



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

DEIVIDSON GUIMARÃES FÉLIX

**ANÁLISE ECONÔMICA DE PROPOSTA DE APRIMORAMENTO REGULATÓRIO
PARA A COMPRA DE ENERGIA PROVENIENTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
PELAS DISTRIBUIDORAS – ESTUDO DE CASO DO ESTADO DO RIO DE
JANEIRO**

Niterói, RJ
Fevereiro de 2020

DEIVIDSON GUIMARÃES FÉLIX

**ANÁLISE ECONÔMICA DE PROPOSTA DE APRIMORAMENTO REGULATÓRIO
PARA A COMPRA DE ENERGIA PROVENIENTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
PELAS DISTRIBUIDORAS – ESTUDO DE CASO DO ESTADO DO RIO DE
JANEIRO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações (PPGEET) da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Daniel Henrique Nogueira Dias

Niterói, RJ

Fevereiro de 2020

Ficha catalográfica automática - SDC/BRO
Gerada com informações fornecidas pelo autor

F316a Félix, Deividson Guimarães
Análise econômica de proposta de aprimoramento
regulatório para a compra de energia proveniente de geração
distribuída pelas distribuidoras : Estudo de caso do Estado
do Rio de Janeiro / Deividson Guimarães Félix ; Daniel
Henrique Nogueira Dias, orientador. Niterói, 2020.
127 p. : il.

Dissertação (mestrado profissional)-Universidade Federal
Fluminense, Rio das Ostras, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPG-MESC.2020.m.12617467759>

1. Regulação. 2. Ambiente de Contratação Regulada. 3.
Geração Distribuída. 4. HOMER Energy. 5. Produção
intelectual. I. Dias, Daniel Henrique Nogueira, orientador.
II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Ciência e
Tecnologia. III. Título.

CDD -

DEIVIDSON GUIMARÃES FÉLIX

ANÁLISE ECONÔMICA DE PROPOSTA DE APRIMORAMENTO
REGULATÓRIO PARA A COMPRA DE ENERGIA PROVENIENTE DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PELAS DISTRIBUIDORAS – ESTUDO DE CASO DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica e de Telecomunicações da Universidade
Federal Fluminense como requisito parcial para a
Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Daniel Henrique Nogueira Dias - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes
Universidade Federal Fluminense - UFF



Eng. Rafael de Sá Ferreira
Light S.A.

Niterói
(fevereiro/2020)

*Dedico este trabalho à minha Mãe Martha (in memoriam),
a pessoa que me ensinou a nunca desistir.
Sua lembrança continua a me inspirar.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, acima de tudo, por me preparar, capacitar e por abrir essa oportunidade de mestrado, além de estar comigo em todos os momentos.

À minha mãe Martha (*in memoriam*), por ter moldado meu caráter, pelos ensinamentos e ainda pela frase que tem sido meu conforto e motivação, antes de sua partida você me disse, “filho, tenho muito orgulho de você”. Vou te amar e lembrar de você até o meu último dia. Muito obrigado.

Ao meu pai Dilson, que não mediu esforços por meus estudos, não teria alcançado nada sem a sua ajuda, muito obrigado. Te amo muito pai.

À minha melhor amiga e esposa Daniele, pela compreensão nos momentos difíceis, por suportar minha ausência em alguns momentos desta caminhada, e por todo amor e carinho, sem você ao meu lado eu não suportaria, muito obrigado. Te amo incondicionalmente.

Agradeço ao meu orientador Daniel H. N. Dias pela dedicação, paciência e disponibilidade em me orientar, mas especialmente pelos conselhos. Sem você esta dissertação não seria possível.

Agradeço aos amigos das empresas Embratel e Prime Energy, por permitirem uma flexibilidade de horário para que eu assistisse as aulas do mestrado. Agradeço aos amigos da Compra de Energia da Light pelos ensinamentos sobre o setor elétrico. Vocês foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Agradeço ao colega Tiago Rocha pela parceria em várias disciplinas do mestrado e ao colega Tiago Abud pelas conversas e ideias que acrescentaram em muito nesta dissertação.

Por fim, agradeço a Universidade Federal Fluminense e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, por acreditarem em mim e tornarem possível o sonho de um garoto de origem humilde, de se tornar um bom profissional do setor elétrico. Muito obrigado.

“Porque Deus escolheu as coisas loucas desse mundo para confundir os sábios e as coisas fracas do mundo para confundir as fortes.”

1 Coríntios 1.27

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise de viabilidade econômica para uma proposta de aprimoramento regulatório no âmbito da compra de energia no ACR. Com o objetivo de sugerir e analisar uma atualização no arcabouço regulatório que ampara a compra de energia proveniente de Geração Distribuída (GD) por parte das distribuidoras, tendo em vista a evolução das tecnologias de *Variable Renewable Energy* (VRE) e consequente redução de preços. É utilizado o *software* HOMER® para avaliar a viabilidade de projetos eólicos e fotovoltaicos, em comparação aos preços médios de contratos de compra de energia das concessionárias de distribuição do Estado do Rio de Janeiro. Para fundamentar a proposta deste trabalho, inicialmente é feito uma síntese sobre o histórico do setor elétrico, até chegar em seu estado da arte, com foco nas formas de contratação de energia, bem como nos mecanismos de gestão de contratos no ACR. Foram abordados novos modelos de negócio e estruturas regulatórias adotadas em outros países onde a GD é mais difundida que no Brasil. A metodologia apresentou com detalhes a modelagem para cada uma das simulações, inclusive para as sensibilidades. A análise dos resultados mostrou que a fonte eólica já seria competitiva nas condições propostas, apresentando viabilidade mesmo para o estado do Rio de Janeiro, enquanto que a fonte fotovoltaica ainda não se mostrou viável economicamente nem mesmo nas sensibilidades propostas. Este trabalho evidenciou que frente a transição elétrica atual, é fundamental a discussão do arcabouço regulatório do setor elétrico, com objetivo de que os benefícios das novas tecnologias alcancem a todas as classes sociais, desde que os demais consumidores não sejam onerados para que isso ocorra, e que seja priorizado o equilíbrio econômico regulatório do setor.

Palavras-Chave: regulação, ambiente de contratação regulada, compra de energia, geração distribuída, HOMER, viabilidade econômica.

ABSTRACT

This work presents an economic feasibility analysis for a proposal for regulatory improvement in the scope of energy purchase in ACR. In order to suggest and analyze an update in the regulatory framework that supports the purchase of energy from distributed generation by distributors, in view of the evolution of Variable Renewable Energy (VRE) technologies and consequent price reduction, the HOMER® computational model to evaluate the viability of wind and photovoltaic projects, compared to the average prices of energy purchase agreements of the distribution concessionaires of the state of Rio de Janeiro. To support the proposal of this work, initially a synthesis is made about the history of the electric sector, until it reaches its state of the art, focusing on the forms of energy contracting, as well as the contract management mechanisms in the ACR. New business models and regulatory frameworks adopted in other countries where GD is more widespread than in Brazil were addressed. The methodology presented in detail the modeling for each of the simulations, including the sensitivities. The analysis of the results showed that the wind source would already be competitive under the proposed conditions, being viable even for the state of Rio de Janeiro, while the photovoltaic source has not yet been economically viable even in the proposed sensitivities. This work showed that in view of the current electrical transition, it is essential to discuss the regulatory framework of the electricity sector, with the aim that the benefits of new technologies reach all social classes, as long as other consumers are not burdened to make it happen, and prioritize the regulatory economic balance of the sector.

Keywords: regulation, regulated contracting environment, energy purchase, distributed generation, HOMER, economic viability.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Resumo de atuação por agente em leilões do ACR. (Adaptado, [8])	19
Tabela 2. Resumo de atuação por agente em leilões do ACR. (Adaptado, [40])	32
Tabela 3. VRE por fonte de energia. (Adaptado, [95])	58
Tabela 4. Custo por Componentes de Projetos Fotovoltaicos. (Adaptado, [108])	71
Tabela 5. Custo por Equipamentos de Projetos Fotovoltaicos. (Adaptado, [108])	72
Tabela 6. Consumo por classe - Light (mês de fevereiro/2019). [38]	79
Tabela 7. Consumo por classe – Enel RJ (mês de fevereiro/2019). [37]	80
Tabela 8. Resultado da otimização para o caso base da Enel RJ.	92
Tabela 9. Resultado da otimização para o caso base da Light	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Matriz Elétrica do Brasil em 2018. [3].....	2
Figura 2. Energia gerada por ano na modalidade GD no Brasil. [3]	3
Figura 3. Projeção da Capacidade Instalada de Micro e Mini GD no Brasil. [5]	3
Figura 4. Investimentos históricos no setor de energia elétrica entre 1980 e 1997. [12].....	9
Figura 5. Taxas anuais de remuneração do setor elétrico (1974-1987). [13].....	9
Figura 6. Evolução da capacidade e consumo do SIN. Destaque para o ano de 2001, ano do racionamento de carga. [8]	13
Figura 7. Comercialização de energia no ACR, contratos celebrados entre todos os agentes vencedores do leilão e as distribuidoras que declaram necessidade. (Adaptado, [8])	18
Figura 8. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual da Enel RJ (revisão tarifária de 2019). [37].....	26
Figura 9. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual da Light (revisão tarifária de 2019). [38].....	26
Figura 10. Diagrama resumo das propostas de negócio em GD para as distribuidoras.	60
Figura 11. Componente direta e difusa da radiação solar na superfície terrestre. [104]	66
Figura 12. Irradiação solar global média anual no estado do Rio de Janeiro. [104].....	67
Figura 13. Diagrama de Sankey para um sistema de geração FV. (Adaptado, [105]).....	68
Figura 14. Curva de Aprendizado do setor. (Adaptado, [105])	69
Figura 15. <i>Benchmark</i> dos preços de sistemas fotovoltaicos nos EUA. (Adaptado, [107]) ...	69
Figura 16. Custo de investimento declarado nos leilões - projetos fotovoltaicos. [108].....	70
Figura 17. Custos relativos no orçamento total dos projetos fotovoltaicos. [108]	71
Figura 18. Distribuição dos Custos de Equipamentos dos projetos habilitados. [108].....	72
Figura 19. Proporção de projetos por estrutura de suporte. [108].....	72
Figura 20. Mapa de potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro a 100 m de altura. [110].	74
Figura 21. Potência total cadastrada de projeto eólicos (MW), por região e leilão. [111]	76
Figura 22. Evolução da potência das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo. [111]	76
Figura 23. Evolução do custo dos projetos eólicos habilitados por ano (R\$/kW). [111]	77
Figura 24. Peso relativo dos custos no orçamento total dos projetos eólicos. [111]	78
Figura 25. Representação do sistema utilizado. Tela retirada do HOMER®.	79
Figura 26. Representação da carga subclasse Baixa Renda da Light. Tela retirada do HOMER®.....	81
Figura 27. Representação da carga subclasse Baixa Renda da Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.....	81
Figura 28. Tecnologia dos módulos fotovoltaicos: participação relativa entre os habilitados no 2º LER/2016. [113].....	82
Figura 29. Representação dos módulos solar utilizados. Tela retirada do HOMER®.	83
Figura 30. Curvas de Corrente (A) x Tensão (V) para diferentes temperaturas. [114]	84
Figura 31. Temperatura média da cidade de Cambuci. Tela retirada do HOMER®.	85
Figura 32. Temperatura média da cidade do Rio de Janeiro. Tela retirada do HOMER®.	85
Figura 33. Representação dos inversores utilizados. Tela retirada do HOMER®.....	86
Figura 34. Dados de Irradiação Solar Global média e Índice de Clareza para município de Cambuci - Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.	87

Figura 35. Dados de Irradiação Solar Global média e Índice de Clareza para município do Rio de Janeiro – Light. Tela retirada do HOMER®.	88
Figura 36. Representação das turbinas eólicas utilizadas. Tela retirada do HOMER®.	89
Figura 37. Representação dos ventos utilizados na simulação Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.	90
Figura 38. Representação dos ventos utilizados na simulação Light. Tela retirada do HOMER®.	91
Figura 39. Fluxo de Caixa com desconto, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.	93
Figura 40. Média de energia gerada por mês e por fonte, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.	94
Figura 41. Resultado da geração de energia eólica, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.	94
Figura 42. Variação do <i>LCOE</i> com a velocidade do vento e com o preço do aerogerador, para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.	95
Figura 43. Fluxo de Caixa com desconto, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.	97
Figura 44. Média de energia gerada por mês e por fonte, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.	98
Figura 45. Resultado da geração de energia eólica, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.	99
Figura 46. Variação do <i>LCOE</i> com a velocidade do vento e com o preço do aerogerador. Tela retirada do HOMER®.	100

LISTA DE ABREVIATURAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables</i>
IUEE	Imposto Único de Energia Elétrica
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
ONS	Operador Nacional do Sistema
PEPE	Programa de Estímulo as Privatizações Estaduais
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROPEE	Procedimentos do Programa de Eficiência Energética
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RETSCREEN	<i>Clean Energy Project Analysis Software</i>
RGG	Reserva Global de Garantia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima da Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo da dissertação	4
1.2. Método	5
1.3. Estrutura da dissertação	6
2. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL	7
2.1. A comercialização de energia antes do Marco Regulatório de 2004	7
2.2. A comercialização de energia no Modelo Atual (após 2004).....	14
2.3. Sistema De Distribuição De Energia Elétrica	16
2.4. Ambiente de contratação regulada – ACR.....	18
2.4.1.Leilões de energia no ACR	19
2.4.2.Modalidades de contratos no ACR	21
2.4.3.Formação do Preço Médio de Aquisição de Energia	23
2.4.4.Incentivos à gestão eficiente de contratos no ACR e Valor de Referência (VR).....	26
2.4.5.Mecanismos de Flexibilidade de contratação no ACR (MCSD e MVE)	29
2.5. Encargos Setoriais e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).....	35
3. TENDÊNCIAS E PROPOSTA PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO FRENTE AO AVANÇO DOS RED	37
3.1. Desenvolvimento dos recursos energéticos distribuídos.....	37
3.1.1.Geração Distribuída (GD)	38
3.2. Estruturas regulatórias modernas.....	41
3.2.1.O Modelo com rede de referência (<i>Reference Network Model</i> - RNM)	42
3.2.2.O modelo TOTEX	43
3.2.3.O modelo menu de contratos.....	43
3.2.4.O modelo <i>unbundling</i>	44
3.3. Novas estratégias comerciais para o setor de distribuição de energia.....	45
3.3.1.Concessionárias de distribuição como donas dos equipamentos	46
3.3.2.Concessionárias de distribuição como financiadoras dos equipamentos	46
3.3.3.Concessionárias de distribuição como comercializadoras de energia de RED	47
3.4. Síntese do setor de GD em outros países	48
3.4.1.Síntese da regulação de energia nos Estados Unidos	48
3.4.2.Síntese do setor de distribuição frente ao avanço da GD no Reino Unido	52
3.4.3.Síntese do setor de distribuição frente ao avanço da GD na Alemanha.....	54
3.5. Proposta de novo modelo de contratação de Geração Distribuída no ACR	57
4. METODOLOGIA.....	62

4.1. Fluxo de Caixa e Tempo de Retorno do Investimento	62
4.2. Cálculo do Valor Presente Líquido.....	63
4.3. Cálculo do Custo Nivelado de Energia.....	64
4.4. Índice de Irradiação solar global no estado do Rio de Janeiro	65
4.5. Perdas em sistemas fotovoltaicos.....	67
4.6. Custo de investimento em projetos Fotovoltaicos	68
4.7. Potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro	73
4.8. Evolução dos projetos Eólicos em leilões do ACR e o Custo de investimento	74
4.9. Simulações no HOMER®	78
4.9.1.Cargas Utilizadas para simulação.....	79
4.9.2.Módulo Solar	82
4.9.3.Inversor	86
4.9.4.Dados de Irradiação Solar – Área de concessão Enel RJ.....	86
4.9.5.Dados de Irradiação Solar – Área de concessão Light	87
4.9.6.Turbina Eólica.....	88
4.9.7.Dados de Ventos – Área de concessão Enel RJ.....	89
4.9.8.Dados de Ventos – Área de concessão Light	90
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	92
5.1. Análise do Caso Base da Enel RJ	92
5.2. Análise dos cenários de sensibilidade para Enel RJ	95
5.3. Análise do Caso Base Light.....	96
5.4. Análise dos cenários de sensibilidade para Light.....	99
6. CONCLUSÃO	101
6.1. Trabalhos futuros.....	103
REFERÊNCIAS	104
ANEXO I – RANKING DAS MAIORES DISTRIBUIDORAS DO BRASIL.....	112

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, em muitos países têm sido incluídas fontes de energia renovável em suas matrizes de energia elétrica, com destaque para energia solar e eólica. A inserção de fontes de energia renovável vai ao encontro da busca por metas traçadas para redução de gases de efeito estufa (GEE). O Brasil, de acordo com o termo Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) assinado em 2016, comprometeu-se a diminuir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, até o ano de 2025, com um compromisso de posterior redução de 43% abaixo dos níveis de 2005, até o ano de 2030. Para tanto, o país firmou compromisso de aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética para aproximadamente 18% até 2030, reparar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas, além de atingir uma participação de aproximadamente 45% de energias renováveis na matriz energética em 2030 [1].

A participação de fontes de energia renovável na matriz elétrica em nível mundial tem crescido acentuadamente desde 2001, tendo alcançado um recorde de 161 GW de capacidade adicional em 2016 [2]. As políticas de incentivos às fontes renováveis, ao redor do mundo, evoluíram de forma a cada vez mais obterem os resultados pretendidos em relação a adesão de clientes e investidores, inovação tecnológica, ganho de escala e diminuição dos custos. Porém, o crescimento acentuado da participação de fontes renováveis na matriz elétrica, com parcelas representativas de energia renovável variável (ERV) aumenta complexidade de operação dos sistemas de potência.

Quanto a emissão dos GEE, a matriz elétrica brasileira tem uma vantagem frente a maioria dos países desenvolvidos, já que aproximadamente 66,6% de sua matriz elétrica é composta por hidrelétricas, conforme pode ser observado na Figura 1 [3].

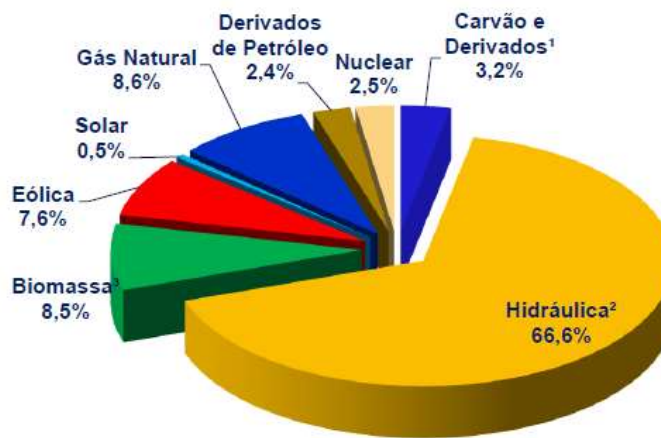


Figura 1. Matriz Elétrica do Brasil em 2018. [3]

Dessa forma, atualmente o Brasil conta com um total de 83,3% de participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica, enquanto em todo o mundo esse percentual é de aproximadamente 24% [3].

Sendo assim, as diretrizes para o setor elétrico nacional podem ser tomadas de forma mais independente em relação a restrições ambientais do que em outros países, com foco na segurança energética, as esferas econômicas, política, social e tecnológica podem ser mais exploradas.

A expansão das fontes de energia renováveis variáveis tem duas modalidades, por meio da geração centralizada e por meio da Geração Distribuída (GD). As duas modalidades são beneficiadas com o avanço tecnológico, mas em especial a segunda, tendo em vista que ela faz parte de um conjunto de novas tecnologias para o consumidor, denominada de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Dentre os outros recursos associados ao RED, é possível destacar o armazenamento de energia, veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) [4].

O avanço tecnológico, aliado à redução de preços, juntamente com políticas de incentivo têm sido fundamentais para o crescimento da GD no mundo e mais recentemente no Brasil.

A Figura 2 mostra a evolução da energia gerada por ano na modalidade de GD no Brasil.

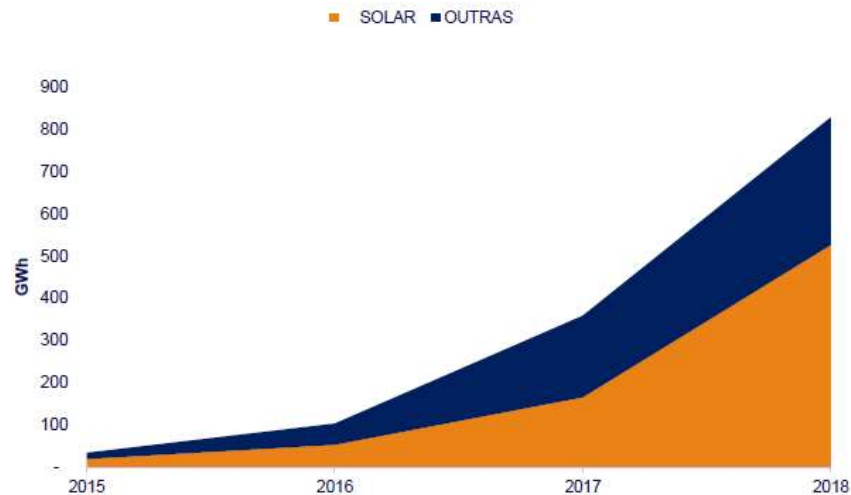


Figura 2. Energia gerada por ano na modalidade GD no Brasil. [3]

Destaca-se que do total de 828 GWh gerados por meio de GD no Brasil em 2018, 63,5% foi proveniente da fonte solar fotovoltaica [3]. Uma das justificativas para isso, pode ser a maior facilidade de instalação dessa fonte nas residências, pois muitas vezes utilizam-se os próprios telhados.

A tendência de crescimento da GD tem como protagonista a micro e minigeração distribuída (MMGD), na qual os clientes fazem o investimento próprio no sistema de GD de pequena escala, geralmente painéis fotovoltaicos, instalados na própria residência, estes consumidores são chamados de “prossumidores”.

A Figura 3 demonstra a tendência de crescimento da MMGD no Brasil, com estimativa de 11 GW instalados em 2019 [5].

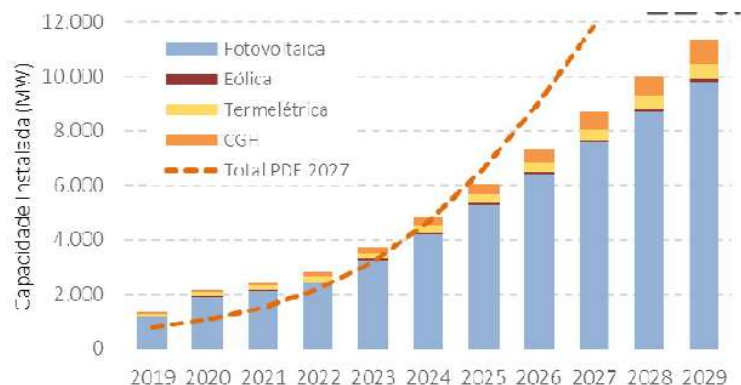


Figura 3. Projeção da Capacidade Instalada de Micro e Mini GD no Brasil. [5]

Em meio a essas transformações tecnológicas no setor elétrico, encontram-se as distribuidoras de energia elétrica, elas são obrigadas a conectar os clientes em sua rede, dentro de sua área de concessão. As distribuidoras, como proprietárias da rede elétrica de distribuição de energia, também são encarregadas da operação do sistema de distribuição, além de garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica, que periodicamente demanda investimentos na rede.

Naturalmente, as novas tecnologias, que por consequência desenvolvem um novo tipo de consumidor, o prossumidor, que por sua vez tem outras demandas e expectativas da rede de distribuição, produzem maior complexidade a operação das redes das distribuidoras. Porém, esse novo ambiente que está se desenvolvendo no setor elétrico brasileiro, exige uma regulação moderna, com foco no equilíbrio econômico entre os agentes.

No âmbito da distribuição, a modernização tecnológica demandará investimentos na rede das distribuidoras, assim como demandará um arcabouço regulatório que mantenha o planejamento econômico dessas empresas, e que possibilite a elas e ao seu grupo investidor se adaptarem a um novo cenário, sem restringir o acesso a novas tecnologias por parte dos clientes.

1.1. Objetivo da dissertação

Esta dissertação tem como principal objetivo avaliar a viabilidade econômica de projetos de GD, considerando um aprimoramento regulatório, ou seja, um modelo de negócio que não está previsto atualmente na regulação brasileira, mas que poderia ser uma forma de reposicionar as distribuidoras no novo cenário do setor elétrico nacional, ao passo que o aprimoramento sugerido tem como premissa o equilíbrio regulatório, de forma a não causar prejuízo ao consumidor, tão pouco aos demais agentes do setor elétrico.

O aprimoramento proposto está baseado em [6], que regulamenta a forma como as distribuidoras podem contratar energia por meio de GD, permitindo um limite de até 10% de sua carga, e que prevê que a contratação deverá ser precedida por chamada pública. Esta dissertação destaca o fato de que essa possibilidade de contratação, amparada pela referida resolução, foi pouco utilizada, pois não é eficiente em seus atuais termos, nem está condizente com as tendências de mercado.

O aprimoramento regulatório proposto, considera as peculiaridades sociais da população brasileira para evitar uma concorrência desleal e consequente desequilíbrio de mercado, em contrapartida, faz uso das vantagens que o agente distribuidor tem, ao ser o agente com mais conhecimento e informações sobre a carga e a rede em sua área de concessão.

Em síntese, a proposta de aprimoramento abordada nesta dissertação, sugere a possibilidade de investimento próprio das distribuidoras (ou do seu grupo de investidores) em GD dentro de sua área de concessão, sendo que elas seriam remuneradas pela energia gerada. Essa energia seria valorada ao preço médio de seus contratos (sem onerar o consumidor), e para evitar uma competição desleal, a energia máxima gerada no ano passível de repasse, estaria limitada a carga total de seus clientes da subclasse baixa-renda.

Esta dissertação fala sobre o histórico da regulação do setor elétrico do Brasil, com foco no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com o objetivo de demonstrar a evolução pelo qual passou o setor e quais são as atuais ferramentas de flexibilidade e gestão de portfólio de contratos das distribuidoras. Também são abordados os modelos de negócio mais modernos utilizados internacionalmente na área de distribuição de energia elétrica, além de destacar as experiências de alguns países no cenário de transição energética.

1.2. Método

Para a análise econômica da proposta, foi definido o estado do Rio de Janeiro, com as duas principais distribuidoras, Light e Enel RJ, para o estudo de caso. Dessa forma, foram utilizados parâmetros consagrados na economia, como *payback*, Valor Presente Líquido (VPL), e custo nivelado de energia (do inglês, *LCOE*) para avaliação da viabilidade econômica dos projetos.

Foi utilizado o *software* HOMER® para simulação dos projetos na área de concessão de cada uma das duas distribuidoras, tendo sido escolhido, em teoria, o melhor local para cada um dos projetos de GD (solar fotovoltaico e eólico), foram modelados por meio do programa os principais parâmetros técnicos, de forma a obter os resultados necessários para avaliação da viabilidade econômica.

1.3. Estrutura da dissertação

Esta dissertação está estruturada da forma descrita a seguir.

No capítulo 2, é apresentada uma descrição do processo de comercialização de energia elétrica no Brasil, com um histórico sobre o tema, também é feita uma abordagem detalhada sobre a estrutura de leilões regulados, tipos de contratos de energia e mecanismos de gestão de portfólio de contratos no ACR.

No capítulo 3, é apresentada uma perspectiva de mudanças no modelo de negócio das distribuidoras, bem como metodologias inovadoras que possibilitarão a adequação dessas empresas as novas demandas operativas com a inserção em larga escala dos recursos energéticos distribuídos, é feito um apanhado de experiências internacionais com foco na regulação da GD e na atividade de distribuição de energia elétrica, ainda neste capítulo é feita a proposta de aprimoramento regulatório no âmbito de [6], que é objeto central deste trabalho.

No capítulo 4, a metodologia demonstra todos os parâmetros econômicos utilizados, também é feita a modelagem dos sistemas de GD no HOMER®.

No capítulo 5, é feita a análise dos resultados para todas simulações realizadas.

Por fim, no capítulo 6, são expostas as conclusões do trabalho, além de serem feitas propostas para estudos futuros.

2. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

2.1. A comercialização de energia antes do Marco Regulatório de 2004

O início da atividade de geração de energia elétrica pode ser considerado recente, pois começou há pouco mais de 100 anos nos EUA, por meio de experimentos e descobertas, especialmente de Thomas Edison e George Westinghouse. Embora tenha evoluído nos tipos de fonte e em escala, a essência técnica da geração e transmissão ainda é mantida através do engenhoso emprego de leis da física de fenômenos eletromagnéticos. Mas especialmente, do ponto de vista econômico, a comercialização de energia passou por diversas práticas, muitas vezes associadas com a evolução da regulação da atividade econômica das chamadas indústrias de redes. No caso do Brasil, até os dias de hoje, anualmente as regras e mecanismos comerciais são aprimorados, para que possibilitem cada vez mais uma atividade rentável e equilibrada aos empreendedores, e também uma atividade econômica que garanta a seus usuários a modicidade tarifária e segurança de fornecimento.

Quando se iniciaram as primeiras descobertas de geração e transmissão de energia, a atividade de comercialização era restrita a pequenas ilhas elétricas, onde as empresas pioneiras progrediam conforme o crescimento da comunidade em que estivessem localizadas. Como não havia regulação e fiscalização [7], diversos conflitos ocorreram até que esta atividade acabou recebendo a atenção do Estado, o qual começou a legislar sobre o assunto para garantir o equilíbrio e bem-estar geral das comunidades onde a energia elétrica estava presente. É possível citar como exemplo a lei no país descobridor da eletricidade, Estados Unidos, por meio do *Public Utility Holding Company Act* – PUHCA, do ano de 1935.

No Brasil, a primeira utilização comercial de eletricidade ocorreu em 1858 com a inauguração da Estrada de Ferro Central do Brasil, durante o período do Império de *D. Pedro II*, por meio da iluminação elétrica do seu percurso. Quanto à distribuição de energia em grande escala, inicialmente exploravam esta atividade empresas em sua maioria privadas, como a norte-americana Amforp e a Canadense Light, sem nenhuma legislação brasileira específica [8].

A primeira legislação do Brasil sobre esta atividade econômica foi o denominado código de águas [9], que transferiu a outorga do uso de água para o

Estado. Desta forma, o Estado tomou para si a criação de novas usinas hidroelétricas. As empresas estatais CHESF (criada em 1945) e Furnas (criada em 1947) foram concebidas para explorar o potencial hidroelétrico do país. Foi criado em 1952 o BNDES, sendo em seguida designado gestor do FFE (Fundo Federal de Eletrificação) e do IUEE (Imposto único de energia elétrica), os dois criados por [10]. Estas ferramentas de arrecadação do governo foram fundamentais para suscitar a expansão do sistema elétrico nacional. Em 1962 foi criada a ELETROBRAS com a finalidade de gerenciar o planejamento e financiamento da expansão do sistema.

O regime regulatório de remuneração do setor elétrico que vigorou durante o período mencionado acima foi o regime de remuneração pelo custo, ou seja, as empresas tinham uma taxa de remuneração fixa, e todos os custos para o desenvolvimento da atividade eram repassados à tarifa praticada pelo empreendedor.

Embora tenha experimentado um rápido crescimento, este modelo de regulação pelo custo não abrangia a eficiência demandada pelas empresas estatais. Este cenário foi agravado pela política governamental de equalização de tarifas na década de 70. Por meio desta política foi gerada uma conta denominada de Reserva Global de Garantia (RGG) [11], que era administrada pela Eletrobras, e recebia dinheiro de empresas superavitárias do setor de energia para compensar déficits de empresas mal administradas (deficitárias). Desta forma, uma empresa eficiente que era capaz de reduzir o custo para o pleno desenvolvimento de suas tarefas era obrigada a ceder recursos econômicos, de maneira que uma empresa mal administrada pudesse artificialmente reduzir sua tarifa de serviço. Sendo assim, não havia estímulo algum para uma empresa buscar práticas mais eficientes.

Com esta conjuntura de péssimas práticas empresariais, o setor elétrico iniciou a década de 80. Aliado a crises internacionais com um cenário de alta inflação nacional, o modelo vigente do setor elétrico começou a apresentar sinais de esgotamento, entrando também em crise. Somado isto, a crise no setor foi ainda mais agravada por conta da utilização das tarifas de energia elétrica pelo governo como política monetária, ou seja, as concessionárias tinham uma remuneração na tarifa artificial, subestimada em relação aos seus gastos.

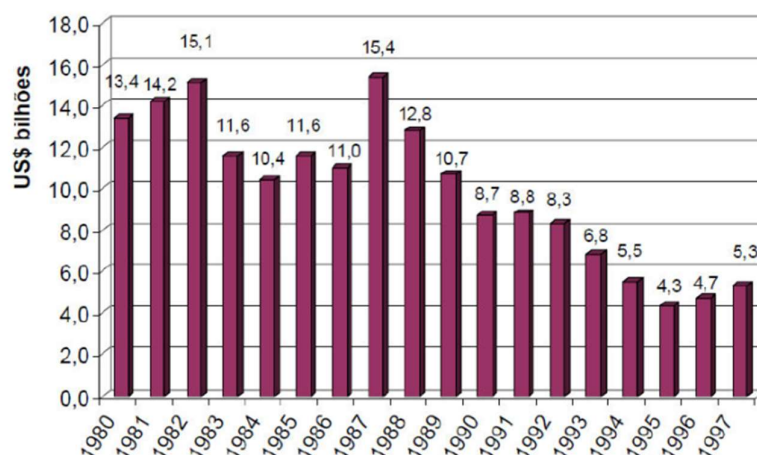


Figura 4. Investimentos históricos no setor de energia elétrica entre 1980 e 1997. [12]

O intenso planejamento é essencial para o setor elétrico, para que aumentos de demanda sejam seguidos pelo respectivo aumento da oferta. Isso porque o período de maturação dos projetos de geração, costumam durar de 3 a 5 anos, representando assim grande inércia para o correto emparelhamento da oferta (criação de novas usinas e linhas de transmissão) frente à demanda (fruto do crescimento econômico demandado por vários setores da economia via consumo de energia elétrica).

