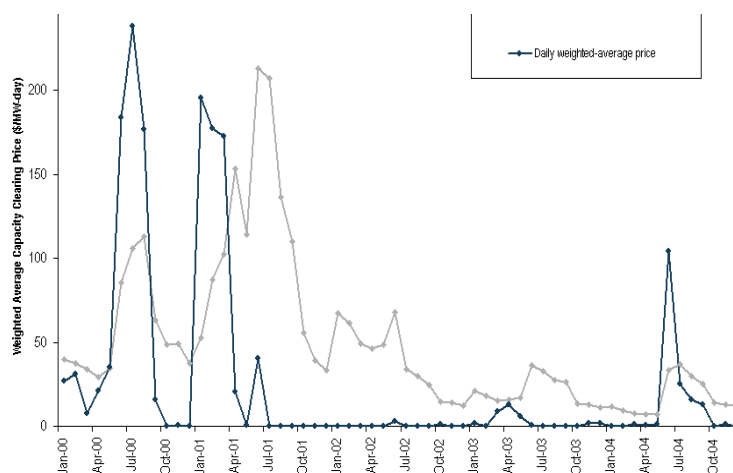


Figura 3-56: Preços médios da capacidade na PJM - Fonte: PJM

Em última instância, os reguladores da PJM concluíram que esse comportamento indesejável era uma consequência de certas falhas fundamentais no projeto do mecanismo - principalmente associadas ao fato de que o cronograma de curto prazo avaliado nos assentamentos de capacidade não oferecia sinais de preço suficientes para orientar as decisões de expansão do sistema, que exigem horizontes muito mais longos de análise. Em última análise, isto implicava que o mecanismo de capacidade quantitativa existente na PJM não tinha quase nenhuma influência sobre a própria segurança do abastecimento, não atingindo assim o seu objetivo fundamental. As deficiências do mecanismo ICAP serão avaliadas abaixo.

Além disso, algumas outras falhas de projeto menos críticas do mecanismo ICAP inicial também foram abordadas na concepção do novo produto de confiabilidade - como a introdução de um parâmetro de elasticidade na demanda de capacidade e a diferenciação entre a capacidade oferecida em diferentes nós de rede

Por que os preços oscilam entre quase zero e valores extremamente altos?

Uma vez que o custo de investimento fixo de uma unidade geradora foi incorrido, torna-se um custo encalhado ou afundado. De acordo com a teoria microeconômica, esses custos não devem ser considerados quando se enfrentam decisões futuras. Esta é a razão pela qual, em mercados spot (totalmente competitivos), não é racional para os geradores internalizar seus custos de investimento em suas propostas.

Se o leilão de capacidade é chamado em um curto período antes da data de entrega, somente as unidades já instaladas podem participar. Como essas unidades não podem internalizar seus custos de investimento em suas propostas, os geradores têm de licitar o custo incremental associado à provisão do produto de capacidade. Mas, qual é o custo adicional de manter uma capacidade já instalada de uma unidade operacional? Obviamente quase zero na maioria dos casos. Esta foi a razão pela qual os preços tendem a cair dramaticamente durante longos períodos.

Por outro lado, quando a margem de reserva de capacidade se torna apertada, há uma escassez do produto de capacidade de crédito, e os preços refletem isso. Uma questão adicional é que,

nestes cenários, o mercado se torna propenso ao exercício de poder de mercado, especialmente nos casos em que a curva de demanda é inelástica e não responde aos preços.

Este foi o caso no início da concepção do mercado de capacidade e, portanto, o preço que serviu para complementar a remuneração dos investidores nos mercados de energia apresentou valores de pico quase zero ou muito alto. Assim, em vez de fornecer o sinal de preço estável procurado por um novo investidor, no final, foi criado outro sinal (ainda mais) volátil de curto prazo no mercado. Os temidos períodos de escassez de energia foram substituídos pelos períodos de escassez de capacidade instalada³².

No final, as geradoras receberam um rendimento suplementar que complementava os rendimentos recebidos através das suas vendas de energia, mas esta remuneração não era certa nem capaz de garantir antecipadamente a recuperação dos custos fixos de investimento.

Essa volatilidade era inevitável?

Esta volatilidade poderia ter sido reduzida se os prazos dos leilões tivessem sido aumentados de modo a permitir que novos concorrentes potenciais participassem nos leilões. Conforme mencionado em (Vazquez, 2002), em um contexto geral, e também em (Chandley, 2005) dentro do quadro PJM ICAP, a solução implica permitir um intervalo de tempo maior entre o momento em que o comprometimento de entrega é assinado e o momento em que tem de ser entregue (o chamado "período de defasagem", "*lead time*" ou "*forward period*"). Isso permite que os novos investidores fixem as condições do contrato de capacidade antes de instalar a planta e, portanto, reduzindo seu risco. Também é recomendável fazer algumas outras alterações adicionais: por exemplo, permitindo durações de contrato mais longas, uma vez que os investimentos em geração geralmente exigem longos períodos de contrato para facilitar o financiamento de projetos.

3.6.2 Solução projetada

3.6.2.1 Introduzindo um produto de confiabilidade

A demanda nos leilões RPM da PJM é fornecida pela chamada curva de Requisitos de Recursos Variáveis (VRR). O VRR é uma curva segmentada inclinada para baixo que apoia o objetivo primário de RPM de atrair e reter capacidade suficiente para atender aos objetivos de adequação de recursos. De acordo com a PJM, uma curva de demanda em declive para a capacidade é usada para atingir os seguintes objetivos:

- Fornecer uma indicação da confiabilidade incremental e do valor econômico da capacidade em diferentes níveis de reserva de planejamento, em contraste com uma curva de demanda vertical na qual o valor da capacidade é definido apenas na meta de margem de reserva instalada.

³² Embora as consequências de um período de escassez neste novo mercado tenham também um impacto econômico indesejado, uma certa margem de reserva em relação ao pico de consumo esperado foi definida pelo regulador, não implicou racionamento de energia.

- Evitar, até certo ponto, a redução da volatilidade dos preços de capacidade. Uma curva vertical normalmente gera maior volatilidade do que uma elástica, uma vez que esta permite que os preços de capacidade mudem gradualmente com as mudanças na oferta e demanda e refletem a ideia de que a capacidade além da margem de reserva instalada tem valor.
- Reduzir o risco no investimento de capacidade, atenuando a volatilidade dos preços e proporcionando um fluxo consistente de receita, incentivando o investimento quando for necessário a um custo menor para o sistema.
- Mitigar o exercício potencial do poder de mercado moderando a mudança de preço produzida por uma mudança na oferta.

Na figura a seguir, é representada Curva de Requisito de Recursos Variáveis (em vermelho) em comparação com as curvas utilizadas nos mecanismos de segurança de longo prazo de fornecimento New England (em azul) e NY-ISO (em verde).

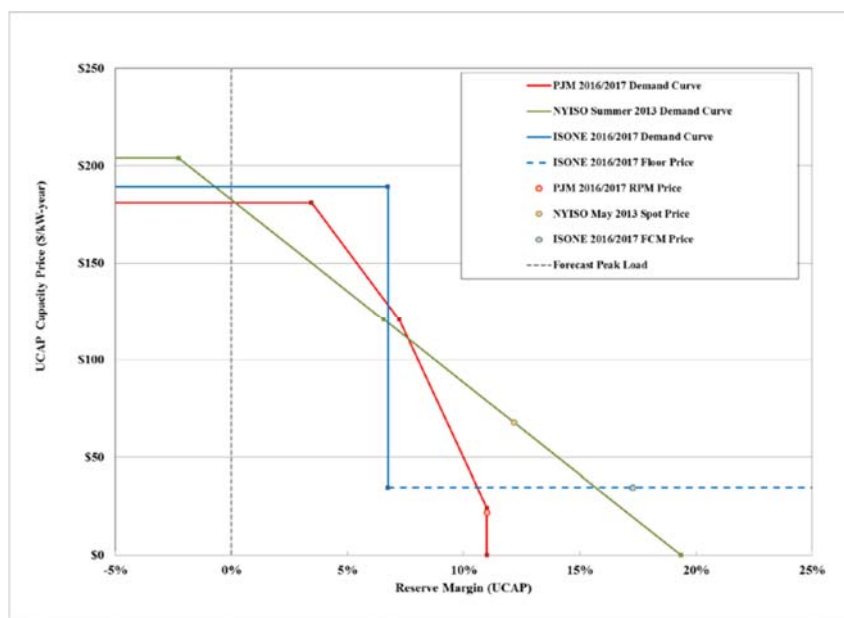


Figura 3-57: Curva de demanda exemplo para a PJM, NYISO, e ISO-NE33. Fonte: www.ferc.gov

O custo da nova entrada (CONE) torna-se um parâmetro crítico de projeto na construção de qualquer demanda de capacidade de longo prazo inclinada para baixo³⁴.

Disposições relativas à capacidade de auto-abastecimento

O uso de uma curva de demanda do sistema para aproximar a demanda dos clientes por recursos de capacidade tem implicações para a capacidade das entidades que atendem as cargas de

³³ The last Forward Capacity Auction employing a price floor was the seventh Forward Capacity Auction, in 2013. The Commission approved the removal of the price floor beginning with the eighth Forward Capacity Auction.

³⁴ As curvas de demanda descendentes em vigor hoje são projetadas para que o mercado obtenha, ao longo do tempo, uma capacidade igual à margem de reserva de planejamento a um preço do CONE líquido. Sob a atual curva de demanda em declínio da PJM, o CONE determina o declive exato e a forma da curva.

auto-suprimento de capacidade, incluindo tipos específicos de recursos de capacidade que eles compõem ou adquirem para cumprir metas de política como padrões estatais de portfólio renovável. Alguns clientes podem preferir fornecer sua própria capacidade fora do mercado de capacidade centralizada com base em fatores como sua visão de risco de mercado, desejo de acordos de longo prazo ou modelos de negócios. Em relação à PJM, as entidades de serviço de carga têm a opção de optar pelo mercado de Modelo de Preços de Confiabilidade (RPM) e auto-suprimento por meio do programa de Necessidade de Recursos Fixos, ou adquirir todo ou parte de sua necessidade de recursos por meio da Variável Requerimento de Recursos do RPM. Entretanto, a participação no programa Requisitos de Recursos Fixos exige que a entidade responsável pelo uso da carga use seus recursos para atender a toda sua necessidade de capacidade por pelo menos cinco anos; em outras palavras, as entidades que prestam serviços de carga não podem garantir parte de sua obrigação de capacidade através do mercado de capacidade centralizada e algumas por meio de auto-suprimento.

3.6.2.2 Associação da confiabilidade a capacidade física de geração

O projeto RPM (PJM, 2008) consiste em vários leilões para o produto capacidade. O produto capacidade é uma versão ligeiramente refinada do parâmetro anterior, onde a forma como a disponibilidade de unidades é medida é mais precisa.

ICAP pode ser pensado como a capacidade "da placa de identificação" de um recurso de geração. ICAP representa a capacidade líquida de verão de um recurso, significando o nível de saída que o recurso pode confiavelmente conseguir durante condições de verão (tradicionalmente a estação a mais crítica em PJM). UCAP é o valor ICAP do recurso reduzido pela sua recente taxa de interrupção forçada equivalente (EFORd). Desta forma, o UCAP é calculado como $ICAP * (1 - EFORd)$. O EFORd é baseado em dados de interrupção forçada para o período de outubro a setembro que ocorre imediatamente antes do Ano de Entrega³⁵.

