

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
DE ENERGIA

ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DA GERAÇÃO HÍBRIDA DE ENERGIA
ELÉTRICA DE ACORDO COM O ATUAL CENÁRIO DO MERCADO
BRASILEIRO

LEANDRO FIRME CROCE

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
DE ENERGIA

ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DA GERAÇÃO HÍBRIDA DE ENERGIA
ELÉTRICA DE ACORDO COM O ATUAL CENÁRIO DO MERCADO
BRASILEIRO

LEANDRO FIRME CROCE

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Planejamento e gestão de sistemas energéticos

Orientador: Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Coorientador: Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos

Itajubá – MG

2023

FOLHA DE APROVAÇÃO

Aprovado em 18 de agosto de 2023.

Banca examinadora

Prof.^a Dra. Virginia Parente

1^a Examinadora – Universidade de São Paulo

Prof.^o Dr. Hέλvio Neves Guerra

2^o Examinador – Agência Nacional de Energia Elétrica

Prof.^o Dr. Afonso Henriques Moreira Santos

3^o Examinador – Universidade Federal de Itajubá

Prof.^o Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos

4^o Examinador – Universidade Federal de Itajubá

Prof.^o Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

5^o Examinador – Universidade Federal de Itajubá

Dedicatória

Dedico aos meus pais, Josias e Regiane, por sempre acreditarem em meus sonhos e pelo amparo em minhas dificuldades. Nunca mediram esforços para criar seus filhos com coragem, respeito e amor. Muito obrigado pelo carinho de sempre.

Agradecimentos

A Deus, pela vida, saúde e por toda força recebida para realizar esta conquista.

À minha família, pais, irmãos, tios, primos e avós por toda contribuição na construção do meu caráter e educação para chegar até aqui.

À minha namorada Marina por toda compreensão e apoio nos diversos momentos de aflição e preocupação.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho e Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos, por todo ensinamento e suporte desde o início da pós-graduação, e pela amizade construída durante o desenvolvimento do trabalho.

Ao meu amigo Ajumar Omar Alfaica pela parceria de sempre e contribuição no desenvolvimento das tarefas do mestrado e, agora, para vida.

Aos demais colegas do programa por todos os momentos de aprendizado e companheirismo.

Aos docentes do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, pois sem a instrução de vocês nossa formação não seria possível.

À Universidade Federal de Itajubá – Campus Itajubá por nunca fechar as portas para o conhecimento e por permitir a realização de tantos sonhos como o meu. Para mim é uma honra pertencer a esta instituição.

Resumo

No contexto da capacidade instalada mundial, a geração de energia baseia-se principalmente em usinas que utilizam apenas uma fonte energética nesse processo. Entretanto, a chamada geração híbrida é capaz de abranger arranjos entre distintas fontes e tecnologias de geração para garantir o suprimento energético. Nesse contexto, busca-se a integração de energia proveniente de fontes renováveis à matriz brasileira, especificamente para as fontes hidráulica, eólica e solar na forma de Centrais Geradoras Híbridas (UGH), recém regulamentadas e ainda em fase de testes e adequação. Diante disso, este trabalho avalia a atratividade desses sistemas em nível de mercado por meio de seu potencial técnico-econômico, seus benefícios, custos de implantação e tarifas de energia elétrica. Assim, é apresentada uma revisão conceitual sobre o mercado brasileiro de energia, seus agentes integrantes e sua metodologia de operação, bem como os sistemas de geração híbrida, suas características, meios de operação e regulação. A partir dessa discussão apresenta-se os procedimentos metodológicos que buscam tratar da análise de viabilidade desses sistemas, apoiados pela ferramenta computacional *Homer Pro*[®] e em parâmetros como valor presente líquido (VPL), o custo nivelado de eletricidade (LCOE), fator de capacidade e as flutuações econômicas determinadas a partir da análise de elasticidade e sensibilidade das amostras. A análise do fator de capacidade constatou-se a complementariedade entre as fontes, especialmente nas regiões mais atrativas como Sul, Sudeste e Nordeste do Brasil, apesar que as usinas necessitam em média de 10 anos diante dos melhores cenários de implantação para viabilização. Além disso, a avaliação da sensibilidade e elasticidade definiu o capital inicial e a energia gerada como as principais variáveis promovedoras de mudanças nos sistemas, e a otimização realizada com o *Homer Pro*[®] executou novos cenários para fornecer distintas opções para viabilização das usinas alterando essas variáveis.

Palavras-chave: Geração híbrida; Energia renovável; Mercado de energia.

Abstract

In the context of world installed capacity, energy generation is mainly based on plants that use only one energy source in this process. However, the so-called hybrid generation is capable of encompassing arrangements between different sources and generation technologies to guarantee the energy supply. In this context, efforts are being made to integrate energy from renewable sources into the Brazilian matrix, specifically for hydraulic, wind and solar sources in the form of Hybrid Generator Plants (UGH), recently regulated and still in the testing and adaptation phase. In view of this, this work evaluates the attractiveness of these systems at the market level through their technical-economic potential, their benefits, implementation costs and electricity tariffs. Thus, a conceptual review of the Brazilian energy market, its constituent agents and its operating methodology is presented, as well as hybrid generation systems, their characteristics, means of operation and regulation. Based on this discussion, methodological procedures are presented that seek to address the feasibility analysis of these systems, supported by the computational tool Homer Pro[®] and parameters such as net present value (NPV), levelized cost of electricity (LCOE), capacity factor and the economic fluctuations determined from the analysis of elasticity and sensitivity of the samples. The analysis of the capacity factor verified the complementarity between the sources, especially in the most attractive regions such as the South, Southeast and Northeast of Brazil, although the plants need an average of 10 years in view of the best implementation scenarios for viability. In addition, the sensitivity and elasticity assessment defined the initial capital and the energy generated as the main variables that promote changes in the systems, and the optimization carried out with Homer Pro[®] performed new scenarios to provide different options for the viability of the plants by changing these variables.

Keywords: Hybrid generation; Renewable energy; Energy market.

Lista de Figuras

Figura 1 – Oferta interna de energia no Brasil em 2022.....	4
Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2022	7
Figura 3 – Participação setorial no consumo de eletricidade.	8
Figura 4 – Principais componentes para geração hidrelétrica.....	10
Figura 5 – Princípio de conversão de energia cinética do vento em energia elétrica.	14
Figura 6 – Extração de energia do vento por uma turbina eólica	14
Figura 7 – Curva de potência de uma turbina eólica	16
Figura 8 – Ângulos entre os raios solares e a superfície incidida.....	18
Figura 9 – Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede.....	20
Figura 10 – Agentes institucionais do setor elétrico brasileiro.....	23
Figura 11 – Esquema característico de uma usina híbrida	29
Figura 12 – Combinações de interesse para análise	36
Figura 13 – Variação da velocidade do vento ao longo do ano.....	37
Figura 14 – Variação mensal da irradiação direta normal por Região do Brasil.....	38
Figura 15 – Porcentagem da EAR por Subsistema do ONS em 2020	41
Figura 16 – Etapas para modelagem do empreendimento no <i>Homer Pro</i> ®	45
Figura 17 – Exemplo de inserção de dados hidrológicos no <i>Homer Pro</i> ®.....	48
Figura 18 – Exemplo de inserção de parâmetros da parcela de geração hidráulica .	49
Figura 19 – Distribuição das simulações no território brasileiro	52
Figura 20 – Exemplo de inserção de parâmetros da parcela de geração solar	53
Figura 21 – Exemplo de inserção de parâmetros da parcela de geração eólica	55
Figura 22 – Exemplificação da análise baseada na elasticidade.	62
Figura 23 – LCOE de arranjos híbridos de fontes renováveis de energia	67
Figura 24 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Sul	68
Figura 25 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Sudeste	68

Figura 26 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Centro-Oeste	69
Figura 27 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Nordeste...70	70
Figura 28 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Norte.....70	70
Figura 29 – Distribuição do VPL na região Sul.....74	74
Figura 30 – Distribuição do VPL na região Sudeste.....75	75
Figura 31 – Distribuição do VPL na região Centro-Oeste	76
Figura 32 – Distribuição do VPL na região Nordeste	77
Figura 33 – Distribuição do VPL na região Norte	78
Figura 34 – Sensibilidade do LCOE das simulações.....80	80
Figura 35 – Sensibilidade do LCOE em suas parcelas CAPEX e O&M.81	81
Figura 36 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs PCH+UFV.83	83
Figura 37 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs PCH+EOL.83	83
Figura 38 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs UFV+EOL.....84	84
Figura 39 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs PCH+UFV-F.....84	84
Figura 40 –VPL médio ao longo do tempo para as UGHs PCH+UFV.....86	86
Figura 41 – VPL médio ao longo do tempo para as UGHs PCH+EOL.....86	86
Figura 42 – VPL médio ao longo do tempo para as UGHs UFV+EOL.87	87
Figura 43 – VPL médio ao longo do tempo para as UGHs PCH+UFV-F	87
Figura 44 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs PCH+UFV	88
Figura 45 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs PCH+EOL	88
Figura 46 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs UFV+EOL.....89	89
Figura 47 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs PCH+UFV-F.....89	89
Figura 48 – Gráfico de otimização do <i>Homer Pro</i> ®.....90	90

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Evolução da oferta interna de energia (%).	5
Tabela 2 – Classificação das Centrais hidráulicas.	12
Tabela 3 – Projetos de usinas híbridas em andamento no Brasil.....	32
Tabela 4 – Parâmetros econômicos por tipo de oferta.....	50
Tabela 5 – Localização das simulações executadas no <i>Homer Pro</i> ®.....	51
Tabela 6 – Dados de entrada para as tecnologias de geração no <i>Homer Pro</i> ®.	55
Tabela 7 – Dados dos empreendimentos simulados no <i>Homer Pro</i> ®.....	65
Tabela 8 – Custo nivelado de eletricidade das usinas (R\$/MWh).	66
Tabela 9 – Incerteza sobre o custo nivelado de eletricidade (R\$/MWh).	72
Tabela 10 – Elasticidade dos parâmetros da análise.	80

Lista de Abreviaturas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Autoprodutores
APE	Autoprodução
ARR	Avaliação de Resultado Regulatório
BFT	Bomba Funcionando como Turbina
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CSLL	Contribuição Social sobre Lucro Líquido
CUST	Contrato para Uso do Sistema de Transmissão
DIF	Irradiação Difusa Horizontal
DNI	Irradiação Direta Normal
DRO	Despacho de Registro do Requerimento de Outorga
EAR	Energia Armazenada em Reservatórios
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa

GF	Garantia Física
GHI	Irradiação Global Horizontal
IR	Imposto de Renda
kWh	Quilowatt-hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> , ou custo nivelado de eletricidade
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MWh	Megawatt-hora
NPC	<i>Net Present Cost</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIE	Produtores Independentes de Energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Terawatt-hora
UBP	Uso do Bem Público
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UGH	Central Geradora Híbrida
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo	3
1.1.1 Objetivo geral.....	3
1.1.2 Objetivos específicos	3
CAPÍTULO 2 – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	4
2.1 Oferta e consumo energético brasileiro	4
2.2 Oferta e consumo de energia elétrica	6
CAPÍTULO 3 – TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO ENERGÉTICA	9
3.1 Energia Hidráulica	9
3.1.1 Usinas despachadas e não despachadas centralizadamente	11
3.2 Energia Eólica	12
3.3 Energia Solar Fotovoltaica	17
CAPÍTULO 4 – MERCADO DE ENERGIA	22
4.1 Introdução	22
4.2 Agentes institucionais	22
4.3 Agentes econômicos	24
4.4 Aspectos regulatórios	26
4.5 Ambientes de contratação	27
CAPÍTULO 5 – GERAÇÃO HÍBRIDA	28
5.1 Introdução e conceito	28
5.2 Geração híbrida e o cenário brasileiro	30
5.3 Regulação e comercialização	31
5.4 Resolução normativa 954 - ANEEL	33
CAPÍTULO 6 – COMBINAÇÕES DE INTERESSE	36
6.1 Sistema de geração híbrida solar-eólica	37
6.2 Sistema de geração híbrida solar-hidráulica	38
6.3 Sistema de geração híbrida eólico-hidráulica	40
CAPÍTULO 7 – METODOLOGIA	43
7.1 Ferramenta computacional – <i>Homer Pro®</i>	43

7.1.1	Potencial de geração hidráulica	47
7.1.2	Posicionamento e localização das usinas simuladas.....	50
7.1.3	Potencial de geração solar fotovoltaica	52
7.1.4	Potencial de geração eólica.....	54
7.2	Análise de viabilidade econômica.....	56
7.3	Análise de riscos e incertezas.....	59
7.4	Análise de sensibilidade e elasticidade.....	61
CAPÍTULO 8	– RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	64
8.1	A viabilidade e o fator de capacidade das UGHs.....	64
8.2	Comportamento das usinas mediante a análise de riscos e incertezas...71	71
8.3	Sensibilidade e elasticidade dos parâmetros	79
8.4	As curvas do VPL e LCOE ao longo do horizonte	82
8.5	Otimização do custo nivelado de eletricidade	89
CAPÍTULO 9	– CONCLUSÕES.....	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		96
APÊNDICES		103

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de novas tecnologias de geração a partir de fontes renováveis é fator chave para acelerar a transição energética baseada no consumo de combustíveis fósseis ao consumo de recursos alternativos e de baixo impacto ambiental.

A integração de energia proveniente de fontes renováveis é um grande desafio, já que a geração convencional é controlável e pode ser facilmente adaptada à demanda, enquanto energias renováveis dependem fortemente das condições meteorológicas sendo, portanto, sazonais e intermitentes.

No contexto da capacidade instalada mundial, há um paradigma de que a geração de energia é baseada principalmente em grandes usinas que utilizam apenas um tipo de recurso. Entretanto, é possível fazer o uso combinado de mais de um bem energético a fim de melhor explorar as características e benefícios que essa geração combinada pode ofertar.

A chamada geração híbrida é capaz de abranger distintos arranjos entre as tecnologias de geração a partir de fontes renováveis e não renováveis com o intuito de buscar o maior aproveitamento possível dos recursos utilizados para garantir o suprimento energético. De acordo com Santos *et al.* (2020) a geração híbrida possui viabilização muito recente, com aspectos técnicos, regulatórios e de cunho científico que precisam ser analisados.

Sistemas híbridos de energia oferecem grande potencial para otimização e confiabilidade dos sistemas energéticos, podendo reduzir custos por meio do despacho inteligente sem a necessidade de investimentos adicionais com redes de transmissão.

Para Santos *et al.* (2020), o Brasil é um país em desenvolvimento que além de possuir elevada geração hídrica em sua matriz elétrica, apresenta crescente aplicação das fontes solar e eólica. Além disso, certas regiões possuem elevada complementariedade entre essas fontes sazonais, tornando as perspectivas de desenvolvimento da geração híbrida excelentes, já que esses sistemas se beneficiam dessa característica.

De acordo com a ABSOLAR (2022) e EPE (2022) cerca de 54% da oferta interna de energia elétrica no Brasil é composta pelas usinas hidrelétricas, enquanto usinas eólicas correspondem a 10,7% e as usinas solares a 7,6%, destacando que, no total, quase 73% da matriz elétrica brasileira é composta por fontes renováveis de energia.

A representatividade das fontes renováveis deve continuar aumentando nos próximos anos, principalmente para as fontes eólica e solar. Contudo, de acordo com Vasconcelos (2018) as fontes eólica e solar são consideradas intermitentes pois sua geração está sujeita a disponibilidade de ventos ou insolação, o que interfere em seu fator de capacidade que se torna relativamente baixo, mesmo quando comparado com as usinas hidrelétricas de pequeno porte a fio d'água.

Para contornar este problema, Strangueto (2016) *apud* Vasconcellos (2018) diz que é possível associar a intermitência dessas duas fontes às usinas hidrelétricas. Dessa forma cria-se uma usina híbrida capaz de combinar mais de uma fonte de geração possibilitando uma geração elétrica mais constante, capaz de combinar seu território, instalações de distribuição e transmissão e evitar outros custos relacionados a construção de duas usinas independentes.

Recentemente o Brasil aprovou um marco legal por meio da REN nº 954 de Brasil (2021) que abrange os requisitos e procedimentos para a outorga de usinas híbridas, inclusive permitindo que essas usinas participem de leilões para contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Algumas possibilidades de arranjos híbridos estudados neste trabalho combinam as fontes hidráulica, eólica e solar, e serão apresentados nas próximas seções com intuito de contribuir com o desenvolvimento e análise da viabilidade das usinas híbridas, dos seus agrupamentos possíveis e de sua caracterização técnica.

1.1 Objetivo

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo geral é avaliar a viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos envolvendo energia solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas e eólica em diferentes cenários do mercado brasileiro e identificar os desafios a serem vencidos ou contornados para viabilização desses empreendimentos no Brasil de acordo com seu potencial energético e aspectos de regulação, a fim de promover recomendações para a melhor forma de inserção deste novo modo de geração à matriz elétrica nacional.

1.1.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral deste trabalho, será necessário também atingir os seguintes objetivos específicos:

- Identificar os principais benefícios e desvantagens dos sistemas de geração híbrida;
- Identificar regiões com melhor potencial de implantação de sistemas de geração híbrida de acordo com as fontes disponíveis;
- Avaliar as regiões e seus sistemas de geração híbrida segundo suas características técnico-econômicas;
- Avaliar custo de implantação e preços de energia que viabilizam o empreendimento, além de propor preços para leilões de energia híbrida;
- Investigar quais parâmetros mais promovem mudanças de aspecto econômico nesses sistemas.

CAPÍTULO 2 – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

2.1 Oferta e consumo energético brasileiro

A matriz energética de um país pode ser definida como o conjunto de fontes disponíveis utilizadas para captar, distribuir e utilizar energia para seus diversos setores. Segundo IEA (2021) a matriz energética mundial é composta em sua maior parte por recursos não renováveis, como o petróleo e o carvão mineral, enquanto a matriz brasileira é considerada bastante diversificada no que se refere ao conjunto de fontes utilizadas para atender à demanda energética do país.

De acordo com EPE (2023) o consumo brasileiro de fontes de energia não renováveis, ou seja, aquelas que possuem um ciclo relativamente longo de renovação, é maior que o de fontes renováveis. Apesar disso, o país possui uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo, caracterizada pela abundância de recursos renováveis e principalmente pelo uso da fonte hidráulica para geração de energia elétrica por meio de UHEs de diversos portes.

A Figura 1 apresenta a matriz energética brasileira por meio de sua totalidade em oferta interna de energia (%), destacando os principais produtos ofertados independente de seu uso final.

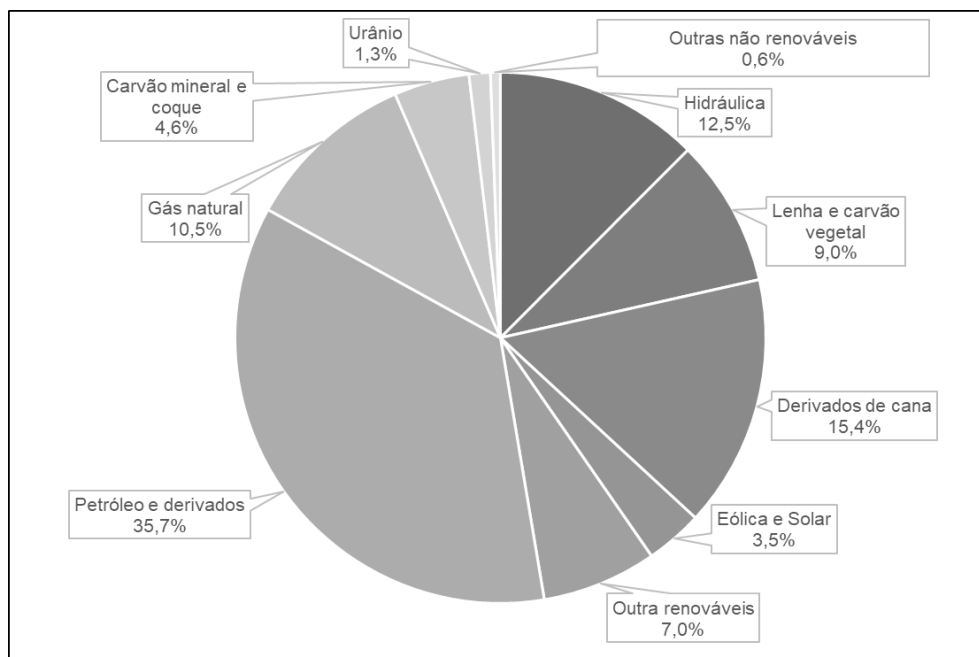


Figura 1 – Oferta interna de energia no Brasil em 2022. Fonte: (EPE, 2023).

É notável como a matriz brasileira é bem diversificada, com a representação renovável em torno de 47,4% e próxima a representatividade não renovável, dominada pelo petróleo e seus derivados, gás natural e o carvão mineral.

As principais fontes de consumo energético no Brasil, de acordo com EPE (2023) para o ano de 2022 foram os derivados do petróleo, a eletricidade, o carvão mineral, energia eólica, o biodiesel e os produtos da cana.

É possível observar na Tabela 1 o avanço da oferta interna brasileira para os últimos anos, comparando-se as evoluções e retrocessos de cada fonte.

Tabela 1 – Evolução da oferta interna de energia (%).

FONTES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energia não renovável:	59,5	60,5	58,7	56,5	56,8	54,5	53,9	51,6	55,0	52,6
-Petróleo e derivados	39,2	39,3	37,2	36,5	36,1	34,3	34,3	33,1	34,2	35,7
-Gás natural	12,8	13,6	13,7	12,3	12,9	12,4	12,2	11,8	13,3	10,5
-Carvão mineral e coque	5,6	5,7	5,9	5,5	5,7	5,7	5,3	4,9	5,6	4,6
-Urânio (U308)	1,4	1,3	1,3	1,5	1,4	1,4	1,5	1,3	1,3	1,3
-Outras não renováveis	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Energia renovável:	40,5	39,5	41,3	43,5	43,2	45,5	46,1	48,4	45,0	47,4
-Hidráulica ¹	12,5	11,5	11,	12,6	11,9	12,6	12,4	12,6	10,9	12,5
-Lenha e carvão vegetal	8,3	8,2	8,3	8,0	8,3	8,8	8,8	8,9	9,0	9,0
-Derivados da cana	16,1	15,8	16,9	17,5	17,0	17,3	18,0	19,1	16,3	15,4
-Eólica	0,2	0,3	0,6	1,0	1,2	1,4	4,6	1,7	2,1	2,3
-Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,8	1,2
-Outras renováveis	3,4	3,7	4,2	4,5	4,7	5,3	5,2	5,7	5,9	7,0

Fonte: (EPE, 2023).

¹Inclue importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica.

Na Tabela 1 destaca-se o crescimento das fontes renováveis que embora não seja observado na parcela hidráulica, é notável para a parcela eólica, solar, biomassa e de outras renováveis, compostas principalmente pela: lixívia; biodiesel; biogás; gás industrial de carvão vegetal; e outras biomassas como casca de arroz, capim elefante e óleos vegetais.

Ao longo dos últimos anos houve uma mudança da oferta interna de determinadas fontes, isso sugere que o Brasil passa por uma transição onde as fontes não renováveis passam a reduzir sua participação para o crescimento das renováveis.

Essa transição também está relacionada às políticas energéticas empregadas no país, especialmente aquelas amplamente discutidas no Acordo de Paris em UNFCCC (2015), referentes ao desenvolvimento econômico sustentável utilizando-se do consumo energético proveniente de fontes renováveis que reduzem as emissões de CO₂ na atmosfera.

Por consumir menos energia não renovável em comparação com a média mundial, o Brasil também emite menos gases de efeito estufa (GEE). Segundo IEA (2021), dividindo-se o montante de emissões de GEEs pela sua quantidade populacional, percebe-se que o Brasil emite menos GEE por habitante que a maioria dos outros países.

2.2 Oferta e consumo de energia elétrica

Mesmo relacionadas, a matriz elétrica e a matriz energética são representações distintas. Enquanto a matriz energética representa o conjunto de fontes de energia disponíveis para uso final, a matriz elétrica é formada pelo conjunto de fontes disponíveis apenas para a geração de energia elétrica, ou seja, a matriz elétrica está inclusa na própria matriz energética.

A eletricidade é destacada como uma das fontes energéticas mais consumidas no Brasil, segundo dados EPE (2023). Em 2022 a geração de energia elétrica no Brasil atingiu 677,1 TWh, considerando a produção em centrais de serviço público e autoprodutores, resultado 3% acima daquele observado no ano anterior.

De acordo com EPE (2023) as centrais elétricas de serviço público participaram com 81,4% da geração total e a geração hidráulica é a principal fonte de produção de energia elétrica no Brasil. A autoprodução (APE) participou com o restante, 18,6% do total produzido, e considerando todas as fontes utilizadas atingiu um montante de 126,0 TWh, dos quais 73,7 TWh não foram injetados na rede, mas produzidos e consumidos pela própria instalação.

Ainda em 2022, foi apontado em EPE (2023) que a geração elétrica a partir de não renováveis representou 12,3% do total nacional, redução de 10,3% em relação

ao ano anterior. Nessa parcela destaca-se a evolução do gás natural em detrimento do óleo combustível e óleo diesel, o que contribuiu para minimizar as emissões de poluentes provenientes da geração de eletricidade a partir das fontes não renováveis.

O montante de importações líquidas (12,9 TWh) assegurou uma oferta interna de energia elétrica de 690,1 TWh somadas a geração nacional, sendo o consumo final de 586,1 TWh. A Figura 2 apresenta a estrutura da matriz elétrica no Brasil em 2022, segmentando cada fonte de geração de acordo com sua oferta interna.

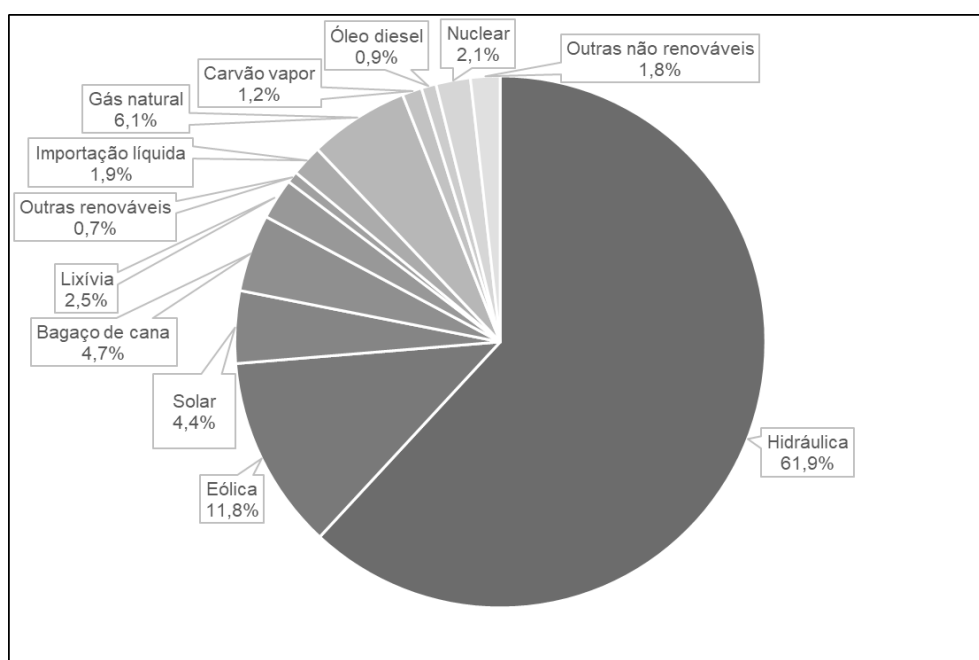


Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2022. Fonte: (EPE, 2023)

A matriz elétrica brasileira dispõe predominantemente de fontes de origem renovável, com destaque para a geração hidrúlica que corresponde por mais da metade da oferta interna. No total, as fontes renováveis representam cerca de 88% da oferta interna de eletricidade no país, resultado da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que também são essencialmente de origem renovável.

Partindo para análise dos setores mais relevantes para economia nacional, em tempos mais recentes, têm-se observado alterações acentuadas no consumo de energia elétrica devido aos grandes impactos provocados pela pandemia da COVID-19 a partir do início de 2020 e que volta a assumir um ritmo de crescimento a partir do ano de 2022.

O consumo elétrico industrial oscilou positivamente com destaque para o segmento de bebidas e alimentos, principalmente devido ao crescimento da produção de açúcar. O setor residencial também observou um crescimento do consumo de energia elétrica em razão das políticas de distanciamento social e *home office*. O setor agropecuário decresceu ainda que após os avanços das suas atividades, principalmente a agricultura e o transporte.

Os setores que apresentaram as maiores quedas no consumo foram o energético e o de transportes. Essas variações, para o ano de 2022, podem ser observadas na Figura 3.

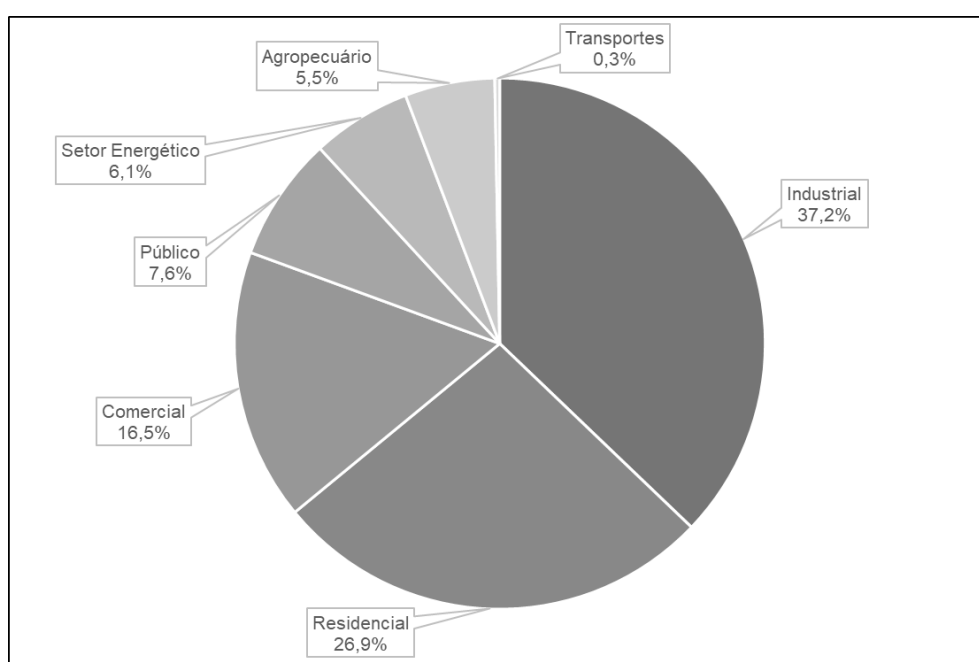


Figura 3 – Participação setorial no consumo de eletricidade. Fonte: (EPE, 2023).

Nota-se que os setores industrial, residencial e comercial consomem juntos cerca de 80% da energia elétrica disponibilizada no país. A EPE (2023) afirma que em 2022 a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil alcançou 189.127 MW, sem incluir a mini e microgeração distribuída.

CAPÍTULO 3 – TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO ENERGÉTICA

Este capítulo apresenta alguns princípios introdutórios de operação e geração energética a partir de algumas das fontes renováveis de maior presença na matriz energética brasileira: hídrica; solar; e eólica; para entendimento de seu funcionamento, suas limitações e dos fatores que influenciam sua produção.

3.1 Energia Hidráulica

Uma usina hidroelétrica ou hidrelétrica pode ser definida como um conjunto de obras e equipamentos, cuja finalidade é a geração de energia elétrica convertendo-se a energia potencial, proveniente das mudanças de elevação das águas de um rio, em energia cinética como apresentado por Hinrichs (2014).

Nesse sentido, a geração hidrelétrica está diretamente associada à vazão, isto é, à quantidade de água disponível em um determinado período. A vazão depende das condições geológicas e da quantidade de chuvas que alimentam o rio, o que faz com que sua capacidade de produção de energia varie bastante ao longo do ano.

O potencial hidráulico também é proporcionado pela concentração dos desníveis existentes ao longo do curso do rio, já que quanto maior a diferença de altura entre o nível de água na barragem da usina e na saída da turbina, maior será o potencial de aproveitamento para geração de eletricidade. De acordo com Moura (2019), o desnível pode acontecer de uma forma natural, quando está concentrado numa cachoeira; através de uma barragem; ou por meio de desvio do rio de seu leito natural.

A tipologia simples de uma usina hidrelétrica pode ser vista na Figura 4. Os principais componentes que constituem essa usina são apresentados a seguir.



Figura 4 – Principais componentes para geração hidrelétrica. Fonte: adaptado de Moura (2019).

O reservatório é formado pelo represamento do rio através da construção de uma barragem. Segundo Souza (1999), as características do reservatório são uma consequência natural do barramento do curso d'água e da topografia a montante do empreendimento. O volume útil do reservatório é capaz de armazenar água em período de excesso hídrico e posteriormente utilizá-la em períodos de carência. Dessa forma assume-se que o reservatório deve ser dimensionado segundo o ciclo de interesse desejável.

Associada ao reservatório, a barragem constitui obras transversais ao leito do rio, bloqueando a passagem de água a fim de permitir sua captação e desvio, proporcionar um desnível adequado ao elevar o nível da água e permitir a formação de um regularizador de vazão tanto para aproveitamento hidrelétrico ou para amortecimento de ondas e enchentes. Souza (1999) completa que o posicionamento da barragem é apoiado em um estudo técnico-econômico que envolve aspectos ambientais, de mercado, volume de regularização, localização da tomada d'água, entre outros.

O descarregador de superfície ou vertedouro encontra-se na parte superior do corpo da barragem, e trata-se de uma passagem direta de água no sentido do reservatório para o leito do rio a jusante, possibilitando a descarga da água que não será utilizada para geração. Segundo Moura (2019) pode ou não estar equipado com comportas para controle da vazão, e sua parte inferior, ao pé da barragem, comumente consta com um dissipador de energia que possibilita restituir a água ao leito natural do rio sem provocar erosão.

Moura (2019) aborda que a casa de máquinas é definida como o alojamento das máquinas e equipamentos disponíveis para operação em uma usina hidrelétrica. Podendo ser a céu aberto ou subterrâneo, é dimensionada de forma a dispor da melhor forma seu interior possibilitando eventuais desmontagens para manutenção.

Nos condutos a água utilizada para a geração de energia elétrica é captada e retornada a jusante da barragem. A captação pode ser incorporada à barragem ou possuir estrutura independente, e de acordo com sua posição em relação ao nível do reservatório pode ser classificada em tomada d'água de pequena profundidade, mais exposta ao fluxo de corpos flutuantes, ou grande profundidade, possuindo maior pressão exercida pela água, como abordado em Moura (2019). Após captada, a água é destinada às turbinas por meio de condutos de baixa pressão ou condutos forçados sendo, na sequência, turbinada e restituída ao leito natural com energia mínima, pressupondo-se que o máximo foi retirado.

As turbinas são responsáveis pela geração de energia mecânica nas centrais hidrelétricas, capazes de acionar um eixo que transforma sua rotação em energia elétrica por meio de um gerador. Por definição, uma turbina é um conversor hidromecânico que opera a partir da energia cinética da água ao receber essa energia na forma mecânico-hidráulica e fornecê-la na forma mecânico-motriz. Hinrichs (2014) afirma que as turbinas foram desenvolvidas para operar em diferentes vazões e pressões criadas pela queda d'água, além de serem de dois tipos principais, a de impulso como uma turbina Pelton e as de reação como a Francis e a Kaplan.

3.1.1 Usinas despachadas e não despachadas centralizadamente

A regulamentação estabelece uma segmentação dos empreendimentos hidrelétricos de acordo com seu porte de geração, sendo essa classificação apresentada na Tabela 2, dispostos de acordo com sua potência, a forma de despacho e o meio de contratação.

Tabela 2 – Classificação das Centrais hidráulicas.

TIPO DE CENTRAL	POTÊNCIA (P)	FORMA DE DESPACHO	CONTRATAÇÃO
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	$P \leq 5 \text{ MW}$	Não centralizado	-Registro
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) ¹	$5 \text{ MW} < P \leq 30 \text{ MW}$	Não centralizado	-Inventário -Autorização
Usina Hidrelétrica (UHE) ²	$5 \text{ MW} < P \leq 50 \text{ MW}$	Centralizado	-Inventário -Autorização
Usina Hidrelétrica (UHE)	$P > 50 \text{ MW}$	Centralizado	-Inventário -Viabilidade técnica e econômica -Concessão

¹PCHs possuem área de reservatório de até 13 km².

²Centrais sem características de PCH.

Fonte: BRASIL (2020b).

Segundo Vasconcellos (2018), o despacho coordenado da energia gerada em usinas hidrelétricas garante que a operação do Sistema Interligado Nacional funcione da melhor forma, sendo que pequenas usinas não impactam de forma significativa a operação de outras usinas dispostas em cascatas pela malha territorial brasileira, não necessitando que sua operação seja controlada.

Segundo a ANEEL (2005b), usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente necessitam da coordenação do Operador Nacional do Sistema (ONS) devido sua capacidade e localização e importância para o sistema elétrico brasileiro enquanto as usinas hidrelétricas despachadas de forma não centralizada não demandam da coordenação do ONS para a sua operação, especialmente devido ao seu porte reduzido.

3.2 Energia Eólica

De acordo com ANEEL (2005a) a orientação dos raios solares e os movimentos realizados pela terra são os principais fatores que possibilitam a manifestação do vento, isto porque o aquecimento diferenciado e não uniforme da

terra cria diferenças de potencial na superfície e o surgimento dos ventos devido ao deslocamento de massas de ar quentes e frias. Nesse sentido:

ANEEL (2005a) ainda denomina energia eólica como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (ventos), sendo que seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação por meio do uso de turbinas eólicas (também denominadas aerogeradores) no caso da geração de eletricidade, ou cata-ventos e moinhos na execução de trabalhos mecânicos.

Por se tratar de uma grandeza vetorial, a direção do vento indica a direção de onde ele provém, apesar de que o vento pode sofrer flutuações denominadas de rajadas, provenientes da instabilidade meteorológica de determinada massa de ar e principalmente devido as diferenças de temperatura entre as camadas atmosféricas.

De acordo com Pinto (2014) o ar em movimento produz energia, e a energia cinética desse movimento denomina-se energia eólica. Além disso, é dito que o vento possui natureza estocástica, ou seja, sua direção e velocidade possuem variação constante.

A distribuição da velocidade do vento pode ser representada por uma função de densidade de probabilidade denominada distribuição de Weibull que é frequentemente utilizada como ponto de partida para caracterizar as estatísticas da velocidade do vento, que podem variar nas escalas: diurna, mensal e anual, devido ao seu comportamento sazonal, ou seja, um determinado perfil de velocidade que se repete ano a ano.

Segundo Pinto (2014) a energia cinética do vento pode ser convertida em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica através de geradores elétricos acopladas em turbinas eólicas, ou aerogeradores. A Figura 5 apresenta as etapas dessa conversão de energia ocorridas em um aerogerador. Inicialmente a turbina recebe energia cinética do vento através de seu rotor, convertendo-a em energia mecânica transmitida para um gerador elétrico por meio de um eixo acoplado, para então transformá-la em energia elétrica que é transmitida à rede concessionária.

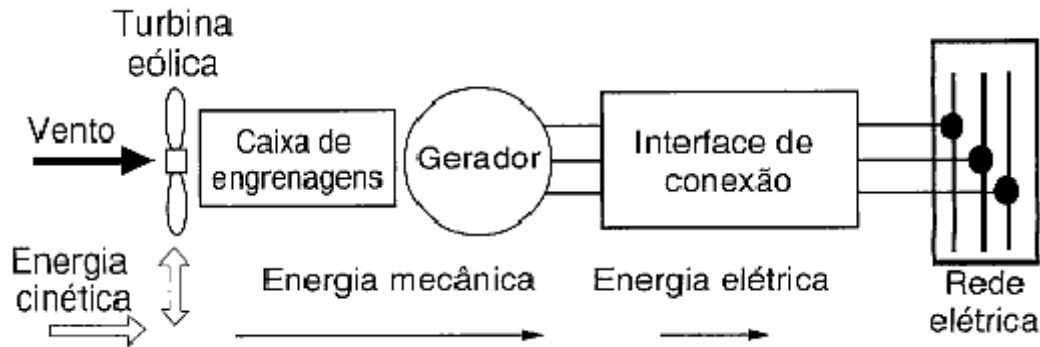


Figura 5 – Princípio de conversão de energia cinética do vento em energia elétrica. Fonte: Adaptado de Pinto (2014).

Ressalta-se que as condições de funcionamento de um aerogerador dependem principalmente das condições do vento sobre as quais nenhuma ação é possível, entretanto Pinto (2014) afirma que pode-se fazer o controle de potência fornecida pelo sistema nas etapas de conversão de energia a fim de obter um controle da energia convertida pela turbina e pelo gerador elétrico antes da transferência para a rede.

Segundo Pinto (2014), o vento de velocidade v_1 que atinge o aerogerador de forma frontal e sem perturbações deixa o rotor com velocidade v_2 e pressão reduzidas, fazendo com que as linhas de corrente do escoamento de ar atrás da turbina se expandam. A Figura 6 ilustra essa reação.

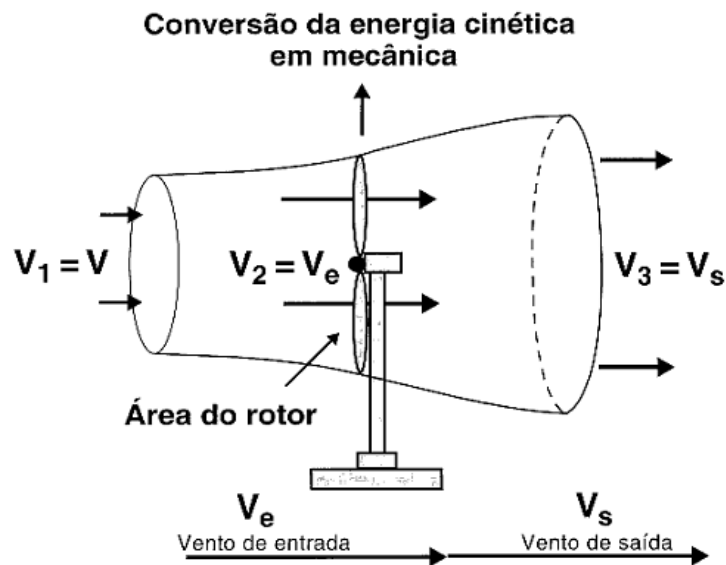


Figura 6 – Extração de energia do vento por uma turbina eólica. Fonte: (Pinto, 2014).

A diferença nas velocidades do vento é uma medida para a energia cinética aproveitada, além disso nem toda energia cinética contida no vento é extraída pelo

aerogerador. Assim, a potência teoricamente extraída pela turbina é descrita pela Equação 1, apresentada em DEWI (1998).

$$P = \frac{\rho}{2} \cdot c_p \cdot \eta \cdot A \cdot v_1^3 \quad (1)$$

Onde,

P : potência teórica [W];

ρ : massa específica do ar [kg/m³];

c_p : coeficiente de potência;

η : eficiência elétrico/mecânica;

A : área do rotor [m²];

v_1 : velocidade não perturbada frontal do rotor [m/s].

Pela Lei de Betz, o valor máximo teórico do c_p é de 59,3%, correspondendo ao valor máximo teórico que pode ser extraído por uma turbina eólica ao reduzir v_2 a um terço de v_1 segundo DEWI (1998).

A redução da velocidade pelo rotor pode ocasionar uma menor produção de energia em um campo eólico, já que os aerogeradores posicionados à frente reduzem a velocidade do vento. Para contornar esta interferência, a redução da geração energética pode ser evitada aumentando-se o afastamento entre as turbinas eólicas, já que o vento a jusante pode ser acelerado novamente pelo campo de vento ao seu redor. DEWI (1998) afirma que um campo eólico bem projetado possui perdas inferiores a 10% devido a interferência entre rotores.

A Figura 7 apresenta a relação da potência de uma turbina eólica com a velocidade do vento, denominada curva de potência. Nela pode-se encontrar informações sobre a potência entregue por um aerogerador de acordo com a velocidade do vento que incide sobre ele.

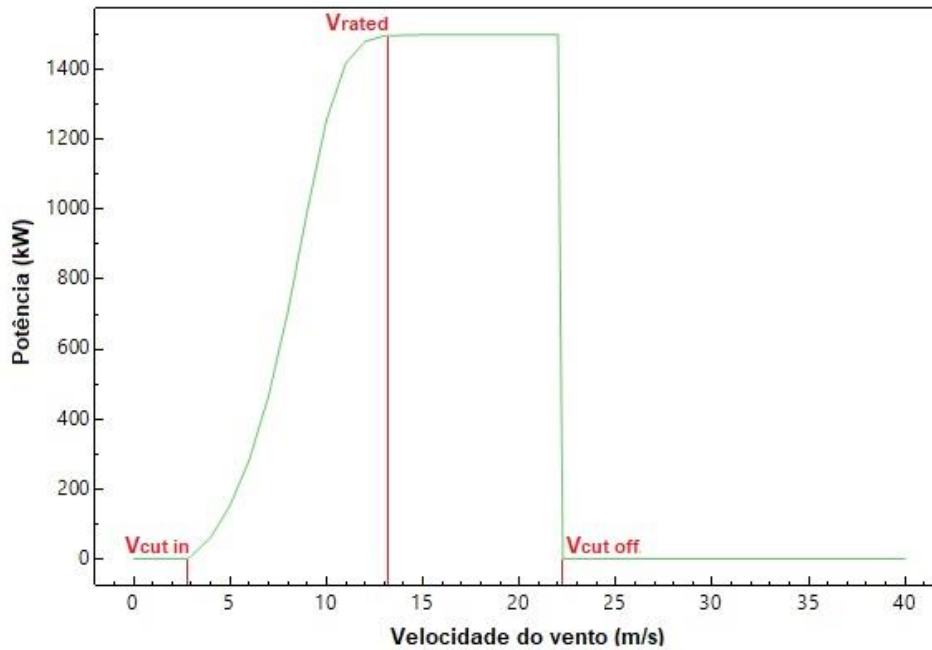


Figura 7 – Curva de potência de uma turbina eólica. Fonte: Autor.

A curva de potência de uma turbina eólica possui três velocidades de vento básicas, segundo Pinto (2014): Velocidade de partida (*cut in windspeed*), Velocidade nominal do vento (*rated windspeed*) e a velocidade de corte (*cut off* ou *furling*), essas velocidades estão demarcadas em linhas vermelhas na Figura 8.

A velocidade de partida ($V_{cut\ in}$) é a velocidade de vento mínima na qual o aerogerador entregará potência útil, sendo que não há geração de energia abaixo dessa velocidade. A velocidade nominal (V_{rated}) é a velocidade na qual a potência nominal do aerogerador é alcançada, sendo a saída a própria potência nominal do gerador. A Velocidade de corte ($V_{cut\ off}$) é a máxima velocidade de vento permitida para entrega de potência, limitada pelo projeto de engenharia e restrições de segurança do sistema.