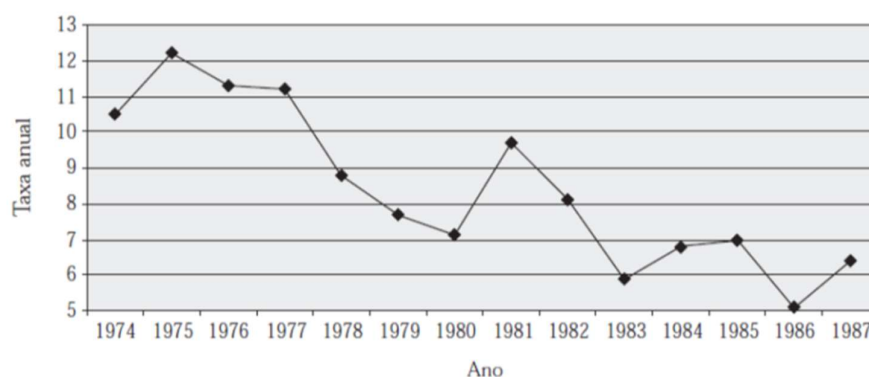


Figura 5. Taxas anuais de remuneração do setor elétrico (1974-1987). [13]

Durante a década de 80 o setor elétrico sofreu uma deterioração, o que ocasionou um início da década de 90 sem os investimentos necessários para suprir as altas taxas de crescimento econômico. Sendo assim, o regime desenvolvido pelo estado não se sustentou de forma eficiente, e por estes fatores surgiu uma dúvida quanto ao papel do Estado como único provedor de investimento. Esta conjuntura interna ocorreu em paralelo com o surgimento de uma nova filosofia econômica mundial.

Esta filosofia econômica ficou conhecida como liberalismo, iniciou-se nos EUA, onde cresceu rapidamente, e também ganhou força na Inglaterra. De acordo com o liberalismo o Estado não deve estar presente em alguns setores da economia, desta forma deve ser aberto mais espaço para a iniciativa privada, que deve ser o motor do desenvolvimento econômico eficiente. De forma natural, o mercado de energia precisou buscar estabilidade, e iniciou um processo de desestatização, reduzindo o papel do Estado como fomentador do desenvolvimento. Dentre os principais fundamentos do liberalismo presentes no Consenso de Washington [12], podemos elencar:

- Rápida privatização de empresas estatais, especialmente as de caráter estratégico (como as empresas do setor de telecomunicações e energia);
- Desburocratização da economia em todas as instâncias;
- Diminuição dos investimentos do Estado em políticas públicas básicas;
- Incentivo a reformas constitucionais, principalmente fiscais e tributárias, com finalidade de reduzir os custos de impostos aos capitais privados;
- Reforma do Estado com redução do funcionalismo, focando em: redução das despesas gerais de custo da máquina, diminuição dos gastos com a dívida interna. Com estas medidas haverá queda da taxa de juros e elevação da qualidade dos serviços públicos.

A primeira legislação visando a desestatização do setor foi [14], que foi o alicerce do Plano Nacional de Desestatização, que habilitou as empresas do Estado para este processo. Outra lei fundamental, foi a Lei “Eliseu Resende” [15]. Esta lei teve dentre os objetivos principais:

(i) O término da equalização tarifária: cada distribuidora passaria a possuir como tarifa seu real custo de manutenção e

(ii) Extinguir a conta gráfica que permitia a capilaridade entre as empresas. Esta lei tornou obrigatório o contrato de suprimento entre geradores e distribuidores.

Esta lei representou uma grande mudança para as empresas do setor, pois apresentou o custo verdadeiro da distribuição de cada área de concessão, também foi o fim da manutenção de empresas mal administradas, por meio de empresas economicamente lucrativas. Porém, o modelo ainda necessitava de mais avanços. Um novo arcabouço regulatório viria por meio de nova regulamentação. Desta forma, é possível citar:

1. Conhecida como a Lei Geral das concessões [16], essa lei determinou os direitos e deveres dos concessionários, alterou o regimento então vigente de Custo pelo regime de Preço e definiu reajustes e revisões tarifárias para concessões e permissões de serviço público, com foco no equilíbrio econômico-financeiro [8];

2. As normas para outorga e concessão de permissões de serviço público foram definidas na Lei Nº 9.074/95 [17], além de ter criado o PIE (Produtores Independentes de energia) e os Consumidores Livres. Esta lei é importante, pois qualifica agentes privados dentro do setor de energia;

3. A ANEEL foi criada por meio da Lei Nº 9.427/96 [18];

4. Por meio da Lei Nº 9.648/98 [19], (a) O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado, além de ter preparado o caminho para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), por meio de um acordo de mercado assinado entre os agentes do setor e (b) instituiu a livre negociação de compra e venda de energia entre os agentes do mercado (concessionários, permissionários e autorizados).

A entrada em vigor deste arcabouço de leis mencionado acima representa grande mudança estrutural para o mercado de energia na década de 90. O item (1) acima significou uma mudança do regime tarifário, onde o regime de preço substituiu o regime de custo. Em outras palavras, deixou de existir a remuneração fixa ou o simples repasse dos custos. O repasse de cada distribuidora aos consumidores é feito de acordo com seus respectivos preços-teto. Caso a empresa supere os limites regulatórios estabelecidos, ela é penalizada em sua remuneração. Desta forma, o resultado dos acionistas está diretamente relacionado a boa gestão de seus diretores.

O item (2) acima também implementou pontos fundamentais, como a definição de prazos de concessão, isto possibilitou aos possíveis investidores estimar o investimento e o retorno em determinada concessão, abrindo caminho para possibilidade de futuras privatizações. A mesma lei também criou a classe dos Produtores Independentes de energia, agentes que poderiam empreender no setor elétrico por sua própria conta e risco. Esta lei ainda criou a figura do consumidor livre, o que possibilitou que grandes consumidores saíssem do mercado cativo da distribuidora. Estas medidas permitiram a criação de um mercado livre de energia, sem burocracias do Estado.

Por fim, os itens (3) e (4a) acima criaram agentes do setor que permitiram a coexistência e interação dos demais agentes privados no mercado. Com a criação da ANEEL neste novo arcabouço regulatório, o papel do Estado ficou restrito por uma agência reguladora, com a principal finalidade de regular a ação dos agentes privados. Foi criado também o ONS, um Operador independente, para a gestão operacional interligada dessas empresas no setor, com a finalidade de otimizar o despacho hidrotérmico do SIN, e o Mercado Atacadista de Energia, que seria responsável pelo registro de todos os contratos de compra/venda de energia, e pela manutenção de um mercado spot.

A criação destas empresas reduziu o papel da Eletrobrás, que até então era o principal agente estatal fomentador do desenvolvimento do setor. Ainda no item (4b), com a possibilidade de livre comercialização entre os agentes, foi definida a base para o início do mercado livre. Neste novo modelo, o custo marginal de curto prazo seria o indicador para a expansão do sistema. Quando o preço estivesse muito alto, incentivaria os agentes privados a buscarem contratos de longo prazo de forma a se protegerem do Preço Líquido das Diferenças (PLD), fomentando assim a expansão do sistema. Preços baixos de PLD mostrariam que não há necessidade de expansão [20].

Outro programa do governo para a desestatização foi o PEPE (Programa de Estímulo as Privatizações Estaduais), criado em 1997 pelo BNDES, que teve como finalidade auxiliar a privatização das distribuidoras. Para isso, o BNDES adiantou para os Estados as receitas que seriam obtidas nos processos de privatização [8]. Muitas distribuidoras foram privatizadas por meio deste programa, dentre elas: Light, CPFL, RGE, AES SUL, COELBA, COSERN, COELCE, entre outras.

É importa destacar que a maioria destas normas foram criadas dentro do Projeto RE-SEB (Reestruturação do setor elétrico brasileiro – durou de 1996 até 1998). Este projeto foi resultado da contratação da consultoria Coopers & Lybrand juntamente com alguns técnicos do setor. Porém as bases desse novo modelo não fomentaram uma política de modicidade tarifária por parte dos agentes nem a necessidade de expansão do sistema. A ineficiência referente a modicidade tarifária pode ser exemplificada pela autorização das empresas em praticarem *self-dealing*, ou seja, geradoras e distribuidoras do mesmo grupo econômico podiam firmar contratos de venda de energia. Quanto à necessidade de expansão do sistema, o gráfico da

Figura 6 demonstra que até o ano de 2000 o crescimento do consumo de energia era maior do que da capacidade instalada:

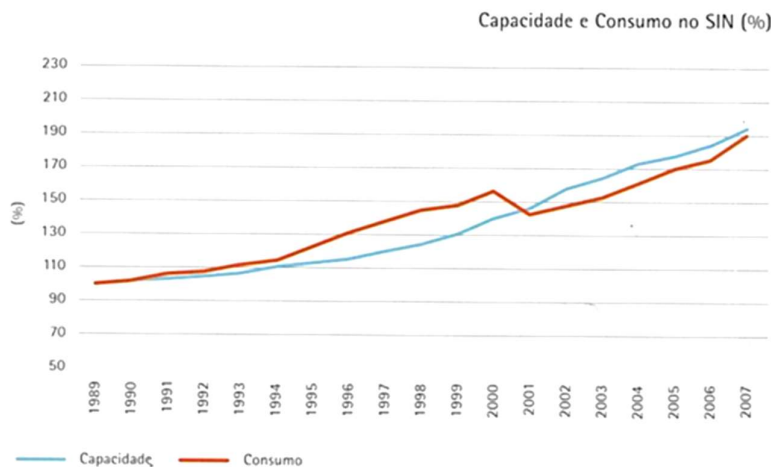


Figura 6. Evolução da capacidade e consumo do SIN. Destaque para o ano de 2001, ano do racionamento de carga. [8]

De acordo com o gráfico da Figura 6, é possível notar o efeito de um racionamento de 20% da carga do SIN no ano de 2001, que perdurou de março de 2001 até fevereiro de 2002. É possível associar o racionamento ao cenário hidrológico adverso, porém, o Relatório Kelman, desenvolvido em 2001 (Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica – comissão elaborada por decreto presidencial com a finalidade de identificar as causas do racionamento) apontou que o sistema já enfrentava desequilíbrio, principalmente a partir de 1999 [20].

O relatório destacou como as principais causas do racionamento o atraso da entrada em operação de obras de geração e transmissão, além da escassez de novos empreendimentos. Embora o aumento da demanda tenha sido previsto, a ampliação da oferta não foi suficiente. Também foi detectado que a garantia física associada aos contratos iniciais estava superdimensionada, exatamente a partir de 1999. Estes contratos iniciais cobriam quase 100% do requisito das distribuidoras no período de 1999 a 2001, desta forma não houve sinalização de necessidade de contratação.

Também existiam falhas estruturais na regulamentação, como exemplo, na época as distribuidoras eram obrigadas a ter apenas 85% da carga com contratos de longo prazo, enquanto o restante poderia ser contratado no mercado de curto prazo. Dado que o mercado de curto prazo de um sistema hidrotérmico tem em 80% do tempo preços baixos [13], devido os cenários hidrológicos propícios, as distribuidoras

tinham propensão a não contratarem por longo prazo, para comprar a energia necessária mais barata no spot. Outro ponto delicado foi a falta de base regulamentar para contratação de térmicas no setor. Devido ao preço desta fonte ser alto, as distribuidoras não contratavam por conta dos limites de repasse estipulados pelo Estado [7].

A economia brasileira foi fortemente impactada pelo racionamento, o crescimento que foi de 4,36% do PIB em 2000 passou para apenas 1,31% em 2001 (o PIB industrial decresceu no período) [8]. Devido os valores de PLD altos, houve inadimplência no mercado de curto prazo do MAE. Por meio de liminares judiciais requeridas pelos agentes, as liquidações foram suspensas. As operações do mercado de curto prazo só retornaram à normalidade a partir de 2003.

Desta forma, atualmente o setor elétrico brasileiro regulado, ainda sofre ajustes pontuais e ao mesmo tempo está adaptando-se para as grandes mudanças que estão ocorrendo na matriz energética e no perfil do consumidor, especialmente com a expansão da GD. No setor elétrico brasileiro, por força de disposição legal, a atividade de serviço público de distribuição de energia elétrica encontra-se segregada das demais atividades, sendo que a atividade de serviço público de transmissão de energia elétrica e a atividade de geração, apesar de estarem segregadas e individualizadas, podem ser praticadas por uma única pessoa jurídica.

2.2. A comercialização de energia no Modelo Atual (após 2004)

A experiência adquirida pelo Brasil durante a crise de racionamento do ano de 2001 evidenciou a necessidade de se alterar a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. O modelo anterior não disponibilizou para a sociedade os três objetivos de qualquer serviço público, em especial a prestação de serviços de energia elétrica: confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade [8].

A insegurança no abastecimento foi demonstrada pela crise do racionamento de 2001. Não havia estímulo para a modicidade tarifária no repasse do preço de livre compra de energia pelas distribuidoras para as tarifas dos consumidores finais, com base no Valor Normativo (VN), que se mostrou dispendioso para o consumidor final, porque não captava os ganhos de eficiência¹.

¹ O VN foi usado como referência para o repasse do preço da energia das distribuidoras. Tinha como fundamento o art. 10, § 2º, da Lei nº 9.648 de 1998 [19].

Apesar de ter sido o foco de sua criação e amplamente divulgado, o que se observou na prática é que o modelo não incentivou a competição. O modelo trouxe, no início, limites ao *self-dealing*², mas passou a abrir exceções a estes limites, desestimulando a competição. As geradoras e distribuidoras negociavam energia com base no VN, e não na efetiva competição. No mais, a própria crise de suprimento provocou altos custos com a contratação de energia emergencial, pesando ainda mais a tarifa final ao consumidor [8].

Com a finalidade de corrigir as falhas do setor, o novo modelo de comercialização de energia elétrica instituído pela Medida Provisória nº 144/03 [21], convertida na Lei nº 10.848/04 [22], e regulamentado pelo Decreto nº 5.163/04 [23], e alterações posteriores, teve como diretriz a segurança no suprimento de energia elétrica e a modicidade tarifária, buscando também, a estabilidade regulatória e a continuidade da universalização do atendimento a todos os consumidores brasileiros.

A comercialização foi então dividida em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, segmento do mercado onde são feitas as operações de compra e venda de energia elétrica, com a participação dos agentes geradores (vendedores) e a obrigatória participação dos agentes concessionários, permissionários e autorizados de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN (compradores), devendo os mesmos garantirem o atendimento de cem por cento de seu mercado consumidor, mediante contratação regulada, por meio de licitação; e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais negociados livremente, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos, no qual também conta com a participação dos agentes geradores e dos demais agentes comercializadores, importadores e consumidores livres.

Foi definido em [23], que para a comercialização de energia elétrica, em ambos os ambientes de contratação, seria obrigatório a comprovação de lastro para a venda de energia elétrica, bem como para garantia de atendimento a cem por cento do mercado de energia.

O mesmo decreto também estabeleceu que o lastro para a venda, deveria ser constituído pela garantia física proporcionado por empreendimento de geração próprio

² Self-dealing é o tipo de contrato assinado entre empresas do mesmo grupo.

ou de terceiros, neste caso, por meio de contratos de compra de energia ou de potência, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Ficou definido em [23] que seria incumbência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a expedição da: i) convenção de Comercialização; ii) das regras de comercialização; e iii) dos procedimentos de comercialização. Esse arcabouço legal teve por objetivo estabelecer as normas de operacionalização da comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica no ACR e no ACL.

Para fazer cumprir o que foi apresentado acima a ANEEL estabeleceu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica por meio da Resolução Normativa nº 109/04 [24], alterada pela Resolução Normativa nº 260/07 [25], que instituiu uma nova forma de contabilização e liquidação financeira das cessões oriundas do Mecanismo de Sobras e Déicits (MCSD), que será abordado mais adiante.

Tendo em vista o enfoque deste trabalho, será abordado a seguir o papel das distribuidoras, no antigo e no novo modelo do setor elétrico. Mais adiante serão tratados os aspectos que envolvem o ACR, incluindo os tipos de leilão, os mecanismos de flexibilidade para as distribuidoras, os modelos de contrato, bem como a possibilidade destes agentes contratarem GD.

2.3. Sistema De Distribuição De Energia Elétrica

A atividade de distribuição de energia é composta por linhas (aéreas ou subterrâneas) e subestações, não integrantes da rede básica, com diversos equipamentos associados, em tensões limitadas a até 230 kV.

Com a criação de [17], todas as linhas de transmissão bem como as subestações, independentemente da tensão, passaram a compor o ativo imobilizado da atividade de transmissão. Enquanto a atividade de distribuição ficou composta pelas instalações de redes e subestações. Com o novo modelo, as instalações definidas como “rede básica” passaram a pertencer à atividade de transmissão.

A prestação de serviço público de distribuição é dada por meio de concessão ou permissão. A concessionária ou permissionária explora o serviço de distribuição em determinada área geográfica, em regime de monopólio, ou seja, concentra toda a prestação do serviço de rede aos consumidores daquela região, sendo a responsável pela operação, manutenção e expansão dessa rede. Este modelo é conhecido como

monopólio natural, onde é mais eficiente que uma única empresa (previamente definida) explore o serviço em determinada região ao invés de várias empresas competindo em uma mesma região.

A distribuidora é obrigada de acordo com [22] a garantir o fornecimento em cem por cento de sua área de concessão, cobrando dos consumidores o encargo de uso do sistema, com base na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, a ser calculada conforme metodologia aprovada em resolução da ANEEL. O documento que define as condições de acesso solicitado pelo agente regulado ou pelo consumidor livre é o Parecer de Acesso, que é emitido pela distribuidora. Sendo para o caso em que o ponto de conexão é em barramento com tensão inferior a 230 kV localizados em subestações integrantes da Rede Básica, que são instalações de fronteira classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DITs, o Parecer de Acesso também deve ser emitido pelo ONS.

Atualmente, a mesma concessionária que desempenha a atividade de distribuição também detém os direitos exclusivos de comercialização de energia elétrica aos consumidores cativos dentro de sua área de concessão, ou seja, não existe no Brasil nenhuma empresa cuja atividade seja exclusivamente de “Distribuição de Energia Elétrica”, a desverticalização societária só foi realizada para as atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

São várias as obrigações das concessionárias de distribuição, elas estão descritas no próprio contrato de concessão, permissão ou autorização, além daquelas previstas na legislação. Já as penalidades, estão no contrato de concessão e na Resolução Normativa nº 63/04 [26] que revogou a Resolução Normativa nº 318/98 [27].

De acordo com a Lei nº 8.987/95 [16], são obrigações da concessionária:

- Prestar serviço adequado, conforme previsto nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato.
- Manter em dia o inventário e o registro dos bens vinculados à concessão.
- Prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários, nos termos definidos no contrato.
- Cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão.

- Permitir aos encarregados da fiscalização livre acesso, em qualquer data, às obras, aos equipamentos e às instalações integrantes do sistema, assim como a seus registros contábeis.
- Promover as desapropriações e constituir servidões autorizadas pelo poder concedente, conforme previsto no edital e no contrato.
- Zelar pela integridade dos bens vinculados à prestação do serviço, bem como segurá-los adequadamente.
- Captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço.

2.4. Ambiente de contratação regulada – ACR

O ACR é composto pelas concessionárias de distribuição do SIN. Existem ainda as permissionárias de distribuição, dentre estas algumas são cooperativas de eletrificação (atendem apenas a seus associados). A demanda destes agentes de consumo é contratada por meio de leilões públicos do tipo reverso, como ilustrado na Figura 7.

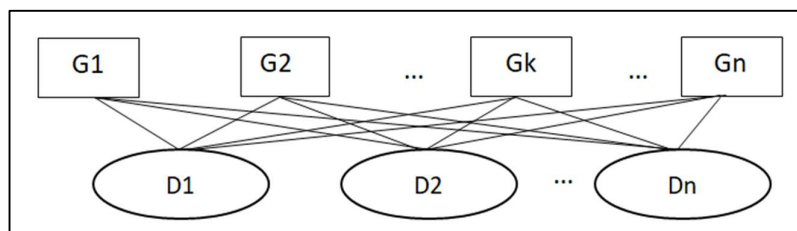


Figura 7. Comercialização de energia no ACR, contratos celebrados entre todos os agentes vencedores do leilão e as distribuidoras que declaram necessidade. (Adaptado, [8])

O Novo Modelo instituiu que as distribuidoras não poderiam mais comercializar energia com consumidores livres. Para estes, a função das distribuidoras ficou restrita a rede, pela que recebem valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Anualmente o MME deve providenciar, em conjunto com a ANEEL, a realização de leilões para atender à demanda das distribuidoras. Para isso, o MME estabelece, por meio de portaria, as datas dos leilões, que são processados pela CCEE, por delegação da ANEEL, e fixa o preço-teto por fonte de energia, o qual deverá estar previsto no respectivo edital de licitação. São permitidos como agentes vendedores nos leilões os titulares de concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente

para gerar ou importar energia. Para que os agentes vendedores sejam definidos como vencedor no leilão, estes deverão ofertar os maiores descontos em relação ao preço-teto.

Ao final do leilão são assinados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) entre os agentes vendedores que venceram no leilão e os distribuidores que participaram do mesmo.

Os CCEAR são contratos padronizados e regulados, que fazem parte dos editais de licitação, eles incluem um contrato de constituição de garantias (CCG), firmado juntamente com o CCEAR. O CCG estipula as garantias em caso de inadimplência da distribuidora.

Os fluxos financeiros consequentes da contratação regulada (leilões) ocorrem diretamente entre as partes, sem interveniência do Governo ou da CCE, que tem a função de registrar os contratos e processar à contabilização e à liquidação de diferenças no mercado de curto prazo.

Desta forma, a compra de energia por parte das distribuidoras envolve várias etapas, das quais participam, além dos vendedores e das próprias distribuidoras, o MME, a ANEEL, a EPE e a CCEE, conforme resumo ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1. Resumo de atuação por agente em leilões do ACR. (Adaptado, [8])

Atuação	Agentes
Sistemática do leilão	MME
Habilitação técnica e cadastro de empreendimentos	EPE
Declaração de Necessidade	Distribuidora
Preparação do edital	ANEEL
Definição dos termos, garantias e penalidades dos participantes;	ANEEL
Audiência Pública	ANEEL
Publicação do edital	ANEEL
Processamento do leilão	CCEE
Pós-habilitação	ANEEL
Outorga	MME
Celebração de CCEAR	CCEE

2.4.1. Leilões de energia no ACR

Com objetivo de assegurar a modicidade tarifária, são divididos os geradores nos leilões do ACR em dois tipos principais: “energia nova” e “energia existente”, desta forma impede que usinas existentes, com investimentos já amortizados, compitam

com usinas novas, que em teoria tem preços mais caro, pois ainda irão recuperar o investimento no projeto.

De acordo com [22] para que um empreendimento seja considerado existente, basicamente ele deve possuir outorga, ou seja, não é preciso que a usina necessariamente já tenha entrado em operação. Desta forma, a única possibilidade de um empreendimento que já entrou em operação participar de um leilão de energia nova é por meio de ampliação da usina [8].

Os empreendimentos novos são subdivididos em novos em sentido estrito e novos estruturantes. A diferença principal entre eles é que os novos estruturantes são indicados pelo CNPE e aprovados pelo Presidente da República como empreendimento com prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público [28].

A Lei nº 10.848/04 [22], também definiu os leilões de fontes alternativas (LFA), onde poderiam participar apenas fontes renováveis, tais como pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e biomassa. Neste tipo de leilão não há distinção entre empreendimentos novos e existentes (ambos podem participar). Este tipo de leilão caiu em desuso nos últimos anos, já que estas fontes de energia se tornaram competitivas e passaram a integrar os leilões de energia nova e gradativamente integrarão os de energia existente à medida que os contratos forem vencendo, tendo sido o último LFA realizado em 2015 [29].

Além da distinção por “maturidade” dos leilões, tendo como base os preços, em [23] também foi instituído uma sequência temporal entre os leilões de energia no ACR. Esta sequência permite que as distribuidoras gerenciem as incertezas relacionadas à carga.

O ano de início do suprimento dos leilões é denominado como “A”, a realização dos leilões de energia nova pode ser entre seis e três anos antes da entrega, sendo nomeados de “A-6”, “A-5”, “A-4” e “A-3”, enquanto os leilões de energia nova de projetos estruturantes podem ser realizados nos anos “A-7”, “A-6” e “A-5” [28]. Já os leilões de energia existentes podem ser promovidos nos anos “A-5”, “A-4”, “A-3”, “A-2”, “A-1” e “A”.

A realização dos leilões de energia nova tem a finalidade de atender ao crescimento da demanda de energia atendida pelas distribuidoras, já que os anos de antecedência na realização permitem a construção das usinas, enquanto o leilão de

energia existente tem o objetivo de repor os contratos que vencem no ano “A”, como as usinas já estão em operação comercial elas podem entregar o suprimento no ano seguinte após a realização do leilão. A vigência dos produtos negociados nos leilões de energia nova varia entre 15 e 30 anos, enquanto a vigência dos contratos de energia existente deve variar entre 1 e 15 anos.

Existe ainda o leilão de ajuste, este tipo de leilão tem por finalidade completar o montante de energia necessário para o atendimento à totalidade das cargas das distribuidoras. Diferente dos demais leilões “regulares”, que atendem ao conjunto de distribuidoras, os leilões de ajuste são realizados para cada distribuidora. Por se tratar de um mecanismo de ajuste, este tipo de leilão tem diversas peculiaridades em relação aos outros leilões, dentre elas:

- Contratação limitada a 1% do volume de contratos do distribuidor;
- Início de suprimento de no máximo 4 meses após realização;
- Vigência máxima de 2 anos;
- Preço-teto do leilão definido pela distribuidora compradora;
- Limite de repasse limitado ao valor de referência (VR) do ano de início de entrega de energia;

2.4.2. Modalidades de contratos no ACR

Os Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado (CCEAR) podem ser de duas modalidades, a depender de qual parte assumirá o risco hidrológico [30], são elas: CCEAR por quantidade (CCEARQ), em que o vendedor assume o risco hidrológico, e CCEAR por disponibilidade (CCEARD), em que a distribuidora é quem assume o risco. Para os dois modelos o risco de exposição à diferença de preços entre os submercados do comprador e do vendedor fica alocado na distribuidora, sendo os contratos registrados no submercado do vendedor.

Ambas as modalidades são contratos bilaterais, em que o ponto de entrega da energia é o centro de gravidade do submercado do gerador. Os CCEARQ são utilizados para proteger o vendedor de preços baixos no mercado de curto prazo e os compradores de preços altos.

No CCEARQ, os geradores recebem das distribuidoras um valor fixo, que é um produto do preço contratado (R\$/MWh) pelo montante contratado (MWh). A diferença

entre o montante contratado e o entregue é contabilizada e liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE.

Para as hidrelétricas contratadas através de CCEARQ, os riscos comerciais são frutos das perdas de receita em períodos de hidrologia adversa, neste caso o gerador hidrelétrico fica exposto a PLD elevado no MCP. Por outro lado, a venda da geração acima da garantia física, quando a hidrologia é favorável e o PLD está baixo, gera ganhos inferiores às perdas, apesar de parte deste risco ser atenuado pelo Mecanismo de Realocação de energia (MRE). O risco de gerar menos que o montante contratado é fundamental para a formação do preço que será ofertado em leilões de novos empreendimentos hidrelétricos.

No CCEARD, o gerador contratado recebe um valor fixo da distribuidora com quem tem contrato, valor este que não é vinculado a sua produção de energia injetada no sistema. Os distribuidores também ficam obrigados a pagar pelo combustível (no caso de termelétrica). É possível afirmar que os CCEARD transferem a maior parte dos riscos dos geradores para as distribuidoras, em contrapartida, esperasse que os preços ofertados nesta modalidade sejam mais competitivos.

Para permitir a comparação entre as ofertas nos leilões para a modalidade de contrato CCEARD é necessário estimar o valor esperado do custo médio da energia contratada para cada empreendimento. Isto é feito durante o leilão, por meio de uma regra de pontuação que estima o custo esperado total (R\$/MWh) resultante da oferta sobre o ponto de vista do consumidor e o divide pelo benefício estimado para esta oferta para o consumidor (a garantia física em MWh/ano). A expressão resultante é conhecida como o Índice Custo-Benefício (ICB) para cada empreendimento termelétrico de acordo com a expressão (2.1).

$$ICB = \frac{\text{custos fixos} + \text{custos O\&M} + \text{custo economia de curto prazo}}{\text{garantia física}} \quad (2.1)$$

O ICB (R\$/MWh) tenta refletir os benefícios e os custos do ponto de vista do comprador, associados ao empreendimento. O benefício contratual é a garantia física da usina, que depende da estrutura do sistema e dos parâmetros declarados pelo ofertante: custo variável unitário e inflexibilidade de despacho.

Sendo assim, do ponto de vista da modicidade tarifária, o CCEARD é a modalidade contratual mais vantajosa para a contratação de fontes termelétricas. De

maneira geral, os geradores termelétricos preferem o CCEARD ao CCEARQ. Já os geradores hidrelétricos são contratados, em via de regra, por meio de CCEARQ.

2.4.3. Formação do Preço Médio de Aquisição de Energia

O conjunto de contratos de cada distribuidora, independente da modalidade, compõe o Preço Médio de contratação de energia, que é denominado Pmix³, este é o valor referente à compra de energia de cada distribuidora que é autorizado pela ANEEL para que seja repassado aos seus consumidores, nos reajustes anuais ou nas revisões periódicas [31].

O Pmix representa o preço médio de compra de energia elétrica para atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição. Para a sua formação, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225/13 [32], que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

As modalidades disponíveis para a aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição, além dos CCEAR, são descritas a abaixo:

- **Contratos Bilaterais:** são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/04 [22]; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466/09 [33], e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de GD decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848/09 [22], e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.
- **Cotas de ITAIPU:** refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331/08 [34];

³ O Pmix está descrito no Submódulo 3.2A do PRORET - Custos de Aquisição de Energia [31].

- Cotas de Angra I e II: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111/09 [35];
- Cotas do PROINFA: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Cotas das Concessões Renovadas: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/09 [36]; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;
- Geração Própria: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074/95 [17], com redação dada pela Lei nº 10.848/04 [22];
- Suprimento: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras /permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- Geração Distribuída: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

Desta forma, de acordo com o Submódulo 3.2A do PRORET [31], para o período de referência, que é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à data de realização do processo tarifário, a tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, vigente na data do reajuste em processamento, será calculada conforme a fórmula 2.2.

$$P_{MIX} = \frac{CE_I + CE_{GP} + CE_{Angra} + CE_{Cotas} + CE_{Bilaterais} + CE_{Leilões} + CE_{MR}}{EC_I + EC_{GP} + EC_{Angra} + EC_{Cotas} + EC_{Bilaterais} + EC_{Leilões} + EC_{MR}} \quad (2.2)$$

Onde:

CE_I: Custo com a aquisição da energia de ITAIPU, em R\$;

CE_GP: Custo com a aquisição da energia de empreendimentos de Geração Própria, em R\$;

CE_Angra: Custo com a aquisição da energia das usinas Angra 1 e 2, em R\$;

CE_Cotas: Custo com a aquisição da energia das usinas com concessões prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783/13 [36], em R\$;

CE_Bilaterais: Custo com a aquisição da energia dos Contratos Bilaterais, em R\$;

CE_Leilões: Custo com a aquisição da energia dos CCEARs, em R\$;

CE_MR: Custo com o Montante de Reposição de que trata o art. 24 do Decreto n° 5.163/04 [23], em R\$;

EC_I: Energia proveniente de Itaipu, em MWh;

EC_GP: Energia proveniente de empreendimento de Geração Própria, em MWh;

EC_Angra: Energia proveniente das usinas Angra 1 e 2, em MWh;

EC_Cotas: Energia proveniente das usinas com concessões renovadas nos termos da Lei n° 12.783/13 [36], em MWh;

EC_Bilaterais: Energia proveniente dos Contratos Bilaterais, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário;

EC_Leilões: Energia proveniente dos Leilões e da GD por Chamada Pública, em MWh; e

EC_MR: Energia do Montante de Reposição, em MWh.

É importante destacar que as despesas com aquisição de energia são um importante componente da tarifa final para o consumidor. Para análise dos casos das distribuidoras que serão abordadas neste estudo, as Figuras 8 e 9 apresentam o impacto dos custos com compra de energia para a Enel RJ e Light, respectivamente.

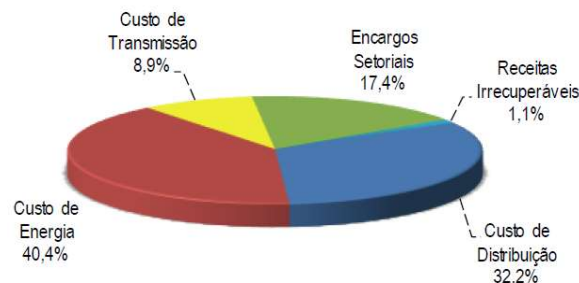


Figura 8. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual da Enel RJ (revisão tarifária de 2019). [37]

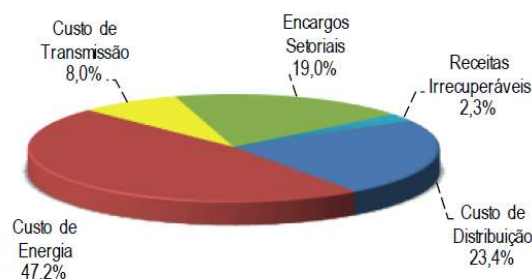


Figura 9. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual da Light (revisão tarifária de 2019). [38]

Os gráficos das Figuras 8 e 9 apresentam as despesas da Parcela A, que são os custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica. Além da Parcela B, que corresponde à componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD) que agrupa os valores relativos à remuneração dos ativos, a quota de reintegração decorrente da depreciação e ao custo de operação e manutenção. Nas duas figuras não estão considerados os impostos, e o destaque é a parcela Custo de Energia, que foi o maior custo de ambas as distribuidoras, sendo 40,4% para o caso da Enel RJ e 47,2% para a Light.