Historicamente, a PJM permitiu que os recursos de geração removessem interrupções forçadas que foram definidas como Controle de Gerenciamento Exterior (OMC) da taxa de interrupção forçada que determinou a quantidade de UCAP que poderia ser vendida em leilões RPM. Como veremos, esse procedimento está sendo discutido hoje.

À medida que o *mix* de recursos mudou, a PJM implementou e adaptou regras de mercado, por exemplo, regras para calcular fatores de capacidade para recursos variáveis, para incorporar tecnologias adicionais e recursos não-tradicionais. Os recursos elegíveis incluem agora geração tradicional, recursos renováveis e variáveis, resposta à demanda e eficiência energética

Por exemplo, os recursos de Resposta à Demanda (DR) podem participar no mecanismo de venda de produtos diferentes. DRs são classificados em três tipos: (i) anual, (ii) verão prolongado e (iii) limitado. O produto de resposta de demanda limitada pode ser despachado até um máximo de dez vezes durante os meses de verão. O produto estendido pode ser despachado um número ilimitado de vezes durante o período de maio a outubro. O produto anual também

³⁵ Para uma descrição pormenorizada do produto de capacidade, ver III.13.1.1; PJM, Manual 18 PJM Capacity Market.

pode ser despachado um número ilimitado de vezes durante todo o ano de entrega (junho a maio)³⁶.

Os recursos de capacidade de geração da PJM estão sujeitos a um requisito de oferta obrigatória no mercado de energia diária; no entanto, os recursos da capacidade de resposta à procura são considerados "apenas de emergência", não estão sujeitos aos requisitos de oferta obrigatória e não são economicamente expedidos, a não ser que ofereçam de forma semelhante nos mercados de energia como um recurso económico.

O desempenho também é avaliado e o baixo desempenho é penalizado. O objetivo é incentivar o cumprimento de padrões mínimos. A penalidade por desempenho inferior é dupla. Por um lado, o UCAP é atualizado, reduzindo assim a quantidade de capacidade que podem oferecer em leilões subsequentes. Por outro lado, cada recurso de capacidade não renovável dentro da PJM é obrigado a demonstrar, respondendo ao despacho durante os horários de pico ou através de um teste, que poderia ter cumprido a sua obrigação de capacidade ou acima dela se convidado. Os recursos que apresentam desempenho inferior a esses testes estão sujeitos a penalidades proporcionais ao seu déficit de desempenho³⁷. Embora os princípios por trás das penalidades sejam adequados, conforme analisado na subseção seguinte, eles falham em fornecer incentivos de desempenho ótimos para um número ou razões.

Finalmente, embora plantas externas à área PJM também possam fornecer capacidade firme, a quantidade de produto de confiabilidade que pode ser comprada de recursos externos em leilões de capacidade PJM é limitada.

3.6.2.3 *Processo de licitação para aquisição centralizada de confiabilidade*

O RPM é composto de uma série de leilões prospectivos, incluindo um Leilão Residual Base (BRA) e pelo menos três Leilões Incrementais por Ano de Entrega.

- Leilão Residual de Base (BRA): O primeiro leilão realizado para um determinado Ano de Entrega é o BRA. A maioria da capacidade requerida é adquirida no BRA, que ocorre em maio três anos antes de um determinado ano de entrega. Em quase todas as instâncias, os preços do BRA foram muito acima dos preços da IA.
- Leilões Incrementais (IAs): À medida que as previsões de carga e as capacidades operacionais mudam de acordo com o BRA e até o Ano de Entrega, os Leilões Incrementais permitem (i) ajustes de acordo com os requisitos revisados de confiabilidade, (ii) Diferimento de compras de recursos de curto prazo. Estes leilões são realizados vinte, dez e três meses antes da entrega.³⁸

Na Figura 3-58, o cronograma destes leilões no Mecanismo de Preços de Confiabilidade PJM é mostrado.

³⁶ Ver <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/demand-response-fact-sheet.ashx>.

³⁷ Para mais detalhes ver PJM, Manual 18: PJM Capacity Market, § 8.

³⁸ PJM, PJM Manual 18: PJM Capacity Market, § 5.7.

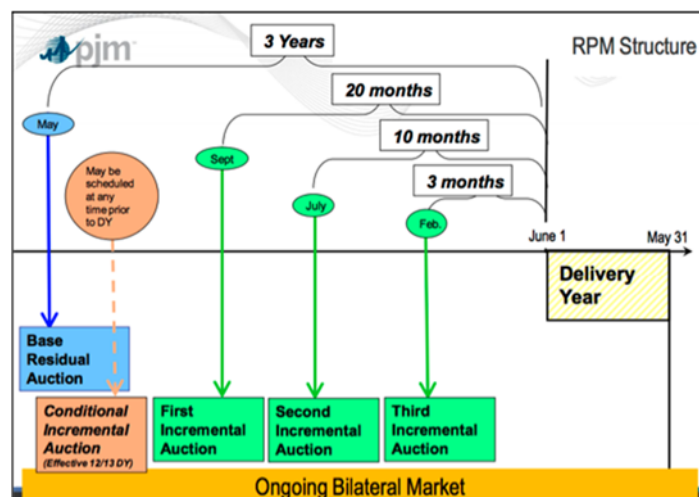


Figura 3-58: Cronograma do Modelo de Preços de Confiabilidade: leilões centralizados. Fonte: PJM

Conforme apresentado na Figura 3-58, o Mercado Bilateral está em curso desde a época do BRA até ao final de um determinado Ano de Entrega. O Mercado Bilateral fornece aos provedores de recursos um caminho para cobrir a escassez ou monetizar superávits. Também permite que as Entidades de Fornecimento de Carga (LSEs) protejam contra os Encargos de Confiabilidade de Locação que poderiam ser cobrados contra eles através dos leilões RPM (veja abaixo).

O compromisso do modelo de determinação de preços de confiabilidade inclui um prazo de execução, que é o período em que um leilão ocorre antes do momento em que a capacidade é necessária (3 anos para o BRA, tal como já foi revisto) e um período de compromisso, que é o período de tempo que um recurso de capacidade é necessário para fornecer capacidade para PJM. O comprimento e a duração dos períodos de vencimento e de compromisso têm implicações para incentivar a entrada competitiva de novos recursos e a saída eficiente dos recursos existentes, equilibrando o risco entre fornecedores e clientes e a estabilidade dos preços. A PJM adquire principalmente capacidade para um período de compromisso de um ano, embora também ofereça uma opção de período de compromisso plurianual, permitindo que certos novos recursos de capacidade se comprometam a fornecer capacidade e "bloquear" o preço de capacidade que receberão ao longo de três anos. A PJM disponibiliza um período de compromisso de três anos aos recursos de geração planejados, onde o tamanho do recurso em relação à Área de Disponibilidade Local tem o potencial de diminuir o preço de liquidação. Este compromisso de três anos está sujeito a condições múltiplas.³⁹

Taxas de confiabilidade locacionais (LRC)

Todos os custos associados com os recursos adquiridos em leilões RPM são alocados proporcionalmente entre LSEs que servem carga em PJM através da taxa de confiabilidade local. Esta taxa é cobrada semanalmente durante o ano de entrega e é calculada para cada LSE diariamente como:

$$\text{LRC} = \text{Obrigação diária UCAP} * \text{Preço final zonal da capacidade}$$

³⁹ PJM, PJM Manual 18: PJM Capacity Market, § 5.3.3.

Uma vez que os Preços de Capacidade Zonal Final são determinados como uma mistura de preços de compensação zonal de recursos nos leilões, os LSEs não sabem exatamente quais serão os seus custos de LRC até a conclusão de um ano de entrega do Leilão Incremental Final.

3.6.3 Resultados e consequências

3.6.3.1 Resultados gerais

Em termos gerais, o RPM forneceu incentivos de investimento muito melhores do que o mecanismo anterior de capacidade de curto prazo. Na figura seguinte, são apresentados os preços médios fornecidos pelos dois mecanismos de capacidade (lembremos que a RPM foi introduzida em 2007).

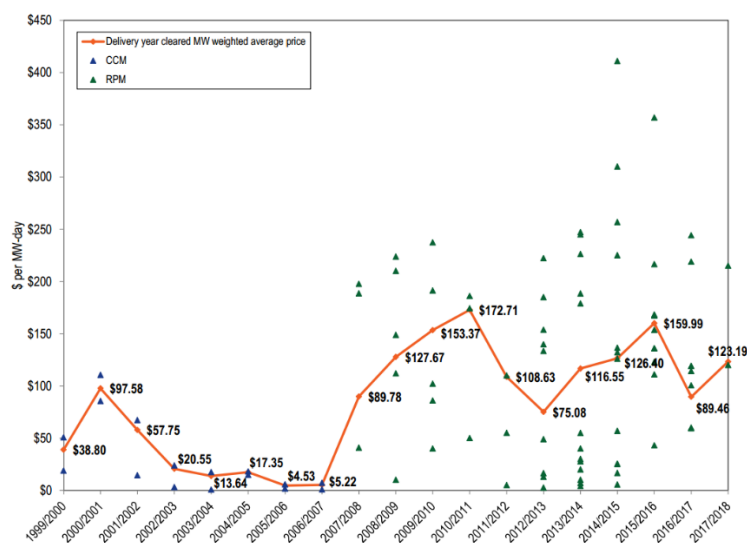


Figura 3-59: Histórico dos preços de capacidade PJM: anos civis 1999-2018. Fonte: Monitoring Analytics⁴⁰

A PJM credita a implementação do Modelo de Preços de Confiabilidade para uma rede de capacidade de 62.464 MW desde a sua implementação. As atualizações de nova geração e geração contribuíram com mais da metade do aumento da capacidade desde o início da RPM, com resposta à demanda, importações e aposentadorias canceladas que compõem o restante.

⁴⁰ Monitoring Analytics, LLC. Section 4: Capacity market. 2014 State of the Market Report for PJM, vol. 2. http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014.shtml.

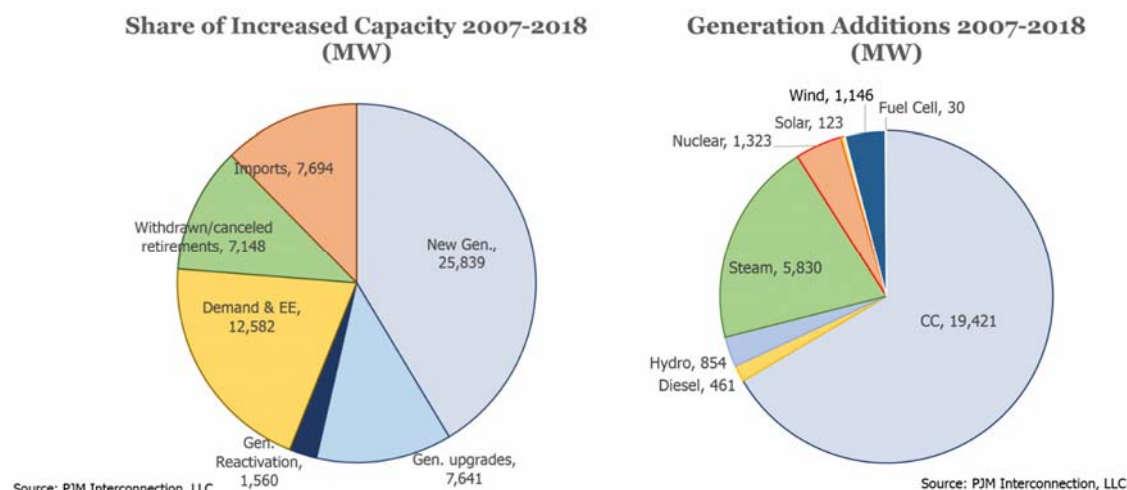


Figura 3-60: Aumento da capacidade no período 2007-18. Fonte: PJM

As centrais de ciclo combinado têm sido, de longe, a maior fonte de nova geração desde que o mercado de capacidade começou com um total de mais de 19.000 MW. As unidades de vapor e as turbinas de combustão somaram quase 6.000 MW. Adições entre outras fontes de combustível foram menos de 2.000 MW cada.

