

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO BENHUR BRANCO MÜLLER

**MERCADO LIVRE DE ENERGIA:
Estudo probabilístico de viabilidade de migração diante das mudanças
propostas na Consulta Pública N° 33**

Porto Alegre

2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MERCADO LIVRE DE ENERGIA:

Estudo probabilístico de viabilidade de migração diante das mudanças
propostas na Consulta Pública N° 33

Projeto de Diplomação submetido ao
Curso de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Rio Grande do Sul,
como parte dos requisitos para Graduação
em Engenharia Elétrica.

ORIENTADORA: Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin

Porto Alegre

2018

JOÃO BENHUR BRANCO MÜLLER

MERCADO LIVRE DE ENERGIA:

**Estudo probabilístico de viabilidade de migração diante das mudanças
propostas na Consulta Pública N° 33**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da atividade de “Projeto de Diplomação”, do Curso de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Profª. Drª. Gladis Bordin - Orientadora

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho – Chefe do Departamento

Aprovado em: ___/___/___

BANCA EXAMINADORA

Profª. Drª. Gladis Bordin

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. MSc. Igor Pasa Wiltuschnig

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Eng. Jean Menzel

GV Energy

Dedico este trabalho a Deus e a
toda a minha família

AGRADECIMENTOS

À Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin, pela sempre atenciosa e dedicada orientação ao longo deste ano de trabalho.

Ao Eng. Bruno Dias pelo importante trabalho ao qual tenho oportunidade de dar continuidade.

Ao Eng. Jean Menzel, que trouxe importantes contribuições, pela sua generosa atenção.

Aos amigos e irmãos que Deus colocou na minha vida, pelo seu fiel apoio, e pela contagiante alegria que traz sentido e leveza a vida de todos que com eles convivem.

Aos meus pais e meu irmão, que com palavras e o exemplo de suas vidas me inspiram a trabalhar sempre melhor. A eles devo, graças ao Bom Deus, toda a minha felicidade.

“O trabalho nasce do amor, manifesta o
amor, orienta-se para o amor”
São Josemaria Escrivá

RESUMO

O presente trabalho visa estudar a viabilidade econômica de migração do ambiente de contratação regulada de um pequeno consumidor para o ambiente de contratação livre, em virtude da mudança na regulamentação do ingresso no mercado livre de energia elétrica proposta pela Consulta Pública Nº 33. Entre as mudanças encontra-se uma abertura de mercado incluindo pequenos consumidores industriais e comerciais. O trabalho objetiva complementar a metodologia proposta pelo Engenheiro Bruno Fensterseifer Dias “Metodologia para análise entre a permanência do consumidor no mercado regulado e a migração para o mercado livre com auxílio de comercializador varejista”. O trabalho aqui proposto utiliza a abordagem probabilística, considerando mais detalhadamente tributos e encargos, propondo modelos estatísticos para a geração das variáveis de entrada relativas à empresa mais próximos ao conjunto de dados históricos e valendo-se da análise da função de distribuição acumulada para análise de risco. Os cenários estudados são divididos em dois grupos: migração imediata e migração após flexibilização da regulamentação. A partir dos resultados obtidos com a metodologia aqui proposta, é possível concluir que é vantajoso migrar após a flexibilização da regulamentação avaliando viabilidade e risco de migração.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia; Migração para o ACL; Viabilidade Econômica de Migração.

ABSTRACT

The present paper studies the economic viability of the migration from the regulated market for a small industrial and commercial consumer to the electricity free market, due to the imminent changes in the electricity free market proposed by the document “Consulta Pública Nº 33”. The result of this work will be the complementation of the methodology proposed by the Bruno Fensterseifer Dias *“Metodologia para análise entre a permanência do consumidor no mercado regulado e a migração para o mercado livre com auxílio de comercializador varejista”*. This work uses a probabilistic approach, detailing taxes and fees, and proposing new statistics models for the input variables, closer to the historical data and using the empirical cumulative distribution function to calculate risk. The settled scenarios can be classified in two groups: immediate migration and migration after the market flexibilization. The conclusion of this paper is a lower risk when the migration occurs after the flexibilization for any scenario.

Keywords: Economic Viability of Migration; Electricity Free Market; Migration to Electricity Free Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura global da metodologia proposta.....	37
Figura 2 - Distribuições para Consumo Fora Ponta	41
Figura 3 - Distribuições para Consumo em Horário de Pontar	42
Figura 4 - Distribuição para Demanda.....	43
Figura 5 - Cenário 1: VPL ao longo do tempo	50
Figura 6 – Cenário 1: Custo do ACR VS. Custo do ACL.....	51
Figura 7 - Cenário 2: VPL ao longo do tempo	52
Figura 8 - Cenário 2: Custo do ACR VS. Custo do ACL.....	53
Figura 9 - Comparação entre Cenários 1 e 2	54
Figura 10 - Função Distribuição Acumulada dos cenários	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo A.....	20
Tabela 2 - Subgrupos do Grupo B.....	21
Tabela 3 - Estruturas Tarifárias e modo de calcular.....	22
Tabela 4 - Estrutura Tarifária por Grupo/Subgrupo	23
Tabela 5 - Mudança nos limites inferiores de demanda para ingresso no ACL segundo a CP33.....	25
Tabela 6 – Valores da TE para subgrupo A4 (RGE)	26
Tabela 7 - Valores da TUSD para subgrupo A4 (RGE).....	27
Tabela 8 - Valores TUSD Incentivada 50%.....	29
Tabela 9 - Resultados do Teste de Aderência	40
Tabela 10 – Distribuições de probabilidade associadas aos parâmetros do consumidor.....	44
Tabela 11 - Valores dos contratos no ACL.....	46
Tabela 12 - Valores da CIP	47
Tabela 13 - Identificação dos cenários.....	48
Tabela 14 Variáveis em cada cenário	49
Tabela 15 - Valores de Base para Contratos no ACL	49
Tabela 16 – Resultados	56

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ACV	Agente Comercializador Varejista
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CP33	Consulta Pública nº 33
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
<i>fdae</i>	Função de Densidade Acumulada Empírica
GEV	Valor Extremo Generalizado
NLogL	<i>Negative Logarithmic Likelihood</i>
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
TE	Taxa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

BC	Relação Benefício/Custo
B_t	Fluxo de Benefícios no tempo t
C_{fp}	Consumo Fora Ponta
C_M	Consumo Medido
C_{MFP}	Consumo Medido Fora Ponta
C_{MP}	Consumo Medido na Ponta
C_p	Consumo na Ponta
C_t	Fluxo de Custos no tempo t
C_{Total}	Custo total da Energia
$Custo_{contrato}$	Parcela do Custo da Energia relativa ao contrato no ACL
$Custo_{TE}$	Parcela do Custo da Energia relativa à TE
$Custo_{TUSD}$	Parcela do Custo da Energia relativa à TUSD
$Custo_{TUSD livre}$	Parcela do Custo da Energia relativa à TUSD no ACL
$D_{Contratada}$	Demanda Contratada
$D_{Contratada FP}$	Demanda Contratada Fora Ponta
$D_{Contratada P}$	Demanda Contratada na Ponta
D_M	Demanda Medida
D_{MFP}	Demanda Medida Fora Ponta
D_{MP}	Demanda Medida na Ponta
F_t	Fluxo de caixa no tempo t
i	Taxa de desconto
I	Inflação
$Invest$	Valor do investimento necessário para migração
J	Juros de investimento de risco zero
$P_{consumo}$	Parcela do preço da energia relativa ao consumo
$P_{demanda}$	Parcela do preço da energia relativa à demanda
$P_{ultrapassagem}$	Parcela do preço da energia relativa à ultrapassagem da demanda
R	Taxa Mínima de Atratividade
t_f	Final do período estudado
T_C	Tarifa do Consumo

T_{CFP}	Tarifa do Consumo Fora Ponta
T_{CP}	Tarifa do Consumo na Ponta
T_D	Tarifa da Demanda
T_{DFP}	Tarifa da Demanda Fora Ponta
T_{DP}	Tarifa da Demanda Contratada na Ponta
T_U	Tarifa de Ultrapassagem da Demanda
T_{UFP}	Tarifa de Ultrapassagem de Demanda Fora Ponta
T_{UP}	Tarifa da Ultrapassagem de Demanda na Ponta
TE_{fp}	Tarifa de Energia Fora Ponta
TE_p	Tarifa de Energia na Ponta
$TUSD_D$	Valor da TUSD para Demanda
$TUSD_{fp}$	Valor de TUSD para Consumo Fora Ponta
$TUSD_p$	Valor da TUSD para Consumo na Ponta
$TUSD_{UD}$	Valor da TUSD para Ultrapassagem de Demanda
μ	Localção de uma Distribuição de Probabilidade
ξ	Forma de uma Distribuição de Probabilidade
σ	Escala da Distribuição de Probabilidade

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. MOTIVAÇÃO.....	15
1.2. OBJETIVOS	18
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	20
2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	20
2.2. O CUSTO DA ENERGIA NO ACR	26
2.3. O CUSTO DA ENERGIA NO ACL.....	28
3. FERRAMENTAS DE ANÁLISE FINANCEIRA	31
3.1. MEDIDAS DE MÉRITO TRADICIONAIS.....	31
3.2. ABORDAGEM DETERMINÍSTICA VS. PROBABILÍSTICA.....	33
3.2.1. Abordagem Determinística.....	33
3.2.2. Abordagem Probabilística.....	34
4. METODOLOGIA PROPOSTA	36
5. ESTUDO DE CENÁRIOS	39
5.1. INTRODUÇÃO	39
5.2. PARÂMETROS PARA SIMULAÇÃO.....	39
5.2.1. Apresentação das Variáveis de Entrada	39
5.2.2. Análise dos dados do consumidor.....	40
5.2.3. Método de geração das variáveis de entrada	44
5.2.4. Cálculo do VPL.....	47
5.3. CENÁRIOS.....	47
5.4. RESULTADOS	50
5.4.1. Primeira análise.....	50
5.4.2. Consolidação dos resultados	54

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	57
6.1. CONCLUSÕES	57
6.2. CONTRIBUIÇÕES.....	58
6.3. TRABALHOS FUTUROS.....	58
REFERÊNCIAS.....	61
APÊNDICE A – ANÁLISE DOS CENÁRIOS 3 a 8	63

1. INTRODUÇÃO

1.1. MOTIVAÇÃO

No Brasil, a energia elétrica é vendida aos consumidores, basicamente, de duas formas: o cliente pode comprar no ambiente de contratação regulada (ACR), o chamado Mercado Cativo, pagando uma tarifa regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), também chamado de Mercado Livre, onde poderá comprar a energia do fornecedor que julgue mais conveniente, pagando o preço definido por contrato bilateral, baseado no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado em função do mercado e das usinas utilizadas para geração. No período atual, apenas consumidores com demanda superior ou igual ao valor de 3000 kW tem permissão para ingressar plenamente no ACL. Há ainda a categoria de consumidor especial, com demanda superior ou igual a 500 kW e inferior 3000 kW, que podem comprar no ACL, mas apenas de pequenas centrais hidroelétricas ou fontes alternativas.

Esta abertura do mercado de energia iniciou-se em 1995, quando foi criado o Mercado Livre brasileiro, com a figura do consumidor livre. O processo envolveu a divisão do setor elétrico em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. A geração, ao contrário dos outros segmentos, deixou de ser um monopólio estatal, para atrair investidores, já com a ideia de implementar o ACL (CCEE, 2017a). O advento deste novo ambiente de negociação requereu a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde se registram, como agente, os geradores, consumidores e distribuidores, a fim de realizar os devidos contratos de compra e venda de energia, tal como uma bolsa de valores funciona para as ações do mercado financeiro.

Segundo a CCEE existem três tipos de agentes: geradores, distribuidores e comercializadores. Os agentes geradores são os Concessionários de Serviço Público de Geração, Produtores Independentes de Energia Elétrica e os Autoprodutores. Os agentes distribuidores são as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que apenas repassam a energia elétrica “alugando” suas instalações. Este serviço é público, portanto é cobrada uma tarifa pelo uso das linhas, regulada pela ANEEL, assim como as condições da qualidade da energia a ser repassada para os consumidores (CCEE, 2017b).

Fazem parte dos agentes comercializadores: os consumidores (livres e especiais) e os importadores, exportadores e comercializadores de energia elétrica. Os comercializadores são empresas que compram energia no ambiente livre, podendo revendê-la a outros agentes comercializadores também no ambiente livre. É possível também para este agente vender para distribuidoras, mas apenas por meio dos leilões feitos em ambiente regulado.

Em 2015, a ANEEL cria a regulamentação da figura do Agente Comercializador Varejista (ACV), para facilitar o processo de inserção de pequenos consumidores no ACL. Este novo agente fará a compra de energia em grande quantidade, e revenderá para pequenos consumidores por sua conta e risco. Atualmente há poucas empresas atuando como ACV, mas a iminente mudança na regulação do mercado de energia pode mudar este cenário.

A Consulta Pública nº 33 (CP33) faz referência à Nota Técnica nº5/2017/AREG/SE, que propõe diversas mudanças no setor elétrico. Entre estas mudanças, a redução do limite inferior da demanda contratada para a possibilidade de migração plena de um consumidor cativo para o mercado livre, que significa a garantia, ao consumidor, de livre escolha de fornecedor de energia elétrica. Atualmente este limite é de 3000 kW, mas segundo a proposta, este limite será reduzido gradativamente até o ano de 2028, onde passará a ser de 75 kW. Isso significa a possibilidade de uma adesão massiva de pequenos consumidores, que poderão comprar energia proveniente de qualquer fonte, e não apenas incentivada. Além disso, também estabelece para consumidores com demanda inferior a 1000 kW, será obrigatória a representação perante o CCEE através de um ACV. Ao contrário dos outros consumidores livres, estes sendo agentes comercializadores, aqueles não o serão, apenas sendo representados pelo ACV (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIAS, 2016).

A abertura do mercado, porém, deve ser feita com muita cautela, pois o sucesso do novo modelo dependerá de diversos fatores, como, por exemplo: do quão vantajoso será a migração para as empresas; da capacidade de manutenção e expansão do sistema; da estabilidade econômica do país. Tanto individualmente para cada empresa, quanto coletivamente para o funcionamento do próprio sistema, é importante preparar a estrutura do país

para esta abertura. A chegada dos pequenos consumidores (entre 75kW e 3000kW) traz o questionamento quanto à viabilidade econômica da migração para este novo mercado que se forma.

Sob uma perspectiva matemática determinística, a migração traz benefícios financeiros para pequenas empresas, com perfil próximo ao limite mínimo de demanda de 500 kW (DAL RI, 2016), e principalmente para empresas de maior porte, seguindo a metodologia proposta por Scarabelot (2009). Aguiar (2008) mostra que há diferença na viabilidade do investimento conforme a curva de carga do consumidor, havendo vantagens para aqueles que necessitam de flexibilidade na contratação de energia. Sendo a análise determinística insuficiente para analisar o risco na tomada de decisão, Dias (2018) propõe o uso da análise probabilística da migração para o ACL, concluindo a inviabilidade econômica na maioria dos cenários, associada ao alto risco envolvido na migração. Os trabalhos até então desenvolvidos não verificam estatisticamente a validade das distribuições de probabilidade utilizadas na modelagem matemática do problema, o que é feito no presente trabalho.

O foco do presente trabalho é a análise do pequeno consumidor, analisando a viabilidade econômica da migração para o ACL a partir do ACR, considerando o investimento inicial, a inflação e o retorno projetados. É analisado o caso de uma empresa específica, cujo nome é ocultado por razões de confidencialidade, que disponibilizou informações sobre suas faturas de energia elétrica. Com base nestes dados é projetado o seu consumo nos próximos meses por meio de uma abordagem probabilística, e assim são calculados valores de mérito de uma hipotética migração para o ACL, a fim de analisar a viabilidade e o risco envolvido neste investimento. Este trabalho desenvolve-se em complemento ao trabalho de Bruno Fensterseifer Dias “Metodologia para análise entre a permanência do consumidor no mercado regulado e a migração para o mercado livre com auxílio de comercializador varejista”, aperfeiçoando o cálculo tributário, considerando todos os impostos, taxas e encargos envolvidos; utilizando o cálculo do desconto da TUSD de forma atualizada; modelando matematicamente as variáveis de entrada com distribuições estatisticamente mais próximas dos dados históricos; comparando cenários de migração imediata, conforme condições atuais, com cenários de

migração futura, após flexibilização das condições impostas pela regulamentação; apresentando uma comparação da possibilidade de risco de prejuízo conforme a distribuição empírica observada nos resultados. Com base no aqui exposto, o objetivo do presente trabalho é descrito a seguir.

1.2. OBJETIVOS

Solidificar a base matemática da análise probabilística da viabilidade econômica da migração, através de testes estatísticos dos conjuntos de dados analisados e das distribuições escolhidas; utilizar método de cálculo do custo da energia mais próximo da realidade prevista pela norma e pelo funcionamento do mercado; elaborar cenários desfavoráveis e a partir deles analisar a viabilidade e o risco de migração, incluindo cenários de migração futura que considerem as mudanças propostas pela CP33.

Para atingir os objetivos, o trabalho é estruturado como segue.

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo este introdutório, e um apêndice.

No Capítulo 2 é discutido o mercado de energia elétrica Brasileiro, com considerações gerais sobre seu funcionamento, e descrição sobre o cálculo do custo da energia no ACL e no ACR. Também são discutidas em maiores detalhes algumas mudanças proposta pela CP33, bem como o papel do ACV.

No Capítulo 3 são apresentadas as ferramentas de análise financeira utilizadas, explorando métodos de tomada de decisão, medidas de mérito como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR). Também é apresentada a justificativa da escolha de uma abordagem probabilística em contraponto ao uso da abordagem determinística.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta para este estudo. É discutida em detalhe cada variável de entrada, e o tratamento estatístico dos dados da empresa. São expostos os cenários elaborados e suas características.

O Capítulo 5 apresenta os parâmetros necessários à simulação, descreve as variáveis de entrada, caracteriza os cenários e apresenta seus resultados. Apresenta a análise temporal e comparação de custos dos

resultados dos Cenários 1 e 2. Esta análise para os demais cenários é mostrada em Apêndice. Ao final os resultados dos oito cenários são comparados quantitativa e qualitativamente.

O Capítulo 6 conclui o trabalho, retomando os pontos principais dos resultados. Também expõe as melhorias a serem realizadas em possíveis trabalhos futuros.

2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são divididos em classes e subclasses, para fim de distinção quanto à tributação, pois cada tipo de consumidor possui sua respectiva tarifa associada. Esta classificação está definida no documento Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010 (ANEEL, 2010). As classes são divididas em Residencial, Industrial, Comercial, Rural e Poder Público.

Quanto ao nível de tensão utilizada, os consumidores são divididos nos grupos A (alta tensão) e B (baixa tensão). No grupo A estão as unidades com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, as restantes se encontram no grupo B. A Tabela 1 apresenta os subgrupos do grupo A (GUEDES, 2011).

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo A

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	Igual ou superior a 230kV
A2	Entre 88kV e 230kV
A3	69kV
A3a	Entre 30kV e 44kV
A4	Entre 2,3kV e 25kV
AS	Inferior a 2,3kV por sistema subterrâneo de distribuição

Fonte: Guedes (2011)

A divisão entre os consumidores de alta tensão é feita conforme o nível de tensão utilizado. Já para o grupo de baixa tensão, a subdivisão é feita conforme a atividade destino da energia, como mostra a Tabela 2 - Subgrupos do Grupo B

Tabela 2 - Subgrupos do Grupo B

Subgrupo	Uso da energia
B1	Residencial e Residencial Baixa Renda
B2	Rural e Cooperativa de eletrificação rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Guedes (2011)

Os consumidores industriais não encontram subclasses quanto ao destino da energia, apenas com relação ao nível de tensão utilizado, do ponto de vista tarifário. Assim, podem se enquadrar tanto no grupo A quanto no grupo B. Os consumidores comerciais e industriais de baixa de tensão são classificados no subgrupo B3.

O conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia e/ou demanda de potência ativa de acordo com a modalidade de fornecimento é chamado de estrutura tarifária. Tem-se, no Brasil, para alta tensão (grupo A) três tipos de estrutura tarifária: Estrutura Tarifária Convencional, Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde e Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul. Nestas estruturas há três parcelas compondo a tarifa: a parcela do consumo, a parcela da demanda e a parcela de ultrapassagem da demanda. A Tabela 3 compara o cálculo das três estruturas supracitadas.

Tabela 3 - Estruturas Tarifárias e modo de calcular

Estrutura Tarifária	Parcelas
Convencional	$P_{consumo} = C_M \times T_C$
	$P_{demanda} = D_{Contratada} \times T_D$
	$P_{ultrapassagem} = T_U(D_M - D_{Contratada})$
Horo-Sazonal Verde	$P_{consumo} = C_{MP} \times T_{CP} + C_{MFP} \times T_{CFP}$
	$P_{demanda} = D_{Contratada} \times T_D$
	$P_{ultrapassagem} = T_U(D_M - D_{Contratada})$
Horo-Sazonal Azul	$P_{consumo} = C_{MP} \times T_{CP} + C_{MFP} \times T_{CFP}$
	$P_{demanda} = D_{Contratada P} \times T_{DP} + D_{Contratada FP} \times T_{DFP}$
	$P_{ultrapassagem} = T_{UP}(D_{MP} - D_{Contratada P}) + T_{UFP}(D_{MFP} - D_{Contratada FP})$

Fonte: Guedes (2011)

Onde $P_{consumo}$ representa a parcela do consumo, $P_{demanda}$ a parcela da demanda $P_{ultrapassagem}$ a parcela da ultrapassagem de demanda, os índices C , D e T indicam respectivamente Consumo, Demanda e Tarifa, os subíndices M , C , D , U , P e FP significam respectivamente Medido(a), Consumo, Demanda, Ultrapassagem, Horário de Ponta e Fora de horário de Ponta. O valor cobrado pela concessionária é a soma das parcelas $P_{consumo}$, $P_{demanda}$ e $P_{ultrapassagem}$. A Tabela 4 relaciona os grupos e subgrupos às suas respectivas Estruturas Tarifárias.

Tabela 4 - Estrutura Tarifária por Grupo/Subgrupo

Estrutura Tarifária	Grupos/Subgrupos
Convencional	B, A3a, A4 e AS ¹
Horo-Sazonal Verde	A3a, A4 e AS
Horo-Sazonal Azul	Obrigatório para A1, A2 e A3
	Opcional para A3a, A4 e AS

Fonte: Guedes (2011)

A Tarifa de Energia (TE) varia de acordo com a região e o nível de tensão do consumidor. O consumidor estudado neste trabalho possui uma demanda média medida entre dezembro de 2015 e março de 2018 de 341,09 kW, registrando mais de três faturas consecutivas acima de 300 kW, sendo assim não pode ser tarifada pela estrutura convencional. Como possui tensão de entrada de 2,3 kV, pode ser enquadrada na estrutura tarifária verde pelo subgrupo A4.

O valor pago pela energia no ACR compreende além da TE a Tarifa de Utilização de Sistema de Distribuição (TUSD) e Transmissão (TUST), neste trabalho o valor da TUST está embutido no valor da TUSD no caso do consumidor estudado. Compreende também os impostos que sobre ele incidem, e segue um valor diferente conforme as condições de geração, sinalizados pelas chamadas Bandeiras Tarifárias. O cálculo utilizado para a geração deste valor é explicitado na Seção 2.2.

A migração para o ACL permite ao consumidor escolher pelo pagamento de um valor estabelecido por contrato (que pode ser fixo ou variável com o tempo) para o consumo do mês, substituindo a TE. Este contrato deve ser feito entre dois agentes da CCEE, sendo um deles o gerador e o outro comercializador (seja este último o próprio consumidor ou o varejista que o represente). Além do preço do contrato, há os tributos e encargos, que devem

¹ Segundo Guedes (2011) aos subgrupos A3a, A4 e AS permitido utilizar ETC quando “a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW”.

ser contabilizados. O cálculo utilizado para a geração do valor do custo da energia no ACL é explicitado na Seção 2.3.

Tornar-se um agente da CCEE é uma tarefa trabalhosa em termos burocráticos, e nem todo pequeno consumidor possui esta capacidade. Fora isso, a adequação do sistema de medição possui um custo de aproximadamente R\$ 30.000,00, conforme o artigo “Novo regulamento diminui custos da migração de consumidores especiais para o ACL”. A fim de expandir o acesso ao ACL, e ao mesmo tempo de evitar um “inchaço” na CCEE, foi criada a possibilidade de comprar energia através de um representante na Câmara, sem a necessidade de tornar-se um agente. A este representante dá-se o nome de Agente Comercializador Varejista (ACV). Com a progressiva abertura do mercado de energia, o ACV terá um papel cada vez mais substancial, visto que para consumidores de demanda contratada inferior a 1000 kW será obrigatória a representação através do mesmo perante a CCEE. O ACV será responsável por realizar os contratos de compra e venda de energia, atuando como agente no lugar do consumidor. Todo pequeno consumidor utilizará seus serviços, e eventualmente com a abertura do mercado de energia para consumidores residenciais, estes também estarão sob a responsabilidade do ACV.

Atualmente, para tornar-se um consumidor plenamente livre é necessário possuir uma demanda contratada igual ou superior a 3000 kW. Consumidores com demanda superior a 500 kW e inferior a 3000 kW podem participar do ACL com restrições, podendo comprar energia apenas de pequenas centrais hidroelétricas e fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar), tornando-se o que chamado Consumidor Especial. O processo de abertura está ocorrendo, atualmente, através da Consulta Pública N°33 (CP33), que redefine os limites inferiores de demanda contratada ao longo da próxima década, de acordo com a Tabela 5 (BRASIL Ministério de Minas e Energias, 2016).

Não há menção a qualquer mudança nos limites de demanda contratada para os Consumidores Especiais na CP33, mas espera-se que com o prosseguimento da discussão acerca das mudanças propostas pelo documento haja uma pressão por parte da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) para que estes limites também sejam

flexibilizados com o passar dos anos, na mesma proporção dos limites para o consumidor livre. Isto posto, percebe-se a importância de se considerar este cenário como uma possibilidade mesmo para consumidores com demanda contratada inferior aos limites atuais.

Tabela 5 - Mudança nos limites inferiores de demanda para ingresso no ACL segundo a CP33

Ano	Limite mínimo de demanda para ingresso no mercado livre de energia (em kW)	Obrigatoriedade de representação por ACV*
2017	3000	Não
2020	2000	Não
2021	1000	Não
2022	500	Sim, para consumidores com demanda inferior a 1000kW
2024	400	Sim, para consumidores com demanda inferior a 1000kW
2028	75	Sim, para consumidores com demanda inferior a 1000kW

*Vale a partir de 1º de Janeiro de 2018

Fonte: BRASIL Ministério de Minas e Energias (2016)

A mudança de regulamentação proposta pela CP33 criará um novo nicho de mercado para o ACV, tornando assim muito importante o estudo detalhado da situação do pequeno consumidor perante o ACL. Tendo em vista esta necessidade, este trabalho propõe-se a aprofundar o estudo acerca de uma metodologia que permite avaliar as condições apresentadas ao pequeno consumidor, no caso concreto de uma empresa em particular, para que se possa no futuro adequar-se a diversos perfis de consumidores, e auxiliar na

tomada de decisão quanto ao investimento na migração para o ACL a partir do ACR.

2.2. O CUSTO DA ENERGIA NO ACR

O custo da energia elétrica no ACR, que pode ser verificado na fatura de energia elétrica, é composto pela TE, TUSD e pelos impostos. Esta seção trata do cálculo utilizado para cada um destes valores, segundo a RGE (região Sul), para o subgrupo B3.

A TE possui valores distintos para o consumo em horário de ponta e para o mesmo fora do horário de ponta, e também varia conforme a bandeira tarifária aplicada, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6 – Valores da TE para subgrupo A4 (RGE)

		TE	
Horário de Ponta	Bandeira Verde	R\$ 350,07	/ kWh
	Bandeira Amarela	R\$ 350,07 + 10	/ kWh
	Bandeira Vermelha II	R\$ 350,07 + 30	/ kWh
Horário Fora Ponta	Bandeira Verde	R\$ 222,87	/ kWh
	Bandeira Amarela	R\$ 222,87 + 10	/ kWh
	Bandeira Vermelha II	R\$ 222,87 + 30	/ kWh

Fonte: CPFL Energia (2018)

A Parcela correspondente à TE ($Custo_{TE}$) pode ser calculada conforme a Equação (1).

$$Custo_{TE} = C_p * TE_p + C_{fp} * TE_{fp} \quad (1)$$

Sendo C_p e C_{fp} o valor medido do Consumo em horário de Ponta e Fora Ponta, e TE_p e TE_{fp} o valor da tarifa de energia para horário de Ponta e Fora Ponta, que a cada mês é determinado pela bandeira conforme previsto.

À TE se soma a TUSD, que possui componentes relativas ao consumo no horário de ponta, fora do horário de ponta, à demanda contratada e à ultrapassagem de demanda. Caso não haja ultrapassagem de demanda, a parcela de custo TUSD é calculada conforme Equação (2).

$$Custo_{TUSD} = C_p * TUSD_p + C_{fp} * TUSD_{fp} + D_{Contratada} * TUSD_D \quad (2)$$

Sendo $TUSD_p$ e $TUSD_{fp}$ a TUSD para consumo em horário de Ponta e Fora Ponta, $TUSD_D$ para demanda e $D_{Contratada}$ a demanda contratada. Caso a demanda medida exceda o valor contratado em menos de 5%, segue-se a Equação (3), com D_M sendo o valor medido de demanda no mês.

$$Custo_{TUSD} = C_p * TUSD_p + C_{fp} * TUSD_{fp} + D_M * TUSD_D \quad (3)$$

No caso de ultrapassagem superior a 5%, o cálculo segue a Equação (4), sendo $TUSD_{UD}$ o valor da TUSD para o valor ultrapassado da demanda, que é, concretamente, o dobro de $TUSD_D$.

$$Custo_{TUSD} = C_p * TUSD_p + C_{fp} * TUSD_{fp} + D_M * TUSD_D + (D_m - D_{contr}) * TUSD_{UD} \quad (4)$$

Os valores da TUSD para o caso em questão são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7 - Valores da TUSD para subgrupo A4 (RGE)

TUSD	Valor
$TUSD_{fp}$	R\$ 38,64 /MWh
$TUSD_p$	R\$ 846,05 /MWh
$TUSD_D$	R\$ 11,54 /MW
$TUSD_{UD}$	R\$ 23,08 /MW

Fonte: CPFL Energia (2018)

Sobre a tarifa cobrada pela concessionária incidem os tributos federais Programas de Integração Sociais (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) cujas alíquotas valem proporcionalmente 1,65% e 7,6% não cumulativas. Como este imposto é cobrado posteriormente ao consumidor do produto final, para evitar transações desnecessárias delega-se diretamente o pagamento ao último a ser cobrado, creditando este valor do imposto pago pelos envolvidos em etapas anteriores à venda final. No caso, após o desconto, ele terá o valor estipulado para análise de 4,75%. Há também a incidência e do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), tributo estadual que varia conforme o estado, 30% para o caso em questão no Rio Grande do Sul (RGE, 2018). Ao fim, soma-se a Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CIP). Os tributos devem ser considerados conforme a Equação (5).

$$Valor\ total = \frac{Custo_{TE} + Custo_{TUSD}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} + CIP \quad (5)$$

2.3. O CUSTO DA ENERGIA NO ACL

O valor pago pelo consumo, no ACL, é estabelecido por contrato bilateral, entre o consumidor e o agente gerador (ou, em alguns casos, o agente comercializador). Estes contratos costumam definir um preço por ano, e cada valor já definido é atualizado conforme a inflação. Neste trabalho, por simplificação, é utilizado apenas um preço para todo o período de contrato. O valor pago ($Custo_{contrato}$) consiste, então, o produto do consumo total pelo preço estabelecido para o kWh, segundo a Equação (6), com e C_{Total} sendo o consumo total da empresa.

$$Custo_{contrato} = C_{Total} * Preço\ do\ contrato \quad (6)$$

A este valor se soma a TUSD, calculada conforme as Equações de (2) a (4). No caso do ACR, há certos encargos relativos à manutenção do sistema de energia elétrica que estão embutidos na TE, e que são cobrados

separadamente pela CCEE, são eles: Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER), que, segundo o profissional consultado cujo nome não é revelado por motivos de privacidade, é aproximado para fins de cálculo para R\$ 4,00/MWh. Logo, para a aquisição de energia convencional no mercado livre, a TUSD com encargos é calculada conforme a Equação (7), com os encargos sendo representados por ESS/EER .

$$Custo_{TUSD\ livre+ESS/EER} = Custo_{TUSD} + C_{Total} * ESS/EER \quad (7)$$

TUSD para Consumidores Especiais

No ACL há a possibilidade de ingressar na condição de Consumidor Especial, onde é permitido apenas comprar energia de fontes alternativas, que apesar de, em geral, possuírem um valor de contrato mais caro que a energia convencional, possui descontos aplicados à TUSD, e é chamada de energia incentivada 50%. Algumas componentes da TUSD não sofrem alteração, pois são vinculados a encargos e perdas. O cálculo permanece o mesmo, mas algumas tarifas tem o valor reduzido conforme mostra a Tabela 8.

Tabela 8 - Valores TUSD Incentivada 50%

Valor - Convencional	Valor – Incentivada 50%
$TUSD_{fp}$	$TUSD_{fp}$
$TUSD_p$	$(TUSD_p - TUSD_{fp}) * 0,5 + TUSD_{fp}$
$TUSD_D$	$TUSD_D * 0,5$
$TUSD_{UD}$	$TUSD_{UD}$

Fonte: CPFL Energia

O cálculo dos impostos é semelhante ao realizado para o ACR, com a diferença de que o PIS/COFINS não é reduzido para o valor pago no contrato de energia, logo segue o valor de 9,25%, resultando na componente mostrada na Equação (8).

$$Valor\ contrato = \frac{Custo_{contrato}}{1 - (PIS/COFINS_{9,25\%} + ICMS)} \quad (8)$$

Caso o consumo medido ultrapasse o limite definido pelo contrato, considera-se neste trabalho que o preço pago é o valor do PLD. Assim, sobre o restante dos valores incidirá o imposto da mesma forma que no ACR, como mostra a Equação (9), com *Valor excedente* sendo o valor pago pelo excesso ao limite previsto por contrato (com o kWh custando o valor do PLD).

$$Valor\ restante = \frac{TUSD}{1 - (PIS/COFINS_{4,75\%} + ICMS)} + Valor\ excedente \quad (9)$$

Assim, o cálculo do valor total pago para o ACL torna-se o explicitado na Equação (10).

$$Valor\ total = Valor\ contrato + Valor\ restante + CIP \quad (10)$$

Exposta a maneira de calcular o custo da energia em cada ambiente de contratação, o próximo passo é analisar as ferramentas de análise financeira e tomada de decisão, pois assim será possível determinar a diferença entre os custos e com base nisso calcular a viabilidade e o risco associados à migração. As ferramentas necessárias para este cálculo serão tratadas nas próximas seções.

3. FERRAMENTAS DE ANÁLISE FINANCEIRA

Para a tomada de decisão no ato de optar ou não por um investimento, no caso a migração para o ACL, há que se escolher um método que seja o mais quantitativo possível, ou seja, que dependa o mínimo da subjetividade ou da percepção do decisor. Escolhe-se uma Medida de Mérito, que é um valor que indica relativa ou absolutamente as vantagens ou desvantagens do investimento sob o aspecto financeiro. As principais medidas de mérito são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Período de Recuperação do Investimento e a relação Benefício/Custo. Os conceitos apresentados nesta seção estão presentes no livro “Risco e Decisão em Investimento Produtivo” (MARCHETTI, 1995).

3.1. MEDIDAS DE MÉRITO TRADICIONAIS

Ao avaliar o retorno de um investimento, soma-se o fluxo de caixa ao longo do período a analisar, ou seja, calcula-se o montante que entrou no caixa da empresa menos o montante que saiu do caixa, relativo ao empreendimento realizado. No caso da migração para o ACL suponha-se, apenas para ilustrar, que há um investimento inicial de R\$ 20.000,00, mas que tenha como consequência uma economia fixa de R\$ 3.000,00 mensais na fatura de energia da empresa. Ao longo de dois anos, tem-se uma economia de R\$ 72.000,00 para um investimento de R\$ 20.000,00, resultando em um retorno de R\$ 52.000,00. Mas há que se considerar que o valor do dinheiro ao longo do tempo é afetado pela inflação, e é para isso que serve o cálculo do VPL, que traz o valor do fluxo de caixa de cada mês futuro para o presente, a fim de verificar pelos valores de hoje qual o verdadeiro retorno do investimento. O cálculo do VPL é realizado conforme a Equação (11).

$$VPL = \sum_{t=0}^{t_f} \frac{F_t}{(1+i)^t}, \quad t = 0,1,2 \dots \quad (11)$$

Onde t_f é o limite do período em questão (neste exemplo dois anos, ou 24 meses), t indica em qual momento do período estamos (neste exemplo é número do mês a partir do mês zero), F_t é o fluxo de caixa no momento t e i é chamado de taxa de desconto, que é basicamente a taxa que descreve o quanto desvalorizará o dinheiro com o tempo. Neste exemplo, a taxa de desconto poderia ser aproximada para a taxa de inflação ao mês. Com isso, se houver inflação alta, o investimento pode provocar prejuízo. O VPL deve ser calculado de forma que se seu valor for superior a zero, o investimento é indicado, e se for igual ou inferior a zero, do ponto de vista financeiro, o investimento seja rejeitado. Logo, a taxa de desconto deve ser calculada da forma mais detalhada possível, por exemplo: se para realizar o investimento foi realizado um empréstimo a juros J , sabendo que a inflação possui valor I e que um investimento de risco zero teria um rendimento R (chamado Taxa Mínima de Atratividade), teremos i calculado pela Equação (12):

$$i = I + J + R \quad (12)$$

Assim sendo, se o valor do VPL calculado for superior a zero, significa que o investimento é indicado, pois cobre a desvalorização do dinheiro relativa a inflação, cobre o pagamento do juros do empréstimo e ainda possui rendimento mais atrativo do que uma aplicação de risco zero. A esta taxa também é dado o nome “custo de capital”. No cálculo do fluxo de caixa também devem ser considerados todos os detalhes, como custos contratuais, custos fixos, etc.

Outra Medida de Mérito tradicional é a Taxa Interna de Retorno (TIR), que é o valor da taxa i para o qual o VPL é igual a zero. Se a TIR de um investimento for maior que o custo de capital, ele deve ser aceito, um custo de capital menor do que a TIR implica em um VPL maior do que zero.

O Período de Recuperação do Investimento é o valor de n para o qual a Equação (13) é satisfeita.

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = 0, \quad t = 0,1,2 \dots \quad (13)$$

Por fim, a Relação Benefício/Custo (BC) é calculada pela razão entre o valor presente do fluxo de benefícios (B_t) e o valor presente do fluxo de custos (C_t), como mostra a Equação (5).

$$BC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}, \quad t = 0,1,2 \dots \quad (14)$$

Entre as Medidas de Mérito apresentadas, destaca-se o VPL por retornar um valor absoluto, dando ideia não só da viabilidade relativa do investimento. Tanto a TIR quanto a BC retornam uma porcentagem, ou uma razão, e o Período de Recuperação é considerado mais como um limite a ser respeitado do que como uma medida a ser maximizada, sendo mais relevante em casos que envolvam progresso tecnológico acelerado, em que produtos se tornam obsoletos com facilidade. Pelas questões mencionadas, escolhe-se então a implementação do VPL como “Medida de Mérito mais aceitável para decisão em investimentos, que melhor descreve o percentual de lucros de um investimento e mais consistente em considerar a maximização dos lucros para a tomada de decisão” (MARCHETTI, 1995, pg 16).