A interpretação da curva de potência é feita a partir dessas três velocidades principais e a conversão de energia é iniciada quando se atinge a velocidade de partida, entretanto podem ocorrer velocidades de vento inferiores, os quais são desperdiçados.

Quando a velocidade nominal é atingida, o gerador trabalha em seu ponto ótimo, convertendo o máximo de energia para o qual ele foi projetado. Ao atingir esse ponto, o ideal é que se mantenha a potência estável através do controle de velocidade da turbina, do contrário ela deverá ser desligada pois os ventos excedentes à velocidade de corte são considerados perigosos e podem danificá-la.

De acordo com ANEEL (2005a), a velocidade do vento em escala local pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), de modo que os procedimentos para avaliar o local onde se deseja instalar turbinas eólicas devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento.

Alguns desses parâmetros são a variação da velocidade do vento com a altura, a rugosidade do terreno, caracterizada pela vegetação e uso da terra, presença de obstáculos artificiais ou naturais e o relevo que altera significativamente o escoamento do ar.

Outro aspecto abordado por Hinrichs (2014) refere-se à intermitência dos ventos, os quais não podem ser trazidos de volta ou retidos, sugerindo-se o armazenamento da energia elétrica gerada.

3.3 Energia Solar Fotovoltaica

Segundo Duffie (2013), a energia produzida no interior do Sol é emitida ao espaço na forma de radiação (ou irradiação) após alcançar a superfície solar. Para entender e utilizar a radiação solar é preciso compreender sua natureza bem como seus efeitos sobre a orientação da superfície terrestre que a recebe.

A posição do Sol em relação ao plano de orientação da superfície terrestre em que incide sua irradiação pode ser descrita em termos de vários ângulos que variam de acordo com o movimento terrestre. Esses ângulos são descritos conforme apresentado na Figura 8.

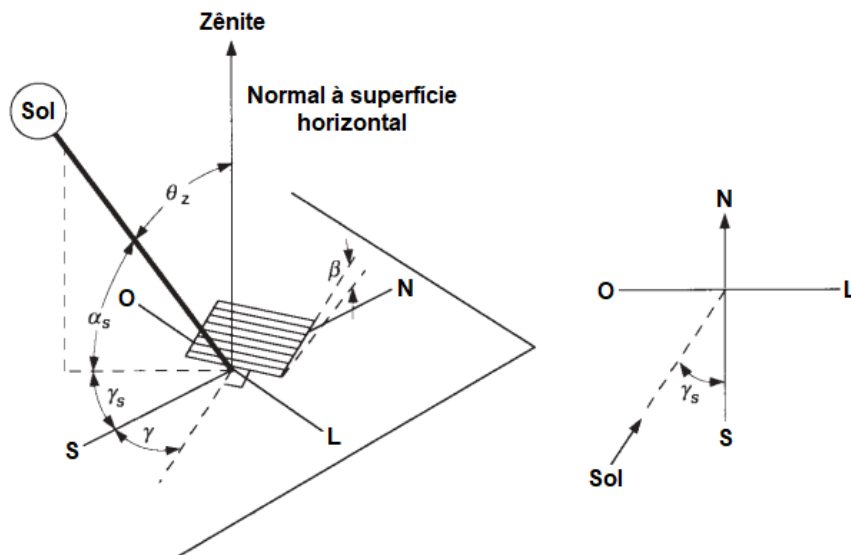


Figura 8 – Ângulos entre os raios solares e a superfície incidida. Fonte: (Duffie, 2013).

Os ângulos entre os raios solares e a superfície inclinada podem ser descritos em:

- Ângulo azimutal da superfície (γ): aquele entre a projeção reta normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul; $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$;
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal; $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$, sendo que $\beta > 90^\circ$ indica que a superfície tem um componente voltado para baixo;
- Ângulo de incidência (θ): formado entre os raios de Sol e a reta normal à superfície de captação.

Adicionalmente, os ângulos compreendidos entre os raios solares e a superfície terrestre variam de acordo com a posição solar, e são descritos como:

- Ângulo zenital (θ_z): formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite), ou seja, o ângulo de incidência do feixe de radiação em uma superfície horizontal;
- Ângulo de altura ou elevação solar (α_s): compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal, ou seja, o complemento do ângulo zenital;
- Ângulo azimutal do Sol (γ_s): também chamado de azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul,

onde o deslocamento angular é tomado a partir do norte geográfico, sendo o deslocamento a leste do sul negativo e a oeste do sul positivo.

Para o melhor aproveitamento da irradiação solar, conforme apresentado em EPE (2012), é necessário avaliar seu potencial a partir da Irradiação Global Horizontal (GHI) que quantifica a irradiação recebida por uma superfície plana horizontal, considerando ainda suas componentes Difusa Horizontal (DIF) e Normal Direta (DNI). Além disso, o ângulo de azimute é tomado como base para que a captação dos raios solares seja maximizada durante as horas do dia, além de consideradas as condições atmosféricas adversas, localização, horário e período do ano como descrito em ANEEL (2005a).

Uma forma de aproveitamento da irradiação solar para geração de energia elétrica ocorre por meio da utilização de painéis fotovoltaicos, onde pode ser convertida diretamente em eletricidade. Segundo Hinrichs (2014) essa transformação ocorre por meio do efeito fotoelétrico, onde elétrons de uma placa de metal negativa são emitidos com uma quantidade de energia cinética inversamente proporcional ao comprimento de onda da energia luminosa (fótons) incidente.

De forma genérica, células solares são produzidas pelo agrupamento de duas camadas muito finas de silício cristalino, que ora atua como condutor ora como isolante de acordo com Camargo *et al.* (2016) e Hinrichs (2014). Quando a luz atinge um painel fotovoltaico, composto por várias células solares, surge um fluxo elétrico na forma de corrente contínua.

A maioria das células solares é feita de silício monocristalino, apesar de existirem outros processos de manufatura competitivos, tanto de forma econômica quanto tecnicamente. Nessa célula a sílica (SiO_2) é refinada, purificada, e então derretida e solidificada de forma que os átomos de silício estejam arranjados em um entrelaçamento perfeito, podendo alcançar eficiências mais elevadas.

Células de silício policristalino são produzidas a partir de vários grãos de cristais de silício embalados aleatoriamente, de forma mais simples e barata, além de possuírem eficiência reduzida, em torno de 10% a 15%. Já as células de silício amorfo possuem propriedades distintas daquelas presentes no silício cristalino, já que sua estrutura atômica é desordenada, construída pela deposição de finas camadas de material em uma base de metal ou vidro, com baixos custos de fabricação e eficiência

em torno de 5% a 10%, tendendo ao decaimento ao longo do período de exposição à luz.

As células solares apresentam a vantagem de trabalhar com energia renovável de baixo potencial poluente associado ao seu uso, com tempo de construção da usina relativamente curto, especialmente quando comparadas a outros tipos de tecnologias de geração, além de necessitarem do silício como a principal matéria-prima para sua fabricação, que como descrito em Hinrichs (2014) é abundante na Terra.

Além disso, usinas solares são capazes de fornecer energia para uma variedade de aplicações como centrais de geração elétrica, residências, iluminação externa, comunicações, bombeamento de água, carregamento de baterias e refrigeração, além de proporcionarem o abastecimento em localidades inóspitas e de difícil acesso por parte do Sistema Interligado Nacional como ilhas e áreas remotas e complementarem a geração de energia em conjunto com outras fontes.

Um sistema fotovoltaico de abastecimento simples que supre as demandas de uma residência conta com alguns dispositivos e equipamentos comumente utilizados, mostrados na Figura 9.

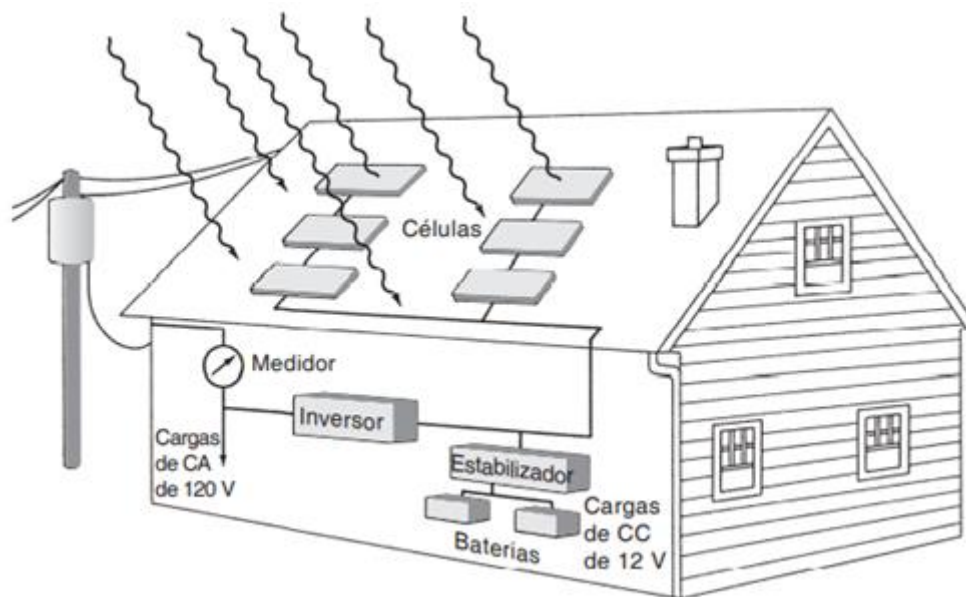


Figura 9 – Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede. Fonte: (Hinrichs, 2014).

A saída das células solares é de corrente contínua (CC) capaz de abastecer diversas cargas da residência. Para o abastecimento de dispositivos que demandem de corrente alternada (CA) deve-se utilizar um inversor, que converte CC em CA. A energia elétrica produzida pode ser consumida, armazenada em um banco de baterias ou fornecida a rede externa em casos de produção excedente. A quantidade de

energia destinada a rede na forma de crédito pode ser utilizada posteriormente ou pode ser vendida a depender da forma determinada pelo empreendedor.

O futuro da penetração no mercado para a energia solar fotovoltaica é altamente dependente da redução de seus custos e do aumento da eficiência das células. Apesar disso, essa fonte energética recebeu muitos incentivos a fim de promover sua inserção na matriz energética brasileira, como descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD), venda direta a consumidores, sistema de compensação de energia elétrica para microgeração e minigeração distribuídas e condições diferenciadas de financiamento, como abordado em Silva (2015).

CAPÍTULO 4 – MERCADO DE ENERGIA

4.1 Introdução

Para melhor entendimento das diversas atividades desenvolvidas no mercado brasileiro de energia elétrica é necessário que os agentes envolvidos sejam agrupados de acordo com suas funções nesse segmento, a fim de destacar e diferenciar suas atividades e operações que em conjunto compõe grande parte do setor elétrico brasileiro.

Esses grupos de agentes possuem características, funções e atividades distintas entre si, sendo que os agentes econômicos compõem a parcela representada pela transmissão e distribuição, geração e comercialização e consumidores de energia elétrica enquanto os agentes institucionais são os responsáveis pelas atividades governamentais, regulatórias e especiais como pesquisa, planejamento, comercialização e operação do sistema.

A seguir, é apresentado um pouco mais sobre esses agentes que compõe o mercado brasileiro de energia, assim como os ambientes de contratação de energia elétrica, suas características, regulamentos e diretrizes.

4.2 Agentes institucionais

Os agentes institucionais são aqueles que detêm competências e atribuições associadas às atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilidade do setor. Tolmasquim (2011) descreve que estes agentes podem ser classificados de acordo com sua natureza jurídica e competências institucionais.

A Figura 10 apresenta essa classificação, onde os agentes institucionais são divididos em três níveis de atividade: atividades de governo, com competências relativas ao poder político; atividades regulatórias, que são pautados em diretrizes e comando oriundos do poder político; e entidades de direito privado que exercem atividades especiais, eminentemente técnicas e fundamentais ao funcionamento do setor elétrico.

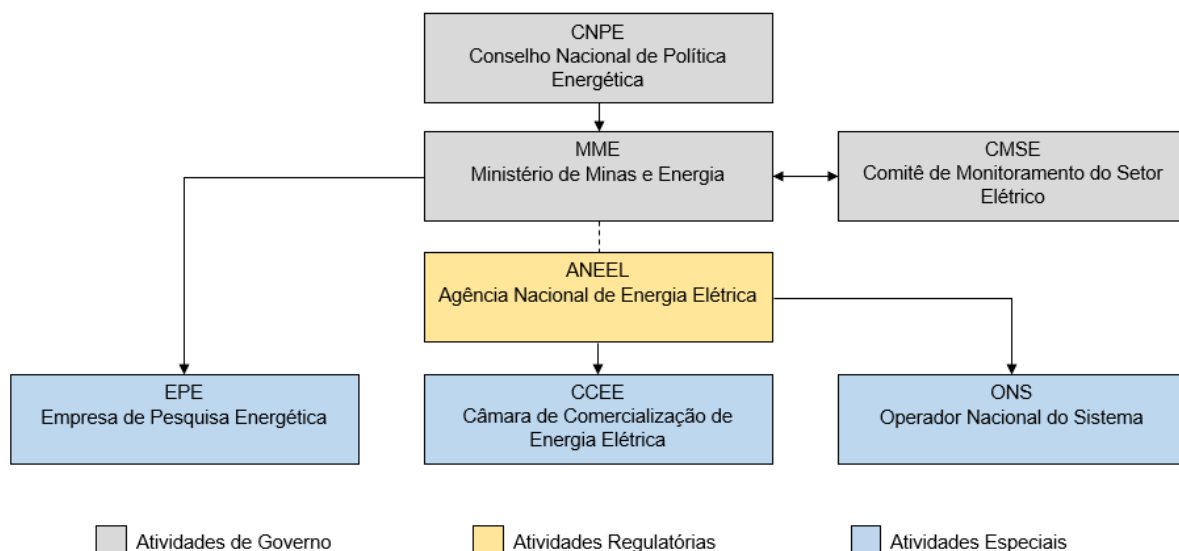


Figura 10 – Agentes institucionais do setor elétrico brasileiro. Fonte: (Tolmasquim, 2011).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é o órgão de assessoramento do Presidente da República quando se trata de formulação de políticas e diretrizes de energia. Dentre suas principais funções destacam-se: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, assegurar o suprimento energético às áreas mais remotas e de difícil acesso, estabelecer diretrizes para programas específicos do setor e realizar revisão periódica das matrizes energéticas regionais, bem como definir diretrizes para importação e exportação.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela condução de políticas energéticas no país, além de formular e programar as políticas para o setor energético ao definir o seu planejamento, segundo as diretrizes do próprio CNPE. Esse ministério irá tratar de casos de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda por meio de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento.

Quanto ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), atribui-se a função de acompanhar o desenvolvimento dos setores de geração, transmissão, distribuição, importação e exportação, comercialização, abastecimento e atendimento de energia elétrica, a fim de monitorar todos os acontecimentos do setor.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável pelo planejamento do setor energético através de pesquisas nos horizontes de curto, médio e longo prazo para que suas análises de viabilidade técnico econômica e socioambiental contribuam

para o desenvolvimento e aprimoramento do setor, bem como acompanhar o crescimento e as projeções de desenvolvimento econômico do país.

Como Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esse agente é responsável por regular e fiscalizar a transmissão, produção, distribuição e comercialização da energia elétrica no Brasil. A ANEEL estabelece o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes e da indústria, as tarifas para os consumidores finais e realiza promoção de licitações na modalidade de leilão de forma direta ou indireta, para que a energia elétrica seja contratada pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por definir condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão e atender os requisitos de carga, aperfeiçoar custos além de garantir a confiabilidade do sistema, operando-o e supervisionando-o de forma a controlar a geração de energia elétrica no SIN.

Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável por contabilizar e liquidar financeiramente o mercado de curto prazo de energia. A CCEE executa o cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), implanta e divulga regras e procedimentos de comercialização, promove a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e mantém o registro de dados de energia gerada e de energia consumida. Dentre suas atividades mais comuns, destaca-se a realização dos leilões de compra e venda de energia, sob delegação da ANEEL, além de efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões.

4.3 Agentes econômicos

Os agentes econômicos são definidos, segundo Tolmasquim (2011), pelos que possuem concessão, autorização ou permissão para explorar atividades econômicas da geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia, além de englobar, inclusive, aqueles que consomem energia.

Esses agentes podem ser segmentados em três grupos, definidos como: agentes de transmissão e distribuição; geração e comercialização; e consumidores de energia elétrica.

Os denominados agentes de transmissão são os responsáveis por conectar os geradores aos consumidores de energia. As concessões para a construção e

operação dos empreendimentos de transmissão são disputadas em leilões públicos coordenadas pela ANEEL, onde o vencedor é aquele que oferecer a menor tarifa ao fim do empreendimento, como abordado em ABRADDEE (2015).

Os agentes de distribuição são empresas públicas ou privadas que possuem uma área de concessão exclusiva destinada a constituir um monopólio geográfico para distribuição de energia elétrica. São esses agentes que fixam as tarifas de fornecimento aos consumidores cativos, as tarifas de uso da rede aos geradores e consumidores livres e os indicadores de qualidade e continuidade do serviço.

De acordo com ABRADDEE (2015), os agentes de geração podem ser empresas públicas ou privadas responsáveis pela geração de energia elétrica, e também podem ser classificados como: Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE), que produzem sua energia elétrica para comercialização através de um consórcio que necessita de permissão, concessão ou autorização do Poder Concedente; Concessionários de Serviço Público, que exploram e prestam serviços públicos de energia elétrica a título do Serviço Público Federal; e os Autoprodutores (AP), que comercializam eventual excedente de energia elétrica antes destinada ao seu uso exclusivo, mas que também necessitam de concessão, permissão ou autorização para produção.

Os agentes de comercialização são empresas autorizadas ou permitidas a realizar operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE, sendo frequentemente intermediários entre as usinas geradoras e os consumidores livres.

Os consumidores não desempenham, por definição, atividades econômicas no mercado de energia elétrica. Entretanto são afetados por qualquer determinação do setor, sendo considerados agentes econômicos por afetação como descreve Tolmasquim (2011). Os consumidores também podem ser classificados em: cativos, os quais adquirem energia elétrica por intermédio da empresa distribuidora de sua região; livres, sendo aqueles que podem optar por comprar sua energia no mercado livre, desde que possuam demanda mínima de 1MW e a partir de 2024 qualquer consumidor do grupo A conectado em média tensão; ou especiais, quando adquirem energias incentivadas através do mercado livre como biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou energia solar, possuindo como demanda mínima 0,5MW.

Todos os consumidores devem ter a totalidade de sua energia contratada seja por meio dos leilões regulados ou pela livre negociação. Os consumidores cativos têm a obrigação de contratar sua energia com a distribuidora local.

4.4 Aspectos regulatórios

O marco regulatório do setor elétrico brasileiro teve sua alteração por meio da Lei 10.848/04 de BRASIL (2004c), onde estabeleceu-se novas regras de comercialização de energia elétrica bem como licitação para outorga de concessões, as obrigações das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica de acordo com a segmentação de suas atividades e a relação dos agentes com os consumidores.

De modo geral, as condições e diretrizes estabelecidas na Lei 10.848/04 para contratação regulada de energia incentivou a modicidade tarifária, garantias, prazos de vigência e limites para o repasse dos custos de energia elétrica para os consumidores.

No processo de contratação regulada a supracitada Lei disciplina a compra de energia elétrica mediante leilões de comercialização de energia, além de regulamentar os contratos de venda, sendo determinado que cabe à ANEEL promover direta ou indiretamente as licitações para a contratação de energia elétrica pelas distribuidoras observando as diretrizes fixadas pelo MME.

Os vencedores dos leilões de energia nova ou existente devem formalizar o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrado de forma bilateral entre cada agente vendedor e todos os agentes compradores.

O CCEAR pode ser celebrado de acordo com a quantidade ou disponibilidade de energia elétrica contratada sendo os riscos hidrológicos assumidos, total ou parcialmente, tanto pelos geradores quanto pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

A obrigação de recomposição de lastro de geração previsto no CCEAR é aplicada nas situações em que houver: início de suprimento antes da motorização que assegure a garantia física do empreendimento; atraso na entrada comercial devido indisponibilidade da usina ou de unidades geradoras que compõem sua garantia física. Diante disso, é assegurado que as termelétricas são acionadas somente em casos de restrições elétricas bem como em ocorrências de hidrologia desfavorável.

4.5 Ambientes de contratação

O mercado brasileiro de energia possui sua demanda segmentada em dois tipos de ambientes, os chamados Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR abrange os consumidores cativos atendidos exclusivamente pelas distribuidoras, com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Nesse ambiente, exige-se a obrigatoriedade de licitação para compra de energia elétrica, sendo que no ACR a compra de energia é feita de forma compulsória e conjunta pelas distribuidoras, por meio de leilões, como abordado em Tolmasquim (2011).

O MME estabelece a data das licitações a serem realizadas pela CCEE por delegação da ANEEL. O preço máximo fixado para o leilão (em R\$/MWh) é previsto no edital de licitação. Os vendedores que fornecerem o maior desconto, em relação ao teto estabelecido, serão os vencedores e celebrarão o CCEAR.

Segundo BRASIL (2004a), o ACL é o segmento de mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por contratos bilaterais negociados livremente entre agentes que estão capacitados legalmente a fornecer essa energia.

Tolmasquim (2011) apresenta que no ACL o consumidor livre tem acesso as linhas de transmissão e distribuição asseguradas por contratos de conexão e uso desses sistemas. Contudo, o acesso não exime de encargos de carácter sistêmico, cobrados através da TUSD e TUST.

CAPÍTULO 5 – GERAÇÃO HÍBRIDA

5.1 Introdução e conceito

No século passado, grande parte do setor elétrico brasileiro foi privatizado, formado especialmente por empresas que atuavam isoladas umas das outras. Após a década de 1950 houve um forte movimento de nacionalização, quando as empresas verticais em suas três vertentes: geração; transmissão; e distribuição; passaram a integrar o sistema que operava em sua maioria, interligado, restando apenas a região Amazônica com predominância de sistemas isolados. A partir de 1990, foram promovidas novas políticas que iniciaram um perfil econômico mais liberal, o que resultou em uma reforma institucional do setor elétrico em 1997, quando houve a desverticalização do sistema, nos setores de geração, transmissão e distribuição, que passaram a operar de forma desvinculada, por empresas independentes, como pode ser verificado em Silva (2011) e D'Araújo (2009).

No início do ano 2000, o Brasil foi afetado por uma seca severa que reduziu drasticamente os níveis de água e a geração das UHEs, o que promoveu uma enorme crise de energia elétrica em 2001 com um período de racionamento que perdurou até 2002. Nesse período a economia brasileira foi afetada e segundo Santos e Torres (2014), isso desencadeou uma preocupação estratégica para promover maior diversificação e investimentos no setor elétrico brasileiro, por meio de ações de curto, médio e longo prazo.

Após os efeitos da crise, o governo seguinte (2003-2006) programou novas reformas no setor, além de um novo marco regulatório permitindo a entrada de maior capital privado para operar nas três vertentes do setor elétrico brasileiro e torná-lo menos dependente da geração hidráulica. Apesar disso, Silva *et al.* (2005) descrevem que desde 2012 o Brasil continua sofrendo com secas que reduzem a participação das UHEs na matriz nacional. Conseqüentemente há um prolongamento do incremento da geração térmica, principalmente por fonte fóssil, resultando em uma redução da participação renovável e um aumento nos custos gerais da eletricidade.

Em paralelo a preocupação quanto a gestão e planejamento desse setor, alguns autores como Barbosa *et al.* (2016) defendem a maior diversificação da matriz energética brasileira, especialmente quanto a hibridização de recursos primários para

geração de energia. Nesse modelo é possível unir distintos recursos para geração de energia de forma que os pontos fracos de um recurso possam ser mitigados ou complementados pelos pontos fortes de outro recurso, possibilitando que o sistema seja projetado para uma máxima produção de energia enquanto minimiza os custos e riscos de perturbações do abastecimento.

Dessa forma, há preocupação de se projetar esse tipo de sistema. Segundo EPE & MME (2018), usinas híbridas são aquelas que combinam distintas fontes de geração, que se complementam ainda no processo de produção de energia elétrica, sem distinção da fonte primária.

A caráter de melhor identificação entre os arranjos possíveis, a usina híbrida possui a típica tipologia esquematizada na Figura 11, onde existem distintas tecnologias de geração (fontes primárias) ainda no processo de transformação de energia, possuindo um único Contrato para Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e fornecimento para uma mesma rede.

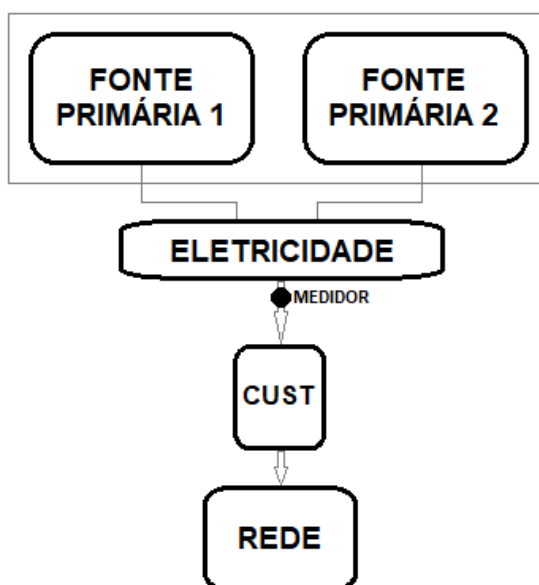


Figura 11 – Esquema característico de uma usina híbrida (Fonte: EPE & MME, 2018), adaptado.

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela larga produção hidráulica e de modo geral, a maior parte do abastecimento de baixo custo é feito por UHEs, enquanto a menor parte é pela geração em Usinas Termelétricas (UTEs) de custo elevado, utilizando-se principalmente dos combustíveis fósseis e biomassa, segundo Bradshaw (2017). Nesse sentido, tecnologias de geração que utilizam energias renováveis de baixo custo tem se tornado opções economicamente viáveis.

De acordo com EPE (2019) o quadro regulamentar das usinas híbridas para geração centralizada também vem sendo estudado em diversos países, como Índia, Austrália, Estados Unidos, Reino Unido, e a China, sinalizando novas tecnologias e tendências no mercado. A experiência internacional demonstra que enquanto existem benefícios em potencial, também há diversas dificuldades, particularmente comerciais e regulatórias.

5.2 Geração híbrida e o cenário brasileiro

Apesar de haver benefícios em potencial, também existem dificuldades para adoção dos sistemas híbridos, tanto de caráter comercial quanto regulatório, sendo que cada projeto depende de condições específicas para sua viabilização.

Segundo nota técnica da EPE (2019), cada fonte renovável possui sua sazonalidade, modulação e perfil de produção instantâneo, sendo assim a agregação entre elas pode promover uma maior estabilidade da produção conjunta. Contudo, essa agregação ainda depende da composição física das usinas híbridas, quando a instalação poderia ser feita em locais distintos.

Quanto às fontes distintas e com diferentes perfis de geração, sua não correlação entre a produção da usina pode reduzir exposições financeiras ao empreendedor devido às flutuações dos recursos primários, já que a atual forma de comercialização de energia, tendo como produto a própria energia, reduz os impactos financeiros diretos ao gerador decorrentes da variação da produção de base horária ou diária. Além disso, a possibilidade de uma futura implantação de preços horários pode tornar essas variações ainda mais relevantes, como descreve EPE (2019).

Ademais, há uma expectativa de redução da variabilidade de injeção de potência na rede devido a complementariedade entre as fontes de geração, com isso a tendência é que o sistema não atinja pontos de operação críticos além de necessitar de menos recursos de controle de tensão e frequência, favorecendo a estabilidade do sistema.

A EPE & MME (2018) ainda aponta para a importância de se considerar as características específicas de cada conjunto, assim como a localidade e configuração do projeto da usina, a fim de quantificar fielmente os benefícios dessa geração. Cada arranjo possui suas limitações e barreiras, que podem ser de natureza técnica,

normativa, regulatória ou comercial-contratual, e considerando-se o planejamento de expansão e transmissão, é essencial identificar os obstáculos às inovações tecnológicas, mapeando as possíveis soluções para se viabilizar o sistema de forma competitiva.

5.3 Regulação e comercialização

O desenvolvimento e análise dos procedimentos relacionados a viabilização das usinas híbridas perdurou por alguns anos desde que o tema em questão passou a ser estudado pelas agências e entidades envolvidas.

A própria EPE publicou diversos estudos de planejamento da expansão da geração envolvendo usinas híbridas nesse contexto, ainda que na ausência de uma regulação formal da ANEEL, e com aspectos relacionados as definições, comercialização e geração ainda não definidos totalmente. Entretanto, em dezembro de 2021 a ANEEL¹ regulamenta a implantação de centrais geradoras híbridas (UGH) e associadas, com vigência a partir de 3 de janeiro de 2022.

Para a deliberação da norma, o tema foi amplamente discutido pela ANEEL a partir de 2019, sendo que alguns eventos mediaram decisões importantes para elaboração do documento final, como a Tomada de Subsídios em 2019 e a Consulta Pública nº 61/2020. Também ocorreu a Consulta Pública nº 67/2020 para consolidar os critérios da adição de fonte renovável em usinas a diesel em sistemas isolados, os quais podem adquirir diversas vantagens como a redução da dependência de uma única fonte energética, economia no consumo de combustíveis fósseis, menores custos com o ressarcimento da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) além de diminuição da emissão de gases de efeito estufa (GEE).

Alguns projetos piloto combinando usinas eólicas e hidrelétricas com fotovoltaicas foram implantados ou estavam em fase de implantação antes mesmo da aprovação da REN nº 954. Alguns deles foram concretizados por meio do programa de pesquisa e Desenvolvimento (P&D) com recursos geridos pela ANEEL, conforme a Tabela 3.

¹ Como descrito na Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 (ANEEL, 2021).

Tabela 3 – Projetos de usinas híbridas em andamento no Brasil.

Localização	Empreendimento	Projeto	Programa	Situação
Sobradinho e Casa Nova - BA	UHE Sobradinho (1.050 MW)	+ UFV Flutuante (1 MW)	P&D (PD-00372-9990)	Instalada
Rosana - SP e Batayporã - MS	UHE Porto Primavera 1 (1540 MW)	+ UFVs (1,05 MWp)	P&D (PD-00061-0050, PD-00061-0054)	Instalada
Aimorés - MG	UHE Aimorés (330 MW)	+ UFV flutuante (0,1 MWp)	P&D (PD-09344-1704)	Fase de testes
Itumbiará - GO e Araporã - MG	UHE Itumbiara (2.082 MW)	+ UFV (0,8 MW) e UFV flutuante (0,2 MW) interligadas	P&D (PD-00394-1606)	Instalada
Grão Mogol - MG	PCH Santa Marta (1 MW)	+ UFV flutuante (1,2 MWp)	P&D (PD-04950-0632)	Em construção
Icapuí - CE	Complexo EOL Santo Inácio (52,5 MW)	+ UFV Flor de Mandacaru (1,03 MW)	P&D	Fase de testes
Fernando de Noronha - PE	UTE-diesel (4,759 MW)	+ EOL	P&D (PD-00043-0809, PD-00043-0516)	Em desenvolvimento

Fonte: ANEEL (2021).

Além disso, foi empreendido um projeto piloto por meio de uma outorga associada do complexo eólico Ventos de São Vicente 8 a 14 junto da usina solar fotovoltaica (UFV) Sol do Piauí também anteriormente a deliberação do normativo.

Ademais, apesar de estabelecer regras para a outorga, a contratação do uso dos sistemas de transmissão, tarifação dos empreendimentos e descontos nas tarifas de uso, a Resolução Normativa (REN) de número 954 também estabelece critérios para as medições das tecnologias de geração dos arranjos híbridos, garantia física do empreendimento e a forma de destinação da energia proveniente de fonte não hídrica, a qual não poderá ser alocada ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE foi criado por meio da Lei nº 9.648/1998 (BRASIL, 1998b) e Decreto nº 2.655/1998 (BRASIL, 1998a), com o intuito de compartilhar o risco hidrológico e financeiro associado à comercialização de energia. Coordenado pelo ONS, o MRE garante que as UHEs e PCHs participantes do sistema recebam seus níveis de

Garantia Física (GF) desde que toda a geração do mecanismo não esteja abaixo da GF total do sistema, de acordo com CCEE (2018).

5.4 Resolução normativa 954 - ANEEL

Como ponto de partida às definições e critérios estabelecidos pela ANEEL, por meio da REN nº 954 de Brasil (2021), a respeito das centrais de geração híbridas, esta seção do trabalho aborda sobre os principais tópicos trazidos pela recente regulação definindo-se, inicialmente, segundo a colocação de seu Art. 3º:

Central Geradora Híbrida (UGH) é uma instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia de geração ou não, objeto de outorga única.

O normativo estabelece que o registro de requerimento de outorga de autorização para exploração das UGHs com potência instalada superior a 5MW poderá ser requerido à ANEEL pelo representante legal do empreendimento ao apresentar documentação apropriada, segundo REN nº 876 de BRASIL (2020a), sendo que o requerimento de outorga será objeto de publicação de Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO).

Segundo a REN nº 876, o DRO consiste na permissão para que o agente interessado possa solicitar informação de acesso às concessionárias de distribuição ou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e às licenças ou autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e demais órgãos públicos em suas esferas federais, estaduais, municipais e Distrito Federal, sendo, porém, de não exclusividade, garantia, direito ou preferência de obtenção da Autorização para exploração do respectivo empreendimento.

O DRO possuirá prazo indeterminado, salvo aquele que contemple tecnologia de geração eólica, o qual possuirá vigência de 12 meses e poderá ser revogado quando o titular, de forma direta ou indireta, utilizá-lo para desestimular, impedir ou inibir outras iniciativas de exploração desse potencial na região. O agente também poderá solicitar renovação do DRO desse empreendimento à ANEEL. Além disso, a obtenção da outorga estará sujeita a garantia de cumprimento do valor de 5% do investimento do empreendimento eólico, como estabelecido no *caput* do art. 13 da REN nº 876.

Empreendimentos já existentes e objetos de outorga nos termos da REN nº 875 descrita em BRASIL (2020b) poderão ser ampliados por fontes de energia contempladas na REN nº 954 e serem enquadradas como UGHs.

As fontes de geração da UGH serão consideradas no ato de outorga de forma correspondente a potência instalada de cada tecnologia de geração. A tecnologia de geração é definida, segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 (BRASIL, 2021), como a técnica utilizada para conversão de uma fonte de energia primária em energia elétrica.

A REN nº 954 ainda aborda sobre a Faixa de Potência da UGH que é o intervalo de valores de potência compreendidos entre a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na UGH, e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração.

Nas UGHs sem individualização da medição por tecnologia de geração será aplicada às tarifas de uso do sistema de transmissão o menor percentual de desconto correspondente às fontes de energia consideradas na outorga, e para aferição dos limites de ultrapassagem de potência injetada será considerada a soma dos limites de ultrapassagem de potência injetada das tecnologias incentivadas, como previsto nas regras de comercialização contempladas na REN nº 77 de BRASIL (2004b).

Quando a UGH individualizar a medição de cada tecnologia o percentual de desconto às tarifas dos sistemas de transmissão será aplicável de forma proporcional à energia gerada por cada fonte mensalmente. Nesse caso a quantidade de energia incentivada passível de comercialização será a garantia física sazonalizada (mensal) para fins de lastro de cada tecnologia. Caso não haja garantia física publicada em ato específico para uma tecnologia ou para a UGH a quantidade de energia incentivada passível de comercialização será estabelecida pelas regras de comercialização da REN nº 77 que estabelece os procedimentos vinculados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

O Consumidor Especial de energia poderá adquirir energia comercializada pela UGH proveniente das tecnologias enquadradas na Lei nº 9.427 de BRASIL (1996), salvo quando houver medição individualizada e que atenda os critérios dispostos no art. 26 da referida Lei, para fazer jus a comercialização.

As UGHs compostas por tecnologia de geração hidráulica participantes do MRE deverão possuir medições distintas por Tecnologia de Geração. Essas tecnologias

não serão destinadas ao MRE, nem mesmo poderão ter sua garantia física destinada ao Mecanismo.

De acordo com a REN nº 954, UGHs que envolvam Tecnologias de Geração destinadas ao despacho centralizado pelo ONS deverão possuir medições distintas, e em hipótese alguma esses empreendimentos poderão promover prejuízos ao atendimento de contrato no ambiente regulado.

No que se refere à transmissão de energia, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) celebrados pelas UGHs incluirão o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e, para cada tecnologia de geração, a potência instalada e a carga própria. De acordo com a REN nº 1001/2022 (BRASIL, 2022), o MUST deve ser único e estar dentro dos limites estabelecidos pela faixa de potência definida no ato de outorga, subtraídas as parcelas das cargas próprias de cada tecnologia de geração. O MUST será, no mínimo, igual à soma dos MUST contratados no momento da hibridização.

Para fins de adequação, segundo a REN nº 1001/2022 (BRASIL, 2022), o MUST contratado em caráter permanente poderá ser aumentado a partir do segundo ano de contratação e mediante parecer de acesso, desde que com antecedência mínima de 90 dias para o aumento pretendido, ficando limitado a uma solicitação para o ano civil em curso. Será possível reduzir o MUST contratado uma vez ao ano, sendo em até 5% de forma não onerosa ou maior que 5% de forma onerosa, tendo como base o montante previamente contratado.

Após publicação da REN nº 954, cabe ao ONS propor as alterações necessárias nos procedimentos de rede para impedir sobrecarga provocada pelas UGHs, bem como a CCEE encaminhar a ANEEL as alterações cabíveis nas Regras e Procedimentos de Comercialização contemplando o disposto na resolução. Além disso a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR), como descrito em BRASIL (2021) será realizada no prazo de 6 anos a partir da publicação da REN nº 954 a fim de expor os efeitos decorrentes do normativo, os objetivos pretendidos e os alcançados em decorrência de sua implementação.

CAPÍTULO 6 – COMBINAÇÕES DE INTERESSE

Para De Jong *et al.* (2013), o Brasil está localizado em um ponto de interesse em termos de planejamento energético, e suas atuais tecnologias a partir de fontes renováveis serão de grande importância para o futuro próximo, no que tange a descarbonização.

Nesse sentido, é abordado sobre algumas combinações de fontes primárias para geração híbrida que têm surgido em pequenos estudos de implantação no Brasil, segundo EPE & MME (2018), e são de interesse da análise deste trabalho. A Figura 12 introduz essas combinações.

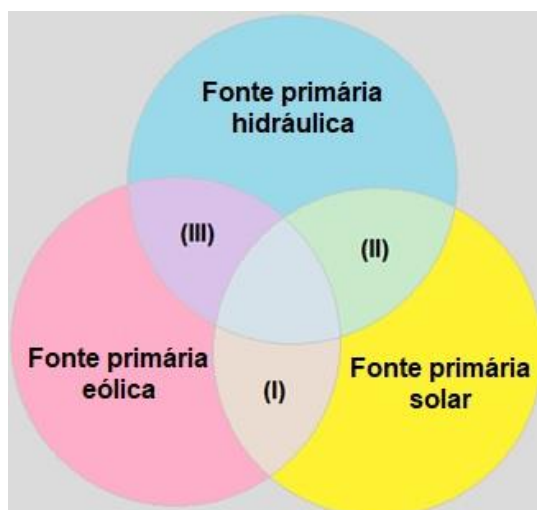


Figura 12 – Combinações de interesse para análise. Fonte: Autor.

As diferentes características observadas entre as fontes solar, hídrica e eólica possibilitam que arranjos distintos (I, II e III) sejam elaborados para maior aproveitamento da complementariedade entre elas, especialmente quando avaliadas em relação a suas características meteorológicas e geográficas.

Assim, no presente estudo é abordado sobre essas três combinações de acordo com a temática nacional, as agências e associações envolvidas, buscando ilustrar as perspectivas atuais e futuras além dos empecilhos que ainda comprometem os avanços no segmento da geração híbrida.

6.1 Sistema de geração híbrida solar-eólica

O Brasil possui um potencial considerável para a geração elétrica a partir das fontes energéticas solar e eólica. O regime de ventos possui excelentes características para geração de eletricidade como boa velocidade, baixa turbulência e uniformidade razoável como descrito por Feitosa *et al.* (2003). De acordo com dados da CEPEL (2017), a maior parte do potencial está no Nordeste, essa tendência pode ser visualizada na Figura 13.

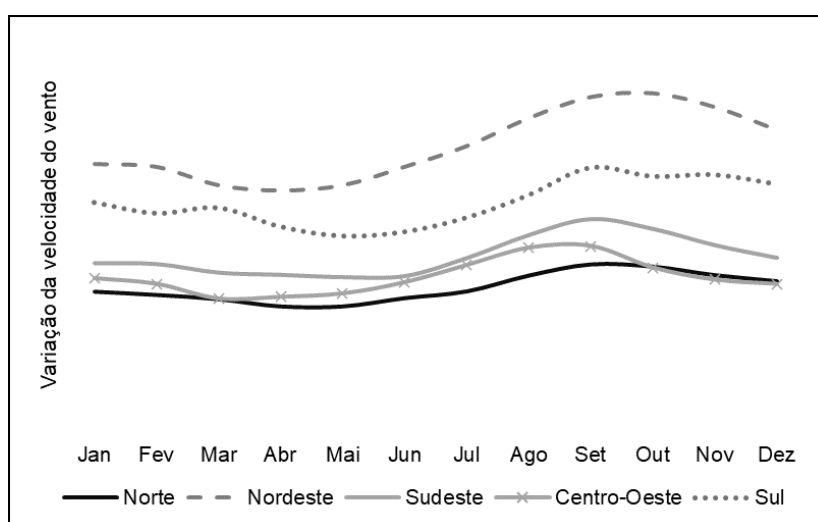


Figura 13 – Variação da velocidade do vento ao longo do ano. Fonte: (INMET, 2022).

Os níveis de irradiação solar em certas regiões do Brasil chegam aos mais altos do mundo e alguns estudos indicam que o potencial solar do país permite uma alta produtividade de energia, especialmente no Nordeste (Pereira *et al.*, 2017), como pode ser visualizado na Figura 14.

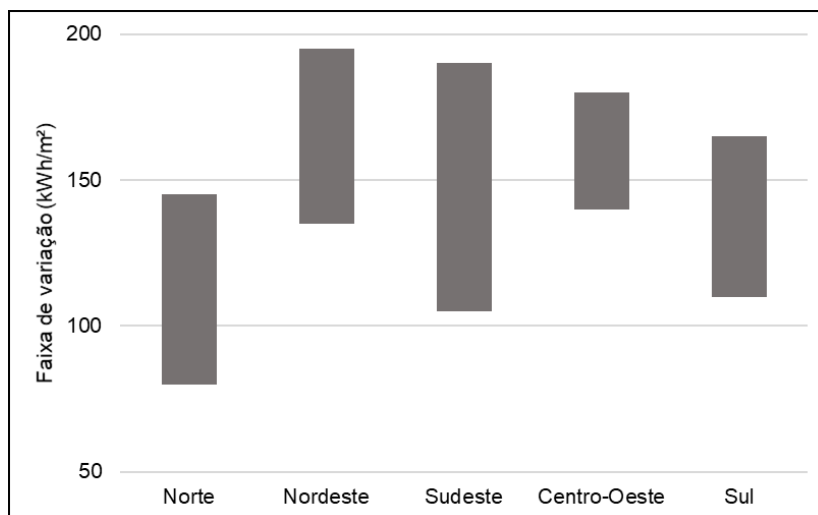


Figura 14 – Variação mensal da irradiação direta normal por Região do Brasil. Fonte: (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2021).

O nordeste brasileiro além de possuir grande potencial solar e eólico é beneficiado por uma grande extensão de terreno disponível. Muitas áreas com grande potencial solar também possuem potencial eólico, demonstrando que existem áreas de potencial para geração híbrida de energia elétrica solar-eólica.

Além da disponibilidade de ambas as fontes, De Jong *et al.*, (2017) abordam que o Nordeste apresenta médias de vento maiores durante a noite, enquanto a irradiação solar se intensifica durante o dia, o que possibilita que essas fontes operem em complementação. No Brasil, condições favoráveis para geração de energia encorajaram algumas companhias a implementar projetos piloto eólico-solar fotovoltaico, essas usinas estão localizadas em Tacaratu (Pernambuco) e em Caetitê/Igaporã (Bahia).

6.2 Sistema de geração híbrida solar-hidráulica

O crescimento da demanda não pode ser acompanhado por novas UHEs uma vez que o país caminha para um potencial hidráulico teórico cada vez mais difícil de ser aproveitado e novos projetos que vem sendo desenvolvidos na Região Norte passam por um processo de licenciamento ambiental muito sensível, como apresentado por Stiubiener *et al.* (2020). Nesse cenário, atrelado a preocupação ambiental discutida em UNFCCC (2015) e a redução das emissões de gases de efeito

estufa (GEE), há sempre o encorajamento pelo uso de outras fontes renováveis, assim como novos modelos.

Para Sahu *et al.* (2016) o Brasil possui dimensões continentais e grandes áreas para usinas solares, porém a aglomeração urbana e terras férteis para o cultivo não serão substituídas por esses empreendimentos, além disso, não faz sentido utilizar-se do desmatamento ou de áreas destinadas ao reflorestamento para construção dessas usinas.

Baseado no atual cenário brasileiro e pensando na implementação do sistema solar fotovoltaico para geração híbrida em conjunto com a fonte hídrica, têm-se um cenário composto por condições geográficas adequadas, irradiação solar e infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica já existente.

Sendo assim, assume-se a possibilidade de instalar uma usina fotovoltaica flutuante na superfície do reservatório de uma usina hidrelétrica, beneficiando-se da complementariedade entre essas fontes de geração. Perez *et al.* (2018) descrevem que essas UFVs podem produzir energia em conjunto das usinas hidrelétricas enquanto ocupam uma parcela da superfície dos reservatórios monitorados.

Alguns autores como Sacramento *et al.* (2015) e Rosa-Clot *et al.* (2017) afirmam que Instalações fotovoltaicas sobre a água são em média 10 – 11% mais eficientes do que aquelas instaladas no solo porque trabalham em temperaturas mais baixas. Além disso Perez *et al.* (2018) aborda que fazer o uso do reservatório da usina hidrelétrica para instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes possui o benefício de reduzir a perda por evaporação, incrementando a disponibilidade de água para geração de energia.

Do ponto de vista estrutural, Martín (2019) afirma que a necessidade de dispositivos apropriados para a instalação dos módulos flutuantes promove custos mais elevados para esses sistemas, como por exemplo o uso de flutuadores, pontos de ancoragem e amarração. Entretanto essas plantas podem suportar taxas mais altas de sujeira e degradação por desfrutarem de melhores rendimentos devido ao maior potencial de resfriamento para os painéis.