Os 11 leilões residuais de base (BRA) até agora adquiriram quase 29.100 MW de nova geração, mais do que substituindo os 20.700 de baixas e aposentadorias. A resposta à demanda até o momento totalizou quase 11.300 MW com eficiência energética, somando quase 1.300 MW.

Em relação aos sinais zonais, os preços de liquidação têm sido diversos e podem ser encontradas diferenças significativas entre as zonas. No último leilão representado, pela primeira vez em sete anos, o RTO e todas as zonas MAAC foram liquidados ao mesmo preço. Embora os preços de RTO se recuperaram dos resultados de 2016, eles ainda estão abaixo dos US\$ 136/MW-dia para 2015/16 e o máximo histórico de US\$ 174 (definido no ano de planejamento 2010/11).

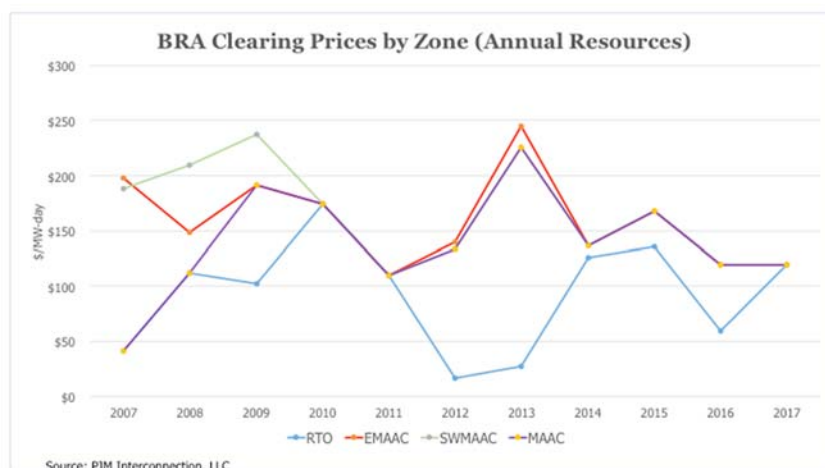


Figura 3-61: Preço de liquidação por zona (recursos anuais). Fonte: PJM

3.6.3.2 Concorrência e poder de mercado

De acordo com o Monitor de Mercado, a estrutura agregada do mercado foi avaliada como não competitiva para quase todos os leilões realizados desde 2007 até o presente. A região de PJM falhou o teste giratório três do fornecedor (TPS), que é conduzido no momento do leilão. Dito isto, o comportamento dos participantes foi avaliado como competitivo. As medidas de mitigação de poder de mercado foram aplicadas quando o Varejista de Mercado de Capacidade falhou no teste de poder de mercado para o leilão, a oferta de venda submetida excedeu.

3.6.4 Obstáculos e críticas

Existem várias características do mecanismo que podem dificultar a sua eficiência econômica. A maior parte deles foi identificada pelas partes interessadas, pela Monitorização do Mercado e pela FERC:

Duração dos contratos

A duração do período de compromisso afeta a entrada de novos recursos de capacidade, o equilíbrio de risco entre fornecedores e clientes e a estabilidade de preços. Um período de compromisso mais longo pode ajudar a promover a entrada no mercado e a aumentar a concorrência.

A este respeito, alguns fornecedores alegam que um período de compromisso de um ano constitui um incentivo insuficiente para assumir o risco de construir uma nova central⁴¹. Eles expressaram um forte interesse em períodos de compromisso mais longos, semelhantes aos contratos de compra de energia de longo prazo, argumentando que a falta de certeza quanto à recuperação de custos fixos de longo prazo pode constituir um obstáculo para novas entradas e obter financiamento de projetos sem recurso. A PJM tentou resolver esta preocupação ao oferecer períodos de compromisso opcionais de três anos para certos recursos.

O período de defasagem

O período de defasagem de três anos adotado pela PJM baseia-se no tempo médio de produção de uma nova turbina de combustão a gás ou de um gerador de ciclo combinado a gás e é visto como um tempo suficiente para que esses recursos consigam financiar e completar a construção. Algumas partes interessadas afirmam que um período de prazo mais longo proporciona mais tempo para um recurso existente, considerando se deve sair de um mercado para tomar decisões de readaptação ou se aposentar se não liquidar no leilão. No entanto, um período de antecipação mais longo pode resultar em risco aumentado para os clientes quando comparado a um período mais curto. Além disso, o uso de um período de antecipação mais longo que

⁴¹ (Ver, e.g., In the Matter of the Investigation of the Process and Criteria for use in Development of Request for Proposal by the Maryland Investor-Owned Utilities for New Generation to Alleviate Potential Short-Term Reliability Problems in the State of Maryland, Case No. 9149 (Public Service Commission of Maryland), em 5-6 (2008), disponível em http://webapp.psc.state.md.us/Intranet/Casenum/submit_new.cfm?DirPath=C:\Casenum\9100-9199\9149\Item_049\&CaseN=9149\Item_049)

acomode a construção de recursos de *lead-time* mais longos pode ser problemático para recursos com prazos mais curtos, como a resposta à demanda, que podem enfrentar dificuldades em garantir os compromissos dos clientes com antecedência.

O produto capacidade

As considerações operacionais geralmente não são consideradas ao definir que tipos de capacidade o mercado adquirirá. À medida que a indústria elétrica e os mercados atacadistas evoluem, o mercado de capacidade pode precisar levar em conta necessidades operacionais adicionais. Esta é uma questão aberta a ser discutida em muitos sistemas em todo o mundo.

Por exemplo, os RTOs/ISOs orientais, às vezes, encontraram a necessidade de entrar em acordos fora do mercado de capacidade centralizada, como os contratos de Confiabilidade *Must Run*, para reter os recursos necessários para atender às necessidades do sistema. Definir a capacidade do produto (ou produtos) para refletir mais precisamente as necessidades do sistema poderia permitir que o mercado refletisse essas necessidades na liquidação de preços.

No entanto, a redefinição do produto de capacidade para adquirir os atributos operacionais necessários, a definição dos atributos específicos a serem adquiridos e a determinação do quanto o requisito de capacidade geral deveria ser alcançado por recursos de capacidade com tais atributos seria uma tarefa complexa (e implicaria uma intervenção mais explícita sobre o *mix* resultante). Além disso, a co-otimização da aquisição de produtos de diferentes capacidades para assegurar um resultado global de menor custo para os clientes também acrescentaria uma complexidade significativa aos operadores de sistemas e aos participantes no mercado.

Participação de recursos de geração distribuídos

Como abordagens alternativas são consideradas, o crescimento e o impacto dos recursos distribuídos devem ser levados em conta. A aquisição de capacidade para atender a características operacionais específicas pode resultar em novas oportunidades de mercado para recursos que atualmente não podem participar nos mercados centralizados de capacidade. A geração distribuída, os recursos de armazenamento ou a resposta à demanda podem não atender aos requisitos de tamanho mínimo (ausência de agregação) ou de tempo mínimo de descarga. As regras atuais que regem a qualificação de recursos de capacidade podem precisar ser revisadas para sua necessidade ou adequação.

Os produtos inferiores estão substituindo a capacidade

De acordo com o Market Monitor (MA, 2014), a definição de DR leva a um produto inferior que está substituindo a capacidade. O objetivo da participação do lado da demanda em RPM é fornecer um mecanismo para que os clientes de uso final evitem pagar o preço de liquidação do mercado de capacidade em troca de concordar em não usar a capacidade quando for necessário pelos clientes que pagaram pela capacidade. O fato de que os clientes que fornecem *Limited DR* só tem que concordar em interromper dez vezes por ano por um máximo de seis horas por interrupção representa uma falha na concepção do programa. Não há razão para acreditar que

os clientes que paguem por capacidade precisarão da capacidade utilizada pelos clientes de gerenciamento de carga participante apenas dez vezes por ano ou um máximo de 60 horas por ano ou somente durante as horas de verão definidas. De fato, a probabilidade de precisar dessa capacidade aumentará com a quantidade de MW que os clientes LM participantes liberam nos leilões RPM. Esta limitação significa que os recursos da demanda vendidos nos leilões de RPM são de menor valor do que a capacidade de geração. Como resultado, os recursos do lado da demanda podem fazer ofertas mais baixas do que se oferecessem um recurso comparável e deslocassem os recursos de geração.

Algo semelhante acontece com as importações, que claramente não são substitutos dos recursos de capacidade interna.

Incentivos de desempenho inadequados

Recentemente, foram levantadas preocupações na PJM⁴² sobre a habilidade de recursos de capacidade contratada de executar quando necessário e discussões estão em andamento para desenvolver novas regras de mercado com incentivos de desempenho mais rigorosos para recursos de capacidade. Um dos principais motores é o desafio emergente envolvido pela crescente dependência da geração a gás natural.

Conforme analisado pelo *Independent Market Monitor* (MA, 2014), o problema é que há fracos incentivos de desempenho e também uma aplicação inconsistente mesmo desses incentivos fracos entre os tipos de recursos de capacidade. Os proprietários de recursos de capacidade enfrentam poucas consequências se não conseguirem executar. Existem duas áreas em que os incentivos ao desempenho são inadequados, o pagamento em excesso para o desempenho inferior e a definição incorreta da taxa de indisponibilidade.

Em RPM, um recurso de capacidade é pago 50 por cento de suas receitas de mercado de capacidade total, mesmo no caso de não-desempenho completo no primeiro ano de tal inadimplência. Isso diminui para 25 por cento no ano dois de desempenho sub 50 por cento e para zero no ano três, mas retorna a 50 por cento após três anos de melhor desempenho. Somente em algumas circunstâncias extremas, o não-desempenho total resultaria em não pagamento total como resultado de penalidades.

Nem todos os tipos de unidades estão sujeitos a incentivos de desempenho RPM. Os recursos de geração de energia eólica, solar e hidrelétrica estão isentos de incentivos de desempenho.

No mercado de capacidade PJM, a taxa de corte forçado é um incentivo de desempenho. Quanto maior a taxa de indisponibilidade forçada, menor a capacidade pode ser vendida a partir de uma unidade geradora no mercado de capacidade e menor será a receita de mercado de capacidade para essa unidade. O mercado de capacidade deve criar um incentivo para ter baixas taxas de corte forçado dessa forma direta. A taxa de indisponibilidade forçada também afeta o nível de pagamento efetivamente recebido pelo nível de capacidade vendida nos leilões RPM. A

⁴² Em geral, em todos os RTOs/ISOs orientais.

questão no mercado de capacidade PJM é que as taxas de interrupção forçada usadas para fornecer esses incentivos não medem corretamente o desempenho real da interrupção forçada, porque excluem algumas interrupções forçadas e, portanto, são muito baixas. Não há nenhuma razão para não refletir todas as interrupções nos fundamentos econômicos do mercado de capacidade e os resultados do mercado de capacidade, exatamente como eles são refletidos no planejamento do sistema PJM.