3.2. ABORDAGEM DETERMINÍSTICA VS. PROBABILÍSTICA

Na literatura, encontram-se basicamente duas formas de se calcular a Medida de Mérito escolhida: a abordagem determinística e a probabilística. Esta seção é destinada a descrever a diferença entre as duas abordagens e justificar a escolha da abordagem probabilística utilizada no projeto.

3.2.1. Abordagem Determinística

Na abordagem determinística cria-se um modelo matemático para obter a medida de mérito em função de suas variáveis de entrada, e assume-se que estas variáveis possuem um valor definido e certo. Ou seja, esta abordagem exclui, a priori, a influência das incertezas quanto ao valor das variáveis no futuro, obtendo um resultado aparentemente preciso, mas que não indica a probabilidade de seu acontecimento. Algumas variações deste método tentam incorporar a incerteza, criando diferentes cenários ou estabelecendo critérios

mais exigentes, mas ainda assim dependem de análise muito subjetiva e do *feeling* do tomador da decisão (MARCHETTI, 1995). Os principais problemas quanto à análise quantitativa são, segundo Marchetti (1995, p. 21):

- 1) os julgamentos são aplicados, geralmente, às conclusões da análise, e não às premissas básicas. Consequentemente, o decisor terá que levar em conta a incerteza sobre o empreendimento global, por não ter como analisar as fontes individuais da incerteza;
- 2) não produz um indicado de variabilidade global de uma medida de valor, mas inúmeras medidas não relacionadas;
- 3) os métodos concluem em estimativa qualitativa (*feeling*) e não em avaliação quantitativa do risco;
- 4) não conclui um indicador consistente de análise, variando de investimento para investimento, ou de indivíduo para indivíduo;
- 5) não leva em conta a dependência entre variáveis.

3.2.2. Abordagem Probabilística

Esta abordagem consiste em aproveitar o modelo matemático desenvolvido para o cálculo da medida de mérito, mas considera as variáveis de entrada como aleatórias, geradas segundo uma distribuição de probabilidades que as caracterize, e tem como resposta o chamado perfil de risco. O método funciona da seguinte forma:

Primeiro constrói-se o modelo de análise, da mesma forma utilizada no modelo determinístico. Escolhe-se a Medida de Mérito e definição de seu cálculo em função das variáveis. Em seguida observa-se o comportamento das variáveis de entrada no passado a fim de determinar sua distribuição de probabilidade, por exemplo, se uma variável de entrada é o preço da energia elétrica pode-se assumir que ele varie de acordo com uma distribuição contínua do tipo normal com determinada média e desvio padrão, ou se for o preço de um contrato assume-se que segue uma distribuição discreta do tipo uniforme entre um valor mínimo e máximo. Para verificar a compatibilidade do modelo estatístico escolhido com os dados históricos estudados deve-se realizar algum teste de aderência. Um dos testes de aderência utilizado neste trabalho foi o teste do χ^2 , que compara a frequência de valores esperados entre determinados intervalos para uma distribuição, com a frequência de valores observados no conjunto de dados estudado. Outro teste utilizado foi o *Negative Logarithmic Likelihood* (NLogL), que também quantifica a proximidade da distribuição teórica aos dados observados. Depois de escolhidas as devidas

distribuições para cada variável, realiza-se o cálculo diversas vezes, em cada vez cada variável é gerada de forma aleatória segundo a sua distribuição. Em cada simulação retorna um valor para a medida de mérito escolhida. A geração de variáveis aleatórias utiliza funções dedicadas, encontradas no ambiente de trabalho MATLAB.

Ao fim de todas as simulações é quantificada uma distribuição de probabilidade da medida de mérito, donde se pode tirar média e desvio padrão, e calcular também a sua distribuição acumulada para o valor zero, que é considerada o perfil de risco do investimento. Assim é possível ter uma ideia quantitativa da probabilidade do investimento não dar o retorno esperado, e dependendo deste risco aceitar ou rejeitar o investimento (MARCHETTI, 1995).

Para calcular a probabilidade de uma variável aleatória Y ocorrer em um valor inferior a X , utiliza-se a função de distribuição acumulada desta variável. Neste trabalho utiliza-se o conceito de função de distribuição acumulada empírica (*fdae*), que não necessita de uma parametrização do conjunto de dados empíricos para adaptar a uma distribuição, utiliza diretamente os valores encontrados no conjunto para calcular a probabilidade de ocorrência do evento Y menor que X . Neste trabalho, considerando os resultados do VPL, pode-se calcular a probabilidade de ocorrência de prejuízo utilizando a *fdae* para VPL menor que zero.

O próximo capítulo descreve a metodologia proposta, que faz uso da abordagem probabilística para, com base nos custos da energia no ACL e no **ACR**, calcular a viabilidade e o risco do investimento na migração.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia deste trabalho consiste em utilizar o conceito de VPL com uma abordagem probabilística, considerando o investimento inicial e o custo da energia a cada mês para calcular a viabilidade e o risco associado ao investimento em cada cenário.

A primeira etapa consiste em definir as variáveis de entrada, aleatórias e as determinísticas. Essas variáveis servem para calcular o custo da energia no ACR e no ACL, e o custo do investimento, e estão divididas entre os parâmetros do consumidor, tarifas, tributos e parâmetros do mercado.

Os parâmetros do consumidor são o consumo e a demanda, a depender de sua classe divididos em Horário de Ponta e Fora Ponta. Neste trabalho somente o consumo é dividido conforme o horário. Para escolher a distribuição adequada à geração destas variáveis realizam-se testes de aderência de cada função de distribuição de probabilidade, a fim de escolher a mais próxima do conjunto de dados históricos fornecido pela empresa.

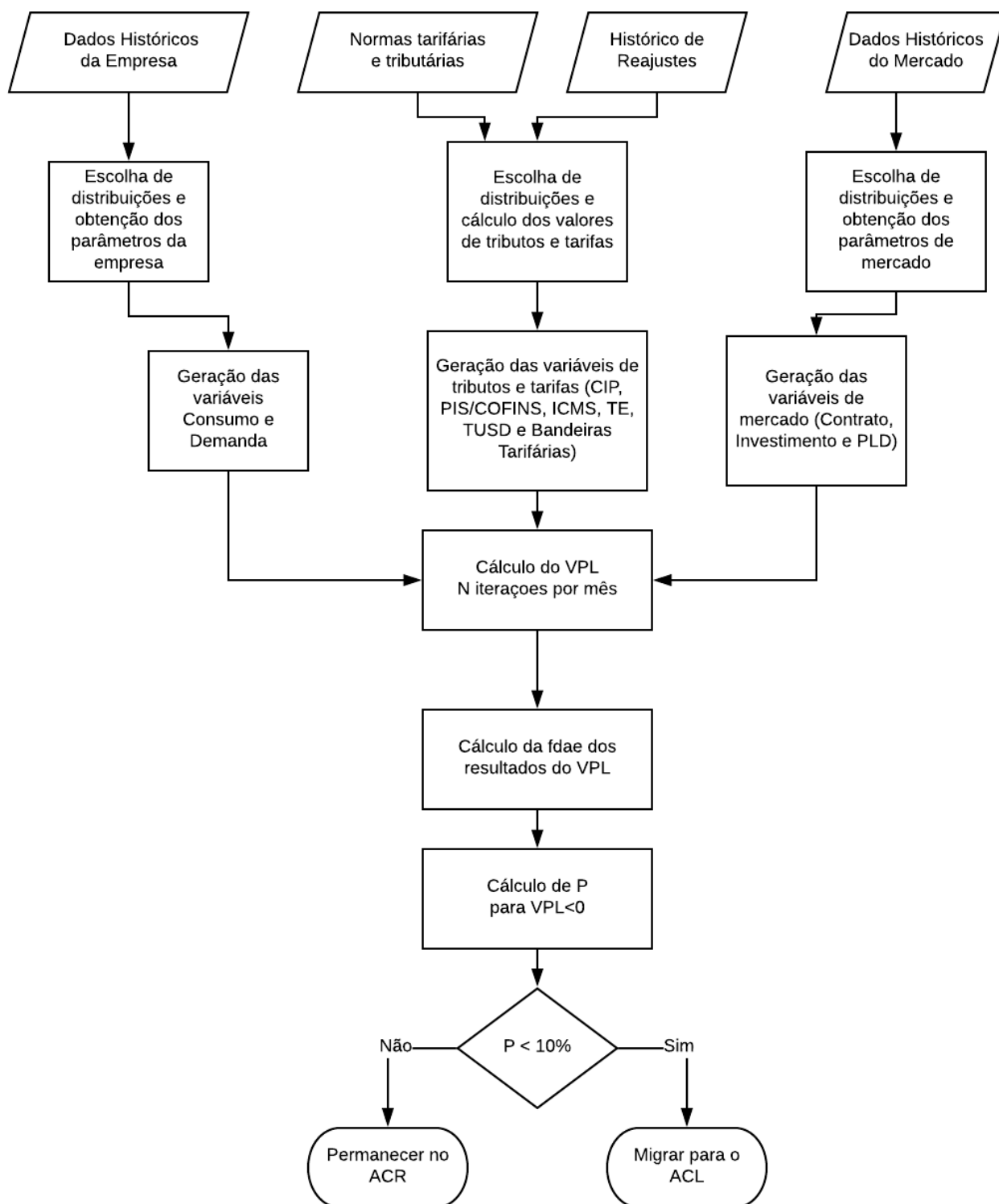
Em tarifas e tributos encontra-se a TE, a TUSD, a Bandeira Tarifária, o CIP, o ICMS e o PIS/COFINS. Cada um destes deve ser analisado conforme a regulamentação vigente para determinar a utilização de abordagem determinística ou aleatória. Neste caso são consideradas variáveis aleatórias: a TE, por conta do reajuste anual; a Bandeira Tarifária, por depender das condições climáticas e a CIP, cujo valor depende da Bandeira sinalizada, na cidade de Porto Alegre, conforme caso estudado. Também são gerados conforme os parâmetros estatísticos retirados da análise dos dados históricos.

Os parâmetros de mercado, por sua vez, são o valor do contrato de compra energia elétrica no ACL, o investimento na migração e o PLD. A exceção do PLD, calculado conforme dados históricos, estas variáveis são geradas conforme indicação de um especialista em mercado de energia elétrica, não identificado neste trabalho por motivo de confidencialidade.

Todas as variáveis são geradas N vezes para cada mês do período estudado, a fim de gerar um conjunto de dados como resultado. Em cima deste conjunto é feita análise das tendências ao longo do tempo para os cenários que se deseje estudar. Para o fim do período calcula-se, com todos os valores de VPL calculados o $fdae$, podendo comparar quantitativamente a tendência do VPL de todos os cenários.

A estrutura global da metodologia aqui proposta pode ser vista em forma de fluxograma na Figura 1, onde P significa a probabilidade do valor do VPL ser menor que zero.

Figura 1 - Estrutura global da metodologia proposta



Fonte: Autor

Apresentada a metodologia para análise de viabilidade e risco da migração para o ACL, a próxima seção introduz os cenários estudados, suas variáveis e seus resultados.

5. ESTUDO DE CENÁRIOS

5.1. INTRODUÇÃO

Esta seção apresenta os passos para a realização das simulações dos oito cenários elaborados. Primeiramente são apresentadas as variáveis de entrada necessárias à simulação, a análise estatística do conjunto dos dados históricos da empresa, a descrição do método de geração das variáveis de entrada e a maneira de calcular o VPL para o caso específico. Em sequência são descritos os cenários simulados, com as respectivas alterações em suas variáveis de entrada. Para uma melhor compreensão do comportamento das simulações é apresentada uma primeira análise dos resultados Cenários 1 e 2, contendo uma comparação entre os custos da energia e uma análise do VPL no tempo. Os detalhes dos cenários restantes encontram-se no Apêndice A. Por fim, é apresentada a consolidação de todos os resultados por meio da *fdac* do VPL de cada cenário.

5.2. PARÂMETROS PARA SIMULAÇÃO

5.2.1. Apresentação das Variáveis de Entrada

São necessárias à realização do cálculo do VPL, no caso estudado, as seguintes variáveis de entrada:

- Parâmetros do consumidor:
 - Consumo em Horário de Ponta;
 - Consumo Fora de Horário de Ponta e
 - Demanda.
- Tarifas próprias do setor elétrico:
 - TE Ponta;
 - TE Fora Ponta;
 - Bandeira Tarifária;
 - TUSD Consumo em Horário de Ponta;
 - TUSD Consumo Fora de Horário de Ponta;
 - TUSD Demanda Contratada;
 - TUSD Ultrapassagem de Demanda e
 - Encargos de Serviço (EES/ERR).

- Parâmetros do mercado de energia elétrica:
 - Valor da energia por contrato;
 - PLD e
 - Investimento inicial.
- Tributos:
 - ICMS;
 - PIS/COFINS e
 - CIP.

Expostas as variáveis de entrada, é necessário explicar o método de geração de cada uma delas. Antes disso, é feita uma análise dos dados históricos do consumidor estudado.

5.2.2. Análise dos dados do consumidor

Para projetar o comportamento da empresa foram analisados os dados da fatura de energia elétrica da mesma, correspondentes ao período de janeiro de 2015 a março de 2018. Os trabalhos até então realizados utilizam a distribuição normal como modelo para a geração destas variáveis. Para verificar conformidade dos dados gerados com os coletados, foi realizado o teste de aderência do χ^2 . Os resultados do teste foram positivos para a hipótese nula, ou seja, os dados estudados podem ser considerados como distribuição normal. O P-Valor é um indicativo do maior nível de significância do teste, que significa a probabilidade de se rejeitar a hipótese nula sendo ela verdadeira. Quanto maior o nível de significância maior a confiabilidade do resultado. A Tabela 9 mostra os resultados do teste de aderência.

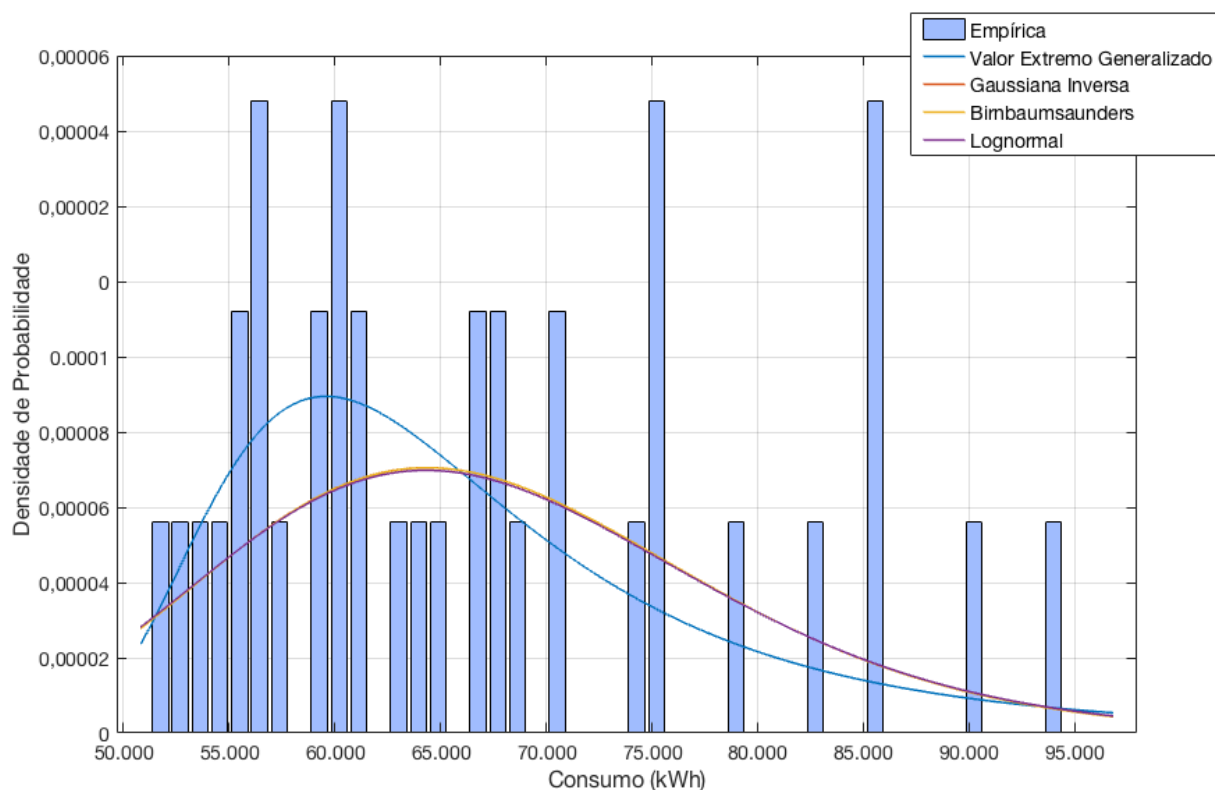
Tabela 9 - Resultados do Teste de Aderência

	P-Valor
Consumo Ponta	20 %
Consumo Fora Ponta	25 %
Demanda	21 %

Em se tratando de teste de hipótese, é padrão utilizar um nível de significância de 5% ou 10%, neste caso então a hipótese nula pode ser aceita para os três conjuntos de dados.

Outras distribuições são testadas para estes conjuntos de dados, utilizando a ferramenta *allfitdist* do MATLAB. As distribuições são ordenadas de acordo com o critério *Negative Logarithmic Likelihood* (NLogL). As Figuras de 2 a 4 mostram o conjunto de dados empíricos e os resultados dos testes de distribuição.