O estudo de Silvério *et al.* (2018) também concluiu que uma UFV flutuante operando nessa combinação híbrida pode representar uma oportunidade de preservar o reservatório hídrico em períodos de seca e conseqüentemente reduzir a dependência do acionamento térmico para atendimento das demandas do sistema.

Nem todas as usinas hidrelétricas possuem reservatórios ajustáveis, algumas aproveitam o fluxo de água dos rios. Entretanto, Stiubiener *et al.* (2020) confirmaram que mesmo essas usinas que não possuem reservatórios de regulação podem fazer o uso dos painéis fotovoltaicos flutuantes, compensando as restrições da taxa de fluxo de água durante o dia.

Segundo Stiubiener *et al.* (2020) a crescente implantação das usinas solares fotovoltaicas flutuantes tem ocorrido principalmente na Ásia. No Brasil, devido à grande quantidade de Hidrelétricas em operação, a integração desse modelo é uma excelente opção, como os modelos ainda em fase de testes na usina hidrelétrica de Balbina em Presidente Figueiredo (AM) e na UFV flutuante ainda em desenvolvimento no reservatório da Usina Hidrelétrica de Sobradinho (BA).

Aliado aos aspectos técnicos e econômicos, vários aspectos socioambientais devem ser considerados ao projetar esse sistema híbrido. Alguns desses aspectos estão relacionados aos impactos visuais, segurança de instalação, turismo e lazer, impactos na qualidade da água, na flora aquática, na vida dos animais aquáticos e no habitat das aves. Martín (2019) estabelece que diversos desses aspectos devem ser continuamente observados e monitorados, por serem passíveis de impacto a longo prazo.

6.3 Sistema de geração híbrida eólico-hidráulica

A energia eólica tem sido considerada como a mais promissora entre as fontes renováveis. Em seus trabalhos, Hennessy e Kuntz (2005) e Kumar *et al.* (2016) apresentam como as melhorias tecnológicas e econômicas têm feito com que essa fonte penetrasse muito bem no mercado.

Entretanto, Mcdowall (2006) aborda que a energia eólica ainda está longe de conseguir suprir a demanda global por eletricidade sozinha. A maioria dos parques eólicos estão conectados em redes, buscando minimizar seus efeitos adversos atrelados a intermitência da velocidade dos ventos. Para Ren *et al.* (2017) essa situação implica na necessidade de abastecimento de energia alternativa para equilibrar a demanda e complementar a geração de eletricidade em períodos em que o vento não for capaz de atender.

Uma alternativa viável é a utilização de tecnologias de armazenamento, as quais promovem uma estabilidade suficiente para manter a linha de geração eólica compatível com a rede. A geração hidrelétrica e seus reservatórios podem representar uma dessas tecnologias. Bueno e Carta (2006) e Farahmand *et al.* (2015) abordam que o conjunto hídrico-eólico tem vantagem de possibilitar uma resposta rápida e flexível para atender a demanda de eletricidade variável no tempo.

Essa complementariedade é reforçada ao analisar a sazonalidade dessas fontes ao longo do ano. Em contraste a predominância dos ventos a partir do segundo semestre anual, o volume de águas responsável pelo abastecimento dos reservatórios para geração hidrelétrica possui regime distinto ao longo do território. No Norte há uma predominância entre dezembro e agosto e no Nordeste entre dezembro e julho, enquanto que o Sudeste/Centro-oeste pode variar bastante entre o início do verão e final de agosto a depender da localização e a região Sul apresenta seus melhores índices entre a primavera e o verão. Essa tendência apresentada por Amarante *et al.* (2001) também pode ser observada na Figura 15, onde a Energia Armazenada em Reservatórios (EAR) representa as reservas hidráulicas no país.

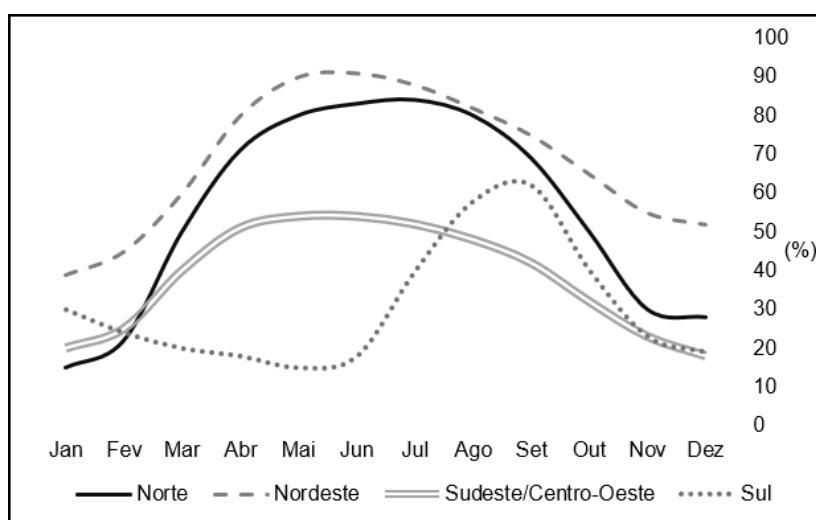


Figura 15 – Porcentagem da EAR por Subsistema do ONS em 2020. Fonte: (ONS, 2021).

A energia eólica apesar de promissora enfrenta barreiras atreladas a sua disponibilidade imprevisível, tornando sua geração inflexível. Entretanto, para Leite *et al.* (2014) quando utilizada em conjunto com outras fontes de geração como a hídrica, que possibilita a estocagem na origem, torna-se economicamente viável. Tiago Filho (2010) exemplifica que o uso combinado de uma Pequena Central Hidrelétrica com

um Parque Eólico permite a utilização do reservatório como regulador e armazenador de energia para o sistema híbrido, de forma conveniente.

Também existe a aplicação do conjunto para sustentar uma Central Hidrelétrica Reversível, que é uma forma de armazenamento de energia. O arranjo descrito por Teixeira (2012) é capaz de transformar a energia elétrica proveniente dos geradores eólicos em energia potencial por meio do bombeamento da água para um reservatório a montante durante os períodos de pouca demanda, para atender horários de pico onde essa água será turbinada para geração de energia elétrica.

CAPÍTULO 7 – METODOLOGIA

Para iniciar os procedimentos de simulação dos sistemas de geração híbrida será necessário estabelecer a amostra, de forma que ela contemple empreendimentos instalados em todas as regiões do Brasil para fins de análise do potencial de complementariedade das fontes estudadas.

Nesse sentido, na presente metodologia propõem-se estabelecer que cada estado brasileiro seja inserido na análise, de forma que os potenciais energéticos sejam evidenciados em suas melhores condições, possibilitando a comparação de resultados pela malha territorial e apontando os locais que são beneficiados.

Para análise da viabilidade econômica desses empreendimentos o trabalho segue uma metodologia semelhante àquela apresentada em Vasconcellos (2018), realizada a partir da ferramenta computacional auxiliar denominada *Homer Pro®*, disponibilizada por HOMER SOFTWARE (2022).

A metodologia adotada possibilita que a análise econômica considere valores gerais de custo por quilowatt (kW) instalado dos empreendimentos, além de um preço de energia com base nos leilões de energia renováveis já realizados. Nos casos em que as condições assumidas não se mostraram viáveis economicamente pode ser determinado o preço do quilowatt instalado que torna o arranjo híbrido a opção mais atrativa economicamente.

Outros aspectos que podem ser observados ao longo da análise estão relacionados ao fator de capacidade estabelecido pela usina híbrida e pelas parcelas eólica, solar e hidráulica, além de considerar novas condições e normas estabelecidas pela recém vigorada Resolução Normativa nº 954 apresentada em BRASIL (2021).

A metodologia detalhada é apresentada a seguir.

7.1 Ferramenta computacional – *Homer Pro®*

De acordo com HOMER® SOFTWARE (2022), o programa *Homer Pro®* otimiza projetos de microrredes a serem implantados em qualquer lugar, tais como vilas, ilhas,

conectados ou não à rede elétrica convencional. Este programa agrupa três aspectos, a saber: simulação, otimização e análises de sensibilidade do sistema.

A partir da simulação do sistema, a ferramenta computacional buscará os melhores resultados aliando a disponibilidade dos recursos energéticos, tecnologias e os custos associados. Desta forma, busca-se a viabilidade técnica-econômica.

Quanto à otimização, o programa executa todas as combinações possíveis de tipos de sistema em uma única execução e, em seguida, classifica os sistemas de acordo com a variável de otimização de escolha.

O último aspecto, a análise de sensibilidade, permite que o usuário em dúvida quanto à importância de uma determinada variável controlável possa atribuir valores e possibilitar que sejam apresentados os melhores resultados.

O *Homer Pro*[®] necessita de dados e modelagem adequados para que os resultados gerados sejam coerentes. De forma geral, o programa é composto pelos módulos a serem alimentados pelo usuário, a saber: carga, componentes, recursos e projeto. Após a inclusão de dados e simulação é disponibilizado o diagrama esquemático do sistema e os resultados, que em conjunto auxiliam na tomada de decisão quanto à escolha do melhor arranjo de geração a ser aplicado.

Para novos usuários o programa disponibiliza um período de 21 dias para interação gratuita, entretanto é necessário acessá-lo por meio de uma assinatura paga após a vigência dessa avaliação, seja por profissionais, instituições ou estudantes. Para o desenvolvimento desse trabalho foi necessário aderir uma assinatura em sua versão estudantil financiada pelo próprio autor.

Para construção e simulação do sistema no *Homer Pro*[®] realizou-se um estudo preliminar dos custos e recursos disponíveis para geração de energia do empreendimento, a fim de que os dados fossem inseridos no programa. O processo de execução do modelo é descrito a seguir, a partir da Figura 16.

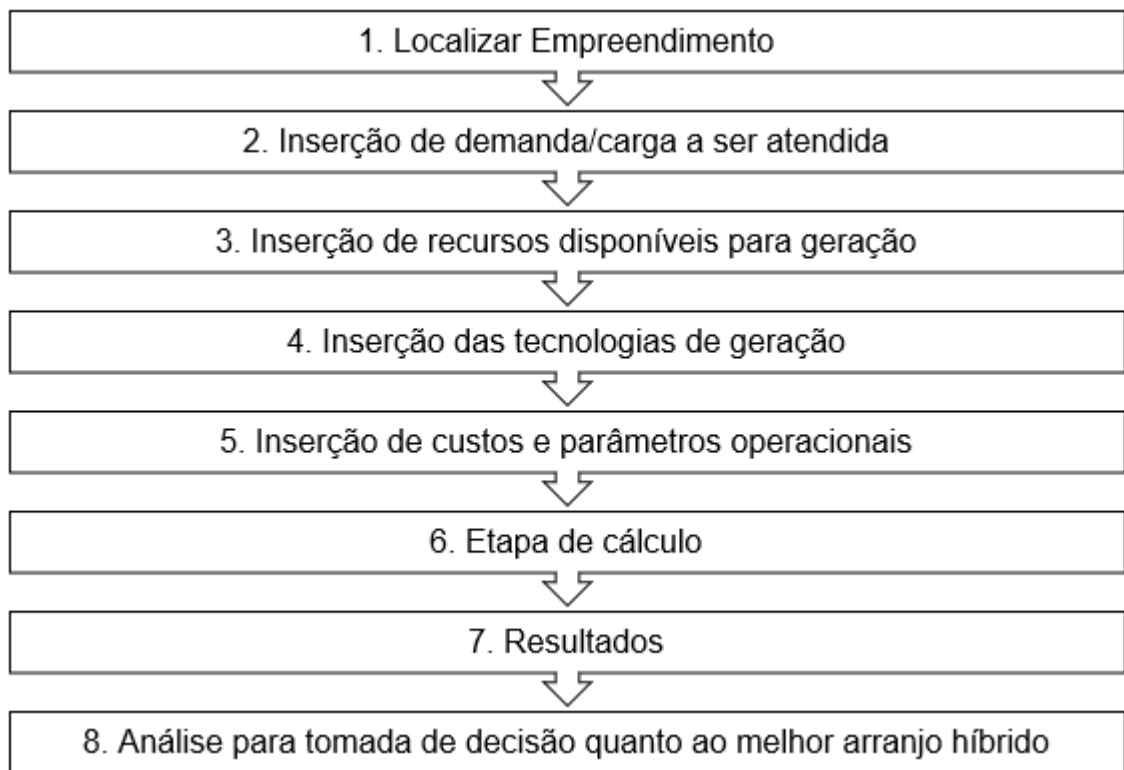


Figura 16 – Etapas para modelagem do empreendimento no *Homer Pro@*. Fonte: Autor.

Inicialmente deve-se inserir a localização do empreendimento, dessa forma é possível solicitar ao programa que importe os dados médios dos recursos energéticos que serão utilizados na etapa de número 3 como, por exemplo, a irradiação solar, temperatura e velocidade do vento.

A inserção da carga é essencial para que na etapa 6 o programa forneça os melhores resultados para definir a melhor forma de atendimento à demanda, por isso a carga considerada corresponde a potência instalada de cada tecnologia de geração. Para o desenvolvimento da análise deste trabalho foi proposto a aplicação da demanda sendo igual a potência instalada das usinas, de modo que as simulações forneçam as proporções que cada sistema pode alcançar segundo suas próprias características, semelhante ao modelo aplicado por Vasconcellos (2018).

Além disso, a modelagem criteriosa das tecnologias de geração, seus custos e parâmetros operacionais é indispensável para que os resultados obtidos se aproximem adequadamente aos quesitos de realidade e confiabilidade da análise.

A partir dos dados inseridos é possível solicitar que o programa calcule os resultados do empreendimento híbrido, considerando as restrições e parâmetros previamente informados. A partir desta etapa é possível fazer a análise dos resultados segundo os critérios estabelecidos.

Para viabilidade do empreendimento o *Homer Pro*[®] considera alguns fatores comumente aplicados em uma análise econômica, que são importantes para o planejamento energético e fomentam a previsão de crescimento das fontes energéticas, possibilitando conhecer seu desempenho financeiro.

Nesse sentido, a análise está apoiada na tomada de decisão quanto ao melhor arranjo energético avaliando-se o dispêndio financeiro em VPL (valor presente líquido) que é capaz de atender a demanda do sistema de forma mais barata quando comparada com os outros arranjos.

Além disso, é considerado o custo da energia de acordo com seu custo nivelado de eletricidade, ou no inglês, *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*. O LCOE corresponde ao custo anual da energia, previsto no manual de inventário de centrais hidrelétricas do CEPEL (2007) e desempenha um papel fundamental na construção de um portfólio de análise para essas usinas, já que sumariza todos os custos ao longo de sua vida útil e expressa um preço mínimo de venda de energia para que o empreendimento seja viável economicamente durante sua vida útil (IEA, 2020).

Esse parâmetro é calculado automaticamente junto a saída de resultados das simulações do *Homer Pro*[®], onde também é denominado por “COE”. Sua relação com os dados de entrada é apresentada na Equação 2 (IEA, 2020).

$$LCOE = \frac{\sum_1^n \frac{C_{om}}{(1+i)^n} + I}{\sum_1^n \frac{E}{(1+i)^n}} \quad (2)$$

Onde:

C_{om} : custo de operação e manutenção de cada ano [R\$/ano];

I : investimento inicial de capital necessário para implantação da usina [R\$];

E : Energia elétrica produzida a cada ano [MWh/ano];

i : Taxa de desconto anual [%];

n : vida útil da usina.

Seguindo a abordagem apresentada em Vasconcellos (2018), a ferramenta computacional desempenhará suas funções para determinar os seguintes quesitos necessários para análise dos empreendimentos:

- A geração e o fator de capacidade do aproveitamento do potencial hidráulico, eólico e solar em cada simulação;
- O valor presente líquido do arranjo híbrido considerando um preço atual médio por kWh instalado;
- O custo nivelado de eletricidade dos empreendimentos simulados;
- O preço do kWh que viabiliza o arranjo híbrido de cada simulação, considerando o preço mínimo, máximo e médio registrado nos leilões da ANEEL para essas energias renováveis no Brasil.

O *Homer Pro®* conta com sua ferramenta própria de otimização para examinar todas as combinações possíveis dos sistemas em uma única execução e classificá-los de acordo com as variáveis desejadas. Além disso, HOMER® SOFTWARE (2022) afirma que o programa é capaz de simplificar o processo de elaboração dos sistemas para identificar as opções de menor custo, além de adequar os parâmetros econômicos para atender a determinados critérios como, por exemplo, exibir a variação do custo nivelado de eletricidade mediante o rearranjo dos sistemas.

Diante da ferramenta computacional utilizada faz-se necessário determinar alguns parâmetros para refinamento das informações e alcance dos resultados confiáveis. Sendo assim, a seguir são descritos os procedimentos metodológicos considerados para cada tecnologia de geração a ser inserida no *Homer Pro®*.

7.1.1 Potencial de geração hidráulica

A tecnologia de geração hidráulica utilizada nas simulações corresponde à Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) devido à proximidade de suas características às demais tecnologias a serem utilizadas, como quanto a sua potência, parâmetros econômicos e os critérios abordados na Resolução Normativa 954.

Para análise da parcela de geração hidráulica da UGH simulada no *Homer Pro®*, é necessário fazer a inserção dos dados históricos de vazões médias mensais, os quais podem ser consultados em ANA (2022). Nessa etapa foram utilizadas as séries históricas das vazões médias mensais do período entre 2021 e 2022.

Nesse sentido, os valores obtidos possibilitam complementar as informações técnicas dos empreendimentos em análise, de forma a preservar a segurança das simulações. Assim é possível realizar a inserção das vazões médias mensais no *Homer Pro®* para etapa inicial de construção do arranjo, representando a parcela hidráulica conforme a Figura 17.

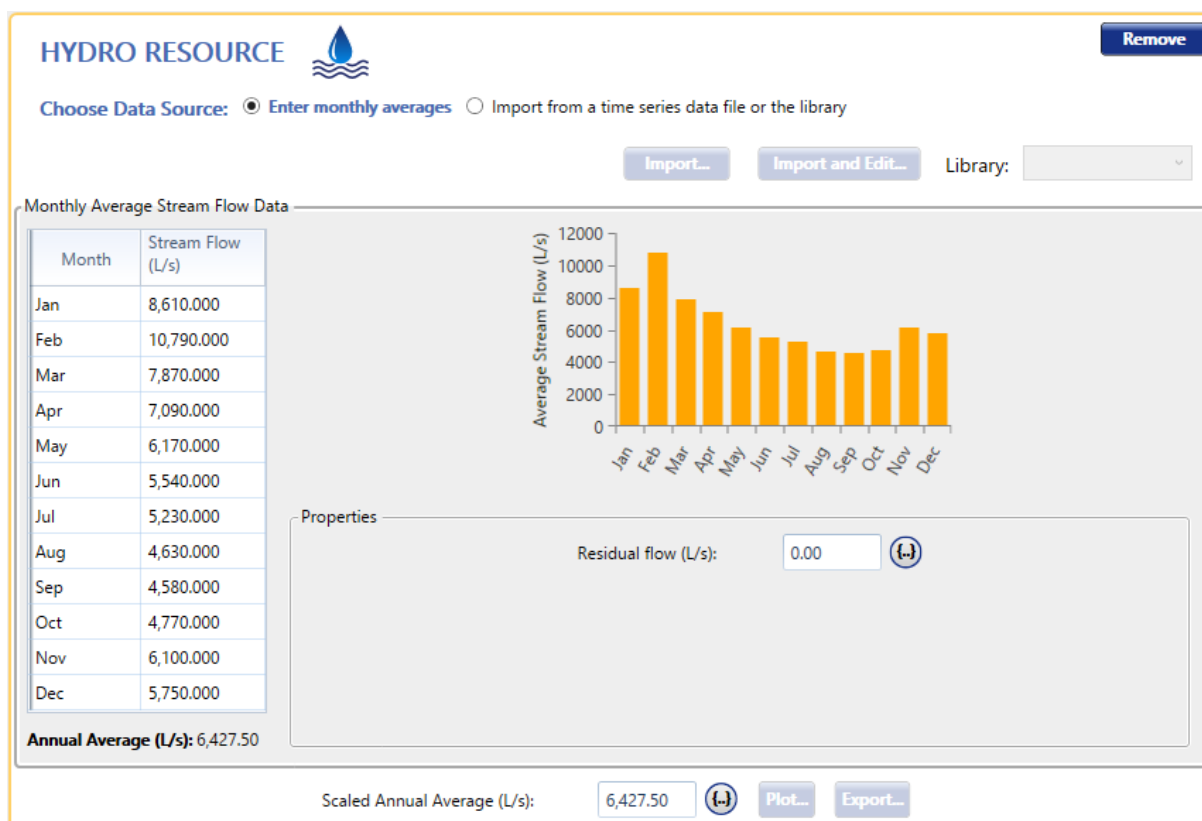



Figura 17 – Exemplo de inserção de dados hidrológicos no *Homer Pro®*. Fonte: Autor.

Após disponibilizado o recurso para geração hidráulica são inseridos os dados referentes ao dimensionamento e custos da parcela hidrelétrica do arranjo híbrido, os quais envolvem investimento inicial de capital, ou do inglês, *capital expenditures (CAPEX)*, substituição, O&M (operação e manutenção), vida útil e características da turbina para definição da capacidade nominal do sistema.

Assim, os dados são inseridos no *Homer Pro®* conforme apresentado na Figura 18.

HYDRO 

Name: Abbreviation:

Economics

Capital Cost (R\$):

Replacement Cost (R\$):

O&M Cost (R\$/yr):

Lifetime (years):

Turbine

Available head (m):

Design flow rate (L/s):

Minimum flow ratio (%):

Maximum flow ratio (%):

Efficiency (%):

Nominal Capacity: 1,059.480 kW

Electrical Bus AC DC

Intake Pipe

Pipe head loss (%):

Systems to consider

- Simulate systems with and without the hydro turbine.
- Include the hydro turbine in all simulated systems.

Figura 18 – Exemplo de inserção de parâmetros da parcela de geração hidráulica. Fonte: Autor.

Como executado por Vasconcellos (2018), considerou-se um rendimento do grupo gerador de 85%, aproveitamento de 80% da altura da barragem e uma perda de carga de 5%.

Para preenchimento das variáveis econômicas a serem consideradas nas simulações tomou-se como base estudos do caderno de preços da geração 2021 apresentados em EPE (2021b). O CAPEX do investimento inclui obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente, além de custos indiretos ao empreendimento. O custo de O&M reflete na soma dos custos, despesas fixas e variáveis e a vida útil atribuída considera os equipamentos utilizados nas usinas e os respectivos prazos contratuais estabelecidos em leilões. Esses e demais custos podem ser visualizados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros econômicos por tipo de oferta.

Tipo de oferta	CAPEX (R\$/kW)	O&M (R\$/kW/ano)	Fator de Capacidade médio (%)	Encargos (R\$/kW/ano)	Vida útil (anos)
PCH	6.000 a 11.000	90	50	180	30
Fotovoltaica	2.800 a 4.500	50	30	150	25
Fotovoltaica Flutuante	3.500 a 5.625	65	25	180	25
Eólica	3.800 a 5.500	90	50	180	20

Fonte: EPE (2021b).

O *CAPEX* de referência baseia-se devidamente em dados avaliados e declarados por empreendimentos participantes de leilões de geração de energia, prestados por fabricantes e agentes de mercado, entre outras referências internacionais. Além disso, o valor estabelecido para os encargos considera os impostos quando aplicáveis para determinadas fontes: PIS/COFINS, IR, CSLL, P&D, CFURH, UBP, TFSEE, TUST e TUSD.

Quanto a conexão à rede das UGH simuladas, considerou-se as médias gerais para as usinas de geração renováveis que contemplam as tecnologias de geração de utilizadas, não distinguindo se a conexão é feita através da rede de transmissão ou distribuição, mas generalizada de acordo com os custos estabelecidos pelos parâmetros da Tabela 4.

7.1.2 Posicionamento e localização das usinas simuladas

Devido a particularidade de as PCHs dependerem de localizações mais específicas para sua construção, tomou-se como referência alguns pontos de interesse sendo alguns localizados onde já se situam usinas de geração hidráulica, os quais possibilitam o acesso as séries de vazões. Dessa forma, a partir dessas localizações foram registrados e inseridos no *Homer Pro*[®] os demais recursos e parâmetros necessários para elaboração dos sistemas de geração híbrida.

Essas localidades foram distribuídas ao longo do território brasileiro possibilitando que a análise forneça dados comparativos entre as regiões, a fim de auxiliar na determinação dos melhores pontos para cada arranjo, bem como avaliar individualmente e registrar as melhores condições para sua atratividade.

As simulações foram executadas nas coordenadas descritas na Tabela 5.

Tabela 5 – Localização das simulações executadas no *Homer Pro®*.

Usina	Latitude	Longitude	Estado	Região
01	-30,7879	-52,6297	RS	SUL
02	-28,0127	-49,1230	SC	
03	-25,8203	-49,0650	PR	
04	-23,1494	-47,7944	SP	SUDESTE
05	-19,1636	-43,6713	MG	
06	-22,1394	-42,3520	RJ	
07	-20,3934	-40,5726	ES	
08	-13,5438	-59,0306	MT	CENTRO-OESTE
09	-19,0576	-52,5320	MS	
10	-16,7850	-47,8851	GO	
11	-13,3389	-44,6330	BA	NORDESTE
12	-8,6533	-35,2183	PE	
13	-7,0233	-37,9481	PB	
14	-5,6690	-36,8804	RN	
15	-11,4682	-46,8148	TO	NORTE
16	-8,7685	-54,9517	PA	
17	3,8019	-51,8769	AP	
18	-11,9854	-62,1796	RO	

Fonte: Autor.

A Figura 19 apresenta a distribuição dos pontos simulados ao longo do território.



Figura 19 – Distribuição das simulações no território brasileiro. Fonte: Autor.

7.1.3 Potencial de geração solar fotovoltaica

A parcela correspondente à geração solar fotovoltaica dos sistemas híbridos foi dimensionada considerando-se, para fins comparativos, dois tipos de construção, a solar fotovoltaica em solo e a solar fotovoltaica flutuante.

A simulação solar fotovoltaica em solo considera que a instalação dos painéis é feita em terreno plano e devidamente apropriado para alocação desse sistema, ainda que em local próximo a outra fonte de geração, que pode ser eólica ou uma pequena central hidrelétrica. Nesse sentido é determinado que esses arranjos possuem área própria para perfeito condicionamento da usina solar, sendo os demais cálculos necessários para esse fim realizados em cada caso através do *Home Pro*[®], bem como a geração de energia elétrica e custos do sistema.

Para o levantamento do potencial de aplicação de painéis fotovoltaicos flutuantes assume-se a possibilidade de aproveitamento de uma porcentagem da área dos reservatórios das pequenas centrais hidrelétricas para instalação dos painéis. A diferença nos dados de entrada entre os painéis em solo e flutuantes está nas variáveis econômicas como *Capex* e *O&M*, e nas variáveis técnicas como eficiência dos painéis fotovoltaicos, fator de depreciação, efeitos da temperatura e refletância do solo.

De acordo com a metodologia aplicada por Vasconcellos (2018) a disposição dos painéis considera que a superfície dos reservatórios é plana, sem inclinação e sem pontos de sombreamento exceto aqueles gerados pelas próprias estruturas dos painéis e sua fixação.

O layout quanto a melhor disposição segue as disposições apresentadas por Silvério *et al.* (2018), onde aplica-se a utilização de painéis genéricos compostos por silício policristalino. Além disso, definiu-se que a orientação dos painéis dar-se-á na direção Leste-Oeste com a instalação de módulos consecutivos lado-a-lado e um espaçamento de 1m entre as placas para limpeza e manutenção.

Os dados de irradiação solar diária e temperatura são importados pelo próprio programa *Homer Pro®* e, a partir desse esquema é considerado o montante orçamentário inicial, substituição, O&M e vida útil do projeto, sendo necessário substituir os inversores após 15 anos de funcionamento. Esses parâmetros econômicos foram apresentados na Tabela 4.

A Figura 20 ilustra a inserção desses dados no programa, bem como as características do painel fotovoltaico genérico demonstrado. Ressalta-se que a projeção de custos para outros potenciais é considerada linear pelo *Homer Pro®*.

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	2,500.00	2,500.00	10.00

Lifetime time (years)
25.00

Figura 20 – Exemplo de inserção de parâmetros da parcela de geração solar. Fonte: Autor.

7.1.4 Potencial de geração eólica


A tecnologia de geração eólica prevê a utilização de um parque eólico composto por aerogeradores (ou turbinas eólicas). Para atender esse potencial, é necessário inserir os dados no *Homer Pro*[®]. A velocidade média diária do vento é importada pelo próprio programa a uma altura padrão de 10 metros, e corrigida para a altura adequada ao modelo de aerogerador utilizado nas simulações.

Para definição do modelo de aerogerador a ser aplicado no parque eólico deve-se realizar um estudo preliminar dos modelos que mais se adequam as velocidades de vento disponíveis em cada localidade, como descrito no estudo de Silva *et al.* (2022). Em Vasconcellos (2018) é apresentado que aqueles que possuem fator de capacidade mais elevado indicam a possibilidade de aplicação.

O modelo utilizado, de caráter genérico, possui características comuns baseada na maioria dos aerogeradores comerciais e é disponibilizado pelo próprio *Homer Pro*[®]. Tal modelo de turbina eólica possui potência de 1MW, opera a 80 metros de altitude e suas características técnicas e econômicas estão dispostas na Tabela 4.

Para fins comparativos pode-se utilizar mais de um modelo de aerogerador e deixar que o programa defina a melhor possibilidade, sendo apenas necessário definir os parâmetros iniciais de instalação, entretanto diante da metodologia aplicada será utilizada apenas o modelo genérico que possibilitará analisar os arranjos e características de cada sistema simulado, de modo que distintos modelos não provoquem alterações nas características das amostras, além desse modelo possuir as características previamente pesquisadas e de acordo com seus parâmetros baseados nas médias gerais do território nacional.

As demais características da parcela eólica como direção, rugosidade, velocidade do vento são fornecidas pelo próprio *Homer Pro*[®] baseado nas características de cada localidade dos sistemas. A Figura 21 exemplifica a inserção de dados do aerogerador.

WIND TURBINE  Name: Abbreviation:

Properties

Name: **Generic 1 kW**

Abbreviation: **G1**

Rated Capacity (kW): **1**

Manufacturer: **Generic**

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$7,000.00	\$7,000.00	\$70.00

Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input

Lifetime (years): Hub Height (m):

Consider ambient temperature effects?

Quantity Optimization

HOMER Optimizer™

Search Space

Advanced

Electrical Bus

AC DC

Figura 21 – Exemplo de inserção de parâmetros da parcela de geração eólica. Fonte: Autor.

Um resumo dos dados de entrada utilizados no *Homer Pro*® pode ser conferido na Tabela 6, fazendo distinção dos parâmetros utilizados por cada tecnologia de geração.

Tabela 6 – Dados de entrada para as tecnologias de geração no *Homer Pro*®.

Dados de entrada	PCH	UFV	EOL	UFV-F
Capital (R\$/kW)	8500,00	3650,00	4650,00	4575,00
Substituição (R\$/kW)	8500,00	3000,00	3487,00	4100,00
O&M (R\$/kW/ano)	90,00	50,00	90,00	65,00
Vida útil (anos)	25	25	25	25
Altura do eixo (m)	-	-	80	-
Perdas de carga (%)	5,00	-	-	-
Fator de depreciação (%)	-	90,00	-	99,00
Refletância do solo (%)	-	30,00	-	10,00
Efeitos da temperatura na energia (%/°C)	-	-0,41	-	-0,41
Eficiência padrão (%)	-	17,30	-	17,30
Temperatura nominal operacional da célula (°C)	-	45,00	-	45,00

Fonte: Autor.

7.2 Análise de viabilidade econômica

A viabilidade dos sistemas de geração é avaliada após a saída de resultados do *Homer Pro®*. Nessa etapa, discute-se sobre seus critérios de análise e sensibilidade do programa a fim de expor as consequências da hibridização das tecnologias de geração estudadas.

A análise econômica feita pelo *Homer Pro®* baseia-se no *Net Present Cost* (NPC), ou Valor Presente Líquido (VPL). O NPC contempla o valor presente dos custos do empreendimento no decorrer de sua vida útil. Partindo desse princípio, ressalta-se que os custos em análise estão relacionados com o *CAPEX* inicial, substituição de equipamentos e O&M, enquanto os ganhos decorrem da venda da energia produzida para o sistema.

De acordo com o enunciado, pode-se observar as variáveis que impactam nos resultados do VPL na Equação 3, sendo que o mesmo se aplica para o NPC utilizado pelo *Homer Pro®*.

$$VPL = \sum_{n=0}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (3)$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido [R\$];

FC: fluxo de caixa considerando os ganhos e descontadas as perdas [R\$];

t: tempo na ocorrência do fluxo de caixa [anos];

i: taxa de desconto considerada para a análise [%];

n: período de tempo considerado para a análise [anos].

Para determinar a variável “i” deve-se considerar que a taxa de desconto a ser aplicada corresponde ao retorno exigido para o investimento em questão, e do ponto de vista do investidor, ela está diretamente relacionada ao risco associado a esse investimento que deve ser equivalente ao retorno esperado ao se investir em outro projeto com perfil de risco similar.

Sendo assim, a taxa de desconto (calculada em porcentagem ao ano) foi definida baseando-se nos estudos de EPE (2021b), já que se considera em termos reais faixas de custos aplicadas em distintos cenários, para melhor identificação dos resultados. Tal parâmetro tem como referência a metodologia do custo médio ponderado do capital, e como os valores já adotados neste trabalho consideram as médias brasileiras, a taxa de desconto nominal utilizada desconsidera os impactos da inflação e foi estabelecida em 8%, já que os cenários de EPE (2021b) consideraram variações de 6, 8 e 10% para mínimo, médio e máximo ganho.

No que tange aos ganhos atribuídos aos empreendimentos devido a venda de energia ao longo dos anos, alguns critérios devem ser seguidos sendo que o preço dessa energia deve considerar as seguintes questões, apresentadas por Vasconcellos (2018):

- O maior valor verificado nos leilões de energia renováveis;
- A média nos leilões de energia renováveis;
- O menor valor verificado nos leilões de energia renováveis.

Dessa forma pode-se obter o balanço adequado aos empreendimentos desenvolvidos no cenário, sendo que as usinas que não conseguem se viabilizar nessas condições tiveram calculadas os preços do kW instalado que tornam a UGH atrativa economicamente.

Esse preço é calculado pelo *Homer Pro*[®], e identificado como LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), e para fins de comercialização os arranjos que apresentarem esses custos semelhantes aos preços praticados pelas mesmas tecnologias de geração em leilões da ANEEL são considerados adequados para proposta de geração híbrida.

Quanto a Garantia Física (GF) da UGH, já foi apresentado em BRASIL (2021) que as usinas participantes do MRE ou destinadas ao despacho centralizado pelo ONS deverão possuir medições distintas quanto a geração, e apenas as tecnologias de geração hidráulica terão sua GF destinada ao mecanismo. A resolução, por outro lado, considera a potência instalada de cada tecnologia de geração no ato de outorga e estabelece a faixa de potência da UGH, calculada a partir da Equação 4.

$$\text{Faixa de Potência (FP)} = \text{entre } PT \text{ e } \sum Pt \quad (4)$$

Sendo:

PT: soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na UGH [kW];

Pt: soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração [kW].

Além disso também será analisado o fator de capacidade de cada tecnologia de geração do arranjo híbrido, que corresponde a razão entre a geração efetiva de uma usina no período determinado e a capacidade máxima de geração no mesmo intervalo. Esse conceito técnico é interpretado como o percentual em relação a potência total no qual a usina opera em plena carga ou a potência média em determinado intervalo de tempo. Quanto mais próximo de 1 (100%) maior é a geração de energia das usinas em relação a sua própria capacidade instalada. O fator de capacidade das usinas pode ser calculado a partir da Equação 5 (MEGAWHAT, 2023).

$$FC = \frac{E}{P * t} * 100 \quad (5)$$

Onde:

FC: fator de capacidade da usina [%];

E: energia gerada no período da análise [kWh];

P: potência instalada, assegurada, ou garantida pelo sistema [kW];

t: intervalo de tempo considerado [h].

As tecnologias de geração envolvidas nas usinas estudadas possuem fatores de capacidade bem distintos, portanto, para o dimensionamento do fator de capacidade das usinas híbridas algumas variáveis são aplicadas na Equação 5 e, de acordo com a REN nº 954, deve-se considerar a faixa de potência da hibridização. Logo, para determinar o fator de capacidade utiliza-se a Equação 6, descrita a seguir.

$$FC_{UGH} = \frac{E_1 + E_2}{(P_1 + P_2) * t} * 100 \quad (6)$$

Onde:

FC_{UGH} : fator de capacidade da usina híbrida [%];

E_1 : energia gerada pela primeira tecnologia de geração no período da análise [kWh];

E_2 : energia gerada pela segunda tecnologia de geração no período da análise [kWh];

P_1 : potência instalada, assegurada, ou garantida pela primeira tecnologia de geração [kW];

P_2 : potência instalada, assegurada, ou garantida pela segunda tecnologia de geração [kW];

t : intervalo de tempo considerado [h].

Ao fim das execuções, é possível avaliar quais são os melhores arranjos dessas tecnologias de geração para cada região no Brasil, de forma que a sazonalidade e intermitência das fontes renováveis possa ser aproveitada para garantia de suprimento estável e viável à comercialização.

7.3 Análise de riscos e incertezas

A geração de energia a partir de fontes renováveis conta com a característica sazonal da disposição de recursos energéticos, intermitência e suscetíveis variações de aspectos econômicos e de mercado ao longo de um horizonte de análise.

Dessa forma pôde-se desenvolver ferramentas auxiliares à análise preliminar dos sistemas de geração, esperando que tais variações possam ocorrer, a partir de parâmetros pré-estabelecidos ou estatisticamente calculados.

Nesse sentido é apresentado a análise de riscos e incertezas que comprometem diretamente nos valores de viabilização dos empreendimentos simulados neste trabalho, enfatizando os aspectos econômicos que impactam diretamente o custo da energia, a viabilidade e a atratividade das usinas híbridas.

Tomando-se como base o cenário de referência apresentado na Tabela 4 e os preços dos leilões dispostas em CCEE (2022), delimitou-se a faixa de valores para

análise de incertezas sobre os parâmetros *CAPEX* inicial e o preço de venda de energia:

CAPEX inicial (em R\$/kW):

- Variando entre 6.000,00 e 11.000,00 para PCH;
- Variando entre 2.800,00 e 4.500,00 para UFV;
- Variando entre 3.800,00 e 5.500,00 para EOL;
- Variando entre 3.500,00 e 5.625,00 para UFV-F.

Preço de venda de energia:

- Variando entre as médias encontradas nos leilões da ANEEL para energias renováveis no último ano, correspondendo aos valores de 195,78 R\$/MWh a 297,92 R\$/MWh.

A análise de riscos e incertezas está apoiada no método de simulação de Monte Carlo, visto que suas características apresentam uma forma coerente de se verificar o comportamento das previsões diante dos dados conhecidos e a saída de resultados esperados.

A Simulação de Monte Carlo prevê um conjunto de resultados com base em um intervalo de valores estimados em relação a um conjunto de valores de entrada fixos, ou seja, estabelece por meio de uma distribuição de probabilidade detentora de incerteza inerente quais são os resultados possíveis. De acordo com Rubinstein e Kroese (2017) é indicado de forma adequada principalmente quando se busca identificar quais variáveis são mais importantes e quais provocam efeitos insignificantes no sistema ao demonstrar suas interações, ou quando se busca conhecer novos cenários a fim de obter informações sobre o comportamento do sistema diante de distintas circunstâncias ou ainda permitir que o analista possua maior controle do sistema em estudo. Ambos os casos citados são relevantes para a análise em questão, o que enquadra o método estatístico de forma coerente neste trabalho.

Para desenvolver a análise, Rubinstein e Kroese (2017) prescrevem a maneira de validar o modelo que, inicialmente deve-se examinar e formular o problema e então verificar a consistência dos dados, para então conferir se a saída de dados do modelo se comporta de forma plausível. Feita essa conferência é possível avaliar o desempenho do modelo e o quão bem ele prevê a realidade.

Assim, realizou-se a análise de riscos e incertezas quanto aos parâmetros econômicos de saída das simulações, tendo como resultados os possíveis LCOEs e VPLs da amostragem, mediante as incertezas pautadas. Cada conjunto da análise foi definido segmentando os empreendimentos de acordo com sua localização e arranjo, de modo que cada um possua seus próprios resultados para conferência e comparação. As simulações são executadas a partir de dez mil cenários para cada conjunto, seguindo os procedimentos descritos por Rubinstein e Kroese (2017) para simulação de Monte Carlo, e os cálculos são suportados pelo programa *Excel®* da MICROSOFT® (2023).

Em cada um dos dez mil cenários calculou-se o possível LCOE e VPL dos arranjos considerando valores aleatórios dentro das faixas estabelecidas para o CAPEX inicial e o preço de venda de energia, mantendo-se constante apenas a taxa de desconto utilizada no cenário base (8%).

A partir dos cenários obtidos o *Excel®* traçou os histogramas dos VPLs para representar graficamente o comportamento dos valores, bem como ilustrar a recorrência dos casos, tanto para seus valores positivos quanto negativos. Para o LCOE obteve-se os limites máximos e mínimos de cada arranjo por usina, delimitando assim o alcance possível de custo nivelado da eletricidade gerada em cada caso.

7.4 Análise de sensibilidade e elasticidade

A fim de avaliar as melhores regiões para implementação dos sistemas de geração híbrida o presente estudo utiliza a análise de flutuações das variáveis econômicas para ilustrar como alguns parâmetros inseridos no escopo dos projetos podem interferir na viabilidade final do sistema bem como auxiliar a análise e compreensão da dinâmica de projeto.

Como abordado em Jensen *et al.* (2000), a utilização dessa ferramenta auxiliar na análise possibilita que o investidor verifique o impacto de determinados riscos associados a itens diversos que podem interferir na viabilidade do projeto tanto na forma de benefício quanto prejuízo, além de seus impactos associados a produção energética.

Santos *et al.* (2015) descrevem que as análises de sensibilidade e de elasticidade são amplamente aplicadas em estudos baseados em ciências econômicas, sendo fatores auxiliares na tomada de decisão quanto a implantação de projetos e às melhores condições de operação do ponto de vista econômico.

Precisamente, a análise de sensibilidade busca analisar a variabilidade de um resultado quando são feitas alterações em suas variáveis de entrada, como instabilidades no preço de um produto devido a flutuações nos custos de produção. A análise de sensibilidade sempre deve ser testada antes da implantação do projeto, além de ser verificada em diferentes cenários para obtenção daquele desejado ainda que diante de: natureza otimista ou pessimista; flutuações de variáveis econômicas; distintas projeções futuras; e alterações nos custos das tecnologias utilizadas.

O conceito de elasticidade, segundo Santos *et al.* (2015), pode mensurar a sensibilidade dos benefícios e a atratividade de determinado projeto de geração de energia face às variações de preço de venda de energia elétrica ao almejar o preço/custo ótimo e destacar quais variáveis exercem maior impacto econômico sobre a análise. A elasticidade corresponde a alteração percentual de uma variável dada a alteração percentual de outra, mantendo-se as demais considerações do projeto constantes. Logo, ela é uma reação do sistema a alteração de um de seus parâmetros estruturais, como pode ser observado na Figura 22.

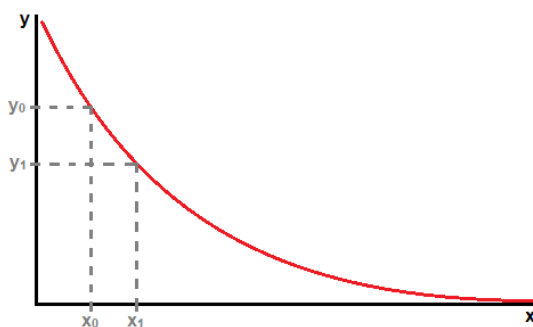


Figura 22 – Exemplificação da análise baseada na elasticidade. Fonte: Autor.

Para o cálculo da elasticidade têm-se a seguinte relação apresentada na Equação 7, tomando-se como base o representado na Figura 22:

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta y}{y}}{\frac{\Delta x}{x}} \quad (7)$$

Onde,

ε : elasticidade;

Δy : variação da variável y ;

Δx : variação da variável x .

A partir da fórmula descreve-se que quando $\varepsilon > 1$ a variável y é elástica a variável x , enquanto $\varepsilon < 1$ a variável y é considerada inelástica a variável x .

Dessa forma a aplicação dessas flutuações neste trabalho serve como ferramenta auxiliar para tomada de decisão quanto aos melhores parâmetros de implantação para os empreendimentos híbridos, comparando-se cada região analisada a partir das seguintes variáveis:

- O comportamento do LCOE em relação: a variação do preço de venda de energia; e a variação da taxa de desconto aplicada;
- Instabilidade do LCOE diante da variação e disponibilidade dos recursos energéticos desses sistemas;

Busca-se então a tomada de decisão quanto a análise de sensibilidade para prever as variações desses fatores e a análise de elasticidade dos sistemas para estimar quais parâmetros que mais influenciam os resultados avaliados.

CAPÍTULO 8 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

8.1 A viabilidade e o fator de capacidade das UGHs

A partir das combinações de interesse apresentadas e com auxílio do programa *Homer Pro*[®], foram executadas as simulações dos empreendimentos de geração híbrida ao longo do território brasileiro, contemplando a diversidade de recursos energéticos discutidos nas seções anteriores.

A partir das simulações determinou-se o potencial de geração e fator de capacidade do potencial híbrido de geração nas diferentes localidades estudadas, além de abordar o VPL de cada arranjo.

Para avaliar a atratividade econômica dos empreendimentos fez-se necessário obter o custo nivelado de eletricidade (LCOE), visto que através dessa avaliação é possível comparar os preços médios obtidos com demais usinas geradoras a partir de fontes renováveis, possibilitando um nivelamento em termos de comparação dos resultados obtidos.

Essa avaliação realizada com auxílio do *Homer Pro*[®] forneceu valores de LCOE a partir dos dados médios de custos de geração, operação e implantação dos sistemas de geração, além de considerar toda energia gerada ao longo do horizonte de análise que foi definido em 25 anos.

Toda simulação realizada no programa também é efetuada a partir de uma taxa de desconto (i) anual dos custos e energia produzida, a fim de detalhar todos as perdas e ganhos futuros ao longo do horizonte de análise e permitir a validação dos investimentos em cenário atual.

O cenário médio considerado para as simulações no *Homer Pro*[®] é apresentado na Tabela 7, onde os dados correspondem as inserções feitas no programa para avaliação dos empreendimentos.

Tabela 7 – Dados dos empreendimentos simulados no *Homer Pro*®.