2.4.4. Incentivos à gestão eficiente de contratos no ACR e Valor de Referência (VR)

Com a finalidade de garantir que as distribuidoras possam planejar livremente suas estratégias de contratação, sem incidir risco ao atendimento às diretrizes de modicidade tarifária e garantia de suprimento, o modelo instituiu uma estrutura de incentivos que combina penalidades por não contratação integral da carga com limites de repasse de preços e quantidades de energia adquirida às tarifas de fornecimento ao consumidor final [8].

A estrutura de fomento desenvolvido pelo modelo busca harmonizar a liberdade de contratação das distribuidoras com as diretrizes do modelo. Assim, em atendimento à diretriz de garantia de suprimento, ao passo em que o arcabouço regulatório obriga as distribuidoras a atenderem 100% de sua carga, ele também permite a estes agentes decidir pela melhor forma de comprar energia dentro do cronograma e das modalidades de leilões no ACR, isto tendo em vista a dificuldade de projetar a demanda futura [8].

A diretriz fundamental na contratação é a separação da contratação de energia para atendimento ao crescimento de carga (energia nova) e para o atendimento ao mercado atual (energia existente). Para incentivar o equilíbrio de mercado de acordo com esta diretriz, o repasse do preço dos contratos são parciais ou integrais, a depender do tipo de leilão em foi contratado e do nível de contratação da distribuidora no ano considerado.

Para a compra de energia nova, a estrutura de incentivos prioriza a contratação em horizonte de cinco anos ou mais (A-5, A-6 e A-7), face às compras de menor prazo (A-4 e A-3). Para fomentar esta compra antecipada, a lei permite repasse integral para as tarifas para contratação com antecedência de cinco ou mais anos. Já para a compra em LEN A-3 e A-4 só é previsto o repasse integral até 2% da demanda verificada dois anos antes da realização do leilão, já a contratação acima de 2% nestes leilões terá o repasse limitado ao “VR” (descrito mais à frente na fórmula 2.3).

O custo da compra de energia em LFA é repassado integralmente para a tarifa.

Cabe destacar que a possibilidade de compra de energia proveniente de GD poderia ser um importante aliado na gestão do portfólio de contratos das distribuidoras, tendo em vista que este tipo de geração necessita de menos tempo para entrada em operação que as usinas tradicionais hidrelétricas, permitindo a contratação mais próximo da realização da carga.

Nos leilões de energia existente é recontratada a energia de contratos cuja vigência do suprimento termina no ano A, este total de contratos limita a declaração de necessidade das distribuidoras, ele é denominado de Montante de Reposição (MR). Adicionalmente, o MR não declarado poderá ser utilizado nos próximos LEE em até cinco anos, este montante adicional é denominado de Recuperação de Mercado.

Os contratos de energia existente podem ser reduzidos em até 4% ao ano, além de serem passíveis de redução mensal devido a saída de consumidores para o ACL.

O custo referente a contratação de energia existente é repassado integralmente a tarifa.

O custo médio de contratação de energia nova (VR) é descrito na equação 2.3, e é utilizado como limitador de preço dos montantes adquiridos por meio de contratação de ajuste (limitado a 1% da carga) e de contratação de energia nova.

$$VR = \frac{VL6 \cdot Q6 + VL5 \cdot Q5 + VL4 \cdot Q4 + VL3 \cdot Q3}{Q6 + Q5 + Q4 + Q3} \quad (2.3)$$

Onde:

a) VLN é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados nos anos “A-N”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

b) QN é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados nos anos “A-N”; e

c) N é o enésimo ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

As distribuidoras são responsáveis pela projeção de carga dentro de suas áreas de concessão, num horizonte de até seis anos à frente (LEN A-6), isto implica em risco, pois pequenos desvios na projeção podem resultar em grandes divergências entre a energia contratada e a demanda realizada, expondo a distribuidora a penalidades por erros de previsão, tanto por sobrecontratação como por subcontratação.

Quando a distribuidora se encontra subcontratada, ela deve comprar a energia necessária no mercado de curto prazo da CCEE pelo preço de liquidação das diferenças (PLD), que será repassado às tarifas pelo menor valor entre PLD e VR, sem prejuízo de uma penalidade. Desta forma, cada MWh de exposição contratual implica dois custos: o de repasse, que é valorado pela diferença entre a compra ao PLD e o repasse pelo menor valor entre VR e o PLD; o outro a multa, que é dado pelo maior valor entre PLD e o VR.

A distribuidora sobrecontratada até 105% da carga medida terá o custo de compra de energia repassado ao consumidor final. A energia excedente a 100% e inferior a 105% também será liquidada no mercado de curto prazo. Para este caso, a

renda é direcionada para modicidade tarifária. Quando o excedente ultrapassa os 105% da carga, os custos de compra não são repassados às tarifas, mas podem ser vendidos no mercado de curto prazo, alocando o risco à distribuidora (benefício ou prejuízo, a depender do preço do PLD). Desta forma, cada MWh que exceder os 105% da carga implica um único custo, dado pela diferença entre o VR e o PLD.

Naturalmente, existem casos em que não serão aplicadas penalidades as distribuidoras que não atenderem à totalidade de seus mercados. É a denominada exposição contratual involuntária, este quadro deverá ser reconhecido pela ANEEL, de acordo com as regras vigentes, em especial com a REN nº 453/2011 [39] que estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária.

2.4.5. Mecanismos de Flexibilidade de contratação no ACR (MCSD e MVE)

Com o objetivo de flexibilizar a gestão do portfólio de contratos das distribuidoras, foram criados mecanismos que permitem estes agentes reduzir ou mesmo elevar seus montantes de energia contratada, com foco maior no curto e médio prazo.

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) permite as distribuidoras a troca de contratos com outras distribuidoras, de forma que algumas participam declarando déficits e outras declarando sobras, a participação neste mecanismo é voluntária, isto é, as declarações são espontâneas, a depender da estratégia das distribuidoras para manter seus níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. É possível ainda haver devolução de contrato para os geradores, a depender da modalidade de MCSD, existem vários tipos de MCSD, conforme será visto a diante.

Existem atualmente os MCSD de energia existente, que está dividido em mensal e 4%, o MCSD ex-post e o MCSD de energia nova.

No MCSD de Energia Existente Mensal, as sobras declaradas pelos agentes de distribuição serão aceitas se forem provenientes:

- a) Do exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor [23];
- b) Demais desvios do mercado dos agentes de distribuição

É importante ressaltar que as sobras declaradas referentes às reduções de Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE, podem ser equiparadas a saída de consumidores livres, conforme determinação no Procedimentos de Regulação Tarifária.

Além disso as distribuidoras podem declarar também sobras referentes a saída dos consumidores especiais, sendo tais sobras válidas exclusivamente para os produtos proveniente de leilões de energia existentes realizados de 2016 em diante. Dessa forma, as sobras provenientes da saída de tais consumidores serão rateadas exclusivamente para os produtos citados. As sobras provenientes dos consumidores livre serão rateados de forma proporcional aos produtos de todos leilões, no limite dos montantes disponíveis.

As declarações de outros desvios de mercados serão priorizadas, com relação a declaração de sobras referentes a migração de consumidores livre e/ou especiais na compensação com os déficits declarados. Contudo, as declarações de sobras referentes aos consumidores livres e/ou especiais, caso não compensadas, serão objeto de redução contratual com os respectivos vendedores.

As compensações e reduções do MCSD mensal são realizadas em energia e potência para todos os meses, a partir do mês de execução do mecanismo até o final da vigência do contrato. Para o ano corrente ao da execução, deve-se respeitar o perfil de sazonalização do agente cedente. Esta medida é necessária para que não haja impacto na receita do agente vendedor [40].

No ano seguinte, a sazonalização pode ser feita livremente, em comum acordo entre o agente cessionário e os vendedores envolvidos.

De janeiro a novembro, sempre que houver declarações de sobras e déficits, ou ainda declarações de sobras de saída de consumidores pelos agentes de distribuição ocorrerá o processamento de um MCSD Mensal, exceto quando ocorrer o processamento do MCSD 4% [40].

No MCSD 4%, a cessão e/ou redução ocorrida provém da declaração de sobras motivada por variações de mercado implícitas à dinâmica do setor elétrico brasileiro e dos cenários que o influenciam. Nessa modalidade de MCSD existe a limitação para declaração de sobras de até 4% do montante originalmente contratado de CCEARs. Sua aplicação independe do prazo de vigência e início de suprimento do CCEAR, bem

como dos montantes já efetivamente reduzidos por processamentos do MCSD nos anos anteriores [23].

O processamento do MCSD 4% está previsto para ocorrer anualmente, antes da declaração de compra feita pelos agentes de distribuição para o leilão de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, procedimento necessário para que esses agentes possam adequar suas intenções de compra com os resultados do mecanismo.

Os montantes de sobras devem ser declarados em valores percentuais e as respectivas compensações e/ou reduções terão vigência a partir do início do ano subsequente ao da declaração. Como o resultado do processamento do MCSD 4% não impacta o ano em suprimento, não surge a necessidade da utilização da sazonalização do agente cedente [40].

O MCSD Ex-post ocorre uma vez por ano, sempre no primeiro mês após a publicação dos montantes de energia reconhecidos pela ANEEL como exposições involuntárias, com base nos 12 meses do ano civil anterior.

A finalidade é verificar os agentes de distribuição que tiveram sobras e déficits de CCEARs provenientes dos leilões de energia de empreendimentos existentes por quantidade no período analisado e, antes da apuração das penalidades, efetuar as compensações entre os agentes de distribuição com sobras e déficits.

O mecanismo não altera as quantidades contratadas do passado e nem as quantidades sazonalizadas, pois o objetivo é fazer com que as parcelas compensadas sejam tratadas como lastro, para fins de apuração das penalidades.

O MCSD Ex-post é facultativo para todos os agentes de distribuição que compraram pelo menos um produto nos leilões de energia de empreendimentos existentes. Realizado de forma multilateral, o MCSD Ex-post não identifica o par Cedente-Cessionário.

Para cada agente cedente, o preço médio dos CCEARs será comparado ao preço médio obtido pela venda das sobras no mercado de curto prazo para repasse aos agentes cessionários. Se o preço médio dos CCEARs superar o preço médio recebido do mercado de curto prazo, o agente cedente repassará esta diferença ao agente de distribuição cessionário. Caso contrário, o preço de repasse será igual a zero.

O preço da energia recebida, composto pela união dos preços repassados pelos cedentes, será o mesmo para todos os agentes cessionários.

O MCSD de Energia Nova é um mecanismo para tratamento de sobras e déficits de CCEARs provenientes de novos empreendimentos de geração. Este mecanismo não altera o CCEAR original firmado entre o agente vendedor e o agente de distribuição cedente, sendo mantida todas as relações contratuais, incluindo os faturamentos. Todavia, é importante ressaltar que os contratos originais podem ser reduzidos, de forma voluntária pelos vendedores, devido ao mecanismo de redução centralizado.

Os produtos referentes ao MCSD de Energia Nova estão diretamente associados aos efetivos processamentos e podem ser classificados quanto à validade das cessões e reduções, e quanto à possibilidade de declaração de oferta de redução pelo gerador. A Tabela 2 resume os produtos do MCSD de Energia Nova.

Tabela 2. Resumo de atuação por agente em leilões do ACR. (Adaptado, [40])

Produtos do MCSD de Energia Nova	Validade das Cessões	Possibilidade de Declaração de Oferta de Reduções	Validade das Reduções	Realização do Processamento
A-0	Do mês de processamento até dezembro do próprio ano	Não	n/a	Três vezes ao ano, conforme PDC da CCEE
A-1	1ª Rodada - Janeiro a Dezembro 2ª Rodada - Janeiro a Setembro 3ª Rodada - Janeiro a Junho 4ª Rodada - Janeiro a Março	Apeas para usinas com nenhuma unidade geradora em operação comercial	Idem as cessões	Após a realização do Leilão A-1
AN+	4 ou 5 anos, com início em janeiro do ano subsequente ao do processamento	Apeas para usinas com nenhuma unidade geradora em operação comercial	Até o fim de suprimento	Antes do leilão A-5 ou A-6
A-N	1 ano com início em janeiro do N° ano após ao do reprocessamento	Não	n/a	Antes do leilão de energia nova A-N

Neste mecanismo, a declaração de sobras do agente de distribuição cedente é limitada ao montante elegível de acordo com as regras vigentes, em especial com a REN nº 693/2015 [41], que estabelece os critérios para aplicação do MCSD de energia nova.

Além disso, cessões recebidas em outros processamentos de MCSD de Energia Nova não podem fazer parte do portfólio elegível de contratos para cessão. Também será descontado do portfólio passível de cessão das distribuidoras cedentes as cessões já efetuadas e ainda válidas.

Cabe destacar que para a oferta de redução somente é permitida para contratos de empreendimentos que possuam nenhuma unidade geradora em operação comercial.

Após definir o montante elegível para cessão são declarados os totais de sobras e déficits pelas distribuidoras, para processamento do MCSD e suas efetivas trocas.

Assim, as distribuidoras cedentes cederão para todas distribuidoras cessionárias, conforme declaração de déficits. Dessa forma, a interação entre distribuidoras cedentes e cessionárias originará um novo contrato, denominado Contrato de Cessão de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

Os contratos de cessão de CCEAR terão sua sazonalização uniforme ao longo dos meses, e sua modulação seguindo o mesmo perfil dos CCEARs do portfólio mensal da distribuidora cedente. De forma análoga, o registro das cessões de energia do MCSD de Energia Nova ocorre nos submercados, conforme a proporção do portfólio de contratos da distribuidora cedente, tendo o direito ao alívio de exposições entre os submercados.

Um aspecto importante a ser apontado quanto ao MCSD, é que ele se torna ineficiente para um quadro de sub ou sobrecontratação generalizada do mercado ACR, tendo em vista que a troca de contratos deve ser feita, fundamentalmente, entre as distribuidoras.

Com o objetivo de proporcionar maior flexibilidade na gestão de contratos por parte das distribuidoras, tendo em vista um cenário de sobrecontratação generalizada no ACR, foi estabelecido o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) por meio da Resolução Normativa nº 824/18 [42], que permitiu que os primeiros processamentos do MVE fossem realizados no ano de 2019.

A ANEEL regulamentou a venda de excedente pelas distribuidoras, incluindo também a participação dos consumidores especiais. O MVE ocorre de maneira centralizada, em que os proponentes vendedores (distribuidoras) declaram livremente preço e quantidade ofertada de venda (limitado a 15% da sua respectiva carga no

centro de gravidade, apurada nos 12 meses anteriores de dados disponíveis), enquanto que os proponentes compradores (demais agentes de mercado), declaram suas intenções de compra, com respectivos preços e quantidades pretendidas.

Em posse dessas informações, a CCEE é responsável por determinar os montantes negociados, através do cruzamento das curvas de oferta e demanda, em que o resultado dos efetivos compradores e vendedores são determinados pela quantidade e preço de equilíbrio, sendo esse último utilizado para fins de liquidação dos montantes contratados.

O processamento do MVE foi dividido por tipo de energia, em Energia Convencional Especial e Não Especial. Os processamentos ocorrem a cada trimestre (janeiro, março, junho, setembro) todos com efeito de vigência apenas dentro do próprio ano, podendo ser trimestral, semestral ou anual.

A energia vendida pelas distribuidoras no MVE é liquidada ao preço de equilíbrio do mecanismo, este preço pode ser inferior ou superior ao PLD do mesmo período dos contratos vendidos, o benefício ou prejuízo gerado por esta diferença têm diferentes tratamentos a depender do nível de contratação da distribuidora vendedora. O MVE implicará nos seguintes repasses tarifários:

- I -O efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização dos respectivos contratos na CCEE e ao encerramento da contabilização do ano civil;
- As vendas de montantes referentes aos cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório da distribuidora, ou à sua sobrecontratação involuntária, terão 50% de seus efeitos compartilhados em caso de benefício financeiro ou 100% repassados à distribuidora em caso de prejuízo, sendo este benefício ou prejuízo financeiro a diferença, positiva ou negativa respectivamente, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda;
- As vendas de montantes referentes à sobrecontratação voluntária terão seus efeitos, benefício ou prejuízo, integralmente atribuídos à distribuidora.

O MVE tem um significado importante, pois representa um avanço no sentido em que permite que as distribuidoras comercializem vendendo energia para outros agentes fora do ACR, a depender da disposição ao risco por parte destes agentes.

2.5. Encargos Setoriais e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Foi demonstrado nas Figuras 8 e 9 que na composição das tarifas da Enel RJ e da Light os encargos setoriais representam 17,4% e 19% respectivamente (sem considerar os impostos), faz-se necessário abordar com mais detalhes estes encargos, tanto por sua representatividade e também porque mais adiante eles serão objeto de proposta de aprimoramento regulatório.

Fazem parte da composição da parcela encargos, os seguintes custos: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargo de Serviços do Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), PROINFA, P&D e Eficiência Energética. Dentre estas despesas, destaca-se a CDE, que significou em torno de 70% das despesas com encargos para ambas as distribuidoras estudadas [37] e [38].

A CDE é um fundo setorial que tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, dentre elas: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural, irrigação, serviço público de água, esgoto e saneamento, geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros [43].

Os recursos da CDE são arrecadados principalmente das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, por meio de encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público - UBP, também por multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União. A CCEE atualmente faz a gestão dos fundos setoriais, enquanto compete à ANEEL aprovar o Orçamento Anual da CDE e fixar a quota anual, que deve corresponder à diferença entre a necessidade total de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes [43].

É importante ressaltar que o modelo atual de política de subsídios, ao qual a CDE está compreendido, resulta na oneração da tarifa do consumidor final, tal efeito é contrário a modicidade tarifária e a sustentabilidade econômica do setor elétrico,

este tema tem sido pauta de discussões entre a ANEEL e todos os demais agentes no âmbito da modernização do setor elétrico⁴.

⁴ O MME a partir da publicação da Portaria nº 187/19 [120], institui Grupo de Trabalho para desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico. Uma iniciativa do governo com objetivo de reparar as distorções e ineficiências alocativas identificadas no mercado brasileiro e para adotar novas tecnologias e modelos de negócios que têm emergido em outros mercados.

3. TENDÊNCIAS E PROPOSTA PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO FRENTE AO AVANÇO DOS RED

3.1. Desenvolvimento dos recursos energéticos distribuídos

A definição dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) abrange as tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica. Eles estão inseridos na região de uma distribuidora e, geralmente, também nas instalações dos clientes (*behind-the-meter*), podendo atender parcial ou completamente a demanda de energia da área. Desta forma, os RED possibilitam maior atuação dos clientes tanto na geração, quanto na gestão do uso de sua energia. Dentre os RED mais comuns atualmente, temos:

- Eficiência energética;
- GD;
- Mobilidade elétrica;
- Armazenamento de energia;
- Resposta da demanda.

Adicionalmente, as redes elétricas inteligentes (*Smart grids*) estão em acentuado progresso para consolidar a gestão destes RED. Estas redes constituem uma tecnologia digital para controle e supervisão de equipamentos das redes com a finalidade de oferecer maior qualidade de energia, redução de despesas, eficiência energética e maior segurança ao sistema elétrico [44].

As redes inteligentes fazem uso de medidores eletrônicos, telemetria, sensoriamento e computação. Sendo que a tecnologia de medição eletrônica inteligente (*Smart meter*) abrange tanto a geração de energia quanto o consumo. Na prática este sistema tem impacto no controle de perdas e na operação da rede, pois é capaz de trocar dados entre os dispositivos da rede e disponibiliza-los ao consumidor. Já a tecnologia de sensoriamento é encarregada do envio de dados de fornecimento de energia para os centros de controle, onde um programa computacional deve fazer o tratamento, de maneira a separar as informações mais úteis, sendo decisivo para a operação do sistema [45].

Em síntese, é possível observar que a consolidação de redes inteligentes no sistema elétrico provocará uma forte integração entre os equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia e os equipamentos de comunicações digitais e processamento de dados, necessitando de uma nova arquitetura, com redes menos

centralizadas (*Microgrid*⁵). Porém, para que seja viável tecnicamente, essas redes inteligentes necessitam de fluxo de dados bidirecional entre distribuidora e instalação dos consumidores, que precisa principalmente de infraestrutura de telecomunicações para cada dispositivo (ou *Internet of Things*⁶ – *IoT*) conectado à rede elétrica.

Desta forma, são pontos críticos a coleta e o processamento de um grande volume de dados (*Big data collection*), dentre eles, dados de consumo, geração, tarifas, condições da rede e armazenamento, entre outros, com maior precisão e em tempo real. Também é necessário assegurar a segurança da informação dentro da rede, ou seja, não permitir furto de dados dos consumidores, sendo um ponto nevrálgico para o desenvolvimento destas redes inteligentes [46].

Frente a este novo sistema, com maior interação com o consumidor, é possível dizer que há um empoderamento do mesmo, pois é permitido a ele acompanhar seus dados de consumo em tempo real, os dispositivos com maior consumo, o valor parcial da fatura ou a projeção no final do período, simplesmente acessando a internet, isto permite uma melhor gestão do consumo de energia.

Em síntese, a inserção de RED nas redes de distribuição de energia provocam impactos técnicos e econômicos, que devem ser analisados nos processos de operação e planejamento desses sistemas. A adição desses recursos na rede elétrica demanda tecnologias complexas que ainda precisam ser desenvolvidas. Para baixos níveis de RED, como atualmente no Brasil, o gerenciamento da rede ainda pode ser feito pela junção de ações manuais e semiautomáticas. Porém, quando os níveis de inserção extrapolam 20% ou 30% da demanda prevista torna-se impraticável o gerenciamento sem as tecnologias digitais, pois essas são complementares aos RED [47].

3.1.1. Geração Distribuída (GD)

Na última década, a capacidade instalada global de energia fotovoltaica aumentou significativamente, em especial, devido à queda nos custos de produção, que tem sido observada como grande oportunidade de negócio em diferentes áreas da economia [48] e [49]. Como resultado, esta conjuntura tem motivado o

⁵ Redes de energia descentralizadas com possibilidade de operação isolada.

⁶ A Internet das Coisas integra equipamentos físicos, veículos, prédios entre outros que dispõem de tecnologia de sensores e conexão em rede, com capacidade de coletar e enviar dados.

desenvolvimento contínuo, especialmente da GD, que é um dos RED mais difundidos em muitos países, e que é o centro da análise deste estudo.

O conceito de GD no Brasil é relativamente novo, e está descrito em [23]. É uma definição abrangente, apresenta a GD como toda produção de energia elétrica oriunda de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados no sistema de distribuição de energia, exceto apenas a oriunda de hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW, e termelétrica, inclusive de cogeração, com eficiência energética que não supere 75%. Sendo que as condições para a comercialização dessa energia no ambiente regulado estão estabelecidas de acordo com [6], que será objeto central deste estudo.

Com o objetivo de difundir o avanço da GD para instalações residenciais e comerciais no Brasil, foi estabelecido a Resolução Normativa nº 482/12 [50], que em seguida, foi revisada pela Resolução Normativa nº 687/15 [51], que determinou os conceitos de micro e minigeração distribuída. A microgeração distribuída foi definida como central geradora com potência instalada de até 75 kW, já a minigeração distribuída foi limitada a potência instalada entre 75 kW a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas diretamente na rede de distribuição e associadas a uma ou mais unidades consumidoras.

Com o advento dessa norma, promovido especialmente pelo avanço tecnológico, aumentou o nível de gestão de energia para o atual consumidor. De acordo com a [44], a GD é composta pela geração de energia elétrica perto da carga, com a finalidade de suprir seu próprio consumo de energia, sendo passível ou não a comercialização do excedente de energia com a concessionária local. A eletricidade gerada pelos prossumidores⁷ é proveniente de fontes renováveis (solar, eólica, hidráulica e biomassa) ou cogeração qualificada e, para o caso de comercialização da energia excedente, devem cumprir as restrições de acordo com as regras vigentes.

Atualmente, existem discussões no setor elétrico brasileiro com o objetivo de modernizar a tarifação da energia injetada na rede por meio da micro e minigeração distribuída, inclusive com a Audiência Pública nº 01/19 da ANEEL [52], que visa suspender ou reduzir subsídios concedidos a essa modalidade. Embora estudos como [53] mostrem que os subsídios tornam a MMGD muito atrativa, até mesmo em regiões com menos recursos naturais, o parecer da EPE em [5] relata que essa revisão

⁷ Prossumidores são os consumidores que também geram energia.

soluciona em parte o problema de transferência de custos entre os consumidores, e conclui dizendo que o ideal seria ter a correta cobrança pelo uso da rede para os clientes que possuem os sistemas de MMGD, por meio da tarifa binômia.

No caso do Brasil, não há comercialização do excedente de energia, caso uma unidade consumidora tenha geração maior que seu consumo para determinado mês, é gerado um crédito que poderá ser compensado nas próximas faturas, com validade de até sessenta meses. Este sistema de compensação de energia, em que não permite a venda do excedente de energia é conhecido como *Net metering*.

Com relação as instalações para implementação da GD, é necessário que o consumidor possua um medidor eletrônico bidirecional que deverá ser instalado pela distribuidora local, além da instalação de inversores de corrente contínua (CC) conectados aos painéis fotovoltaicos para converter a produção de energia em corrente alternada (CA), de forma que o sistema de GD possa operar em paralelo com a rede da distribuidora de energia. Desta forma, o fornecimento de energia para a carga é mantido independente do sentido do fluxo de potência, ou seja, independente do sistema de GD estar ou não gerando energia em determinado instante.

Dentre os últimos estudos, o relatório de Prospecção Tecnológica no Setor Elétrico Brasileiro [54] apresentou cenários de disseminação de GD para um horizonte até 2050. Sendo que até 2025, os impactos técnicos na rede de distribuição serão discretos, não há uma expansão contundente da GD até este ano. Para este intervalo, serão suficientes atuação no monitoramento, pequenas correções na rede elétrica e estratégias de automação e controles locais para a GD. Para o ano de 2030 em diante, com o aumento acentuado da GD, as atuações de correção nas redes serão mais frequentes, tornando-se inevitável o uso de tecnologias digitais.

No tocante às distorções harmônicas causadas pela GD na rede de distribuição, enquanto a inserção de GD for pequena, o monitoramento do impacto no sistema elétrico será suficiente, já que os inversores dispõem de atributos operativos para o reconhecimento de falhas internas ou na instalação, e proteção para sobrecorrente e sobretensão, adaptando a geração em resposta ao requisito instantâneo do sistema elétrico [55]. Porém, com a expansão generalizada de conversores conectados na rede, torna-se fundamental estabelecer novos limites de acomodamento na rede elétrica.

O principal obstáculo técnico, associado a inserção em grande escala de energias renováveis variáveis (*VRE - Variable Renewable Energy*), em redes elétricas, é a sua intermitência. Desta forma, flutuações na geração de energia (previsíveis ou não), inerentes aos *VRE*, demandam maior complementariedade da matriz energética, que pode ser obtida por meio de geração flexível. Em síntese, ainda que uma queda abrupta na geração de *VRE* seja passível de previsão, não dispensará uma outra fonte energética que tenha dentre seus atributos uma partida rápida.

O perfil dessa intermitência na geração é denominado como “curva do pato”, a princípio, observado apenas no estado da Califórnia [56]. A curva demonstra que o crescimento da GD na rede elétrica, especificamente devido a inserção em grande escala de painéis fotovoltaicos alocados junto ao ponto de consumo, resulta em um balanço energético que requer um crescimento considerável da geração térmica (flexível) à noite e acentuada queda de geração dessa mesma fonte ao longo do dia. Para reduzir o impacto desse efeito na operação, é indicado a utilização de sistemas de armazenamento e classificações tarifárias que permitam remunerar corretamente o uso das redes elétricas das distribuidoras.

3.2. Estruturas regulatórias modernas

O atual modelo regulatório que rege a atividade de distribuição no Brasil, tem como premissa limitar o preço teto (*Price cap*⁸) para entrega de eletricidade para os clientes finais, dos quais é cobrado a energia (MWh) comercializada; desta forma, as distribuidoras são incentivadas a serem eficientes no que tange as suas despesas com operação e manutenção. A remuneração da atividade de distribuição incorre sobre a base de ativos e a contabilização dos custos operacionais previstos nas regras vigentes.

Com o advento do prosumidor, e a tendência de crescimento do número desse tipo de cliente no sistema elétrico, em conjunto com as tecnologias já abordadas, torna-se imprescindível a renovação da estrutura regulatória vigente e a atribuição de cada agente do setor. É importante destacar que os investimentos realizados são reconhecidos ao final do ciclo tarifário, esse modelo resulta na ausência de incentivos à investimentos em novas tecnologias, ainda que essas possam trazer eficiência, pois

⁸ Price Cap ou “preço teto” é um modelo de regulação criado nos anos 80, no Reino Unido. Elaborado pelo economista Stephen Littlechild e que foi utilizado no fornecimento dos serviços públicos britânico.

as distribuidoras correriam o risco de não reconhecimento desses investimentos. Também está alocado nessas empresas, o risco devido as incertezas intrínsecas ao ritmo de crescimento e despesas dessas tecnologias na rede [57].

O modelo regulatório deverá buscar equilibrar os riscos, tendo em vista o nível de gestão de cada um deles, e alocá-los entre os devidos agentes. Entretanto, isso não pode comprometer a estabilidade jurídica e regulatória, e também possibilitar comportar as despesas com tecnologias de capital-intensivas, sem repassá-las exclusivamente para os consumidores comuns (sem geração), garantir investimentos eficientes e controlar o risco de receitas irrecuperáveis a serem pagos pelos clientes. Com isso, a modernização da estrutura regulatória é imprescindível, de forma a estar aderente aos novos propósitos econômicos e políticos, abrangendo o gerenciamento de um sistema elétrico ainda mais difundido e com menor emissão de carbono. Neste contexto, a seguir são apresentadas as principais opções regulatórias presentes na literatura e observadas em experiências internacionais.

3.2.1. O Modelo com rede de referência (*Reference Network Model* - RNM)

O RNM trata-se de um modelo computacional de análise comparativa, usado na otimização das despesas de redes de distribuição, esta ferramenta faz uso de algoritmos heurísticos, que por meio dos principais parâmetros de uma rede de referência, como indicadores de custos com eficiência e manutenção, além das perdas de energia e níveis de qualidade de serviço. É capaz de estimar as melhores práticas a serem aplicadas a uma outra rede, considerando o custo benefício e os limites de receita. Naturalmente, a precisão dos dados de entrada são um ponto crítico do modelo, já que a distribuidora e o regulador precisam estimar diversos parâmetros, como os custos incorridos com eficiência, a projeção de carga e crescimento da GD [58].

Sendo assim, este modelo contempla as peculiaridades de cada distribuidora, pois considera um volume massivo de dados da rede, como capacidade das linhas de baixa, média e alta tensão, georreferenciamento das subestações e demais equipamentos elétricos, etc. além do perfil de carga, sendo este um dado fundamental para projeção do cenário de difusão dos RED. Desta forma, permite que o regulador preveja as despesas de forma eficiente, que deverão ser remuneradas durante o período regulatório.

É possível realizar ajustes no limite da receita das distribuidoras por meio do RNM, pois o modelo permite prever fatores de ajuste, com objetivo de retificar prováveis desvios na otimização de despesas, devido a variações em relação às estimativas de crescimento da demanda e do grau de inserção dos RED. Desta forma, é possível que o regulador projete as despesas da rede em vários cenários, admitindo transformações esperadas na utilização da rede [59]. Este modelo tem sido utilizado em vários países, como Suécia, Espanha e Chile.

3.2.2. O modelo TOTEX

O crescimento da inserção dos RED conectados ao sistema demanda arcabouços regulatórios que possibilitem as distribuidoras comportarem as novas tecnologias de capital-intensivas sem que diminua seu prêmio, e que também motivem investimentos em *smart grid*, que são fundamentais para gestão dessas tecnologias. Com isto, as distribuidoras podem se beneficiar com a diminuição das despesas e aumentar a qualidade no fornecimento.

O modelo precisa então equilibrar os incentivos a eficiência na aplicação tanto no CAPEX quanto no OPEX, de forma a possibilitar que as empresas escolham as soluções mais adequadas, com livre proporção entre eles. Um dos modelos com esta proposta de equilíbrio, é a regulação por meio do TOTEX, que foi aderido em países como Alemanha, Itália e Reino Unido [60].

Esse modelo, tem como premissas: assegurar que a melhor escolha econômica entre soluções que envolvam CAPEX e OPEX não sofra interferência do modelo de regulação; garantir que as concessionárias não sejam desmotivadas a implementar recursos *non-network*, alinhados com os objetivos de desacelerar efeitos de aquecimento global, como a implantação de armazenamento ou contratação de GD; fomentar a eficiência das empresas em relação aos custos rotulados como custos acesórios, incluindo regulação, sistemas de informação, seguros, recursos humanos, entre outros; sintetizar a regulação referente à definição da base de ativos das concessionárias.

3.2.3. O modelo menu de contratos

Com o objetivo de reduzir projeções superestimadas de despesas por parte das distribuidoras, foi desenvolvido o modelo de menu de contratos, que propõe o máximo retorno quando é apresentado o plano de investimento, pois seus maiores resultados

com relação ao retorno do investimento de capital são alcançados quando demonstram antecipadamente ao regulador a expectativa mais realista dos custos que acreditam incidir durante o período regulatório [61].