Proposta para o redesenho do mecanismo

Em 20 de agosto de 2014, a *PJM Interconnection* (PJM) propôs mudanças em seu mercado de capacidade para atender a preocupações de confiabilidade destacadas pelo desempenho do gerador durante o inverno 2013-2014, durante o qual até 22% da capacidade PJM não estava disponível devido a problemas climáticos - reforçando as preocupações quanto à eficiência do mecanismo para garantir o desempenho dos geradores.

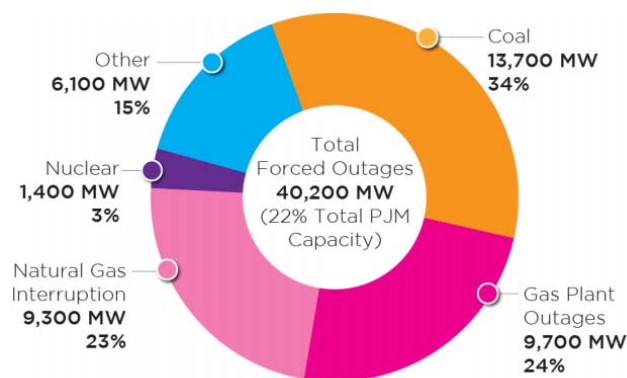


Figura 3-62: 7 de janeiro Pico noturno de Interrupção Forçada (7 p.m.). Fonte: PJM

Em geral, os dados PJM mostram que as taxas de interrupção do gerador podem aumentar com condições de tempo frio. Como mostrado na tabela a seguir que faz referência aos invernos de 2008 a 2014 na região ocidental da região de PJM onde as temperaturas mais frias ocorrem em PJM, as quedas de gerador aumentam significativamente à medida que as temperaturas (neste caso medidas como vento) diminuem.

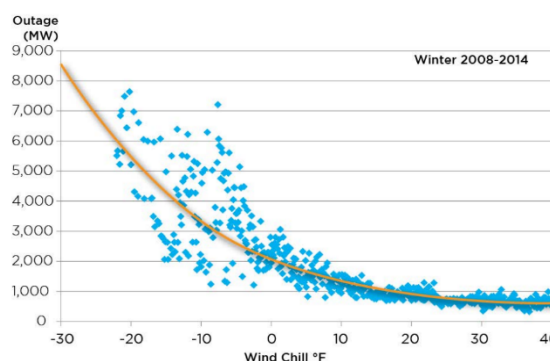


Figura 3-63: Vento frio vs Interrupção. Inverno 2008-14. Fonte: PJM

Conforme indicado anteriormente, a dependência da PJM em unidades alimentadas a gás aumentou dramaticamente nos últimos anos, de modo que se espera que o gás substitua o carvão

como o tipo de combustível mais comum no PJM até o ano de entrega 2015/2016. De acordo com a PJM, a menos que a RPM altere os incentivos de desempenho e penalidades por não-desempenho e garanta que os custos de garantir o gás através de acordos FT podem ser refletidos nos mercados PJM em pé de igualdade com a capacidade de combustível dual, durante o pico de inverno. As penalidades, os termos e as condições para o não-desempenho teriam de ser suficientemente elevados, de modo a ser atraente para refletir os custos de garantir a utilização de combustível em todos os mercados da PJM. Além disso, tais sanções também incentivariam outros recursos de geração de gás, que representaram mais de metade de todas as interrupções em 7 de janeiro, para fazer investimentos necessários para garantir operação sob as condições climáticas mais extremas.

O objetivo da proposta era fornecer detalhes sobre a proposta de solução inicial proposta pela PJM para questões identificadas no relatório oficial de 1 de agosto de 2014 da PJM intitulado "Declaração de Problemas sobre a Definição de Desempenho de Capacidade PJM".

A proposta da PJM⁴³, explica que a principal mudança de combustível do carvão para o gás natural em todo o país está colocando em risco a confiabilidade da frota de geração da PJM. Para reforçar o desempenho da geração e a confiabilidade da rede durante essa transição, a PJM propõe adicionar um produto aprimorado dentro de sua estrutura de RPM existente chamada "Capacity Performance" (CP). O CP é baseado nos requisitos de carga de pico de inverno e inclui requisitos adicionais de elegibilidade e obrigações sobre os recursos que optam por se comprometer com o produto.

A proposta identifica cinco objetivos para a CP: segurança do combustível através de uma fonte de combustível confiável; desempenho operacional melhorado durante os períodos de pico; alta disponibilidade de recursos de geração; parâmetros flexíveis da operação da unidade; e diversidade de operação.

Recursos elegíveis para CP serão geradores capazes de operação sustentada por 16 horas por dia por três dias consecutivos (geradores que queimam gás devem ter um abastecimento seguro de combustível com alguma combinação de *commodity* firme, transporte firme e acesso ao armazenamento), capacidade de resposta à demanda de redução contínua durante 72 horas e eficiência energética.

Para garantir o desempenho, um recurso de CP deve fornecer energia em todas as horas, se programado pelo PJM ou se for programado quando o PJM declara um alerta de Tempo Quente, Clima Frio ou Máxima Geração.

Um recurso também deve oferecer para o mercado do dia seguinte como disponível em um cronograma não-emergência (economicamente para recursos de resposta de demanda). Seriam concedidas isenções limitadas apenas para os recursos não previstos pela PJM. Seria aplicada uma penalidade por cada hora em que a energia não for entregue, mas a penalidade poderia ser

⁴³ Acessível em <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20140820-pjm-capacity-performance-proposal.ashx>

compensada pela energia produzida por um recurso de não-capacidade na carteira do proprietário da geração.

As alterações propostas entrarão em vigor para o Leilão Residual de Base de maio de 2015, com um leilão incremental para os Anos de Entrega de 2015/16, 2016/17 e 2017/18, para adquirir, de forma incremental, uma capacidade suficiente que cumpra a exigência de desempenho do CP.

A proposta identifica duas opções de alocação de custos para a atribuição de custos do produto CP:

- os custos atribuídos a entidades de serviço de carga com base na sua obrigação de capacidade não forçada diária multiplicada pelo preço de capacidade da zona final; e
- alocar os custos adicionais do produto CP com base nas previsões zonais de carga máxima de inverno.

Como parte desta proposta de Desempenho de Capacidade, a PJM propõe que as interrupções no Controle de Gerenciamento Exterior não sejam mais levadas em consideração no cálculo do UCAP, exceto pelas interrupções resultantes de danos físicos à rede de transmissão e/ou distribuição que não permitem a operação do recurso. Ou seja, quando as instalações de transmissão e/ou distribuição elétrica necessárias para permitir que o gerador entregue energia ao sistema PJM fiquem fisicamente indisponíveis de tal forma que o gerador não possa operar, as penalidades de desempenho nesta proposta não serão aplicadas e a interrupção forçada do gerador continuará a ser considerado OMC. Por outro lado, quando o gerador é incapaz de obter combustível necessário para produzir energia que era obrigado a entregar ao sistema PJM, as penalidades de desempenho nesta proposta serão aplicadas, uma vez que a incapacidade de obter combustível não será considerada um evento OMC.

3.6.5 Conclusões

Mesmo que à primeira vista o sistema PJM tenha características muito diferentes do Brasil, representando um mercado de eletricidade maduro com taxas de crescimento relativamente baixas, uma análise mais aprofundada revela vários paralelos interessantes entre os dois mercados. A PJM também tem necessidade de adições de capacidade sustentada - embora no caso da PJM este papel principal da expansão seja substituir a capacidade aposentada e compensar a perda gradual de desempenho em unidades de geração, em oposição ao crescimento de carga. Como consequência, várias características do mecanismo de confiabilidade do PJM poderiam ser adaptadas.

Talvez a lição mais importante da experiência do PJM esteja associada às dificuldades que o sistema enfrenta atualmente para garantir um desempenho adequado do sistema. Em certa medida, estas dificuldades evidenciam a importância de introduzir sinais de preço para o desempenho, penalizando agentes cuja contribuição para a confiabilidade do sistema é menor que a anunciada - o que exigiria avaliações mais frequentes das contribuições físicas dos geradores, garantindo que sua remuneração seja aderente ao seu desempenho real.

É importante salientar, no entanto, que, apesar das preocupações do regulador com a confiabilidade do sistema após os eventos de interrupção de janeiro de 2014, na prática o PJM esteve longe de enfrentar uma crise de eletricidade - o que significa que o mecanismo de confiabilidade foi bastante suficiente para atrair uma quantidade suficiente de nova capacidade. No entanto, o projeto de leilão PJM oferece poucas garantias a novos jogadores: mais especificamente, os preços de capacidade são apenas definidos para um período de um a três anos, o que significa que os investidores potenciais enfrentarão uma incerteza substancial sobre suas futuras receitas de capacidade (agravado com incertezas semelhantes para as receitas de energia). No entanto, dado que as condições no mercado brasileiro tendem a ser inerentemente mais incertas do que nos EUA, é possível que os investidores exijam condições mais estáveis para entrar no mercado.

3.7 Chile

3.7.1 Antecedentes

3.7.1.1 Atributos do sistema e estrutura institucional

Devido à peculiar geografia do Chile, seu sistema elétrico não está totalmente interconectado, e é composto, em vez disso, de sistemas essencialmente isolados. Dos quatro sistemas que constituem a rede chilena, os dois mais significativos são o Sistema Interligado Central (SIC), abrangendo as regiões administrativas de 3 a 10; e o Grande Sistema Interligado Norte (SING), abrangendo as regiões 1 a 3. Os dois sistemas mais meridionais, Aysén e Magallanes, têm uma capacidade instalada insignificante, representando apenas ca. 1% do SIC.

		Gross Capacity	Electricity Generation	Maximum demand	Population
SING Sistema Interconectado Del Norte Grande 	Arica y Parinacota	3,955 MW	14,830 GWh	2,016 MW	5.7%
	Tarapacá	21.4%	23.2%		
	Antofagasta				
	Atacama				
SIC Sistema Interconectado Central 	Coquimbo				
	Valparaíso				
	Región Metropolitana	14,345 MW	48,868 GWh	6,185 MW	92.6%
	Lib. Gral. Bdo. O'higgins	77.7%	76.3%		
	Bío-Bío				
	Araucanía				
	Los Ríos				
	Los Lagos				
SEA Sistema de Aysén 	Aysén	47 MW 0.3%	98 GWh 0.2%	20.4 MW	0.6%
SAM Sistema de Magallanes 	Magallanes	118 MW 0.6%	260 GWh 0.4%	50.2 MW	1.1%

Figura 3-64: Visão geral do sistema de energia chileno. Fonte: Systep, CDEC, 2013

Desde o final de 2014, a SIC possui uma capacidade instalada de 15,1 GW e um consumo agregado bruto de eletricidade de 52,2 TWh. Por sua vez, o SING tem uma capacidade instalada de 4,3 GW e um consumo agregado bruto de eletricidade de 17,7 TWh. Estes dois sistemas, no entanto, têm identidades muito diferentes em termos da composição da oferta e de demanda de eletricidade, como ilustrado na Figura 3-65 e Figura 3-66, respectivamente. A demanda da

SIC é constituída por um *mix* de clientes livres e regulados⁴⁴ e a hidrelétrica desempenha um papel importante na oferta deste sistema. A participação de usinas a óleo também é grande no SIC, para uso durante eventos de escassez (estações secas). Em contraste, a carga do SING é quase inteiramente composta por consumidores desregulamentados (especialmente empresas de mineração), e é servida quase que inteiramente por carvão e usinas a gás.