Tecnologia de geração	CAPEX (R\$/kW)	O&M (R\$/kW/ano)	Taxa de desconto	Vida útil (Anos)
Pequena Central Hidrelétrica	8500,00	90,00	8%	25
Solar fotovoltaica	3650,00	50,00	8%	25
Solar fotovoltaica flutuante	4575,00	65,00	8%	25
Eólica	4650,00	90,00	8%	25

Fonte: Autor.

Os resultados calculados pelo *Homer Pro*® para o LCOE são apresentados na Tabela 8. Os valores representam o custo nivelado de eletricidade médio para cada uma das UGHs simulados nas localidades selecionadas, de acordo com os parâmetros estabelecidos na metodologia e fornecidos pelo programa, destacando índices mais acentuados para os locais pouco favoráveis a determinada tecnologia de geração e valores mais competitivos onde a presença do recurso energético é mais acentuada.

Por definição da metodologia do trabalho, atrelada aos aspectos regulatórios abordados na REN nº 954, todas as usinas simuladas no *Homer Pro*® foram inseridas com aproximadamente 5MW de potência instalada por tecnologia de geração, logo a faixa de potência estabelecida para UGHs está entre 5MW e 10MW (correspondente a faixa entre a fonte de maior potência e a soma de todas as potências que compõem a UGH), tanto para os arranjos PCH+UFV, PCH+EOL, UFV+EOL e PCH+UFV-F.

Tabela 8 – Custo nivelado de eletricidade das usinas (R\$/MWh).

USINA	PCH+UFV	PCH+EOL	UFV+EOL	PCH+UFV-F
01	224,90	176,71	172,05	234,65
02	224,73	203,25	213,08	232,90
03	218,07	234,14	392,07	221,71
04	222,93	201,02	206,97	231,36
05	217,86	177,02	163,54	224,60
06	222,95	200,40	203,83	229,18
07	227,38	180,56	179,80	236,17
08	223,48	275,13	362,86	230,66
09	217,56	206,34	207,03	222,09
10	214,76	203,89	187,98	217,46
11	214,83	197,09	184,56	218,61
12	222,08	164,62	148,76	227,82
13	215,59	150,91	141,81	220,98
14	217,39	148,55	131,86	222,05
15	217,87	200,40	199,19	223,17
16	219,36	268,13	511,57	223,42
17	223,38	257,37	377,61	228,75
18	225,89	314,83	529,71	232,70

Fonte: Autor.

Diante dos valores apresentados é possível correlacionar algumas das melhores localidades e arranjo de fontes para implantação dos sistemas de geração híbrida em carácter preliminar, as quais apresentam-se economicamente viáveis e atrativas já que possibilitam a competitividade de mercado com algumas tecnologias de geração renováveis existentes, visto que essas localizações apresentam valores de LCOE próximo ou até mesmo abaixo do preço de venda de energia médio observado nos leilões de renováveis da ANEEL (0,252 R\$/kWh). Os resultados da Tabela 8 também foram transcritos para o gráfico apresentado na Figura 23.

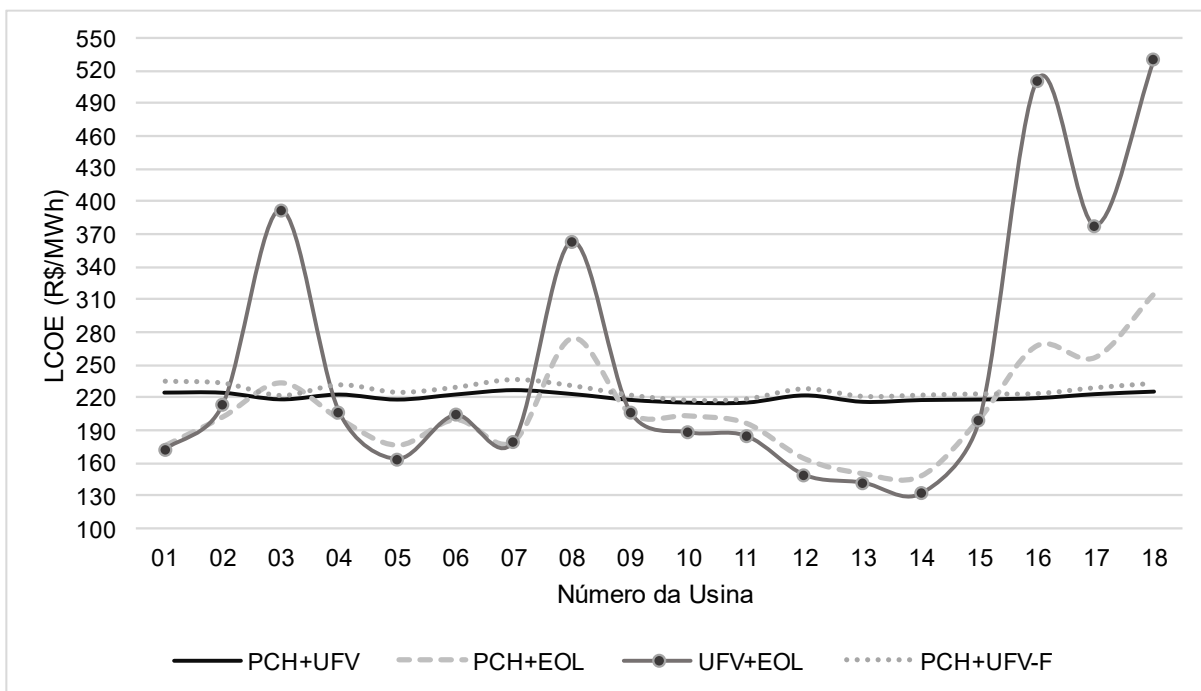


Figura 23 – LCOE de arranjos híbridos de fontes renováveis de energia. Fonte: Autor.

Em paralelo ao LCOE dos arranjos, pode-se relacionar também a capacidade de geração de acordo com as regiões de implantação dos sistemas. Essa análise é constatada por meio da intermitência e sazonalidade das fontes de geração de cada arranjo, e por meio do fator de capacidade é possível avaliar quais usinas possuem os melhores aproveitamentos energéticos e aqueles que se favorecem da complementariedade.

As Figuras 24 a 28 apresentam essa relação, a fim de fortalecer o conceito de complementariedade e auxiliar a avaliação das usinas híbridas de forma técnica mediante a avaliação apurada em aspectos econômicos em caráter médio. Em cada figura são apresentadas as médias dos valores das usinas da respectiva região, ou seja, é uma média regional onde sua representatividade é dada pelas usinas da Tabela 8, segmentadas entre as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do Brasil.

Na Figura 24 é possível constatar a variação anual média dos arranjos modelados na região Sul do Brasil. Há destaque para a geração a partir das PCHs e usinas eólicas, bem como existe forte complementariedade no arranjo formado pelas duas fontes já que a malha apresentada na cor esverdeada (PCH+EOL) apresenta uma tendência de ajuste por parte da geração eólica sobre a geração hidráulica nos períodos em que a PCH possui fator de capacidade (FC) reduzido.

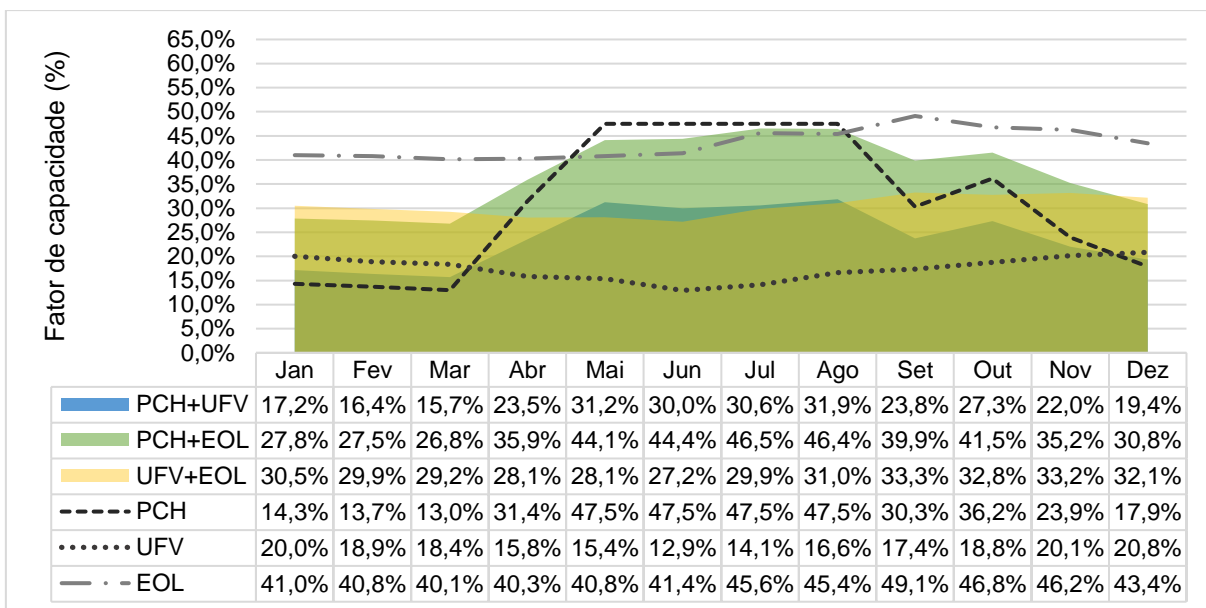


Figura 24 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Sul. Fonte: Autor.

A Figura 25 apresenta maior estabilidade entre suas tecnologias de geração, visto que todas as fontes possuem potencial para produção de energia elétrica. É possível notar uma complementariedade de perfil anual entre as fontes hidráulica e eólica, já que a fonte eólica apresenta um crescimento de seu fator de capacidade (FC) a partir do decréscimo da fonte hidráulica. Além disso a opção pela fonte solar é favorável em qualquer período do ano visto que seu FC médio não apresenta grandes variações ao longo do período.

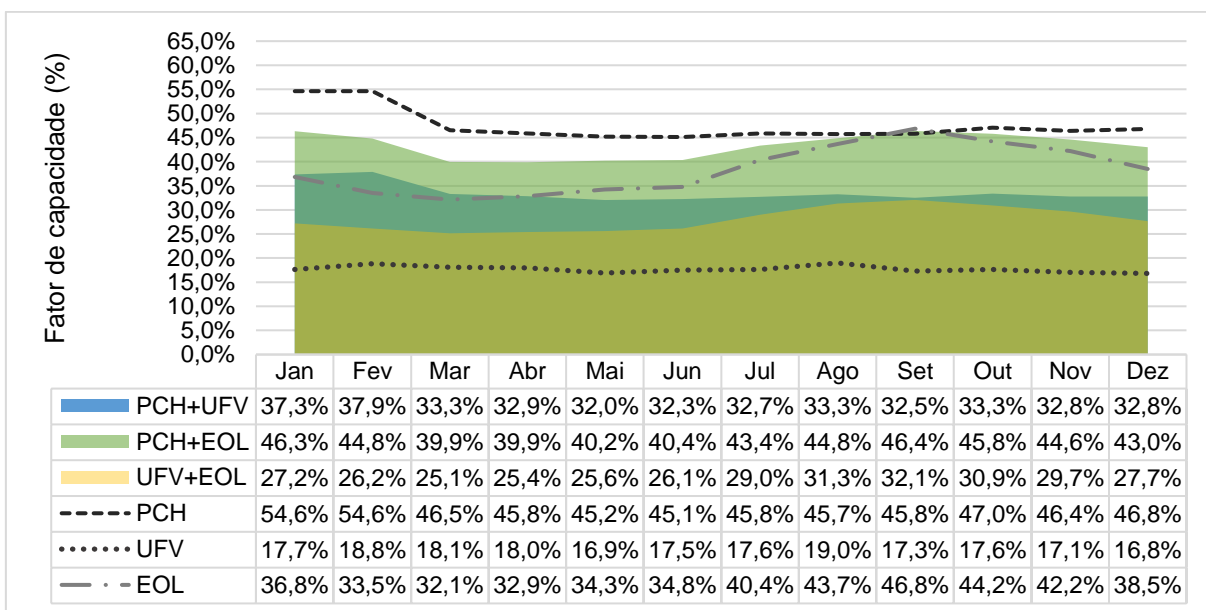


Figura 25 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Sudeste. Fonte: Autor.

Na região Centro-Oeste do Brasil a presença da fonte hidráulica é a mais elevada diante das outras fontes de geração da análise, como pode ser visto na Figura 26, entretanto ela apresenta uma tendência de queda no período entre junho e outubro a caráter médio. Essa falta também pode ser suprimida pela opção eólica já que corresponde ao período de crescimento de seu fator de capacidade, complementando a redução hidráulica. De modo semelhante ao observado na região Sudeste a união híbrida pela fonte solar também é viável.

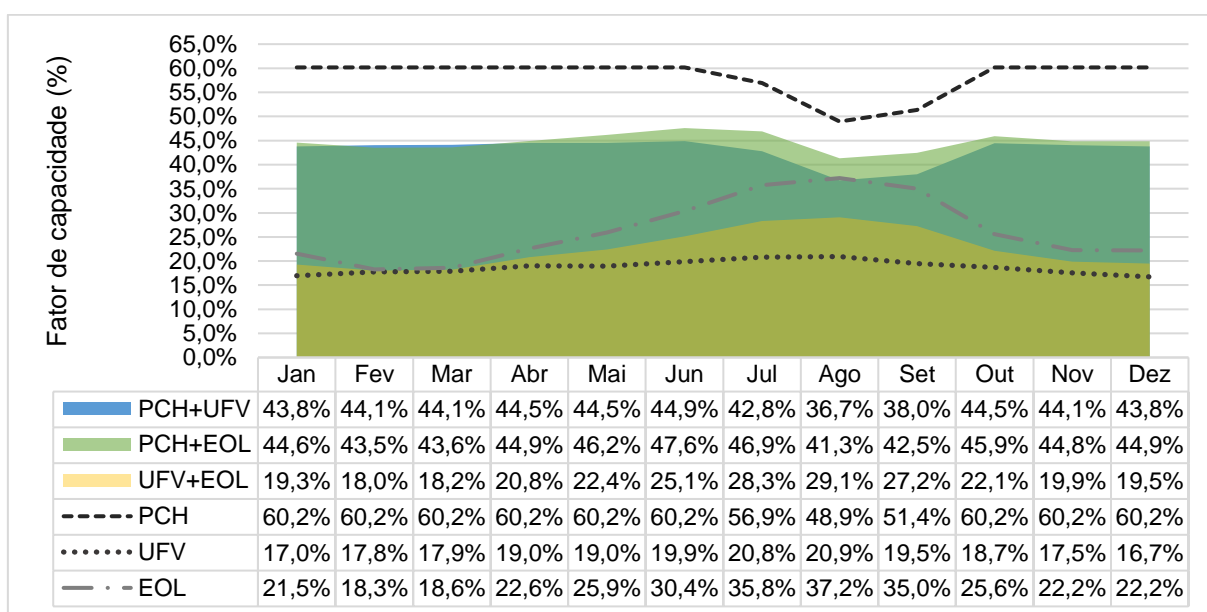


Figura 26 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Centro-Oeste. Fonte: Autor.

O Nordeste brasileiro conta com os melhores índices de irradiação solar observados na análise, bem como maiores velocidades de vento, o que justifica a forte complementariedade entre estas fontes, mas que também não impede que arranjos compostos pela parcela hidráulica sejam formados, suas características estão apresentadas na Figura 27.

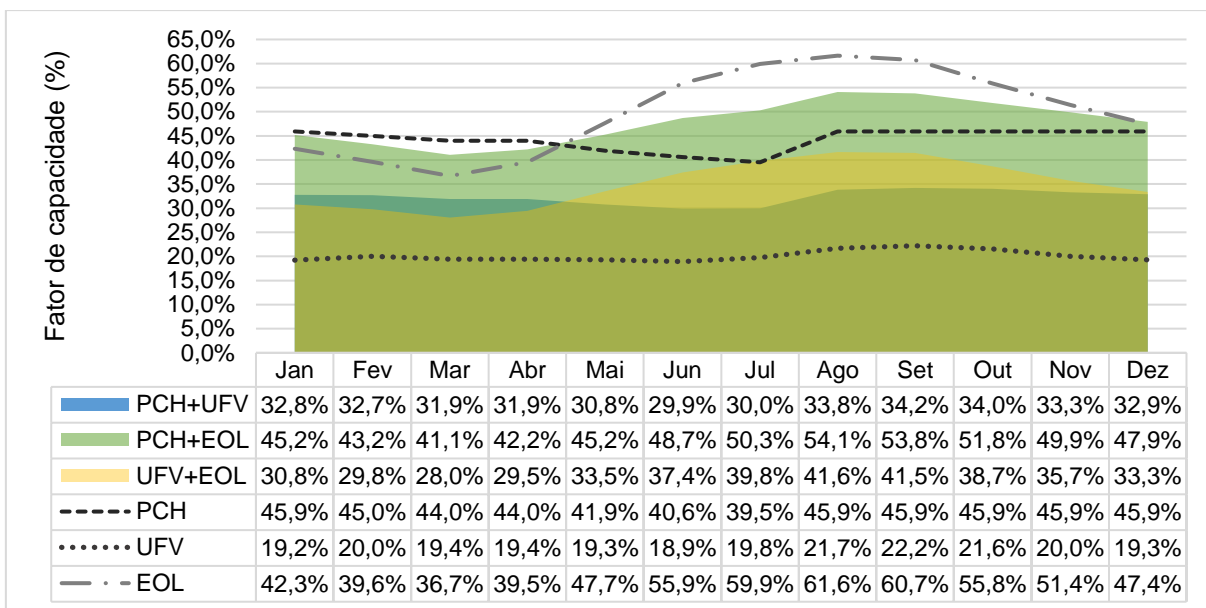


Figura 27 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Nordeste. Fonte: Autor.

As médias obtidas para a região Norte, apresentadas na Figura 28, mostram que apesar de seu elevado potencial hidráulico a complementariedade pelas fontes solar ou eólica não são tão impactantes quando se compara as demais regiões. Isso é constatado do ponto de vista técnico quando se observam índices muito mais baixos de fator de capacidade nessa região, o que também acaba impactando nos aspectos financeiros dos arranjos que contemplem alguma dessas duas tecnologias de geração, e reduzem a atratividade dos sistemas.

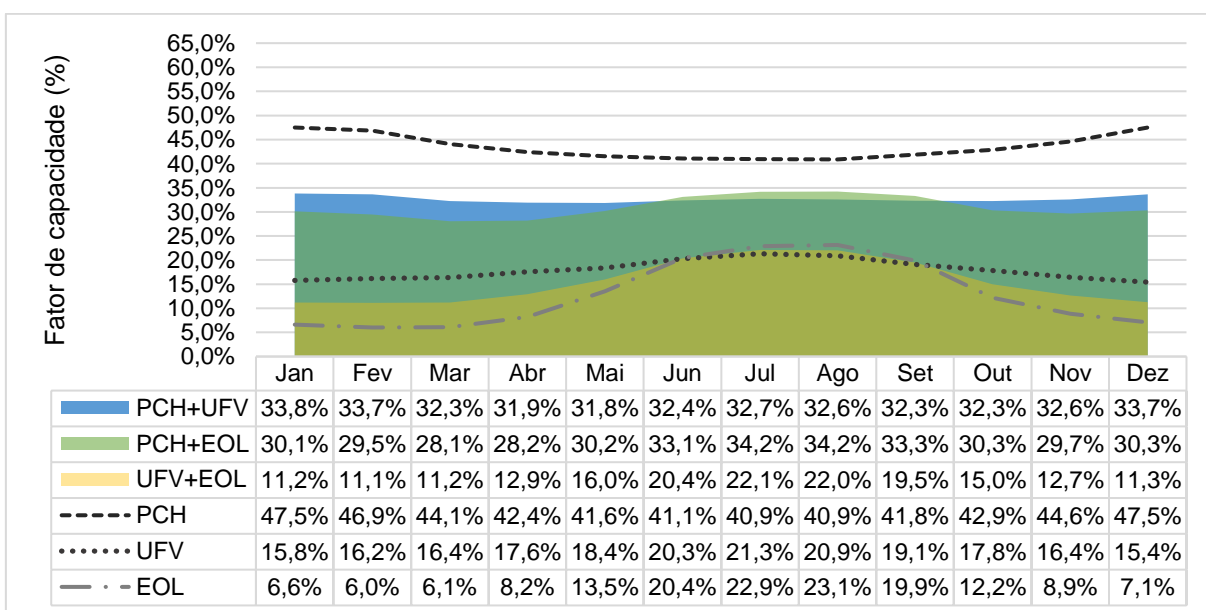


Figura 28 – Fator de capacidade médio das tecnologias de geração no Norte. Fonte: Autor.

Além da determinação do LCOE e fator de capacidade das usinas em um cenário médio, também foram calculados o VPL, a TIR e o tempo necessário para recuperar o investimento (*payback*) descontado a taxa média anual utilizada (8%) das usinas apresentadas na Tabela 8. Para constatação dos retornos desses sistemas foram utilizadas os três preços de venda de energia utilizadas no trabalho, variando os ganhos de acordo com o valor de venda nos leilões de energias renováveis. Esses dados estão dispostos em tabelas dispostas no apêndice do trabalho.

Como resultado dessa análise, constatou-se algumas diferenças nos retornos obtidos para determinados arranjos a depender do preço de venda de energia. Para o preço mais baixo, de 0,195 R\$/kWh nenhum empreendimento composto pelo arranjo PCH+UFV pode ser viabilizado ao longo do horizonte da análise, nem mesmo para a junção com painéis flutuantes (UFV-F). Além disso, as usinas PCH+EOL e UFV+EOL que obtiveram VPL positivo se localizam especialmente na região Nordeste, mas também existem casos no Sudeste e Sul.

No preço de 0,252 R\$/kWh a situação do VPL das usinas híbridas melhora já que quase todos os empreendimentos passam a ser viáveis economicamente, com apenas os arranjos PCH+EOL e UFV+EOL não se viabilizando na região Norte, e em alguns casos no Centro-Oeste e no Sul.

Com o melhor preço de venda obtido no histórico de leilões, 0,297 R\$/kWh, têm-se os melhores VPLs da análise, além da queda considerável no tempo (em anos) para o retorno do investimento (*payback*) que decresce aproximadamente 5 anos em todas as usinas já viabilizados no preço de 0,252 R\$/kWh. Nessa situação os casos que não se viabilizaram no preço de 0,252 R\$/kWh também não tiveram seus valores positivos.

8.2 Comportamento das usinas mediante a análise de riscos e incertezas

A utilização de dados médios para simulação dos arranjos não permite estimar quais são os limites impostos por cada usina. Desta forma, a análise de riscos e incertezas inicia-se com a faixa de variação que o LCOE pode suportar nas condições adversas provocadas pelas incertezas descritas anteriormente, relacionadas ao CAPEX inicial para implantação das usinas e o preço de venda de energia elétrica.

A partir da Tabela 9 pode-se constatar essas variações, que visam estabelecer os valores mínimos e máximos possíveis para os empreendimentos híbridos, trazendo outra visão para a análise além daquele alcançado de acordo com dados médios.

Tabela 9 – Incerteza sobre o custo nivelado de eletricidade (R\$/MWh).

Usina	PCH + UFV		PCH+EOL		UFV+EOL		PCH+UFV-F	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
01	169,76	280,02	137,58	215,84	142,20	201,92	177,82	291,07
02	168,77	280,70	156,58	249,91	176,11	250,08	175,49	289,98
03	161,92	274,22	176,03	292,24	324,03	460,14	164,95	278,35
04	168,28	277,59	156,49	245,52	171,05	242,90	175,31	287,03
05	164,08	271,64	137,17	216,88	135,16	191,93	169,76	279,10
06	167,01	278,92	153,56	247,23	168,46	239,22	172,20	285,89
07	171,65	283,11	140,60	220,53	148,60	211,01	178,98	292,96
08	168,61	278,35	213,98	336,29	302,28	429,25	174,68	286,25
09	162,74	272,38	157,68	255,00	171,11	242,98	166,62	277,31
10	159,63	269,89	153,67	254,12	155,35	220,61	161,99	272,79
11	160,92	268,76	151,02	243,15	152,54	216,61	164,26	272,70
12	167,18	277,01	127,44	201,81	122,94	174,59	172,12	283,19
13	163,74	267,47	118,82	183,01	117,20	166,43	168,47	273,02
14	164,21	270,58	115,78	181,31	108,97	154,75	168,37	275,35
15	164,14	271,61	155,40	245,42	164,62	233,77	168,73	277,26
16	163,84	274,90	204,20	332,04	422,79	600,39	167,35	279,29
17	167,46	279,30	197,58	317,16	312,08	443,17	172,04	285,18
18	170,29	281,50	244,40	385,22	437,78	621,67	176,08	288,96

Fonte: Autor.

Partindo dos valores fornecidos na Tabela 9, observa-se algumas tendências bem divergentes nos limites obtidos em cada arranjo de UGH e em cada usina. Ao tratar-se dos arranjos, notou-se maiores variações entre LCOE mínimo e máximo nas UGHs que contemplem PCHs, especialmente no conjunto PCH+UFV e PCH+UFV-F. Além disso o arranjo PCH+EOL apresenta menores variações na região Sudeste e Nordeste na média geral, e suas maiores variações estão no Centro-Oeste e Norte. O arranjo que apresentou menores variações entre o LCOE mínimo e máximo é o UFV+EOL, apesar de deter na média geral, a maior variação da região Norte.

Em caráter regional, as regiões Sudeste e Nordeste são as que detêm as menores variações entre LCOE mínimo e máximo para todos os arranjos. Em contrapartida a região Norte é a que apresenta as maiores variações.

A atratividade da usina não pode ser simplesmente validada a partir do alcance de seu LCOE, especialmente quando este está sujeito a uma série de riscos e incertezas. Apesar disso, a avaliação da usina pode ser reforçada considerando-se outros aspectos econômicos que avaliam todo seu horizonte da análise. A análise a partir do VPL não só representa uma forma de avaliar a usina simulada como também indica uma série de outras características relevantes à análise ao longo de sua vida útil.

A representação dos riscos e incertezas que impactam o VPL das usinas foi segmentada de acordo com os arranjos estudados e as regiões brasileiras. Com auxílio gráfico, é possível observar como cada arranjo se comporta estatisticamente, já que as Figuras 28 a 32 apresentam diagramas característicos dos cenários.

Os dados se encontram distribuídos em histogramas de frequência característicos de cada usina. A zona em vermelho corresponde aos valores de VPL negativo, ou seja, que não viabilizaram os cenários, já aquelas em azul correspondem aos cenários viáveis. É possível visualizar nas extremidades esquerda e direita do eixo horizontal os limites alcançáveis dentro das incertezas consideradas. Cada gráfico também traz a probabilidade de VPL positivo, sendo uma marca importante para considerar cada sistema em um comparativo geral.

Os gráficos foram construídos com auxílio do programa *Excel®* da MICROSOFT® (2023), e suas variáveis de entrada foram descritas e justificadas na metodologia deste trabalho. Os resultados das simulações de Monte Carlo, organizados em histogramas, apresentam na maior parte dos casos características de uma distribuição estatística normal, onde é possível visualizar no centro do gráfico a faixa de resultados mais frequentes, bem como verificar a probabilidade de valores distantes das médias encontradas.

Na Figura 29 nota-se boa viabilidade para as combinações PCH+UFV e PCH+EOL, visto que mesmo diante de incertezas as probabilidades de se obter um VPL positivo ao longo da vida útil considerada para esses sistemas está acima de cerca de 70% dos cenários calculados para a primeira combinação e acima de 80% para a segunda. O conjunto UFV+EOL não apresenta resultados competitivos diante

dos outros arranjos na região, e isso se deve ao fato de que as médias registradas nos distintos pontos dessa região são bastante divergentes, apresentando uma tendência de distribuição estatística bimodal, com locais viáveis para a parcela eólica e outras inviáveis, trazendo uma discrepância para análise.

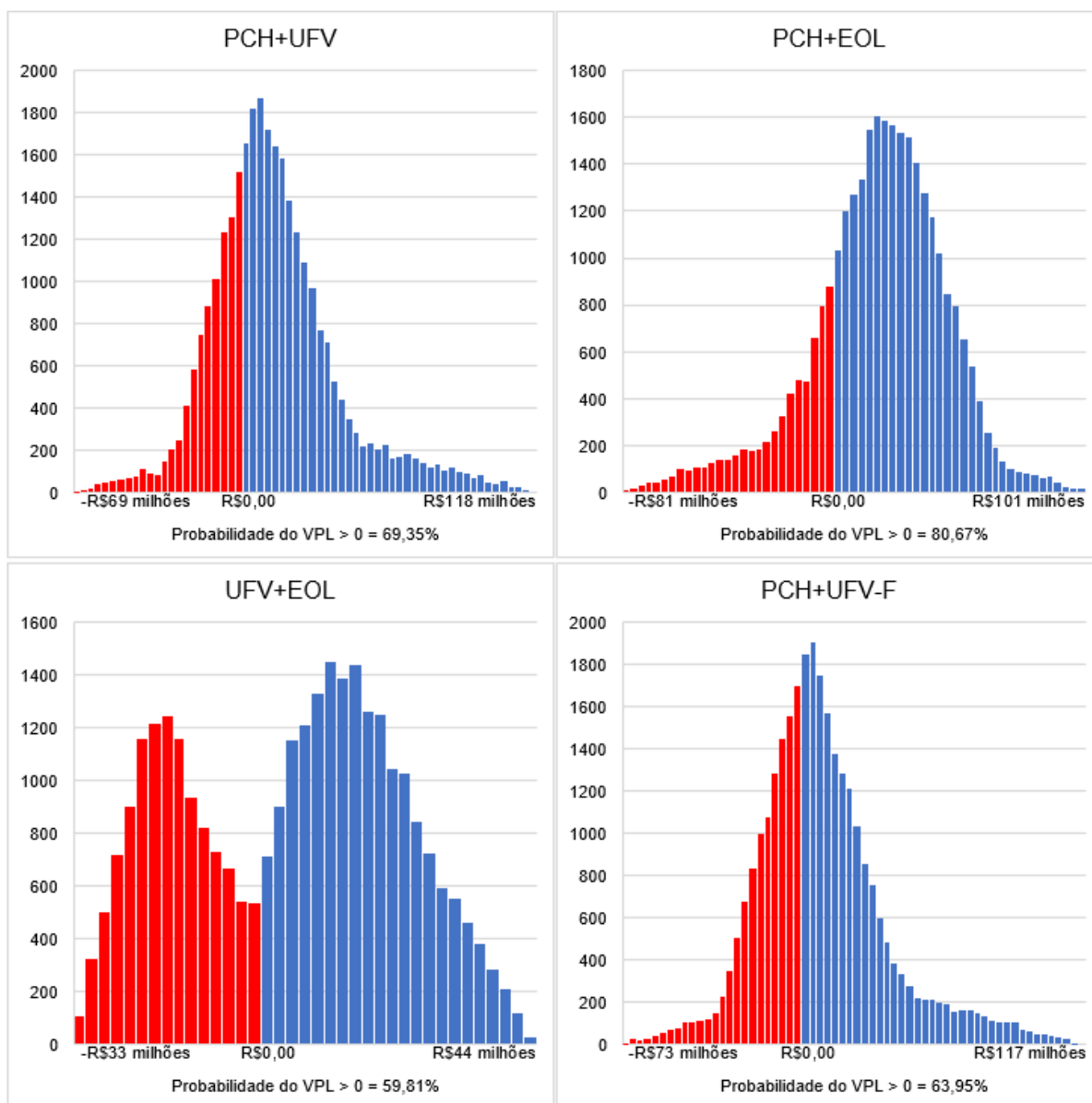


Figura 29 – Distribuição do VPL na região Sul. Fonte: Autor.

A região Sudeste, disposta na Figura 30, apresenta características de distribuição normal em suas curvas para ambos os arranjos, entretanto o destaque é para o conjunto PCH+EOL e UFV+EOL onde ambos possuem em mais de 90% dos cenários a possibilidade de obter um VPL positivo mesmo diante das incertezas

atribuídas aos custos de instalação por kW e aos preços de venda de energia dos leilões de energia elétrica.

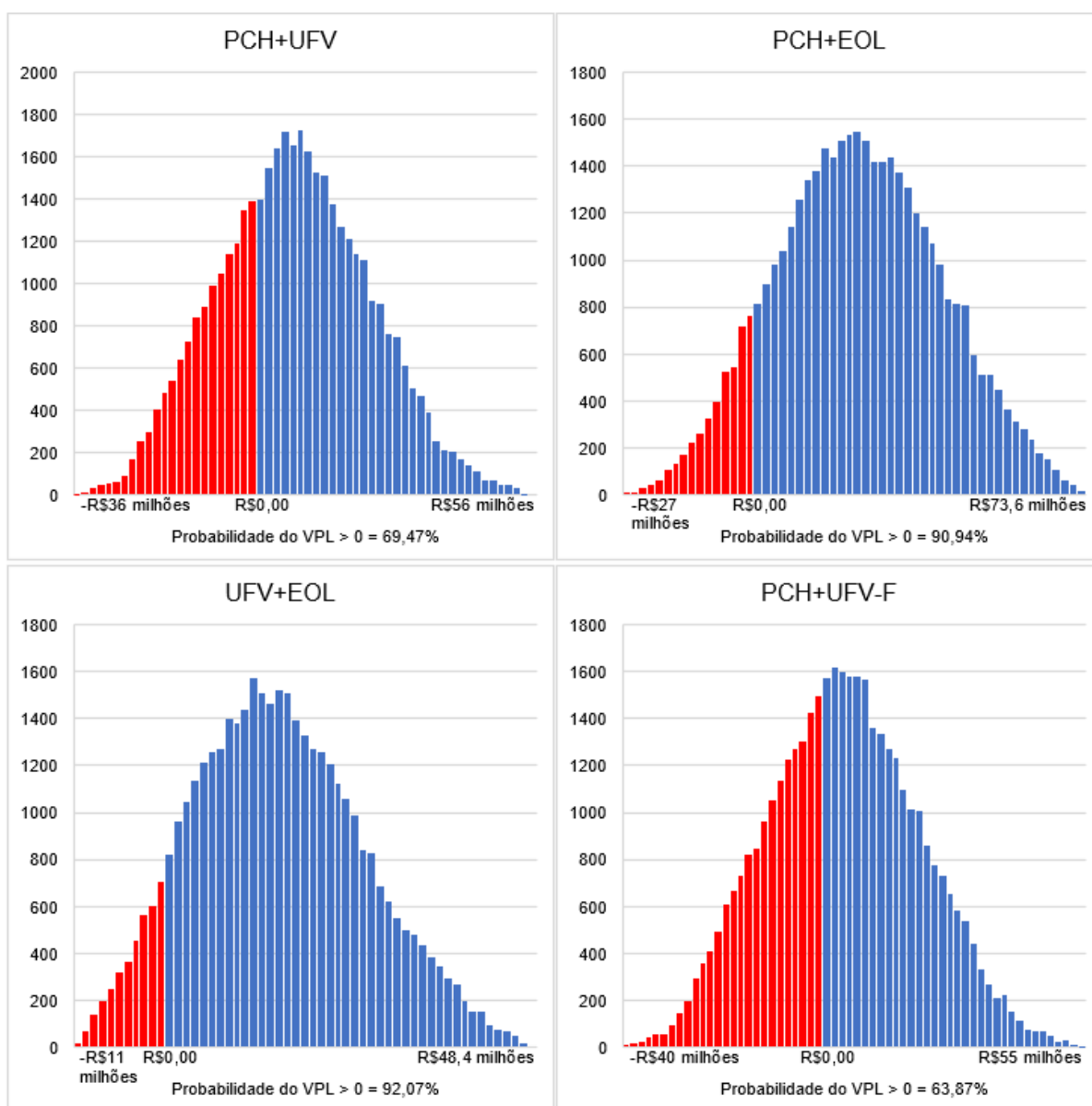


Figura 30 – Distribuição do VPL na região Sudeste. Fonte: Autor.

De modo geral, muitas são as incertezas que podem impactar na viabilidade desses sistemas, entretanto busca-se com essa distribuição a melhor relação e um auxílio para tomada de decisão quanto as melhores possibilidades para as usinas híbridas. Nesse sentido, avaliando-se os resultados da Figura 31 não se percebe melhores probabilidades como aquelas do Sudeste para PCH+EOL e UFV+EOL, ou seja, é possível notar maior vulnerabilidade aos cenários da região Centro-Oeste, visto

que esses arranjos estão melhor dispostos em outras localidades, não promovendo atratividade diante das incertezas.

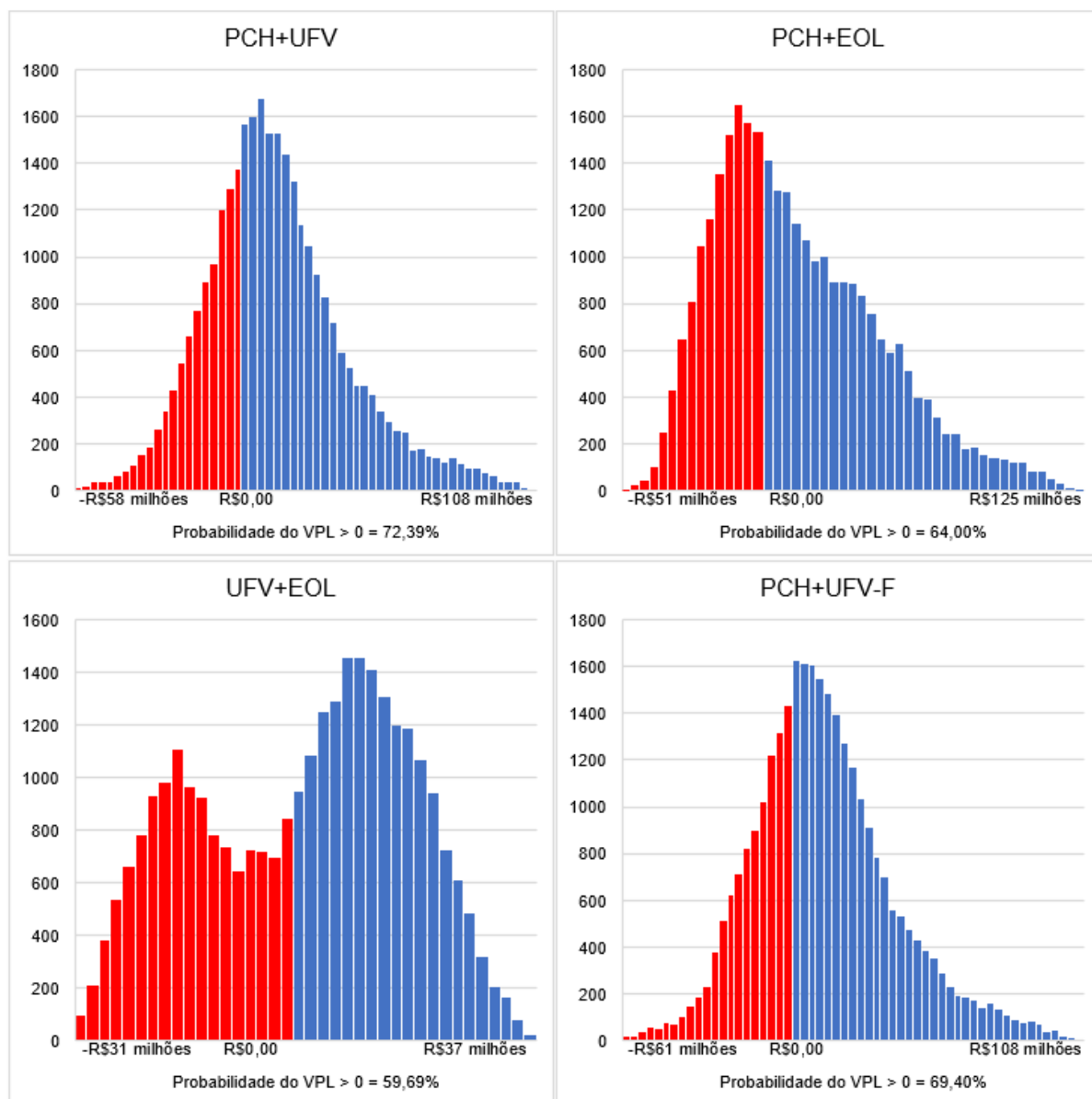


Figura 31 – Distribuição do VPL na região Centro-Oeste. Fonte: Autor.

Já na região Nordeste, disposta na Figura 32, é indubitável ressaltar a dominância do arranjo UFV+EOL devido à maior disposição de recurso eólico e solar, o que assegura boa probabilidade de VPL positivo ainda que em arranjos que contemple às PCHs como uma das tecnologias de geração. Ainda que diante dos piores custos de implantação por kW e dos preços de venda de energia elétrica mais baixos, os cenários apresentam menos de 1% de probabilidade de inviabilizar o

arranjo UFV+EOL, o que o torna a combinação completamente atrativa economicamente.

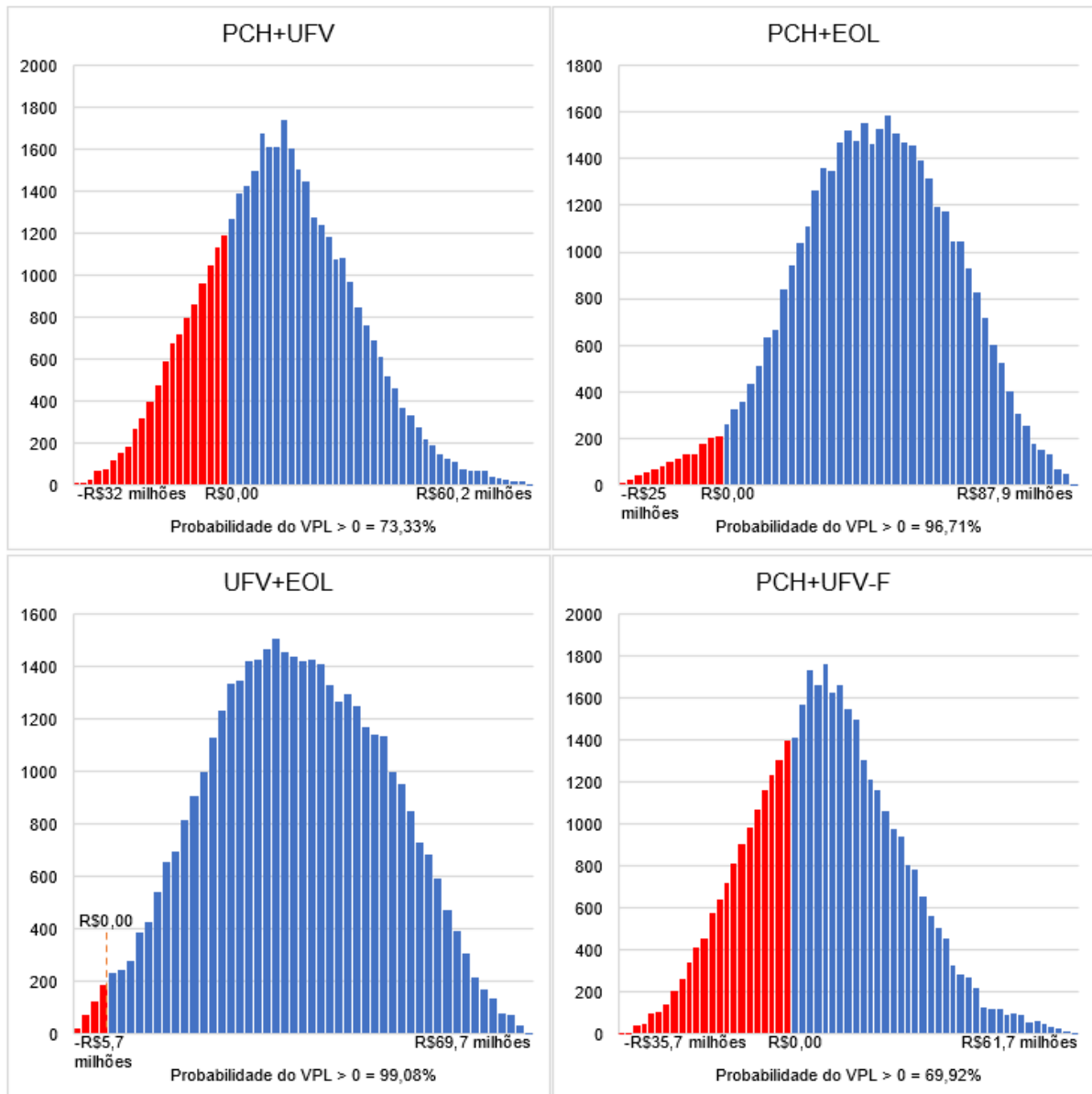


Figura 32 – Distribuição do VPL na região Nordeste. Fonte: Autor.

A Figura 33 apresenta os resultados para os cenários da região Norte, os quais de forma semelhante a região Centro-Oeste não alimentam uma atratividade para os sistemas de geração híbrida. Essa constatação é confirmada quando comparada as demais regiões, as quais apresentam menores riscos à um VPL negativo para os arranjos. O grande potencial hidráulico da região Norte não é capaz de manter uma produção de energia elétrica competitiva financeiramente com a junção de sistemas eólicos ou solar fotovoltaicos.