Com isso, as distribuidoras atuam ativamente na determinação do fator de eficiência, que tem por intuito dividir as melhorias de produtividade com os clientes. Sendo assim, é possível afirmar que esse modelo reduz a assimetria de informação entre o regulador e as distribuidoras, e também reduz a possibilidade de decisões oportunistas por parte dessas empresas. Esse modelo foi adotado no Reino Unido [62].

3.2.4. O modelo *unbundling*

Separar o serviço do fio do insumo energia (*unbundling*), a rigor, está mais relacionado a um modelo de mercado que a um arcabouço regulatório para setor elétrico. Neste caso, a função da distribuidora é bem definida, servindo como uma estrutura física para conectar e gerenciar os serviços de energia, porém neutra no que tange a comercialização da mesma. Esse modelo garante a imparcialidade das distribuidoras, praticado em alguns estados dos EUA e na Itália.

No ano de 2014, o estado de Nova Iorque publicou o *Reforming the Energy Vision (REV)*, que elaborou a reformulação no setor elétrico com objetivo de aumentar a segurança do sistema elétrico, como resultado, ampliou percentual de energia renovável e smartgrid na rede elétrica. Essa reforma provocou a separação entre o fio e a energia, de maneira que o monopólio das distribuidoras ficou alocado apenas na administração de sua rede de energia [63].

É possível concluir que com a separação entre o fio e a energia, essa última é paga de forma direta para o gerador ou para um comercializador (intermediário). Porém, o consumidor não pode se desconectar da rede, a menos que detenha capacidade de armazenamento suficiente para o seu suprimento contínuo. Desta forma, as distribuidoras fornecem um serviço de garantia de entrega energia, ou seja, garantem o fornecimento contínuo do volume de energia contratado junto aos outros agentes. Sendo assim, a distribuidora fatura somente o fio destes consumidores, não a energia.

Este modelo garante o equilíbrio financeiro para a atividade de distribuição, com a premissa de que, com o desenvolvimento dos RED e comunicações, a estrutura

para um mercado com monopólio natural e economia de escala deixa de existir em vários setores da cadeia de valor da eletricidade.

De acordo com o estudo do [64], essa separação entre o serviço do fio e a energia esbarra em vários obstáculos regulatórios e no desequilíbrio de informações. Também acarreta a supressão da economia de escopo entre a distribuidora (encarregada pelo fio) e o operador independente do sistema de distribuição de energia, causa despesas consideráveis na gestão dos serviços. Ao passo que, de acordo com [65], restringir as distribuidoras a exercer somente a função de provedora de serviços competitivos pode acarretar em desvios já conhecidos no mercado competitivo, dentre eles os desequilíbrios e perda na qualidade do serviço para populações carentes.

3.3. Novas estratégias comerciais para o setor de distribuição de energia

No Brasil, o atual modelo de comercialização de energia, que teve como marco regulatório [22] e [23], foi capaz, na maior parte do tempo, de equilibrar a atividade das distribuidoras, trazendo segurança em todos os âmbitos ao setor elétrico. Porém, este mesmo modelo não está preparado para suportar o novo perfil do consumidor moderno. Com o avanço das tecnologias dos RED, *smart grids*, *Big Data*, tendência de descarbonização da energia, operação do sistema com resposta da demanda, etc. irão surgir novas demandas do consumidor, e as distribuidoras, devidamente amparadas pelo arcabouço regulatório, deverão se adequar aos novos modelos de negócio.

Anteriormente foram apresentadas possíveis estruturas regulatórias, de forma que é possível inferir que as distribuidoras de energia têm diante de si duas frentes de trabalho neste novo mercado.

A primeira frente de ação está baseada nos serviços de monopólio amplo, com foco no desenvolvimento das relações habituais com o consumidor, ampliando e diversificando sua atuação, como projetos de eficiência energética, também nos serviços de iluminação, e GD. Nesse sentido, é possível afirmar que o modelo de negócio das distribuidoras no Brasil ainda pode aderir esse padrão, se beneficiando da facilidade de conexão à rede, assim como do operacional para compensação de energia.

A segunda frente de ação está fundamentada na estrutura original das distribuidoras, sendo as proprietárias da rede, atuam com neutralidade de ativos, ficando com a incumbência exclusiva de operar as *smart grids* e pelo fornecimento da energia aos clientes. Com isso os clientes ficam livres para comprar de forma direta ou indireta sua energia.

Já nos EUA, têm sido praticados três modelos de negócio pelas distribuidoras, de maneira que elas atuam como: donas dos ativos, financiadoras dos ativos ou comercializador de energia de RED (compra e venda) [66], a seguir são demonstrados os três modelos:

3.3.1. Concessionárias de distribuição como donas dos equipamentos

De acordo com [67], as concessionárias de distribuição podem ser donas dos ativos de geração de energia conectados a sua rede, e por consequência, também da energia proveniente desses ativos. Sendo assim, é permitido a elas desenvolver projetos de GD no ponto de consumo (geralmente nos telhados dos clientes), sendo as distribuidoras responsáveis pelo O&M. Neste caso, o cliente é favorecido com um aluguel pela área utilizada para a instalação, e continua conectado da rede. Com isso, as concessionárias de distribuição têm uma base de informações sobre o consumo da rede mais detalhada, que pode ser usada no planejamento e operação de suas instalações de forma a obter resultados mais precisos.

Somado a isso, esse modelo prevê que as distribuidoras podem repassar os custos de O&M dos sistemas fotovoltaicos em suas revisões tarifárias e também permite que elas sejam remuneradas sobre os ativos de geração.

3.3.2. Concessionárias de distribuição como financiadoras dos equipamentos

De acordo com [67], esse modelo não permite que as distribuidoras sejam proprietárias de ativos de GD (normalmente devido a restrições regulatórias), porém elas podem ser financiadoras. Neste caso, os clientes comprem os sistemas de GD a partir de financiamentos junto às distribuidoras, não está previsto subsídios. Dessa forma, a energia gerada pelo sistema e injetada na rede pertence aos clientes e é compensada com o seu consumo, portanto, há uma redução da carga atendida pelas distribuidoras.

É de responsabilidade das distribuidoras o O&M da infraestrutura da rede, de forma que os prosumidores pagam taxas específicas que o serviço adicional seja realizado. Cabe destacar que os financiamentos são reconhecidos como investimentos nas revisões tarifárias.

3.3.3. Concessionárias de distribuição como comercializadoras de energia de RED

Conforme [67], neste modelo de negócio, as concessionárias de distribuição podem comprar energia de RED e revendê-la aos clientes por meio de contratos bilaterais, com um preço fixo a médio ou longo prazo, os riscos para a operação e manutenção dessa geração são mitigados. A energia proveniente de RED comercializada pelas distribuidoras pode ser gerada da forma remota ou local e incluir ou não armazenamento, dessa forma, seriam diferentes produtos passíveis de comercialização.

Cabe destacar que esse modelo de contrato bilateral seria semelhante aos CCEARQ firmados nos leilões nacionais de energia existente, e os empreendimentos devem comprovar a capacidade de geração em MWh considerando as metas certificadoras vigentes na regulamentação. Outro ponto, é que como essa energia é comercializada de forma bilateral, não é possível considerá-la como um investimento, ou seja, não há remuneração, dessa forma, ela é considerada como um custo da concessionária de distribuição.

De acordo com [65], seguindo as premissas desse modelo de negócio, a distribuidora aumenta seu monopólio. Apesar das características dos serviços públicos estarem passando por transformação, esse modelo diz que as economias de escala e escopo são razões suficientes para que a distribuidora seja considerada a melhor escolha para entregar esses serviços e atingir novas metas para o setor elétrico, em um panorama de disseminação de RED.

Devido a quantidade de modelos de negócio, antes de decidir por uma opção é importante considerar as peculiaridades de cada mercado, como perfil socioeconômico dos clientes, desenvolvimento da indústria na região, etc. uma forma de reduzir os riscos seria optar por um modelo misto.

3.4. Síntese do setor de GD em outros países

O fornecimento de energia para o consumidor final, produz despesas relacionadas aos três estágios do processo, isto é, geração, transmissão e distribuição, que são transformadas em tarifas cobradas a esses consumidores. As peculiaridades de cada sistema elétrico, como as fontes que compõe sua matriz energética, juntamente com seus respectivos insumos necessários para geração, bem como as distâncias e topografia que as linhas de transmissão e distribuição precisam percorrer, são alguns dos elementos que determinam as tarifas da energia em uma determinada região. Normalmente, cada país possui um ou mais sistemas interligados, sendo que existem casos de conexão entre dois ou mais países, proporcionando mercados regionais de energia. Porém, não há viabilidade técnica para que a energia seja comercializada globalmente, em um único mercado, nesse sentido, não há razão para que os preços no atacado convirjam [68].

Fazer comparação entre modelos tarifários de diferentes países esbarra em diversas limitações, não apenas no âmbito técnico, mas também nas esferas da indústria, regulação, e políticas energéticas, fiscais, tributárias e ambientais, além do âmbito sociocultural particular de cada país. Porém, é possível avaliar modelos de tarifa de alguns países com o objetivo de estabelecer uma referência de mercado.

Dessa forma, serão abordadas as práticas com relação a adaptação das distribuidoras ao novo mercado de energia, em três países – EUA, Reino Unido e Alemanha – de forma a tentar identificar oportunidades de diretrizes para adequação de um modelo tarifário nacional mais aderente as transformações do mercado de energia, especialmente devido ao avanço dos RED no sistema, mas garantindo o equilíbrio econômico e regulatório no setor elétrico.

3.4.1. Síntese da regulação de energia nos Estados Unidos

O setor de distribuição de energia nos EUA é regulado, de forma independente, pelos Estados e Municípios de onde essas empresas estão localizadas, sendo assim, não existe rivalidade entre distribuidoras em uma mesma região. Portanto, as tarifas cobradas aos clientes são definidas pelos órgãos reguladores de acordo com as normas vigentes, sendo estes clientes livres para optar pelo fornecedor de energia, de maneira que a qualidade e o custo do serviço são diferenciais [66].

Em relação as demandas técnicas, em todo o país é seguido a norma de referência IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* [69].

Os órgãos reguladores norte-americanos têm utilizado para a regulação tarifária o clássico método do serviço pelo custo, em alguns casos, há uma composição com o método por incentivo. Como existem várias peculiaridades entre os modelos tarifários utilizados pelos Estados e Municípios norte-americanos, foram selecionados dois como exemplo – Nova Iorque e Califórnia.

3.4.1.1. O setor de distribuição frente ao avanço da GD em Nova Iorque

O setor elétrico de Nova Iorque é emblemático, não somente pelo fato de ter sido a primeira cidade onde foi desenvolvido um sistema elétrico centralizado, por Thomas Edison, mas especialmente porque é um sistema de grande porte que atende um total de mais de 8,3 milhões de pessoas e 250 mil empresas, o que representa um consumo de 160 mil GWh/ano [70].

A Federal Energy Regulatory Commission (FERC) é o órgão federal com a atribuição de regular o setor elétrico em nível nacional, com a premissa de assegurar o acesso dos clientes e a qualidade do fornecimento. Porém, a legislação dos EUA define que em várias áreas os Estados têm autonomia e o dever de criar suas próprias regulações, de forma que são estabelecidos os *Public Utilities Commissions* (PUC). No estado de Nova Iorque, trata-se do *New York State Department of Public Service* (NYSDPS), que é encarregado da regulação e supervisão dos setores de eletricidade, telecomunicações e distribuição de gás e água e, tem diretrizes gerais de políticas estatais. Especificamente no setor elétrico, esta entidade compra e vende energia elétrica das concessionárias privadas no mercado varejista [71].

A regulação tarifária das distribuidoras segue o método de custo do serviço, de forma a estipular as receitas aprovadas a partir de uma base de ativos e do reconhecimento dos custos operacionais. Porém, em paralelo, as distribuidoras estão passíveis a uma regulação por performance. É previsto um conjunto de prêmios por ganhos de eficiência, o período regulatório de três anos possibilita às distribuidoras guardar parte dos ganhos com melhoria de eficiência, em comparação com a aplicação de períodos regulatórios anuais, ao qual acrescem incentivos relacionados com o desempenho [72].

O estado de Nova Iorque é cortado por redes de transmissão que pertencem a diferentes empresas concessionárias e, devido a limitações nessas linhas existem zonas com diferentes preços de energia no mercado atacadista, isso se deve especialmente ao fato da maior parcela do parque gerador de energia se encontrar a Oeste, enquanto o ponto central de demanda se encontrar a Leste, na região onde está situada a cidade de Nova Iorque. Nesse sentido, políticas públicas foram adotadas para reforçar a transmissão e também para deslocar parte da geração para mais próximo ao consumo [71].

Nesse âmbito, foi lançada no estado a denominada *Reforming Energy Vision*. Uma iniciativa para análise de tratamentos regulatórios e de cenários de tarifas que possibilitem uma adequada integração de GD, em um momento de difusão de RED [71].

Em adição, foram promovidas políticas públicas de incentivo a eficiência energética e a utilização de fontes renováveis e, a GD com desconto na tarifa de energia, facilitando o acesso dos clientes a novas tecnologias para uma produção com baixa emissão de carbono. Com o objetivo de não causar um desequilíbrio econômico para a atividade de distribuição, em 2007 foi definido o mecanismo de desacoplamento entre a receita e a venda (*Revenue decoupling*).

Por consequência, as distribuidoras de energia começaram a ampliar os mecanismos de previsão de receitas reais de serviços (ex-post), causando um equilíbrio aos desestímulos, que eram o efeito da recuperação contínua dos custos fixos dos serviços das distribuidoras, por meio de taxas volumétricas (por kWh) [63].

3.4.1.2. O setor de distribuição frente ao avanço da GD na Califórnia

Um cenário de acelerada descarbonização da matriz elétrica, foi o que vivenciou o Estado da Califórnia, especialmente impulsionado por uma crise energética entre os anos de 2000 e 2001, a qual motivou o Estado a adotar medidas que beneficiavam as fontes de energia renovável. Dessa forma, houve um avanço expressivo dos RED, atualmente, o estado da Califórnia detém a maior propagação da energia solar nos Estados Unidos [73]. No mês de maio de 2017, contabilizava 13,3 GW de capacidade fotovoltaica instalada, sendo que 4,5 GW na modalidade de GD, e 8,8 GW em sistemas de geração centralizada [48].

Foram criadas novas regras com a finalidade de incentivar a instalação de micro e mini GD, inclusive exigindo que novas construções residenciais já contemplem a instalação de painéis fotovoltaicos em seus telhados, após o ano de 2020.

Como consequência do vertiginoso avanço dos RED no sistema, as atenções foram voltadas para a “curva do pato”, uma medida para mitigar esse efeito foram novas regras incentivando o armazenamento - pois o armazenamento é capaz de reduzir os picos do efeito da curva do pato [74].

A agência estadual encarregada pela regulação da comercialização da energia, tanto no curto quanto no longo prazo, das distribuidoras privadas é a *California Public Utilities Commission* (CPUC), dentre suas atribuições, inclui os devidos repasses tarifários. A CPUC também é a reguladora dos demais serviços públicos, como de telecomunicações e de distribuição de água e gás natural. Porém, as distribuidoras de energia municipais são reguladas pelo governo regional.

A Califórnia possui um modelo tarifário baseado na regulação de máxima receita (*Revenue cap*) por região de atuação da distribuidora, premiando e multando de acordo com a qualidade do fornecimento e com aumento da eficiência operacional. A revisão tarifária é trienal, e é baseado em um ano teste futuro, a remuneração das distribuidoras é atualizada pela inflação, e também são contabilizadas as melhorias na eficiência operacional, além de serem apuradas alterações no tamanho de seus mercados [75].

A maior parte dos clientes na Califórnia pertence ao mercado cativo, e sua tarifa abrange as despesas com geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Sendo que a composição tarifária é estabelecida por classes de consumidores. Foi estabelecido que as distribuidoras deveriam disponibilizar o *Net Energy Metering*⁹ (NEM) para novos clientes até 1 de julho de 2017, ou até que o limite de 5% de capacidade da demanda de ponta de cada distribuidora seja atingido [76].

Outros modelos de tarifação para GD estão disponíveis, que são: (i) *Virtual Net Metering* (VNM): permite compensar energia para vários inquilinos, sem necessidade de que o sistema fotovoltaico esteja fisicamente conectado ao medidor de todos os inquilinos, e os créditos de energia podem ser alocados aos demais, de acordo com percentual previamente definido; (ii) *NEM Aggregation* (NEMA): agrega múltiplas

⁹ O *Net Energy Metering* (NEM) é o modelo de compensação de energia, onde a energia injetada na rede pelo sistema de GD gera créditos na fatura que é utilizado como desconto na energia consumida da rede, de forma que o consumidor é cobrado apenas pela diferença líquida.

unidades consumidoras a um sistema de GD, e compartilha os créditos de geração, porém todas as unidades devem pertencer ao mesmo proprietário; (iii) *Renewable Energy Self-Generation – Bill Credits Transfer (RES-BCT)*: possibilita o compartilhamento de créditos provenientes de GD entre unidades consumidoras pertencentes ao poder público, porém as mesmas não devem ter capacidade instalada superior a 5 MW.

3.4.2. Síntese do setor de distribuição frente ao avanço da GD no Reino Unido

O Reino Unido foi pioneiro no processo de desverticalização do setor elétrico. Com um alto nível de liberalização, atualmente tem um mercado muito competitivo. O *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) faz a regulação das empresas do setor de energia e gás natural. Até o ano de 2008 a OFGEM adotou o método de price cap (mais precisamente o modelo RPI-X) para realizar as revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, com relativo sucesso. Porém, a partir de 2008 teve início o processo de modernização do modelo regulatório tarifário, com a entrada em vigência prevista para o ano de 2015. Essa nova regulação foi denominada de *Revenues set to deliver strong Incentives, Innovation and Outputs* (RIIO), com objetivo de incentivar a utilização de tecnologias mais eficientes e reduzir as emissões de carbono.

O modelo RIIO busca incentivar as distribuidoras britânicas a entregarem um serviço que garanta o ótimo de custo-benefício-qualidade no longo prazo para os clientes. Para tanto, o OFGEM define os outputs que as empresas precisam entregar e as receitas que podem lucrar dos clientes por esses produtos.

Até o ano de 2010, cada distribuidora possuía uma metodologia própria para o cálculo da tarifa, passível de revisão e validação pelo regulador. A partir deste ano, foi criada a *Common Distribution Charging Methodology* (CDMC). A CDMC assegura que todas as distribuidoras tenham o mesmo método para cálculo tarifário.

A CDMC é um método de custo incremental de longo prazo, onde a tarifa é definida de forma a recuperar os custos associados ao crescimento de demanda. O cálculo tarifário é iniciado com a determinação da receita permitida, a ser arrecadada durante o ciclo regulatório. Esse valor anual é então incorporado ao modelo, em conjunto com os demais insumos, para formar a tarifa de distribuição.

Vale destacar que de uma forma geral, os consumidores residenciais possuem tarifa binômia, sendo uma combinação de uma parte fixa e uma parte volumétrica. Esses mesmos consumidores, não recebem cobranças diretas pelas distribuidoras, já que a medição e o faturamento são atribuições do comercializador de energia. Cada distribuidora envia uma fatura consolidada aos comercializadores, essa fatura reproduz o custo dos serviços de rede. Dessa forma, cada comercializador paga às respectivas distribuidoras, um valor equivalente ao consumo consolidado dos seus clientes.

Com o intuito de acelerar a difusão da micro e mini GD, em 2010 foi desenvolvido um modelo de incentivo baseado nas tarifas *feed-in*, com foco nos projetos de pequeno porte [77] e [78]. Com isso, projetos de geração de energia elétrica a partir das fontes solar fotovoltaica, hídrica, eólica e biogás, com capacidade instalada de até 5 MW, são passíveis do recebimento das tarifas *feed-in*.

Os projetos validados recebem remuneração por duas componentes: tarifa de geração, que remunera o montante total de energia elétrica gerada, independentemente de ser utilizado para o autoconsumo ou injetado na rede; e a tarifa de exportação, uma espécie de tarifa prêmio, acessória à tarifa *feed-in*, que recai somente sobre o excedente injetado na rede [79].

A parcela da tarifa de geração varia conforme a capacidade instalada do sistema e com a fonte de energia, já a tarifa de exportação tem um único valor, aplicável a todos os sistemas [80]. Dessa forma, o montante de autoconsumo é precificado pela tarifa *feed-in* (tarifa de geração), e o excedente injetado na rede produz uma receita proporcional à soma da tarifa *feed-in* (tarifa de geração) e da tarifa de exportação [79] e [78].

É importante ressaltar, que a tarifa de exportação, foi concebida com a finalidade de vencer o desafio da dificuldade de acesso ao mercado de energia para os geradores de pequeno porte, assegurando que o excedente seja comprado pela distribuidora a uma tarifa especificada. Este custo adicional para a distribuidora é repassado a todos os consumidores [81].

É permitido que sistemas com capacidade instalada maior que 30 kW escolham vender os excedentes à distribuidora, pelo valor definido da tarifa de exportação, ou podem escolher negociar o preço de venda desse montante com a distribuidora ou no

mercado livre, nos dois casos por meio da assinatura de PPA (*Power Purchase Agreements*) [79].

Os sistemas com capacidade menor ou igual a 30 kW não são obrigados a disporem de um medidor inteligente, nesse caso, são remunerados pela exportação de energia de acordo com uma estimativa. Enquanto que os sistemas com capacidade instalada maior que 30 kW que pretenderem vender o excedente à tarifa de exportação, precisam instalar um medidor inteligente, pois a remuneração com base na exportação estimada não é aceita para esses sistemas [82]. A decisão entre vender à tarifa de exportação ou ao preço negociado em PPA é revalidada todo ano [83].

O sistema tarifário no Reino Unido é controlado pelo OFGEM, e a remuneração dos prosumidores, quando cabível, é feita pelo comercializador de energia [78]. Esse sistema tarifário prevê o autoconsumo no mesmo local da geração de energia, porém a compensação de energia é realizada no mesmo horário, não sendo permitido o descolamento no tempo.

Quanto aos resultados da implantação das tarifas *feed-in* em relação a disseminação da GD superaram as previsões. Como exemplo, a meta prevista de 137 MW deveria ser alcançada em abril de 2012, porém foi alcançada em julho de 2011, sendo que em novembro de 2011 havia um total de capacidade instalada que era quase três vezes o previsto [84]. Dessa forma, com a grande adesão da população aos incentivos disponibilizados pela política de *feed-in*, houve um aumento do custo de manutenção do programa e, buscando cortes orçamentários, em 2011 começou a revisão das tarifas *feed-in* a ser implementada gradualmente. O ritmo de adesões sofreu uma aceleração e, no mês de março de 2015 haviam um total de 592.065 instalações registradas, sendo 99% destas com sistemas fotovoltaicos [83].

3.4.3. Síntese do setor de distribuição frente ao avanço da GD na Alemanha

O setor elétrico alemão é desverticalizado, sendo os proprietários dos sistemas de geração diferentes dos proprietários das redes de transmissão e distribuição, que por sua vez são separadas da comercialização [85]. O setor é regulado pelo *Federal Network Agency* (BNetzA), que tem o objetivo de manter o equilíbrio do mercado, garantindo acesso à rede e fiscalizando as tarifas de utilização da mesma. O regulador também precisa publicar uma vez ao ano um demonstrativo dos resultados da supervisão do setor elétrico.

A distribuição de eletricidade é uma atividade muito fragmentada, atualmente existem aproximadamente 900 concessionárias de distribuição na Alemanha [86].

Em relação as tarifas das distribuidoras de energia elétrica, desde 2009 vigora um modelo do tipo *revenue cap* que busca incentivar a crescente eficiência [87]. De forma resumida, a regulação é formada por incentivos, é definida uma receita limite permitida por cinco anos a partir de um processo de concorrência por comparação¹⁰ (*yardstick competition*) entre as diferentes distribuidoras.

As distribuidoras de energia elétrica são protegidas quanto ao risco de mercado. Isto é, o balanço entre o mercado projetado e o mercado realizado é repassado, dessa forma, a tarifa aumenta de maneira a conservar o resultado econômico das distribuidoras neutro no tocante as oscilações do mercado. O ciclo regulatório tarifário é de cinco anos. Porém, alguns componentes são definidos previamente, sendo utilizados para o ciclo de cinco anos.

A tarifa repassada ao cliente final é composta por vários itens, dentre eles se destacam os custos com a compra e comercialização de energia elétrica, os custos da rede e a taxa para energia proveniente de fontes renováveis. Também incidem vários impostos sobre a tarifa, dentre eles o imposto para compra de eletricidade, imposto sobre vendas e a taxa de concessão, entre outros.

A estrutura tarifária do país é binômia, com divisões entre os clientes por classe de consumo. Sendo que a componente volumétrica é a maior parcela da tarifa para todas as classes de consumidores abaixo de 2500 horas de plena carga [88].

A finalidade da taxa de energia renovável é arcar com os custos relativos à diferença entre a remuneração para projetos de energia renovável e o preço da energia renovável no mercado de elétrica. Entre as fontes de energia renovável, a solar fotovoltaica representa 40% dos custos com este encargo [89].

Nos últimos anos a taxa de energia renovável observou um crescimento proporcional na tarifa final paga pelos consumidores [90]. É importante destacar que embora o preço da energia elétrica no mercado atacadista da Alemanha seja relativamente baixo (comparado a média da União Europeia), as tarifas aos consumidores finais são excessivamente altas, no ano de 2015, por exemplo, sua tarifa residencial final foi a segunda maior dentre os países da União Europeia [85].

¹⁰ As análises por comparação (*yardstick competition* ou *benchmarking*) de custos operacionais utilizam duas metodologias de limite de eficiência: o DEA (*Data Envelopment Analysis*) e o SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) [66].

A alta tarifa média praticada ao consumidor final, está associada aos custos com a política de incentivo a fontes renováveis. Enquanto as tarifas de uso do sistema representam uma pequena parcela sobre o crescimento dos preços médios de energia elétrica [91].

Os custos da rede são divididos de acordo com a região. Dessa forma, os consumidores pagam os custos de rede referentes ao local de atuação do seu provedor de rede. Como resultado, áreas com grande extensão de rede (devido a energia renovável) e áreas com baixa densidade demográfica pagam taxas de rede mais altas.

O caso alemão de políticas de incentivos às fontes de energia renováveis é reconhecido como um sucesso em todo o mundo, especialmente no que se refere ao crescimento da representação dessas fontes em sua matriz elétrica. Apesar de vários dispositivos terem contribuído para isso, destaca-se o papel das tarifas *feed-in*.

A lei do *feed-in* foi instituída em 1990, e tornou obrigatório que as distribuidoras conectassem os geradores de energia elétrica de fontes renováveis às suas redes, além de obriga-las a comprar a eletricidade gerada. Para o caso de sistema solar fotovoltaico e eólico, a compra seria a um preço proporcional a 90% da tarifa final de energia da distribuidora. Entretanto, apenas a tarifa *feed-in* seria incapaz de incentivar o investimento em grande escala nessas novas tecnologias. Sendo assim, foram criadas outras plataformas de incentivo em conjunto, sobressaindo programas estaduais de subsídios. Ainda assim, os altos preços de sistemas fotovoltaicos tornavam esses incentivos insuficientes [92].

O começo da década de 2000 foi um momento de mudança na política alemã de incentivos as fontes renováveis. No contexto do *Renewable Energy Sources Act* (EEG), um dos pontos principais foi a reformulação da tarifa *feed-in* com objetivo de torna-la mais eficaz. Foi mantida a garantia de acesso à rede, porém foram estabelecidos preços por fonte de energia. Somado a isso, foi estabelecido que as distribuidoras seriam obrigadas a comprar esta energia por um período de 20 anos.

A EEG passou por diversas reformulações entre os anos de 2004 e 2012, especialmente com relação a redução dos preços pagos pela energia proveniente de GD, mas de uma forma geral, é possível concluir que a sua promulgação resultou em um significativo aumento da geração por meio de fontes renováveis. Com um total de 187 TWh, essas fontes representaram 29% da produção bruta de energia elétrica do

país em 2015 [93]. Esse crescimento aconteceu de forma mais acentuada após a reforma do EEG em 2004. Entre o período de 2004 e 2015, o crescimento anual médio foi em torno de 3 GW, enquanto no período entre 2009 e 2012 a média anual foi maior que 7 GW. Este aumento expressivo da geração fotovoltaica pode ser justificado especialmente pelas políticas de incentivos praticadas e por conta da redução dos preços dos painéis fotovoltaicos [93].

3.5. Proposta de novo modelo de contratação de Geração Distribuída no ACR

Conforme já mencionado anteriormente neste trabalho, é permitido para as concessionárias de distribuição do Brasil contratarem até dez por cento de sua demanda por meio de GD, que deve ser precedida por chamada pública, de acordo com os termos de [23].

Um ponto, porém, é necessário ser destacado, que dentre as vinte maiores distribuidoras do Brasil¹¹, apenas a Energisa Mato Grosso declarou contrato de GD em sua última revisão tarifária (até 2019), com um preço ajustado de 400,65 R\$/MWh.

Desta forma, pode-se concluir que este modelo de contratação não tem sido utilizado de forma generalizada. Ao analisar os possíveis motivos para esta baixa atratividade, podemos citar a falta de incentivos regulatórios, por exemplo, essa contratação não faz parte dos mecanismos contabilizados para validar o “máximo esforço” [39]. Outro ponto, é a possibilidade de comprar energia a preços relativamente altos, embora estes valores possam ser repassados integralmente até determinado limite, não é interessante para as distribuidoras elevar suas tarifas, pois isto pode indiretamente aumentar a inadimplência, as perdas não técnicas e reduzir a satisfação do consumidor em pesquisas de qualidade realizadas pela ANEEL.

Os preços tetos estipulados para as chamadas públicas, são definidos pela distribuidora, mas devem respeitar os limites dos Valores de Referência Específicos (VRE), instituídos pela Lei n° 13.203/15 [94]. As distribuidoras estão autorizadas a repassarem o menor valor entre o VRE e o preço final de contratação. O VRE de cada fonte energética é calculado pela EPE, aprovado pelo MME e publicado em portaria pela ANEEL. Em geral, os VRE são relativamente altos quando comparados aos Pmix das concessionárias, cabendo a elas realizar um cálculo mais preciso em sua área de

¹¹ As vinte maiores distribuidoras em relação ao consumo no ano de 2018 (considerando energia faturada) estão apresentadas no Anexo I.

concessão para estipular os preços iniciais. A Tabela 3 apresenta os valores de VRE atuais por fonte.

Tabela 3. VRE por fonte de energia. (Adaptado, [95])

FONTE	Biogás	Biomassa Dedicada	Biomassa Residual	Cogeração à GN	Eólica	PCH	Resíduos Sólidos Urbanos	Solar Fotovoltaica
PREÇO TETO R\$/MWh	390	537	349	451	296	360	561	446

Reduzir demais o preço inicial na chamada pública pode causar um esvaziamento das ofertas. Desta forma, além de não existir motivação regulatória, há também um risco referente a modicidade tarifária, para que a distribuidora obtenha êxito na contratação da GD.

Este estudo sugere três propostas que poderiam permitir o avanço da GD dentro do portfólio de contratos das distribuidoras, sendo que dentre as propostas, algumas necessitariam de maior intervenção regulatória que outras. Cada proposta resultaria em diferentes efeitos, que serão analisados adiante:

1. Fase Transitória: Investimento na construção de usinas no modelo de GD por meio da verba do Projeto de Eficiência Energética (PROPEE¹²), inicialmente no molde de projeto piloto, a energia injetada por estas usinas seria compensada em residências previamente cadastradas pertencentes a subclasse baixa-renda, o foco nesta subclasse é justificado pelo fato de que teoricamente estes clientes não teriam condições financeiras de realizar um investimento por conta própria, o que eliminaria possíveis questionamentos de agentes do Setor Elétrico com relação a concorrência desleal por parte das distribuidoras, ao ingressarem “ativamente” no ramo da GD.

Não haveria necessidade de aprimoramento regulatório, já que é previsto que as distribuidoras devem aportar 0,5% de sua receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica [96], estas ações devem trazer redução de consumo de energia, e serem revertidas em economia para a sociedade. Adicionalmente, seria possível o enquadramento como “projeto piloto”, previsto nos Procedimentos do PROPEE [97], isto poderia facilitar a aprovação junto

¹² Mecanismo para implementação de ações de eficiência energética, onde as distribuidoras são obrigadas a apresentar à ANEEL a qualquer tempo, edital convocando seus consumidores para apresentação de propostas de projetos de eficiência energética, que são selecionadas por critérios técnico-econômicos definidos pelo Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL.

ao Regulador. Desta forma bastaria a aprovação do projeto, podendo ser enquadrado no arcabouço regulatório atual.

É importante destacar que, os equipamentos necessários para esses sistemas de GD passariam a fazer parte dos ativos das distribuidoras, porém os mesmos não entrariam na contabilização da remuneração da base de ativos dentro da parcela B da tarifa, nem mesmo os serviços de instalação e O&M, da mesma forma como funciona atualmente para a incorporação de ativos advindos do PROPEE.

2. Fase Permanente 1: Caso a fase 1 fosse bem-sucedida, o modelo poderia evoluir para um “novo serviço” ofertado pelas distribuidoras, em que seria permitido a elas vender energia própria, oriunda de GD, dentro de sua área de concessão, tendo como base dois limitantes:

- a. Preço de venda da energia: limitado ao Pmix próprio.
- b. Oferta: limitado a demanda total de energia dos clientes da subclasse baixa-renda.

Esta é a opção que demandaria mais aprimoramentos regulatórios, pois não encontra atualmente amparo dentro da lei, já que não é permitido que as distribuidoras lucrem com a venda de energia, assim como não é permitido que elas assinem contrato bilateral de compra e venda de energia. Desta forma, seriam necessárias ao menos, mudanças nas Leis nº 8.987/95 [16], nº 10.848/04 [22] e no Decreto nº 5.163/04 [23], de maneira a permitir a atividade de venda de energia especificamente para este modelo.