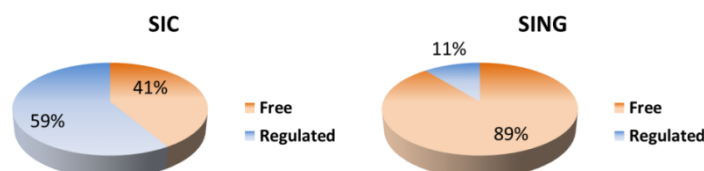


Figura 3-65: Participação de classes de consumidores no consumo agregado do SIC e do SING

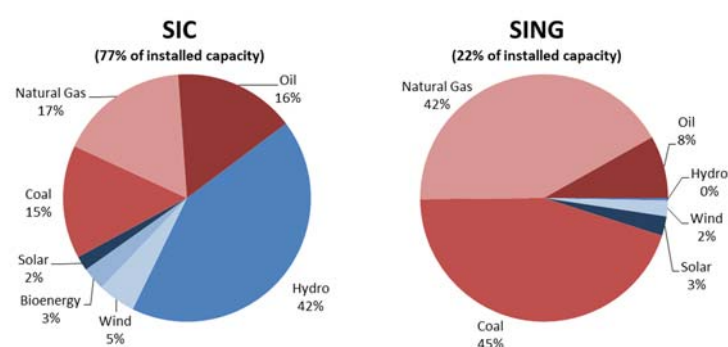


Figura 3-66: Participação de fontes de geração na capacidade instalada do SIC e do SING

A capacidade de geração no sistema chileno é 100% detida por players privados, e tanto o SIC quanto o SING têm características oligopolistas no segmento de geração. Em ambos os casos, os dois maiores players detêm mais de 50% do mercado - Endesa (30%) e Colbún (20%) no SIC e E-CL/Suez⁴⁵ (39%) e Gas Atacama (18%) no SING. A AES é o único grande player que possui ativos em ambos os mercados, representando 6,4% do SIC e 8,8% do SING.

3.7.1.2 Desenho de Mercado e condições subjacentes

O Chile foi o primeiro país a levar a cabo uma reforma do mercado da eletricidade em 1982. O operador da rede de transmissão é responsável por determinar o despacho centralizado de todas as instalações disponíveis no sistema, com base nos custos, utilizando modelos de simulação por computador para otimizar o uso dos reservatórios hidroelétricos. O Chile também implementa preços nodais, implicando que os preços da eletricidade variam dependendo do ponto de entrega ou retirada da rede.

O mercado chileno funciona como um *net pool*, no qual os contratos são registrados com o operador da rede e nos quais os pagamentos financeiros levam em conta a diferença entre as

⁴⁴ Os consumidores livres no Chile devem ter cargas acima de 0,5 MW; enquanto os consumidores regulamentados não podem ter cargas superiores a 2 MW. Os agentes que consomem em qualquer lugar entre esses dois limiares podem escolher entre o mercado livre e o mercado regulamentado.

⁴⁵ A Suez parece ter ambições de aumentar a sua presença no SIC, tendo em conta os resultados de leilões recentes.

quantidades geradas e os compromissos contratuais. Um exemplo do pagamento por hora é apresentado abaixo.

$$Receita_{hora\ T} = G_{hora\ T} \times P_{hora\ T}^{nó\ N} - Q_{hora\ T} \times P_{hora\ T}^{nó\ M} + Q_{hora\ T} \times C_{hora\ T} \quad (1)$$

No qual:

- G é a geração do agente a cada hora T , entregue no nó de rede N ao qual o gerador está conectado
- Q é a quantidade contratada, que o gerador concordou em entregar no nó de rede M
- C é o nível de preço do contrato
- P é o preço spot da eletricidade, definido a cada hora e em cada nó de rede

Uma característica única do mercado chileno de eletricidade é que o preço spot da eletricidade só é usado para resolver desequilíbrios entre geradores - os consumidores devem participar indiretamente do mercado de eletricidade por meio de contratos. Por conseguinte, os consumidores estão legalmente obrigados a manter o seu consumo totalmente garantido por contratos em todos os momentos e os contratos de fornecimento típicos devem dispor de cláusulas de flexibilidade que permitam aos consumidores modular a sua parte de acordo com o seu consumo real. Além disso, há regulamentos específicos para lidar com situações atípicas, como as seguintes:

- Se os consumidores regulamentados estiverem sempre *short* no mercado, o que significa que uma empresa de distribuição não conseguiu adquirir contratos bilaterais em seu nome, pagam um preço regulado, o preço nodal da energia (que é muitas vezes inferior ao preço spot), para comprar a quantidade de eletricidade que não é coberta por contratos. Este consumo "excedente" é distribuído proporcionalmente de acordo com a produção real dos geradores, para os quais eles recebem o preço nodal (em oposição ao preço spot como de costume).
- Os consumidores normalmente são considerados *long* no mercado de eletricidade quando há racionamento no sistema - em todos os outros cenários, as quantidades contratadas se ajustam automaticamente e o consumidor não tem direito a receita excedente. Caso o racionamento seja declarado oficialmente pelas autoridades chilenas, os consumidores devem ser compensados pela perda de carga de acordo com a diferença entre o preço de escassez (valor da carga perdida) e o preço nodal.

O preço nodal da energia é, em princípio, representativo de uma média prospectiva dos preços spot de eletricidade de quatro anos, e oficialmente pretende mitigar o efeito da volatilidade dos preços para o consumidor final - atribuído principalmente à hidrologia. Eles são, em certa medida, fundamentados pela realidade, visto que são obtidos a partir de modelos de otimização e não podem desviar mais de 10% (para cima ou para baixo) do preço de referência do mercado desregulado obtido da média de todos os contratos negociados no mercado livre. No entanto, o regulador tem alguma margem de manobra na definição deste nível de preços regulamentados e, em última análise, o mecanismo em vigor no mercado chileno tende a atenuar os sinais do

mercado; podendo desencorajar os consumidores a adquirir contratos de longo prazo e os investidores a entrarem no sistema.

A capacidade do sistema chileno é remunerada de acordo com um esquema de pagamentos de capacidade "tradicional", no qual o preço nodal de capacidade é regulado e calculado com base nos custos fixos de um gerador de pico - tipicamente um gerador de gás de ciclo aberto em um unidade a óleo. Esta remuneração é recalculada pelo regulador chileno a cada seis meses e manteve-se relativamente estável ao longo das últimas décadas, variando entre 8 e 10 USD/kW.meses em termos reais de 2014 (atualmente 9,3 USD/kW.meses). Os pagamentos por capacidade são ajustados de acordo com o nó de injeção ou retirada, bem como os preços da energia.

O pagamento dos consumidores por serviços de capacidade é proporcional à sua potência de pico durante os horários de pico de inverno; enquanto a remuneração dos geradores é proporcional à sua capacidade firme, reduzida por um fator de margem de reserva - correspondente à relação entre a demanda máxima agregada do sistema e a capacidade firme agregada. A capacidade firme dos agentes é determinada com base em uma metodologia determinada pelo governo central, com base nos atributos físicos dos geradores, bem como expectativas quanto aos parâmetros, como a disponibilidade de combustível. A capacidade firme das usinas hidrelétricas utiliza uma representação conservadora de sua contribuição, que só leva em consideração os cenários hidrológicos mais críticos. Assim como a energia, a capacidade pode ser livremente negociada em contratos bilaterais e a maioria dos contratos chilenos envolve um compromisso de capacidade firme além da sua energia associada.

3.7.1.3 *Problemas de adequação em 1999 e motivação*

Um episódio importante que abriu caminho para as reformas do mercado chileno em 2004-2005 foi a crise de eletricidade que o país experimentou em 1998-99. Nesse ano, as usinas hidrelétricas que servem a SIC atravessaram a seca mais severa do século passado, como ilustrado na Figura 3-67. Embora seja possível argumentar que o racionamento era inevitável devido a esta situação hidrológica crítica, na prática os sistemas elétricos são geralmente planejados para serem robustos para cenários de desvantagem que só acontecem uma vez em vários anos - e, nesse sentido, a crise chilena de energia elétrica de 1999 serviu para destacar algumas deficiências do mercado no país.

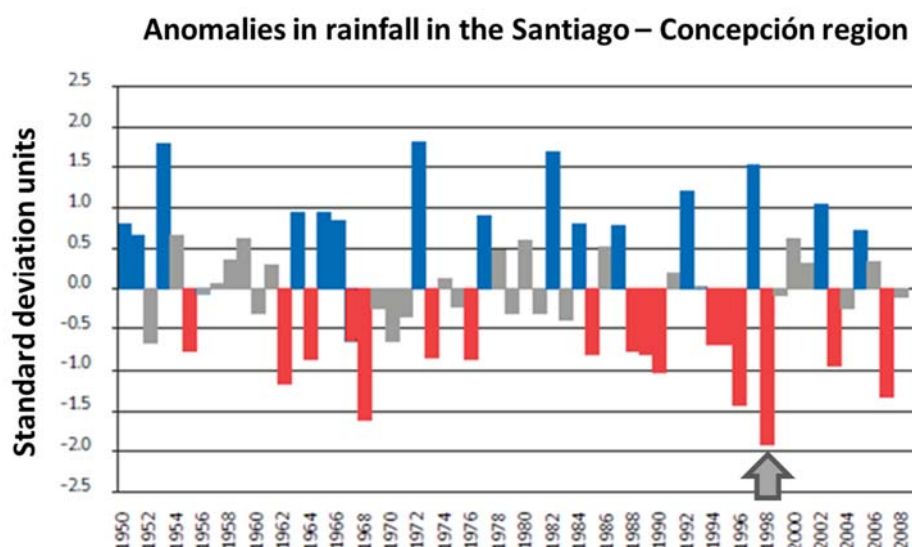


Figura 3-67: Anomalias pluviométricas anuais no Chile – anos molhados são mostrados em azul e secos em vermelho. Uma seta destaca a severa seca de 1998.

Uma das principais críticas foi a reticência das autoridades chilenas na adoção de medidas de gestão de crises assim que a questão foi identificada. Embora o governo tenha sido aconselhado a declarar o racionamento já em setembro de 1998, as autoridades tentaram adiar essa questão por razões políticas, quando finalmente o racionamento foi oficializado - depois de alguns apagões (aleatórios) já terem ocorrido. Além disso, a interferência política levou a adoção de premissas muito otimistas em relação às datas de operação comercial de novas usinas térmicas - o que levou os modelos oficiais de otimização a preverem um baixo valor hídrico e, portanto, sugerirem um uso liberal dos recursos hídricos armazenados, apesar da iminência de um evento de racionamento. Em última análise, esses dois eventos parecem indicar que o operador do sistema não conseguiu manter totalmente sua governança e independência durante o evento de racionamento prospectivo e que o interesse político míope provavelmente era priorizado sobre as opções operacionais que resultariam no maior benefício líquido para a sociedade.