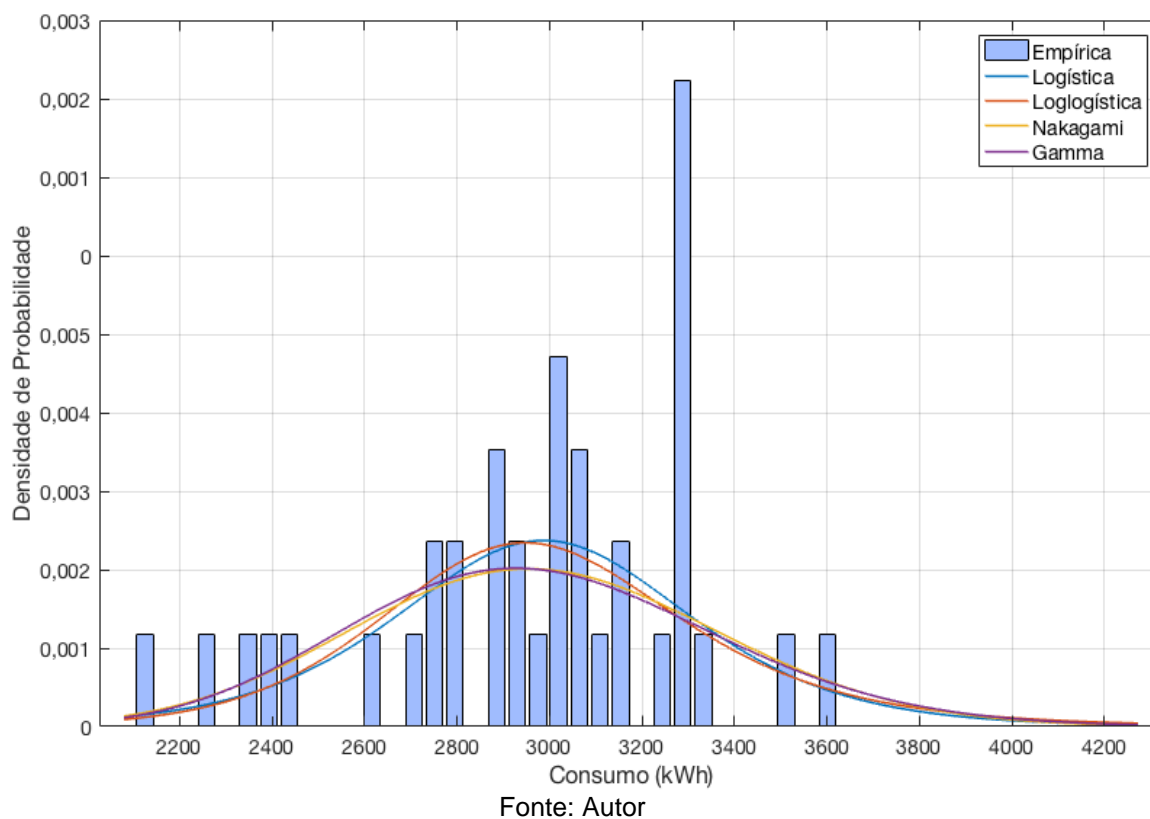
Figura 2 - Distribuições para Consumo Fora Ponta



Fonte: Autor

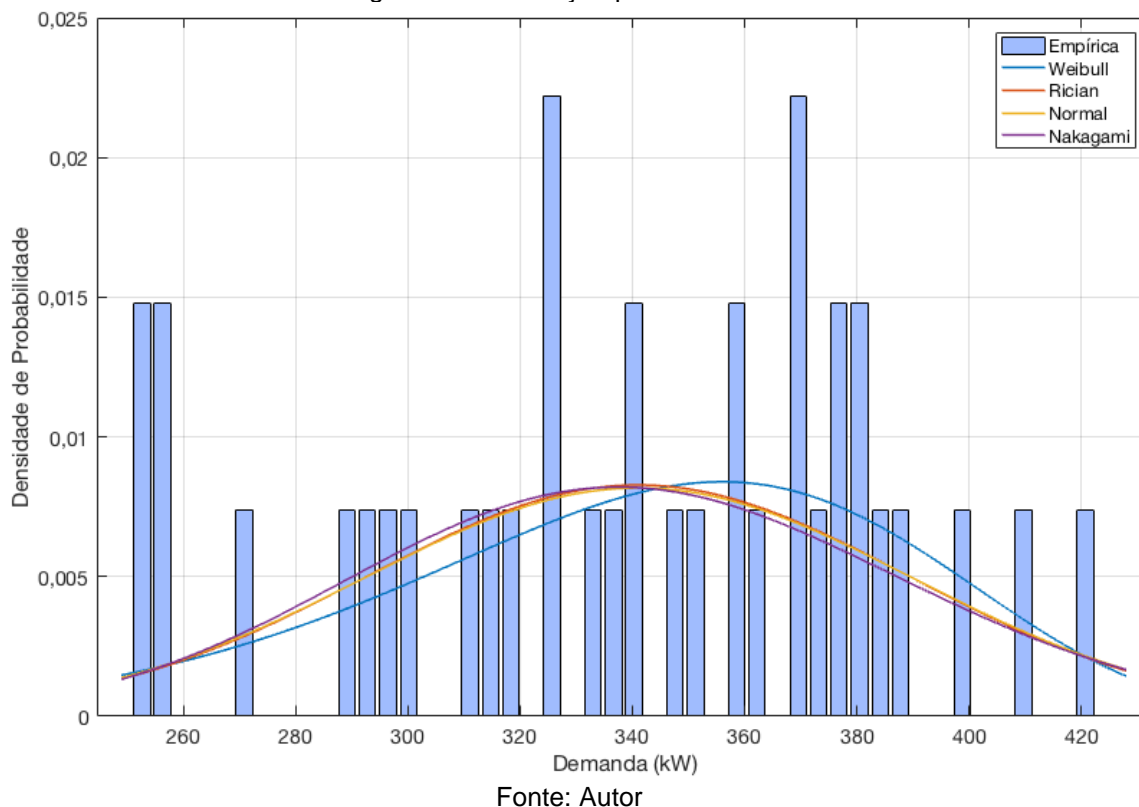
Na Figura 2 nota-se que entre as quatro melhores distribuições para Consumo Fora Ponta, destaca-se a distribuição de Valor Extremo Generalizado (GEV).

Figura 3 - Distribuições para Consumo em Horário de Ponta



Na Figura 3 observa-se que entre as quatro melhores distribuições para Consumo em Horário de Ponta a mais adequada é a Distribuição Logística.

Figura 4 - Distribuição para Demanda



A Figura 4 apresenta a distribuição de Weibull como a mais adequada para a Demanda. Vale ressaltar que a distribuição Normal apareceu entre as quatro melhores apenas para a Demanda. A Tabela 14 mostra a melhor distribuição e seus parâmetros, assim como o NLogL de cada uma, também em comparação com o NLogL da distribuição normal associada ao mesmo conjunto de dados. Sendo os símbolos μ , σ e ξ respectivamente: locação, escala e forma da respectiva distribuição de probabilidade.

Tabela 10 – Distribuições de probabilidade associadas aos parâmetros do consumidor

Variável	Distribuição	Parâmetros	NLogL
Consumo Fora Ponta	GEV	$\mu = 60.939 \text{ kWh}$	GEV : 417,84
		$\sigma = 8350,9 \text{ kWh}$	
		$\xi = 0,1801$	Normal : 422,12
Consumo Ponta	Logística	$\mu = 2986,9 \text{ kWh}$	Logística : 287,29
		$\sigma = 210,87 \text{ kWh}$	Normal : 288,68
Demanda	Weibull	$\mu = 361,75 \text{ kW}$	Weibull : 206,15
		$\sigma = 8,19 \text{ kW}$	Normal : 206,46

Conhecendo as melhores distribuições para descrever os parâmetros do consumidor, o próximo subitem apresenta o método de geração das variáveis de entrada necessárias à simulação.

5.2.3. Método de geração das variáveis de entrada

O Consumo em Horário de Ponta, Fora Ponta e a Demanda são gerados de maneira aleatória conforme as distribuições de probabilidade e parâmetros apresentados na Tabela 10.

As tarifas próprias do setor elétrico são geradas da seguinte forma: os valores da TE em horário de Ponta e Fora Ponta são gerados a partir dos homologados por Resolução Normativa Nº 2.252 de 13 de junho de 2017 (ANEEL, 2017) já expostos na Tabela 6. A partir destes, aplica-se anualmente um reajuste, conforme a norma prevê. A projeção do reajuste é pouco confiável, pois depende de muitos fatores. Neste trabalho, a solução encontrada foi gerar um reajuste aleatório, com média e desvio padrão baseados em dados históricos, seguindo uma distribuição normal. A partir disso é gerado para todos os meses de cada ano um valor, atualizado conforme a Equação (16), onde r é a variável aleatória do reajuste percentual, com média de 8% e desvio padrão de 10%, conforme histórico.

$$TE[n + 1] = TE[n] * (1 + r) \quad (16)$$

A ocorrência da Bandeira Tarifária também é gerada de modo aleatório, embora seus valores sejam fixos, conforme a Tabela 6. Também baseada em dados históricos, escolhe-se uma distribuição discreta entre os valores de Bandeira Verde, Bandeira Amarela e Bandeira Vermelha, com as respectivas probabilidades de ocorrência de 33%, 17% e 50%.

Os valores da TUSD para o ACR e para os consumidores do ACL que compram energia convencional são gerados de forma fixa, conforme Tabela 7. O cálculo da TUSD para consumidores especiais utiliza o desconto previsto na Tabela 8. Ao tratar-se do ACL, como já mencionado, há certos encargos que, originalmente embutidos na TE, são pagos separadamente para a CCEE. Os encargos são valores pagos para custear a manutenção do sistema e a reserva de energia, e por tratar-se de um cálculo de projeção complicada, pois depende do PLD, foi aproximado para R\$ 4,00 /MWh, conforme sugestão de especialista em mercado de energia elétrica.

O valor de contrato é gerado conforme proposto por Dias (2018), com cinco valores médios, seguindo distribuição aleatória discreta uniforme. Para o caso do ACL incentivado, por se tratar de fontes alternativas, são utilizados preços médios diferente do ACL convencional, conforme mostra a Tabela 11.

Tabela 11 - Valores dos contratos no ACL

Variável	Valores equiprováveis
	R\$ 432,00 /MWh
	R\$ 283,00 /MWh
Preço de contrato ACL incentivada	R\$ 230,00 /MWh
	R\$ 215,00 /MWh
	R\$ 211,00 /MWh
	R\$ 363,00 /MWh
	R\$ 219,00 /MWh
Preço de contrato ACL convencional	R\$ 178,00 /MWh
	R\$ 162,00 /MWh
	R\$ 160,00 /MWh

Fonte: Dias (2018, p.32)

O PLD é uma variável de difícil projeção. O método utilizado, também proposto por Dias (2018), consiste em uma análise estatística do histórico desta variável, obtendo média e desvio padrão, para assim gerar uma variável aleatória de distribuição normal. Utiliza-se média de R\$ 215,90 /MWh e desvio padrão de R\$ 146,90 /MWh.

O investimento inicial (representado por *Invest*) é aproximado por uma variável aleatória de distribuição normal com média R\$ 30.000,00 e desvio padrão de R\$ 1.000,00.

O ICMS e o PIS/COFINS são variáveis determinísticas com valores relativos de, respectivamente, 30% e 4,75%. O valor da CIP acompanha a Bandeira Tarifária sinalizada para o mês, conforme Tabela 12.

Tabela 12 - Valores da CIP

Bandeira	CIP
Verde	R\$ 18,54
Amarela	R\$ 20,38
Vermelha	R\$ 22,59

Fonte: Porto Alegre (2003)

Sabendo o método de geração das variáveis, o próximo subitem apresenta a forma de utiliza-las calcular o VPL.

5.2.4. Cálculo do VPL

Com as variáveis apresentadas no subitem anterior, calcula-se o custo da energia no ACR ($Valor\ total_{ACR}$) e o custo da energia no ACL ($Valor\ total_{ACL}$) da forma exposta nas Equações (5) e (10). Com estas variáveis de entrada, o valor do investimento inicial ($Invest$), a taxa de desconto i e o tempo (t) em meses. O tempo e a taxa de desconto não são variáveis aleatórias, já $Invest$ é, assim como os custos no ACR e no ACL. Com estes valores calcula-se então o VPL com a Equação (15).

$$VPL = -Invest + \sum_{t=0}^N \frac{Valor\ total_{ACR} - Valor\ total_{ACL}}{(1+i)^t}, \quad t = 0,1,2 \dots \quad (15)$$

Utiliza-se o valor de 11% para taxa de desconto (i), valor usual no mercado, que engloba a inflação e a taxa de atratividade. Realiza-se, portanto N simulações, no caso do presente trabalho, conforme já mencionado, utiliza-se $N = 25000$.

5.3. CENÁRIOS

A simulação de diversos cenários objetiva avaliar, mesmo em condições adversas, se o investimento é vantajoso. Para cada cenário é verificado o VPL médio, o desvio padrão e a probabilidade de prejuízo. Neste trabalho são utilizadas duas formas de simular cada cenário: migração imediata para o ACL, como consumidor especial, com aumento de demanda contratada para

500 kW; migração para o ACL como consumidor convencional, iniciando em 2024, após flexibilização prevista pela CP33. Destas duas formas são elaborados 8 cenários, mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 - Identificação dos cenários

Cenário	Identificação
1	Migração Imediata
2	Migração pós-flexibilização
3	Aumento no valor médio do Contrato – Migração Imediata
4	Aumento no valor médio do Contrato – Migração pós-flexibilização
5	Reajuste Tarifário baixo e estável – Migração Imediata
6	Reajuste Tarifário baixo e estável – Migração pós-flexibilização
7	Maior ocorrência de Bandeira Verde – Migração Imediata
8	Maior ocorrência Bandeira Verde – Migração pós-flexibilização

Os Cenários 1 e 2 são baseados nos dados históricos da empresa consumidora, prevendo um comportamento como foi verificado atualmente. Os Cenários 3 e 4 consideram a possibilidade do aumento dos preços de contrato em 30%, valor do último reajuste da TE aplicado pela CEEE . Os Cenários 5 e 6 preveem a possibilidade de um Reajuste Tarifário (ou seja, da TE) menor, com média de 5%, caso não haja necessidade de aumentar o preço da energia drasticamente nos próximos anos. Por fim, os Cenários 7 e 8 preveem uma condição climática favorável ao uso das hidrelétricas, com maior ocorrência de Bandeira Verde.

Tabela 14 Variáveis em cada cenário

Cenário	Contrato	Reajuste Médio	Probabilidade de ocorrência		
			Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha
1 e 2	Valor base	8%	33%	17%	50%
3 e 4	<i>Aumento de 30%</i>	8%	33%	17%	50%
5 e 6	Valor base	5%	33%	17%	50%
7 e 8	Valor base	8%	50%	17%	33%

O valor de base utilizado para os contratos no ACL estão reproduzidos na Tabela 15, que retoma os valores já mencionados para facilitar a leitura do trabalho.

Tabela 15 - Valores de Base para Contratos no ACL

Variável	Valores equiprováveis
Preço de contrato ACL incentivada	R\$ 432,00 /MWh
	R\$ 283,00 /MWh
	R\$ 230,00 /MWh
	R\$ 215,00 /MWh
	R\$ 211,00 /MWh
Preço de contrato ACL convencional	R\$ 363,00 /MWh
	R\$ 219,00 /MWh
	R\$ 178,00 /MWh
	R\$ 162,00 /MWh
	R\$ 160,00 /MWh

Fonte: Dias (2018, p.32)

Expostos os métodos de geração das variáveis de entrada, identificados e descritos os cenários, o próximo item apresenta os resultados obtidos das simulações.

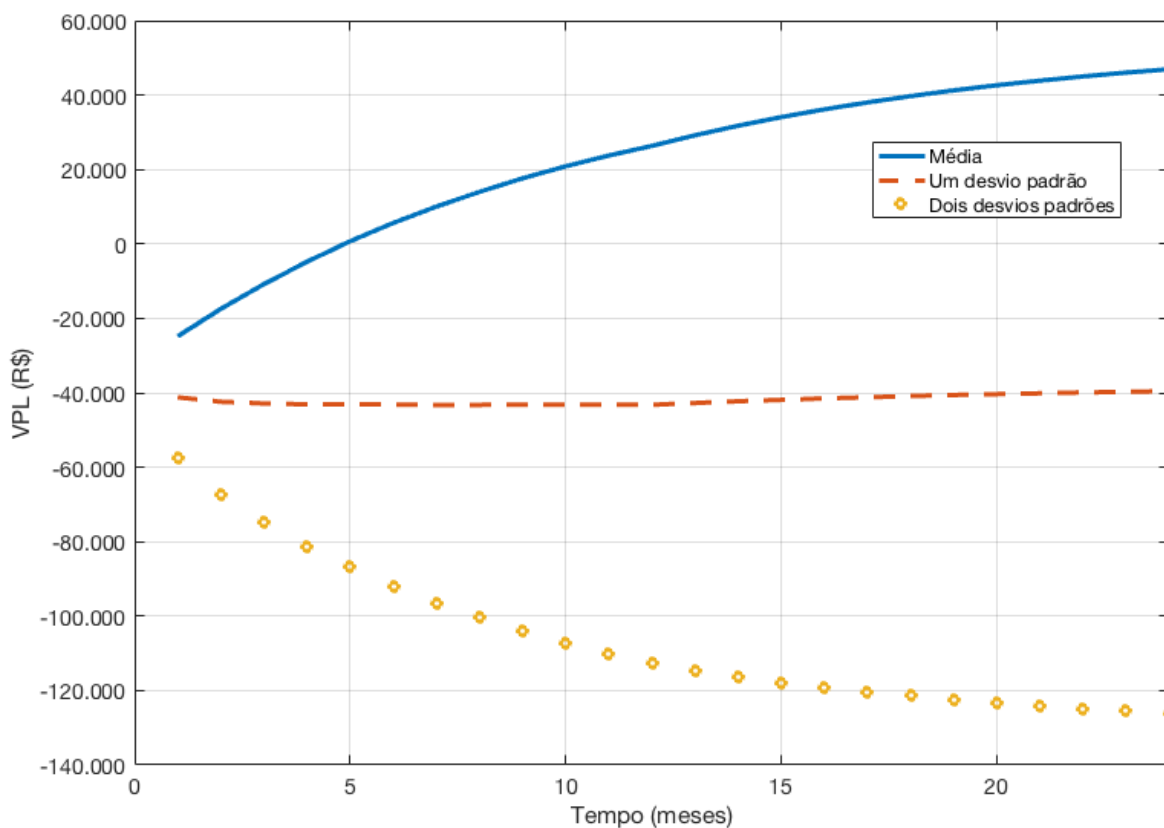
5.4. RESULTADOS

5.4.1. Primeira análise

Com a finalidade de detalhar as tendências dos resultados obtidos neste trabalho, esta primeira análise apresenta o desenvolvimento do VPL e sua tendência ao longo do tempo, assim como é feita uma comparação entre os custos da energia no ACR e no ACL no último mês da análise. Os cenários tratados neste subitem são apenas o 1 e o 2, os resultados dos demais cenários constam no Apêndice A.

No Cenário 1, obteve-se em dois anos um VPL médio de R\$46.107,14 com desvio padrão de R\$ 86.483,5622, 22,61 % de probabilidade de prejuízo. O VPL evolui ao longo do tempo conforme mostra a Figura 5.

Figura 5 - Cenário 1: VPL ao longo do tempo

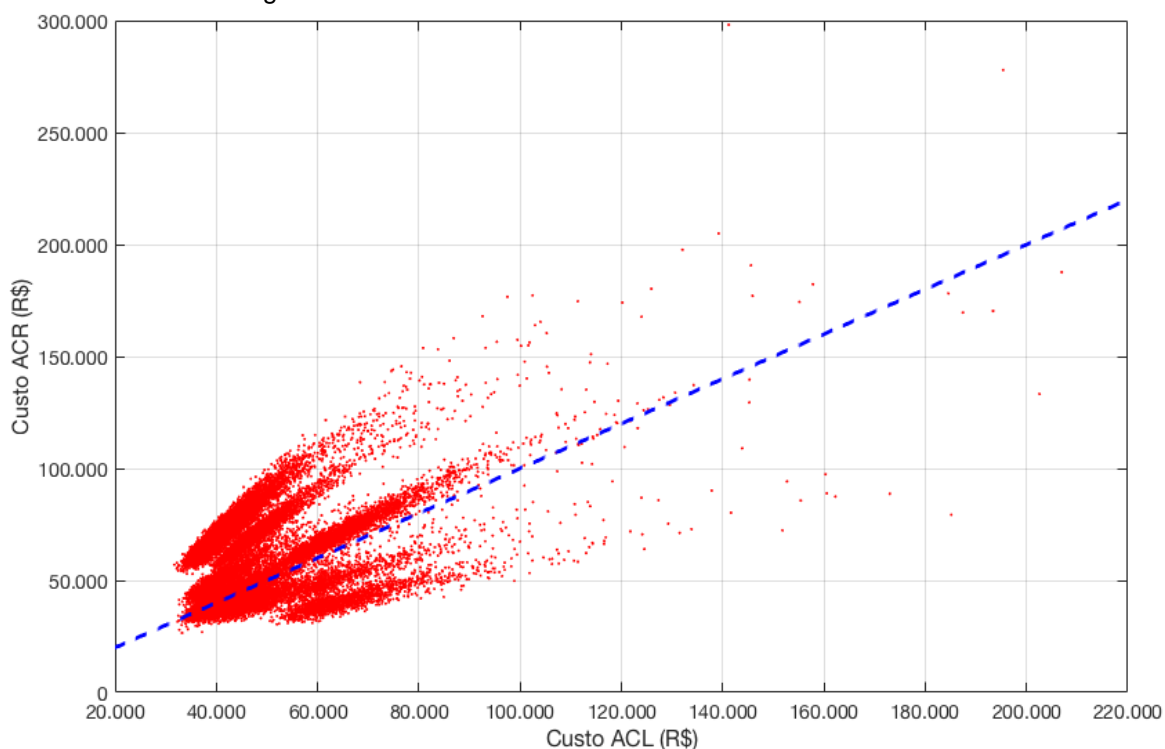


Fonte: Autor

Percebe-se o aumento claro da média do VPL ao longo dos meses, embora esse crescimento tenda a estabilizar a partir do segundo ano. O mesmo comportamento acontece com o desvio padrão, pois a um desvio padrão da média tem-se um valor praticamente constante ao longo do tempo, e a dois desvios de distância observa-se um comportamento simetricamente oposto ao da média. Isso mostra a tendência à estabilidade nos valores, mas ainda com um risco alto, pois mesmo a um desvio de distância da média encontra-se prejuízo.