Vale destacar que esses contratos assinados seriam no formato de PPA (*Power Purchase Agreement*), dessa forma seria assegurado um preço fixo (limitado ao Pmix da empresa local), que garantiria o financiamento do projeto. Sendo assim, os equipamentos necessários para esses sistemas de GD passariam a fazer parte dos ativos das distribuidoras, porém os mesmos não entrariam na contabilização da remuneração da base de ativos dentro da parcela B da tarifa, nem mesmo os serviços de instalação e O&M, já que a remuneração se daria por meio da compra de energia gerada pela usina, ou seja, dentro da parcela A da tarifa.

3. Fase Permanente 2: Caso a fase 1 fosse bem-sucedida, outra possibilidade de evolução para o modelo seria a continuidade da utilização da verba do PROPEE para construção de usinas de GD, onde a energia injetada serviria para alívio da Conta de Desenvolvimento Energético (item 2.5 deste trabalho).

Este modelo também necessitaria de alguns aprimoramentos regulatórios, porém sem necessidade de mudança na lei, provavelmente na REN nº 556/13 (Procedimentos do PROEE) [97] e na REN nº 549/2013 (que dispõe sobre o repasse de recursos da CDE) [98]. A Figura 10 demonstra diagrama resumido para as opções propostas.



Figura 10. Diagrama resumo das propostas de negócio em GD para as distribuidoras.

A proposta 1 parece ser um caminho mais simples para um ponto de partida, uma tentativa de evolução e até mesmo adequação das distribuidoras frente ao novo mercado de GD, que tende a reduzir o mercado destes agentes e deixá-los cada vez mais restritos ao a rede elétrica de distribuição de energia.

Quando comparadas as propostas 2 e 3, a proposta 2 parece mais arrojada, tanto no sentido que carece de maior mobilização do setor elétrico, das autoridades e da sociedade para vários aprimoramentos regulatórios, quanto no sentido que parece mais aderente as tendências de modernizações previstas no setor¹³, já que prevê um “novo serviço” para as distribuidoras, devidamente alocado em uma subclasse de forma a não gerar concorrência desleal e paralelamente com foco em modicidade tarifária, já que teria como preço de venda o limite do Pmix deste mesmo Agente. Já a proposta 3, embora necessite de menos adequações regulatórias, esbarra em um problema delicado do setor (especificamente do ACR) que são os subsídios

¹³ O MME a partir da publicação da Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019, institui Grupo de Trabalho para desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico. Uma iniciativa do governo com objetivo de reparar as distorções e ineficiências alocativas identificadas no mercado brasileiro de energia elétrica, e para adotar novas tecnologias e modelos de negócios que têm emergido em outros mercados.

cruzados¹⁴, mesmo que esta proposta tenha como foco amenizar esta questão ela não visa eliminá-lo, em contrapartida existe uma tendência de mercado de extinguir os subsídios ou pelo menos rateá-los com todo o mercado (ACR e ACL), em especial os voltados para a subclasse baixa-renda, que são cobertos pela CDE. Outra questão relativa à proposta 3 é que não haveria, tal como é atualmente, motivação por parte das distribuidoras em contratar ou investir em GD.

Atualmente é possível que os Grupos Empresariais ao qual pertencem as distribuidoras criem outras empresas (ou comprem empresas já existentes) com foco em ativos de GD, porém estas empresas terão que competir no mercado em busca de clientes, enquanto as distribuidoras têm como base de clientes todo o mercado ACR (o que evidencia uma de suas vantagens), naturalmente, para que não houvesse uma concorrência desleal a restrição de que a energia gerada nesta modalidade esteja associada a um nicho de clientes que não teria condições de fazer o próprio investimento deve ser condicionante para a proposta 3, enquanto a outra condicionante, referente ao preço de venda ser limitado ao seu PMIX, é suficiente para não ferir o princípio da modicidade tarifária.

Desta forma, em uma análise não exaustiva, é possível observar uma proteção dos consumidores do ACR e do mercado competidor de GD, ao passo que também se observa uma possível motivação para as distribuidoras investirem, desde que haja viabilidade econômica dos projetos que teriam a energia valorada ao PMIX.

Novamente, o objetivo deste estudo é averiguar oportunidades econômico-financeiras no setor elétrico dentro do âmbito da GD, especificamente no estado do Rio de Janeiro, abordando possibilidades para o papel das distribuidoras neste novo mercado. Desta forma, embora estejam sendo propostos possíveis caminhos regulatórios a serem seguidos, não se pretende aprofundar de forma exaustiva quais regulamentações nem como elas deveriam ser adequadas. Também é evidente que outros modelos seriam possíveis de serem adotados, e mesmo os que foram propostos mereceriam uma análise profunda, que naturalmente viriam seguidas de debates com ampla participação da sociedade para que se atingisse uma regra mais justa para todos os agentes.

¹⁴ Quando uma classe recebe subsídios, que por sua vez são mantidos por outra classe, geralmente por meio de encargos. Algumas propostas, no âmbito da modernização do setor elétrico, visam reduzir os impactos dos subsídios cruzados no setor, tema muito questionado especialmente pelas distribuidoras.

4. METODOLOGIA

4.1. Fluxo de Caixa e Tempo de Retorno do Investimento

Para que seja implementado um projeto de geração de energia, simplifiadamente, é necessário que seja realizado um investimento inicial para compra dos equipamentos, além de um investimento referente a instalação deles. A venda da energia gerada mensalmente por este sistema faz com que em dado período de tempo seja obtido o retorno pelo valor investido, daí em diante o sistema passa a gerar lucro. Um dos principais parâmetros considerados pelo investidor (dono do sistema) é o tempo necessário para que este retorno financeiro seja concluído, o termo comumente utilizado em econômica para este parâmetro vem do inglês e chama-se “*payback*”.

Dentro desta abordagem, define-se fluxo de caixa como a dinâmica entre as despesas e receitas com venda de energia ao longo dos anos do período de análise [99]. O fluxo de caixa é parte fundamental das análises financeiras e é definido de diferentes formas para cada tipo de estudo. Resumidamente, o fluxo de caixa em cada ano é a diferença entre as “entradas” (venda da energia gerada) e as “saídas” (custos com operação e manutenção). Na metodologia utilizada pelo HOMER®, o fluxo de caixa em cada ano de estudo é definido da forma demonstrada nas equações 4.1 e 4.2, sendo o ano zero o momento em que foi realizado o investimento, antes do sistema entrar em operação.

$$CF_0 = -C_T \quad (4.1)$$

$$CF_n = R_T - D_T \quad (4.2)$$

Para $n \geq 1$.

Onde:

- CF_n : Fluxo de caixa no ano n .
- C_T : Custo total com investimento do projeto.
- R_T : Receita total recebida com a venda da energia gerada pelo projeto.
- D_T : Despesas com O&M.

O tempo de retorno financeiro do investimento n_{PB} (*payback*), pode ser descrito como o primeiro momento no período de análise em que:

$$\sum_{n=1}^{n_{PB}} CF_n \geq -CF_0 \quad (4.3)$$

4.2. Cálculo do Valor Presente Líquido

O valor presente líquido, assim como o tempo de retorno financeiro, é um método fundamental para avaliar a atratividade de um investimento. O VPL determina o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. De forma geral, para uma dada taxa de desconto, um valor positivo de VPL indica um projeto economicamente viável, enquanto um valor negativo de VPL indica que o projeto é economicamente inviável [100]. Entretanto, para as simulações que serão apresentadas no HOMER®, todos os anos terão fluxo de caixa negativo, pois o *software* não faz distinção entre o investidor e quem arca com os custos finais, ou seja, nas simulações haverá um único agente, sendo assim o arranjo ótimo do sistema será o que tiver o VPL final menos negativo.

Utilizando o fluxo de caixa definido anteriormente, é possível calcular o valor presente líquido (VPL) do projeto de geração de energia elétrica através da equação 4.4.

$$VPL = \sum_{n=1}^{n_{PB}} \frac{CF_n}{(1 - TMA)^n} \quad (4.4)$$

Onde TMA é a taxa mínima de atratividade.

O VPL é muito sensível a essa taxa, que depende principalmente de três componentes:

- **Custo de Oportunidade:** Toda decisão significa, automaticamente renunciar a todos os outros caminhos possíveis. O conceito de custo de oportunidade traz a ideia de que o verdadeiro valor de algo diz respeito ao que foi deixado de lado para se obter algum benefício.
- **Risco do Negócio:** A viabilidade de um investimento ou projeto é também definida ao analisar se os ganhos financeiros remunerarão os riscos. Quanto mais alto

for o risco, mais alto será o retorno financeiro esperado e mais alta será também a TMA.

- Liquidez: Deve ser analisada a velocidade que o investimento será convertido em receita para o caixa.

Desta forma é possível observar que a TMA é um índice subjetivo, inerente a cada investidor. Para simplificar os cálculos, será adotada nas simulações a taxa de desconto de 8% a.a., que é a mesma utilizada nos estudos do custo médio da geração em [5].

4.3. Cálculo do Custo Nivelado de Energia

Para analisar o custo de energia e entender se é possível obter ou não modicidade tarifária por meio de projetos de GD, utilizou-se o método de cálculo do custo nivelado de energia (no inglês *Levelized Cost Of Electricity – LCOE*), que permite a comparação entre plantas de diferentes estruturas de custos e tecnologias [101].

O *LCOE* é uma figura de mérito, que engloba os principais pontos que precisam ser remunerados em uma planta de energia elétrica, incluindo, mas não se restringindo, ao investimento total, todos os custos de operação, e retorno sobre o capital investido [102]. O resultado do *LCOE* é um valor em reais (R\$) por energia (kWh) produzida.

Esse indicador permite comparar os custos estimados da geração fotovoltaica e eólica com o preço médio da energia comprada pelas distribuidoras (PMIX) e repassada aos consumidores, de modo a avaliar a viabilidade econômica do sistema, ou seja, quando o *LCOE* para a referida fonte for inferior ao PMIX da distribuidora, o projeto será economicamente viável e como resultado será obtida a modicidade tarifária [103]. Em um projeto de geração, o *LCOE* depende dos seguintes fatores:

- Custo total do investimento (compra de equipamentos, mão-de-obra, etc).
- A quantidade de energia elétrica gerada em cada ano do período de análise, ajustada com as perdas do sistema.
 - Custos de instalação e operação.
 - Taxa de desconto e inflação.

A fórmula para o cálculo do *LCOE* é apresentada nas Equações a seguir [101].

$$CF_n = Q_n \times LCOE \quad (4.5)$$

Substituindo CF_n na equação 4.5, obtém-se:

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{Q_n \times LCOE}{(1 - TMA)^n} \quad (4.6)$$

Igualando as equações 4.5 e 4.6, o valor real do $LCOE$ pode ser calculado pela expressão 4.7.

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1 - d_{nom})^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{Q_n}{(1 - d_{real})^n}} \quad (4.7)$$

Onde:

- Q_n (kWh): Energia elétrica gerada pelo sistema no ano n .
- N : número de anos do período de análise.
- d_{real} : taxa de desconto real.
- d_{nom} : taxa de desconto nominal.

4.4. Índice de Irradiação solar global no estado do Rio de Janeiro

Para o estudo da geração de energia por meio da fonte fotovoltaica é fundamental a análise do índice de irradiação solar global. A componente total ou global é formada pela soma da componente direta e difusa no plano horizontal. Para um dia de céu claro ao meio dia solar a irradiância solar total tem um valor típico da ordem de 1.000 W/m², a Figura 11 apresenta a forma como os raios solares incidem sobre a superfície terrestre.

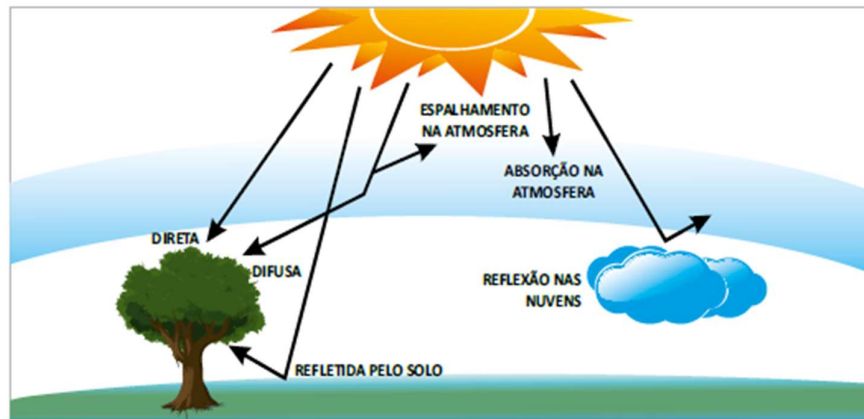


Figura 11. Componente direta e difusa da radiação solar na superfície terrestre. [104]

Para o estado do Rio de Janeiro, é possível observar na Figura 12 que a região noroeste fluminense (proximidades de Cambuci) e a região norte Fluminense (proximidades de Campos dos Goytacazes) são as regiões com índices de irradiação solar global com médias anuais mais elevadas, chegando a $5 \text{ kW}/(\text{m}^2 \times \text{dia})$ para as duas localidades. Essas duas regiões estão na área de concessão da Enel RJ. Para a área de concessão da Light (Vale do Paraíba e parte da região Metropolitana) existe uma grande faixa territorial com índice de irradiação solar global com média anual que chega a $4,5 \text{ kW}/(\text{m}^2 \times \text{dia})$, sendo essa a maior média dentro de sua área de concessão, por simplificação será adotado o município do Rio de Janeiro para as simulações referentes a Light, enquanto para a Enel RJ será utilizado o município do Cambuci [104].

Com o intuito de reduzir a complexidade da análise, não serão considerados a topografia e vegetação das regiões selecionadas para as simulações destes projetos, assim como não serão avaliadas as distâncias para conexão com a rede de distribuição.

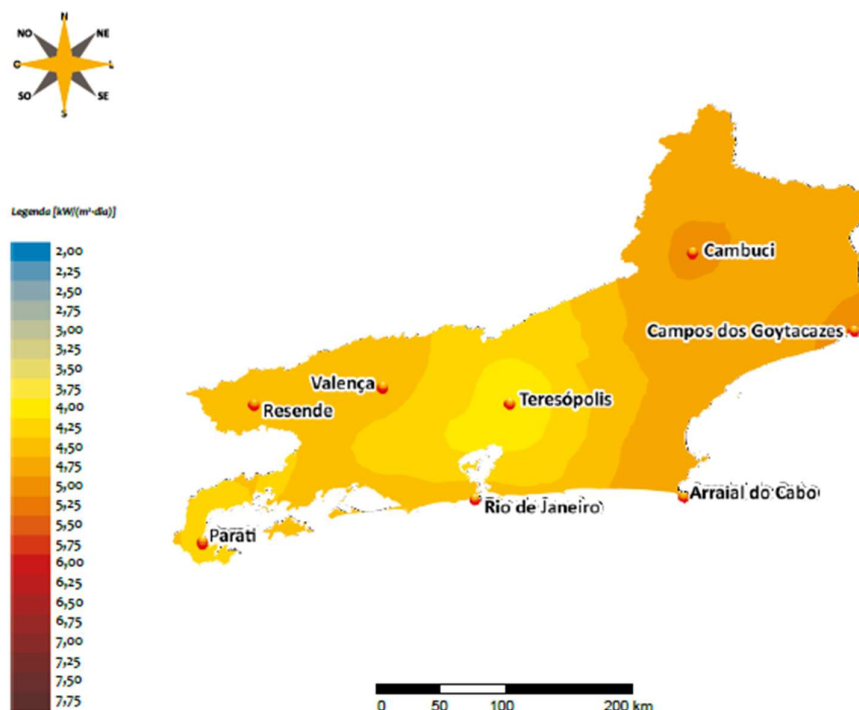


Figura 12. Irradiação solar global média anual no estado do Rio de Janeiro. [104]

4.5. Perdas em sistemas fotovoltaicos

Existem várias fontes de perdas para Sistemas fotovoltaicos, desde o módulo FV até o ponto de conexão. Dentre elas, algumas são mais fáceis de incluir nos modelos matemáticos que outras, como a temperatura das células e a baixa eficiência de alguns componentes quando submetidos baixa potência; existem também fontes de perdas que podem ser tratadas indiretamente, como a posição não otimizada, cuja redução na eficiência pode ser compensada pela medição da irradiância total característica.

Entretanto, existem algumas fontes de perdas que correspondem à não otimização dos componentes e não são consideradas nos cálculos, devido ao comportamento probabilístico ou alta complexidade. Também há casos em que os parâmetros de entrada são estimados para sistemas fotovoltaicos ainda em fase de projeto. Sendo assim, o cenário de perdas também pode ser usado como um fator de segurança para a geração de energia.

A seguir são apresentadas algumas das principais fontes de perdas comuns em sistemas FV, por meio do diagrama de Sankey, da Figura 13, ilustra as perdas de um sistema fotovoltaico.

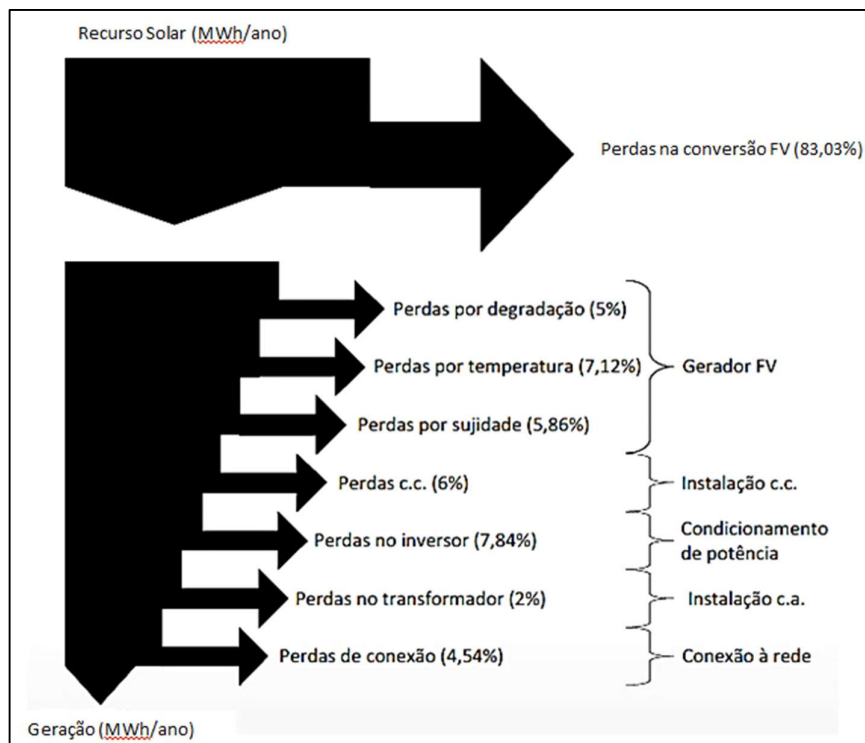


Figura 13. Diagrama de Sankey para um sistema de geração FV. (Adaptado, [105])

No diagrama de Sankey da Figura 13, as perdas do módulo FV estão de acordo com o modelo selecionado para simulação, que será abordado com mais detalhes na modelagem. As perdas por temperatura são modeladas de forma dinâmica na simulação de acordo com as características do equipamento.

4.6. Custo de investimento em projetos Fotovoltaicos

O custo do sistema fotovoltaico é um parâmetro muito importante no estudo da viabilidade da GD para esta fonte. Os custos dos sistemas têm reduzido de forma sistemática, chegando a cair a um centésimo do preço que era vendido em 1950 [8]. A curva de aprendizado do setor, que mostra o preço dos painéis fotovoltaicos frente à capacidade de produção dos mesmos, indicando que a cada vez que a produção dobra, os custos caem cerca de 23% [106]. Como o custo dos painéis são parte extremamente relevante do investimento (até cerca de 60%) [103], a curva de aprendizado mostra o potencial de redução ainda existente com a expansão global da tecnologia, conforme a Figura 14.

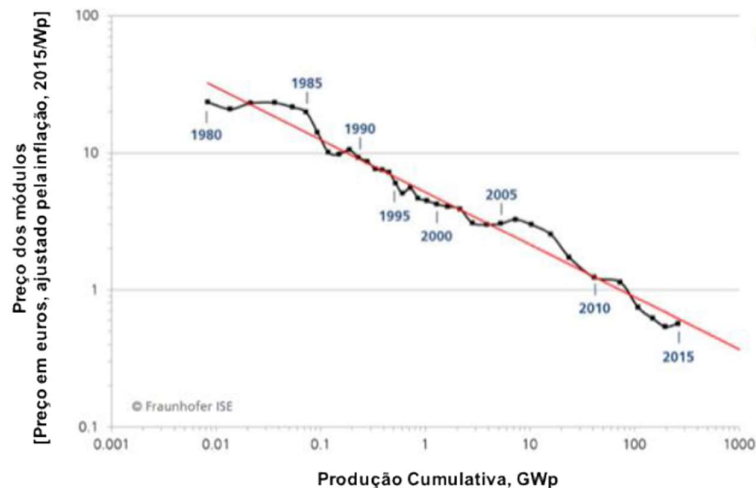


Figura 14. Curva de Aprendizado do setor. (Adaptado, [105])

A Figura 15 apresenta a evolução dos custos de sistemas fotovoltaicos nos EUA, entre o período de 2009 a 2016, dividido por tamanho de sistema, sendo residencial (5,6 kWp), comercial (200 kWp) e centralizada fixa (100 MWp). Em todos os três casos é possível notar uma acentuada redução dos custos ao longo destes quase 7 anos, com especial destaque para os sistemas centralizados fixos (acima de 100 MWp) que teve redução do seu preço total em mais de um terço do valor original.

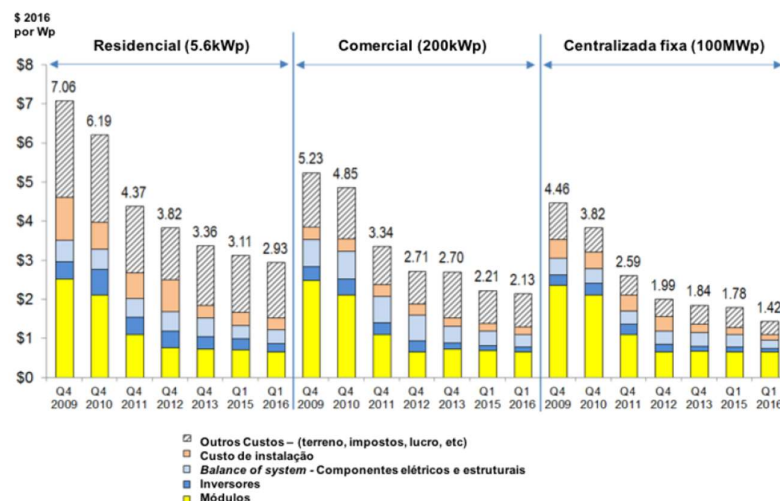


Figura 15. Benchmark dos preços de sistemas fotovoltaicos nos EUA. (Adaptado, [107])

Apesar de várias publicações internacionais indicarem uma redução nos custos de projetos fotovoltaicos nos anos recentes, a análise dos orçamentos declarados pelos empreendedores referentes a seus projetos nos últimos leilões no ACR revela uma continuidade de valores médios (em R\$/kWp). Enquanto no LEN A-4 de 2017 a

média dos projetos se manteve na mesma faixa dos anos anteriores, no LEN A-4 de 2018 houve redução da ordem de 14% [108].

Destaca-se também que após uma redução na variação dos valores máximos verificada em 2016, as diferenças nos leilões A-4 de 2017 e 2018 entre o máximo e o mínimo custo declarados cresceram significativamente. Todavia, a análise dos quartis revela que a variabilidade para os 50% intermediários foi ligeiramente reduzida. A Figura 16 sintetiza esses resultados. Os valores de investimento apresentados não consideram os juros durante a construção (JDC) e estão referenciados a dezembro do ano anterior ao do respectivo leilão [108].

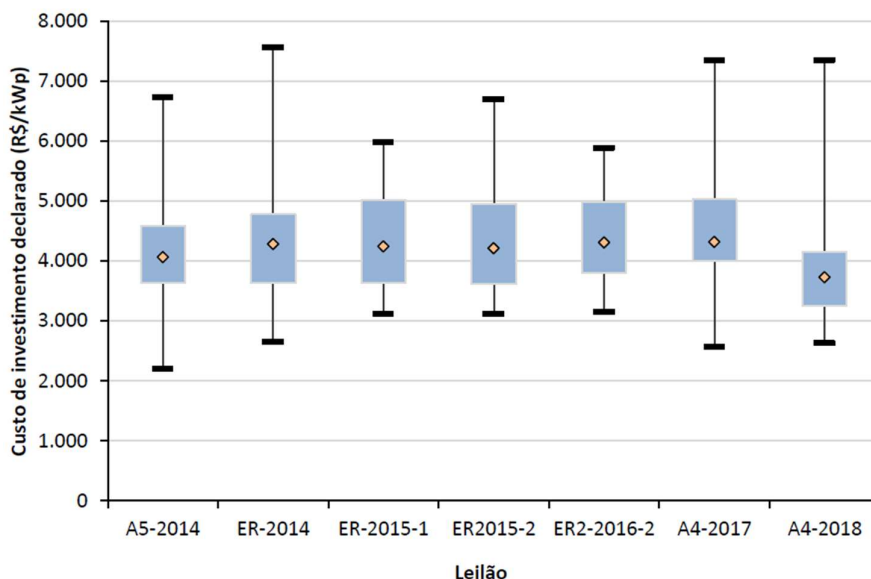


Figura 16. Custo de investimento declarado nos leilões - projetos fotovoltaicos. [108]

Os valores demonstrados na Figura 16 compreendem todos os custos dos projetos, a maior parcela destes custos corresponde aos equipamentos, que historicamente representam cerca de 70% do investimento total, com algumas variações. O custo de transmissão e conexão, além das obras civis, também apresentam frações substanciais, conforme demonstrado na Figura 17. A parcela identificada como outros inclui diversos custos, entre eles: terreno, ações socioambientais, custos indiretos, logística, montagem, testes e seguro.

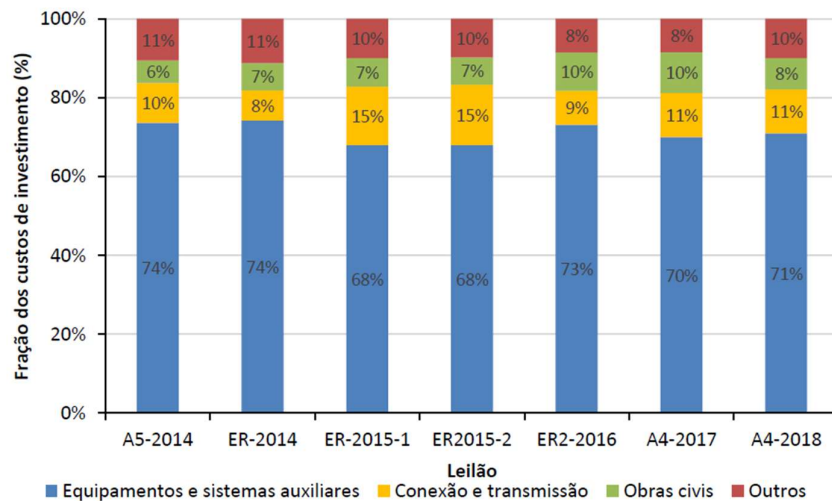


Figura 17. Custos relativos no orçamento total dos projetos fotovoltaicos. [108]

De acordo com as Figuras 16 e 17, tomando por base o custo médio do LEN A-4 de 2018 é possível desenvolver a Tabela 4.

Tabela 4. Custo por Componentes de Projetos Fotovoltaicos. (Adaptado, [108])

Componente do Projeto	Valor do Investimento	
	%	R\$/kWp
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	71	2.698
Conexão e Transmissão	11	418
Obras Civis	8	304
Outros	10	380
TOTAL	100	3.800

Dentre os custos com equipamentos e sistemas auxiliares podemos destacar além dos módulos, os inversores, estruturas (incluindo rastreadores) e outros.

A Figura 18 demonstra uma pequena queda na participação do custo dos módulos em relação aos demais equipamentos, com o principal crescimento relativo sendo da parcela outros, que inclui cabeamento, caixas de junção, equipamentos de proteção, sistema de supervisão, etc. Destaque também para o custo das estruturas e rastreadores, que tem sido superior à parcela dispendida com os inversores [108].

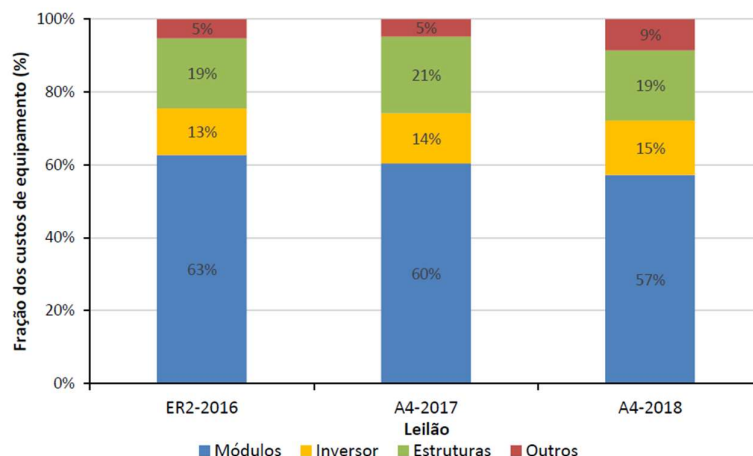


Figura 18. Distribuição dos Custos de Equipamentos dos projetos habilitados. [108]

Conforme visto anteriormente, os equipamentos e sistemas auxiliares representam 71% dos custos nos projetos fotovoltaicos, a Tabela 5 apresenta os custos por tipo de equipamentos utilizados nesses projetos.

Tabela 5. Custo por Equipamentos de Projetos Fotovoltaicos. (Adaptado, [108])

Subitens de Equipamentos	Valor do Investimento	
	%	R\$/kWp
Painéis	57	1537,86
Inversor	15	404,7
Estrutura	19	512,62
Outros	9	242,82

Dentro dos custos com a Estrutura, encontram-se os investimentos com sistema de rastreamento de eixo. Existe uma tendência de utilização de estruturas com rastreamento de um eixo, no A-4 de 2018, 96% dos projetos habilitados utilizaram esse tipo de estrutura, ante 97% no leilão de 2017 [108].

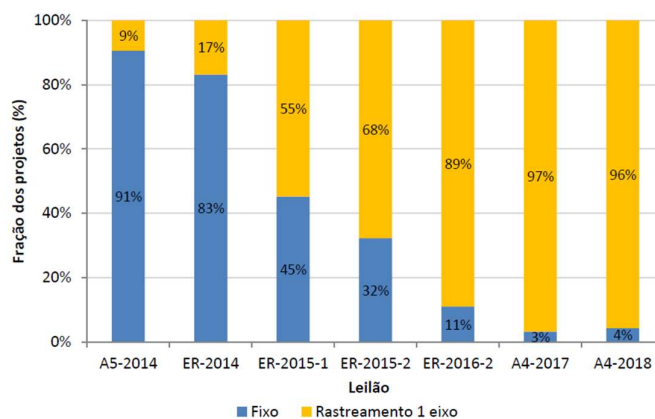


Figura 19. Proporção de projetos por estrutura de suporte. [108]

4.7. Potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro

A viabilidade técnica e econômica de projetos eólicos requer uma previsão confiável da geração de energia na usina. Para ser feito o mapeamento dos recursos eólicos, é recomendado utilizar uma rede anemométrica de qualidade, instalada em torres de medição com alturas de pelo menos 50m, operando por um período mínimo de 3 anos [109], e modelos de topografia e rugosidade com alta resolução. Complementarmente, devem ser realizados, quando possível, estudos de representatividade climatológica com medições de longo prazo próximas ao local, avaliando-se as variações interanuais do vento e o seu impacto na geração energética ao longo de toda a vida útil da usina (20 a 25 anos) [102]. As medições anemométricas devem ser mantidas por todo o período de operação da usina, possibilitando um acompanhamento contínuo do desempenho das turbinas e melhorando as estimativas de longo prazo.

O Estado do Rio de Janeiro está localizado numa área de predomínio da influência do centro de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul, que resulta em acentuada ocorrência de ventos de quadrante leste e nordeste. Sobreposto a este mecanismo, agem as intermitentes incursões de massas polares, as frentes frias, resultando em uma notável sazonalidade. Estes mecanismos formam as principais influências da escala sinótica na dinâmica atmosférica, ao qual se sobrepõem os mecanismos de mesoescala, tais como as brisas marinhas, terrestres e lacustres, brisas de montanha/vale e jatos noturnos. Nas regiões serranas também ocorrem as acelerações orográficas e ocasionais canalizações do escoamento entre passos de montanhas, assim como uma complexa interação entre o deslocamento atmosférico e as formações montanhosas típicas do Estado [110].

As regiões com ventos médios anuais mais intensos no Estado (Figura 20), localizam-se no litoral norte fluminense, na região dos lagos, Cabo Frio e Armação dos Búzios, e também na região serrana, polígono Pirai-Vassouras-Petrópolis.

