

Universidade Federal de Itajubá
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de
Energia

**ANÁLISE DA GARANTIA FÍSICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DE
PEQUENO PORTE, DESPACHADAS NÃO CENTRALIZADAMENTE, E DO
POTENCIAL DE COMPLEMENTAÇÃO HÍBRIDO**

BRUNA TAYLA CABRAL DE VASCONCELLOS

Itajubá – MG

2018

Universidade Federal de Itajubá

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de

Energia

BRUNA TAYLA CABRAL DE VASCONCELLOS

ANÁLISE DA GARANTIA FÍSICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

DESPACHADAS NÃO CENTRALIZADAMENTE E DO POTENCIAL DE

COMPLEMENTAÇÃO HÍBRIDO

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 Ciência em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Planejamento e gestão de sistemas energéticos

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho

Coorientador: Prof. Dr. Oswaldo Honorato de Souza Junior

ITAJUBÁ – MG

2018

Universidade Federal de Itajubá
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de
Energia

BRUNA TAYLA CABRAL DE VASCONCELLOS

ANÁLISE DA GARANTIA FÍSICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS
DESPACHADAS NÃO CENTRALIZADAMENTE E DO POTENCIAL DE
COMPLEMENTAÇÃO HÍBRIDO

Dissertação aprovada por banca examinadora em
16 de Fevereiro de 2018, conferindo à autora o título
de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho (Orientador)

Prof. Dr. Oswaldo Honorato de Souza Junior
(Coorientador)

Prof. Dr. Benedito Cláudio da Silva

Prof. Dr. Oswaldo Lívio Soliano Pereira

ITAJUBÁ – MG

2018

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a toda a minha família que sempre esteve ao meu lado, acreditando no meu sucesso e torcendo por mim. O meu maior presente nessa vida são vocês.

Ao Professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho por toda a ajuda, ensinamento, oportunidade, orientação e tempo dedicado à conclusão deste trabalho.

Ao professor Dr. Oswaldo Honorato de Souza Junior que me acompanha desde a graduação e aceitou participar na co-orientação, meu agradecimento por terminar mais este trabalho comigo.

Aos meus amigos que apoiaram nos momentos de desespero e foram essenciais para muitos momentos de alegria.

À equipe de professores das disciplinas cursadas no mestrado de engenharia de energia, pelos valiosos ensinamentos transmitidos e ao convívio acadêmico, e a todas as pessoas que mesmo não mencionadas contribuíram para realização deste trabalho.

Agradeço ao suporte financeiro concedido pela CAPES e FAPEMIG para bolsa de estudo e incentivo nas participações em eventos. E a Homer Energy LLC pela licença de estudante do software *Homer Legacy*.

RESUMO

VASCONCELLOS, B. T. C. Análise da garantia física das usinas hidrelétricas de pequeno porte, despachadas não centralizadamente, e do potencial de complementação híbrido. Dissertação (Mestrado) – Engenharia de Energia – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG. 2018.

As usinas hidrelétricas de pequeno porte compõem uma parcela de grande importância na matriz elétrica brasileira, contudo a sua expansão está condicionada a avanços regulatórios principalmente no que se refere a garantia física daquelas despachadas de forma não centralizada pelo Operador Nacional do Sistema, já que o déficit de atendimento dos seus contratos de venda de energia causou um desequilíbrio no Mecanismo de Realocação de Energia. Sendo assim, propõem-se analisar a atual metodologia de cálculo da garantia física dessas usinas e propor medidas que a alterem e complementem através do aproveitamento da vazão remanescente e geração híbrida por fonte eólica e solar. Para isto, levantou-se para um grupo de 24 usinas, que por algum motivo não geraram o condizente com suas garantias físicas, os dados históricos de vazão e demais características técnicas que permitiriam simular diversas metodologias de cálculo da garantia física, bem como estudar a possibilidade de aproveitamento da vazão remanescente, eólica e solar fotovoltaico por painéis flutuantes para acrescentar a garantia física de usinas hidrelétricas de pequeno porte já existentes. Para a revisão no cálculo, foram propostas seis novos métodos, considerou-se como o mais adequado aquele que mais se aproximou em média da energia gerada pelas usinas. Já o aproveitamento da vazão remanescente e complementação híbrida por fonte solar e eólica foram analisados com auxílio do software *Homer Legacy*, capaz de levantar a energia gerada e realizar a análise de viabilidade econômica de várias configurações de arranjo híbrido. Os resultados demonstraram que para se atingir uma maior confiabilidade o cálculo da garantia física deve-se adotar série de vazões diárias, que permitirão considerar o engolimento mínimo da turbina e o rendimento do grupo gerador em função da variação da vazão. O aproveitamento da vazão remanescente se mostrou extremamente viável ao utilizar parte das instalações físicas já existentes e adotar, quando possível, grupos geradores de baixo custo compostos por Bombas Funcionando como Turbina. Já o complemento híbrido acrescentaria ao sistema 113,82 MW_{médios}, valor este equivalente a 60% da atual garantia física das usinas da amostra, contudo, para se tornar viável dentro de um preço de venda de energia compatível com o arranjo híbrido de R\$ 0,23 por kWh, o custo por kW instalado deve ser de no máximo R\$ 4.650,00 para a geração eólica e R\$ 3.350,00 para a geração fotovoltaica. Ao final, conclui-se que essas medidas promovem uma maior segurança de atendimento a demanda ao mesmo tempo em que incentivam outros aproveitamentos de caráter renovável.

Palavras chaves: Garantia física; usinas hidrelétricas; usinas híbridas; vazão remanescente.

ABSTRACT

VASCONCELLOS, B. T. C. Analysis of the firm energy certificate of small hydroelectric plants, dispatched non centrally, and the potential of hybrid complementation. Thesis (Master degree) - Energy Engineering - Federal University of Itajubá, Itajubá, MG. 2018.