Na Figura 6 é apresentada uma comparação entre o custo do ACL e do ACR no último mês para todas as simulações. Os pontos vermelhos representam cada simulação, e a linha azul marca o limite onde o custo do ACR é igual ao do ACL. Cada ponto acima da linha representa uma simulação onde o custo do ACR é maior, e abaixo onde o custo do ACL é maior.

Figura 6 – Cenário 1: Custo do ACR VS. Custo do ACL

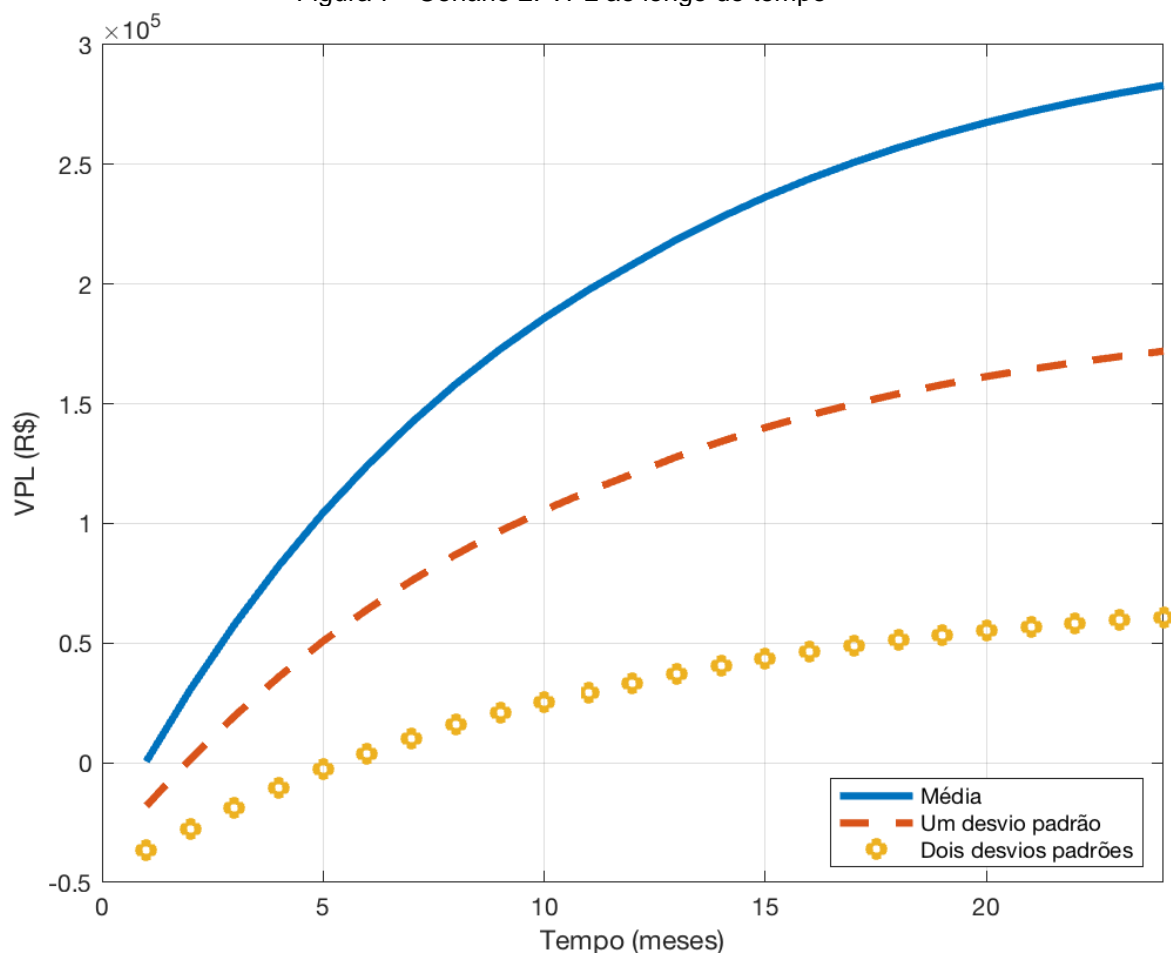


Fonte: Autor

Percebe-se uma concentração maior dos pontos acima da linha, embora ainda se forma uma figura ligeiramente simétrica em relação à linha azul. Isso está de acordo com o comportamento analisado ao longo do tempo, mostrando que o custo no ACL não possui uma forte tendência de ser inferior ao custo no ACR ao tratar-se de migração imediata nas condições estudadas.

Já no Cenário 2, com mesmas condições previstas no Cenário 1, mas com investimento iniciando em 2024, em virtude da flexibilização do ingresso no ACL, tem-se um VPL médio, ao fim de dois anos, de R\$ 283.899,66 com desvio padrão de R\$ 111.100,04, e 0,53 % de probabilidade de prejuízo. O VPL ao longo do tempo pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 - Cenário 2: VPL ao longo do tempo



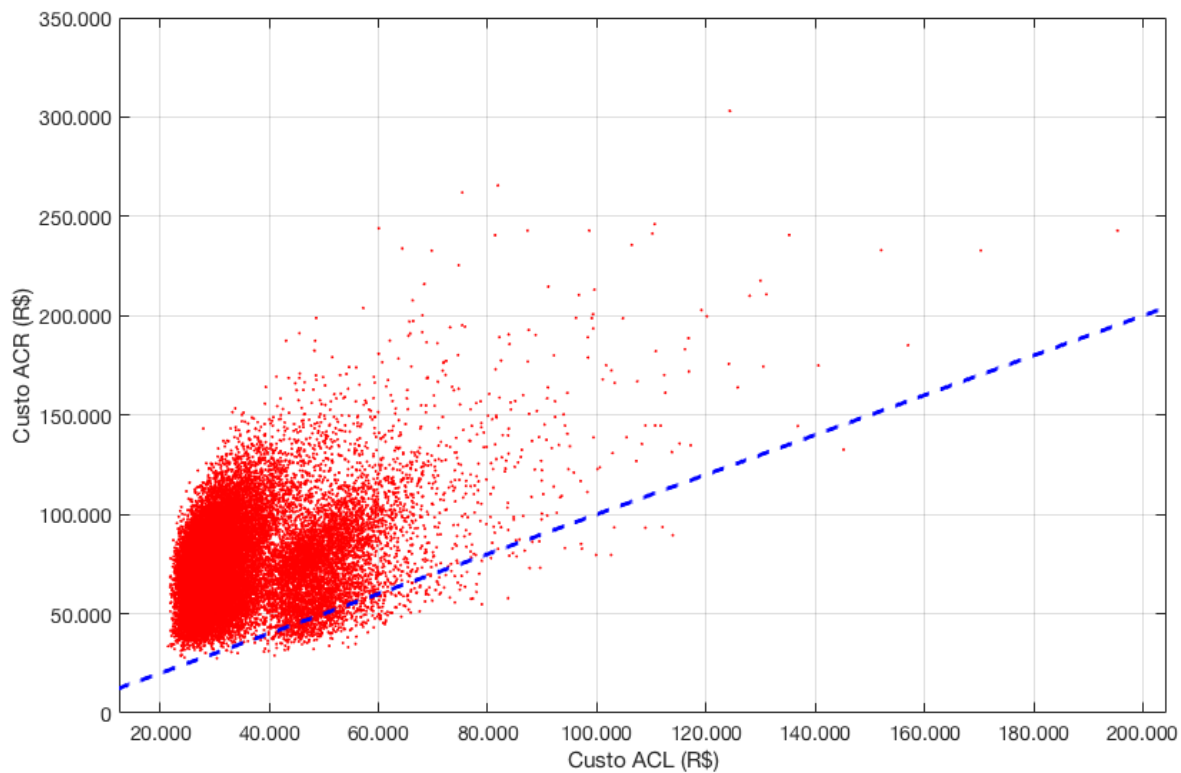
Fonte: Autor

A Figura 7 mostra um comportamento claramente crescente da média, com crescimento mais acentuado que no Cenário 1, e mais estável, pois possui um desvio menor e menos variável. Este crescimento atinge a estabilidade também perto do fim do segundo ano da análise, mas mesmo a dois desvios de distância da média ainda encontra-se um VPL positivo de mais de R\$ 50.000,00.

A Figura 8 mostra, para o Cenário 2, a comparação entre os custos do ACR e do ACL, como na Figura 6. Observa-se, neste caso, uma concentração clara das simulações do custo acima da linha azul, significando que a

tendência é do custo no ACR ser superior ao do ACL. Além da concentração, observa-se também muitos pontos bastante distantes da linha, mostrando um custo consideravelmente superior.

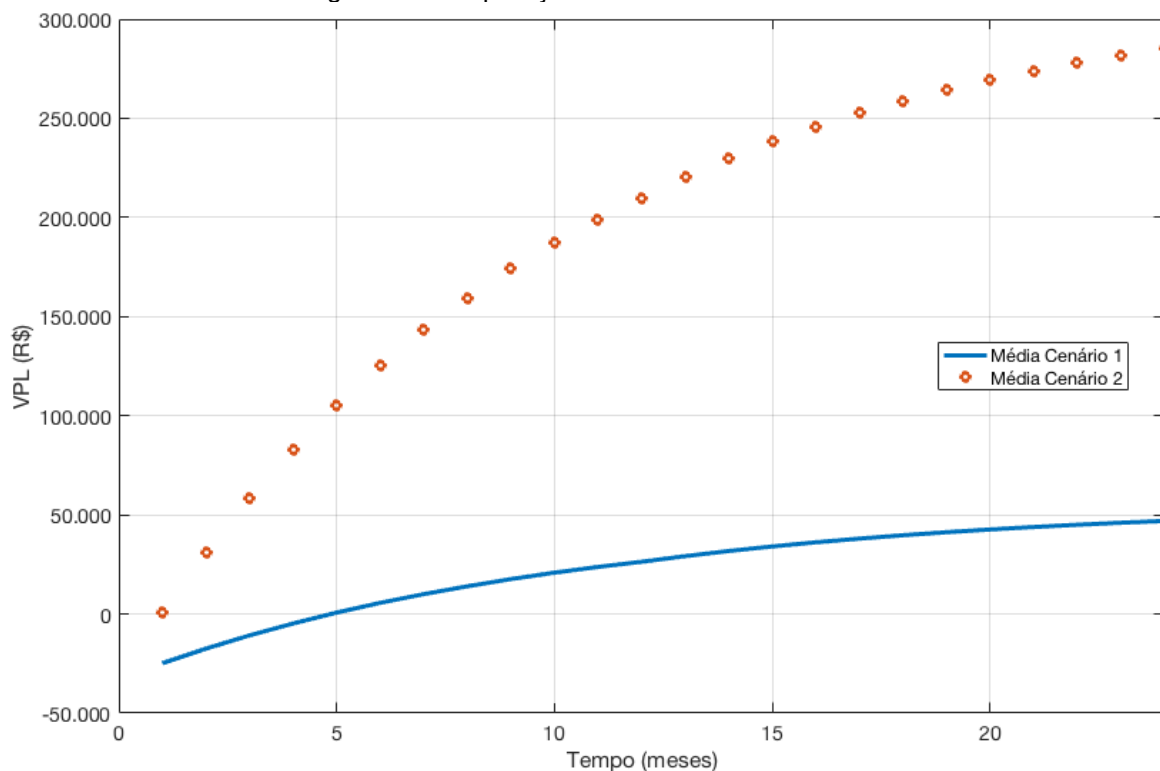
Figura 8 - Cenário 2: Custo do ACR VS. Custo do ACL



Fonte: Autor

A Figura 9 mostra uma comparação ao longo do tempo das médias do VPL para os cenários 1 e 2.

Figura 9 - Comparação entre Cenários 1 e 2



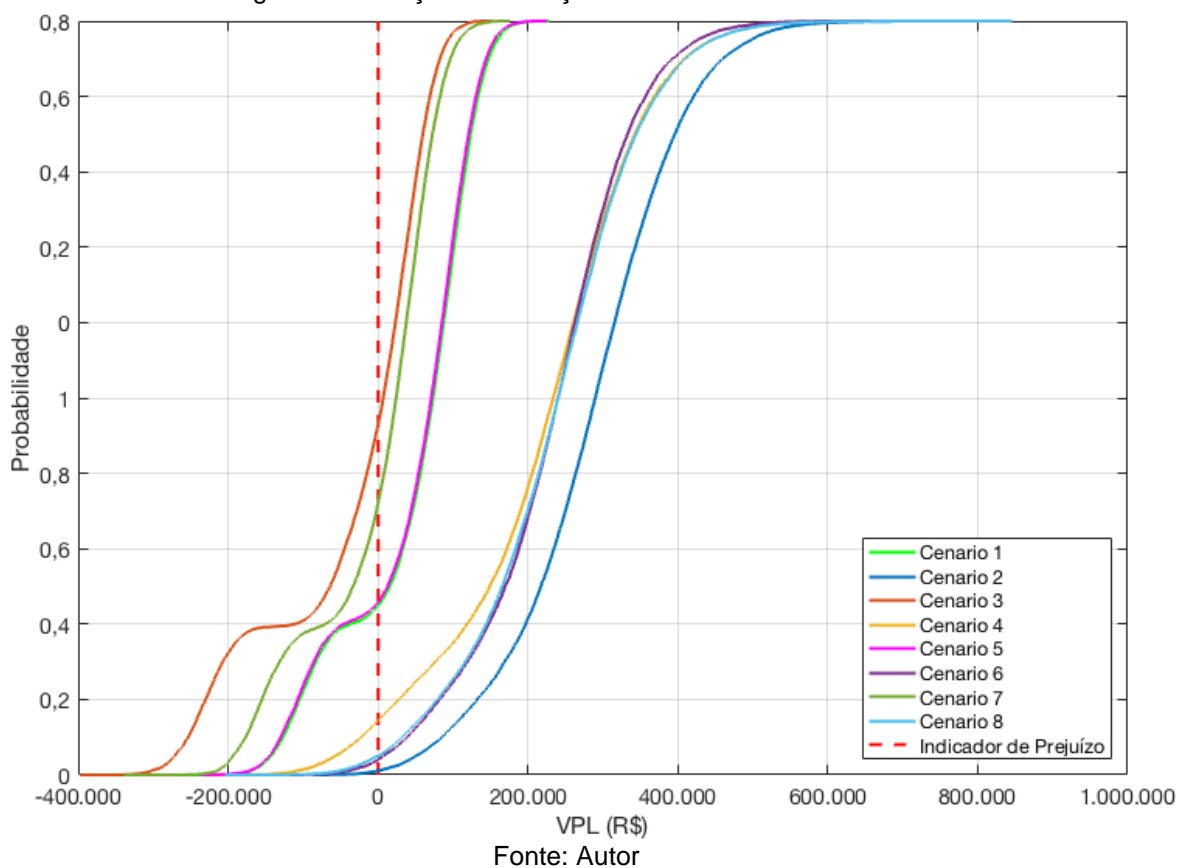
Fonte: Autor

O crescimento é superior no VPL se o investimento ocorrer após a flexibilização, com valor médio final de R\$ 283.899,66 contra R\$ 46.107,14 do investimento imediato.

5.4.2. Consolidação dos resultados

Esta seção apresenta o VPL no fim de dois anos de cada cenário, em forma de histograma normalizado. Utilizando o cálculo da *fdae* é possível calcular a probabilidade de prejuízo do investimento, em outras palavras, VPL ser menor que zero. A Figura 10 compara graficamente a FDA de cada cenário.

Figura 10 - Função Distribuição Acumulada dos cenários



A linha tracejada em vermelho indica onde o valor do VPL é igual a zero, e o ponto onde ela cruza a FDA de cada cenário indica a probabilidade de prejuízo. Os melhores resultados são para os cenários realizados após a flexibilização (2, 4, 6 e 8). Todos abaixo de 10% de probabilidade de prejuízo. Já os cenários de migração imediata (1, 3, 5 e 7) todos possuem probabilidade de prejuízo superior a 20%, com destaque para o cenário 3 que possui quase 50% de probabilidade de prejuízo. A Tabela 16 apresenta os resultados de cada cenário, buscando analisar quantitativamente estes resultados.

Tabela 16 – Resultados

Cenário	VPL Médio	Desvio Padrão	Probabilidade VPL < 0
1	R\$ 46.107,14	R\$ 86.483,56	22,61 %
2	R\$ 283.899,66	R\$ 111.100,04	0,53 %
3	-R\$ 34.161,49	R\$ 110.095,07	46,88 %
4	R\$ 220.854,88	R\$ 128.094,45	7,15 %
5	R\$ 44.608,76	R\$ 86.759,67	23,01 %
6	R\$ 230.521,48	R\$ 104.950,84	2,09 %
7	-R\$ 2.967,04	R\$ 86.337,80	36,41 %
8	R\$ 234.851,50	R\$ 111.094,71	2,59 %

Há uma clara tendência ao lucro nos Cenários 2, 4, 6 e 8, onde se espera a flexibilização na regulamentação para migrar. Enquanto a migração imediata resulta sempre em um investimento de alto risco, embora ainda haja boa probabilidade de lucro em alguns cenários, como o 1 e o 5. Percebe-se a baixa relevância da variação no reajuste entre estes cenários, mas um impacto sensível entre os Cenários 2 e 6, que se passam alguns anos depois.

O reajuste anual da TE impacta de forma distinta a diferença entre os custos do ACL e do ACR a depender do momento do investimento. Percebe-se que há pouca diferença entre o Cenário 1 e o 5, cuja única variação é a redução da média do reajuste. Mas ao longo do tempo revela-se maior diferença, como se pode analisar comparando os Cenários 2 e 6. É possível que considerar o reajuste da TE sem considerar um possível reajuste da média do PLD e, por consequência, dos contratos, inflacione o preço da TE e torne exagerados os resultados observados.

O aumento do preço dos contratos em 30% provoca nos resultados um aumento no risco de prejuízo, saindo dos menos de 1% de risco observado no cenário base pós-flexibilização para um risco maior que 7%.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. CONCLUSÕES

As simulações baseadas na abordagem probabilística permitem analisar as tendências dos resultados, conforme se modifica o comportamento das variáveis de entrada. Quanto mais precisa a modelagem destas variáveis, e quanto mais próximo da realidade for o cálculo de todos os custos, melhor fundamentada é a análise realizada.

Este trabalho, após reduzir o número de aproximações e tornar tanto as variáveis de entrada quanto os cálculos utilizados mais próximos da realidade, pôde, através do estudo de diversos cenários, mostrar as tendências esperadas de um investimento na migração para o ACL.

A partir dos resultados obtidos, é possível concluir que a migração imediata ainda é um investimento arriscado, principalmente em comparação ao que foi projetado como resultado para o investimento após a flexibilização do ACL. A decisão a tomar, baseada na metodologia proposta, é a de aguardar para investir na migração após a flexibilização. Apesar das limitações do modelo proposto relativos a projeções de certas variáveis a longo prazo, como as tarifas e o PLD, ainda há uma vantagem significativa o suficiente para que se faça a decisão de esperar as mudanças previstas na regulamentação.

A partir deste resultado espera-se uma grande migração de pequenos consumidores após a abertura do ACL. Enquanto a limitação da demanda contratada e a obrigatoriedade da contratação de energia a partir de fontes alternativas ainda existirem, espera-se que o pequeno consumidor mantenha-se no ACR.

Logo, é possível concluir que as mudanças propostas na CP33 tornarão a migração muito mais atraente ao investidor, aumentando a atividade do Mercado Livre de Energia.