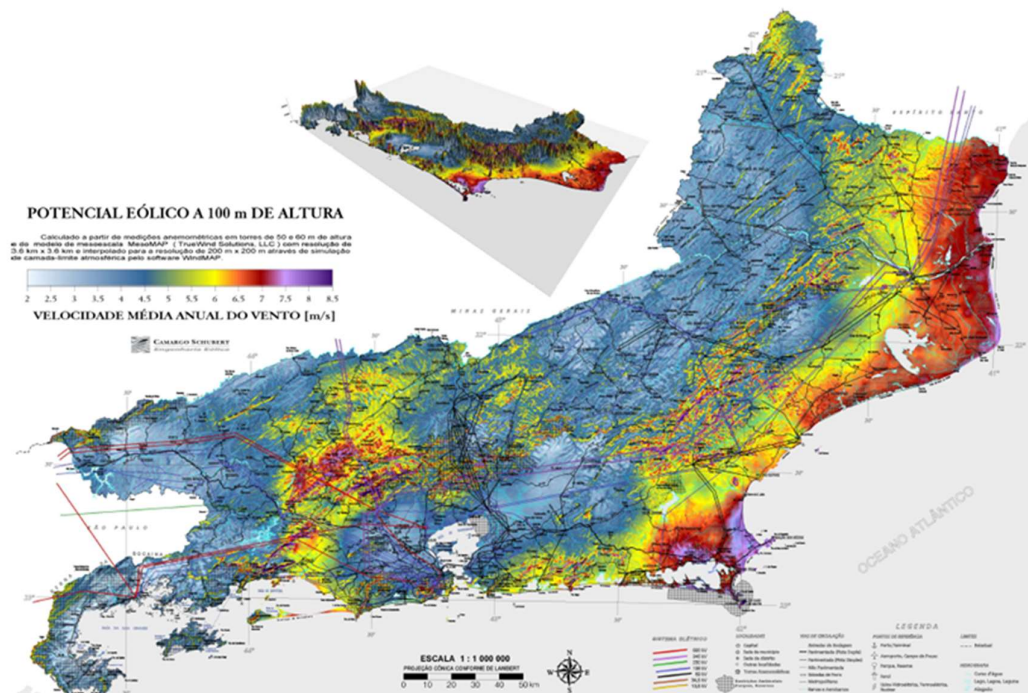


Figura 20. Mapa de potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro a 100 m de altura. [110]

Por meio da Figura 20 é possível observar que a região do estado com maior média de ventos encontra-se na Região dos Lagos, desta forma será utilizado o município de Armação dos Búzios como a referência para simulação na área de concessão da Enel RJ, com médias de ventos que variam entre 7 e 8 m/s para 100 metros de altura. Para a área de concessão da Light, observa-se que de uma forma geral as médias anuais de vento são menores, sendo o município de Engenheiro Paulo de Frontin um dos poucos com médias que podem tornar os projetos eólicos viáveis, desta forma, este será o município utilizado como referência para a simulação na região da Light, com médias de ventos entre 6 e 7 m/s para 100 metros de altura.

Novamente, assim como para os projetos solar fotovoltaicos, para simplificação da análise, não serão considerados o relevo e topografia das regiões definidas para as simulações.

4.8. Evolução dos projetos Eólicos em leilões do ACR e o Custo de investimento

As primeiras contratações de empreendimentos eólicos de grande porte no Brasil se deram por meio do PROINFA, instituído em 2002 com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos a partir das fontes

eólica, biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas. Por meio deste programa resultou na contratação de 1.304 MW de projetos eólicos [111].

Os primeiros projetos de fonte eólica cadastrados em leilão do ACR foi no LFA de 2007, porém não houve comercialização de energia da fonte, fato que só ocorreria 2 anos depois no LER de 2009. Até o ano de 2018 houve uma sensível evolução em relação ao crescimento da quantidade de projetos, também houveram avanços dos requisitos para habilitação técnica, mudanças no dimensionamento dos equipamentos e o consequente impacto na produção de energia.

Nesse período destacam-se alguns dados [111], como segue:

- Mais de 600 estações anemométricas instaladas para avaliação do recurso eólico;
- 80% de aumento da média dos diâmetros dos aerogeradores, de 66 m para 119 m;
- 13.874 cadastros de empreendimentos eólicos em 27 leilões previstos de 2007 a 2018 (até o A-4/2018);
- Recorde de 954 empreendimentos eólicos cadastrados para um único leilão (A-4/2017), representando uma oferta de 26.046 MW;
- Mais de 500 parques eólicos implantados, superando 12 GW de potência instalada, colocando o Brasil em 8º no ranking de países com maior capacidade eólica instalada em 2017, de acordo com relatório elaborado pelo GWEC – Global World Energy Council e divulgado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica);
- Redução do preço da energia negociada nos leilões, partindo de 242 R\$/MWh no Leilão de Energia de Reserva de 2009, chegando até 68 R\$/MWh no Leilão de Energia Nova A-4/2018.

A principal região do Brasil com vocação para projetos eólicos é o nordeste, seguido da região sul, porém alguns projetos no estado do Rio de Janeiro já foram cadastrados em alguns leilões no ACR, embora o único projeto eólico construído no estado e também na região sudeste se deve ao programa PROINFA e está situado no município de São Francisco do Itabapoana. A Figura 21 apresenta o cadastramento de projetos por região do país.

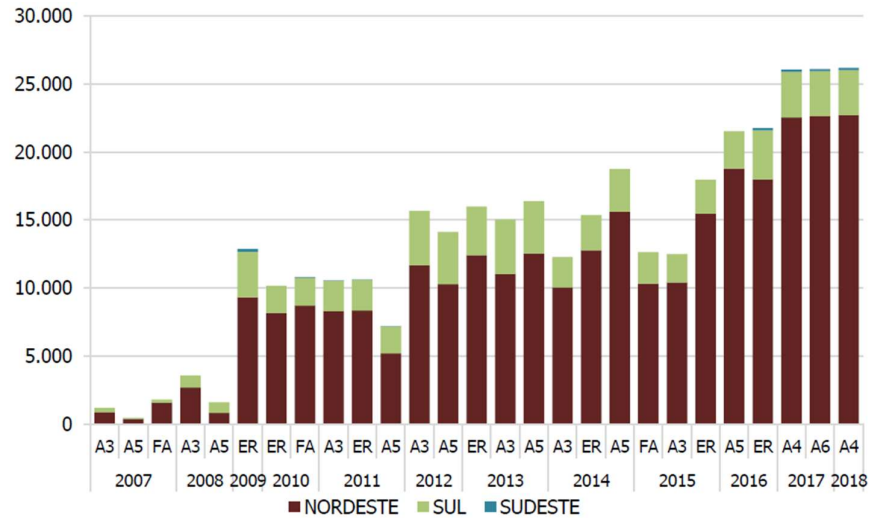


Figura 21. Potência total cadastrada de projeto eólicos (MW), por região e leilão. [111]

As turbinas eólicas representam cerca de 70% do investimento total da usina, por isso, a escolha do equipamento a ser utilizado no projeto demanda cuidado no momento de elaboração do projeto.

As propriedades mais importantes dos equipamentos verificadas na análise dos projetos são o diâmetro do rotor, a altura do cubo e a potência unitária, parâmetros estes determinantes na estimativa de produção de energia de um empreendimento (além da curva de potência do equipamento). Destaca-se que foi observado um aumento desses parâmetros ao longo dos leilões, como mostra a Figura 22.

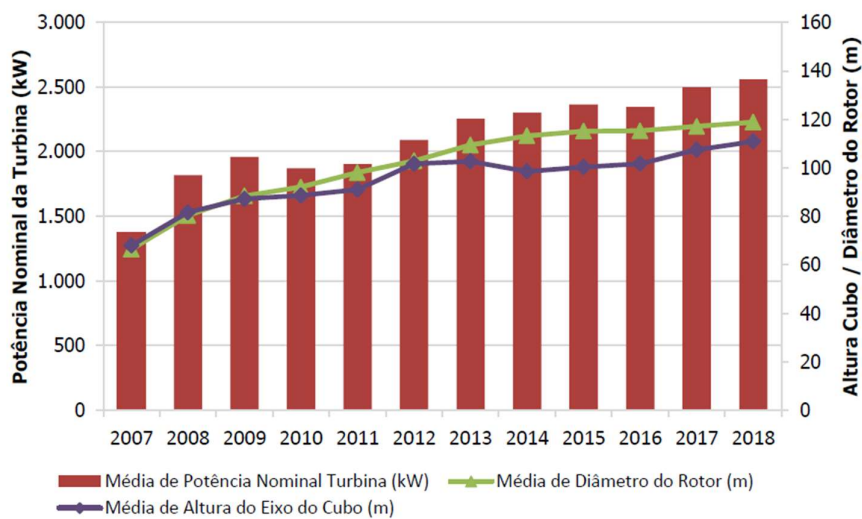


Figura 22. Evolução da potência das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo. [111]

Com base no gráfico da Figura 22 é possível observar que em 2018 a altura média do cubo foi de 110 m, com média de diâmetro do rotor de 120 m e uma potência média de turbina pouco superior a 2,5 MWm.

Os custos dos projetos eólicos sofreram forte redução ao longo dos anos como pode ser observado no gráfico da Figura 23, que apresenta os custos dos projetos por ano.

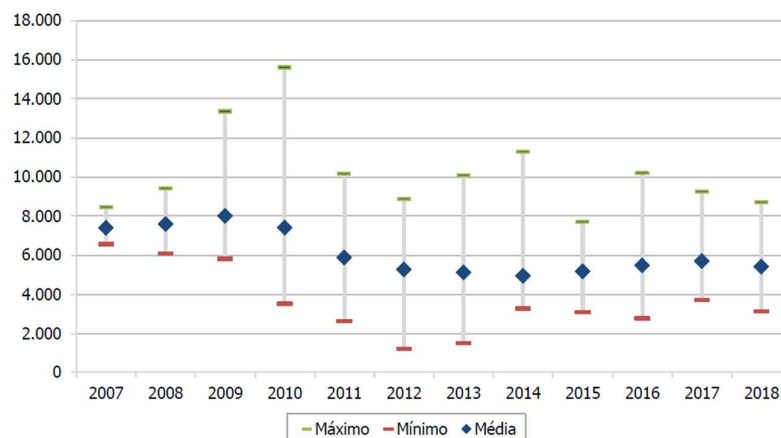


Figura 23. Evolução do custo dos projetos eólicos habilitados por ano (R\$/kW). [111]

Os custos de investimento dos empreendimentos habilitados para participar do LEN A-4 de 2018, conforme declaração dos empreendedores, foram estimados num intervalo de 3.100 a 8.600 R\$/kW, com média de 5.800 R\$/kW.

Devido ao elevado índice de nacionalização dos equipamentos, não se observou grande impacto da variação cambial nos custos dos empreendimentos, que se mostram mais sensíveis à variação da inflação no período.

A Figura 24 apresenta a divisão média dos custos de investimento dos projetos habilitados em R\$/kW, por categorias de custos, conforme apresentado nas fichas de dados dos empreendimentos. Os equipamentos corresponderam à aproximadamente 70%, tendo sido observadas variações nessas composições médias ao longo dos anos.

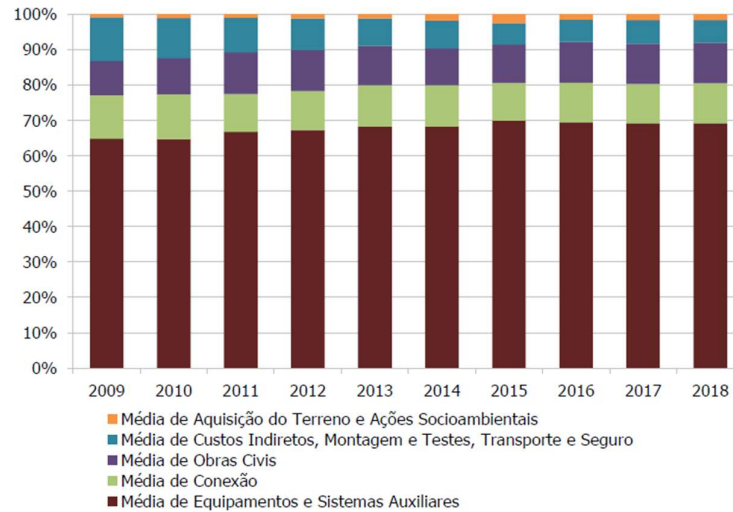


Figura 24. Peso relativo dos custos no orçamento total dos projetos eólicos. [111]

4.9. Simulações no HOMER®

O *software* HOMER® foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis americano, em inglês *National Renewable Laboratory* (NREL), para auxiliar em pesquisa e desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética. Este *software* foi criado para analisar alternativas de projeto em sistemas com fontes de energia conectadas ou não a rede, podendo ser utilizado em aplicações isoladas, remotas e com GD.

O *software* examina todas as combinações possíveis de sistemas em uma única execução, em seguida ordena-os de acordo com a variável de otimização. Ele permite avaliar a viabilidade econômica de uma série de opções tecnológicas, considerando a variação de custos e a disponibilidade das fontes de energia. A ferramenta realiza os cálculos de balanço de energia para cada arranjo possível, e então estima o custo de instalação e operação do sistema durante o período de vida do projeto.

Os cálculos dos custos por sistema consideram parâmetros como investimento inicial, reposição, operação e manutenção, combustível, e taxa de juros. Sendo o principal resultado econômico o Valor Presente Líquido (VPL), a ferramenta ordena cada um dos arranjos pelo maior VPL. Como pode ser concluído pelas equações 4.6 e 4.7, ao classificar os sistemas pelo VPL a ferramenta também ordena por consequência o *LCOE*, este segundo resultado econômico terá maior destaque neste trabalho, devido ao fato do VPL ter um caráter mais peculiar a cada investidor, além

de que o *software* não faz distinção entre o agente investidor e o consumidor final da energia gerada ou comprada, desta forma o *LCOE* mostra-se um parâmetro de maior representatividade para a análise.

O tempo utilizado para análise dos projetos foi de 25 anos, pois considera a média da vida útil dos equipamentos utilizados no projeto [102]. Para a taxa de desconto será utilizado o valor de 8% [5]. O diagrama simplificado utilizado no *software*, com os respectivos componentes e conexões é demonstrado na Figura 25.

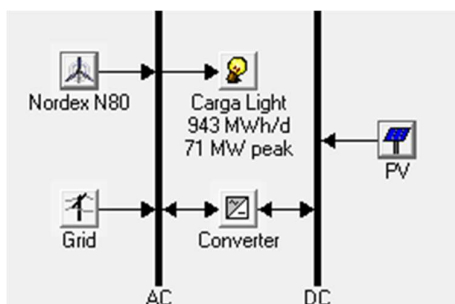


Figura 25. Representação do sistema utilizado. Tela retirada do HOMER®.

4.9.1. Cargas Utilizadas para simulação

Conforme discutido nos capítulos anteriores, a subclasse baixa renda poderia ser o público-alvo para venda de energia das distribuidoras por meio de GD (considerando eventual mudança regulatória). Para modelar a carga, utilizou-se a sazonalidade da curva do SIMPLES/EPE para cada uma das distribuidoras, já para a modulação foi utilizado o perfil de consumo horário disponibilizado pelo ONS, as Tabelas 6 e 7 apresentam a carga dividida por classe para as duas distribuidoras.

Tabela 6. Consumo por classe - Light (mês de fevereiro/2019). [38]

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	3.515.576	909.883	35,10%
Industrial	9.202	567.380	21,90%
Comercial	295.150	573.508	22,10%
Rural	11.881	5.088	0,20%
Iluminação Pública	769	64.974	2,50%
Poder Público	12.096	135.809	5,20%
Serviço Público	1.695	124.581	4,80%
Demais classes	455	211.059	8,10%
Total	3.846.824	2.592.281	100%

Tabela 7. Consumo por classe – Enel RJ (mês de fevereiro/2019). [37]

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	2.428.470	393.325	41,10%
Industrial	4.118	215.795	22,50%
Comercial	151.933	171.513	17,90%
Rural	64.024	15.107	1,60%
Iluminação Pública	1.877	49.308	5,20%
Poder Público	13.764	42.297	4,40%
Serviço Público	1.930	25.488	2,70%
Demais classes	324	44.175	4,60%
Total	2.666.440	957.008	100%

De acordo com [112] a média de unidades consumidoras cadastradas como baixa renda na base de clientes da Light é de 5,44% dos clientes residenciais, enquanto que para Enel RJ essa média é de 6,38%. Sabe-se que para ser enquadrado nesta subclasse os clientes não podem ter uma média de consumo acima de 200 MWh, por simplificação foi adotado a média de 150 MWh por unidade consumidora, não há prejuízo na análise com essa simplificação, pois ao fixar uma média de consumo é estabelecido um limite de alcance inicial para os projetos de GD.

Após aplicar os percentuais apresentados ao consumo da classe residencial de cada uma das distribuidoras, as Figuras 26 e 27 apresentam, respectivamente, as curvas de carga da Light e da Enel RJ utilizadas nas simulações.

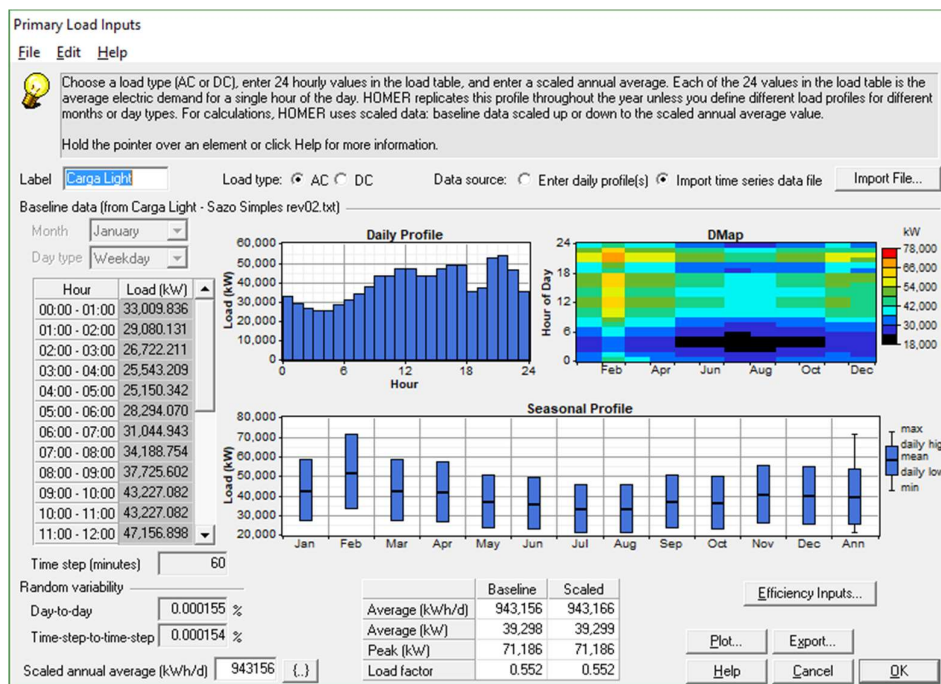


Figura 26. Representação da carga subclasse Baixa Renda da Light. Tela retirada do HOMER®.

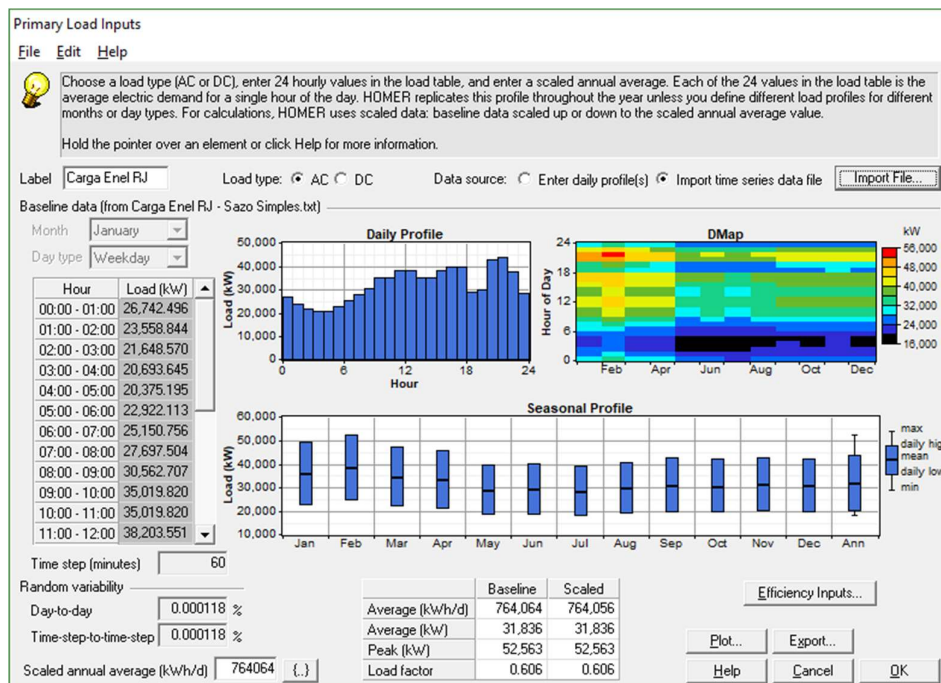


Figura 27. Representação da carga subclasse Baixa Renda da Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

4.9.2. Módulo Solar

A potência média por painel fotovoltaico considerando os projetos habilitados no 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 foi de 330 Wp e eficiência média de 17% [113].

Em relação à tecnologia dos módulos entre os projetos habilitados no 2º LER, 14% são de Telureto de Cádmio (CdTe), 23% de silício monocristalino e 63% de silício policristalino (Figura 28).

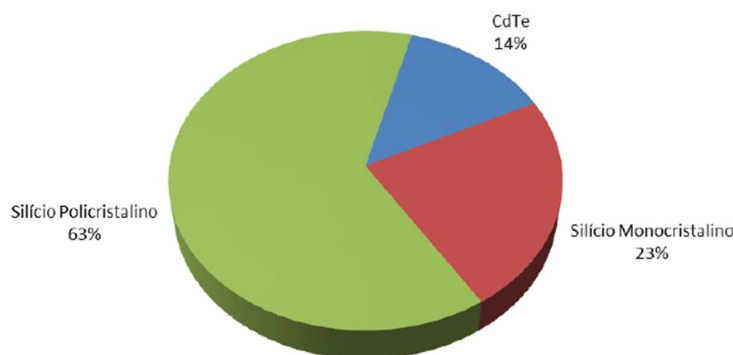


Figura 28. Tecnologia dos módulos fotovoltaicos: participação relativa entre os habilitados no 2º LER/2016. [113]

Tendo em vista os dados apresentados anteriormente do 2º LER, foi selecionado como referência para as simulações um módulo fotovoltaico de silício policristalino com potência e eficiência semelhantes às médias dos equipamentos utilizados neste leilão, o módulo CS6U-330p da Canadian Solar atende essas premissas, além de ter vários certificados internacionais de produção¹⁵, dessa forma, os dados característicos fornecidos pelo fabricante serão utilizados [114].

Os custos (R\$/kW) adotados para os módulos e inversores são os mesmos tanto para a simulação de custo de energia na Light quanto da Enel RJ, esses valores são discutidos adiante.

A especificação do custo inicial do sistema fotovoltaico utilizada para simulação é feita com base nas Tabelas 4 e 5, de forma que o “Capital” descrito na Figura 29 é referente ao valor dos módulos juntamente com as estruturas (incluindo rastreadores), cabeamento, caixas de junção, equipamentos de proteção, sistema de supervisão, além do serviço de montagem e obra civil, esse valor foi estimado em 3395 R\$/kW e

¹⁵ IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way

não contempla o inversor. O valor para substituição considera apenas o módulo, pois a estrutura já foi montada inicialmente, o valor está de acordo com a Tabela 5.

Na Figura 29 é possível observar que a refletância adotada do solo é 20%, que é um valor tipicamente utilizado para uma região gramada é de [115], para o estado do Rio de Janeiro, o azimuth utilizado é 180° (módulos voltados para o norte), a inclinação dos painéis não é considerada, pois conforme demonstrado na Figura 19, 96% dos projetos fotovoltaicos habilitados no LEN A-4 de 2018 utilizaram rastreador de um eixo, devido a essa forte tendência, foi adotado como premissa a utilização dos mesmos.

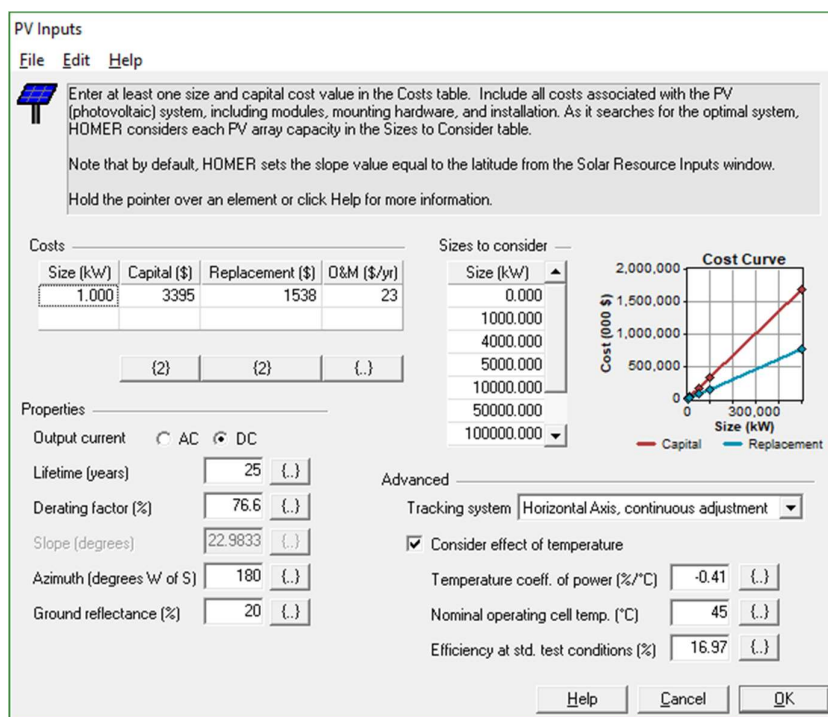


Figura 29. Representação dos módulos solar utilizados. Tela retirada do HOMER®.

Para o cálculo das despesas com O&M, de acordo com [102], foi utilizado 1% ao ano do investimento inicial em módulos fotovoltaicos, estrutura e outros, apresentados anteriormente na Tabela 5.

4.9.2.1. Perdas consideradas na simulação do sistema fotovoltaico

As células fotovoltaicas raramente operam em condições nominais, existem perdas intrínsecas ao sistema que devem ser consideradas, os fatores de perdas mais comuns nas bibliografias são: perdas por aumento de temperatura, perdas por acúmulo de sujeira e sombreamento parcial, perdas nos inversores, descasamento de

módulos, perdas na fiação elétrica – conectores e condutores, degradação de painéis, corrosão, delaminação, descoloração, PID (*Potential Induction Degradation*) e LID (*Light Induced Degradation*).

Para o módulo fotovoltaico adotado nas simulações, às curvas de perdas por aumento de temperatura são apresentadas no gráfico da Figura 30.

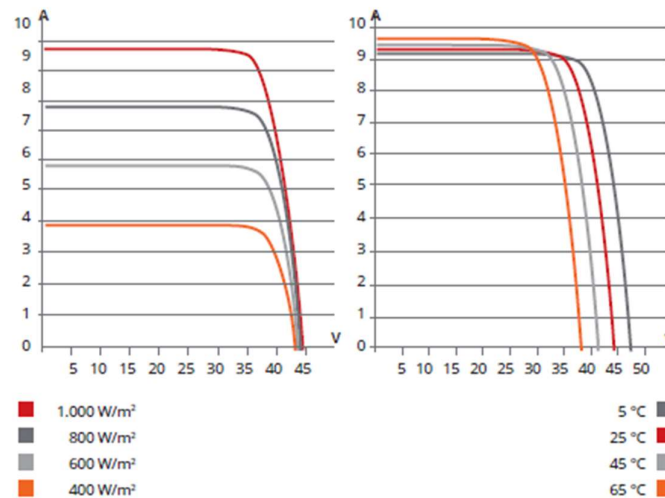


Figura 30. Curvas de Corrente (A) x Tensão (V) para diferentes temperaturas. [114]

As temperaturas médias para as cidades do Rio de Janeiro e de Cambuci são obtidas por meio de Estações Meteorológicas de propriedade do INMET [116], suas curvas de sazonalidade são apresentadas nas Figuras 31 e 32 respectivamente.

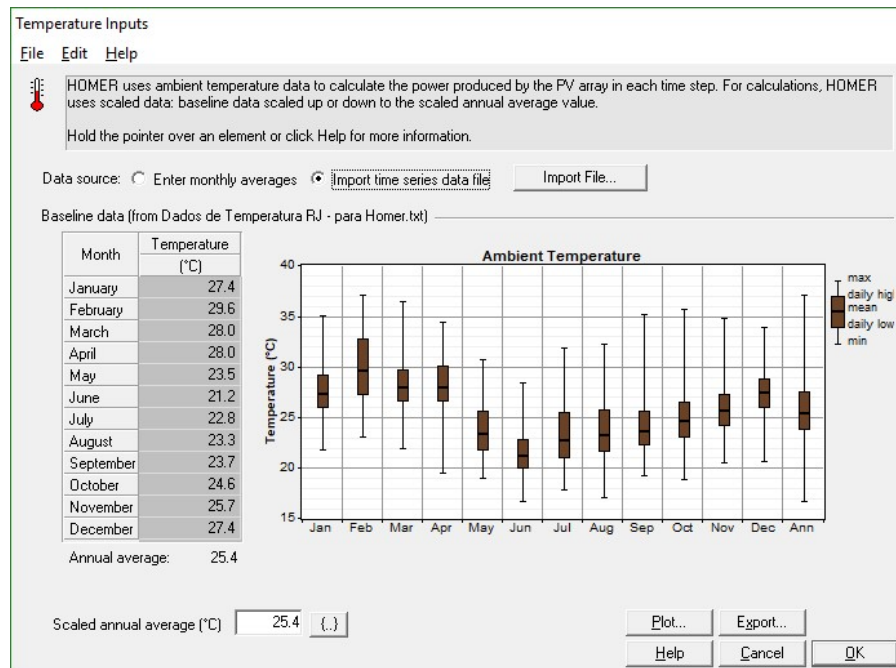


Figura 31. Temperatura média da cidade de Cambuci. Tela retirada do HOMER®.

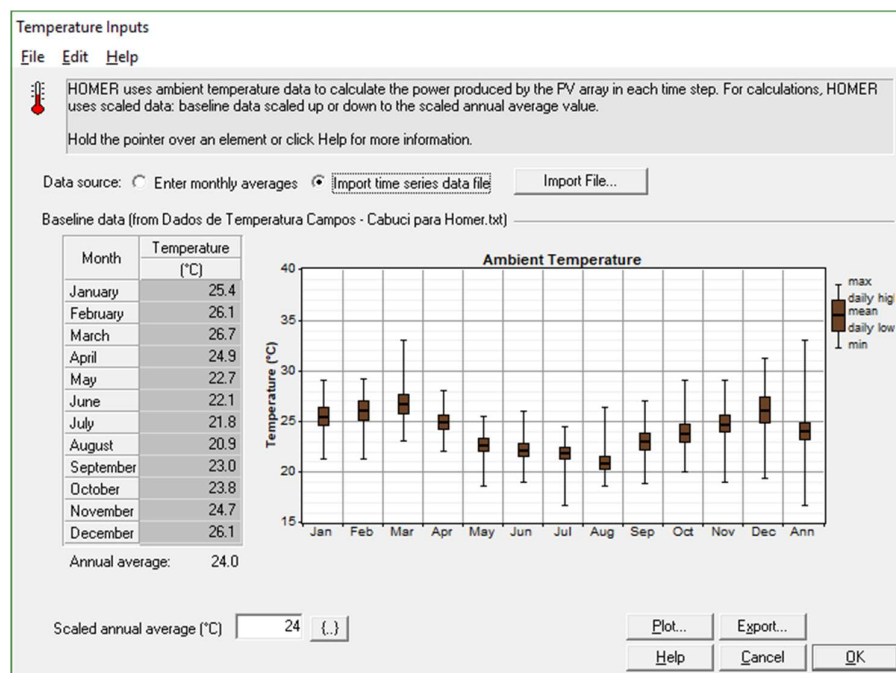


Figura 32. Temperatura média da cidade do Rio de Janeiro. Tela retirada do HOMER®.

O HOMER® permite considerar o efeito da temperatura sobre a eficiência, esses dados estão considerados na Figura 29, para este *software* não é possível variar as perdas por degradação, que embora na prática sejam cumulativas ao longo dos anos, com uma taxa inferior a 0,7% por ano de acordo com o fabricante do módulo

utilizado, na simulação serão consideradas de forma estática. A Figura 13, no item 4.5 apresenta um resumo das demais perdas, que são estimadas em 23,4% de forma que na Figura 29 o fator de redução (*derating fator*) é adotado como 76,6%.

4.9.3. Inversor

Os valores para os inversores são apresentados na Figura 33, onde o valor de O&M segue a mesma premissa que a dos módulos, o custo inicial e de substituição estão de acordo com a Tabela 5, a vida útil adotada para os inversores é de 15 anos [53] e os possíveis tamanhos (quantidade) dos equipamentos são pré-dimensionados para coincidirem com a dimensão do sistema fotovoltaico.

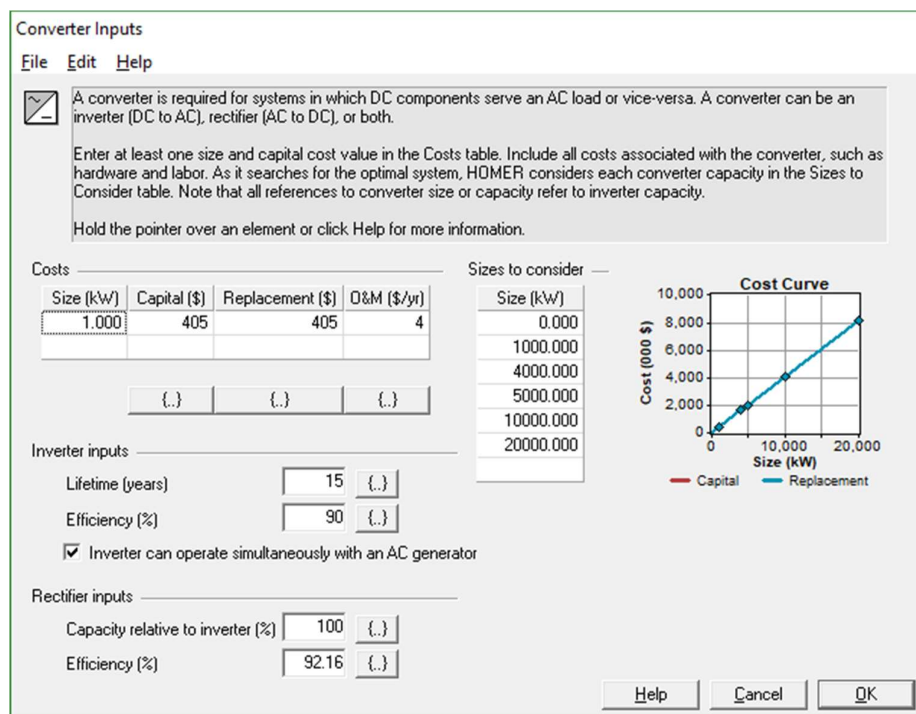


Figura 33. Representação dos inversores utilizados. Tela retirada do HOMER®.