A Figura 3-68 ilustra os movimentos de preços chilenos antes e durante o déficit de 1999. Notavelmente, a partir do final de 1997, em meados de 1998, os preços spot mantiveram-se em um nível particularmente baixo - levando a um desperdício de uso de recursos hídricos como discutido anteriormente. Mesmo os preços subindo mais tarde, eles atingiram o pico de 180 USD/MWh em janeiro de 2004 em valores reais - um nível de preços relativamente modesto, indicando que os preços spot não aumentou para se tornar compatível com eventos de escassez. As distorções de preços foram agravadas pelo fato de que, independentemente das condições hidrológicas, os consumidores regulamentados poderiam comprar eletricidade a um preço nodal, que estavam em seu ponto mais baixo na história, como mostrado na Figura 3-68.

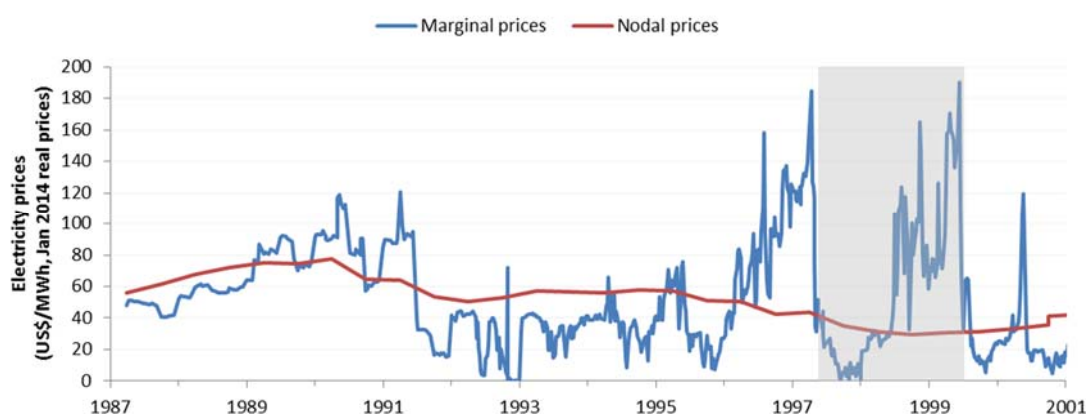


Figura 3-68: Informações históricas de preços no Chile para 1987-2000, mostrando preços marginais (spot) e preços nodais (regulamentados). O evento de racionamento de 1998-1999 está destacado.

Uma consequência imediata da crise energética de 1999 para o setor elétrico chileno foi a aprovação de uma lei que simplificou os regulamentos e procedimentos relativos ao racionamento de energia elétrica, na tentativa de esclarecer sinais de preços e melhorar a gestão de crises futuras. Em particular, o método segundo o qual os consumidores deveriam ser compensados pela redução da carga (ver seção 3.7.1.2) recebeu vários pequenos ajustes, embora os seus principais atributos permanecessem os mesmos. Os formuladores de políticas também consideraram uma reestruturação mais aprofundada do marco regulatório chileno em 2000, embora após algum debate foi concluído que tal redesenho era muito controverso e muito complicado para ser promulgado. As revisões da estrutura só vieram anos mais tarde, com a aprovação da Lei Corta I (2004) e Lei Corta II (2005) que emendam a Lei de Eletricidade.

3.7.1.4 Problemas de adequação em 2004 e motivação renovada

As duas Leis aprovadas no Chile em 2004 e 2005, que alteram a Lei de Eletricidade, podem ser comparadas a uma "segunda" reforma do mercado - ao introduzirem diversas mudanças no projeto do mercado de eletricidade chileno, abordando várias questões percebidas pelos formuladores de políticas e agentes do mercado. Entre outros elementos, a Lei Corta II de 2005 introduziu o mecanismo de confiabilidade. Embora as principais motivações por trás desta segunda reforma do mercado possam, em geral, ser rastreadas até a crise da energia elétrica de 1999, quando as leis foram aprovadas, o setor chileno estava enfrentando uma crise de eletricidade muito diferente, ligada à disponibilidade de gás natural. É possível que a percepção desta segunda crise iminente tenha acelerado a iniciativa de rever o enquadramento do mercado do país.

Conforme discutido anteriormente, em torno da época em que ocorreu a primeira crise de eletricidade chilena, havia um grande número de usinas que deveriam entrar em operação em breve - isso devido a um acordo internacional de importação de gás que acabava de ser assinado com a vizinha Argentina, o que levou a investimentos maciços em geração a gás e gasodutos no Chile. O Chile é particularmente dependente de fontes de energia estrangeiras, visto que o país tem muito poucas reservas nacionais de combustíveis fósseis e a maior parte do potencial hídrico não desenvolvido está localizado muito ao Sul e sujeito a severas limitações ambientais -

o que explica porque este acordo é estrategicamente tão importante, e porque o Chile aproveitou a oportunidade para adotar o gás natural argentino como uma fonte de energia barata e confiável.

No inverno de 2004, no entanto, a Argentina começou a ter problemas de fornecimento de gás doméstico e as exportações para o Chile foram cortadas intermitentemente para priorizar a entrega ao consumo de gás argentino. A falta de segurança no fornecimento de gás argentino forçou o Chile a revisar suas alternativas - o país imediatamente começou a construir uma quantidade significativa de unidades de emergência a óleo para evitar a ocorrência de eventos de escassez extrema (como ilustrado na Figura abaixo); e na próxima década revisou seu plano de energia para priorizar o GNL como uma fonte de geração flexível.

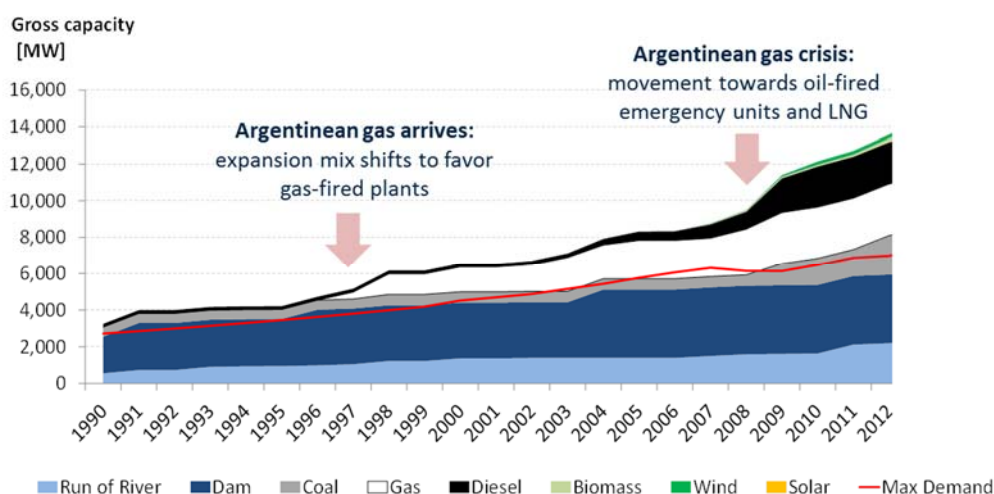


Figura 3-69: Evolução da capacidade instalada no Chile, destacando o início e o fim da era definida pela disponibilidade de gás barato argentino

Em termos de preços da eletricidade, depender mais fortemente do petróleo e do GNL do que do gás argentino resultou em um grande aumento nos preços marginais e nos preços nodais, como ilustrado na Figura 3-70. Notavelmente, os picos de preços em 2004 ofuscaram completamente os picos de preços em 1999, associado ao racionamento chileno de energia elétrica.

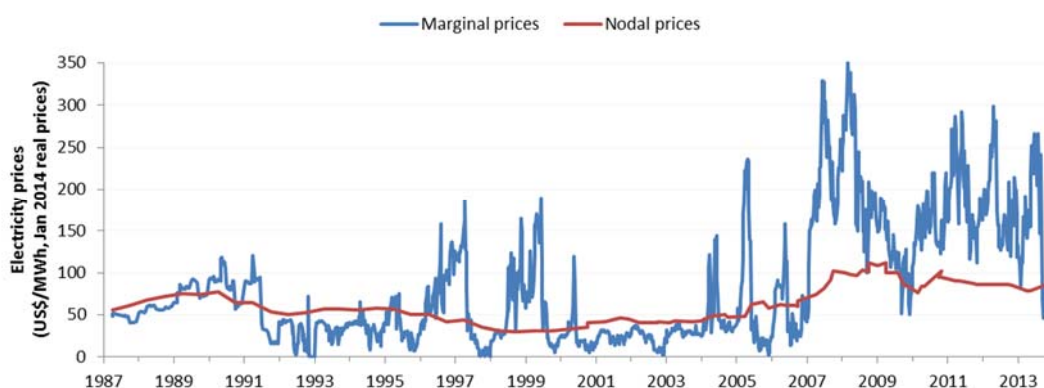


Figura 3-70: Informações históricas de preços no Chile para 1987-2013, mostrando preços marginais (spot) e preços nodais (regulamentados)

3.7.2 Solução projetada para a confiabilidade

3.7.2.1 *Introduzindo um produto de confiabilidade*

O mecanismo chileno de confiabilidade é principalmente associado com a obrigação para as empresas de distribuição de comprar contratos bilaterais com antecedência. Ao contrário da maioria dos mecanismos de confiabilidade discutidos neste documento, que visam introduzir passivos tanto para os consumidores livres quanto para os regulados, para garantir que a oferta do sistema seja suficiente para atender à demanda, o mecanismo adotado no Chile impõe apenas restrições às contratações de longo prazo para o mercado regulamentado – e, por conseguinte, um pressuposto subjacente é que os sinais de mercado representados pelos preços spot mais os pagamentos de capacidade (ver Secção 3.3.1.2) são suficientes para garantir que o livre mercado funcione eficientemente mesmo na ausência de um mecanismo de confiabilidade.

De fato, é até questionável se o mecanismo chileno pode ser verdadeiramente chamado de esquema de confiabilidade em sentido estrito. Especialmente dada a grande participação de consumidores desregulamentados no mercado chileno (especialmente no SING), é claro que a contratação antecipada de carga de consumidores regulamentados não pode ser suficiente para suportar totalmente a totalidade que o sistema exige; e se o mercado livre não faz sua parte para assegurar a expansão adequada do sistema, o mecanismo chileno não pode impedir que ocorra um racionamento de eletricidade. A este respeito, a implementação chilena lembra mais os mercados "clássicos" de eletricidade do que outros mecanismos de confiabilidade descritos neste documento.

Apesar dessas considerações, é possível fazer uma analogia entre o mecanismo chileno de contratação obrigatória e um esquema de confiabilidade de fato que está associado a contratos de fornecimento de natureza física e não financeira - o que implica que, se o racionamento se materializar apesar das empresas de distribuição estarem 100% contratadas, as reduções de carga ocorrerão apenas para os consumidores desregulamentados (que não têm sua carga totalmente apoiada por contratos) e consumidores não regulamentados (que a tem). Na prática, essa divisão é improvável (entre outras razões, porque contradiz as disposições do Chile para instituir o racionamento de energia elétrica), embora a analogia seja útil para entender algumas das implicações do esquema chileno.