6.2. CONTRIBUIÇÕES

Entre as principais contribuições da metodologia proposta para a análise de viabilidade de migração, destacam-se:

- Modo de avaliar e escolher distribuições de probabilidade estatisticamente fundamentadas para a geração das variáveis de entrada;
- Aplicação do cálculo tributário envolvido na compra e venda de energia elétrica;
- Aplicação do reajuste tarifário anual previsto por norma;
- Aplicação do desconto da TUSD conforme a norma;
- Análise estatística de função densidade acumulada empírica, garantindo cálculo fiel da probabilidade de prejuízo baseado nos resultados;
- Resultados reafirmando a tendência de aumento de migração a partir da flexibilização dos critérios de demanda para tornar-se consumidor livre.

6.3. TRABALHOS FUTUROS

Para dar continuidade ao trabalho realizado, é possível aperfeiçoar diversos aspectos. Nesta sessão são sugeridas algumas melhorias e modos de realiza-las.

✓ Modelagem do reajuste anual

Visto a relevância do reajuste anual para projeções a longo prazo, um aspecto a se trabalhar futuramente é uma modelagem matemática mais precisa desta variável, a fim de não super inflacionar o preço da energia no ACR.

✓ Aperfeiçoar projeção do PLD

Um detalhe importante é a projeção do PLD, que pode ser refinada. O método utilizado é o mais prático, mas ainda é possível consultar empresas e seus métodos de projeção do PLD para aplicar ao tipo de análise proposto. Um

estudo que compare o valor do PLD ao sistema de bandeiras, à evolução das tarifas e a outros fatores se mostra de muito interesse para a área.

✓ Aperfeiçoar projeção do ESS/EER

Outro detalhe que foi simplificado por praticidade é a projeção dos encargos de serviço (ESS/EER), cuja regra de aplicação possui certa complexidade, mas pode ser consultada nos documentos públicos da CCEE. A aproximação utilizada neste trabalho foi recomendada por especialistas da área, e a princípio não provoca grandes alterações no resultado, entretanto é um aspecto a ser explorado.

✓ Estudo da curva de carga do consumidor

Um elemento importante da consultoria em energia é o estudo da curva de carga da empresa, que faz a relação entre demanda e consumo ao longo do tempo. A depender do perfil do consumidor, é possível que seja melhor que ele se torne consumidor especial, se a demanda for mais relevante ao valor da tarifa do que o consumo, ou consumidor do ACL convencional, caso contrário. Este tipo de análise é muito comum na área profissional envolvendo contratos de energia, o que possibilita um diálogo mais consistente com o mercado e empresas de consultoria de energia.

✓ Análise do comportamento da carga no tempo

O comportamento da carga ao longo do ano também é um elemento a se analisar, pois há empresas cuja sazonalidade da produção interfere consideravelmente no seu consumo e demanda. O maior consumo em determinados meses, especialmente associado à sazonalidade das condições climáticas que podem interferir tanto no valor do PLD quanto das tarifas através das bandeiras pode alterar significativamente o resultado.

✓ Modelo de preços de contrato do ACL

Neste trabalho o preço dos contratos no ACL foi simplificado para um valor único por ano, sem correções anuais, baseado em 5 valores comuns sugeridos por especialistas conforme Dias (2018). Os comercializadores hoje avaliam conforme o PLD e sua projeção o preço do contrato que varia de

acordo com o tempo. Por exemplo: um valor para cada ano do contrato. Este valor previsto ainda é corrigido conforme os índices de inflação mais recentes antes do início do período, levando em conta o índice de inflação do início do contrato. Para análises de contrato de dois anos a aproximação deste trabalho não influencia tanto nos resultados, mas para analisar períodos de tempo mais longos esta alteração se torna importante.

REFERÊNCIAS

ANEEL. (Brasil). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 2.252, DE 13 DE JUNHO DE 2017** . 2017. Disponível em:

< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172252ti.pdf>>. Acesso em: 07 abr. 2018.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010** . 2010. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?Version=1.0>>. Acesso em: 07 abr. 2018.

_____. **Limites do PLD para 2018 são homologados** . 2017. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/limites-do-pld-para-2018-sao-homologados/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR>. Acesso em: 07 abr. 2018.

AGUIAR, Osmani de Souza. **O mercado brasileiro de energia elétrica** : critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre. 2008. 92 p. Dissertação (Mestrado em Economia)- Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

BRASIL Ministério de Minas e Energia. **NOTA TÉCNICA No 5/2017/AEREG/SE**. 2017, Brasília.

CCEE. **História - História da CCEE e do setor elétrico brasileiro**. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia?_adf.ctrl-state=l13uiwk6_69&_afLoop=42807643567339#!%40%40%3F_afLoop%3D42807643567339%26_adf.ctrl-state%3Dfrb7cjmj_4>. Acesso em: 19 jan. 2018a.

_____. **Conheça as modalidades de agentes - suas principais diferenças**. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/conheca_modalidades?_adf.ctrl-state=13hzwtk9n6_66&_afLoop=44807121262147#!%40%40%3F_afLoop%3D44807121262147%26_adf.ctrl-state%3Dtpwefgdgw_4>. Acesso em: 19 jan. 2018b.

CPFL ENERGIA. **Tarifas - RGE**. 2018. Disponível em: <<https://www.cpfempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=D008>>. Acesso em: 07 jun. 2018.

DIAS, Bruno F. **Metodologia para análise econômica entre a permanência do consumidor no mercado regulado e a migração para o mercado livre**

com auxílio de comercializador varejista . 2018. 42 p. Projeto de Diplomação (Bacharel em Engenharia Elétrica)- Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

DAL RI, Fernanda. **Estudo sobre comercializador varejista**. 2016. 86 p. Projeto de Diplomação (Bacharel em Engenharia Elétrica) Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Aelgre, 2016.

GUEDES, J. C. DE S. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. 2011, Rio de Janeiro Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf >. Acesso em: 07 jun. 2018.

GUIMARÃES, Gabriel. **Impostos na Conta de Luz: Como Incidem no Brasil**. 2015. Disponível em: <<http://www.solarvoltenergia.com.br/impuestos-na-conta-de-luz/>>. Acesso em: 07 jun. 2018.

IEZZI, G.; MURAKAMI, C. **Fundamentos de Matemática Elementar**. 3a. ed. Rio de Janeiro: ATUAL, 1977.

MARCHETTI, V. **Risco e Decisão em Investimento Produtivo**. 1. ed. Porto Alegre: Editora da Universidade/UFRGS, 1995.

NOVO regulamento diminui custos da migração de consumidores especiais para o ACL. 2015. Disponível em:
<<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/noticias/novo-regulamento-diminui-custos-da-migracao-de-consumidores-especiais-para-o-acl/>>. Acesso em: 19 jan. 2018.

PORTO ALEGRE. Lei Ordinária nº 9329, de 22 de dezembro de 2003. **Diário Oficial de Porto Alegre**, Porto Alegre. 23 dez. 2003. Disponível em: <<http://leismunicipa.is/cfsnj>>

RGE. (Rio Grande do Sul). **Alíquota ICMS Rio Grande do Sul**. 2017. Disponível em: <<https://www.rge-rs.com.br/atendimento-a-consumidores/rge-sul/tarifas-na-conta-de-energia/aliquota-icms-rs/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 07 jun. 2018.

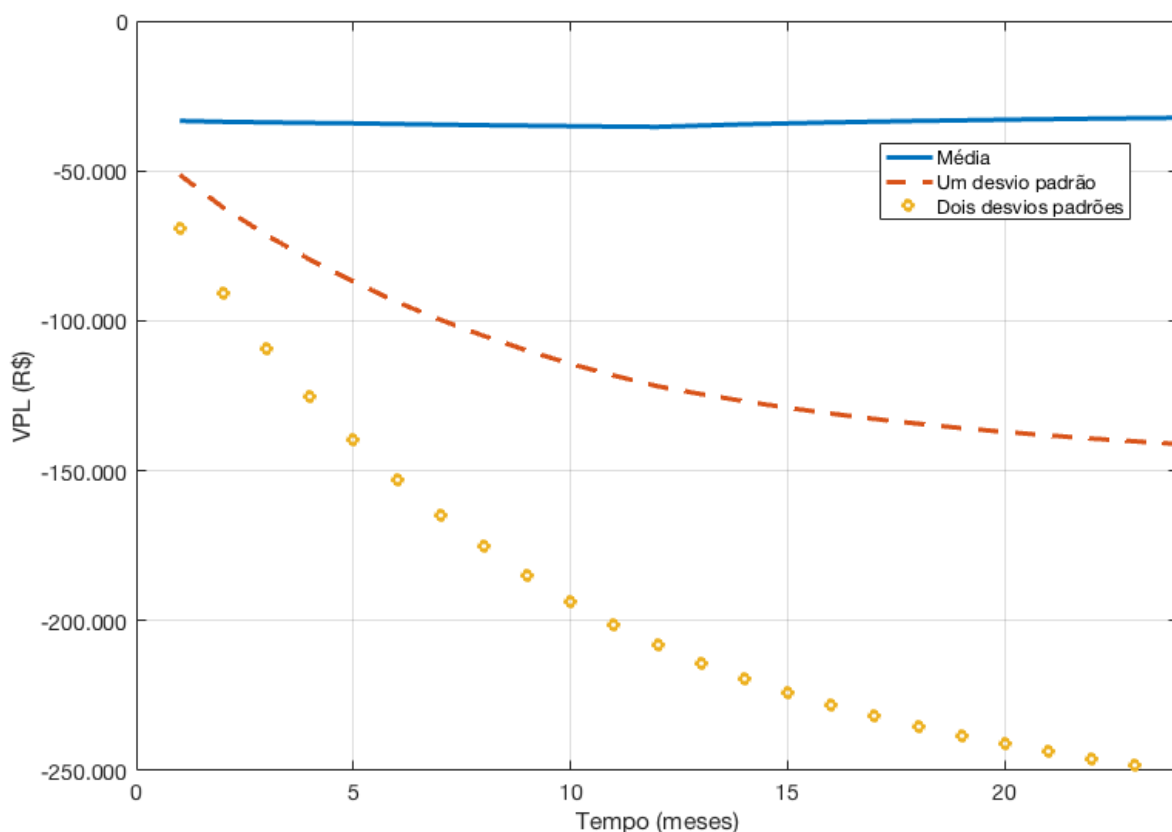
SCARABELOT, Álvaro G. **Estudo sobre comercializador varejista** . 2009. 81 p. Projeto de Diplomação (Bacharel em Engenharia Elétrica)- Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Aelgre, 2009.

APÊNDICE A – ANÁLISE DOS CENÁRIOS 3 A 8

Este apêndice analisa os resultados dos cenários de 3 a 8, para mostrar a tendência observada nos custos da energia e no VPL conforme a alteração das variáveis de entrada.

No Cenário 3, que prevê um aumento isolado de 30% no preço dos contratos do ACL, obteve-se em dois anos um VPL médio de - R\$ 34.161,49 com desvio padrão de R\$ 110.095,07 e 46,88 % de probabilidade de prejuízo. O VPL evolui ao longo do tempo conforme mostra a Figura A 1.

Figura A 1 - VPL ao longo do tempo no Cenário 3



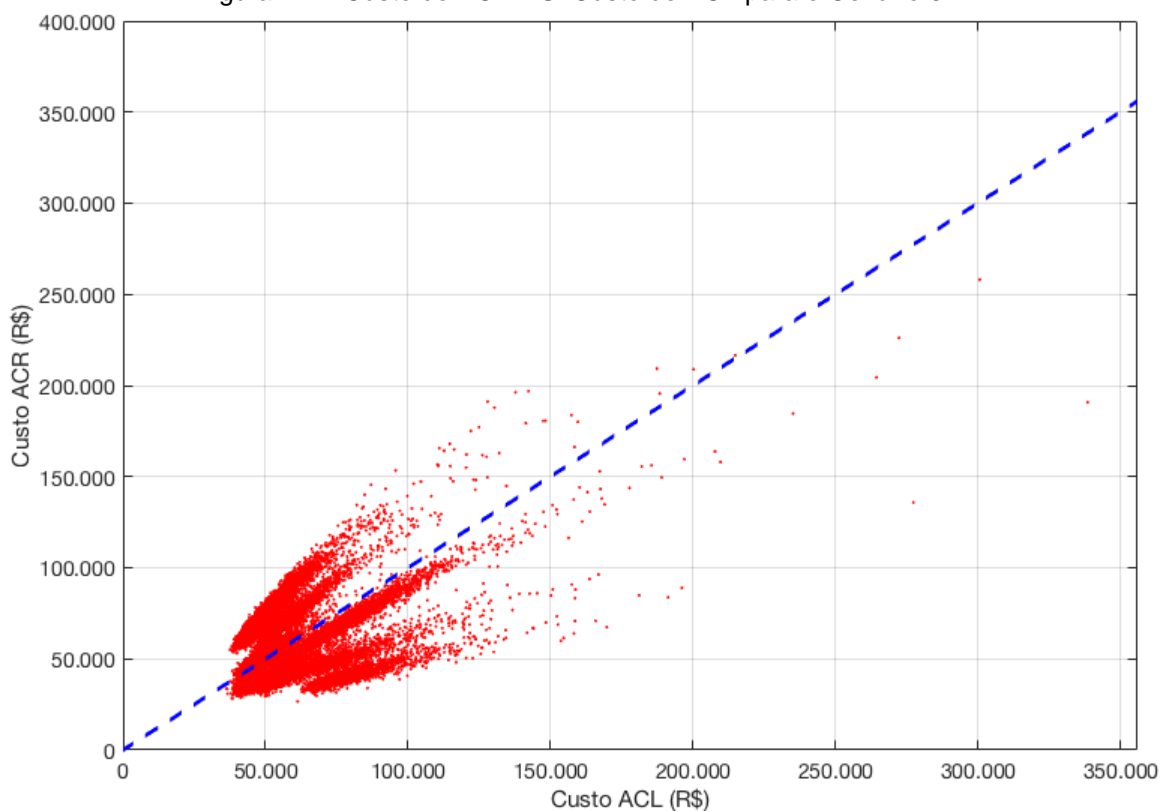
Fonte: Autor

A Figura A 1 mostra uma média negativa e estável ao longo dos dois anos, alto risco de prejuízo. Um desvio padrão grande e crescente ao longo do tempo.

Na Figura A 2 é apresentada uma comparação entre o custo do ACL e do ACR no último mês para todas as simulações. Há claramente uma

concentração maior de pontos abaixo da linha azul, o que significa que o custo do ACL foi maior que o custo no ACR para a maioria das simulações.

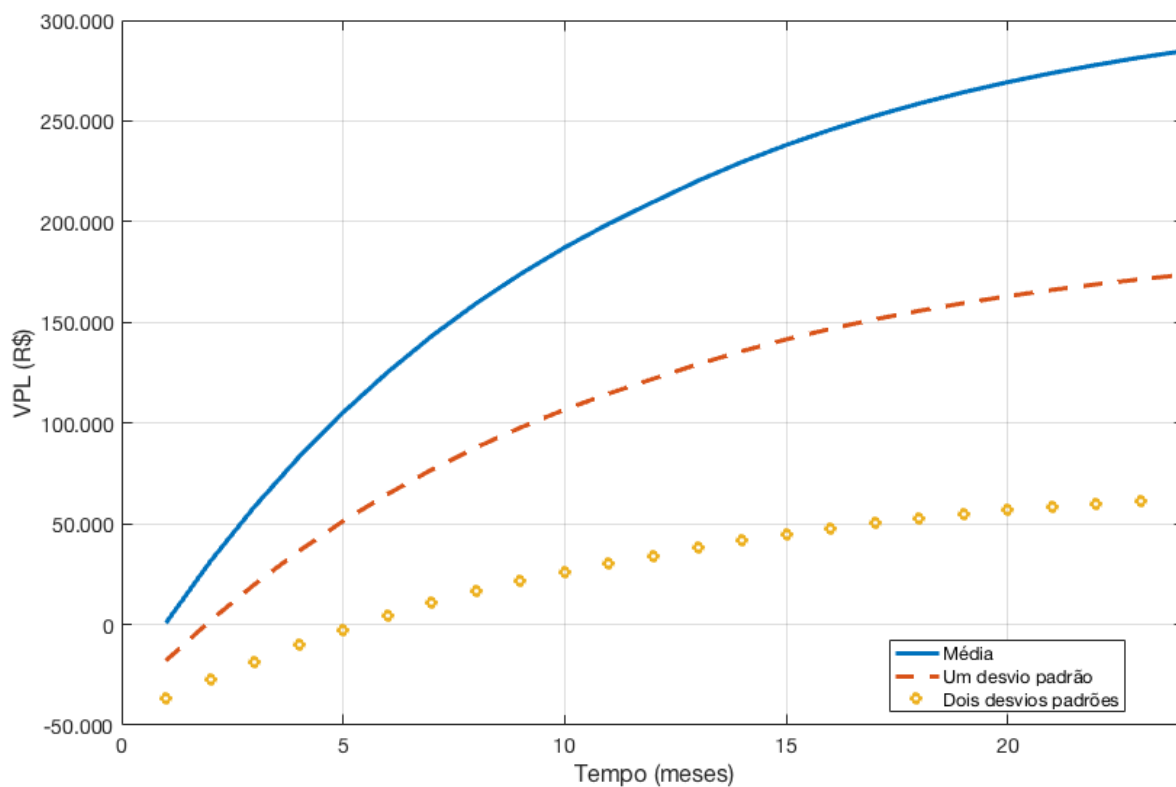
Figura A 2- Custo do ACR VS. Custo do ACL para o Cenário 3



Fonte: Autor

O Cenário 4 considera o mesmo aumento no preço dos contratos que o Cenário 3, mas compreende a espera pela flexibilização da regulamentação. Tem-se um VPL médio, ao fim de dois anos, de R\$ 220.854,88 com desvio padrão de R\$ 128.094,45 e 7,15 % de probabilidade de prejuízo. O VPL ao longo do tempo pode ser observado na Figura A 3.

Figura A 3 - VPL ao longo do tempo no Cenário 4

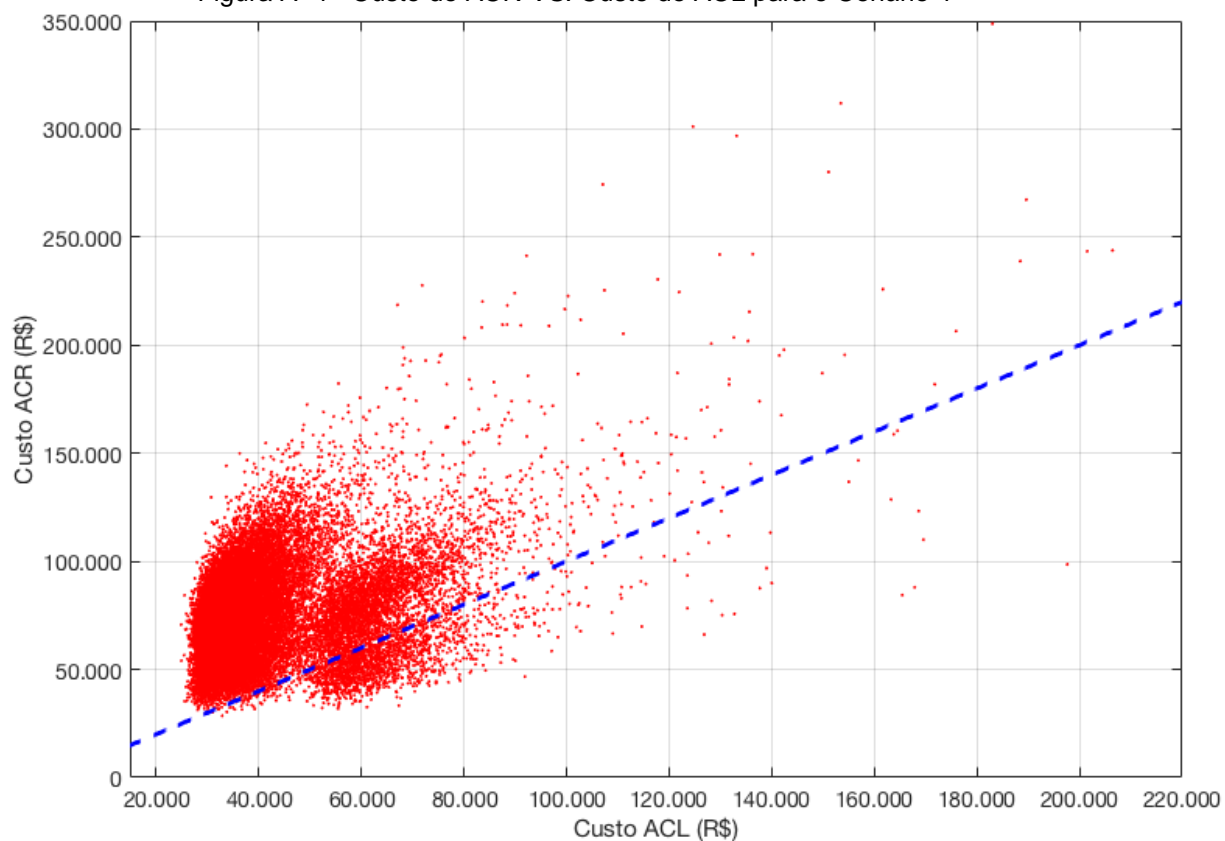


Fonte: Autor

Figura A 3 mostra um comportamento claramente crescente da média, e mais estável, pois possui um desvio menor e menos variável. Observa-se um risco maior de prejuízo, considerando o valor do desvio padrão.