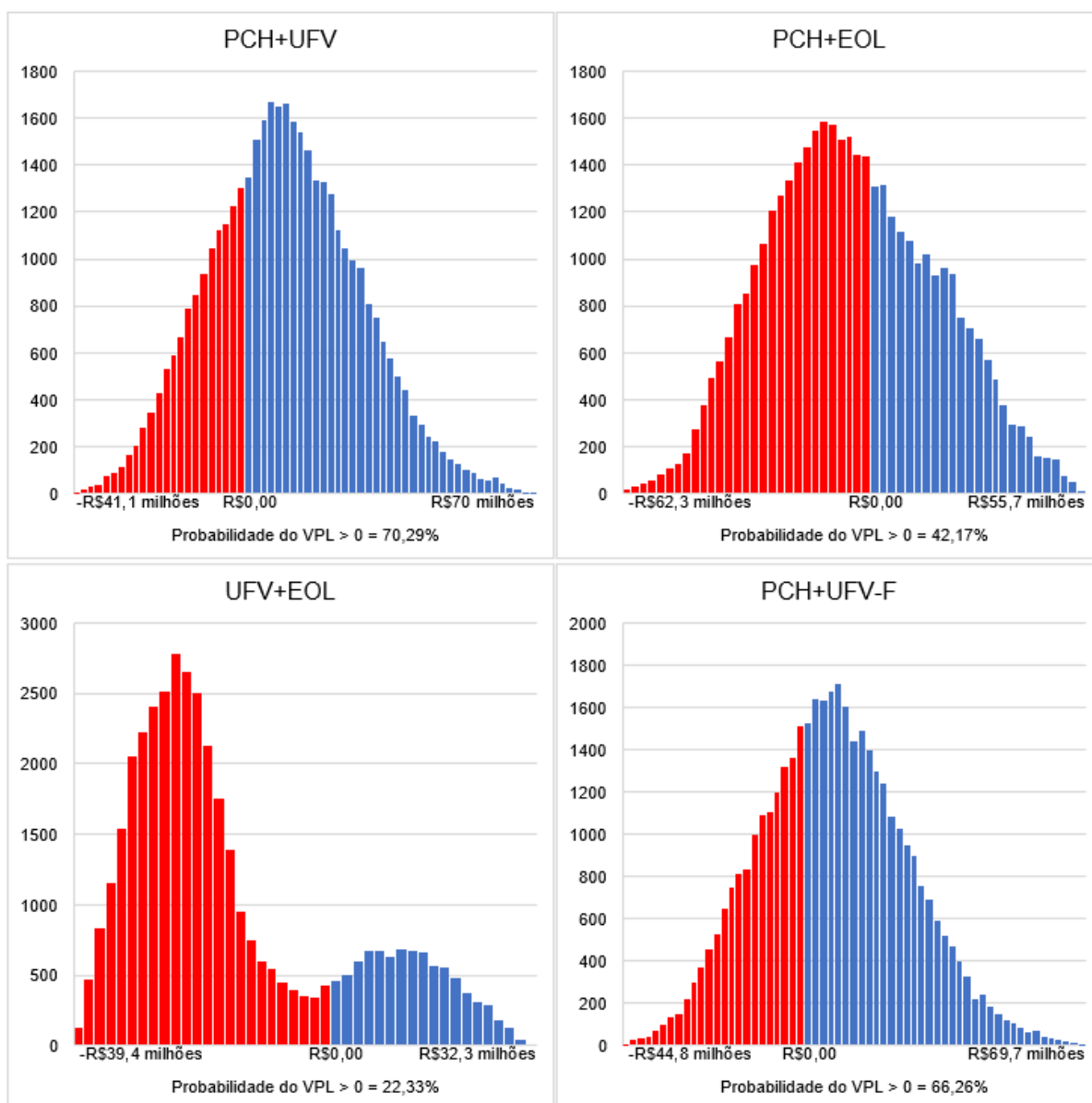


Figura 33 – Distribuição do VPL na região Norte. Fonte: Autor.

A partir dos VPLs obtidos é possível constatar quais regiões tem maior potencial para implantação das UGHs, bem como quais são os melhores arranjos em cada localidade, do ponto de vista econômico. O arranjo PCH+UFV apresentou probabilidades próximas a 70% de se obter VPLs positivos em todas as regiões, apesar de que a versão composta por PCH+UFV-F mantém essa característica apenas nas regiões Centro-Oeste e Nordeste, decaindo nas demais.

No arranjo composto por PCH+EOL observou-se que o Nordeste e o Sudeste apresentam os melhores resultados, com mais de 90% de probabilidade de obter VPLs positivos e, na região Sul, mais de 80%. Para as UGHs compostas por

UFV+EOL têm-se o Nordeste e o Sudeste com mais de 92% de probabilidade de apresentarem VPLs positivos enquanto a região Norte é extremamente inviável devido as suas baixas probabilidades de garantir um VPL maior que zero.

8.3 Sensibilidade e elasticidade dos parâmetros

Uma vez determinados os valores médios para implantação dos sistemas de geração híbrida, faz-se necessário avaliar como cada parâmetro pode influenciar nos resultados obtidos, a fim de identificar quais deles podem maximizar os ganhos e benefícios do sistema, bem como confrontar aqueles que podem ocasionar resultados fora dos esperados nas simulações. Dito isso, a determinação e interpretação do sistema quanto a sua sensibilidade aos parâmetros em questão foi realizada por meio da verificação dos empreendimentos segundo os seguintes critérios:

- Variação do LCOE em relação às flutuações da taxa de desconto ao longo do horizonte de análise;
- Variação do LCOE em relação à mudança percentual dos custos iniciais de implantação;
- Variação do LCOE em relação à mudança no montante de energia produzida por ano devido à intermitência dos recursos energéticos renováveis disponíveis.

A sensibilidade do LCOE em relação aos parâmetros descritos é apresentada na Figura 34, abordando quais desses fatores é o maior promovedor de impactos nos resultados mediante sua variação, bem como a forma que os resultados são afetados economicamente. Essa variação corresponde a sensibilidade do LCOE a cada parâmetro e é possível identificar graficamente aqueles que estimulam índices mais acentuados.

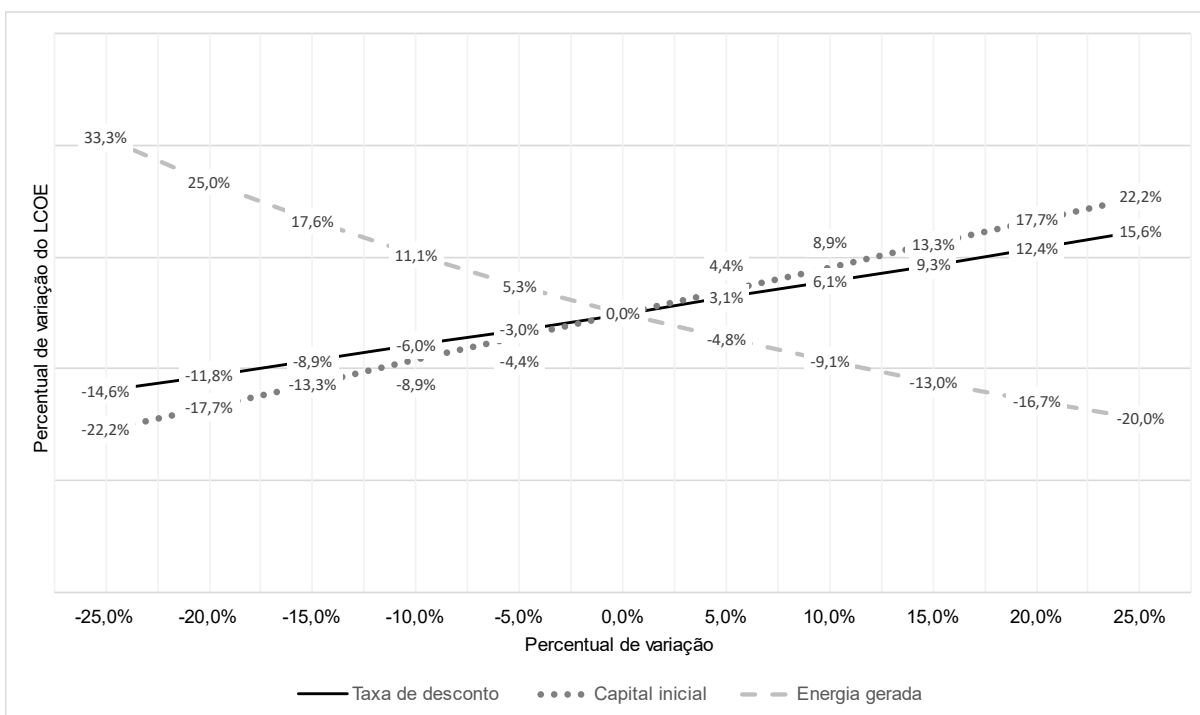


Figura 34 – Sensibilidade do LCOE das simulações. Fonte: Autor.

De modo geral, todos os três parâmetros de análise são capazes de promover grandes mudanças nos resultados obtidos com os dados médios utilizados, entretanto existem aqueles que são mais influenciadores, como é o caso das flutuações do capital inicial e a energia gerada. Como suporte a análise gráfica, a verificação da elasticidade desses parâmetros pode determinar qual deles é o maior promovedor de mudanças. A Tabela 10 exibe os valores de elasticidade calculados para os três parâmetros, confirmando quais são aqueles que mais interferem nas proporções dos sistemas.

Tabela 10 – Elasticidade dos parâmetros da análise.

Parâmetro	Valor calculado (em média)
Taxa de desconto	0,608
Capital inicial	0,911
Energia gerada	0,995

Fonte: Autor.

Por definição já apresentada anteriormente, é dito que o sistema é elástico a um dos parâmetros quando o valor calculado é maior que um. Entretanto em nenhuma das análises foi possível constatar tal resultado, já que nenhuma delas ultrapassou o

limite determinado. Entretanto ressalta-se a complexidade de se trabalhar com dados médios a partir de perfis que não fornecem um número exato para suas propriedades, sendo, portanto, aceitável dizer que o parâmetro de energia gerada, apesar de pouco elástico, é o fator que mais promove mudanças ao se tratar do LCOE desses sistemas.

De modo semelhante, também é apresentada a segmentação do LCOE das usinas em sua parcela de CAPEX e O&M, com intuito de avaliar suas alterações mediante as variações dos parâmetros. Essa análise é apresentada no Figura 35. A segmentação é feita para diferenciar o comportamento do LCOE em suas parcelas de custo de implantação (capital inicial) e custos de operação e manutenção mediante as variações dos parâmetros da análise. O somatório das duas parcelas (CAPEX e O&M) corresponde ao valor do LCOE da usina em questão propriamente dito.

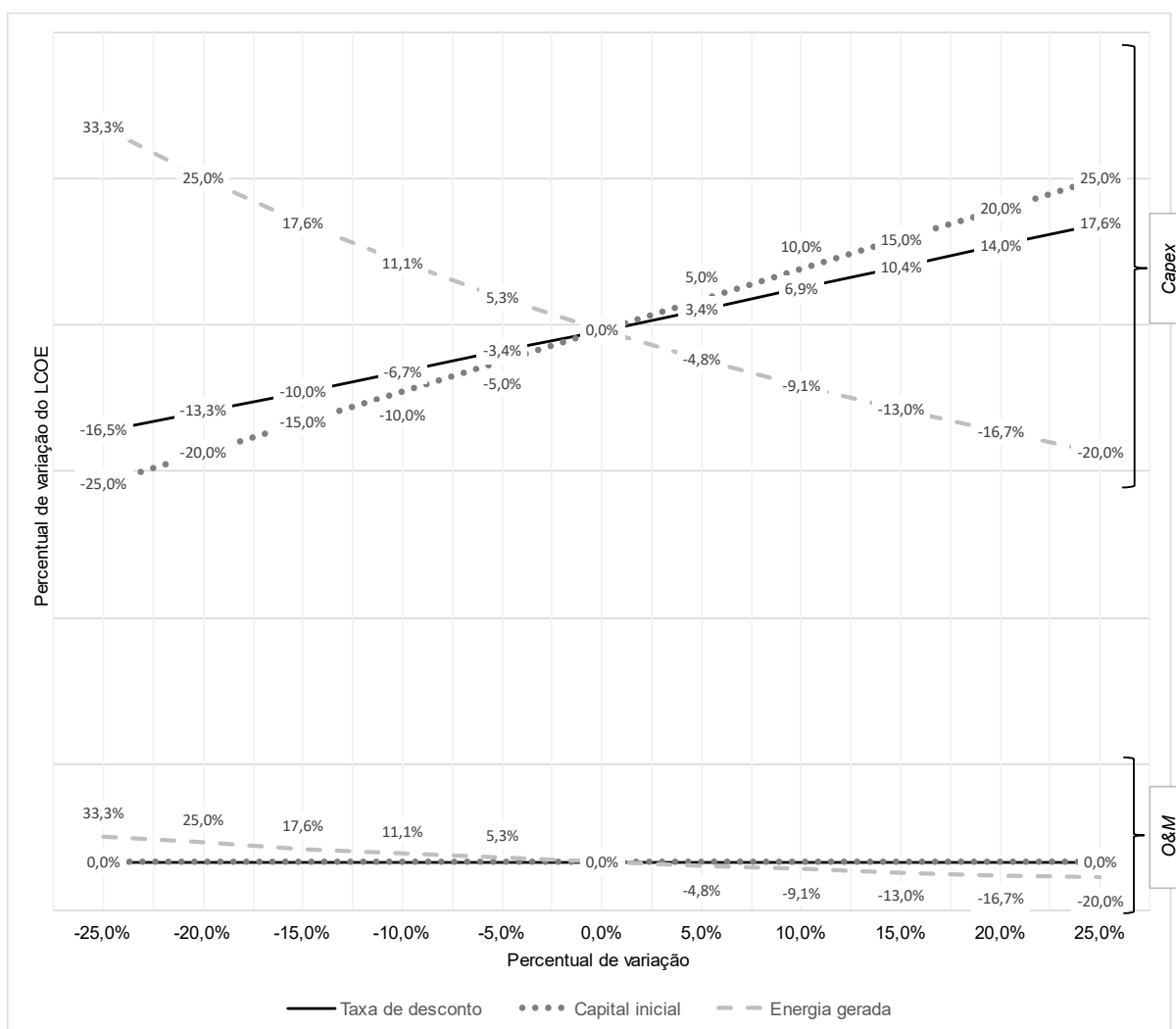


Figura 35 – Sensibilidade do LCOE em suas parcelas CAPEX e O&M. Fonte: Autor.

Na Figura 35, as curvas destacadas como “CAPEX” apresentam variações para o LCOE em escalas próximas às aquelas observadas na Figura 34, sendo que a curva de energia gerada é a única que mantém a proporção. Entretanto, as curvas delimitadas por O&M apresentam mudanças, onde a única que atribui variações para o LCOE é aquela representada pela energia gerada, e as curvas para variação da taxa de desconto e do capital inicial em nada alteram o LCOE obtido.

Ao segmentar o LCOE em suas parcelas CAPEX e O&M é possível constatar por meio do cálculo da elasticidade que o capital inicial é uma variável elástica do sistema em sua parcela CAPEX, já que apresenta valor maior que um ($\epsilon = 1,048$), enquanto a mesma parcela para energia gerada não apresenta mudança em sua elasticidade ($\epsilon = 0,995$) e a elasticidade referente a taxa de desconto para parcela CAPEX se mantém inelástica ($\epsilon = 0,696$). Para parcela O&M não é possível calcular a elasticidade já que o único parâmetro que altera o valor do LCOE é a energia gerada, e sua elasticidade é a mesma ($\epsilon = 0,995$).

8.4 As curvas do VPL e LCOE ao longo do horizonte

Para avaliação e comparação dos resultados obtidos nas simulações foi necessário nivelar as bases de cálculo afim de se obter os resultados apoiados aos mesmos parâmetros e condições de análise, para que os valores não estimulem falsas expectativas quanto ao real potencial das usinas simuladas.

Nesse contexto o uso do LCOE para este fim é imprescindível, já que além de nivelar os resultados obtidos neste trabalho também é uma medida muito aplicada no contexto de pesquisa e avaliação do segmento energético, não só no Brasil, mas mundialmente, facilitando assim que os resultados possam ser comparados dentro das condições de análise estabelecidas pelo mesmo.

Além disso o VPL também é apresentado como ferramenta para auxiliar a análise econômica, visto que traz todos os custos e ganhos dos sistemas ao valor presente (considerando-se as taxas esperadas) do ano da análise.

Os gráficos apresentados nas Figuras 36 a 39 trazem esses dados obtidos para as usinas híbridos simulados no software *Homer Pro*[®], divididas em cada arranjo estudado, a fim de explorar o horizonte financeiro dessas usinas.

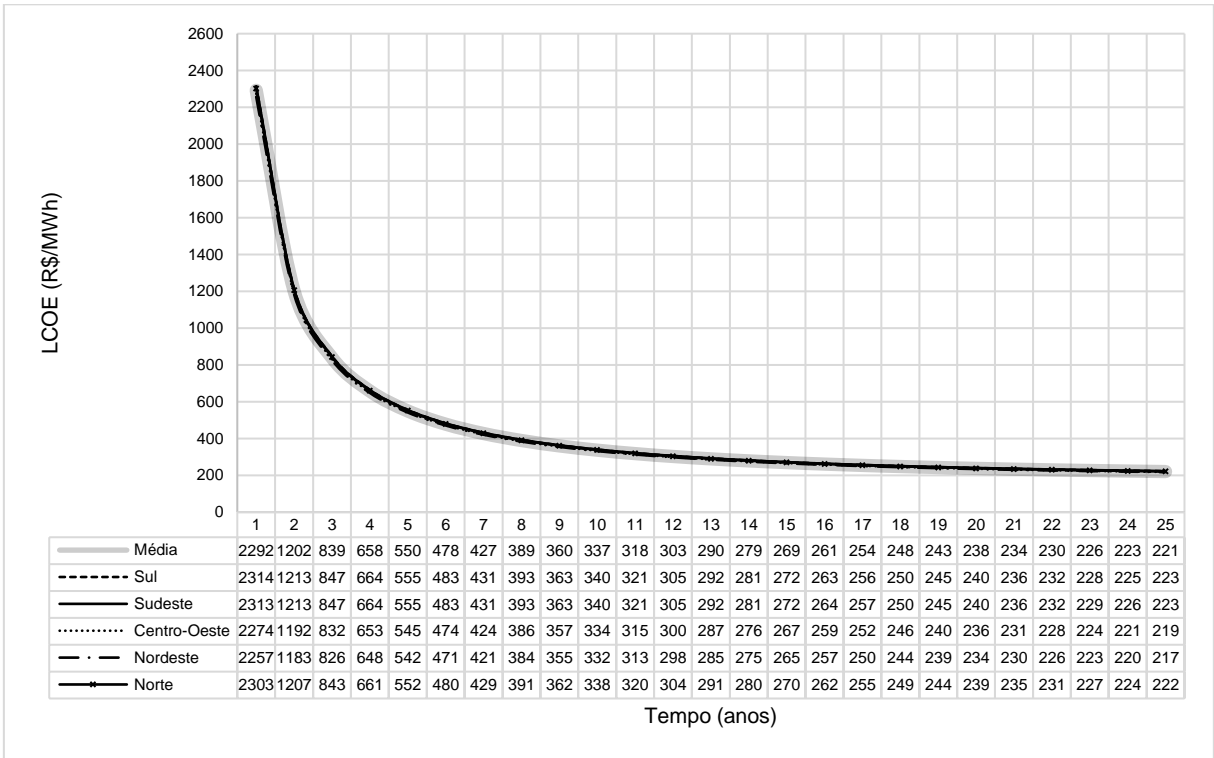


Figura 36 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs PCH+UFV. Fonte: Autor.

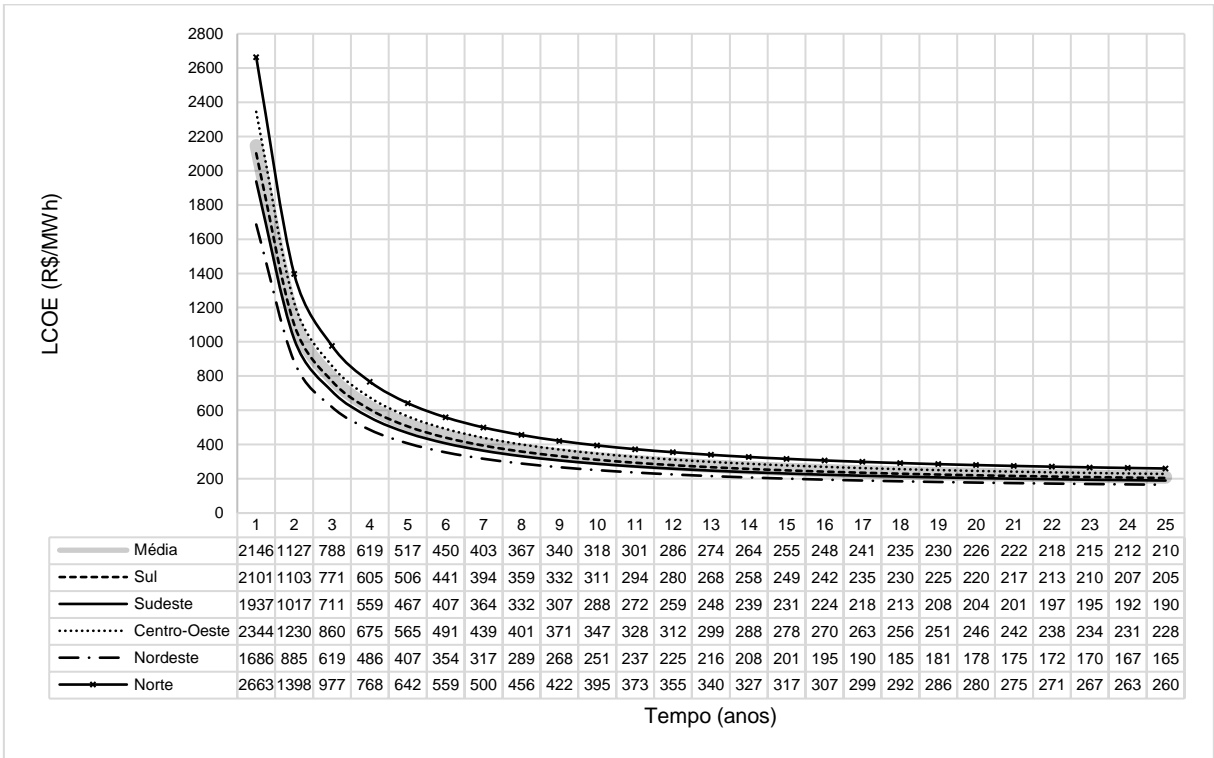


Figura 37 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs PCH+EOL. Fonte: Autor.

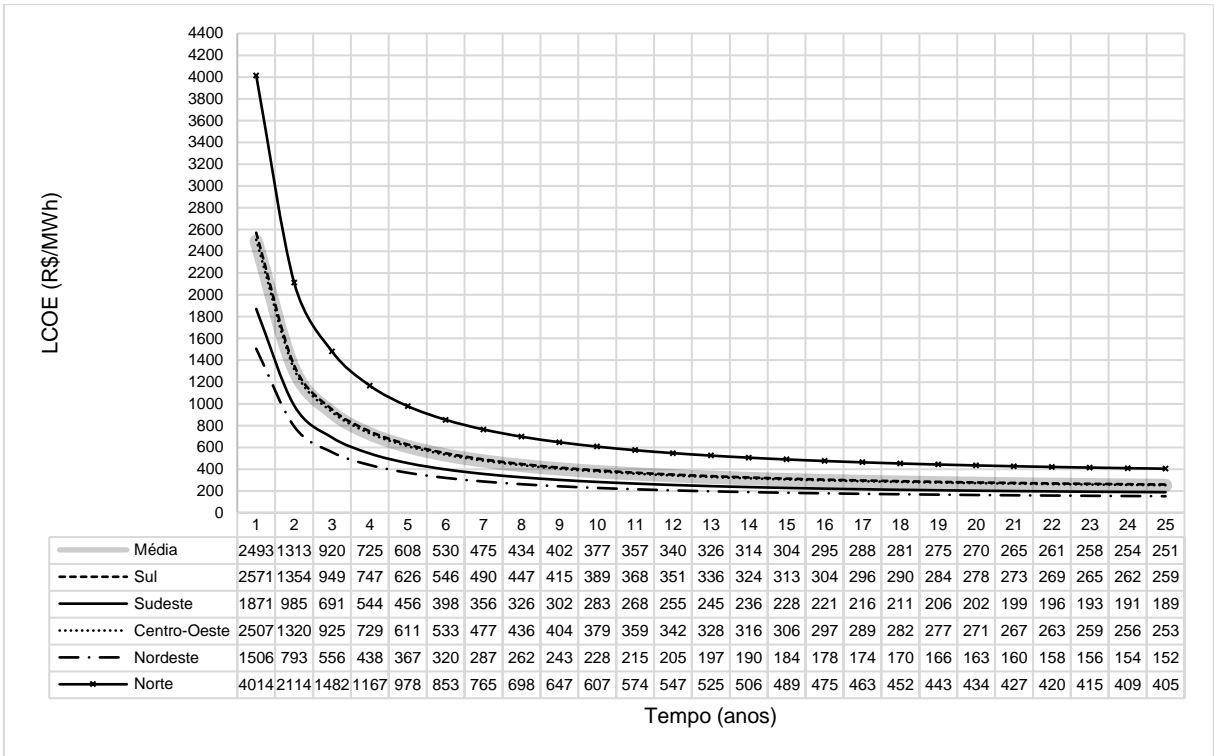


Figura 38 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs UFV+EOL. Fonte: Autor.

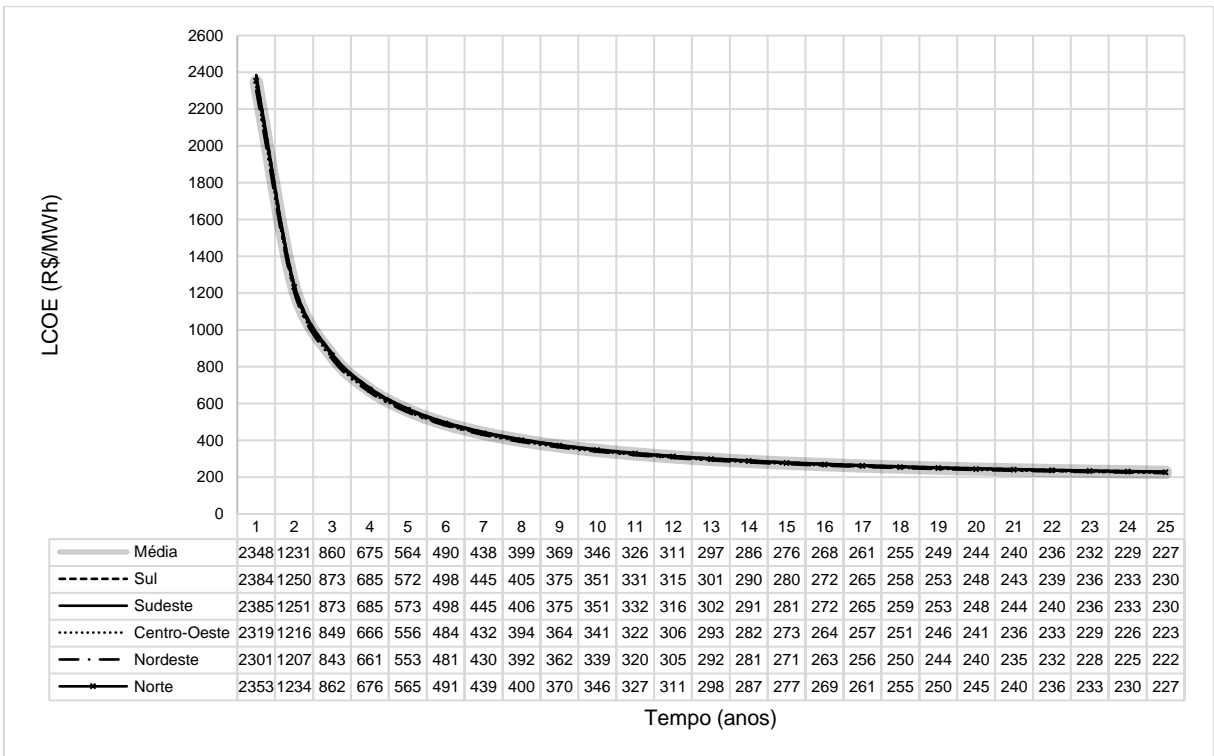


Figura 39 – LCOE médio ao longo dos anos para as UGHs PCH+UFV-F. Fonte: Autor.

Para entendimento do que as figuras podem representar inicialmente é preciso traçar um parâmetro de análise, o qual está representado pela média geral brasileira, que corresponde à média aritmética do LCOE de todos os empreendimentos

simulados ao longo das regiões no *Homer Pro*®. A partir de então têm-se uma comparação de região em região, buscando-se observar quais delas se sobressaem em cada um dos quatro arranjos.

Ao se tratar das UGHs compostas pela complementariedade PCH+UFV representadas na Figura 36, observa-se que não apresentaram variações significativas entre as regiões brasileiras, em comparação a média geral, no quesito do custo nivelado de eletricidade ao longo dos 25 anos de análise. Isso pode ser constatado ao verificar que o arranjo ao longo do território brasileiro possui valores próximos à média, sendo que onde o potencial hidráulico é menor há maior presença da irradiação, bem como há maior potencial hidráulico onde observam-se menores médias de irradiação.

No arranjo PCH+EOL da Figura 37 as curvas de custo nivelado de eletricidade já começam a tomar proporções distintas, visto que a variação de recurso eólico é maior, especialmente ao se tratar de regiões litorâneas onde as velocidades de vento alcançam patamares mais elevados. Nessa análise percebe-se que a região Nordeste lidera com o menor LCOE ao longo dos 25 anos, seguido da Sudeste e Sul, com ambas apresentando valores abaixo da média nacional e, sendo a região Norte detentora do R\$/MWh mais caro.

O comportamento das curvas na Figura 38 (UFV+EOL) também é bem distinto, sendo novamente o Nordeste detentor do LCOE mais baixo e o Norte do mais caro. Nessa análise o Sul e Centro-oeste apresentam valores próximos a média nacional.

A Figura 39 traz a análise da fonte hidráulica e solar quando o conjunto utiliza placas fotovoltaicas flutuantes, que contribuem para a eficiência energética do sistema, porém com custos de implantação e manutenção maiores. Esse arranjo apresentou características semelhantes ao conjunto hidráulico e solar fotovoltaico em solo, entretanto apresentando LCOE mais elevado.

De modo semelhante, as Figuras 40 a 43 abordam o VPL ao longo do horizonte da análise para cada arranjo híbrido simulado, englobando todos os pontos de verificação dispostos por região, as quais apresentam as médias obtidas.

Os gráficos de VPL apresentam as diferenças entre os arranjos ao tratar-se da viabilização econômica dessas UGHs. Em cada gráfico pode-se visualizar as três curvas referentes ao VPL em cada cenário de análise, uma para o cenário que considera o menor preço observado nos últimos leilões de energias renováveis (0,195

R\$/kWh), uma para o médio (0,252 R\$/kWh) e uma para o maior (0,297 R\$/kWh). A partir dos resultados o arranjo pode ser avaliado como viável caso seu VPL ultrapasse a linha em vermelho durante sua vida útil. Além disso, o gráfico também permite analisar a partir de qual ano os empreendimentos viáveis começam a trazer ganhos positivos ao fluxo de caixa.

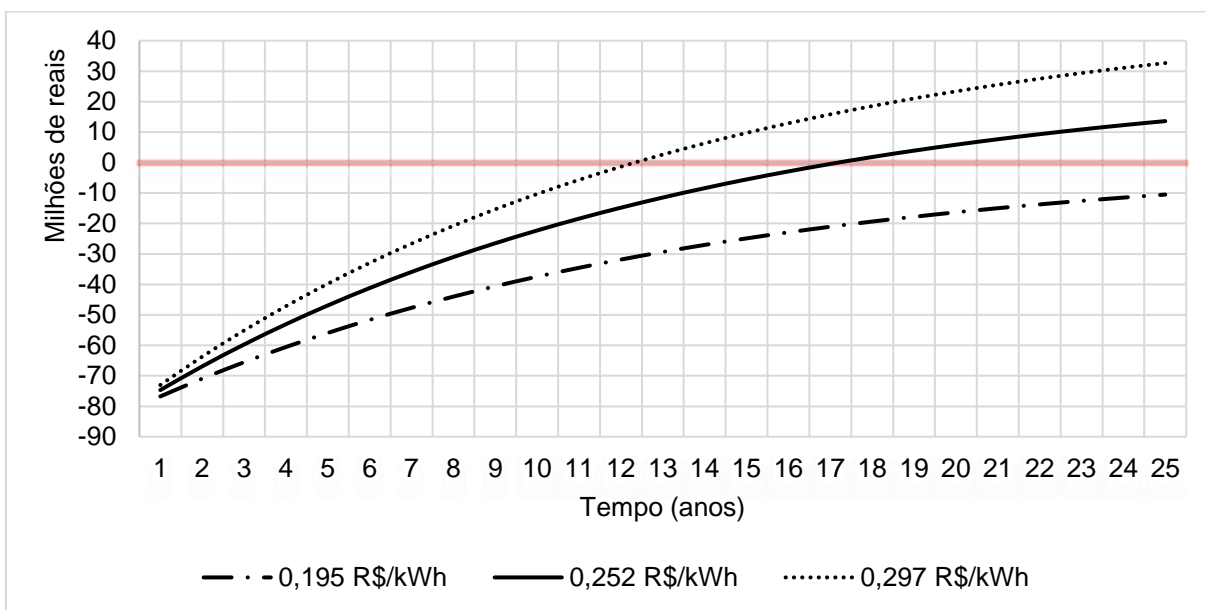


Figura 40 –VPL médio ao longo do tempo para as UGHs PCH+UFV. Fonte: Autor.

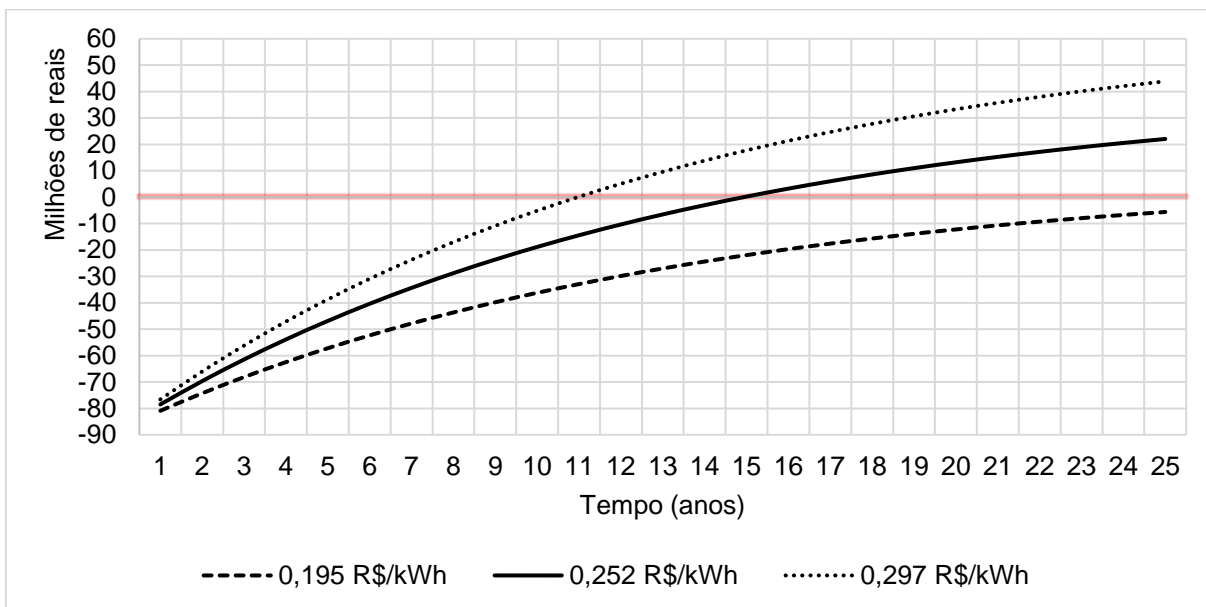


Figura 41 – VPL médio ao longo do tempo para as UGHs PCH+EOL. Fonte: Autor.

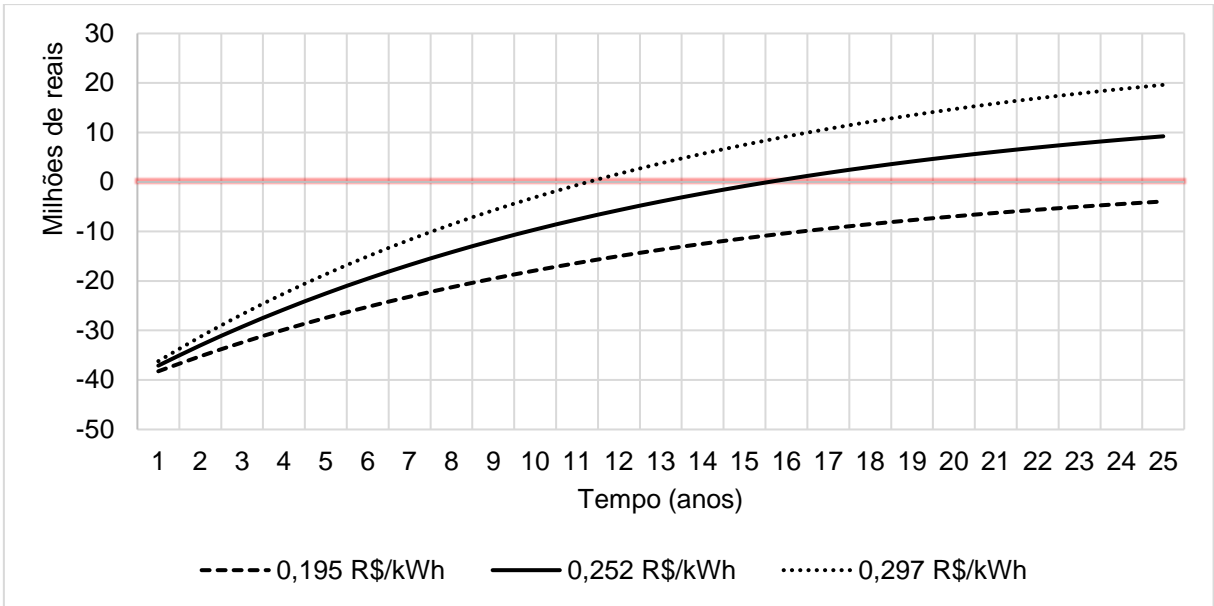


Figura 42 – VPL médio ao longo do tempo para as UGHs UFV+EOL. Fonte: Autor.

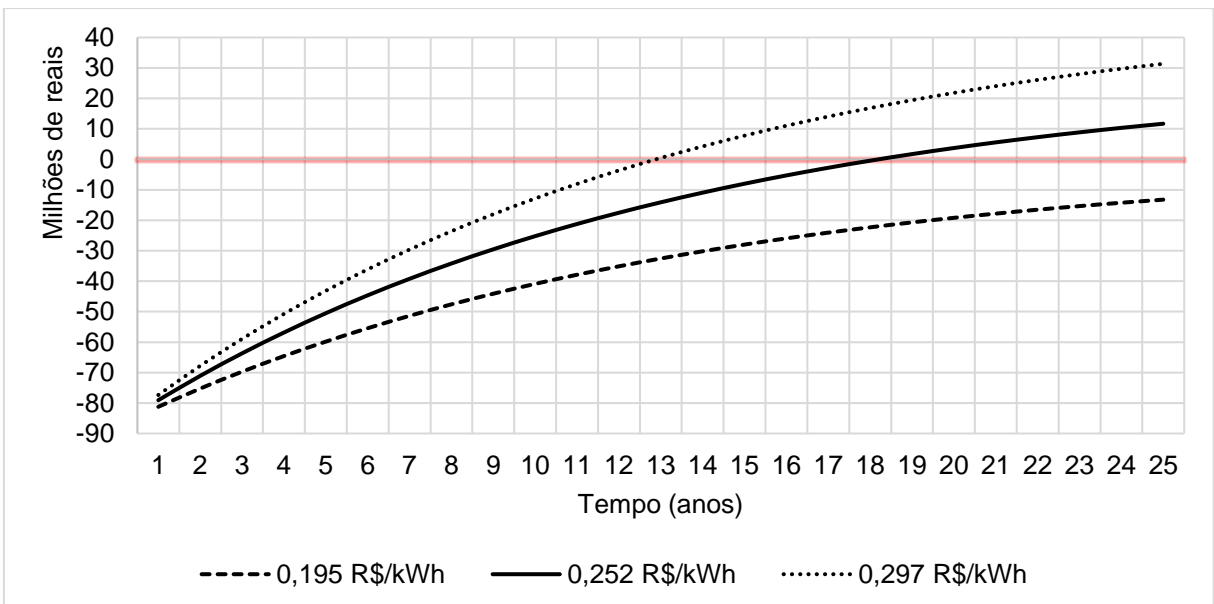


Figura 43 – VPL médio ao longo do tempo para as UGHs PCH+UFV-F. Fonte: Autor.

Em primeira análise realizada a partir dos gráficos é possível verificar que as usinas apresentam *paybacks* longos, que quando comparados a outros investimentos representam indicações de que o portfólio não apresenta atratividade econômica ao empreendedor, além de que esses sistemas apresentam dificuldades para manter sua competitividade no mercado de energia, mesmo em regiões com grande potencial.

Diante disso, as Figuras 44 a 47 apresentam a relação do VPL com a taxa de desconto, além da taxa interna de retorno (TIR) para cada arranjo, de acordo com as médias nacionais obtidas durante as simulações. Nesse cenário é possível avaliar e

comparar esse tipo de investimento a outros investimentos e auxiliar a tomada de decisão quanto as melhores opções econômicas.

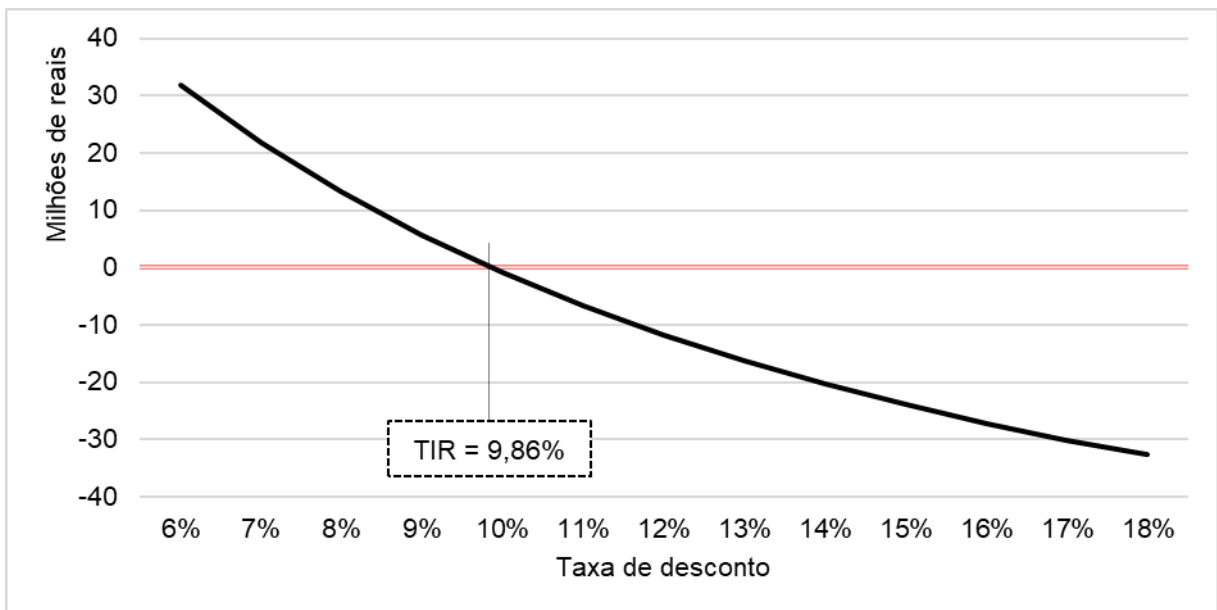


Figura 44 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs PCH+UFV. Fonte: Autor.

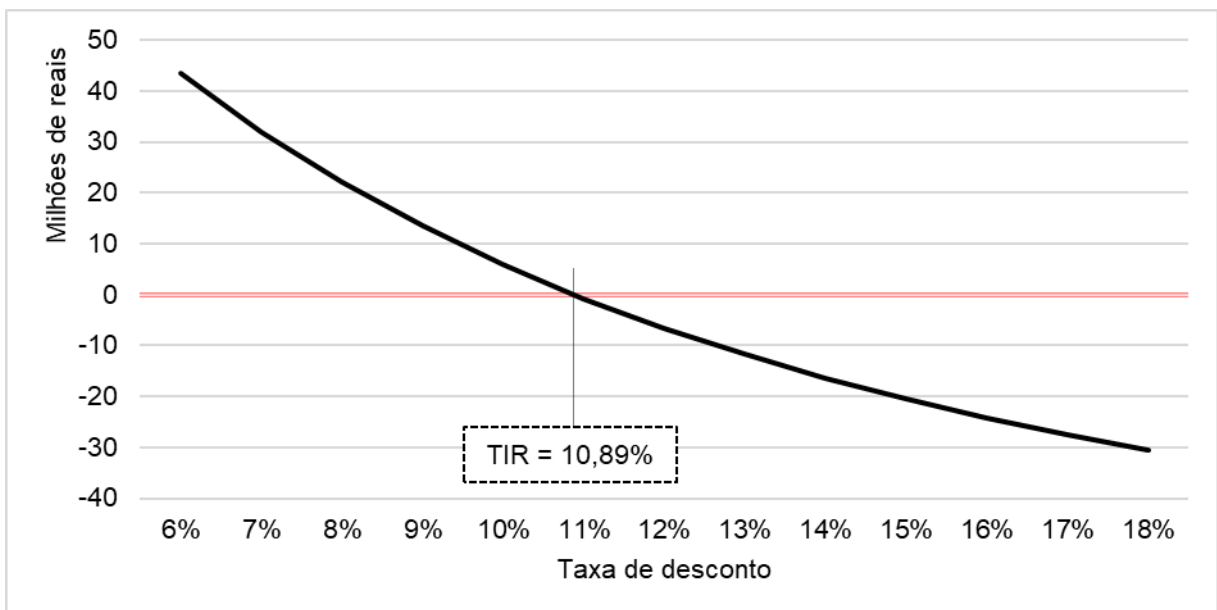


Figura 45 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs PCH+EOL. Fonte: Autor.

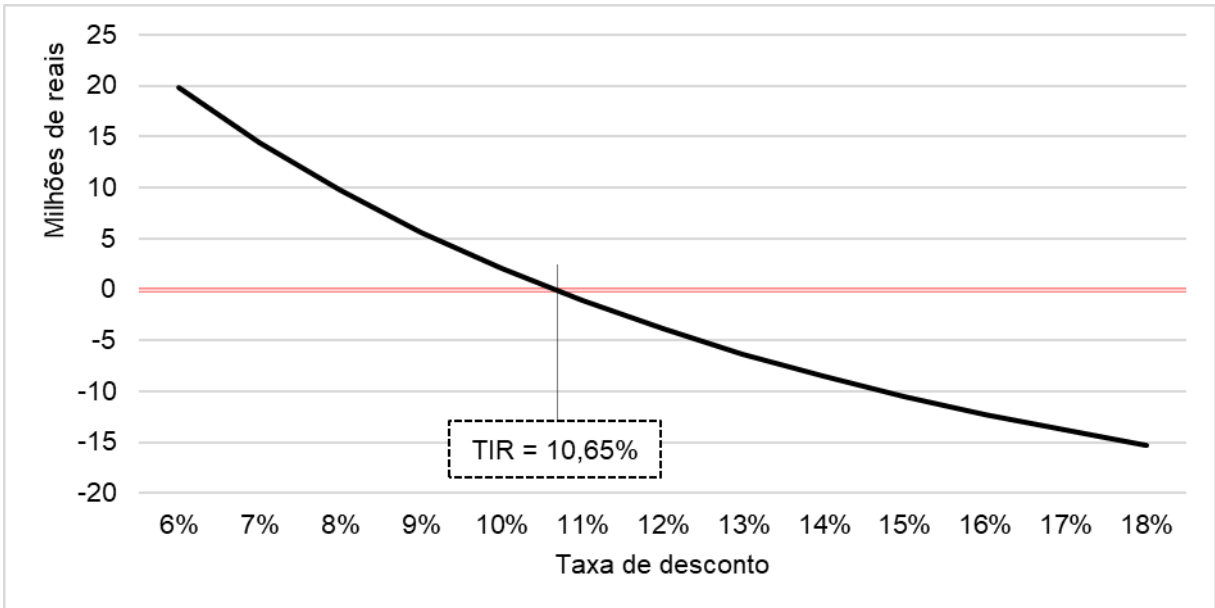


Figura 46 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs UFV+EOL. Fonte: Autor.