Portanto, algumas das principais características do "produto de confiabilidade" chileno podem ser descritas da seguinte forma:

- O produto de confiabilidade adquirido pelas empresas de distribuição em nome de consumidores regulamentados é sob a forma de contratos bilaterais "padrão", bem como no mecanismo brasileiro. Assim como no Brasil, o produto chileno de confiabilidade não pode ser dissociado do contrato de fornecimento que o acompanha (envolvendo energia e capacidade).
- A aquisição de confiabilidade é realizada de forma descentralizada, uma vez que cada empresa de distribuição individual é responsável por estimar o crescimento da demanda por seus consumidores regulamentados e adquirir contratos futuros em conformidade.

- As empresas de distribuição devem cumprir um conjunto de regras e seguir certos procedimentos detalhados no regulamento para mostrar que fizeram o seu melhor esforço para cumprir com seu compromisso. No entanto, as penalidades por descumprimento não são explicitamente definidas - o que significa que o mecanismo chileno de confiabilidade se baseia principalmente em procedimentos legais (perseguindo empresas que não seguem as etapas requeridas) e não em incentivos econômicos (penalizando empresas com baixo desempenho) para garantir adequação de capacidade.

3.7.2.2 *Associação da confiabilidade a capacidade física de geração*

A estrutura do mercado chileno envolve um pagamento de capacidade que é proporcional à capacidade firme dos agentes - uma quantidade que depende dos atributos físicos da usina. No entanto, para efeitos do produto de confiabilidade, o mecanismo chileno impõe muito poucas exigências especiais ou compromissos do ponto de vista do vendedor: o vendedor é simplesmente obrigado a informar aos reguladores a carteira de plantas novas e existentes que espera usar para apoiar sua oferta, embora, em geral, não seja necessário provar que tem uma quantidade suficiente de capacidade firme para apoiá-lo fisicamente. Além disso, um gerador que não cumpra este requisito não enfrenta sanções específicas, além de ter de adquirir energia e capacidade ao preço spot e ao preço nodal respectivamente (ver seção 3.7.1.2) para cumprir as suas obrigações contratuais.

Os leilões chilenos também não distinguem entre contratos apoiados por plantas existentes ou novas usinas - o que implica que, mesmo que (de acordo com as expectativas das empresas de distribuição) o mercado regulado cresça no futuro, os geradores incumbentes poderiam oferecer uma maior capacidade física nos leilões simplesmente alocando uma maior parcela de seus recursos de geração existentes para o mercado regulado, em vez do mercado livre. Isso implica que, mesmo que os leilões chilenos enviem um sinal para a crescente necessidade de capacidade de geração física no futuro, esse mecanismo requer uma resposta eficiente do mercado livre para ser eficaz (como discutido na Seção 3.7.2.1).

Em última análise, uma consequência deste projeto é que o mecanismo de confiabilidade chileno é muito dependente das forças de mercado e sinais de preços para garantir a expansão adequada do sistema - em vez de aderir aos requisitos regulamentares rigorosos como principal mecanismo para orientar as adições de capacidade física. Neste sentido, assemelham-se fortemente aos esquemas clássicos baseados no mercado e, portanto, têm a vantagem de introduzir um mínimo de distorções aos sinais do mercado, o que poderia conduzir a incentivos perversos e, em última análise, resultados indesejáveis.

3.7.2.3 *Leilões para compra de produto confiabilidade*

De acordo com a regulamentação chilena, as empresas de distribuição devem organizar leilões para adquirir uma quantidade suficiente de energia e capacidade com pelo menos três anos de antecedência, de modo que a carga dos consumidores regulados seja totalmente apoiada por contratos - as empresas de distribuição não podem adquirir contratos bilaterais de eletricidade fora do esquema de leilão. O processo de leilão, no entanto, é de natureza muito descentralizada - em princípio, cada empresa de distribuição é responsável pela organização dos seus próprios

leilões de acordo com as suas necessidades. Na prática, contudo, é comum que várias empresas de distribuição organizem um único leilão em conjunto, partilhando assim os custos de transação para o leiloeiro e potencialmente atraindo um maior número de licitantes.

A organização dos leilões de maneira descentralizada melhora a transparência do mecanismo, garantindo uma intervenção mínima do governo central - e também pode encorajar a experimentação de projetos de instrumentos ligeiramente diferentes, que eventualmente convergem para o que melhor se adequa ao mercado chileno. No entanto, o governo ainda tem um papel importante nos leilões chilenos – ele pode, por exemplo, determinar unilateralmente um preço máximo acima do qual nenhuma proposta pode ser aceita, como um meio de desencorajar a colusão. Além disso, o governo afeta indiretamente os incentivos dos geradores para participar do leilão através dos mecanismos descritos na Seção 3.7.1.2 – principalmente os pagamentos de capacidade regulamentada e as provisões para compensação em caso de déficit de eletricidade.

O produto oferecido nos leilões chilenos é um contrato bilateral financeiro. Uma característica interessante dos contratos bilaterais chilenos é que eles alocam uma quantidade substancial de risco ao vendedor - em contraste com implementações como a brasileira, em que os consumidores regulamentados assumem a maioria dos riscos de mercado. Como consequência dessa escolha de *design*, os leilões chilenos podem resultar em preços mais altos em média (já que os geradores devem adicionar um prêmio de risco às suas propostas), embora, por outro lado, os consumidores estarão melhor protegidos dos riscos descendentes. Algumas das principais características dos contratos oferecidos nos leilões chilenos são as seguintes:

- O produto negociado é um certo nível de capacidade firme mais a energia associada a essa capacidade, que segue o perfil de carga da empresa de distribuição. Conforme discutido anteriormente, os consumidores chilenos não participam no mercado spot de energia elétrica, o que significa que esses contratos incluem cláusulas de flexibilidade para garantir que os contratos correspondam exatamente à demanda. Como consequência, os geradores estão sujeitos a mudanças na quantidade contratada de acordo com a evolução do nível de demanda dos consumidores, perfil de demanda e carteira de contratos.
- Como consequência deste desenho de produto, os geradores não têm a flexibilidade de escolher o perfil para suas obrigações contratuais de energia – um aspecto que tende a ser especialmente prejudicial aos geradores renováveis, que normalmente têm um perfil de geração previsível (diária e sazonal). Esse recurso foi finalmente abordado em 2014.
- Similarmente, os contratos leiloados muitas vezes solicitam uma quantidade menor de energia durante o primeiro ano do contrato, a fim de melhor acompanhar o aumento da carga das empresas de distribuição. Mais uma vez, os geradores não têm escolha sobre o assunto, já que seu compromisso contratual varia proporcionalmente às exigências das empresas de distribuição. Como consequência desta disposição, os geradores tendem a ter um perfil de receita mais incerto durante o primeiro ano de operação da usina.

- A duração do contrato pode ser de até 15 anos – um limite superior definido pelo regulamento, embora vários leilões tenham oferecido contratos mais curtos. Em comparação com a vida útil das novas usinas, essa duração é relativamente curta, o que implica que os novos geradores terão que contar com receitas de mercado mais incertas para seus modelos financeiros.
- Contrariamente às observações acima, cláusulas de escalonamento dos contratos leiloados no Chile tende a favorecer o investidor - visto que o vendedor pode escolher qualquer combinação ponderada de certos índices predeterminados para agravar a evolução do seu contrato ao longo do tempo. Exemplos desses índices selecionados (que podem mudar de um leilão para outro) são (i) o IPC dos Estados Unidos, (ii) o índice de preços do gás natural Henry Hub, (iii) o índice de preços do petróleo Brent e (iv) o carvão internacional.

Os leilões chilenos seguem um esquema simples de pagamento por lance em que os potenciais fornecedores apresentam seus lances selados para serem abertos e comparados na data do leilão. As ofertas são classificadas de menor preço para preço mais alto e os lances mais baratos são aceitos. As empresas de distribuição não contratam mais do que a quantidade exigida - se o gerador apresentar uma oferta "volumosa" que exceda a demanda leiloada, a oferta marginal só será parcialmente aceita (sujeita à aprovação do vendedor).

3.7.3 Resultados e impacto na expansão do sistema de energia

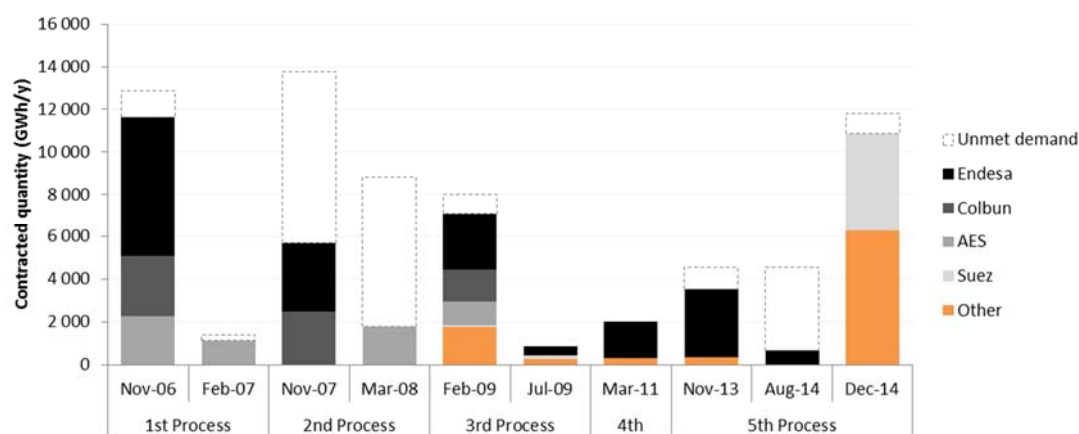
Os leilões que foram realizados no SIC⁴⁶ desde a introdução do mecanismo de confiabilidade podem ser vagamente agrupados em cinco "processos", como ilustrado na Tabela 3-7 e Figure 3-71. Os leilões múltiplos dentro do mesmo processo geralmente representam rodadas adicionais do leilão para a parcela da demanda das empresas de distribuição que não foi atendida no primeiro leilão - embora essa distinção tenha se tornado menos clara em alguns casos.

De fato, uma característica notável da experiência chilena com leilões tem sido uma dificuldade persistente em contratar uma quantidade suficiente de capacidade e energia, como ilustrado pelas elevadas quantidades de demanda não satisfeita mostradas na Figure 3-71. Essa dificuldade em encontrar fornecedores também resultou em um prazo encurtado para a entrega de energia, como mostra a Tabela 3-7 - o que ilustra que as empresas de distribuição não conseguiram efetivamente ser contratadas com três anos de antecedência, conforme exigido pelo marco regulatório chileno. A perspectiva de que as empresas de distribuição sejam sistematicamente incapazes de permanecer totalmente contratadas três anos antes é preocupante, visto que forçaria os consumidores regulamentados a comprar eletricidade aos preços nodais (não realistas).

⁴⁶ Apenas um leilão foi realizado para satisfazer a procura de consumidores regulamentados no SING, em 2009. Este leilão terminou com a atribuição de 2300 GWh/ano em contratos à E-CL / Suez.