A Figura A 4 mostra, para o Cenário 4, a comparação entre os custos do ACR e do ACL.

Figura A 4 - Custo do ACR VS. Custo do ACL para o Cenário 4

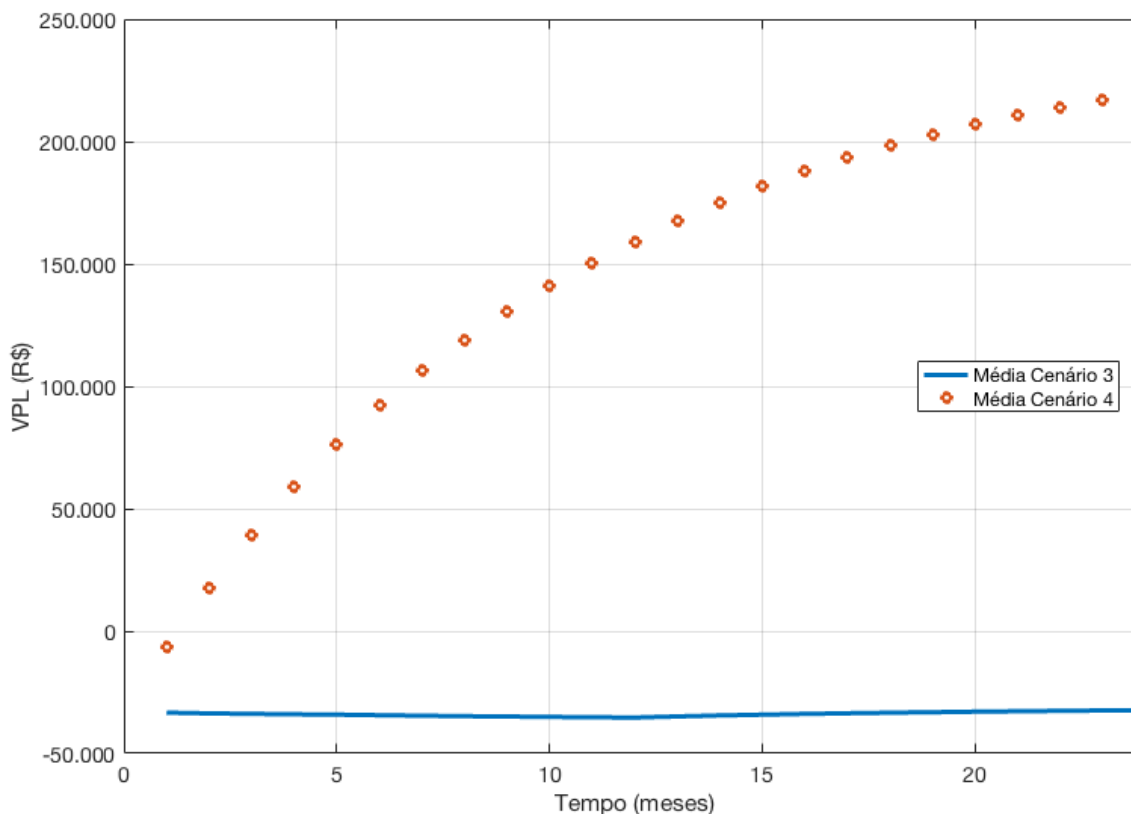


Fonte: Autor

Observa-se, neste caso, uma concentração clara das simulações do custo acima da linha azul, significando que a tendência é do custo no ACR ser superior ao do ACL.

A Figura A 5 mostra uma comparação ao longo do tempo das médias do VPL para os Cenários 3 e 4.

Figura A 5 - Comparação entre Cenários 3 e 4

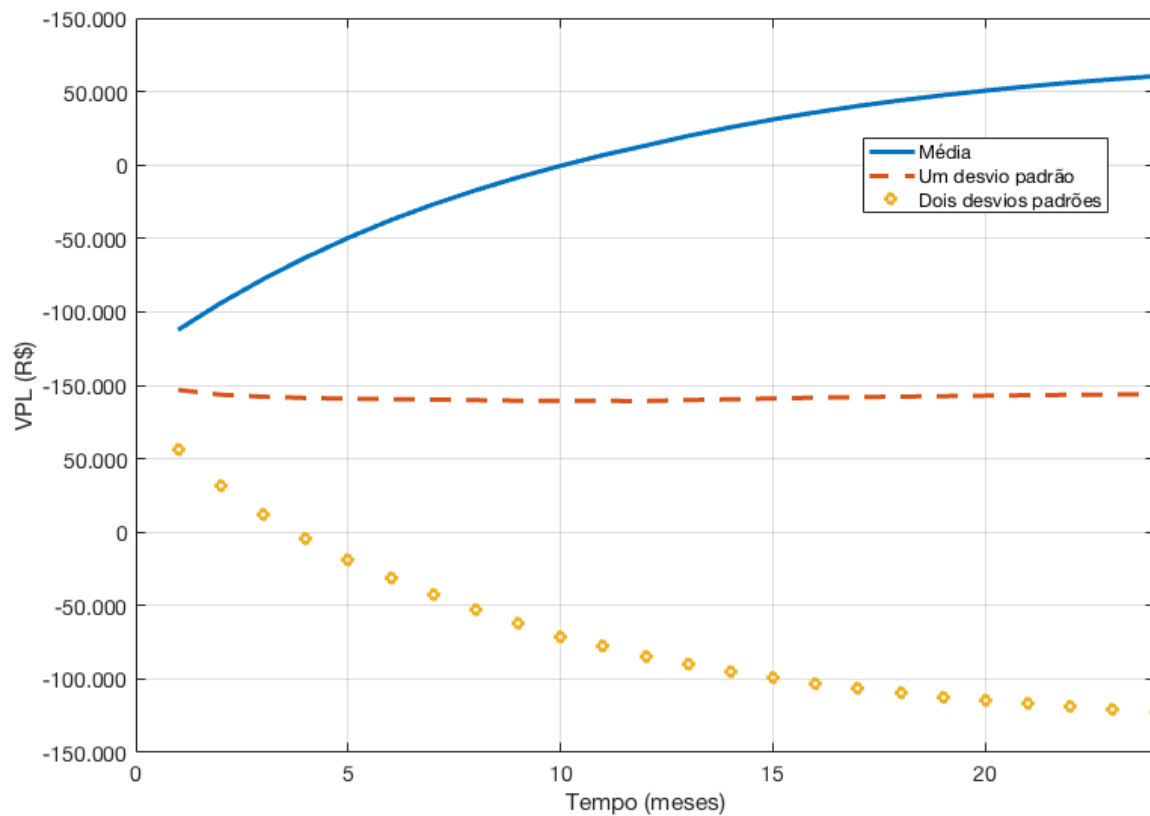


Fonte: Autor

Fica clara a vantagem de espera pela flexibilização da regulamentação mesmo com o aumento do preço do contrato de energia. O crescimento é superior no VPL se o investimento ocorrer após a flexibilização, com valor médio final de R\$ 220.854,88 contra - R\$ 34.161,49 do investimento imediato.

No Cenário 5, que prevê uma redução da média do reajuste da TE, passando a valer 5%. Obteve-se em dois anos um VPL médio de R\$ 44.608,76 com desvio padrão de R\$ 86.759,67 e 23,01 % de probabilidade de prejuízo. O VPL evolui ao longo do tempo conforme mostra a Figura A 6.

Figura A 6 – VPL ao longo do tempo no Cenário 5

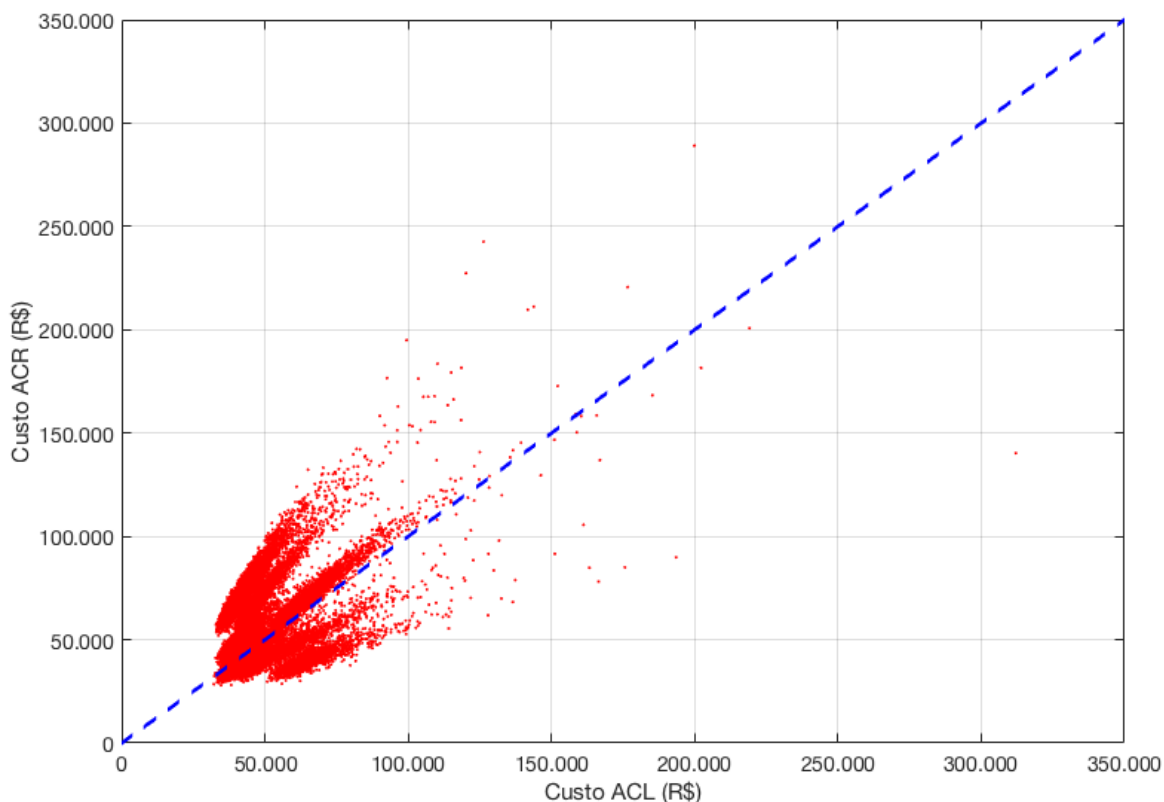


Fonte: Autor

A Figura A 6 mostra uma média crescente, e um risco menor de prejuízo em relação aos dois cenários anteriores.

A Figura A 7 mostra a comparação entre os custos no ACR e no ACL para o último mês.

Figura A 7 - Custo do ACR VS. Custo do ACL para o Cenário 5

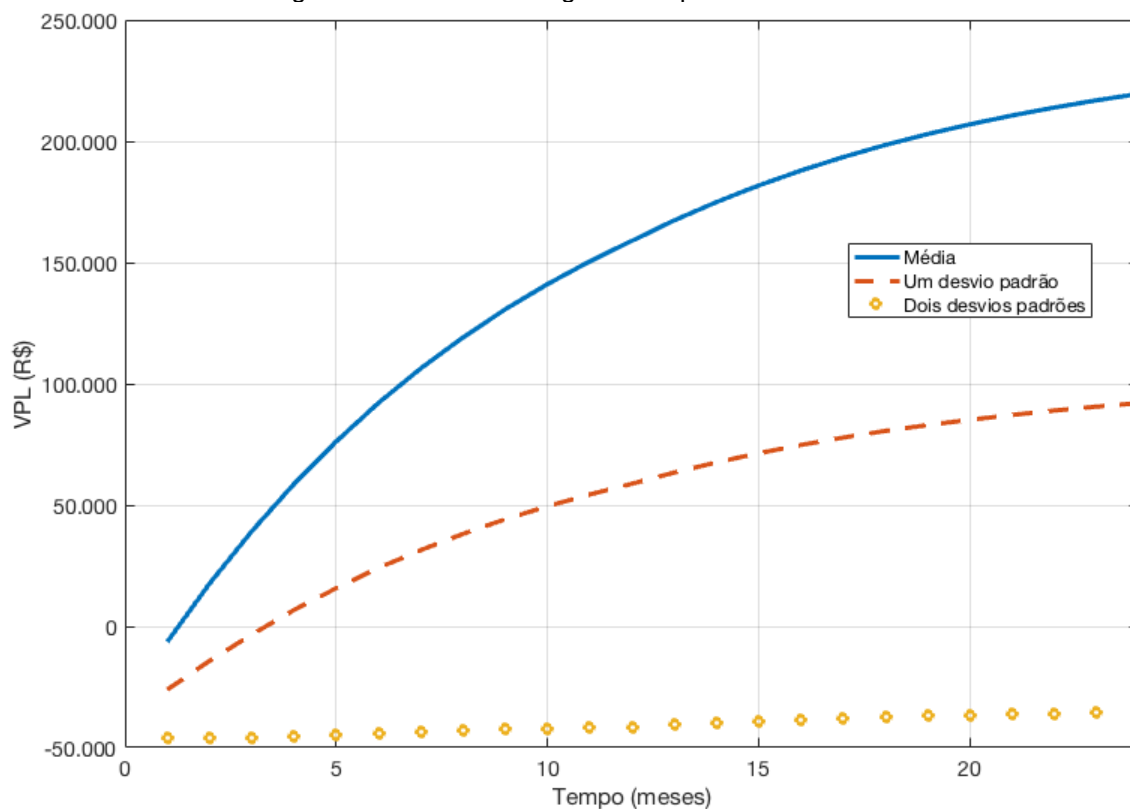


Fonte: Autor

Como é observado nos cenários de migração imediata, os pontos se distribuem quase simetricamente em torno da linha de referência. Neste caso uma pequena concentração de pontos logo acima da linha, significando uma frequência maior de casos onde o custo do ACR é maior que o ACL.

O Cenário 6 considera a mesma redução do reajuste médio que o Cenário 5, mas compreende a espera pela flexibilização da regulamentação. Tem-se um VPL médio, ao fim de dois anos, de R\$ 230.521,48 com desvio padrão de R\$ 104.950,84 e 2,09 % de probabilidade de prejuízo. O VPL ao longo do tempo pode ser observado na Figura A 8.

Figura A 8 - VPL ao longo do tempo no Cenário 6

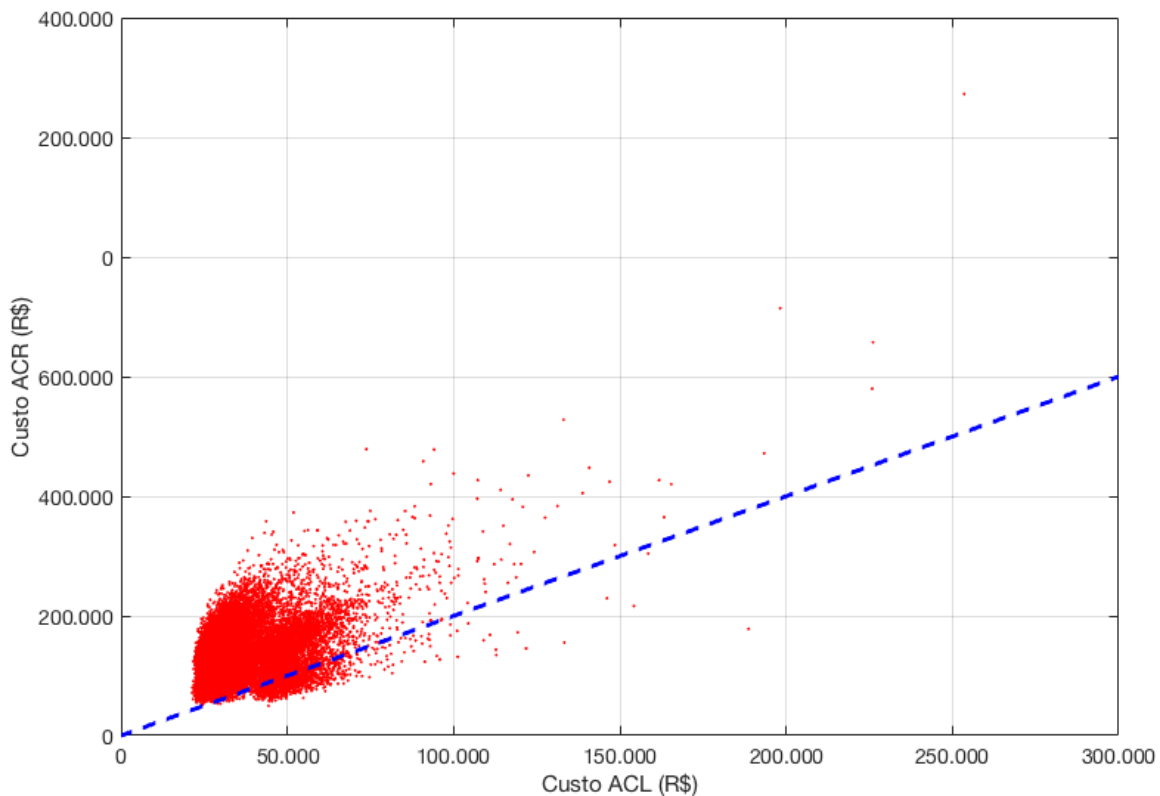


Fonte: Autor

Figura A 8 mostra novamente um VPL crescente, e, com base no desvio padrão observado, baixo risco de prejuízo.

A Figura A 9 mostra, para o Cenário 4, a comparação entre os custos do ACR e do ACL.