4.9.4. Dados de Irradiação Solar – Área de concessão Enel RJ

Para os dados de irradiação solar, adotou-se para a área de concessão da Enel RJ a posição geográfica do município de Cambuci. É possível observar da Figura 12 que esse município tem uma das maiores médias anuais de irradiação global do estado chegando a 5 kW/(m² x dia). O HOMER® utiliza dados da NASA [117], que de acordo com sua base de dados a média é de 4,62 kW/(m² x dia), existe um nível de

incerteza inerente deste tipo de abordagem especialmente porque os dados são obtidos por meio de satélite, devido a isso utilizou-se o valor de 5 kW/(m² x dia) como uma das sensibilidades. A Figura 34 apresenta os valores sazonalizados, tanto para irradiação média global quanto para o índice de clareza da região.

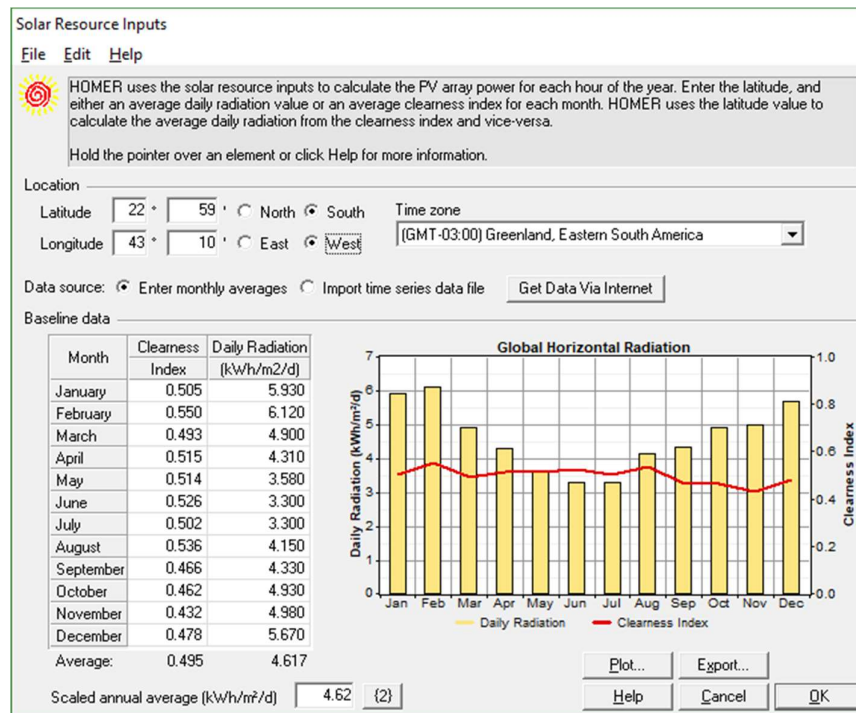


Figura 34. Dados de Irradiação Solar Global média e Índice de Clareza para município de Cambuci - Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

4.9.5. Dados de Irradiação Solar – Área de concessão Light

Para a área de concessão da Light é possível observar da Figura 12 que os valores de irradiação global média são inferiores aos da área da Enel RJ. Por simplificação, adotou-se o município do Rio de Janeiro para as simulações, conforme a Figura 35 o valor médio é de 4,49 KW/(m² x dia),

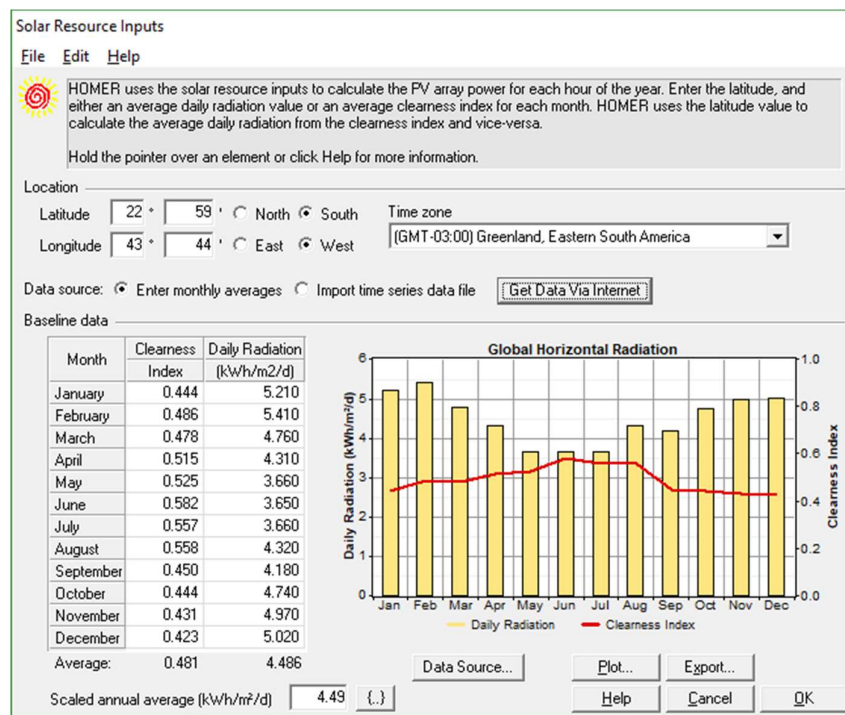


Figura 35. Dados de Irradiação Solar Global média e Índice de Clareza para município do Rio de Janeiro – Light. Tela retirada do HOMER®.

4.9.6. Turbina Eólica

A potência média por turbina eólica considerando os projetos habilitados no LEN A-4 de 2018, conforme gráfico da Figura 22, foi pouco superior a 2,5 MWm, enquanto que a altura média do cubo foi de 110 m, com média de diâmetro do rotor de 120 m.

Já para os custos dos projetos eólicos, foi demonstrado na Figura 23 que os projetos habilitados no LEN A-4 de 2018, tiveram valor de investimento dentro do intervalo entre 3.100 R\$/kW a 8.600 R\$/kW, com média de 5.800 R\$/kW. Como esses valores são referentes à etapa de habilitação, entende-se que provavelmente os projetos com investimento menor terão oferta de preços mais baixos, consequentemente maior chance de venda, logo o limite inferior é mais relevante para esse caso que a própria média, sendo o valor de 3.100 R\$/kW adotado como custo das eólicas para nas simulação.

O gráfico da Figura 24 apresentou a divisão dos custos por componentes do projeto, enquanto a Figura 22 demonstrou a evolução de alguns parâmetros técnicos ao longo dos anos.

O HOMER® possui uma base de modelos de turbinas eólicas reais. De acordo com as médias dos parâmetros técnicos publicados para o ano de 2018 (Figura 22), particularmente, a média de potência, altura e diâmetro de turbina, foi selecionado como referência para as simulações o modelo N80 do fabricante Nordex, pois seus parâmetros são próximos às médias verificadas, conforme base de dados verificada no HOMER®. A Figura 36 apresenta os dados para as turbinas, que é o mesmo modelo para as simulações das duas distribuidoras.

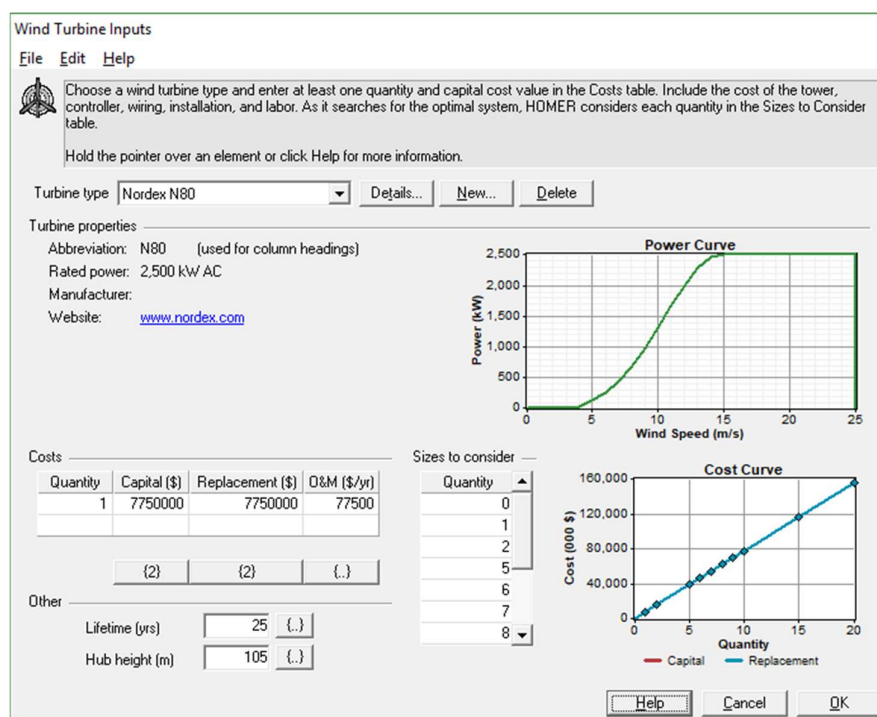


Figura 36. Representação das turbinas eólicas utilizadas. Tela retirada do HOMER®.

4.9.7. Dados de Ventos – Área de concessão Enel RJ

Conforme discutido anteriormente, o município de Armação de Búzios foi selecionado como referência para a área de concessão da Enel RJ, com médias de ventos podendo chegar a 8 m/s em 100 metros de altitude [110], porém como esse é um dado com alto grau de variação, serão considerados cenários de sensibilidade para os ventos.

A Figura 37 apresenta o perfil de vento sazonalizado por mês para o município de Armação dos Búzios, base de dados RETSCREEN® [118].

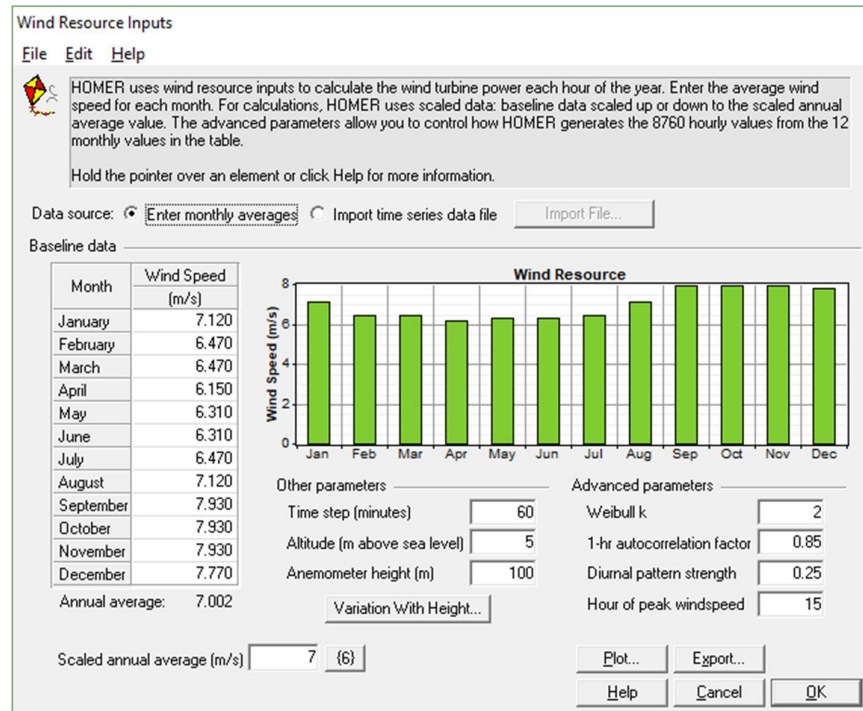


Figura 37. Representação dos ventos utilizados na simulação Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

4.9.8. Dados de Ventos – Área de concessão Light

Para a área de concessão da Light foi adotado o município de Engenheiro Paulo de Frontin como referência, devido ao fato de ser uma das melhores regiões na área da Light para este tipo de projeto, com médias de ventos que podem chegar a 7 m/s [110], porém da mesma forma como foi feito no item anterior para a Enel RJ, como os dados de ventos têm alta volatilidade, serão considerados cenários de sensibilidade para os ventos.

A Figura 38 apresenta o perfil de vento sazonalizado por mês para o município de Engenheiro Paulo de Frontin, base de dados RETSCREEN® [118].

Wind Resource Inputs
File Edit Help

 HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Data source: ☒ Enter monthly averages ☐ Import time series data file

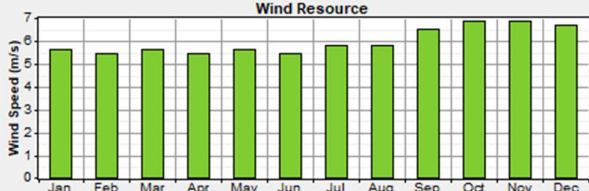
Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	5.650
February	5.470
March	5.650
April	5.470
May	5.650
June	5.470
July	5.820
August	5.820
September	6.530
October	6.880
November	6.880
December	6.710
Annual average:	6.003

Annual average: 6.003

Scaled annual average (m/s) {5}

Wind Resource



Other parameters

Time step (minutes)

Altitude (m above sea level)

Anemometer height (m)

Variation With Height...

Advanced parameters

Weibull k

1-hr autocorrelation factor

Diurnal pattern strength

Hour of peak windspeed

Figura 38. Representação dos ventos utilizados na simulação Light. Tela retirada do HOMER®.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1. Análise do Caso Base da Enel RJ

De acordo com a metodologia descrita anteriormente, o HOMER® utiliza o VPL como parâmetro principal para otimizar a geração que irá suprir a carga, embora exista esta prioridade inerente a simulação, o *LCOE* também é otimizado de forma conjunta, pois o *software* não faz distinção entre o agente que faz o investimento e o agente que absorve as despesas, ou seja, não há visão sobre o repasse ao consumidor final. Desta forma, é válido concentrar a avaliação sobre o *LCOE*, que é de fato um número com maior significado neste caso, já que o VPL depende de uma análise mais característica de cada empresa (possível investidor), que deve levar em consideração, dentre outros fatores, o custo de oportunidade relacionado à sua situação financeira.

Para as condições do caso base na área de concessão da Enel RJ, os dez melhores resultados estão apresentados na Tabela 8. É possível observar que a melhor opção neste caso, é o cenário com 16 aerogeradores (40 MW instalados). Porém a energia fotovoltaica não se verificou economicamente viável, tendo sido considerada a sua implementação apenas a partir do 4º melhor arranjo, tendo sido o custo nivelado da energia fotovoltaica de 325 R\$/MWh.

Tabela 8. Resultado da otimização para o caso base da Enel RJ.

Nº	PV (kW)	N80	Inversor (kW)	Capital Inicial	O&M (R\$/ano)	Total VPL	COE (R\$/kWh)	Renovável
1		16		R\$ 124.000.000	38.947.036	R\$ 539.750.912	0,181	32%
2		17		R\$ 131.750.000	38.244.664	R\$ 540.003.264	0,181	33%
3		15		R\$ 116.250.000	39.717.672	R\$ 540.227.264	0,181	30%
4	1000	16	1000	R\$ 127.800.000	38.767.540	R\$ 541.634.816	0,182	32%
5	1000	17	1000	R\$ 135.550.000	38.070.992	R\$ 541.949.312	0,182	34%
6	1000	15	1000	R\$ 120.050.000	39.531.416	R\$ 542.038.976	0,182	31%
7	1000	16	4000	R\$ 129.015.000	38.809.880	R\$ 543.301.760	0,183	32%
8	1000	17	4000	R\$ 136.764.992	38.113.328	R\$ 543.616.256	0,183	34%
9	1000	15	4000	R\$ 121.265.000	39.573.756	R\$ 543.705.984	0,183	31%
10	1000	16	5000	R\$ 129.420.000	38.823.996	R\$ 543.857.472	0,183	32%

O cenário com o arranjo ótimo é avaliado com maiores detalhes, a Figura 26 apresenta seu respectivo fluxo de caixa atualizado no tempo, onde é possível observar o investimento inicial de R\$ 124 milhões referente ao projeto eólico (16 aerogeradores, total de 40 MW instalados), também é apresentado para os 25 anos seguintes as

despesas com energia, que abrange a parcela de energia comprada da rede e o O&M da usina eólica, por meio deste fluxo de caixa são calculados o VPL do projeto e, o custo nivelado de energia global e do projeto, conforme já abordado neste trabalho, esses valores são contabilizados de acordo com a energia gerada por fonte (eólica ou da rede).

De acordo com a Tabela 8 e a Figura 39 o custo nivelado de energia foi reduzido de 199 R\$/MWh para 181 R\$/MWh, o que já demonstra uma possibilidade de benefício econômico, seja para o cliente final, neste caso a subclasse baixa-renda atendida pela Enel RJ ou, caso houvesse uma mudança regulatória que permitisse a distribuidora se beneficiar da venda de energia neste caso específico, a própria Enel RJ poderia absorver o lucro (dado que o investimento foi feito com capital próprio).

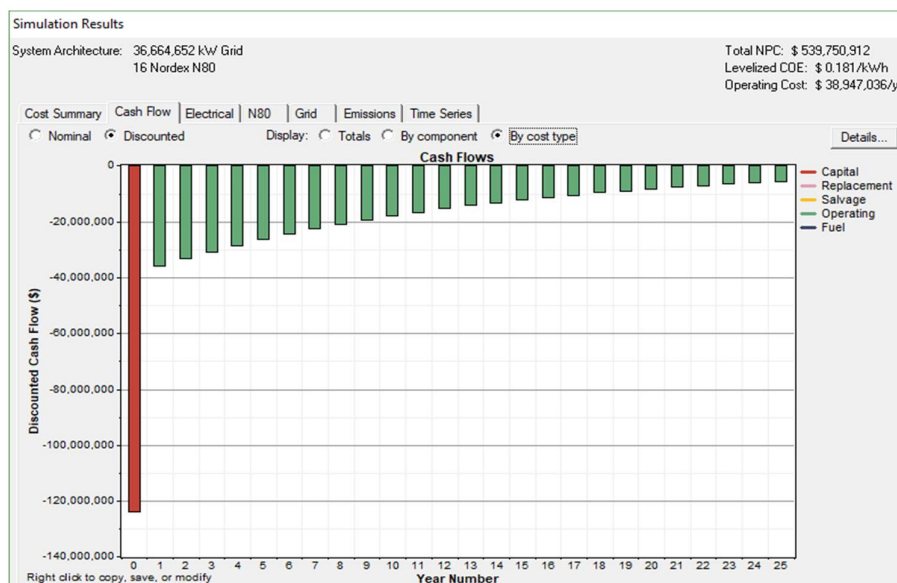


Figura 39. Fluxo de Caixa com desconto, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

A Figura 40 demonstra a proporção de energia gerada pela fonte eólica frente ao suprimento da carga pela rede. A energia gerada pela GD eólica contabilizou uma média de 93,9 GWh por ano, que representa 33% do suprimento da carga considerada.

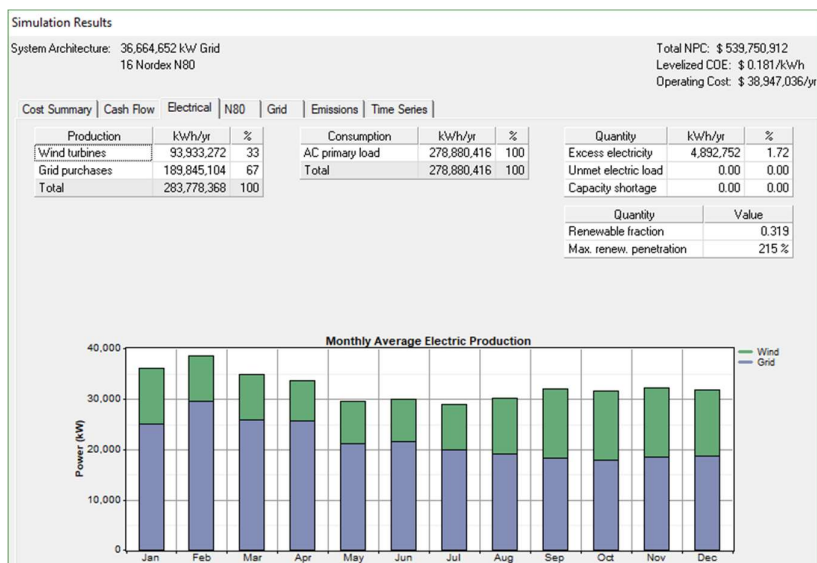


Figura 40. Média de energia gerada por mês e por fonte, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

A Figura 41 apresenta o resultado técnico econômico da geração eólica injetada na rede da Enel RJ, onde se observa que o custo nivelado de energia médio para essa fonte foi 137 R\$/MWh, ou seja, 62 R\$/MWh mais barato que a energia fornecida pela rede. O *payback* simples é de aproximadamente 7 anos (considerando a venda da energia eólica ao preço original da rede, que é 199 R\$/MWh), esse prazo pode ser considerado curto, dado que o tempo de vida do projeto é de 25 anos. O fator de capacidade do projeto eólico também é demonstrado na Figura 41, e teve média de 26,8%.

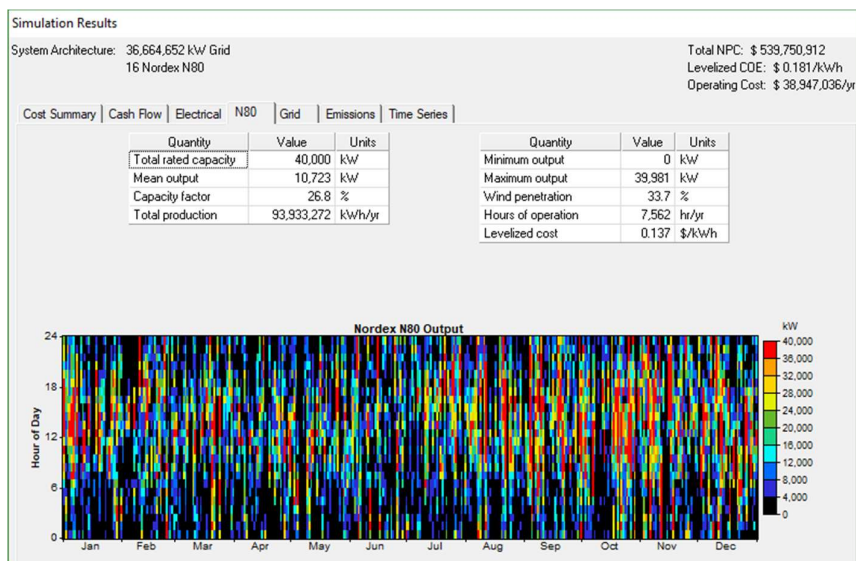


Figura 41. Resultado da geração de energia eólica, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

5.2. Análise dos cenários de sensibilidade para Enel RJ

Inicialmente é proposto fixar os parâmetros relativos à energia fotovoltaica (de acordo com o caso base) e variar os relativos à energia eólica.

Tendo em vista que nos últimos anos houve uma redução significativa nos preços dos equipamentos eólicos, para análise de sensibilidade é proposto variar os preços ao limite de 80% do valor original (caso base). Outro parâmetro que causa grande influência ao resultado final é a média de ventos, embora tenha sido usada a base do atlas do estado do Rio de Janeiro [104], não houve medição especificamente no local, desta forma, faz-se com que a média dos ventos varie até o limite de 14,3% acima do caso base, chegando a 8 m/s, apesar deste valor ser uma média relativamente alta para a região, este limite servirá para análise didática, já que outras regiões do país podem atingi-la.

A Figura 42 apresenta os resultados para as sensibilidades de preço dos equipamentos e média de ventos. É possível observar que no limite em que o preço custa 80% do original e a média dos ventos chega a 8 m/s, o custo nivelado de energia total está próximo a 150 R\$/MWh (este preço considera a energia suprida pela rede), considerando apenas a fonte eólica, o *LCOE* seria de 84,6 R\$/MWh, com energia injetada de 151.888 MWh/ano, essa energia representa 50% da carga. Neste cenário a simulação aponta para instalação de 20 aerogeradores ao custo inicial de R\$ 124 milhões, o *payback* simples seria de pouco mais que 4 anos (considerando a venda da energia eólica ao preço original da rede, que é 199 R\$/MWh).

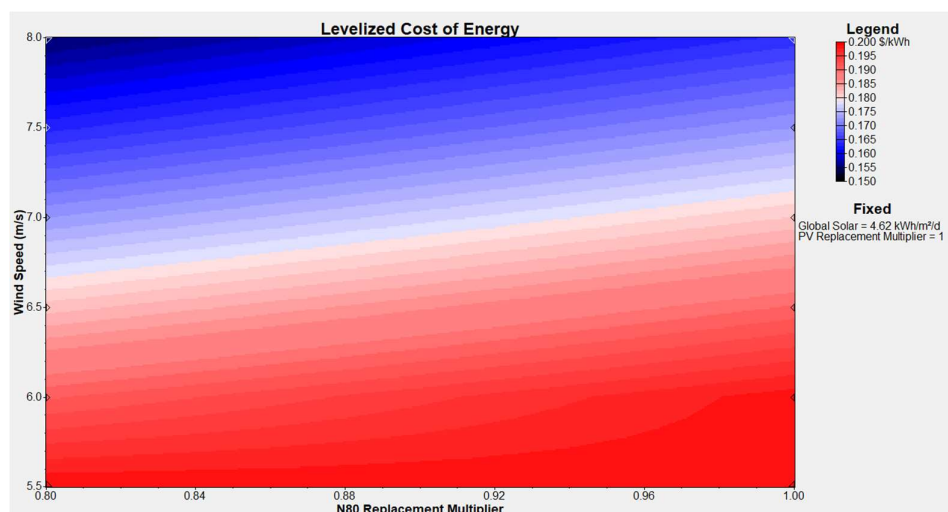


Figura 42. Variação do *LCOE* com a velocidade do vento e com o preço do aerogerador, para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

Para a segunda análise de sensibilidade, fixam-se os parâmetros referentes à energia eólica (de acordo com o caso base) e variam-se os referentes à energia fotovoltaica.

Para o caso base, o projeto fotovoltaico não havia se mostrado economicamente viável, desta forma é proposto variar o preço dos equipamentos até o limite de 80% do original e o índice de irradiação global médio chegando até 5,5 kWh/m²/d que representa um aumento de 19% em relação ao original.

Após a simulação com os novos parâmetros, foi observado que não houve variação no *LCOE* independente da queda no preço e do aumento da irradiação global média, ou seja, mesmo para os limites citados acima o resultado do custo nivelado de energia para fonte fotovoltaica não está abaixo do preço médio da rede (199 R\$/MWh), desta forma a simulação continua a apontar para inviabilidade econômica.

5.3. Análise do Caso Base Light

Seguindo a mesma premissa utilizada para análise dos resultados na área de concessão da Enel RJ, agora é feita a análise para os resultados na região selecionada para a Light, tendo como principal produto o *LCOE*.

Para as condições do caso base na área de concessão da Light, os dez melhores resultados estão apresentados na Tabela 9. É possível observar que a melhor opção neste caso, é o cenário com 15 aerogeradores (37,5 MW instalados). Porém a energia fotovoltaica não se verificou economicamente viável, tendo sido considerada a sua implementação apenas a partir do 5º melhor arranjo, tendo sido o custo nivelado da energia fotovoltaica de 330 R\$/MWh.

Tabela 9. Resultado da otimização para o caso base da Light

Nº	PV (kW)	N80	Inversor (kW)	Capital Inicial	O&M (R\$/ano)	Total VPL	COE (R\$/kWh)	Renovável
1		15		R\$ 116.250.000	61.083.992	R\$ 768.307.968	0,209	17%
2		10		R\$ 77.500.000	64.789.424	R\$ 769.112.576	0,209	11%
3		9		R\$ 69.750.000	65.542.288	R\$ 769.399.232	0,209	10%
4		8		R\$ 62.000.000	66.295.276	R\$ 769.687.232	0,209	9%
5	1000	15	1000	R\$ 120.050.000	60.869.144	R\$ 769.814.464	0,209	17%
6		7		R\$ 54.250.000	67.048.248	R\$ 769.975.040	0,210	8%
7		6		R\$ 46.500.000	67.801.224	R\$ 770.262.912	0,210	7%
8		5		R\$ 38.750.000	68.554.200	R\$ 770.550.784	0,210	6%
9	1000	10	1000	R\$ 81.300.000	64.573.780	R\$ 770.610.624	0,210	12%
10	1000	9	1000	R\$ 73.550.000	65.326.652	R\$ 770.897.408	0,210	11%

O cenário com o arranjo ótimo é avaliado com maiores detalhes, a Figura 31 apresenta seu respectivo fluxo de caixa atualizado no tempo, onde é possível observar o investimento inicial de R\$ 116,25 milhões referente ao projeto eólico (15 aerogeradores, total de 37,5 MW instalados), também é apresentado para os 25 anos seguintes as despesas com energia, que abrange a parcela de energia comprada da rede e o O&M da usina eólica, por meio deste fluxo de caixa são calculados o VPL do projeto e, o custo nivelado de energia global e do projeto.

De acordo com a Tabela 9 e a Figura 43 o custo nivelado de energia foi reduzido de 210 R\$/MWh para 209 R\$/MWh, que é uma redução no preço médio bem menos significativa que no caso da Enel RJ abordado anteriormente. Isso se deve especialmente às características específicas dos ventos de cada região, conforme será abordado mais a diante.

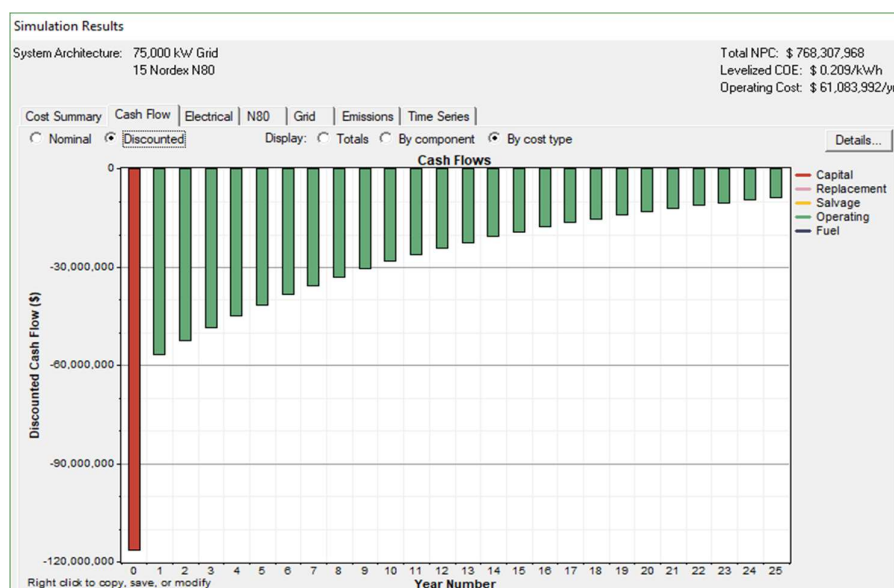


Figura 43. Fluxo de Caixa com desconto, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.

A Figura 44 demonstra a proporção de energia gerada pela fonte eólica frente ao suprimento da carga pela rede. A energia gerada pela GD eólica contabilizou uma média de 59,3 GWh por ano, que representa 17% do suprimento da carga considerada.

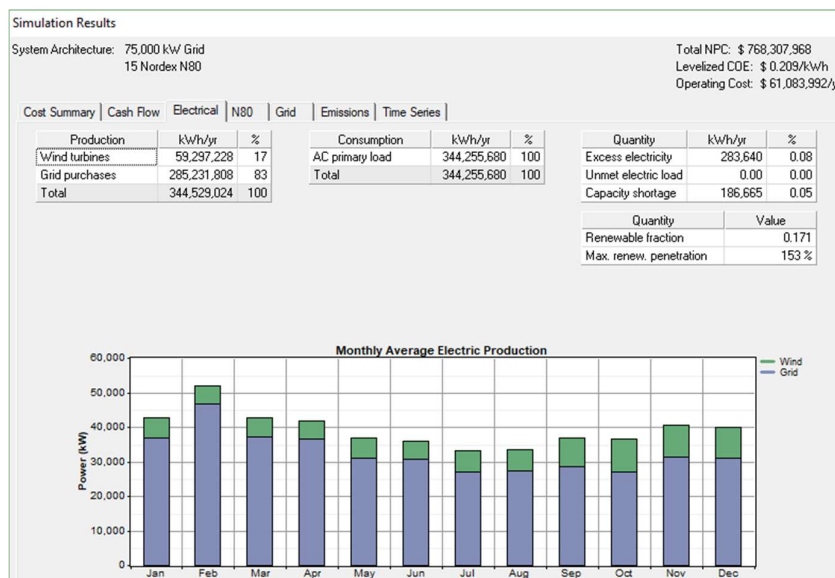


Figura 44. Média de energia gerada por mês e por fonte, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.

A Figura 45 apresenta o resultado técnico econômico da geração eólica injetada na rede da Light, onde se observa que o custo nivelado de energia médio para essa fonte foi 203 R\$/MWh, ou seja, 7 R\$/MWh mais barato que a energia fornecida pela rede. O *payback* simples é de aproximadamente 10 anos (considerando a venda da energia eólica ao preço original da rede, que é de 210 R\$/MWh). O fator de capacidade do projeto eólico também é demonstrado na Figura 45, e teve média de 18,1%, bem abaixo do fator de capacidade de 26,8% para a região da Enel RJ, essa diferença é devida principalmente a velocidade média dos ventos e também é o principal motivo para a diferença de atratividade econômica entre as regiões.