Tabela 3-7 : Resumo dos resultados dos leilões chilenos anteriores para novas capacidades

Processos de Leilão	Data do Leilão	Tempo de entrega (meses)	Quantidade contratada (GWh/y)	Preço (US\$/MWh) ⁴⁷
1º processo (2006-1)	Nov 2006	38	11 636	52.7
	Fev 2007	35	1 130	54.5
2º processo (2006-2)	Nov 2007	26	5 700	59.8
	Mar 2008	22	1 800	65.8
3º processo (2008)	Fev 2009	11	7 110	104.3
	Jul 2009	6	850	99.5
4º processo (2010)	Mar 2011	28	2 000	90.3
5º processo (2013)	Nov 2013	1	3 545	128.93
	Ago 2014	1	682	112.0
	Dez 2014	12	10 868	108.2

**Figure 3-71: Quantidades contratadas em leilões anteriores no Chile**

Embora os preços de leilão na SIC tenham aumentado dramaticamente ao longo dos cinco processos, conforme ilustrado na Tabela 3-7, isso pode ser atribuído principalmente à questão do suprimento de gás argentino - que resultou em um aumento acentuado dos preços spot e dos preços nodais, uma vez que as alternativas do país para a expansão do sistema tornaram-se muito mais limitadas. Um grande sucesso do mecanismo chileno de confiabilidade foi o leilão de dezembro de 2014, no qual a demanda das empresas de distribuição foi atendida por um *mix* de vários novos operadores no mercado, deslocando propostas mais caras da Endesa. Espera-se que pelo menos duas novas fábricas importantes sejam construídas como resultado deste processo de leilão recente: uma usina a carvão de 375 MW da GDF Suez e um projeto de 640 MW LNG da EDF. A parcela da demanda não atendida no leilão de dezembro de 2014 é inteiramente composta por produtos que exigiriam fornecimento a partir de 2016 e 2017 - apenas 48% desses

⁴⁷ Os preços são apresentados em termos nominais, refletindo os resultados obtidos no processo de licitação. Devido às cláusulas escalonáveis flexíveis dos contratos chilenos, os níveis de preços de diferentes contratos podem evoluir de forma diferente ao longo do tempo.

produtos envolvendo prazos mais curtos foram contratados, contra 100% da demanda por contratos a partir de 2018 e 2019.

Os resultados do leilão de dezembro de 2014 contrastam com os resultados da maioria dos leilões anteriores, uma vez que têm uma participação muito menor de empresas estabelecidas como a Endesa, Colbún e AES. Tendo em conta as qualidades oligopolistas do sistema chileno, esta concorrência entre novos e atuais intervenientes é extremamente desejável para o funcionamento eficiente do mercado - nomeadamente, a diminuição do preço observada no leilão de dezembro de 2014 pode ser atribuída a este aumento da concorrência.

É importante salientar, contudo, que a experiência do Chile com novos operadores no mercado da eletricidade nem sempre foi positiva. Mais notavelmente, a central de Campanario vendeu uma quantidade substancial de eletricidade no leilão de fevereiro de 2009, mas não se materializou. Como o contrato de leilão é de natureza financeira, ele permaneceu independente das questões de infraestrutura da planta - e, como consequência, o Campanario ficou *short* no mercado chileno de energia e capacidade, numa época em que os preços spot de eletricidade eram especialmente altos, resultando em falência. Contudo, quando os contratos do Campanario foram cancelados, as empresas de distribuição ficaram expostas e foram forçadas a convocar leilões compensatórios de curto prazo na tentativa de cobrir essa parcela de sua demanda. Vários leilões com duração entre um e cinco anos foram organizados entre 2012 e 2014 (não figuram entre os processos acima), a maioria dos quais não recebeu nenhuma oferta.

Apesar destas preocupações, os projetos participantes nos leilões chilenos representam apenas uma fração das adições de capacidade necessárias para manter um saudável equilíbrio entre oferta e demanda: a expansão do sistema remanescente precisaria se tornar viável com contratos assinados com consumidores livres. Finalmente, neste sentido, o mecanismo chileno tem sido notadamente bem sucedido - apesar de eventos críticos imprevistos como a crise do gás argentino, o sistema permaneceu suficientemente robusto para evitar déficits de eletricidade diferentes do evento de 1998. Uma conclusão desta observação é que os sinais do preço de mercado foram amplamente suficientes para assegurar a expansão adequada do sistema no Chile.

3.7.4 Obstáculos e críticas

3.7.4.1 *Promovendo sistemas de alocação de risco mais favoráveis aos investidores*

O projeto do produto energia e capacidade oferecido no leilão chileno está orientado para as necessidades dos consumidores regulamentados e aloca um grande risco para o vendedor. Em última análise, os esquemas de leilão estabelecem uma linha tênue entre oferecer condições de contrato mais atraentes (protegendo assim os investidores de risco e potencialmente aumentando a concorrência nos leilões) e impondo sinais de preços mais fortes aos investidores para desencorajar lances excessivamente agressivos - afinal, não devidamente penalizados se não cumprirem as suas obrigações contratuais, o desempenho insuficiente e a sub-construção poderão tornar-se mais comuns.

Apesar deste trade-off, um consenso geral é que o contrato atual oferecido no leilão chileno é muito duro, e não facilita a entrada de novos jogadores no mercado. No leilão de dezembro de

2014, por exemplo, os fornecedores podiam licitar um total de oito produtos diferentes, escolhendo os que melhor refletissem as datas de operação comercial e os perfis de geração das suas fábricas. Os blocos foram divididos da seguinte forma:

- Do total da demanda leiloada, a alocação entre os blocos 1 a 4, para entrega em 2016, 2017, 2018 e 2019, respectivamente, seguiu uma proporção de 1: 1: 5: 6
- Além disso, a demanda dos blocos 1 e 2 (909,1 GWh/y cada) foi dividida em três partes: bloco A, que envolve comprometimento de energia somente por horas entre 23: 01-8: 00; E os blocos B e C de forma semelhante associados a horas entre 8: 01-18: 00 e 18: 01-23: 00 respectivamente. A alocação aos blocos A, B e C seguiu um fator de proporcionalidade de 1: 2: 1.

A principal vantagem de separar a demanda em blocos horários é que os geradores renováveis podem vender uma carteira de contratos que mais se adere ao perfil de geração de suas fábricas - principalmente os geradores solares, que têm sua geração concentrada nas horas correspondentes ao bloco B. Como consequência, os sub-blocos 1-B e 2-B atraíram significativamente mais concorrência do que os correspondentes sub-blocos A e C - ilustrando como um contrato que segue mais de perto o perfil de um gerador pode aumentar o interesse dos agentes de mercado no leilão. Do mesmo modo, o bloco 1 (e, em menor grau, o bloco 2) apresentou uma dificuldade muito maior em satisfazer sua demanda-alvo do que os blocos 3 ou 4 - provavelmente porque os geradores em projetos de construção precisavam de um *lead time* mais longo. Portanto, a estrutura de blocos da demanda do leilão de dezembro de 2014 foi provavelmente um contribuinte importante para o sucesso desse leilão.

Outra inovação importante deste leilão de dezembro de 2014 foi a introdução de uma cláusula de força maior no contrato de fornecimento de eletricidade, na qual a data de início do contrato pode ser adiada por até 12 meses se o fornecedor puder provar que causas externas forçaram a operação comercial do seu projeto a ser atrasada, de uma forma que era imprevisível para o vendedor. Esta cláusula provavelmente evitaria problemas de sub-construção, como o Campanario, como os *players* de mercado geralmente interpretam que a negação do governo da licença de instalação da planta pode ser interpretada como um efeito de força maior. Esta inovação tem sido provavelmente outra razão pela qual o dezembro de 2014 atraiu uma quantidade maior de novos *players* em oposição aos titulares.

As considerações acima oferecem algumas evidências cruciais sugerindo que os agentes de fato tendem a ser mais confortáveis quando são capazes de alinhar suas características de contrato com suas capacidades de geração física. É provável que os futuros leilões de eletricidade no Chile sigam as pegadas do leilão de dezembro de 2014, oferecendo contratos mais atraentes para os investidores - buscando um mecanismo de alocação de risco mais equilibrado entre geradores e consumidores.

3.7.4.2 Racionalização do processo de leilão

Em novembro de 2014, o governo propôs certas revisões do marco regulatório chileno que provavelmente terão consequências diretas no mecanismo de confiabilidade do país. Em geral, essas

proposições sugerem algumas tendências que podem ser esperadas para o mecanismo chileno no futuro, como as seguintes:

- Uma inovação proposta pelas autoridades chilenas foi uma organização centralizada do processo de leilão pelo governo central, em oposição aos leilões individuais organizados pelas empresas de distribuição de forma independente. Embora esta iniciativa seja susceptível de mudar pouco na prática, uma vez que as empresas de distribuição têm normalmente realizado um processo de concurso conjunto, pode ajudar a reduzir os custos de transação e agilizar ainda mais o processo.
- Houve o consenso de que deveria ser introduzida uma metodologia mais refinada para a comparação de propostas, em vez de eleger um critério de preço mínimo "puro" como nos leilões anteriores. Dois atributos que deveriam ser avaliados pelo mecanismo de leilão, por exemplo, são a indexação escolhida pelo vendedor para o contrato e se o vendedor representa uma usina nova ou existente. O regulamento sugere que outros atributos também poderiam ser levados em conta no processo de comparação de propostas, embora sem perder de vista os principais objetivos dos leilões.
- Esta iniciativa, no entanto, tem sido criticada por alguns agentes do mercado, já que esta implementação abriria caminho para um nível mais alto de intervencionismo regulatório. Embora a proposta de nova regulamentação exija que o regulador apresente uma nota técnica com os princípios de *design* de leilão para comentários e críticas públicas antes de cada leilão, há preocupações de que a transparência do processo de leilão seja reduzida, já que vários elementos importantes do projeto de leilão não fazem parte deste exame *ex ante* - tal como os novos critérios de seleção dos vencedores, como descrito acima.

3.7.5 Conclusões

O mecanismo chileno de confiabilidade é um exemplo de uma implementação que introduz um ajuste relativamente suave ao mercado de energia "clássico" com pagamentos de capacidade - nos quais o esquema de confiabilidade deve ser acompanhado de sinais eficientes de preço spot para ser efetivo, uma vez que a expansão do mercado desregulamentado não é contemplada nos leilões chilenos. Este tipo de esquema tende a ser menos robusto do que outras implementações de mecanismos de confiabilidade, visto que a segurança do suprimento seria comprometida caso o mercado não construísse uma quantidade suficiente de nova capacidade de geração - no entanto, tem a vantagem de introduzir uma quantidade mínima de distorções no mercado de eletricidade, mantendo os incentivos dos agentes de mercado para construir e manter a capacidade de geração relativamente intocados. Como consequência, os princípios do *design* chileno são uma alternativa legítima para implementar um mecanismo de confiabilidade, contornando a questão de incentivar os geradores a adotar uma abordagem de "esperar e ver", como comumente ocorre em esquemas centralizados de compras.

Embora a experiência chilena com seu mecanismo de leilão tenha sido prejudicada pela difícil situação de suprimento durante o mesmo período (devido à perda de importações de gás argentino), há algumas lições importantes que podem ser extraídas.

A experiência chilena destaca a importância de oferecer condições minimamente favoráveis para atrair novos *players* para o mercado por meio de leilões: o sucesso do leilão de dezembro de 2014 pode ser atribuído em grande parte às condições contratuais mais atrativas. Embora a teoria econômica padrão sugira que a alocação de mais risco para o gerador simplesmente resultaria em uma mudança do equilíbrio do mercado para preços mais elevados, na prática, os investidores tendem a ser muito sensível a riscos incontroláveis - que pode levá-los a evitar o mercado completamente. No entanto, há um equilíbrio a ser encontrado entre proteger os investidores de risco e oferecer sinais de mercado eficientes; e não está claro se o Chile encontrou este ponto ou se novas revisões (tornando o contrato mais ou menos atraente) serão necessários.