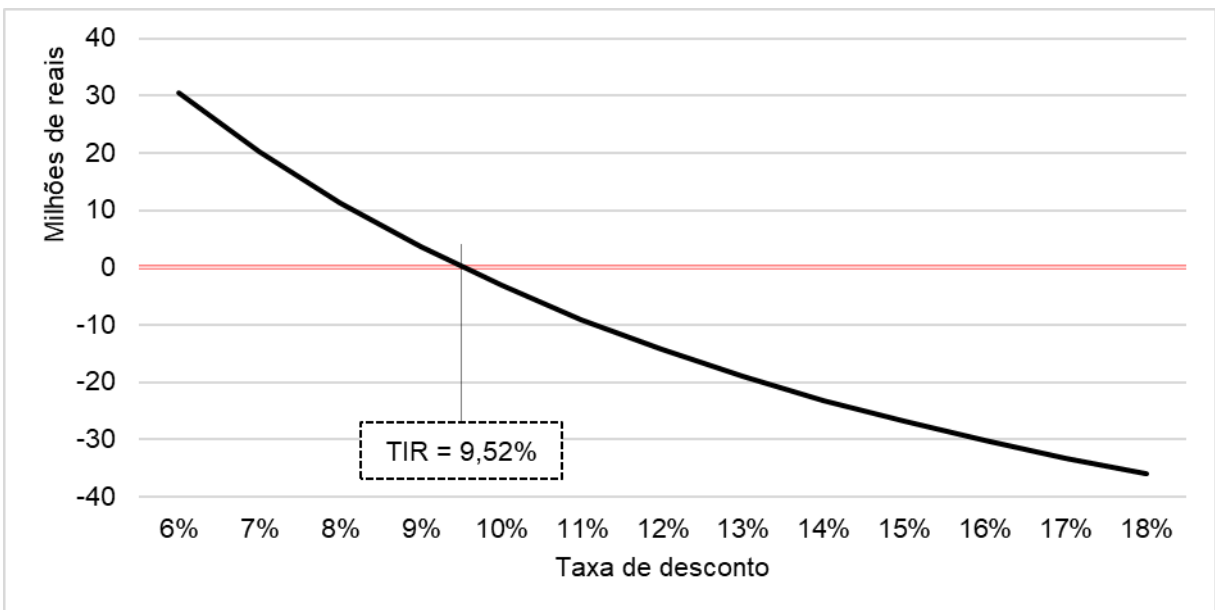


Figura 47 – VPL em função da taxa de desconto para as UGHs PCH+UFV-F. Fonte: Autor.

8.5 Otimização do custo nivelado de eletricidade

A viabilidade dos empreendimentos de geração não está apoiada apenas em parâmetros constantes ao longo de toda sua potencial vida útil de geração, ao invés disso, diversos fatores podem alterar a sua atratividade econômica com o passar do

tempo, e quanto mais variáveis forem consideradas no momento do planejamento e programação das usinas, mais fiéis são os resultados obtidos nas análises.

Nesse sentido, estima-se obter uma aproximação mais fiel aos resultados das simulações quanto a atratividade dos empreendimentos híbridos estudados neste trabalho e, para isso, a ferramenta computacional *Homer Pro*[®] foi utilizada para calcular essas variações e indicar quais seriam as outras possibilidades para cada sistema, por meio de sua simulação e otimização de resultados.

Para esta finalidade, cada Região teve seus dados anexados ao simulador do programa para que a execução dos cálculos trouxesse como resultado valores que estão relacionados as variações dos parâmetros em questão.

Nessa análise o Homer trabalhou com o cenário médio para as taxas de desconto consideradas ao longo do período da vida útil (8%), porém considerou como base os preços mínimo, médio e máximo de venda de energia elétrica em leilões de energias renováveis da ANEEL dos últimos anos (2021 e 2022) e calculou o *CAPEX* para viabilização dos arranjos, tendo como resultado os arranjos e custos necessários para atender cada um dos preços.

Assim, o *Homer Pro*[®] traz a otimização que possibilita analisar diferentes formas de viabilizar as usinas em cada localização, de forma gráfica, de acordo com os recursos energéticos disponíveis e os custos e ganhos esperados para os mesmos, ao passo que certos arranjos tenham maior dificuldade de se tornarem atrativos em regiões onde um arranjo em especial é muito mais viável. Para fins de explicação, a Figura 48 é apresentada a seguir, que corresponde a um dos empreendimentos calculados. Os demais resultados podem ser conferidos no apêndice.

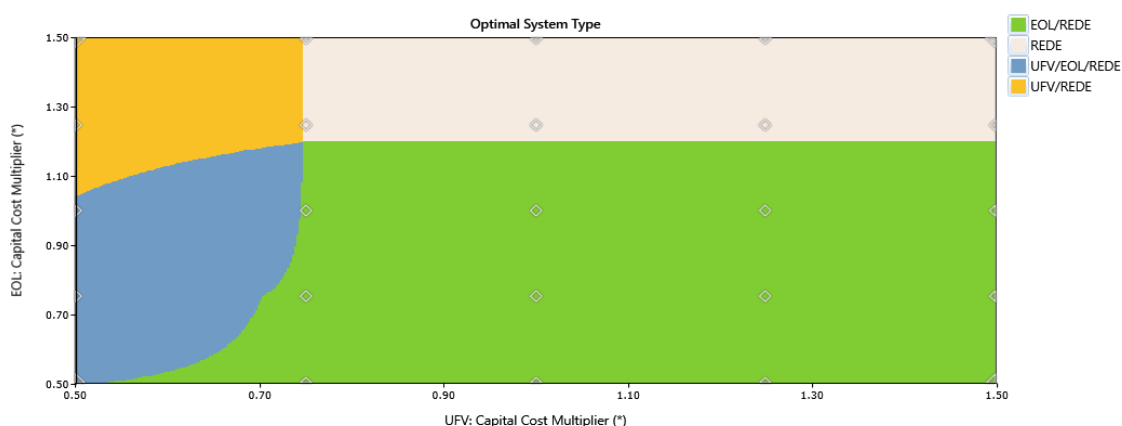


Figura 48 – Gráfico de otimização do *Homer Pro*[®]. Fonte: Autor.

A figura retirada do *Homer Pro*® ilustra sua ferramenta de análise de sensibilidade e otimização para determinar qual seria o preço do kW instalado que torna a opção de arranjo híbrido mais viável nos preços de R\$ 0,297, R\$ 0,252 e R\$ 0,195 por kWh gerado.

Para interpretação do gráfico deve-se entender que para ocorrer a viabilidade da usina seu VPL deve ser positivo ao longo do horizonte da análise. Nesse gráfico têm-se estipulado o preço fixo para venda de energia de R\$ 0,195 por kWh. Em seu eixo vertical (ordenadas) tem-se um fator multiplicador do custo por kW instalado da parcela eólica, que no caso citado, o ponto onde $y=1$ representa o custo médio definido previamente (4650,00 R\$/kW), enquanto onde $y=0,5$ tem-se metade desse valor (2325,0 R\$/kW). O mesmo raciocínio se aplica para o eixo das abscissas, para a parcela solar fotovoltaica.

A atratividade é apresentada a partir de cores distintas que combinam os fatores que multiplicam simultaneamente a parcela eólica e solar. A zona amarela é composta pelo sistema solar fotovoltaico apenas, sendo a forma economicamente viável. A zona verde corresponde ao sistema eólico apenas, não viabilizando a UGH no custo determinado. A zona em azul corresponde a viabilidade e atratividade para a composição eólico-solar e a zona em branco é a margem de valores que não consegue viabilizar nenhum sistema nos custos estipulados.

Os resultados transcritos em gráficos possibilitam identificar os pontos de contato entre as zonas, de modo que pode-se estabelecer o valor mínimo do kW que viabiliza o empreendimento em cada arranjo contemplando as fontes UFV, EOL ou PCH (representada por UHE na legenda do *Homer Pro*®). Em alguns casos o arranjo híbrido pode se tornar a opção mais atrativa economicamente, em outros não é possível, sendo viável apenas a operação individual, ou ainda pode haver situações de completa inviabilidade diante de preços menos competitivos.

CAPÍTULO 9 – CONCLUSÕES

Através da avaliação regional das usinas híbridas contempladas neste trabalho pode-se estimar os desdobramentos futuros desta forma de geração energética, que se apresenta promissora, mas sua recente regulação e a falta de amadurecimento operacional e tecnológico deixam dúvidas quanto a real segurança e viabilidade.

O ritmo de desenvolvimento das energias renováveis permanece evoluindo nos últimos anos, especialmente quanto aos custos da solar e eólica que têm reduzido consideravelmente quando comparados a outros trabalhos com metodologia semelhante como é o caso de Vasconcellos (2018). Também é esperado que essa tendência prossiga pelos próximos anos, tornando o horizonte de análise apresentado até então uma ferramenta que auxilia na projeção futura.

Apesar disso, também se evidencia que a pesquisa toma como base usinas simuladas a partir de dados atuais e que apesar de considerados sobre divergentes taxas de desconto, custos e geração ao longo das análises, ainda podem sofrer perturbações com passar dos anos com os avanços e mudanças regulatórias, climáticas e econômicas.

Nesse sentido espera-se que os dados contribuam para tomada de decisão quanto a viabilidade econômica de empreendimentos de geração híbrida no Brasil ao passo que solidifiquem seu modelo de negócio às medidas recém estabelecidas pela regulamentação abrangente.

Partindo do início da análise têm-se como base a avaliação dada pelo custo nivelado de eletricidade (LCOE), onde observou-se a partir das médias nacionais que no arranjo composto por PCH+UFV: todas as 18 localizações simuladas conseguem se adequar abaixo do preço médio dos leilões da CCEE (0,252 R\$/kWh), inclusive para os sistemas flutuantes (UFV-F) ainda que apresentando LCOE mais elevado, o que torna o arranjo consistente e com boa viabilidade em todas as localizações pontuadas.

No arranjo composto por PCH+EOL: 13 das 18 usinas conseguiram fixar seu LCOE em valores abaixo da média dos leilões (0,252 R\$/kWh); 6 de 18 usinas apresentaram valores abaixo da mínima dos leilões (0,195 R\$/kWh); a melhor região para esse arranjo é o Nordeste; a região Norte apresenta casos de usinas acima do

preço máximo de leilões (0,297 R\$/kWh); as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são viáveis.

No arranjo UFV+EOL: 13 das 18 usinas apresentaram custo nivelado de eletricidade abaixo da média dos leilões (0,252 R\$/kWh); 8 de 18 usinas apresentam-se abaixo da mínima dos leilões (0,195 R\$/kWh); 5 de 18 apresentaram custos acima da máxima dos leilões (0,297 R\$/kWh); as regiões Sul e Centro-Oeste apresentam incertezas sobre o potencial do arranjo, o Sudeste é viável, o Nordeste é atrativo economicamente e o Norte totalmente inviável.

A partir da análise do fator de capacidade constatou-se muita viabilidade para a complementariedade entre as fontes, já que a intermitência e a sazonalidade de uma delas é capaz de suprir a falta da outra, especialmente no caso da instalação de uma PCH+EOL, ao avaliar os fatores de capacidade em perfil anual. No caso da tecnologia de geração UFV, é possível utilizá-la para aumentar a geração do sistema já que apresenta perfil mais estável ao longo do ano em comparação as outras tecnologias, além de conter picos de consumo durante o período diurno.

A partir da investigação sobre os riscos e incertezas que impactam o LCOE das usinas foram feitas novas constatações acerca de cada arranjo. Para o sistema PCH+UFV: o arranjo se mostra viável em todas as regiões visto que os cenários com parâmetros mínimos mantêm o LCOE abaixo do preço mínimo dos leilões (0,195 R\$/kWh) e abaixo do preço médio (0,252 R\$/kWh) nos parâmetros que maximizam essa variável; o mesmo é observado para o sistema flutuante (UFV-F), embora apresente custo nivelado de eletricidade maior.

O arranjo PCH+EOL: apresenta viabilidade para as regiões Sul, Sudeste e destaque para o Nordeste, sendo que todas apresentaram valores de LCOE abaixo do preço mínimo (0,195 R\$/kWh) para os cenários em parâmetros mínimos e abaixo do preço médio (0,252 R\$/kWh) nos cenários de parâmetros máximos; enquanto o Centro-Oeste e o Norte apresentaram LCOE elevado, especialmente o Norte.

Nos sistemas compostos por UFV+EOL: notou-se que sua viabilidade é arriscada, mas possível no Sudeste e Nordeste com LCOEs abaixo do preço mínimo (0,195 R\$/kWh) nos parâmetros mínimos e abaixo do preço médio (0,252 R\$/kWh) nos cenários de parâmetros máximos; o Sul e Centro-Oeste estão suscetíveis a LCOEs acima do preço máximo de venda em leilões (0,297 R\$/kWh); e o Norte é completamente inviável.

A análise de riscos e incertezas também trouxe aprofundamento para a análise dos VPLs desses empreendimentos durante a execução dos cenários. No sistema PCH+UFV: a complementariedade possui probabilidade em torno de 70% de viabilidade em todas as regiões, entretanto apenas o Centro-Oeste e Nordeste mantêm a estatística para o sistema flutuante (UFV-F), sendo a redução nas demais regiões para próximo de 60%. Nas UGHs compostas por PCH+EOL: o arranjo apresenta atratividade no Nordeste e Sudeste com seus VPLs positivos em mais de 90% dos cenários, além de apresentar viabilidade no Sul com mais de 80% de chances de se obter um VPL positivo em seus cenários. Para o sistema UFV+EOL: o Sudeste e o Nordeste apresentam atratividade com mais de 92% de probabilidade de obter um cenário com VPL positivo enquanto o Norte é uma região extremamente arriscada (menos de 25% de chance).

O horizonte de análise para o VPL mostra que a venda de energia no preço mínimo de 0,195 R\$/kWh viabiliza a maioria das usinas do nordeste em torno de 12 anos para o arranjo UFV+EOL, enquanto o preço de 0,252 R\$/kWh reduz essa viabilização para 8 anos e viabiliza usinas do arranjo PCH+EOL da região em menos de 10 anos, além de viabilizar algumas usinas desses arranjos no sul e sudeste em cerca de 11 anos. No melhor preço de venda (0,297 R\$/kWh) algumas usinas no Nordeste compostas por UFV+EOL e PCH+EOL se viabilizam em cerca de 7 anos e mantêm o retorno do investimento para os arranjos PCH+UFV e PCH+UFV-F em média no 13º ano.

Quanto as flutuações atribuídas aos sistemas simulados, compreende-se que seus resultados são imprescindíveis para compreender quais fatores que mais impactam nos rendimentos de âmbito econômico. A elasticidade definiu que o capital inicial e a energia gerada são as variáveis que mais promovem mudanças no sistema. Para uma análise mais detalhada acerca da capacidade de geração desses sistemas é necessário que cada caso seja analisado em maior profundidade, a fim de realçar suas características que acabam sendo ofuscadas devido a utilização de dados médios para geração, como é o caso dos recursos energéticos renováveis suscetíveis a grande intermitência e sazonalidade.

A capacidade de resposta às variações de capital inicial pôde ser verificada a partir da ferramenta de otimização do *Homer Pro*®, a qual altera esse parâmetro para que os arranjos se viabilizem nos preços estabelecidos, a fim de se estimar como os

custos devem se atualizar para que certas usinas passem a ser viáveis. Essa análise reforça como cada usina deve ser analisada em particular por não fornecer uma solução capaz de atender aos arranjos de forma geral, pois cada localidade conta com suas características.

Ademais, espera-se que a metodologia apresentada sirva como auxílio ou ponto de partida para novas análises, de perfil semelhante ou mais aprofundada, já que os sistemas de geração híbrida se tornam cada vez mais presentes no Brasil e no mundo, e seu aprofundamento científico e tecnológico são fatores chave para alcançar sua maturidade no mercado de energia.

Apesar das dificuldades de implementação e dúvidas relacionadas ao seu futuro, as UGHs são capazes de contornar as dificuldades proporcionadas pela intermitência e sazonalidade das fontes renováveis, além de ser uma opção quando busca-se realizar a transição energética baseada em combustíveis fósseis para as propostas de zero carbonização.

Não apenas sendo aspecto importante sua inserção à matriz energética brasileira, os sistemas de geração híbrida carecem de maturidade no mercado de energia de forma competitiva, sendo que suas tecnologias de geração a partir de fontes energéticas intermitentes, renováveis e limpas podem contribuir para a redução do uso de fontes poluentes.

O Brasil é promissor para o desenvolvimento dessas tecnologias especialmente devido a sua grande diversidade climática e abundância de recursos energéticos renováveis. O amadurecimento das UGHs pode contribuir para que o país se oriente para um futuro apoiado às premissas do desenvolvimento sustentável que é ecologicamente correto, economicamente viável e socialmente justo.

Permanecem como sugestões para trabalhos futuros a análise dos sistemas de geração híbrida compostos por diferentes tecnologias de geração renováveis, além da análise de riscos relacionada aos impactos associados a construção das usinas, licenciamento ambiental e falha de equipamentos, bem como o estudo detalhado dos impactos econômicos promovidos por mecanismos de incentivo para essa forma de geração em empreendimentos novos e já existentes que se adequem à esta forma de geração, a fim de sugerir novos modelos de negócio para garantir a atratividade das centrais geradoras híbridas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Brasília. 2015. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/>>.

AMARANTE, O.A.C. DO. BROWER, M. ZACK, J. SÁ, A.L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Ministério de Minas Energia. Brasília. 44, 2001.

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. Séries históricas. Disponível em: <<https://www.snirh.gov.br/hidroweb/apresentacao>>. Acesso em: Mai. 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil. Brasília. 2005a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/livros//asset_publisher/eZ674TKh9oF0/content/atlas-de-energia-eletrica-do-brasil/656835?inheritRedirect=false>. Acesso em: Jun. 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Consideradas um salto de inovação, usinas híbridas são regulamentadas pela ANEEL. Portal digital. Acesso à informação - notícias. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/>. Acesso em: Dez. 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Energia Assegurada. 2005b. Disponível em: [135 http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf). Acesso em: Jun. 2017.

BARBOSA, C.F.O. PINHO, J.T. GALHARDO, M.A.B. PEREIRA, E.J.S. **Conceitos sobre Sistemas Híbridos de Energia para Produção de Eletricidade**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS). Belo Horizonte, ISBN 978-85-86923-43-2. 2016.

BRADSHAW, A. **Regulatory change and innovation in Latin America: the case of renewable energy in Brazil**. Util. Pol. V. 49, 156–164, 2017.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Seção 1, p. 2. 1998a

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília. 2004a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. V. 12, Seção 1, p. 6629. 1996.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Seção 1, p. 1. 1998b. Acesso em: Out. 2022.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Seção 1, p. 2. 2004c.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 954, de 30 de novembro de 2021. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Edição 228, Seção 1, p. 57. 2021.

BRASIL. Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Edição 160, Seção 1, p. 101. 2004b.

BRASIL. Resolução Normativa nº 875, de 10 de março de 2020. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Edição 51, Seção 1, p. 60. 2020b.

BRASIL. Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF. Edição 50, Seção 1, p. 46. 2020a.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Infográfico ABSOLAR nº 43. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 28 mai. 2022.

BUENO, C. CARTA, J.A. **Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands.** Renew. Sustain. Energy Rev. V. 10, (4), 312-340, 2006.

CAMARGO, J. R. GRANDINETTI, F. J. NOHARA E. L. Sistemas Fotovoltaicos: conceitos, inovação e aplicações. Taubaté: Editora Universitária da Universidade de Taubaté; Editora e Livraria Cabral Universitária, 2016. 128 p.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. InfoLeilão Dinâmico. Histórico de leilão mensal. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/busca-ccee?q=leilao_mensal&dtIni=&dtFim=&structure=ccee-boletins&ordenacao=Mais%20recentes>. Acesso em: Jun. 2022.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). p. 1–58. 2018.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013, 1a Ed. Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, Rio de Janeiro. 2017.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual de inventário hidroelétrico de Bacias Hidrográficas. Ministério de Minas e Energia. Brasília. Edição 2007. 2007.

D'ARAÚJO, R.P. Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil. Ed. 1. Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CONFEA), Brasília, 2009.

DE JONG, P. CUNHA, F.B.F. MOUSINHO, M.C.A.M. PRIMO, R.G.B. SANTOS, J.A.F.A. TORRES, E.A. **Complementaridade das energias eólica e solar na Bahia.** XVII Congresso Brasileiro de Energia (CBE), Rio de Janeiro. Anais do XVII Congresso Brasileiro de Energia, 2017.

DE JONG, P. SÁNCHEZ, A.S. ESQUERRE, K. KALID, R.A. TORRES, E.A. **Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 23, 526-535, 2013.

DEWI – Instituto Alemão de Energia Eólica. Energia Eólica. Wilhelmshaven: DEWI, 1998. 86 p. Tradução do alemão pelo português: Eletrobrás.

DUFFIE, J. A. BECKMAN, W. A. Solar Engineering of Thermal Processes. 4 edição. John Wiley & Sons. Hoboken, New Jersey. 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2023: Ano base 2022. Rio de Janeiro. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2022 – Relatório Síntese 2022: ano base 2021. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf>. Acesso em: Jun. 2022.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Caderno de Preços da Geração 2021. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2021b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao>>. Acesso em: Jun. 2022.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético. EPE-DEE-NT-029/2019-r0. Rio de Janeiro. 2019.

EPE & MME. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração – Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE e MME, 27. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: Abr. 2021.

FARAHMAND, H. JAEHNERT, S. AIGNER, T. HUERTAS-HERNANDO, D. **Nordic hydropower flexibility and transmission expansion to support integration of north european wind power**. Wind Energy, V.18, (6), 1075-1103, 2015.

FEITOSA, E.A.N. et al. Panorama Do Potencial Eólico No Brasil. ANEEL, Brasília. 2003.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Energy Data. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: Ago. 2021.

HENNESSY, T. KUNTZ, M. **The multiple benefits of integrating electricity storage with wind energy**. in: IEEE Power Engineering Society General Meeting, IEEE. 1952-1954, 2005.

HINRICHS, R. A. KLEINBACH, M. REIS, L. B. dos. Energia e meio ambiente. 5 edição. Cengage Learning. 2014.

HOMER SOFTWARE. Homer Pro Standalone Microgrids. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acesso em: Mai. 2022.

IEA – International Energy Agency. Projected Costs of Generating Electricity. 2020. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>>. Acesso: Mai. 2022.

IEA – International Energy Agency. World Energy Outlook 2021. IEA. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>>. Acesso em: Dez. 2021.

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia. Normais climatológicas do Brasil. Ministério da Agricultura, Agropecuária e Abastecimento. Brasília, DF. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/normais>>. Acesso em: Mai. 2022.

JENSSEN, L. *et al.* **Economic Risk and Sensitivity Analysis for Small-Scale Hydropower Projects**. IEA Technical Report. IEA Hydropower Agreement, 2000. Disponível em: <<http://www.small-hydro.com/Public-Files/Economic-Risk-and-Sensitivity-Analysis.aspx>>. Acesso em: Fev. 2014.

KUMAR, Y. RINGENBERG, J. DEPURU, S.S. DEVABHAKTUNI, V.K. LEE, J.W. NIKOLAIDIS, E. ANDERSEN, B. AFJEH, A. **Wind energy: trends and enabling technologies**. Renew. Sustain. Energy Rev. V. 53, 209-224, 2016.

LEITE, M.D.P. SANTOS, I.F.S DOS. BARROS, R.M. TIAGO FILHO, G.L. **O uso combinado de pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos**. Revista Brasileira de Energia. V. 20, (2), 93-104, 2014.

MARTÍN, J.R. **World Bank, SERIS Take Aim at Floating PV Hurdles with Standardisation Push**. PV Tech, 2019. Disponível em: <<https://www.pv-tech.org/news/world-bank-seris-take-aim-at-floating-pv-hurdles-with-standardisation-push>>. Acesso em: Dez. 2019.

MCDOWALL, J. **Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids**. J. Power Sources V. 162, (2), 959-964, 2006.

MEGAWHAT. Fator de capacidade. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes/29755/fator-de-capacidade>>. Acesso em: Mar. 2023.

MICROSOFT. Microsoft 365 Apps para Grandes Empresas – Excel (Versão 2302). Acesso em: Mar. 2023.

MOURA, A. P. MOURA, A. A. F. ROCHA, E. P. Engenharia de Sistemas de Potência: geração hidroelétrica e eólioelétrica. Edições UFC. Fortaleza – Ceará. 2019.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: Abr. 2021.

PEREIRA, E.B. MARTINS, F.R. GONÇALVES, A.R. COSTA, R.S. LIMA, F.J.L. RÜTHER, R. ABREU, S.L. TIEPOLO, G.M. PEREIRA, S.V. SOUZA, J.G. Atlas Brasileiro de Energia Solar., 2a Ed. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos. ISBN 978-85-17-00089-8. 2017.

PEREZ, M. PEREZ, R. FERGUSON, C.R. SCHLEMMER, J. **Deploying effectively dispatchable PV on reservoirs: comparing floating PV to other renewable technologies**. Sol. Energy. V. 174, 837-847, 2018. doi: 10.1016/j.solener.2018.08.088 [online].

PINTO, M. de O. Fundamentos de energia eólica. Editora LTC. Rio de Janeiro. 2014.

REN, G. LIU, J. WAN, J. GUO, Y. YU, D. **Overview of wind power intermittency: impacts, measurements, and mitigation solutions**. Appl. Energy, V. 204, 47-65, 2017.

ROSA-CLOT, M. TINA, G.M. NIZETIC, S. **Floating photovoltaic plants and waste-water basins: an Australian project**. Energy Procedia. V. 134, 2017. 664e674, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.585> [online].

RUBINSTEIN, R. Y. KROESE, D. P. Simulation and the Monte Carlo Method. 3 edição. Wiley. 2017.

SACRAMENTO, E.M DO. CARVALHO, P.C.M. ARAÚJO, J.C. de. RIFFEL, D.B. CORREA, R.M. da C. PINHEIRO NETO, J.S. **Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs**. IET Renew. Power Gener. V. 9, (8), 2015. 1019e1024, <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0120> [online].

SAHU, A. YADAV, N. SUDHAKAR, K. **Floating photovoltaic power plant: a review**. Renew. Sustain. Energy Rev. V. 66. 2016. 815e824, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051> [online].

SANTOS, I. F. S. dos. TIAGO FILHO, G. L. BARROS, R. M. **Análises econômicas, de sensibilidade e elasticidade em projetos de energias renováveis no Brasil**. Revista Brasileira de Energia. Vol. 21, nº 2. 2015.

SANTOS, J.A.F. DE A. JONG, P. DE. COSTA, C.A. DA. TORRES, E.A. **Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil**. Utilities Policy. V. 67, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101084> [online].

SANTOS, J.A.F. DE A. TORRES, E.A. **Wind energy in the Brazilian energy matrix: introduction in state of Bahia**. In: XI Congresso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico (CIINDET 2014), Tecnologías Modernas para la

Industria y la Educación, V. XI. Anais CIINDET978-607-95255-6-9, Cuernavaca-Morelos, 2014.

SILVA, B. G. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo.** Thesis, University of São Paulo (USP), São Paulo, 2011. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/td e-12032012-091848/pt-br.php>>.

SILVA, C. P da. COSTA, G. C. G. SOUZA, P. L. de. GBEDJINO, M. J. SANTOS, I. F. S. dos. **Avaliação do impacto do tipo de aerogerador e da altura de instalação sobre os parâmetros energéticos de um parque eólico.** Revista Brasileira de Energia. V. 28, n. 2.154-171, 2022. DOI: 10.47168/rbe.v28i2.698.

SILVA, N. F. ROSA, L. P. ARAÚJO, M. R. **The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector's expansion.** Renew. Sustain. Energy Rev. V. 9, 289–309, 2005. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.04.003> [online].

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado. 2015 (Texto para Discussão nº 166).

SILVÉRIO, N. M. BARROS R. M. TIAGO FILHO, G. F. REDÓN-SANTAFÉ M. SANTOS, I. F. S. dos. VALÉRIO, V. E. de M. **Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin.** Energy Conversion and Management. Elsevier. V. 171, p. 339-349. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.095>.

SOUZA, Z. de. SANTOS, A. H. M. BORTONI, E. da C. Centrais hidrelétricas: estudos para implantação. ELETROBRÁS. Rio de Janeiro. 1999.

STIUBIENER, U. SILVA, T.C. DA. TRIGOSO, F.B.M. BENEDITO, R. DA S. TEIXEIRA, J.C. **PV power Generation on Hydro dam's reservoirs in Brazil: a way to improve operational flexibility.** Renewable Energy. V. 150. 765-776. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.003> [online].

TEIXEIRA, F.E.R. **O papel da geração hídrica reversível na integração da energia eólica em ambiente de mercado.** Dissertação de Mestrado - Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.2012, p. 8-10, 2012.

TIAGO FILHO, G. L. **Utilização combinada de pequenas centrais hidrelétricas e centrais elétricas eólicas.** Revista Hidro & Hydro, (47), 2010.

TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Rio Janeiro: Synergia, 2011.

UNFCCC. Report of the Conference of the Parties on its Twenty-First Session, Held in Paris from 30 November to 13 December 2015. Paris. 2015.

VASCONCELOS, B.T.C de. **Análise da Garantia física das usinas hidrelétricas de pequeno porte, despachadas não centralizadamente, e do potencial de complementação híbrido.** 201, 2018. Disponível em: <<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1126>>. Acesso em: Abr. 2021.

APÊNDICES

APÊNDICE I: VPL dos arranjos híbridos considerando o preço de venda de 0,195 R\$/kWh.

USINA	Preço mínimo de venda em leilões - 0,195 R\$/kWh											
	PCH+UFV			PCH+EOL			UFV+EOL			PCH+UFV-F		
	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
01	-8.894.832,80	6,20	-	7.661.443,04	9,36	19	6.530.900,21	9,79	18	-12.220.660,72	5,68	-
02	-11.151.136,38	6,21	-	-3.711.052,42	7,45	-	-4.155.957,21	6,8	-	-14.601.927,87	5,77	-
03	-20.231.665,25	6,58	-	-33.153.553,92	5,71	-	-24.614.498,56	-0,37	-	-23.687.177,77	6,38	-
04	-8.394.018,32	6,30	-	-2.221.355,13	7,6	-	-2.831.809,18	7,19	-	-11.380.078,04	5,85	-
05	-7.754.599,97	6,59	-	8.229.209,77	9,33	19	9.420.665,94	10,56	16	-10.454.866,89	6,21	-
06	-12.111.030,86	6,31	-	-2.794.948,77	7,64	-	-2.122.012,84	7,4	-	-15.217.183,26	5,97	-
07	-9.498.927,59	6,06	-	5.907.126,75	9,06	20	4.140.730,67	9,15	20	-12.575.427,86	5,60	-
08	-8.692.630,36	6,27	-	-21.947.644,90	3,76	-	-22.653.696,80	0,48	-	-11.386.590,09	5,88	-
09	-10.837.277,69	6,61	-	-6.136.727,58	7,26	-	-2.846.548,86	7,19	-	-13.413.422,00	6,35	-
10	-15.675.753,25	6,77	-	-7.744.678,38	7,42	-	1.829.938,06	8,51	23	-18.162.214,71	6,61	-
11	-8.915.183,17	6,76	-	-1.100.069,03	7,86	-	2.768.714,60	8,77	21	-11.020.802,67	6,54	-
12	-9.186.323,77	6,35	-	15.215.163,68	10,38	16	15.221.791,72	12,06	13	-11.631.470,00	6,04	-
13	-5.177.396,93	6,71	-	17.923.260,37	11,75	14	18.368.905,43	12,86	12	-7.010.932,93	6,4	-
14	-6.734.108,50	6,61	-	22.674.445,97	11,98	13	23.450.576,32	14,12	11	-8.624.638,19	6,35	-
15	-7.657.995,35	6,59	-	-2.159.387,76	7,64	-	-1.030.106,85	7,71	-	-9.893.145,41	6,29	-
16	-12.830.333,46	6,51	-	-33.453.446,60	4,11	-	-30.303.824,68	-3,26	-	-15.384.363,05	6,28	-
17	-11.671.200,61	6,28	-	-23.993.914,42	4,56	-	-23.681.846,03	0,04	-	-14.354.802,40	5,99	-
18	-9.690.707,56	6,14	-	-29.690.162,28	2,27	-	-30.942.907,63	-3,64	-	-12.359.998,48	5,78	-

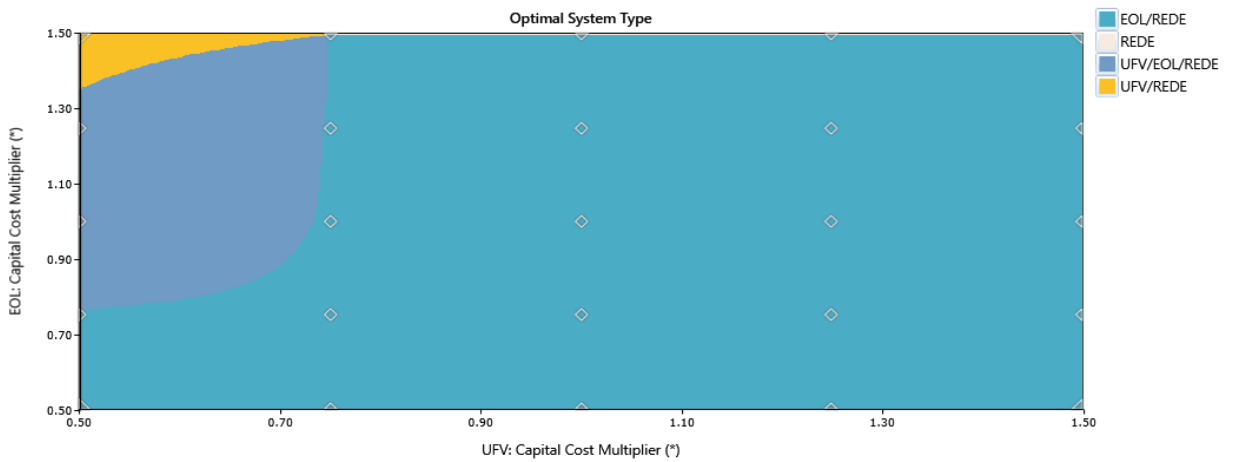
APÊNDICE II: VPL dos arranjos híbridos considerando o preço de venda de 0,252 R\$/kWh.

USINA	Preço médio de venda em leilões - 0,252 R\$/kWh											
	PCH+UFV			PCH+EOL			UFV+EOL			PCH+UFV-F		
	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
1	8.059.281,25	9,55	19	31.541.297,64	13,33	12	22.754.313,78	13,95	11	5.347.078,38	8,96	21
2	10.231.859,94	9,56	19	21.932.951,44	11,06	15	8.943.605,73	10,43	16	7.358.165,69	9,06	20
3	29.746.541,10	9,97	17	15.133.698,74	8,99	21	-17.495.124,63	2,49	-	26.866.745,82	9,74	18
4	8.734.142,09	9,67	18	18.797.335,98	11,25	15	10.654.812,40	10,88	15	6.461.024,28	9,16	20
5	11.579.241,55	10	17	34.321.455,60	13,29	12	26.488.780,26	14,87	10	9.675.455,97	9,57	19
6	12.586.458,26	9,67	18	26.711.916,58	11,27	15	11.572.087,68	11,12	15	10.158.143,76	9,28	19
7	7.223.296,02	9,39	19	29.218.872,33	12,97	12	19.665.479,29	13,18	12	4.833.301,19	8,87	21
8	8.707.751,20	9,64	18	-6.335.592,29	6,85	-	-14.961.165,43	3,38	-	6.812.116,44	9,2	20
9	16.549.981,45	10,01	17	24.710.752,29	10,82	15	10.635.764,21	10,88	15	14.806.600,47	9,72	18
10	29.550.204,17	10,20	17	41.885.807,01	10,98	15	16.679.224,23	12,43	13	27.922.721,03	10,02	17
11	16.716.476,82	10,20	17	28.902.222,71	11,53	14	17.892.412,37	12,74	12	15.581.158,68	9,95	17
12	10.146.595,93	9,72	18	43.767.039,63	14,55	10	33.985.619,72	16,68	9	8.572.504,78	9,37	19
13	9.157.657,11	10,16	17	41.097.028,00	16,22	9	38.052.658,98	17,65	8	8.373.954,56	9,81	18
14	10.409.130,83	10,03	17	50.500.245,75	16,48	9	44.619.741,37	19,2	7	9.551.774,89	9,73	18
15	11.427.540,03	10	17	20.619.646,69	11,29	15	12.983.166,19	11,49	14	10.124.828,54	9,66	18
16	17.187.786,21	9,89	18	-7.377.407,77	7,19	-	-24.847.484,55	-0,47	-	15.472.984,25	9,64	18
17	11.772.132,22	9,64	18	-2.066.391,85	7,72	-	-16.289.850,60	2,92	-	9.889.883,12	9,31	19
18	8.192.252,70	9,49	19	-15.566.982,70	5,19	-	-25.673.376,35	-0,85	-	6.328.497,65	9,08	20

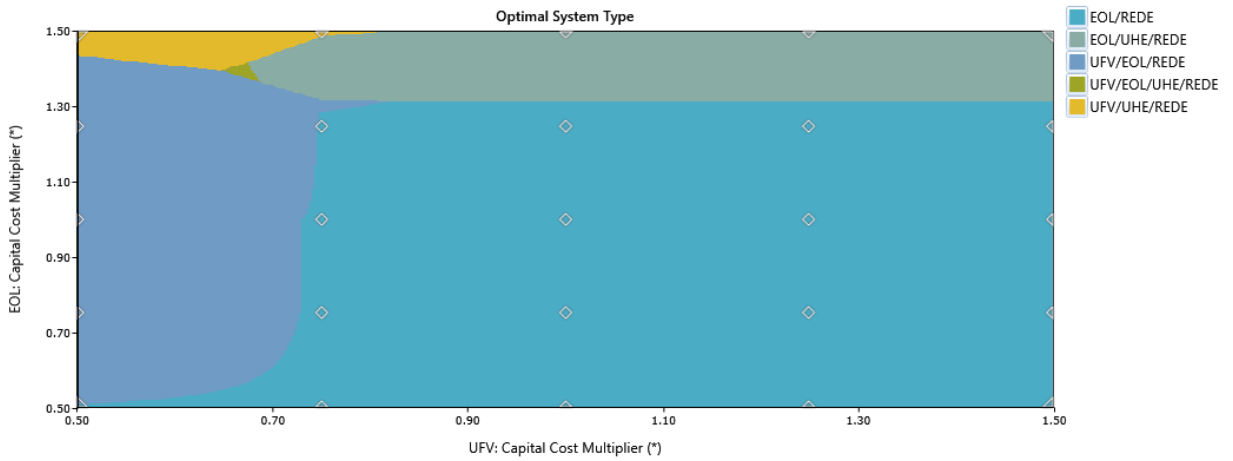
APÊNDICE III: VPL dos arranjos híbridos considerando o preço de venda de 0,297 R\$/kWh.

USINA	Preço máximo de venda em leilões - 0,297 R\$/kWh											
	PCH+UFV			PCH+EOL			UFV+EOL			PCH+UFV-F		
	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
1	21.444.108,13	11,99	13	50.393.814,43	16,3	9	35.562.271,86	17,06	9	19.216.346,08	11,34	14
2	27.113.172,83	11,99	13	42.178.217,65	13,72	11	19.285.365,94	13,09	12	24.695.081,65	11,45	14
3	69.203.019,80	12,45	13	53.255.213,99	11,37	14	-11.874.566,27	4,42	-	66.777.738,13	12,2	13
4	22.256.374,00	12,13	13	35.391.039,49	13,94	11	21.302.145,24	13,59	11	20.546.105,05	11,56	14
5	26.842.800,65	12,49	13	54.920.597,05	16,24	9	39.963.607,35	18,10	8	25.567.816,12	12,02	13
6	32.084.475,99	12,12	13	50.006.810,28	13,95	11	22.383.219,67	13,86	11	30.191.296,67	11,69	14
7	20.425.051,50	11,82	14	47.622.881,99	15,89	9	31.921.859,78	16,18	9	18.577.034,65	11,24	15
8	22.444.894,53	12,09	13	5.989.712,40	9,05	20	-8.888.114,36	5,37	-	21.179.516,33	11,61	14
9	38.171.501,82	12,5	13	49.064.025,87	13,44	11	21.279.695,58	13,58	11	37.085.565,58	12,18	13
10	65.254.907,40	12,7	12	81.067.769,16	13,60	11	28.402.344,89	15,33	10	64.305.565,04	12,51	13
11	36.951.997,87	12,71	12	52.588.242,51	14,24	11	29.832.173,77	15,68	9	36.582.707,11	12,44	13
12	25.409.427,27	12,18	13	66.307.994,33	17,67	8	48.799.168,15	20,18	7	24.523.011,18	11,80	14
13	20.474.805,03	12,67	12	59.392.107,71	19,61	7	53.592.464,42	21,29	7	20.519.918,37	12,29	13
14	23.943.267,14	12,53	13	72.467.982,42	19,89	7	61.332.240,09	23,08	6	23.901.574,69	12,21	13
15	26.495.067,96	12,49	13	38.603.094,94	13,98	11	24.046.276,49	14,27	11	25.928.492,19	12,12	13
16	40.886.301,74	12,37	13	13.208.938,67	9,4	19	-20.539.847,60	1,34	-	39.834.047,91	12,09	13
17	30.280.026,57	12,09	13	15.244.810,18	9,99	17	-10.454.064,73	4,88	-	29.030.424,32	11,73	14
18	22.310.379,22	11,92	13	-4.417.104,09	7,23	-	-21.513.220,08	0,95	-	21.082.573,53	11,47	14

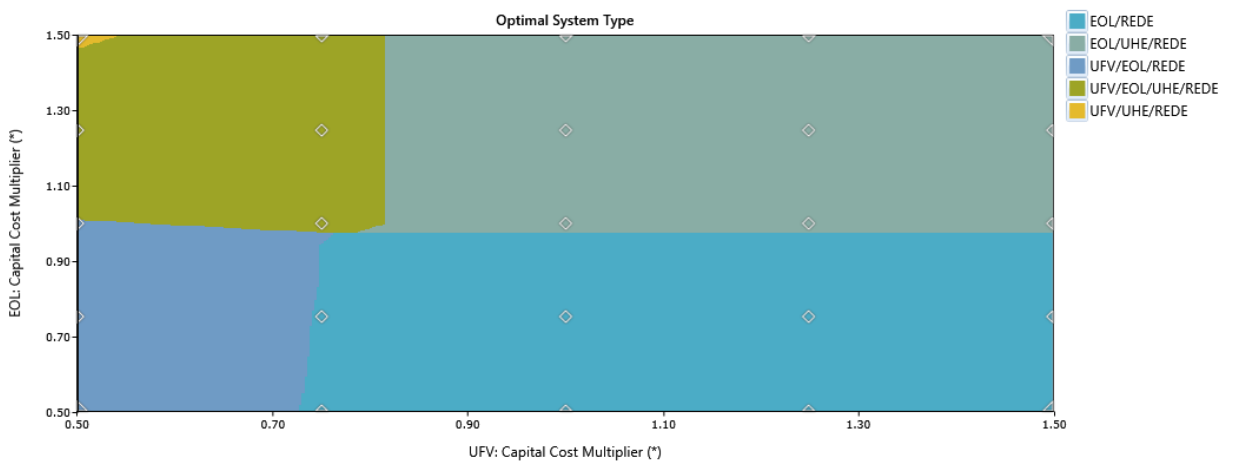
APÊNDICE IV: Otimização para usina 01 e venda a 0,195 R\$/kWh.



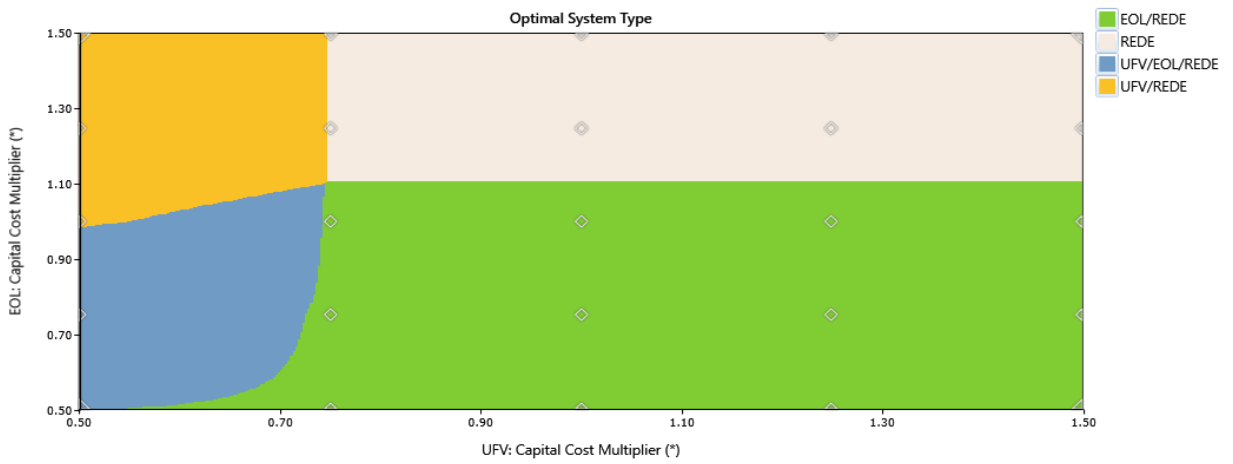
APÊNDICE V: Otimização para usina 01 e venda a 0,252 R\$/kWh.



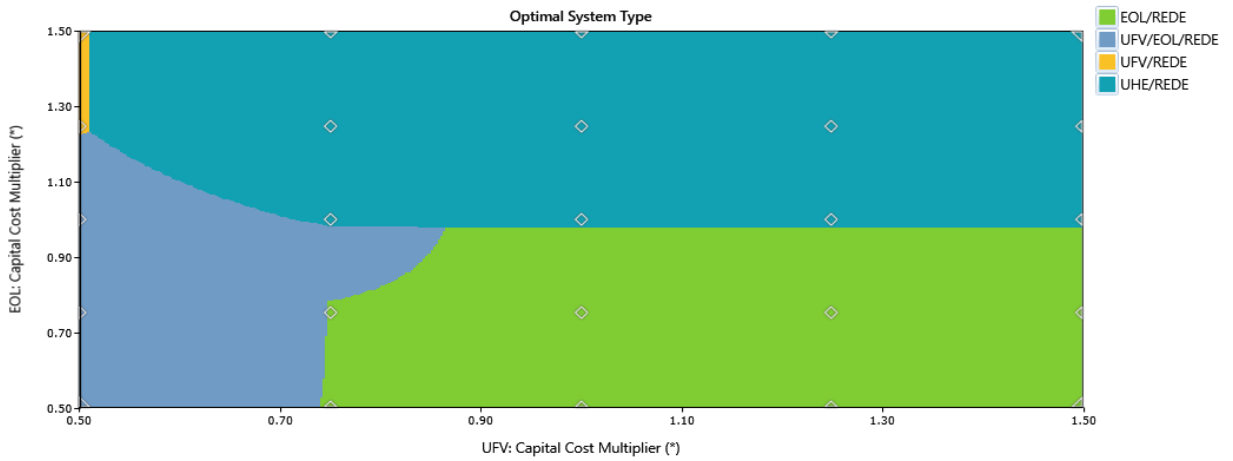
APÊNDICE VI: Otimização para usina 01 e venda a 0,297 R\$/kWh.