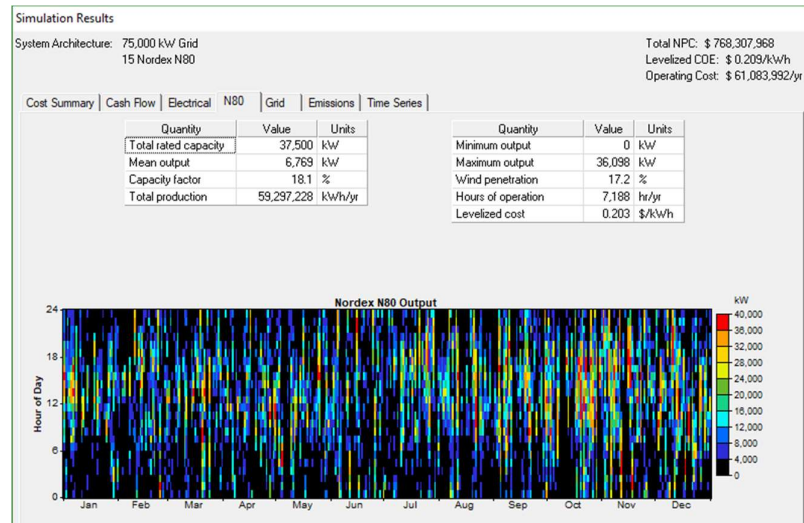


Figura 45. Resultado da geração de energia eólica, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.

5.4. Análise dos cenários de sensibilidade para Light

Assim como foi feito para análise de sensibilidade da simulação na área de concessão da Enel RJ, agora também é feito para a região da Light, primeiramente são fixados os parâmetros relativos à energia fotovoltaica (de acordo com o caso base) e variam-se os relativos à energia eólica.

Dois parâmetros que têm grande influência nos resultados finais são o preço dos equipamentos e a média de velocidade dos ventos, o primeiro tem sofrido queda nos últimos anos, por fatores já discutidos neste trabalho, de forma que é proposto variar os preços ao limite de 80% do valor original (caso base). Já para a média de velocidade dos ventos, existe uma incerteza nos valores devido não ter tido medição no local, desta forma, faz-se com que a média dos ventos varie até o limite de 16,7% acima do caso base, chegando a 7 m/s, novamente este valor é uma média relativamente alta para a região, mas este limite servirá para análise didática, já que outras regiões do país podem atingi-la.

A Figura 46 apresenta os resultados para as sensibilidades de preço dos aerogeradores e média de ventos. É possível observar que no limite em que o preço custa 80% do original e a média dos ventos chega a 7 m/s, o custo nivelado de energia total está próximo a 180 R\$/MWh (este preço considera a energia suprida pela rede), considerando apenas a fonte eólica, o LCOE seria de 114 R\$/MWh, com energia injetada de 141.322 MWh/ano, essa energia representa 39% da carga. Neste cenário

a simulação aponta para instalação de 25 aerogeradores ao custo inicial de R\$ 155 milhões, o *payback* simples seria de até 6 anos (considerando a venda da energia eólica ao preço original da rede, que é de 210 R\$/MWh).

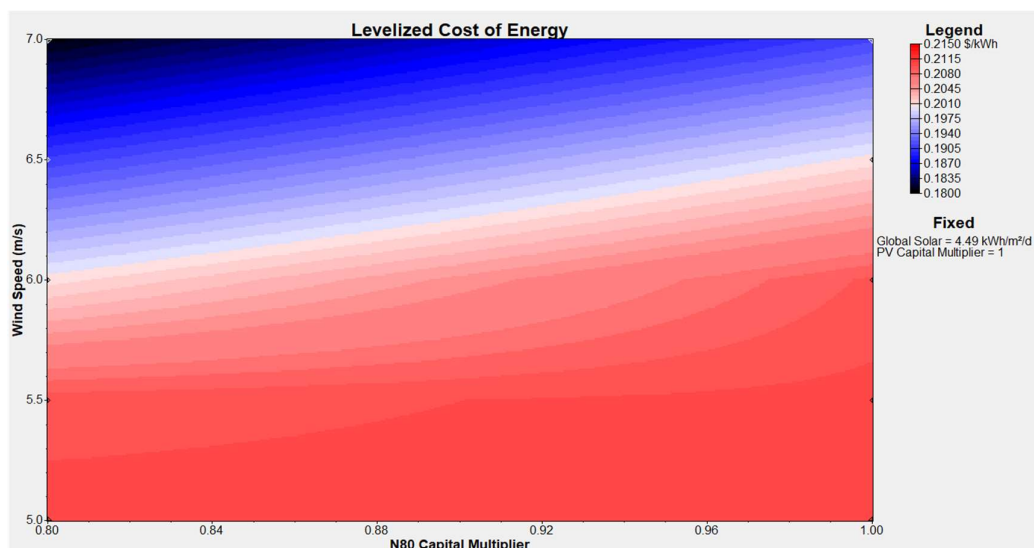


Figura 46. Variação do *LCOE* com a velocidade do vento e com o preço do aerogerador. Tela retirada do HOMER®.

Para a segunda análise de sensibilidade, fixam-se os parâmetros referentes à energia eólica (de acordo com o caso base) e variam-se os referentes à energia fotovoltaica.

Para o caso base da Light, assim como foi o da Enel RJ, o projeto fotovoltaico não havia se mostrado economicamente viável, desta forma é proposto variar o preço dos equipamentos até o limite de 80% do original e o índice de irradiação global médio chegando até 5,5 kWh/m²/d que representa um aumento de 22,5% em relação ao original.

Após a simulação com os novos parâmetros, assim como foi a sensibilidade para os parâmetros da energia fotovoltaica na Enel RJ, esta sensibilidade para Light também demonstrou que não há variação no *LCOE* independente da queda no preço e do aumento da irradiação global média, ou seja, mesmo para os limites citados acima o resultado do custo nivelado de energia para fonte fotovoltaica não está abaixo do preço da energia da rede (210 R\$/MWh), desta forma a simulação continuou a apontar para inviabilidade econômica.

6. CONCLUSÃO

Nesta dissertação foi apresentada uma proposta de aprimoramento regulatório, e ao longo do trabalho foi demonstrado que essa proposta tem um caráter amplo, relacionando vários pontos sensíveis que são inerentes ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, bem como ao avanço tecnológico que é tão importante para o setor elétrico. Neste sentido, ficou evidenciado que a proposta de aprimoramento regulatório no âmbito da REN nº 167/05 da ANEEL [6] não tem a mesma perspectiva, tão pouco o mesmo efeito, que a verticalização do setor elétrico adotada até o ano de 2004, antes do marco regulatório, quando permitiam-se contratos bilaterais entre empresas de geração e distribuição do mesmo grupo. Dois pontos principais que reforçam essa distinção podem ser interpretados deste trabalho:

1. A GD está mais intimamente associada a distribuição que a geração centralizada convencional.
2. As condições socioeconômicas do Brasil exigem desse país idéias e modelos de negócio além dos estabelecidos nos países desenvolvidos (Europa e EUA).

Em síntese, o item 1 significa que a comparação entre a proposta de aprimoramento regulatório sugerida neste trabalho e a verticalização do setor elétrico brasileiro vista antes do marco regulatório de 2004, não é válida. Tendo em vista o fato de a GD estar conectada diretamente a rede da distribuidora, o que torna mais complexo a distinção entre as fronteiras desse sistema de geração e a rede de distribuição, isso não era observado no passado com a geração convencional.

Quanto ao item 2, embora seja importante observar, compreender e tentar trazer para o Brasil as boas práticas do mercado internacional que foram apresentadas neste trabalho, é igualmente importante respeitar as particularidades entre os países. A questão socioeconômica em relação ao desenvolvimento da GD deve ser considerada, tendo em vista que as classes sociais com maior poder aquisitivo tendem a aderir primeiro as novas tecnologias, e que algumas classes sociais talvez levem muito tempo para serem beneficiadas pelo avanço tecnológico. No Brasil, diferente dos países europeus ou dos EUA, esse tema é mais marcante, e políticas de inclusão social devem ser pensadas.

Este trabalho considerou estas particularidades ao trazer uma proposta de aprimoramento regulatório. Foi apresentado o histórico da regulação do setor elétrico

brasileiro, com foco no ambiente de contratação regulada, tendo demonstrado o estado da arte do mesmo, detalhando os atuais meios de contratação e mecanismos de gestão de portfólio por parte das distribuidoras de energia elétrica.

Foram elencados neste trabalho os novos modelos de negócio possíveis para as distribuidoras de energia, bem como oportunidades para o arcabouço regulatório frente a difusão dos RED.

Foi apresentado nesta dissertação a modelagem dos fatores necessários para simulação de projetos eólicos e solar fotovoltaicos no HOMER®. Os resultados econômicos *payback*, VPL e *LCOE* foram utilizados para avaliar a viabilidade dos projetos nas áreas de concessão da Light e da Enel RJ.

Foram ressaltadas as limitações ao escolher o que seria a localização ideal para os projetos, baseados apenas em atlas eólico e atlas solarimétrico do estado do Rio de Janeiro. Tendo em vista as principais limitações e incertezas das simulações, foram estabelecidos cenários para sensibilidade dos resultados.

O resultado da simulação para o caso base, na área de concessão da Enel RJ mostrou viabilidade econômica para o projeto eólico, com a otimização indicando a instalação de 16 aerogeradores (40 MW instalados). Quanto ao projeto solar fotovoltaico, na área de concessão da Enel RJ, houve inviabilidade para o caso base.

Para a simulação do caso base na área de concessão da Light, também foi demonstrado viabilidade econômica para o projeto eólico, com a otimização indicando a instalação de 15 aerogeradores (37,5 MW instalados). Quanto ao projeto solar fotovoltaico, também não houve viabilidade para a área de concessão da Light, no caso base.

Foram realizados cenários de sensibilidade, variando os preços dos equipamentos ao limite de 80% do original, tanto para os projetos eólicos, quanto para os projetos solar fotovoltaicos, além de aumentar as médias de ventos e irradiação solar. As simulações mostraram resultados com maiores projetos eólicos, porém não apontaram viabilidade econômica dos projetos solar fotovoltaicos, mesmo em condições muito favoráveis de preço e irradiação.

É possível concluir que os projetos eólicos já apresentam competitividade econômica frente a outras fontes, quando considerada a GD centralizada, uma vez que para essa fonte foram observados custos nivelados de energia abaixo dos preços médios de contratos das distribuidoras estudadas. Contudo, a fonte solar fotovoltaica

ainda não se mostrou viável economicamente, quando comparada aos preços médios dos contratos de energia das distribuidoras, mesmo com as sensibilidades simuladas.

6.1. Trabalhos futuros

É possível destacar alguns pontos para serem explorados em futuros trabalhos:

- A mesma análise da viabilidade econômica de sistemas de GD pode ser realizada na área de concessão de outras distribuidoras de energia elétrica, considerando seus respectivos preços médios de contratos, além das particularidades de ventos e irradiação solar. Um caso especial, seria o exame de regiões operando em sistema isolado, tendo em vista que a energia elétrica nessas regiões tende a ser mais cara que no sistema interligado.
- Uma análise considerando armazenamento de energia, associado aos sistemas de GD, também pode ser agregador. Tendo em vista que o armazenamento de energia pode deslocar o momento em que essa energia é injetada na rede, nesse caso também seria importante simular diferentes preços de energia elétrica por hora, o que também é possível fazer por meio do HOMER®.
- A investigação de adaptações do modelo de negócio proposto neste trabalho também poderá acrescentar ao estudo. Como exemplo, poderá ser avaliado uma proposta com as mesmas premissas utilizadas neste estudo, porém considerando que os equipamentos dos sistemas de GD fossem entregues aos clientes ao final de um período, ou seja, após a vigência de um contrato de venda de energia as distribuidoras não seriam mais remuneradas, neste caso, as simulações deverão ter como objetivo o tempo necessário para que seja atingida uma receita planejada.
- Haja vista a presente modernização regulatória do setor elétrico, citada neste trabalho, um caminho para análises futuras seria a consideração do PLD horário, que é pauta em discussão pelos agentes. O HOMER® permite a extração dos resultados horários das simulações, neste caso, seriam utilizados os dados horários de PLD do ano de 2019 disponibilizados pela CCEE e considerada a venda da energia gerada pela GD no mercado de curto prazo, valorada ao PLD. Esperasse que esta proposta seja favorável à implementação da GD fotovoltaica e desfavorável à GD eólica.

REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL. Acordo de Paris. Ministério do Meio Ambiente, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2qzpxHs>>. Acesso em: 05 Setembro 2019.
- [2] IRENA. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2K6LODh>>. Acesso em: 15 Dezembro 2018.
- [3] EPE. Balanço Energético Nacional 2019: Ano Base 2018, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/36RA1Co>>. Acesso em: 25 Outubro 2019.
- [4] FGV. Recursos Energéticos Distribuídos. Caderno de Recursos Energéticos Distribuídos - ANO 3 - N° 7, Maio 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2NWTZ6k>>. Acesso em: 15 Maio 2019.
- [5] EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2019b. Disponível em: <<https://bit.ly/34QRS17>>. Acesso em: 25 Outubro 2019.
- [6] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 167, de 10 de Outubro de 2005, Brasília, 2005. Disponível em: <<https://bit.ly/34RHIMN>>. Acesso em: 19 Dezembro 2018.
- [7] ZENFELICE, F. R. Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado - UNICAMP. [S.I.]. 2007.
- [8] TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.
- [9] BRASIL. Decreto N° 24.643, de 10 de Julho de 1934., 1934. Disponível em: <<https://bit.ly/32F3IUg>>. Acesso em: 10 Janeiro 2019.
- [10] BRASIL. LEI N° 2.308, de 31 de Agosto de 1954, 1954. Disponível em: <<https://bit.ly/2NWLkRk>>. Acesso em: 15 Janeiro 2019.
- [11] KELMAN, J. DESAFIOS DO REGULADOR. 2ª. ed. [S.I.]: Synergia, 2009.
- [12] BARROS, D. P. A (DES)CONSTRUÇÃO DOS MODELOS REGULATÓRIOS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL: INSTABILIDADES, INCERTEZAS. [S.I.]. Dissertação de Mestrado, FGV, Setembro de 2005.
- [13] GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e Crise do Setor Elétrico no Período FHC. Revista Tempo Social. [S.I.], p. 219. Novembro de 2003.
- [14] BRASIL. LEI N° 8.031, de 12 de Abril de 1990, 1990. Disponível em: <<https://bit.ly/2O3scAZ>>. Acesso em: 15 Fevereiro 2019.
- [15] BRASIL. LEI N° 8.631, de 4 de Março de 1993, 1993. Disponível em: <<https://bit.ly/32zGVJf>>. Acesso em: 05 Março 2019.

- [16] BRASIL. LEI Nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995, 1995. Disponível em: <<https://bit.ly/34OkWQr>>. Acesso em: 06 Março 2019.
- [17] BRASIL. LEI Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995, 1995. Disponível em: <<https://bit.ly/33CDHWF>>. Acesso em: 05 Abril 2019.
- [18] BRASIL. LEI Nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996, 1996. Disponível em: <<https://bit.ly/2WYjIPS>>. Acesso em: 15 Janeiro 2019.
- [19] BRASIL. LEI Nº 9.648, de 27 de Maio de 1998., 1998. Disponível em: <<https://bit.ly/32lymfv>>. Acesso em: 26 Fevereiro 2018.
- [20] MINEIRO, W. G. AVALIAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO FRENTE AO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO. [S.I.]. Dissertação de Mestrado. COPPE - UFRJ. Julho de 2014.
- [21] BRASIL. MEDIDA PROVISÓRIA Nº 144, de 11 de Dezembro de 2003, 2003. Disponível em: <<https://bit.ly/2OhZa0A>>. Acesso em: 25 Janeiro 2019.
- [22] BRASIL. LEI Nº 10.848, de 15 de Março de 2004, 2004. Disponível em: <<https://bit.ly/34KcHVx>>. Acesso em: 15 Fevereiro 2019.
- [23] BRASIL. Decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004., 2004. Disponível em: <<https://bit.ly/36PTpV>>. Acesso em: 26 Janeiro 2019.
- [24] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº109, de 26 de Outubro de 2004., 2004. Disponível em: <<https://bit.ly/2qpgitz>>. Acesso em: 25 Março 2019.
- [25] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 260, de 3 de Abril de 2007, 2007. Disponível em: <<https://bit.ly/2NWc9WS>>. Acesso em: 22 Março 2019.
- [26] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº063, de 12 de Maio de 2004, 2004. Disponível em: <<https://bit.ly/33ZELEn>>. Acesso em: 27 Março 2019.
- [27] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA No 318, de 13 de Maio de 2008, 2008. Disponível em: <<https://bit.ly/2CXgQcG>>. Acesso em: 03 Abril 2019.
- [28] BRASIL. LEI Nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997, 1997. Disponível em: <<https://bit.ly/2KaXu8a>>. Acesso em: 10 Fevereiro 2019.
- [29] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2CZAhlm>>. Acesso em: 20 Março 2019.
- [30] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 684, de 11 de Dezembro de 2015, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/340khLK>>. Acesso em: 29 Março 2019.
- [31] ANEEL. PRORET. Submódulo 3.2A - Custos de Aquisição de Energia, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2r2dUc9>>. Acesso em: 20 Maio 2019.
- [32] ANEEL. DESPACHO Nº4.225, de 10 de Dezembro de 2013, 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/331UscE>>. Acesso em: 20 Março 2019.

- [33] BRASIL. MEDIDA PROVISÓRIA Nº 466, DE 29 de Julho de 2009., 2009. Disponível em: <<https://bit.ly/331Jhkm>>. Acesso em: 26 Janeiro 2019.
- [34] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 331, de 16 de Setembro de 2008, 2008. Disponível em: <<https://bit.ly/2XAN5br>>. Acesso em: 21 Março 2019.
- [35] BRASIL. LEI Nº 12.111, DE 9 De Dezembro de 2009, 2009. Disponível em: <<https://bit.ly/37ml4rt>>. Acesso em: 26 Janeiro 2019.
- [36] BRASIL. LEI Nº 12.783, DE 11 de Janeiro de 2013, 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/2QGirMn>>. Acesso em: 28 Janeiro 2019.
- [37] ANEEL. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.519, de 12 de Março de 2019. Nota Técnica nº 35/2019-SGT/ANEEL, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2KCXuhj>>. Acesso em: Maio20 2019.
- [38] ANEEL. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº2.520, de 12 de Março de 2019. Nota Técnica nº 34/2019-SGT/ANEEL, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2O0DxD4>>. Acesso em: 20 Maio 2019.
- [39] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 453, de 18 de Outubro de 2011, 2011. Disponível em: <<https://bit.ly/2NYy1Ro>>. Acesso em: 20 Março 2019.
- [40] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Regras de Comercialização. 19 - MCSD, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/35n6KhH>>. Acesso em: 20 Maio 2019.
- [41] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº693, de 15 de Dezembro de 2015, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/32YYC5h>>. Acesso em: 20 Abril 2019.
- [42] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 824, de 10 de Julho de 2018, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2r2bRou>>. Acesso em: 18 Março 2019.
- [43] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). , 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/333Ln34>>. Acesso em: 20 Maio 2019.
- [44] EPE. Recursos Energéticos Distribuídos:Impactos no Planejamento Energético, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/35gzA31>>. Acesso em: 25 Junho 2019.
- [45] WEF. THE FUTURE OF ELECTRICITY: NEW TECHNOLOGIES TRANSFORMING THE GRID EDGE, Word Economic Forum, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2KzEfoO>>. Acesso em: 23 Junho 2019.
- [46] GOUVÊA, R. A. UMA VISÃO ESTRATÉGICA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL. Dissertação de Mestrado. COPPE - UFRJ. 2019.
- [47] IEA. TRANSITION FROM UNI-DIRECTIONAL TO BI-DIRECTIONAL DISTRIBUTION GRID, 2014. Disponível em: <<https://bit.ly/2Xr6NGo>>. Acesso em: 23 Julho 2019.

- [48] EIA. ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2017 WITH PROJECTIONS TO 2050, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2XvVRaE>>. Acesso em: 25 Julho 2019.
- [49] IRENA. THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/37ngeLk>>. Acesso em: 29 Julho 2019.
- [50] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, de 17 de Abril de 2012, 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/32XvxY2>>. Acesso em: 10 Março 2019.
- [51] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, de 24 de Novembro 2015., 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/37esq1f>>. Acesso em: 15 Março 2019.
- [52] ANEEL. AUDIÊNCIA PÚBLICA nº 001/2019, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2qk15Kq>>. Acesso em: 20 Junho 2019.
- [53] VALE, A. M. et al. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. Energy Policy, Niterói, 108, 08 Jul 2017. 292-298. Disponível em: <<https://bit.ly/2PYRGSQ>>. Acesso em: 08 Março 2019.
- [54] CGEE. PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2Oq0bUw>>. Acesso em: 30 Julho 2019.
- [55] EPE. ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética., 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/2CX80M7>>. Acesso em: 30 Julho 2019.
- [56] JOHN, J. S. THE CALIFORNIA DUCK CURVE IS REAL, AND BIGGER THAN EXPECTED, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2qssoCd>>. Acesso em: 30 Julho 2019.
- [57] JENKINS, J. D.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. THE REMUNERATION CHALLENGE: NEW SOLUTIONS FOR THE REGULATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES UNDER HIGH PENETRATIONS OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES AND SMART GRID TECHNOLOGIES, 2014. Disponível em: <<https://bit.ly/2pCIDxk>>. Acesso em: 10 Agosto 2019.
- [58] MATEO, C. et al. A REFERENCE NETWORK MODEL FOR LARGE-SCALE DISTRIBUTION PLANNING WITH AUTOMATIC STREET MAP GENERATION, 2011. Disponível em: <<https://bit.ly/2KCIrVn>>. Acesso em: 21 Agosto 2019.
- [59] JENKINS, J. D.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. IMPROVED REGULATORY APPROACHES FOR THE REMUNERATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES WITH HIGH PENETRATIONS OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES. Energy Journal, 38, n. 3, 2017. 63-91.
- [60] OFGEM. ELECTRICITY DISTRIBUTION PRICE CONTROL REVIEW METHODOLOGY AND INITIAL RESULTS PAPER, 2009. Disponível em: <<https://bit.ly/2DaEym9>>. Acesso em: 22 Agosto 2019.
- [61] OXERA. MENU REGULATION: IS IT HERE TO STAY?, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/2OqTgdH>>. Acesso em: 25 Agosto 2019.

- [62] OFGEM. NETWORK PRICE CONTROL, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2O0Gle0>>. Acesso em: 25 Agosto 2019.
- [63] NYPSC. NEW YORK STATE ENERGY TO PLAN - THE ENERGY TO LEAD, 2018. Disponível em: <<https://on.ny.gov/2QzAKm1>>. Acesso em: 25 Agosto 2019.
- [64] MITei. UTILITY OF THE FUTURE. [S.I.]. 2016.
- [65] RMI. REIMAGINING THE UTILITY - EVOLVING THE FUNCTIONS AND BUSINESS MODEL OF UTILITIES TO ACHIEVE A LOW-CARBON GRID. [S.I.]. 2018.
- [66] BAJAY, S. et al. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – REFLEXÕES PARA O SETOR ELÉTRICO DE HOJE E DO FUTURO. 1ª. ed. Campinas: IEI Brasil, 2018.
- [67] BARROS, L. V. AVALIAÇÃO DE MODELOS DE NEGÓCIO PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAÍCA NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo: [s.n.], 2014.
- [68] CASTRO, N. D. et al. AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES: O PORQUÊ DAS DIFERENÇAS. Rio de Janeiro: Fábrica de Livros, 2017.
- [69] IEEE. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2009. Disponível em: <<https://bit.ly/37rFD70>>.
- [70] FERC. NY-ISO At A Glance. Federal Energy Regulatory Commission, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/2rVaiZQ>>. Acesso em: 10 Setembro 2019.
- [71] NY, S. Public Service Commission. New York, 2016. Disponível em: <<https://www.ny.gov/>>. Acesso em: 15 Setembro 2019.
- [72] MANDEL, B. Toward Policy-Responsive Performance-Based Regulation in New York, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/2KEjBUq>>. Acesso em: 20 Setembro 2019.
- [73] STEPHAN FRANZ, B. F. Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply – A Summary of International Debates. GIZ. Santiago do Chile. 2016.
- [74] CAISO. Fast Facts: what the curve tells us about managing a green grid?, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/37ppLSc>>. Acesso em: 25 Setembro 2019.
- [75] CPUC. About the California Public Utilities Commission (CPUC), 2016. Disponível em: <<https://www.cpuc.ca.gov/aboutus/>>. Acesso em: 29 Setembro 2019.
- [76] CPUC. Net Energy Metering (NEM), 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2OxVTKG>>. Acesso em: 29 Setembro 2019.
- [77] SNAPE, J. R.; BOAIT, P. J.; RYLATT, R. M. PERFORMANCE COMPARISON OF UK DOMESTIC RENEWABLE INCENTIVES. Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy, v. 169, p. 126-139, 03 Ago 2016.

- [78] ALDRIDGE, J. E. THE ROLE OF THE SMALL-SCALE FEED-IN TARIFF IN ELECTRICITY SYSTEM TRANSITION IN THE UK. [S.I.]. 2013.
- [79] DUSONCHET, L.; TELARETTI, E. COMPARATIVE ECONOMIC ANALYSIS OF SUPPORT POLICIES FOR SOLAR PV IN THE MOST REPRESENTATIVE EU COUNTRIES. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 42, Fev 2015. 986-998.
- [80] SECRETARY OF STATE. STATUTORY INSTRUMENTS. ELECTRICITY. No. 2782. The Feed-in Tariffs Order. UK. 2012.
- [81] WESTACOTT, P.; CANDELISE, C. A NOVEL GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEMS FRAMEWORK TO CHARACTERIZE PHOTOVOLTAIC DEPLOYMENT IN THE UK: INITIAL EVIDENCE. Energies, 9 (1), 26. 2016.
- [82] DECC. CONSULTATION ON A REVIEW OF THE FEED-IN TARIFFS SCHEME, 2015. Disponivel em: <<https://bit.ly/2KE0ZEn>>. Acesso em: 29 Setembro 2019.
- [83] OFGEM. FEED-IN TARIFF (FIT): GENERATION & EXPORT PAYMENT RATE TABLE. [S.I.]. 2016.
- [84] MUHAMMAD-SUKKI, F. et al. REVISED FEED-IN TARIFF FOR SOLAR PHOTOVOLTAIC IN THE UNITED KINGDOM: A CLOUDY FUTURE AHEAD. Energy Policy, 52, Jan 2013. 832-838.
- [85] BAYER, E. REPORT ON THE GERMAN POWER SYSTEM. Agora, v. 1.2, Fev 2015.
- [86] BRUNEKREEFT, G.; ET AL. GERMANY'S WAY FROM CONVENTIONAL POWER GRIDS TOWARDS SMART GRIDS. Regulatory Pathways For Smart Grid Development in China, Germany, p. 45-78, 2015.
- [87] MATSCHOSS, P. et al. THE GERMAN INCENTIVE REGULATION AND ITS PRACTICAL IMPACT ON THE GRID INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY SYSTEMS. Renewable Energy, Berlin, v. 134, p. 727-738, Abr 2019.
- [88] BUNDESNETZAGENTUR. Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015. Disponivel em: <<https://bit.ly/34gKhml>>. Acesso em: 05 Outubro 2019.
- [89] BDEW. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, 2016. Disponivel em: <<https://bit.ly/2D0VyuL>>. Acesso em: 05 Outubro 2019.
- [90] NEUHOFF, K. et al. VORSCHLAG FÜR DIE ZU-KÜNFTIGE AUSGESTALTUNG DER AUSNAHMEN FÜR DIE INDUSTRIE BEI DER EEG-UMLAGE. [S.I.]. 2013.
- [91] BUNDESNETZAGENTUR. Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate April 2016, Mai 2016 und Juni 2016. [S.I.]. 2016.
- [92] JACOBSSON, S.; BERGEK, A. TRANSFORMING THE ENERGY SECTOR: THE EVOLUTION OF TECHNOLOGICAL SYSTEMS IN RENEWABLE TECHNOLOGY. Industrial and Corporate Change, v. 13, n. 5, p. 815-849. 2004.
- [93] BAYER, B. et al. INTEGRATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS INTO THE GERMAN LOW-VOLTAGE GRIDS. [S.I.]. 2017.

- [94] BRASIL. LEI Nº 13.203, de 8 de Dezembro de 2015, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/35g6wJ3>>. Acesso em: Fevereiro maio 2019.
- [95] BRASIL. PORTARIA Nº65, de 07 de Março de 2018, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2CYz7GL>>. Acesso em: 10 Setembro 2019.
- [96] BRASIL. LEI No 9.991, de 24 de Julho de 2000, 2000. Disponível em: <<https://bit.ly/2CTRCfl>>. Acesso em: 05 Fevereiro 2019.
- [97] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 556, de 18 de Junho de 2013, 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/2OilyXG>>. Acesso em: 28 Março 2019.
- [98] ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 549, de 7 de Maio de 2013, 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/2qpXjiy>>. Acesso em: 15 Abril 2013.
- [99] BRAGA, R. FUNDAMENTOS E TÉCNICAS DE ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA. 1a ed. São Paulo: Atlas. 1998.
- [100] GITMAN, L. J. PRINCÍPIOS DE ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA ESSENCIAL. 2a ed., Porto Alegre. 2001.
- [101] KOST, C. et al. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES, Nov 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/2KGyjdC>>. Acesso em: 20 Junho 2019.
- [102] NAKABAYASHI, R. MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA, Mar 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/35pclE8>>. Acesso em: 21 Junho 2019.
- [103] MIRANDA, R. F. C. ANÁLISE DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SETOR RESIDENCIAL BRASILEIRO. [S.l.]. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Outubro de 2013.
- [104] EGPE – ENGENHARIA GESTÃO E PESQUISA EM ENERGIA - INSTITUTO DE ENERGIA DA PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO. ATLAS RIO SOLAR: ATLAS SOLARIMÉTRICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. [S.l.]: [s.n.]. 2016.
- [105] KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. PERFORMANCE ANALYSIS OF A GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC PARK ON THE ISLAND OF CRETE. Energy Conversion and Management, 50, n. 3, Mar 2009. 433-438.
- [106] FRAUNHOFER, ISE. PHOTOVOLTAICS REPORT, p. <https://bit.ly/2QD0huC>, Nov 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2QD0huC>>. Acesso em: 25 Junho 2019.
- [107] FU, R. et al. U.S. SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEM COST BENCHMARKQ1 2016, Set 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2rgjWG2>>. Acesso em: 02 Julho 2019.
- [108] EPE. PROJETOS FOTOVOLTAICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA, Out 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/33aAEUJ>>. Acesso em: 05 Junho 2019.
- [109] BRASIL. PORTARIA Nº 102, de 22 de Março de 2016, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2OxAVvl>>. Acesso em: 05 Julho 2019.

- [110] DO AMARANTE, O. A. C.; DA SILVA, F. J.; RIOS FILHO, L. G. ESTADO DO RIO DE JANEIRO - ATLAS EÓLICO, Nov 2003. Disponível em: <<https://bit.ly/37E7lbg>>. Acesso em: 10 Julho 2019.
- [111] EPE. PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/35nE2NB>>. Acesso em: 10 Julho 2019.
- [112] ANEEL. Indicadores da Distribuição, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/37wzgit>>. Acesso em: 05 Julho 2019.
- [113] EPE. RETRATO DOS NOVOS PROJETOS SOLARES FOTOVOLTAICOS NO BRASIL, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/337y2qx>>. Acesso em: 25 Julho 2019.
- [114] CANADIAN SOLAR. MAXPOWER CS6U- 315| 320| 325| 330P, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/33aESvl>>. Acesso em: 20 Junho 2019.
- [115] HOMER ENERGY & NREL. GETTING STARTED GUIDE FOR HOMER LEGACY (VERSION 2.68), 2011. Disponível em: <<https://bit.ly/2pMcgey>>. Acesso em: 10 Junho 2019.
- [116] INMET. Dados da Rede do INMET, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2XM2Egs>>. Acesso em: 15 Junho 2019.
- [117] NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION - NASA. Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Methodology. [S.l.]. 2019.
- [118] RETSCREEN® SOFTWARE. Natural Resources Canada, 2019. Disponível em: <<http://www.retscreen.net/ang/centre.php>>. Acesso em: 15 Julho 2019.
- [119] ANEEL. RELATÓRIOS DE CONSUMO E RECEITA DE DISTRIBUIÇÃO, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/37x9MI0>>. Acesso em: 01 Outubro 2019.
- [120] BRASIL. PORTARIA nº 187, de 16 de Julho de 2019, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2O45Kcu>>. Acesso em: 25 Maio 2019.

ANEXO I – RANKING DAS MAIORES DISTRIBUIDORAS DO BRASIL

Fonte: [119]

Nº	Empresa	Consumo de Energia Elétrica em 2018 (MWh)
1	ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.	32.299.416,45
2	CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	25.211.271,34
3	CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	20.470.866,75
4	COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	19.561.630,18
5	LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	18.517.165,68
6	COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	16.515.943,45
7	CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A	14.214.053,76
8	CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	11.046.303,28
9	CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	10.904.562,01
10	ELEKTRO - ELEKTRO REDES S.A.	10.806.540,58
11	ENEL CE - COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	9.810.562,62
12	ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	8.569.595,65
13	EDP SP - EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	7.940.241,48
14	CPFL- PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	7.766.258,66
15	CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA	7.360.569,84
16	EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	7.166.462,25
17	CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	6.788.620,80
18	RGE - RIO GRANDE ENERGIA SA	6.714.453,97
19	RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.306.284,27
20	CEMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	5.843.767,39