Figura A 9- Custo do ACR VS. Custo do ACL para o Cenário 6

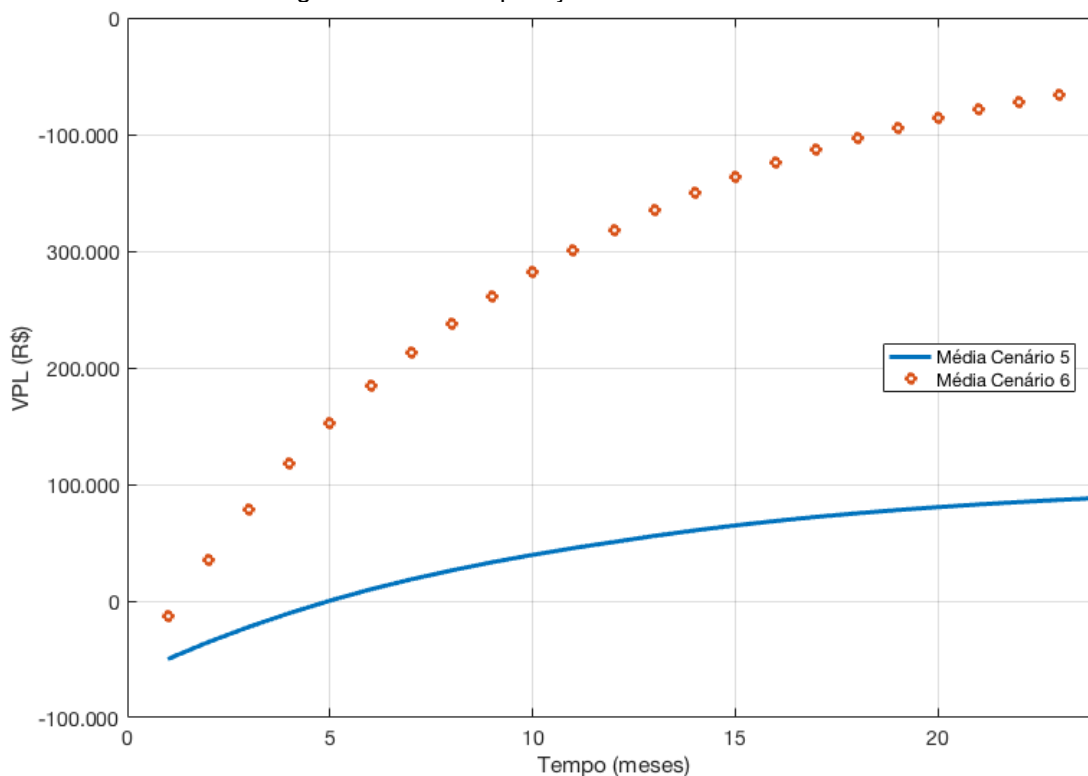


Fonte: Autor

Nota-se na Figura A 9 a predominância de pontos acima da linha de referência, e a clara tendência do custo no ACR ser superior ao custo no ACL.

A Figura A 10 mostra uma comparação ao longo do tempo das médias do VPL para os cenários 3 e 4.

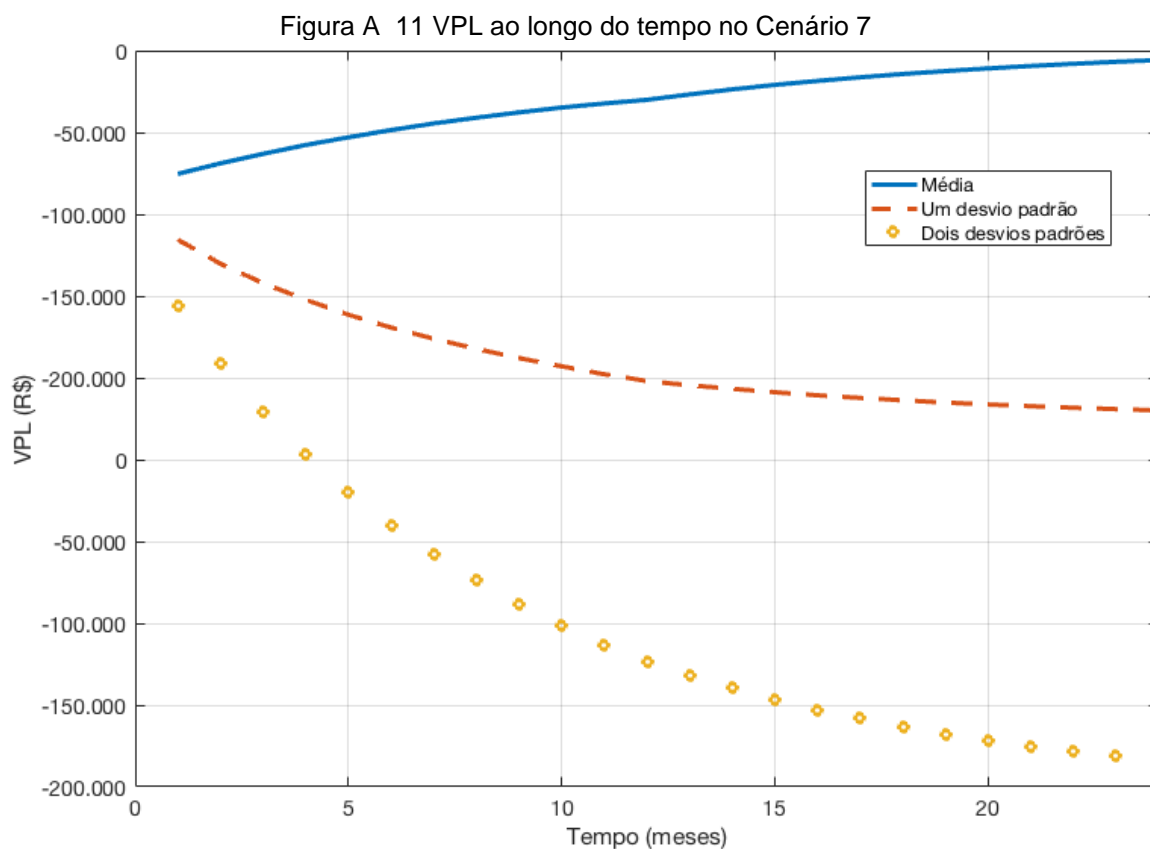
Figura A 10 - Comparação entre Cenários 5 e 6



Fonte: Autor

Fica clara a vantagem de espera pela flexibilização, embora ainda seja vantajoso, baseado no VPL médio, migrar para o ACL nas condições atuais.

No Cenário 7, que prevê uma probabilidade de 50 % de ocorrência da Bandeira Tarifária Verde, obteve-se em dois anos um VPL médio de – R\$ 2.967,04 com desvio padrão de R\$ 86.337,80 e 36,41% de probabilidade de prejuízo. O VPL evolui ao longo do tempo conforme mostra a Figura A 11.

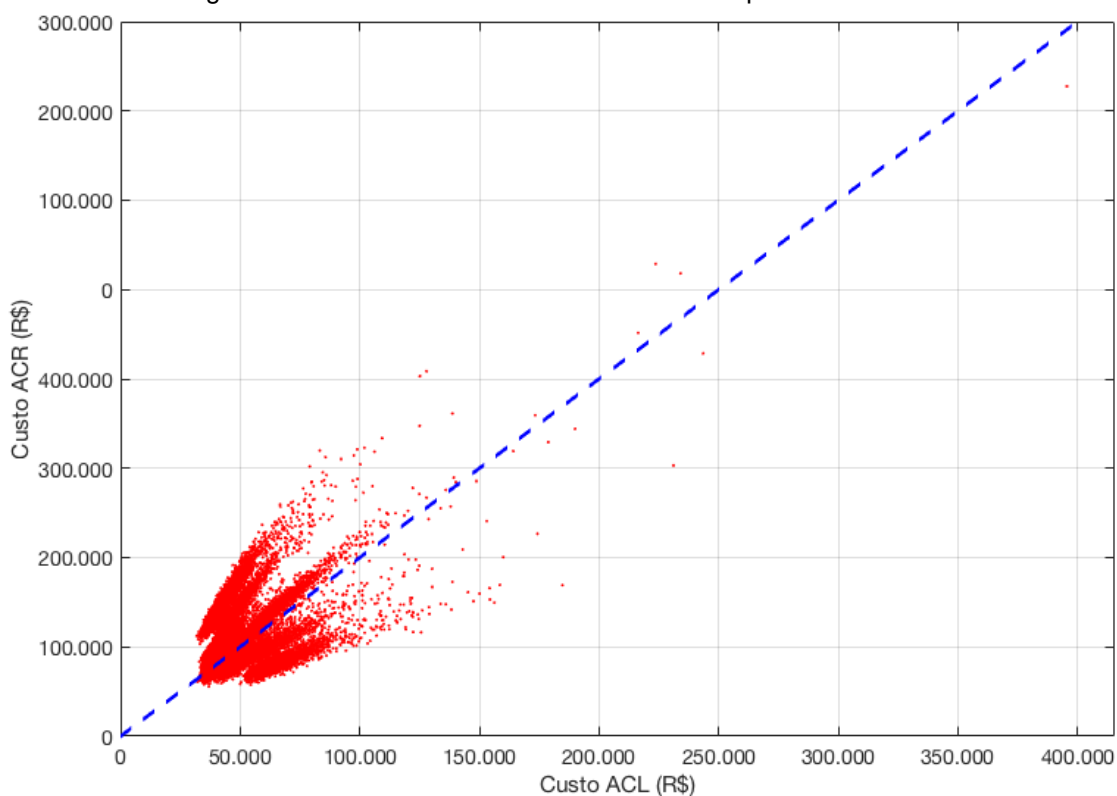


Fonte: Autor

A Figura A 11 mostra um VPL crescente, mas em dois anos sua média ainda não se torna positiva. Há um desvio padrão alto, o que indica um risco também alto de prejuízo.

A Figura A 12 mostra, para o Cenário 7, a comparação entre os custos do ACR e do ACL.

Figura A 12- Custo do ACR VS. Custo do ACL para o Cenário 7



Fonte: Autor

Como se observa nos cenários de migração imediata, ainda observa-se simetria em torno da linha de referência. Neste caso parece haver maior concentração de pontos acima da linha de referência, embora não esteja graficamente claro.

O Cenário 8 considera a mesma probabilidade de ocorrência de Bandeira Verde que no Cenário 7, mas compreende a espera pela flexibilização da regulamentação. Tem-se um VPL médio, ao fim de dois anos, de R\$ 234.851,50 com desvio padrão de R\$ 111.094,71 e 2,59% de probabilidade de prejuízo. O VPL ao longo do tempo pode ser observado na Figura A 13.

Figura A 13 - VPL ao longo do tempo no Cenário 8

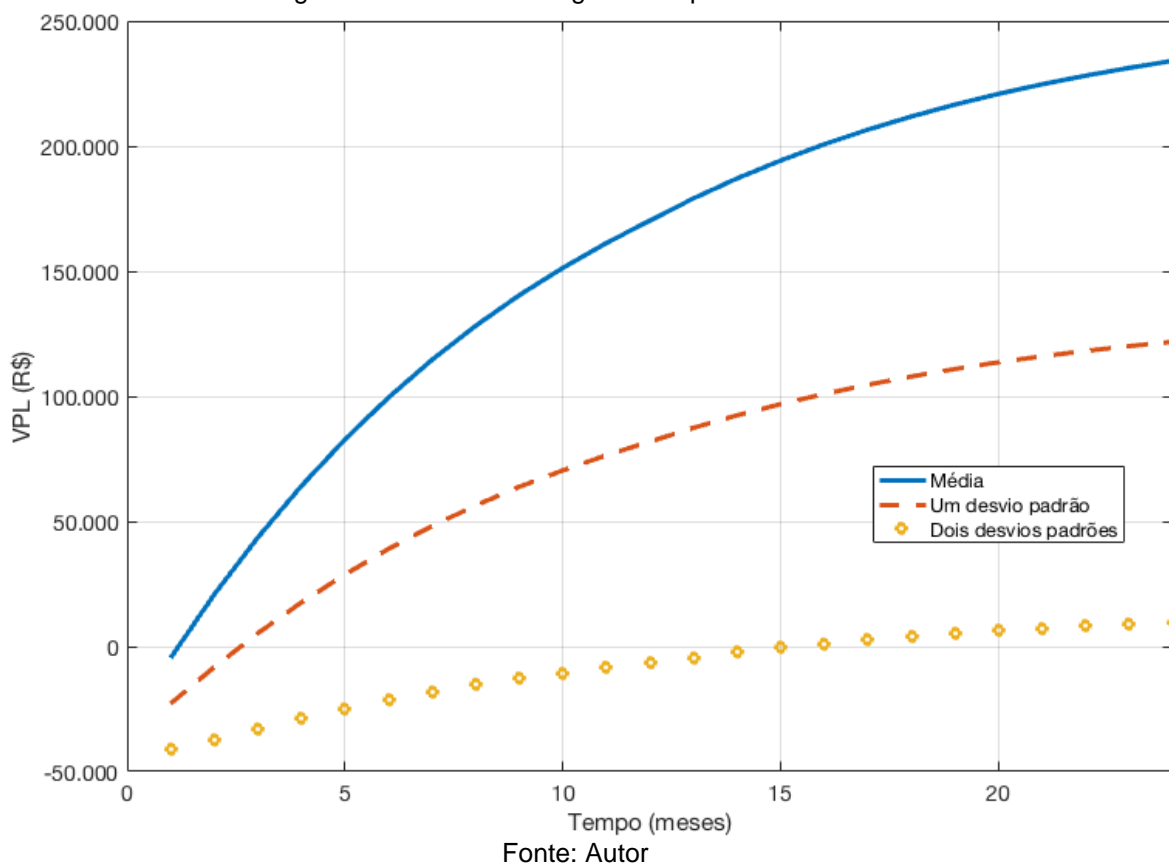
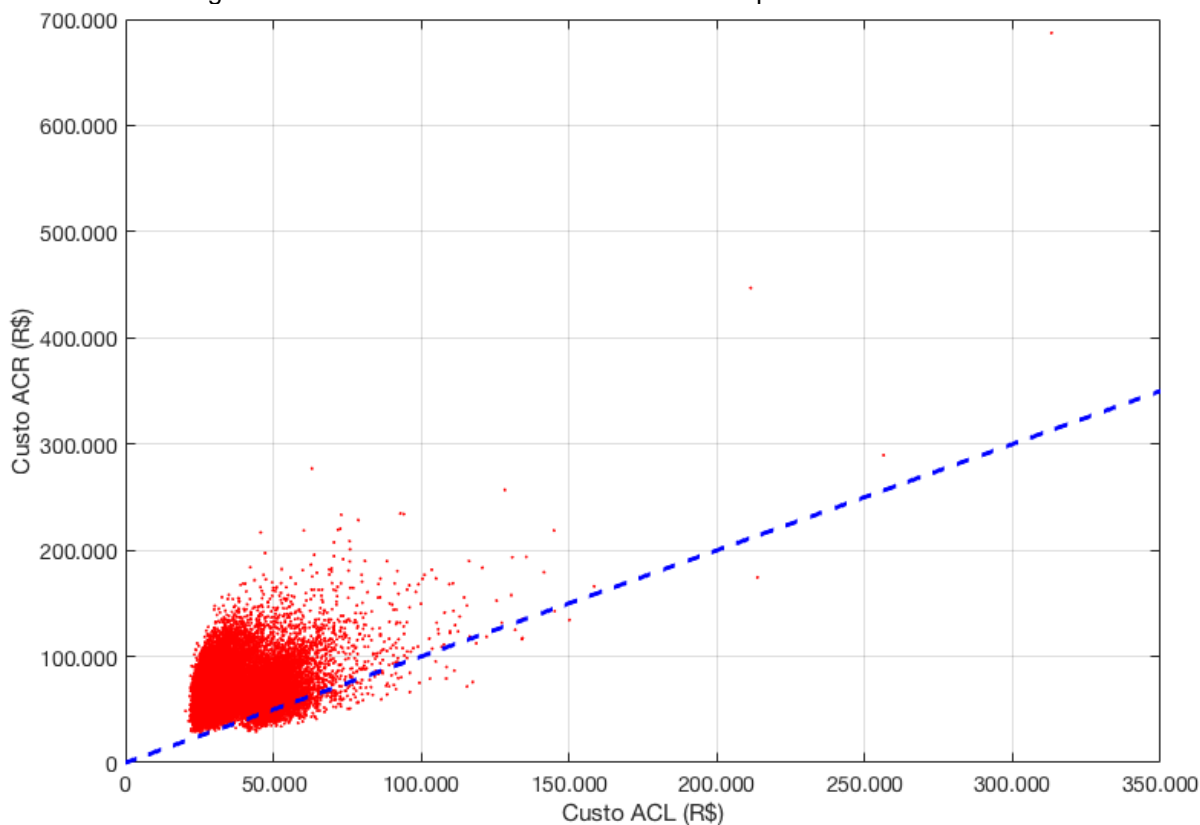


Figura A 13 mostra, como em todos os cenários pós-flexibilização, uma média crescente e baixo risco de prejuízo.

A Figura A 14 mostra, para o Cenário 8, a comparação entre os custos do ACR e do ACL.

Figura A 14 - Custo do ACR VS. Custo do ACL para o Cenário 8

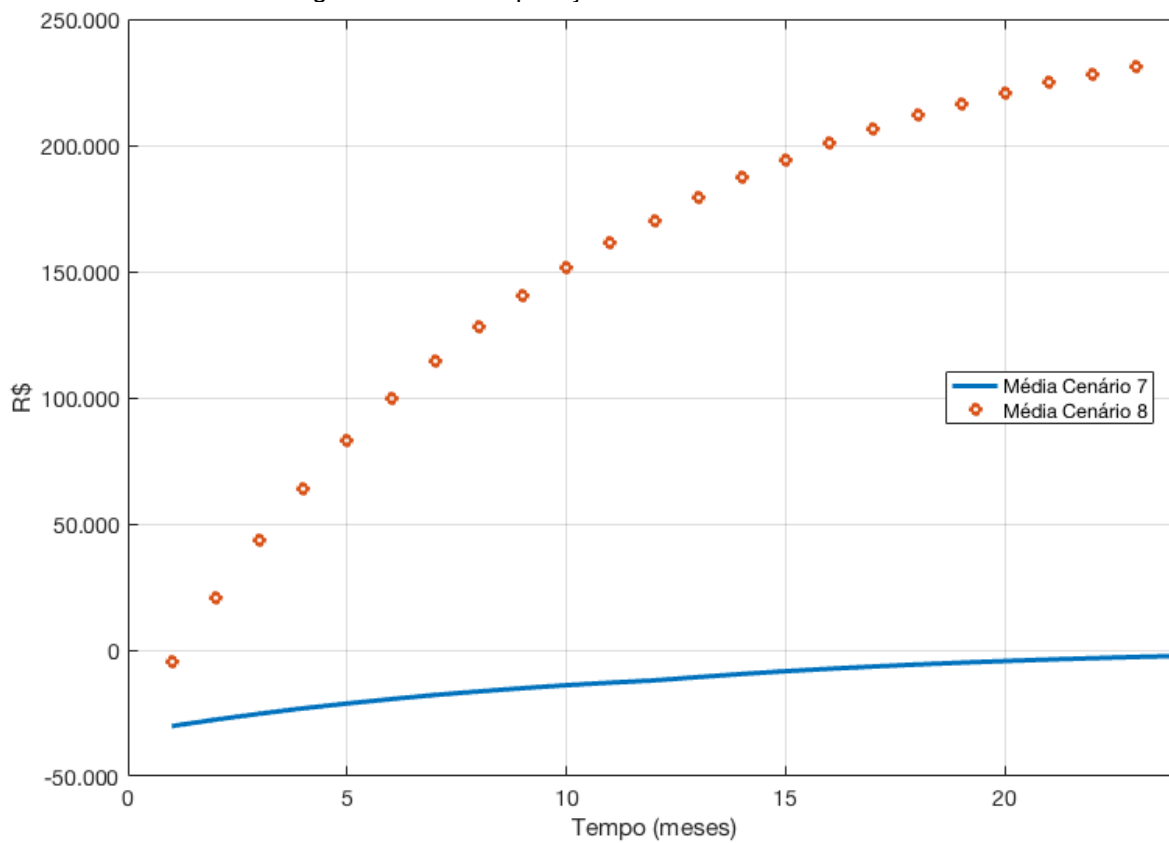


Fonte: Autor

Neste caso está clara a concentração de pontos acima da linha de referência, garantindo graficamente que na grande maioria das simulações o custo no ACR é superior ao custo no ACL.

A Figura A 15 mostra uma comparação ao longo do tempo das médias do VPL para os cenários 7 e 8.

Figura A 15 - Comparação entre Cenários 7 e 8



Mais uma vez é clara a vantagem na espera pela flexibilização, segundo a metodologia proposta.