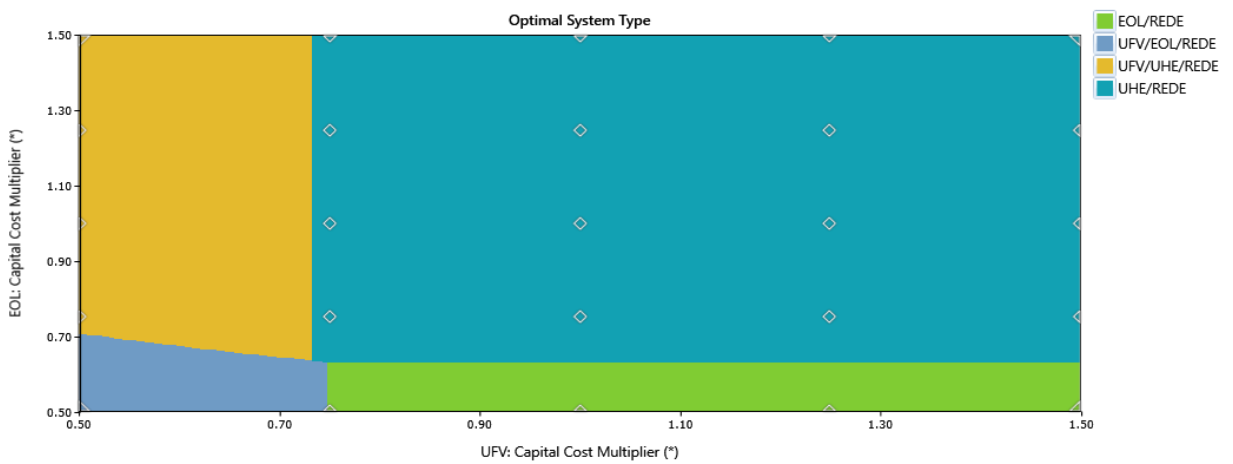
APÊNDICE VII: Otimização para usina 02 e venda a 0,195 R\$/kWh.



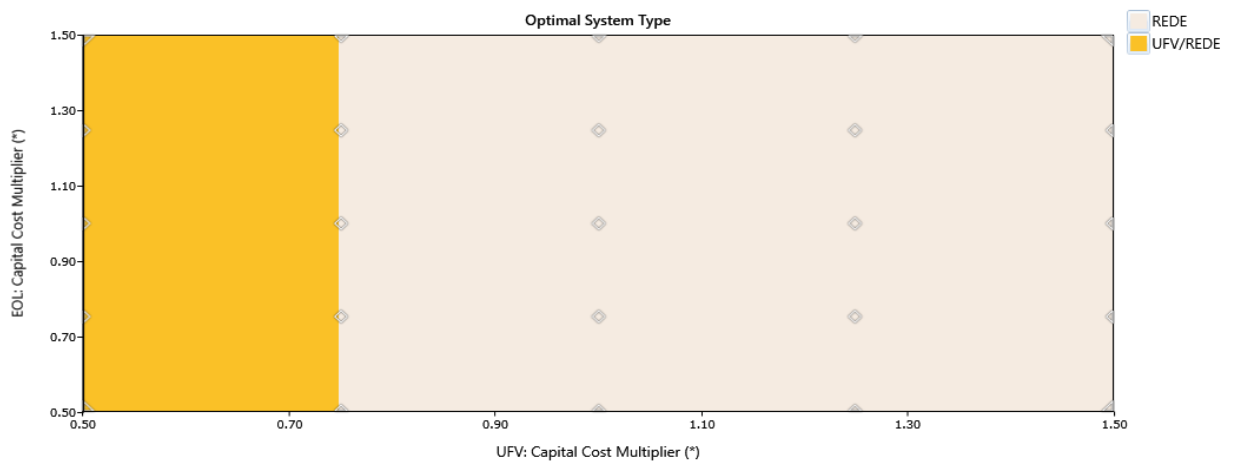
APÊNDICE VIII: Otimização para usina 02 e venda a 0,252 R\$/kWh.



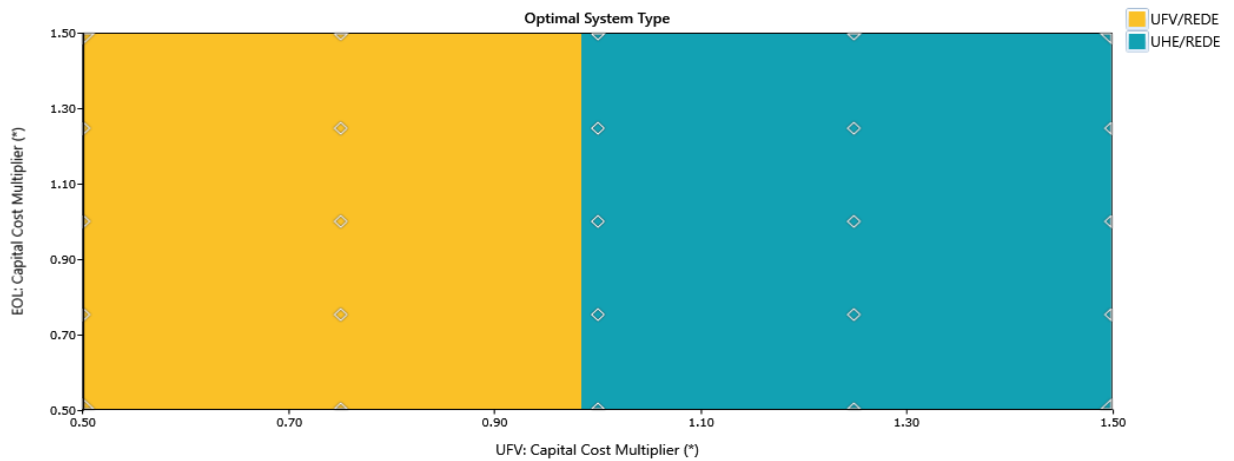
APÊNDICE IX: Otimização para usina 02 e venda a 0,297 R\$/kWh.



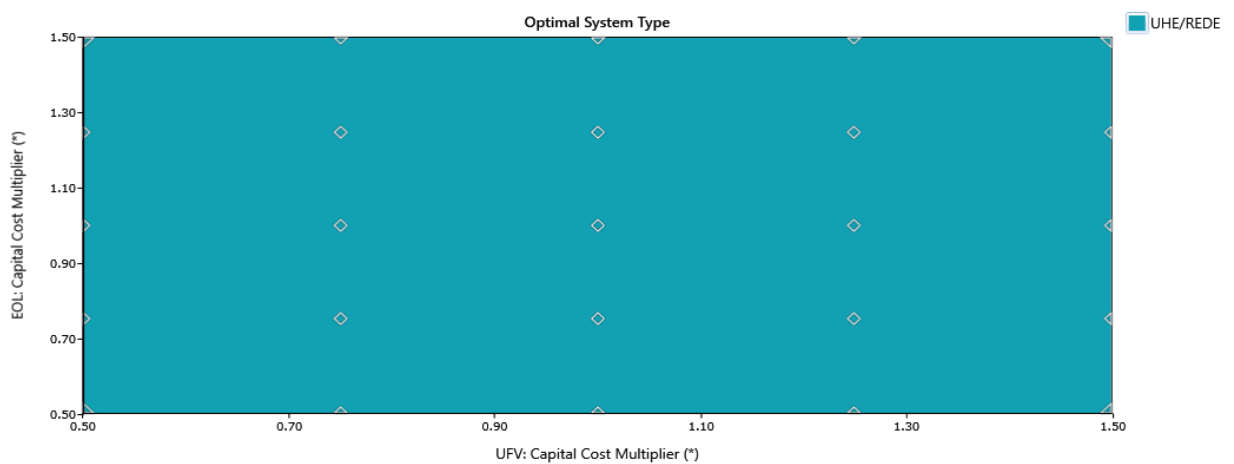
APÊNDICE X: Otimização para usina 03 e venda a 0,195 R\$/kWh.



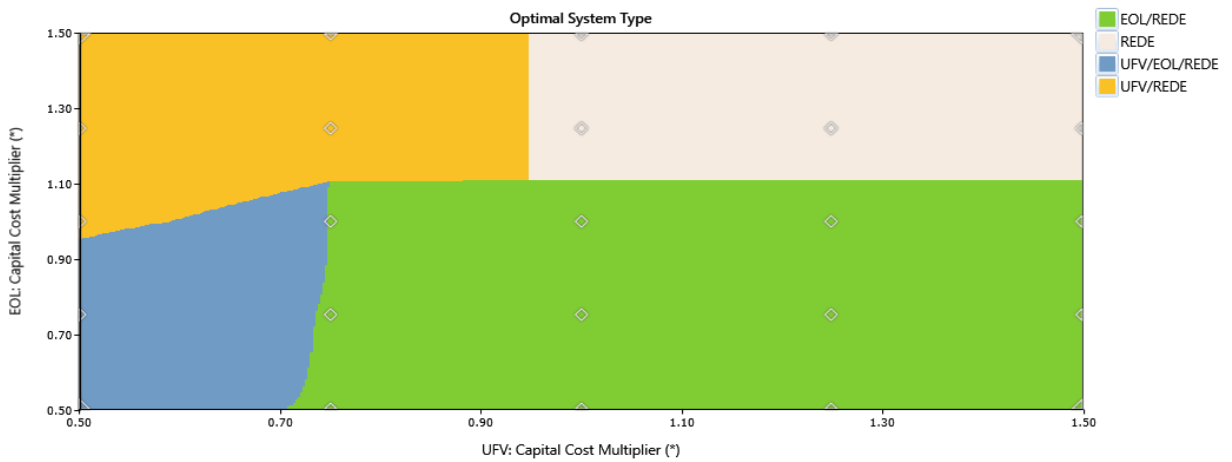
APÊNDICE XI: Otimização para usina 03 e venda a 0,252 R\$/kWh.



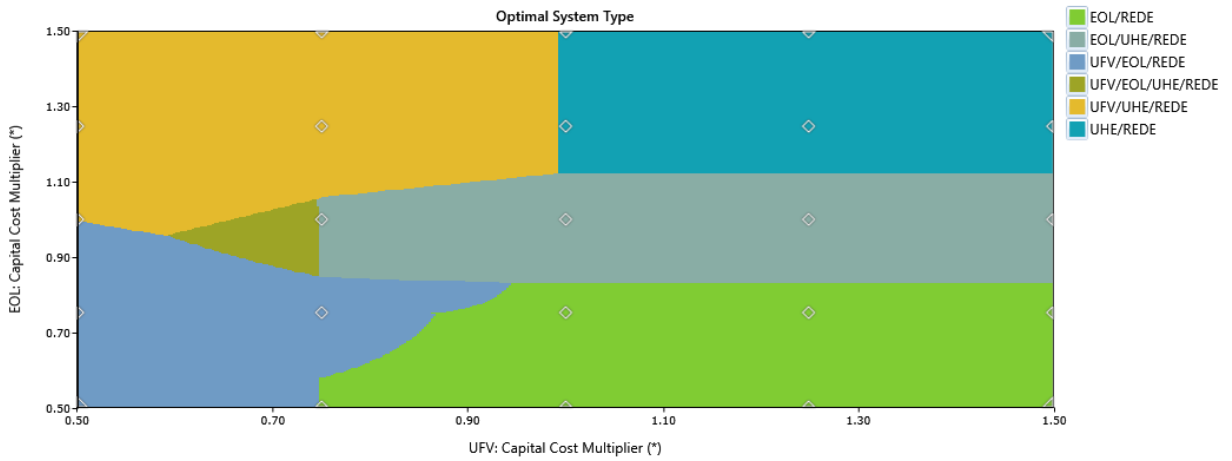
APÊNDICE XII: Otimização para usina 03 e venda a 0,297 R\$/kWh.



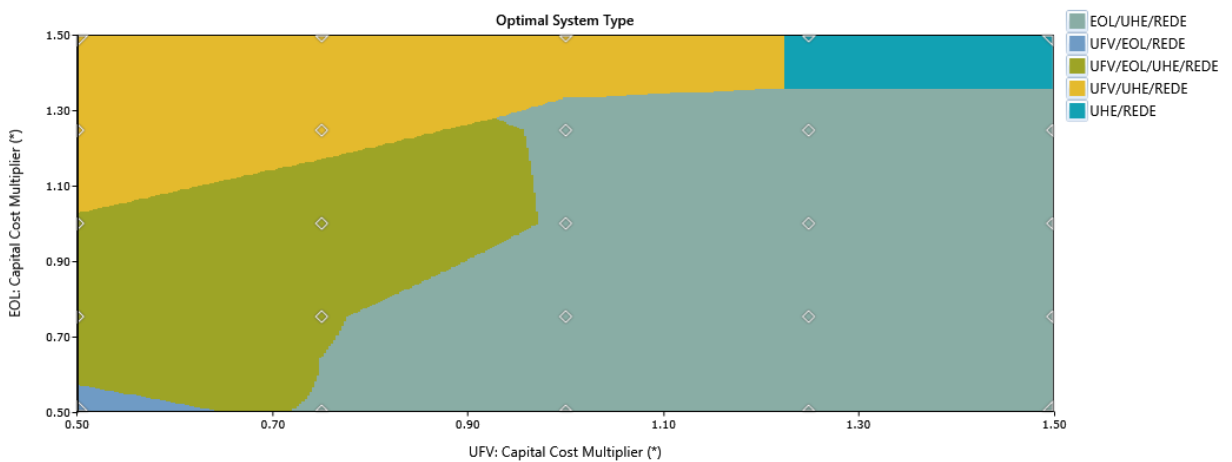
APÊNDICE XIII: Otimização para usina 04 e venda a 0,195 R\$/kWh.



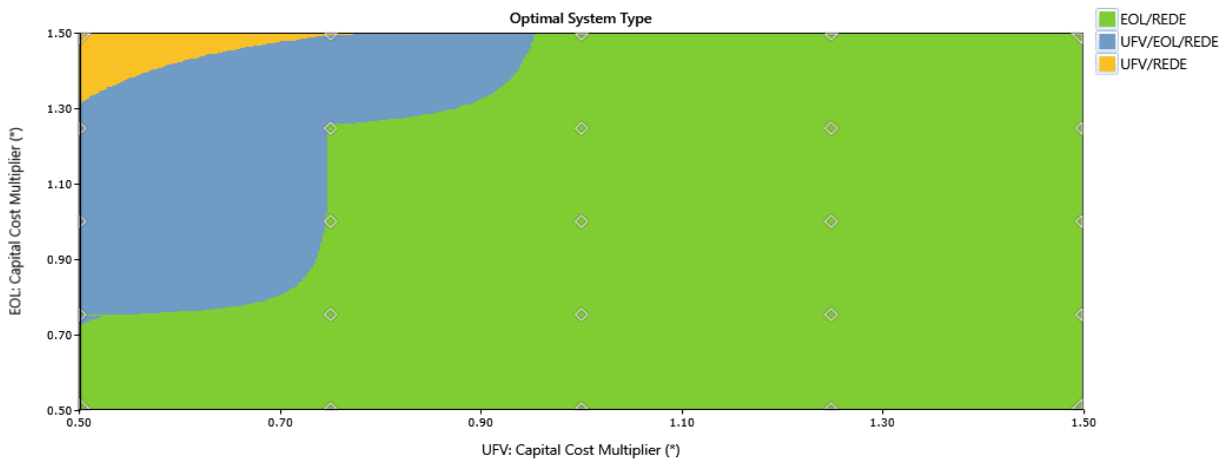
APÊNDICE XIV: Otimização para usina 04 e venda a 0,252 R\$/kWh.



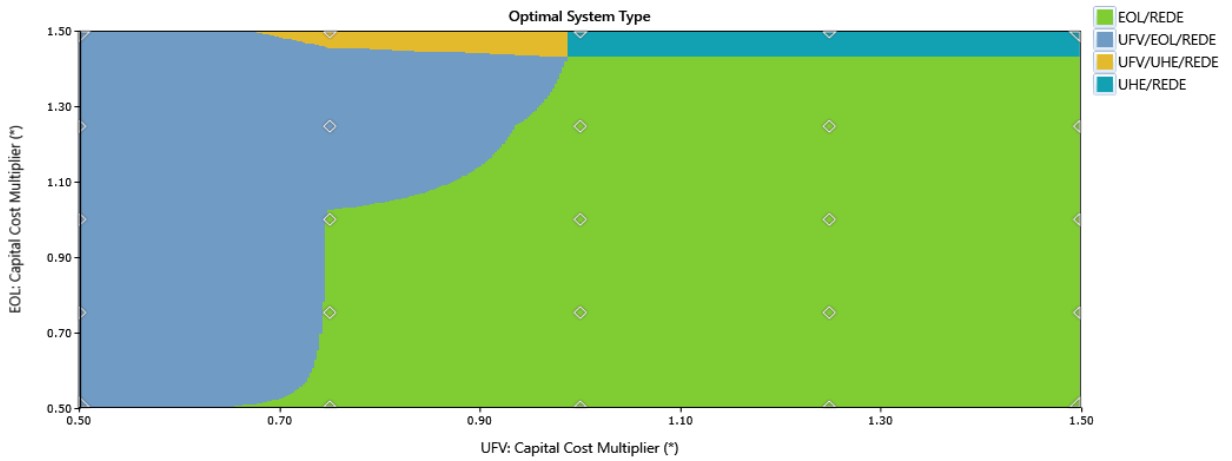
APÊNDICE XV: Otimização para usina 04 e venda a 0,297 R\$/kWh.



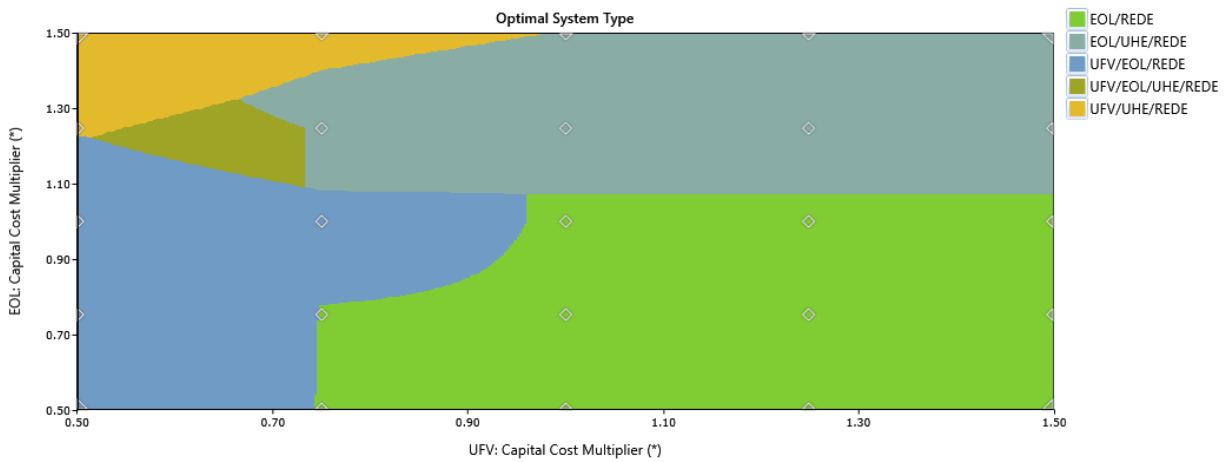
APÊNDICE XVI: Otimização para usina 05 e venda a 0,195 R\$/kWh.



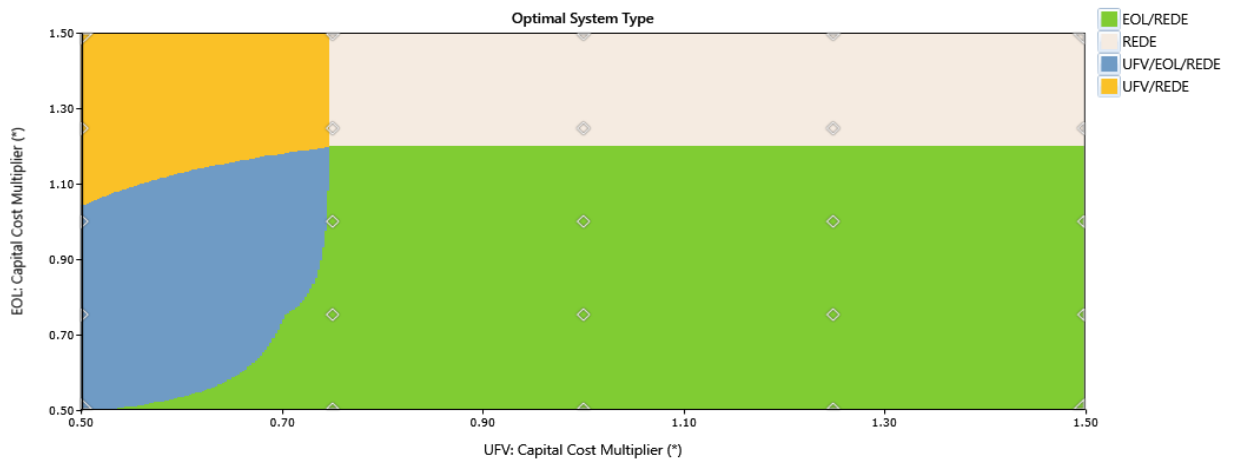
APÊNDICE XVII: Otimização para usina 05 e venda a 0,252 R\$/kWh.



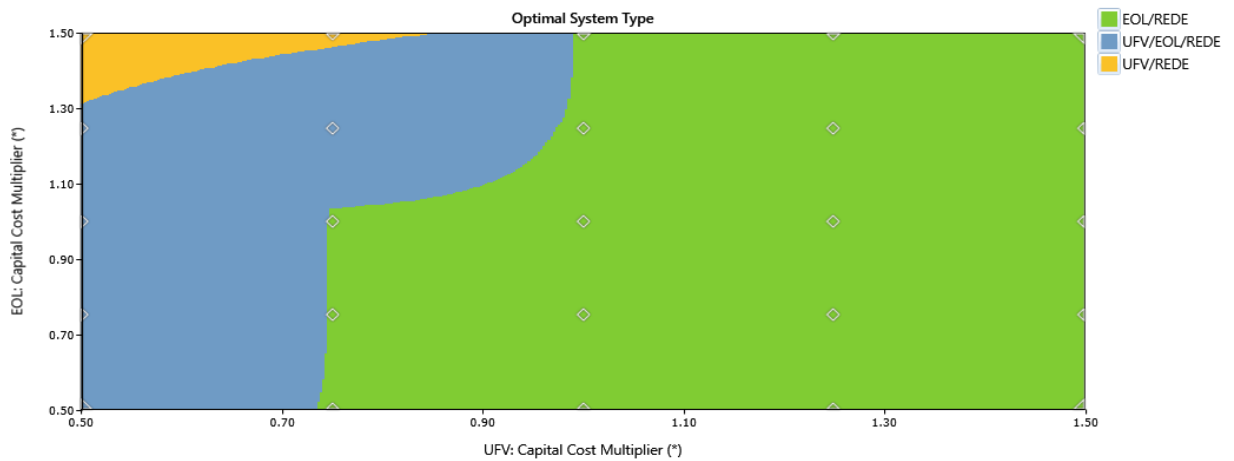
APÊNDICE XVIII: Otimização para usina 05 e venda a 0,297 R\$/kWh.



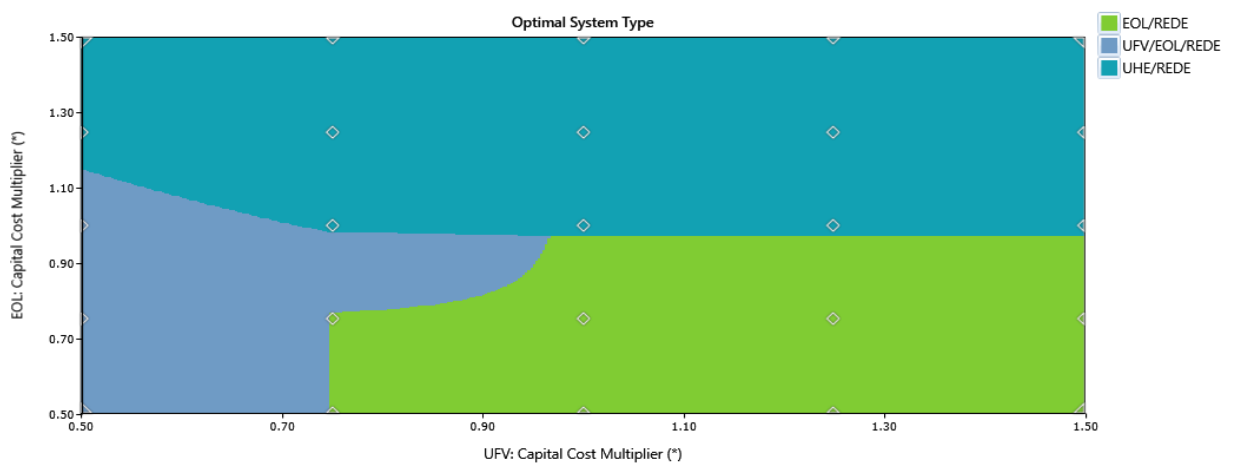
APÊNDICE XIX: Otimização para usina 06 e venda a 0,195 R\$/kWh.



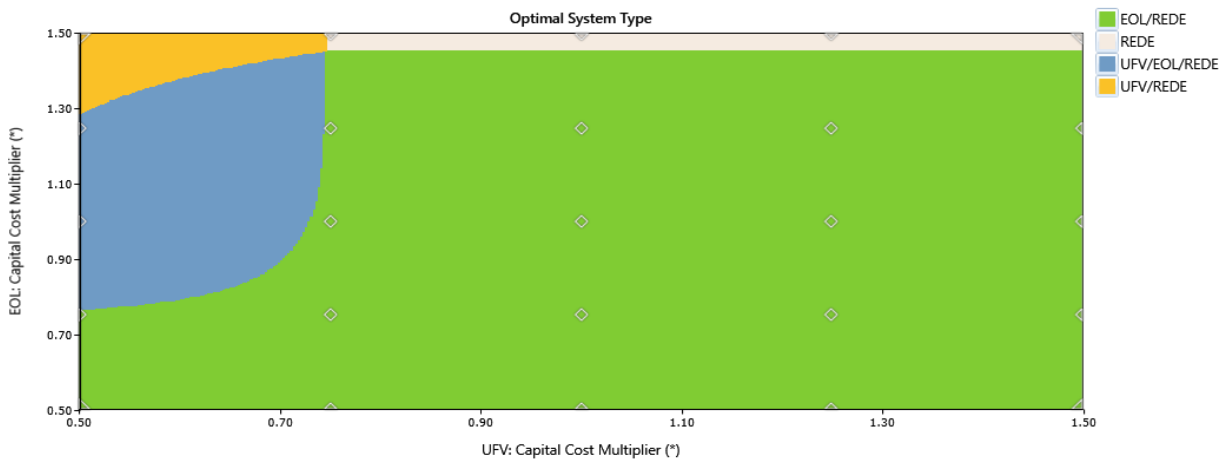
APÊNDICE XX: Otimização para usina 06 e venda a 0,252 R\$/kWh.



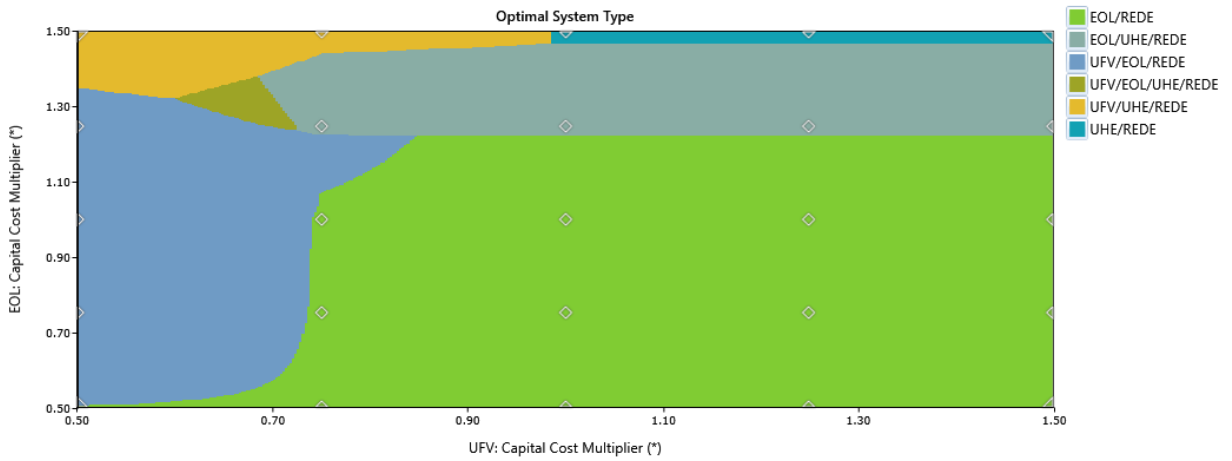
APÊNDICE XXI: Otimização para usina 06 e venda a 0,297 R\$/kWh.



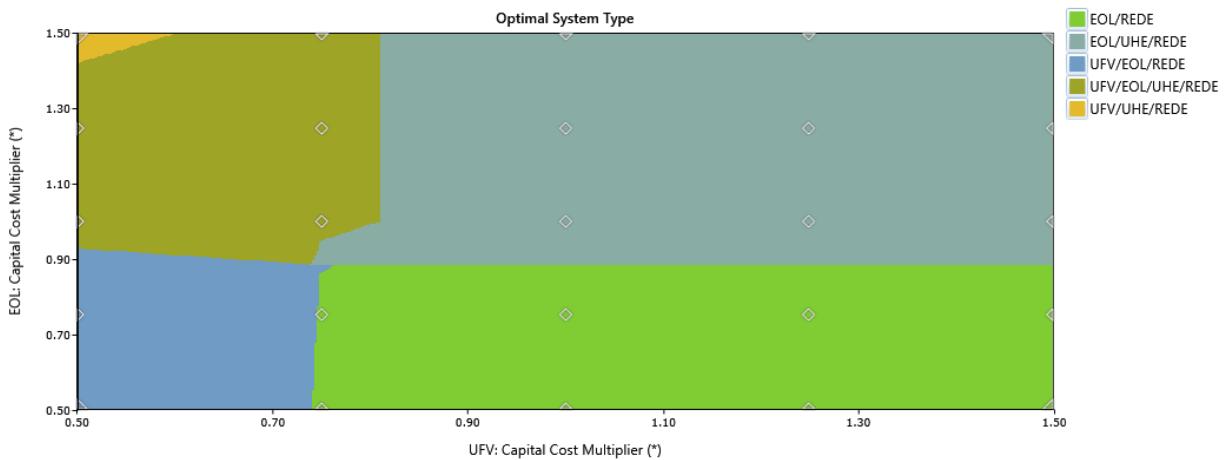
APÊNDICE XXII: Otimização para usina 07 e venda a 0,195 R\$/kWh.



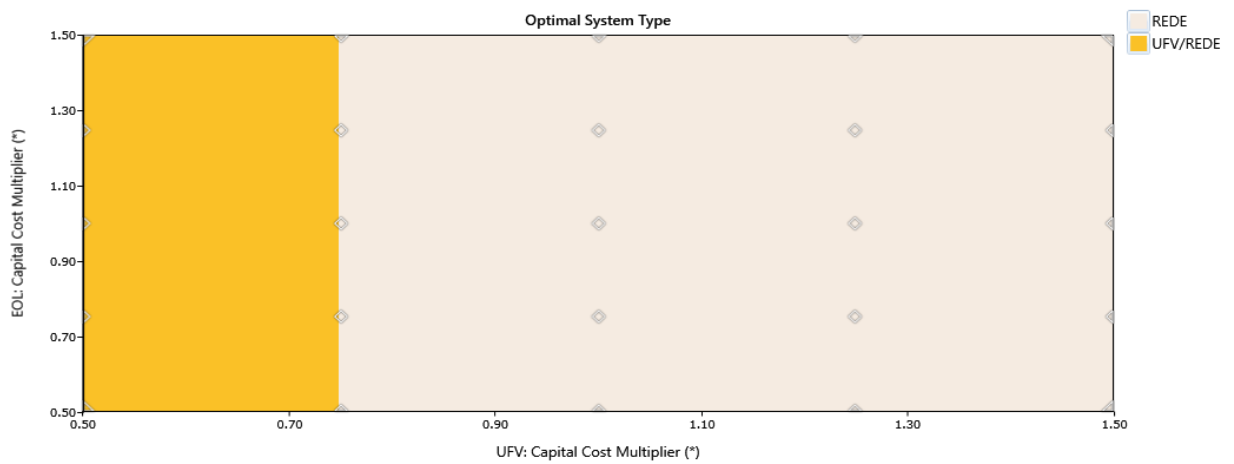
APÊNDICE XXIII: Otimização para usina 07 e venda a 0,252 R\$/kWh.



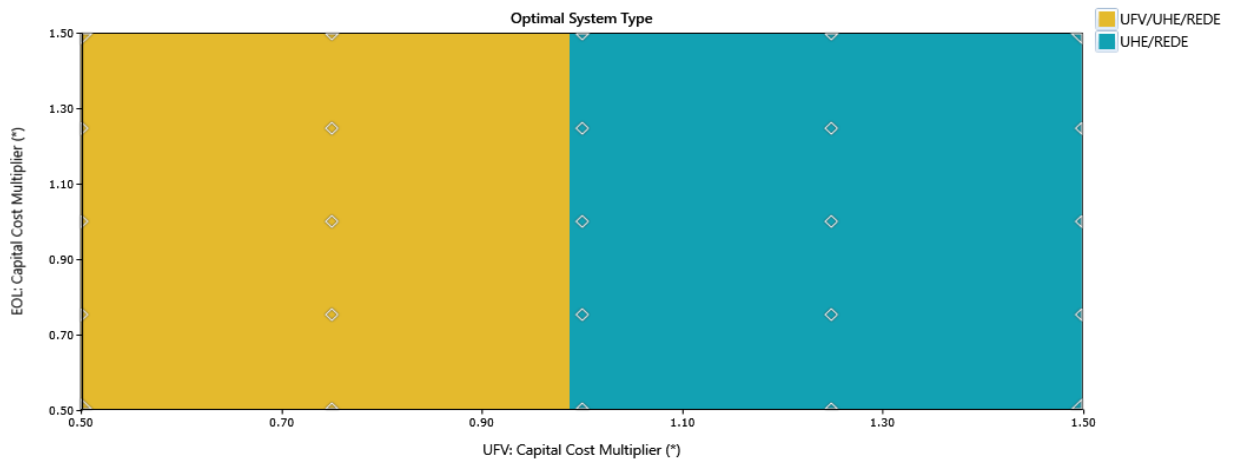
APÊNDICE XXIV: Otimização para usina 07 e venda a 0,297 R\$/kWh.



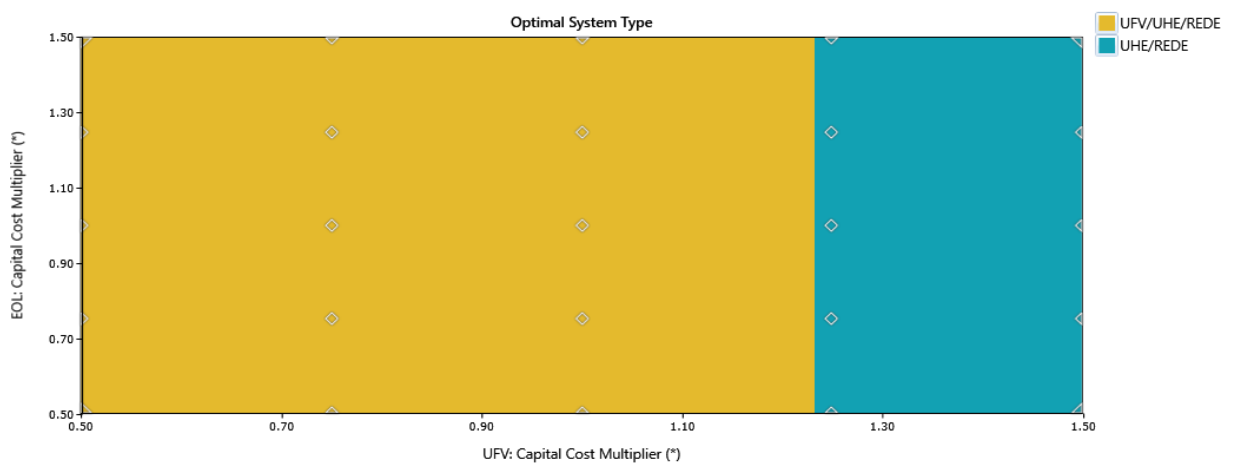
APÊNDICE XXV: Otimização para usina 08 e venda a 0,195 R\$/kWh.



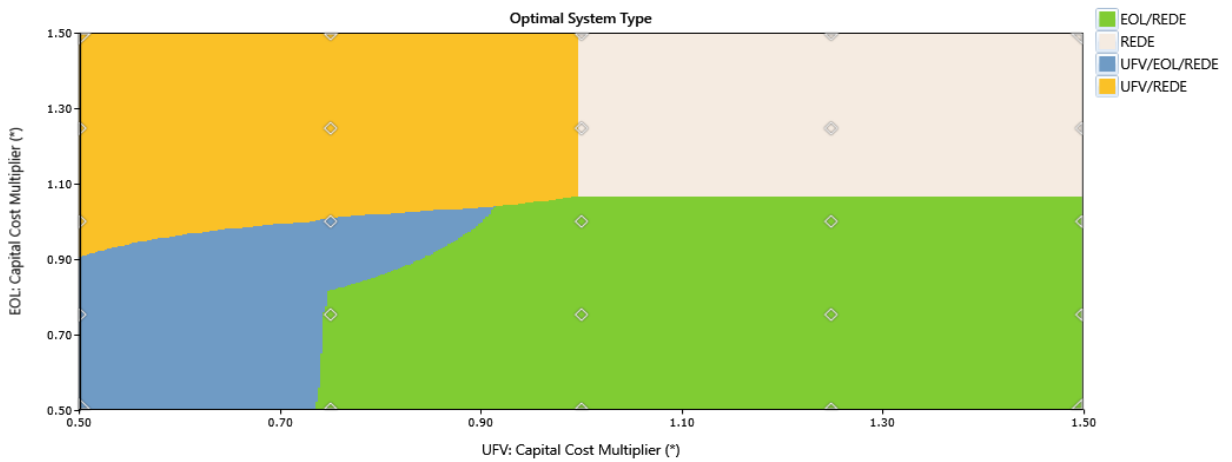
APÊNDICE XXVI: Otimização para usina 08 e venda a 0,252 R\$/kWh.



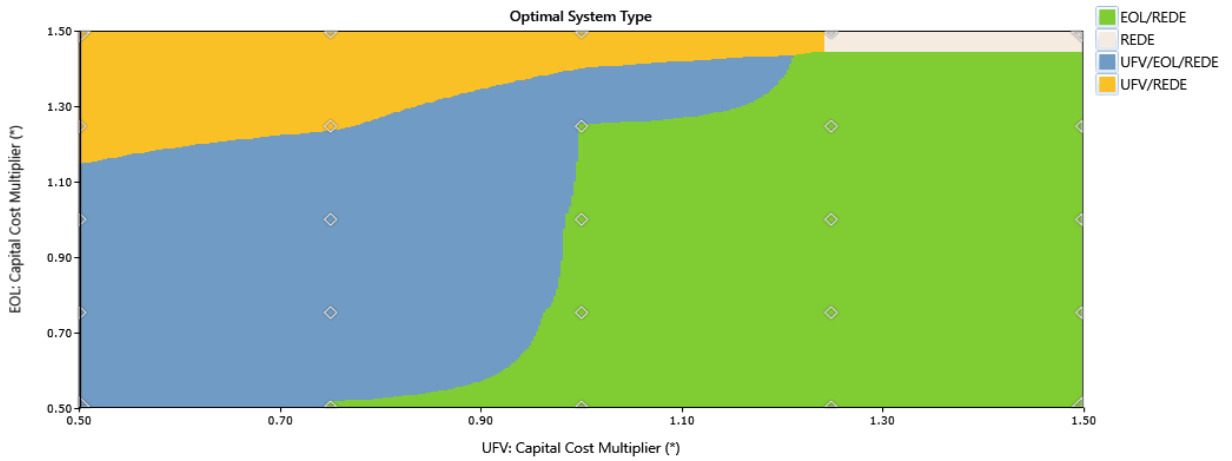
APÊNDICE XXVII: Otimização para usina 08 e venda a 0,297 R\$/kWh.



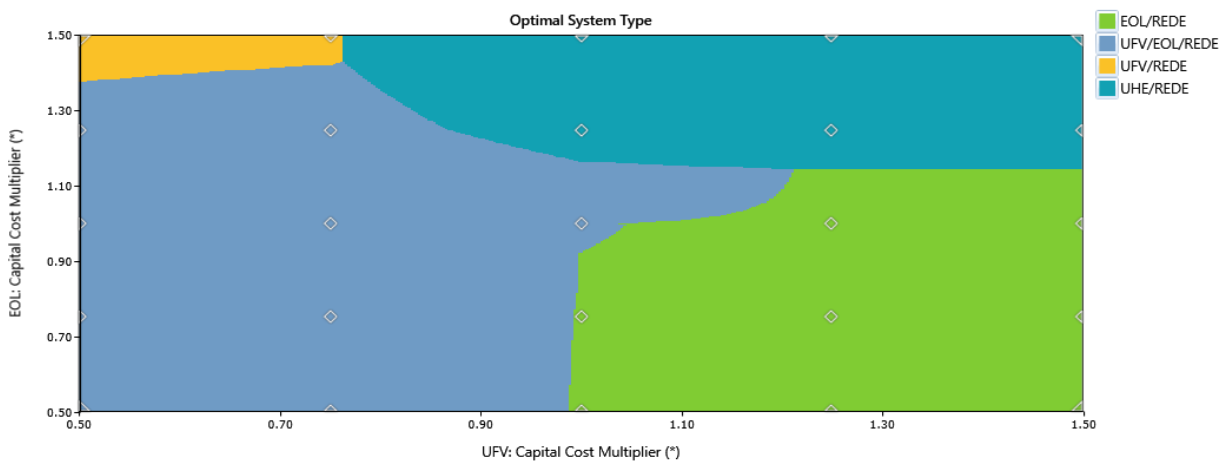
APÊNDICE XXVIII: Otimização para usina 09 e venda a 0,195 R\$/kWh.



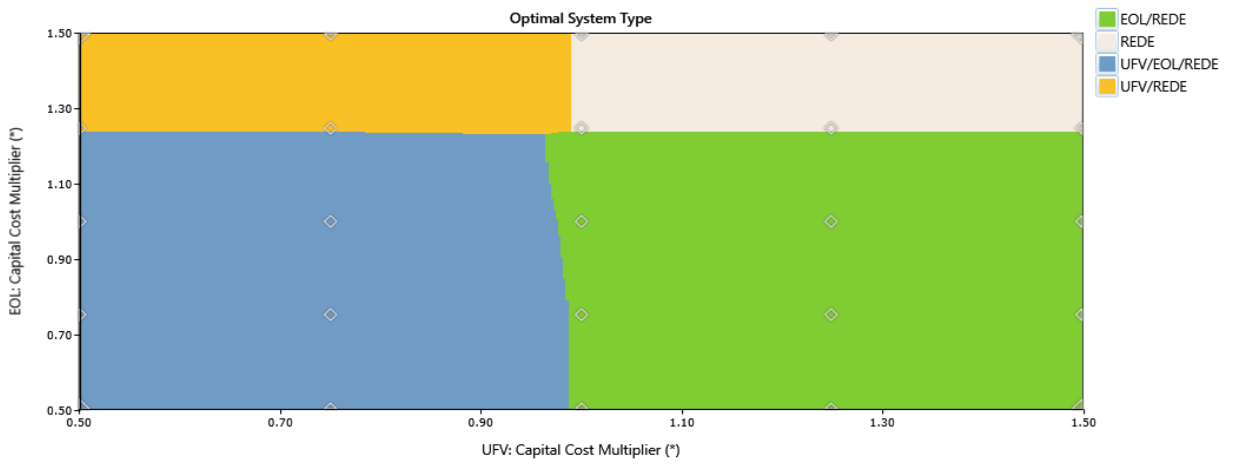
APÊNDICE XXIX: Otimização para usina 09 e venda a 0,252 R\$/kWh.



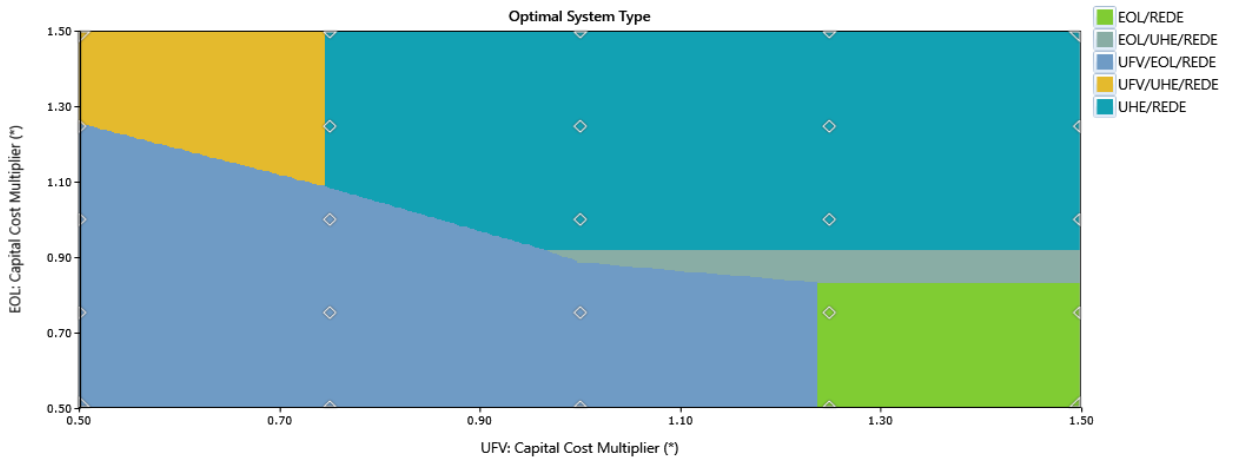
APÊNDICE XXX: Otimização para usina 09 e venda a 0,297 R\$/kWh.



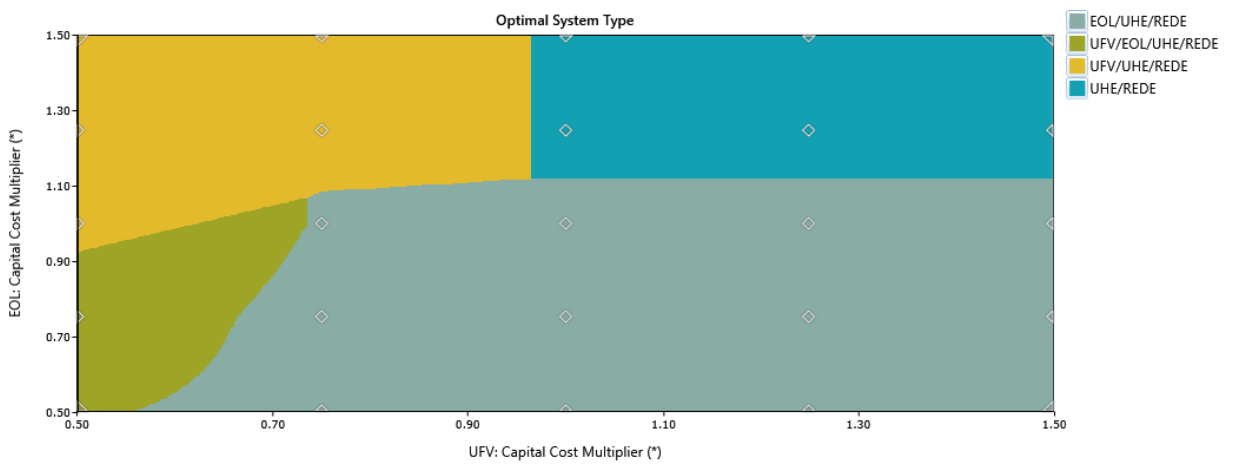
APÊNDICE XXXI: Otimização para usina 10 e venda a 0,195 R\$/kWh.



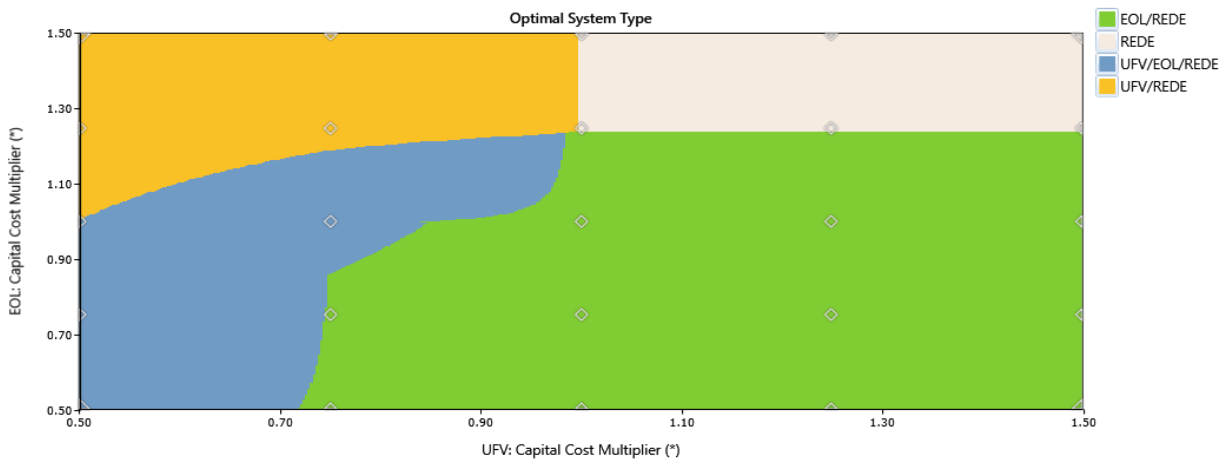
APÊNDICE XXXII: Otimização para usina 10 e venda a 0,252 R\$/kWh.



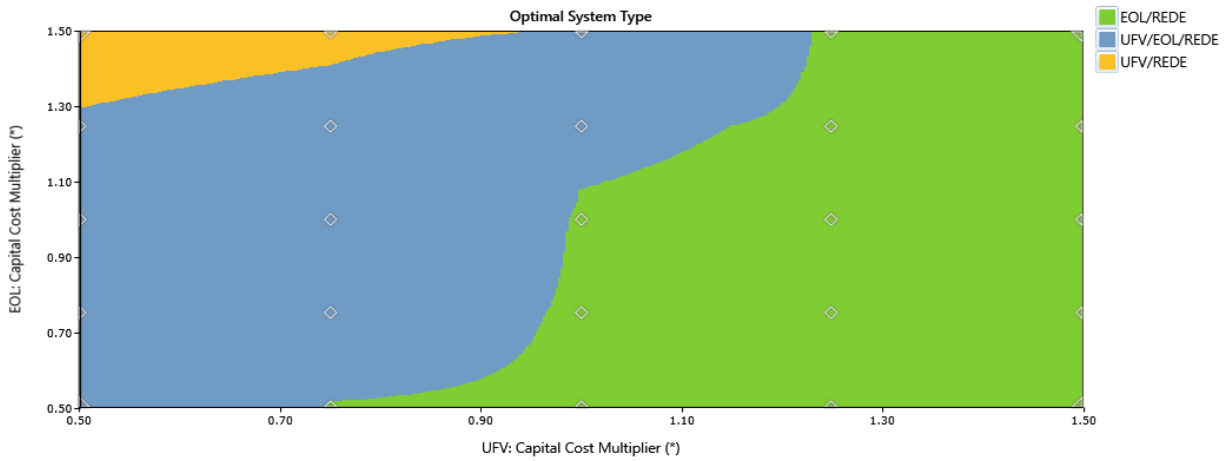
APÊNDICE XXXIII: Otimização para usina 10 e venda a 0,297 R\$/kWh.



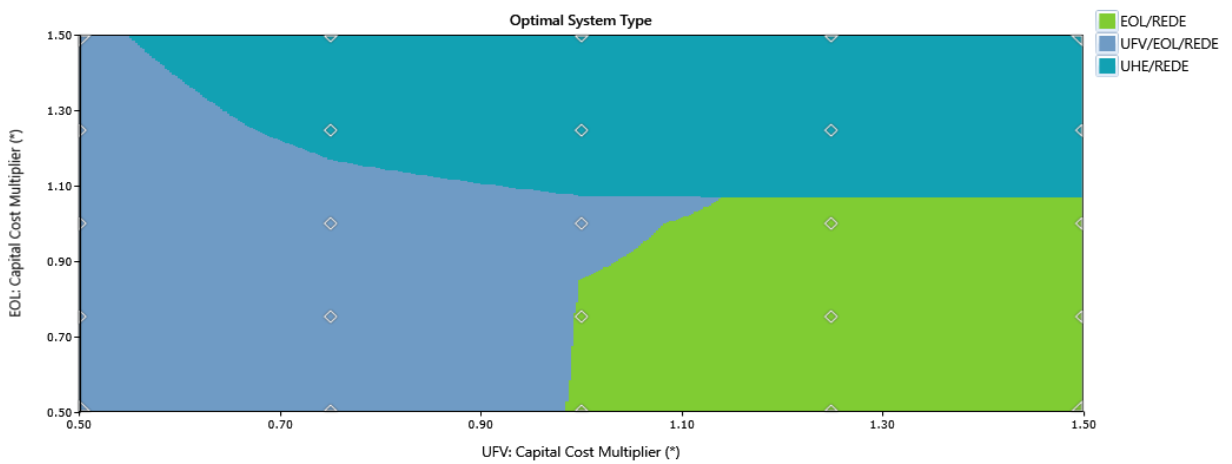
APÊNDICE XXXIV: Otimização para usina 11 e venda a 0,195 R\$/kWh.



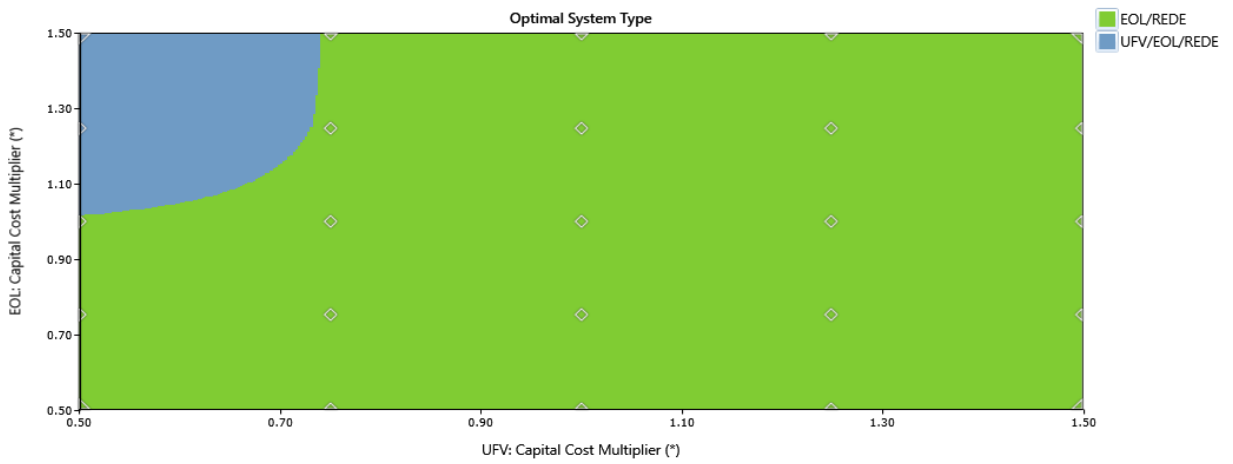
APÊNDICE XXXV: Otimização para usina 11 e venda a 0,252 R\$/kWh.



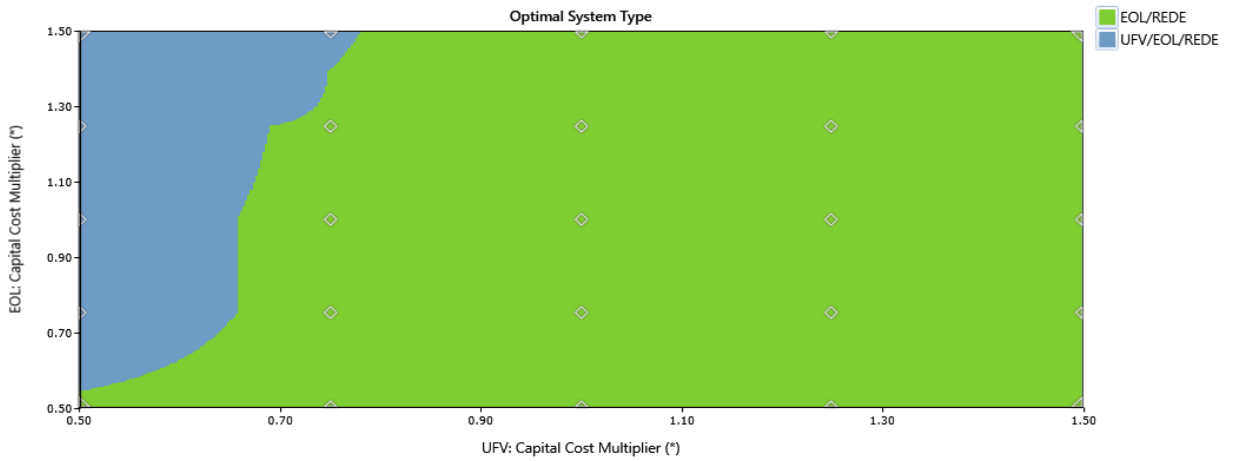
APÊNDICE XXXVI: Otimização para usina 11 e venda a 0,297 R\$/kWh.



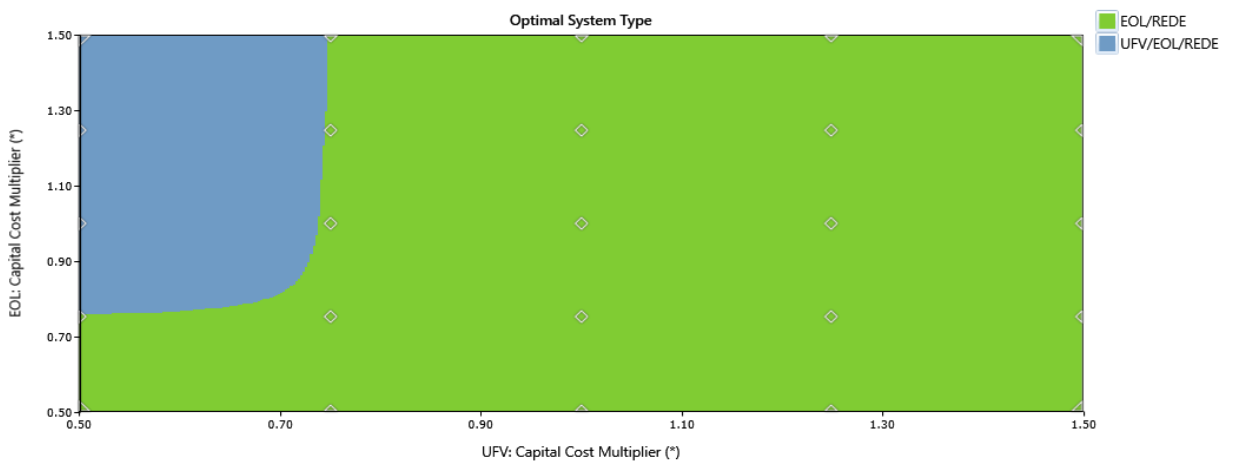
APÊNDICE XXXVII: Otimização para usina 12 e venda a 0,195 R\$/kWh.



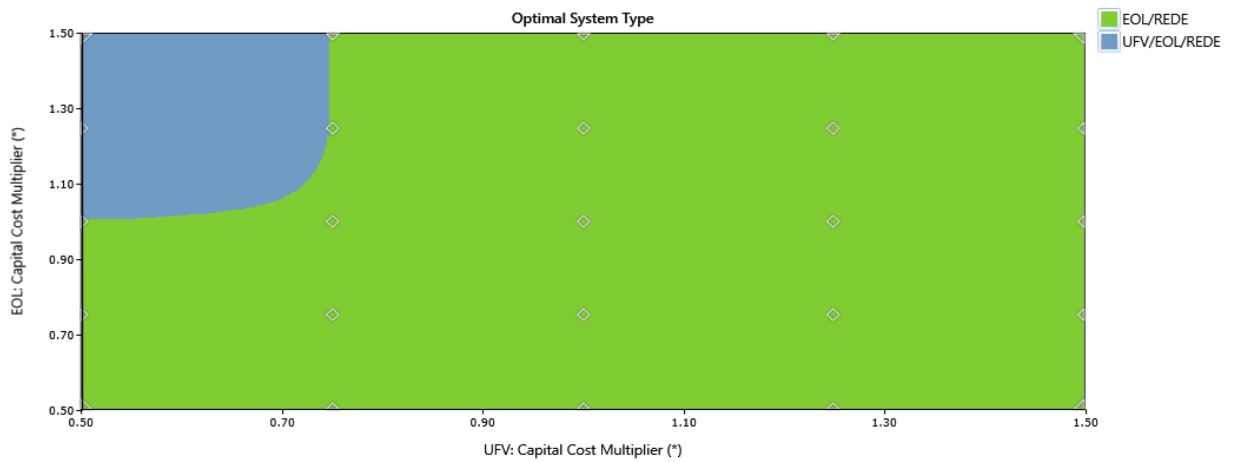
APÊNDICE XXXVIII: Otimização para usina 12 e venda a 0,252 R\$/kWh.



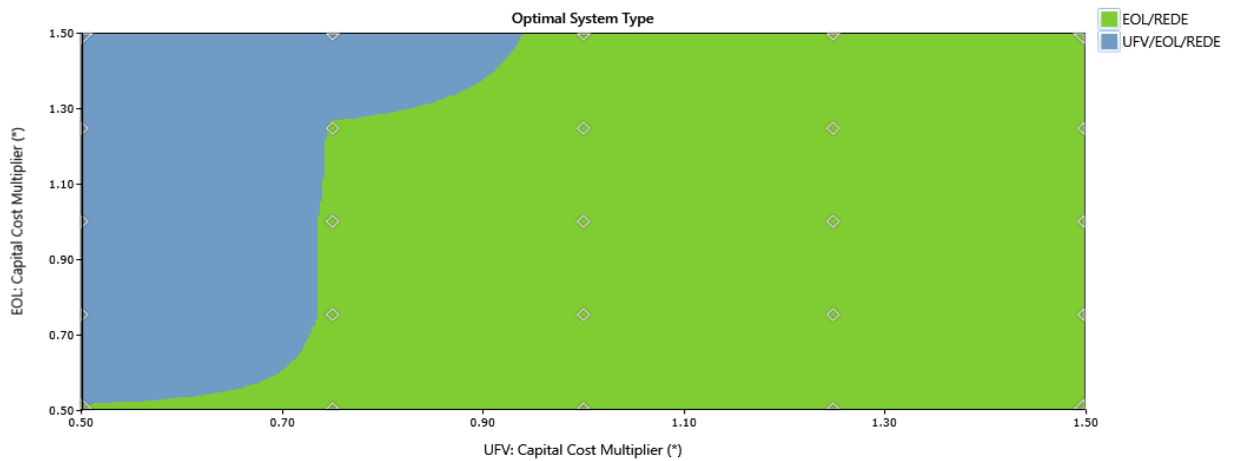
APÊNDICE XXXIX: Otimização para usina 12 e venda a 0,297 R\$/kWh.



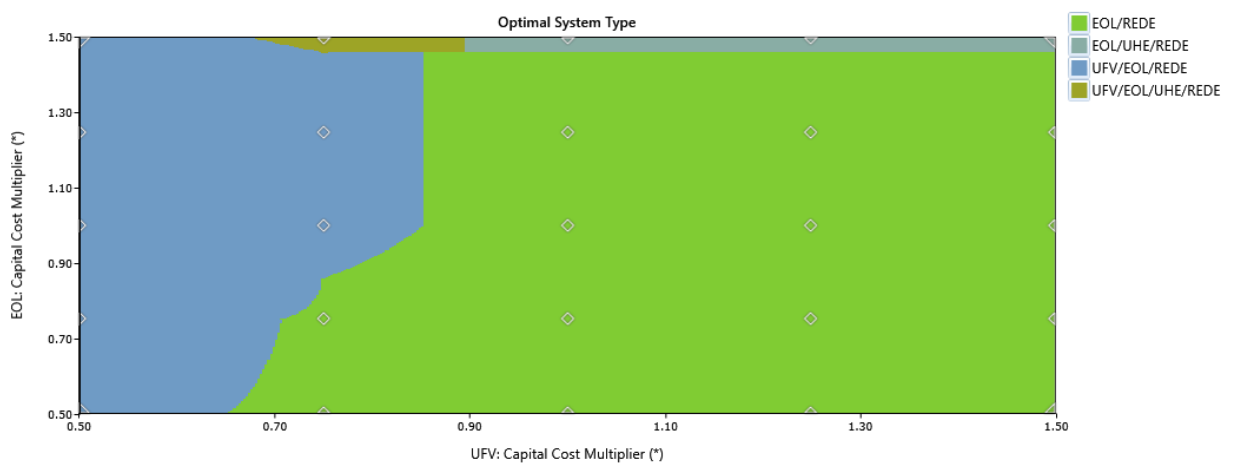
APÊNDICE XL: Otimização para usina 13 e venda a 0,195 R\$/kWh.



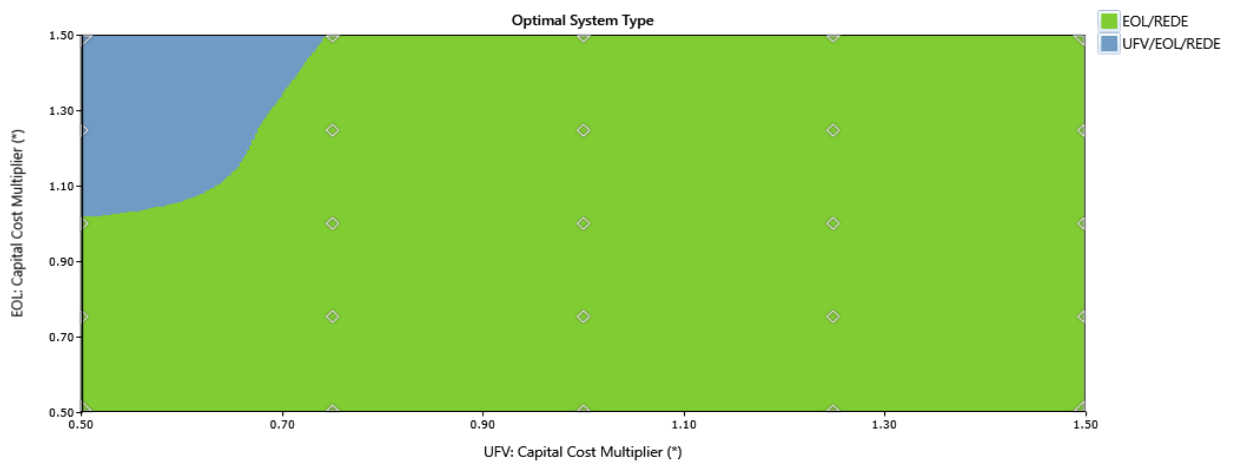
APÊNDICE XLI: Otimização para usina 13 e venda a 0,252 R\$/kWh.



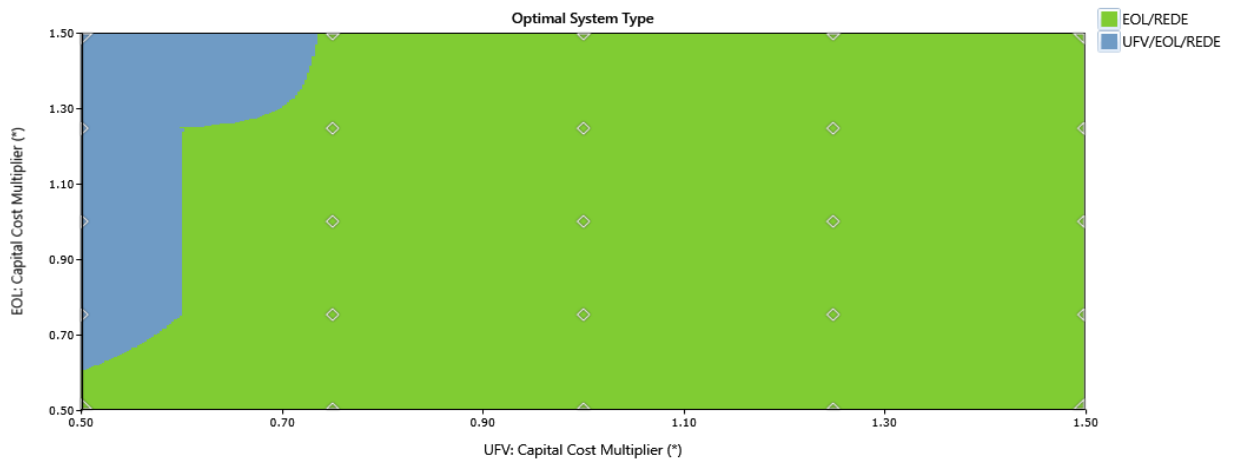
APÊNDICE XLII: Otimização para usina 13 e venda a 0,297 R\$/kWh.



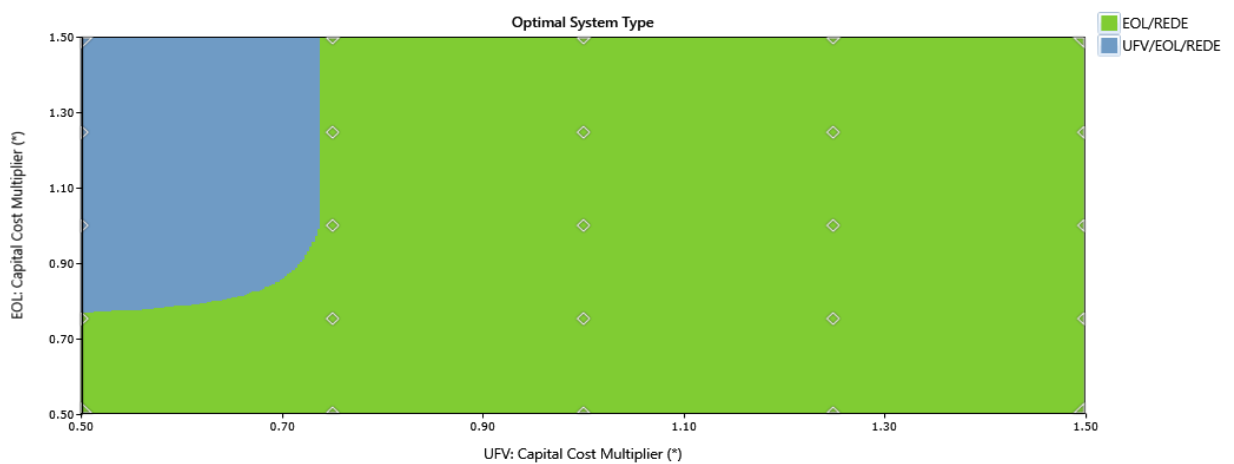
APÊNDICE XLIII: Otimização para usina 14 e venda a 0,195 R\$/kWh.



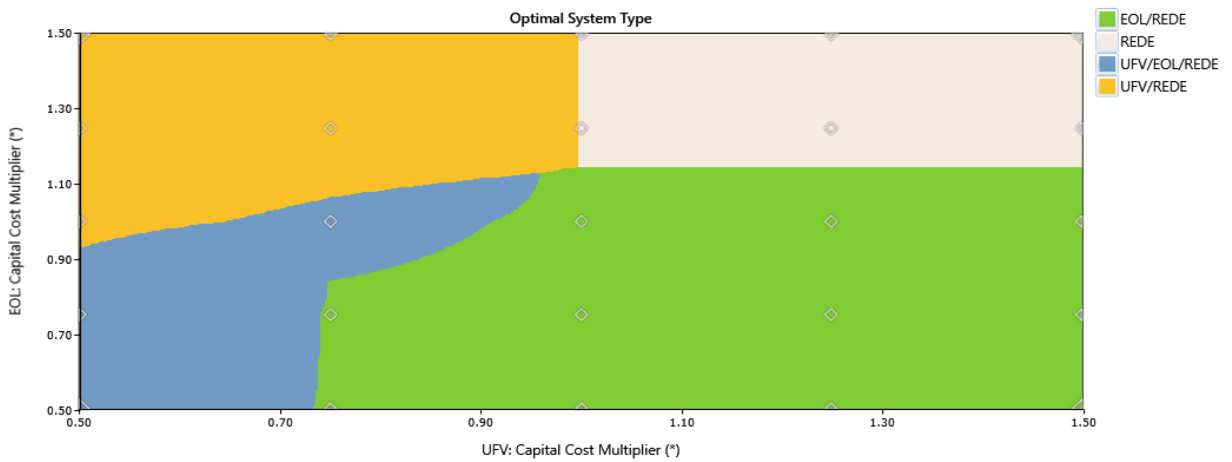
APÊNDICE XLIV: Otimização para usina 14 e venda a 0,252 R\$/kWh.



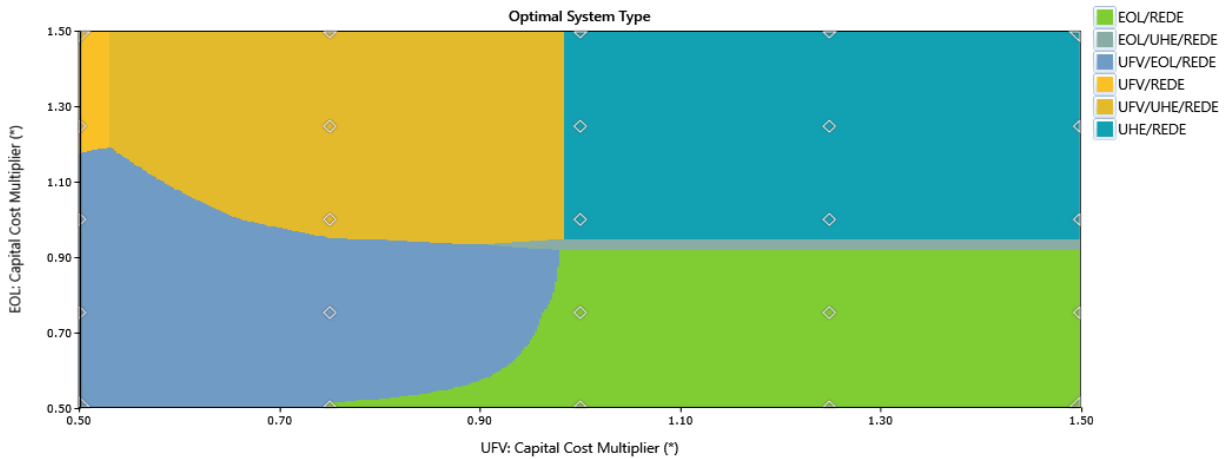
APÊNDICE XLV: Otimização para usina 14 e venda a 0,297 R\$/kWh.



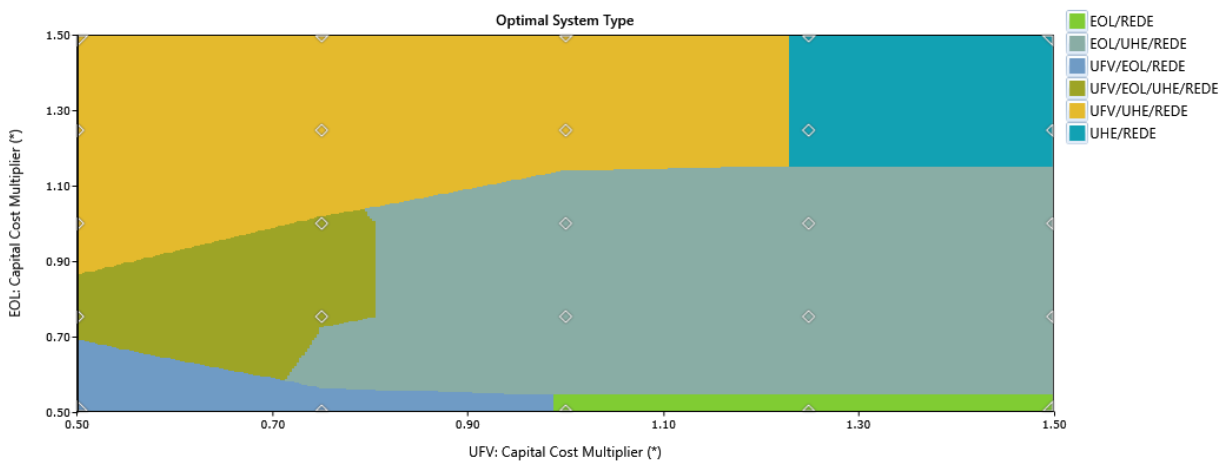
APÊNDICE XLVI: Otimização para usina 15 e venda a 0,195 R\$/kWh.



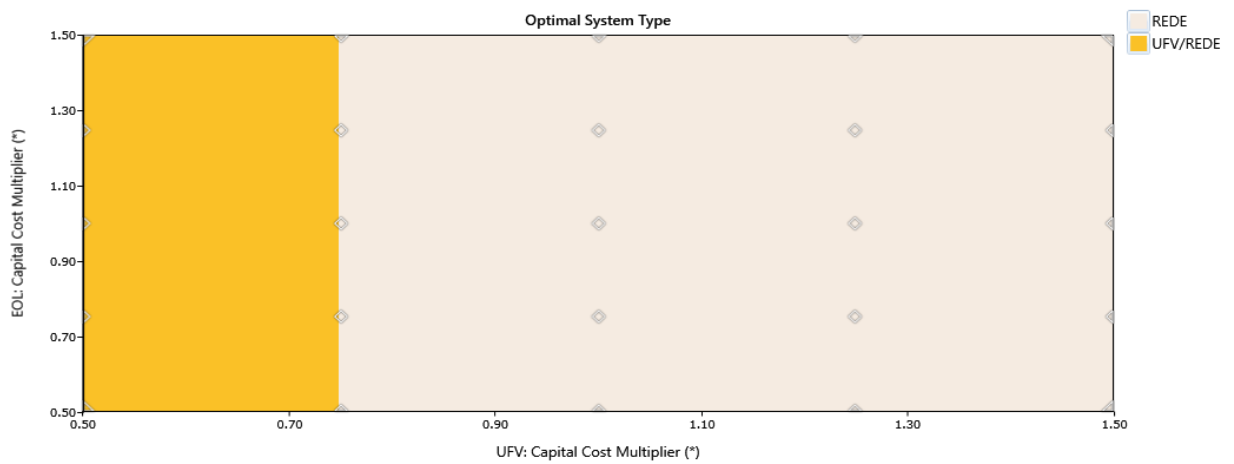
APÊNDICE XLVII: Otimização para usina 15 e venda a 0,252 R\$/kWh.



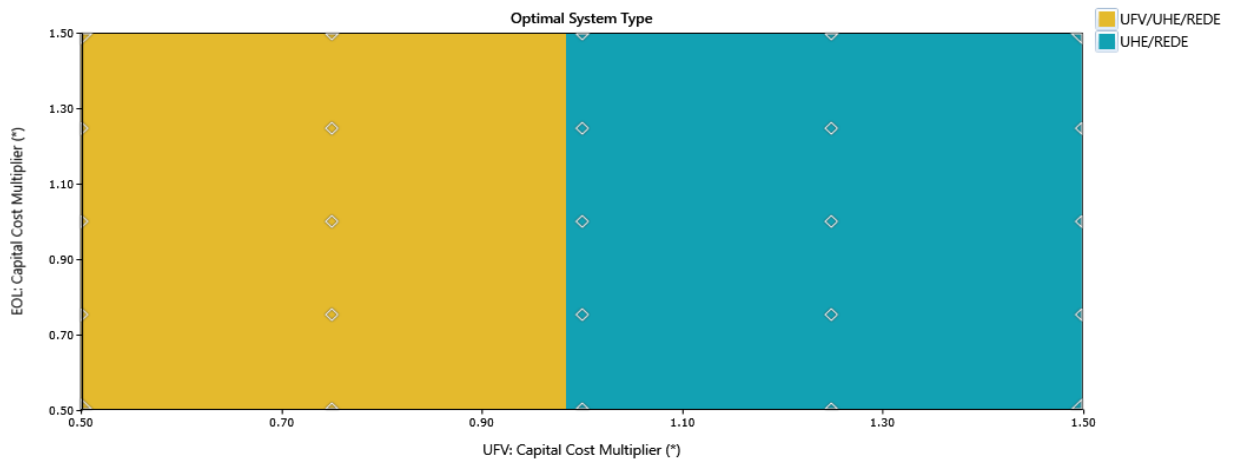
APÊNDICE XLVIII: Otimização para usina 15 e venda a 0,297 R\$/kWh.



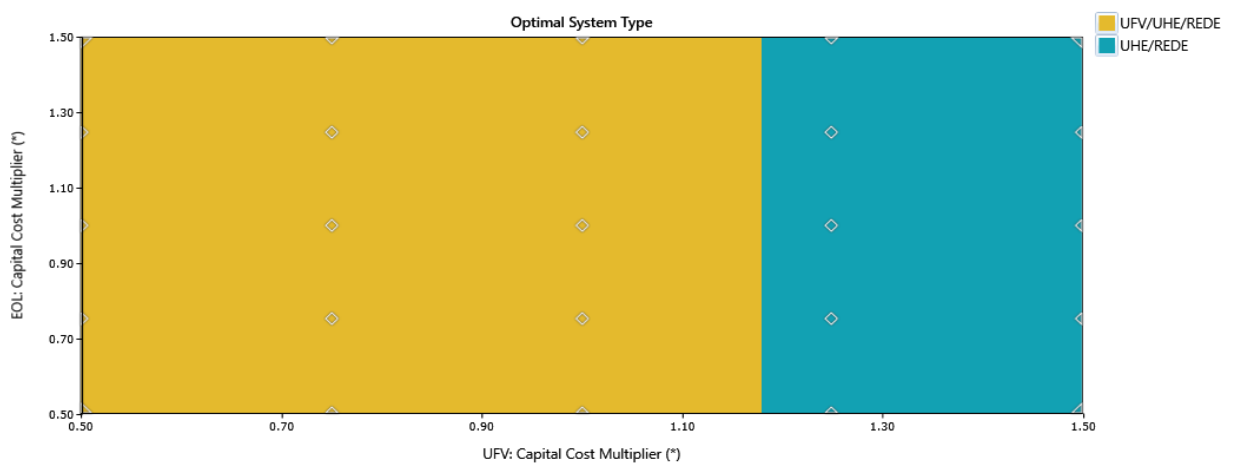
APÊNDICE XLIX: Otimização para usina 16 e venda a 0,195 R\$/kWh.



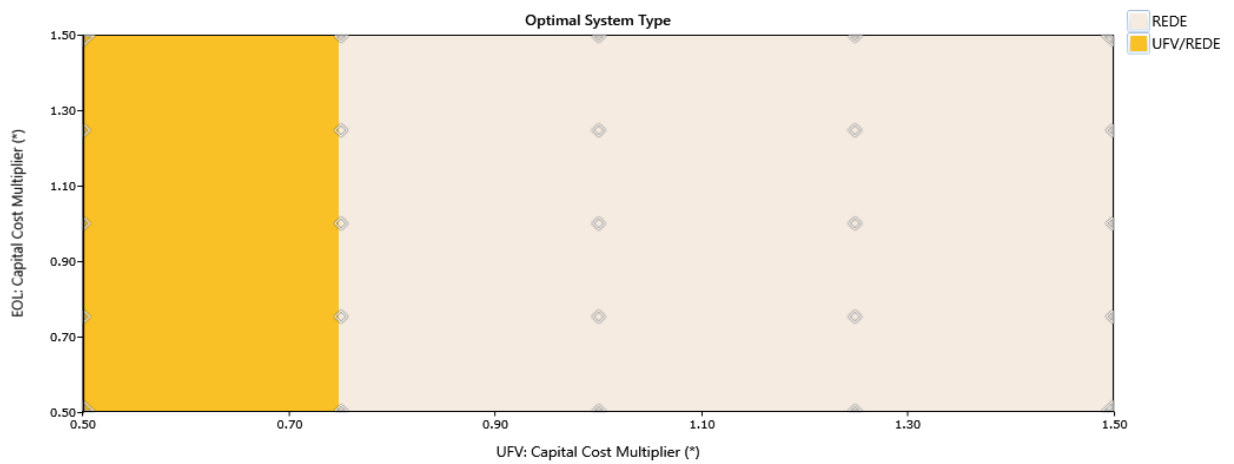
APÊNDICE L: Otimização para usina 16 e venda a 0,252 R\$/kWh.



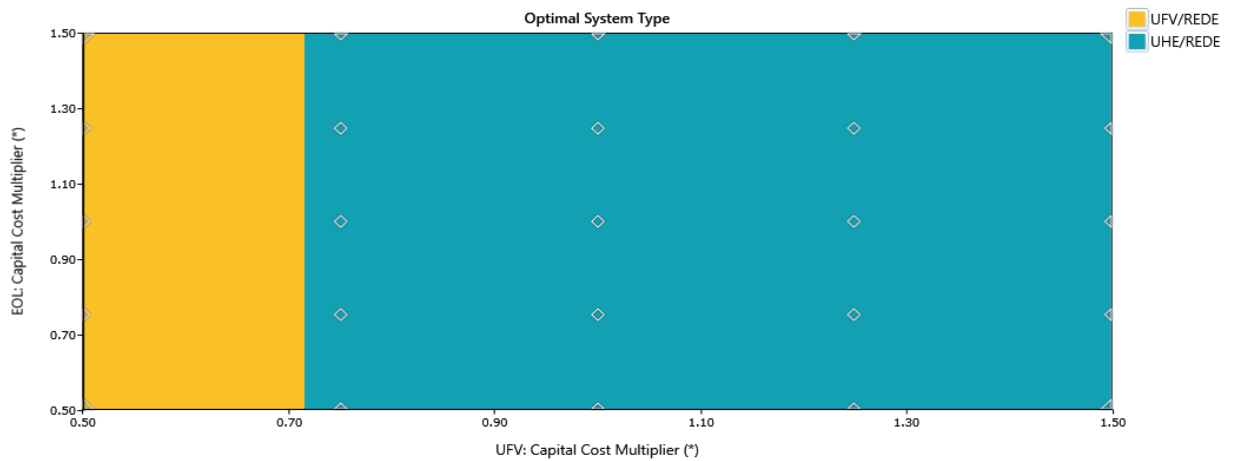
APÊNDICE LI: Otimização para usina 16 e venda a 0,297 R\$/kWh.



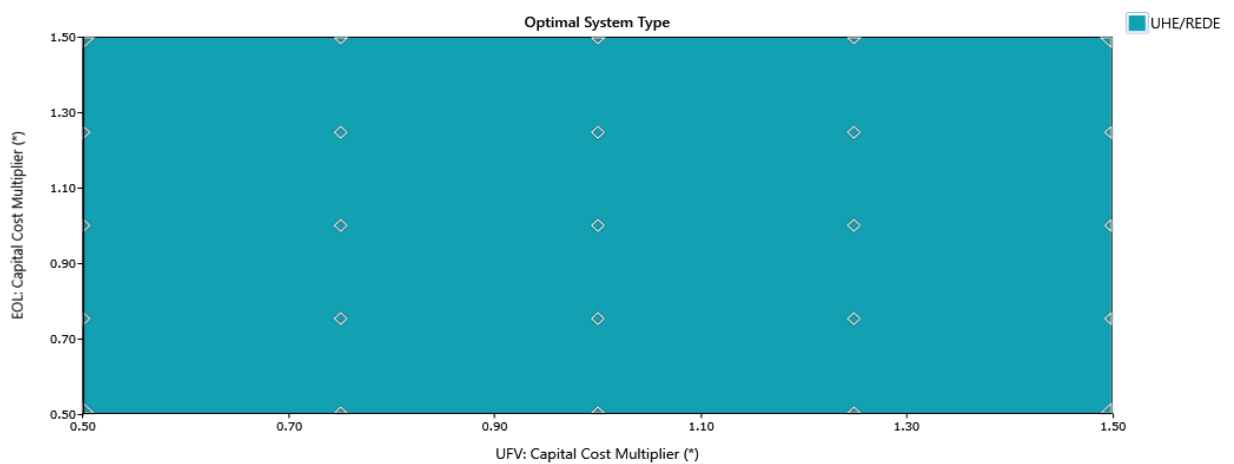
APÊNDICE LII: Otimização para usina 17 e venda a 0,195 R\$/kWh.



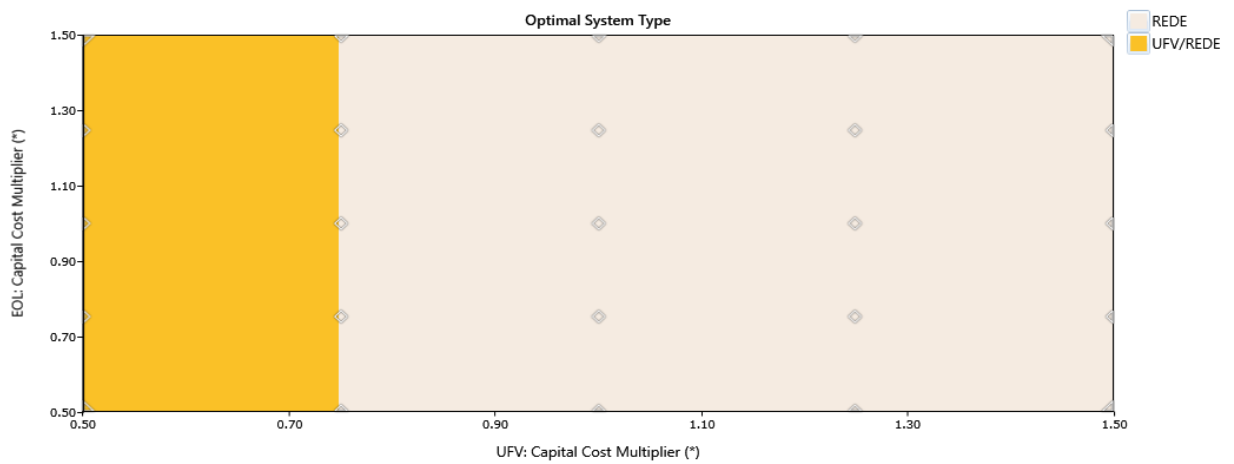
APÊNDICE LIII: Otimização para usina 17 e venda a 0,252 R\$/kWh.



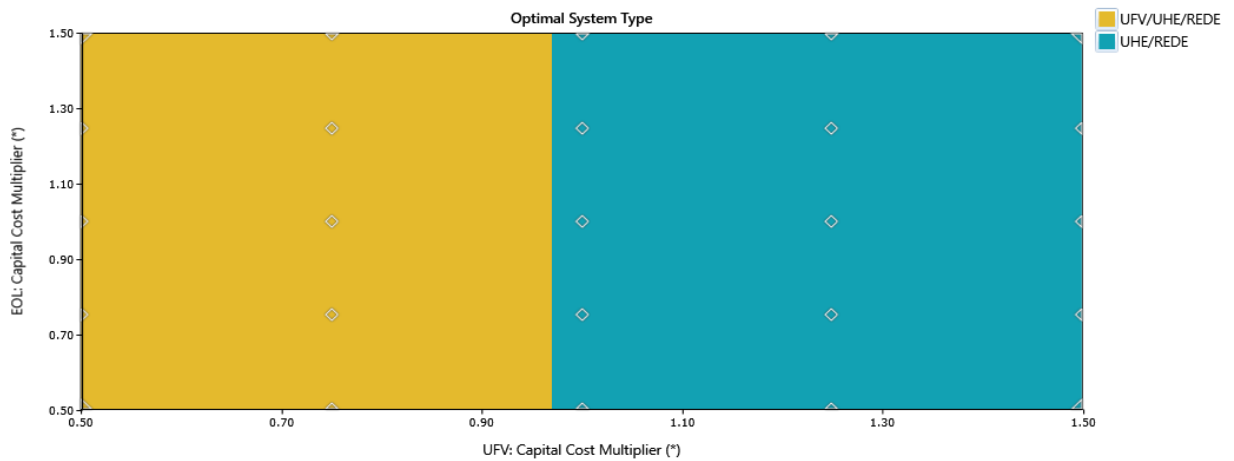
APÊNDICE LIV: Otimização para usina 17 e venda a 0,297 R\$/kWh.



APÊNDICE LV: Otimização para usina 18 e venda a 0,195 R\$/kWh.



APÊNDICE LVI: Otimização para usina 18 e venda a 0,252 R\$/kWh.



APÊNDICE LVII: Otimização para usina 18 e venda a 0,297 R\$/kWh.