Small hydroelectric power plants are a very important part of the Brazilian electricity matrix, yet their expansion is conditioned by regulatory advances, mainly regarding the physical guarantee of those dispatched in a non-centralized way by the National System Operator, because due to the attendance deficit of its contracts of sale of energy, an imbalance occurred in the Mechanism of Reallocation of Energy. Therefore, it is proposed to analyze the current methodology for calculating the Firm Energy Certificate of these plants and propose measures that alter and complement it through the use of the remaining flow and hybrid generation by wind and solar source. For this reason a survey was made from a group of 24 plants, which for some reason did not generate the Firm Energy Certificates, the historical data of flow and other technical characteristics that would allow to simulate diverse methodologies of calculation of the Firm Energy Certificate, as well as studying the possibility of utilizing the remaining flow, wind and solar photovoltaic by floating panels to add the Firm Energy Certificate of an already existing small hydroelectric plants. For the review of the calculation, six new methods were proposed, it was considered as the most appropriate the one that approached the most of the average of the energy generated by the plants. While the utilization of the remaining flow and hybrid complementation by solar and wind sources were analyzed with the help of the Homer Legacy software, capable of calculating the generated energy and performing the economic feasibility analysis of several hybrid arrangement configurations. The results showed that in order to achieve greater reliability the calculation of the Firm Energy Certificate must adopt a series of daily flows that will allow to consider the minimum turbine swallowing and the generator set performance as a function of the flow variation. The use of the remaining flow proved to be extremely viable when using part of the existing physical facilities and to adopt, when possible, low cost generator sets composed of pumps working as turbine. The addition by hybrid source would add to the system 113.82 average MW, equivalent to 60% of the current Firm Energy Certificate of the sample plants, however, to become viable within an energy sales price compatible with the \$ 0.069 per kWh, the installed cost per kW should be a maximum of \$ 1,400.00 for wind power generation and \$ 1,000.00 for photovoltaic generation. In the end, it is concluded that these measures promote greater certainty that the demand for energy will be met while encouraging other renewable uses.

Key words: Firm Energy Certificate; Hydroelectric Power Plants; Hybrid Power Plant; Remaining Flow

Sumário

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo	4
CAPÍTULO 2: HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE.....	5
2.1. Classificação	5
2.2. Arranjos típicos	6
2.3. Vazões de interesse.....	9
2.4. Turbinas Hidráulicas de Pequeno Porte.....	11
2.4.1. Turbinas hidráulicas convencionais	12
2.4.2. Turbinas hidráulicas não convencionais	14
2.5. Formas de despacho.....	17
2.6. Legislação e incentivos para PCHs e CGHs	18
CAPÍTULO 3: USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
3.1. Princípio de funcionamento.....	22
3.2. Legislação e incentivos para empreendimentos fotovoltaicos.....	24
CAPÍTULO 4: USINA EÓLICA	31
4.1. Princípio de Funcionamento.....	31
4.2. Legislação e incentivos a empreendimentos eólicos.....	33
CAPÍTULO 5: USINAS HÍBRIDAS	35
CAPÍTULO 6: MERCADO DE ENERGIA	39
6.1. Agentes Econômicos e Institucionais	39
6.1.1. Agentes Institucionais.....	40
6.1.2. Agentes Econômicos	42
6.2. Ambientes de Contratação	45
6.3. Garantia Física	47

6.3.1.	Garantia física de empreendimentos hidrelétricos.....	47
6.3.2.	Garantia física dos empreendimentos fotovoltaicos	53
6.3.3.	Garantia Física de empreendimentos eólicos.....	54
6.4.	Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	55
6.4.1.	Energia Secundária	58
6.4.2.	Déficits e Sobras das Usinas do MRE	59
6.4.3.	Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por Submercado 59	
6.4.4.	Cobertura dos Déficits Apurados	59
6.4.5.	Atendimento do Direito à Energia Secundária.....	59
6.4.6.	Determinação dos Ajustes Totais do MRE	59
6.4.7.	Compensação da Geração do MRE	60
CAPÍTULO 7: METODOLOGIA.....		61
7.1.	Definição da amostra de estudo.....	63
7.2.	Obtenção das séries históricas de vazões e demais dados de operação 70	
7.3.	Tratamento da série histórica de vazões.....	71
7.3.1.	Preenchimento de falhas	72
7.3.2.	Transposição de Vazões	73
7.3.3.	Análise final da série de vazões	74
7.4.	Sugestões de nova fórmula de cálculo da Garantia Física	75
7.4.1.	Aplicação de séries de vazões mensais ou diárias.....	76
7.4.2.	Consideração do engolimento mínimo	76
7.4.3.	Análise dos parâmetros da fórmula da GF	78
7.4.4.	Avaliação das propostas.....	85
7.5.	Aplicação do software HOMER Legacy	86
7.5.1.	Aproveitamento da vazão remanescente	87

7.5.2. Levantamento do potencial de utilização de painéis fotovoltaicos flutuantes nos reservatórios.....	90
7.5.3. Levantamento do potencial eólico	93
7.5.4. Análise do fator de capacidade.....	97
7.5.5. Análise econômica.....	97
7.6. Cálculo da garantia física do arranjo híbrido	98
CAPÍTULO 8: RESULTADOS E DISCUSSÕES	101
8.1. Análise da elasticidade dos parâmetros da fórmula da Garantia Física 101	
8.2. Propostas de novas metodologias de cálculo da Garantia Física	103
8.3. Simulação no Homer Legacy	109
8.3.1. Dados de entrada	109
8.3.2. Geração e fator de capacidade do arranjo híbrido.....	114
8.3.3. Análise econômica.....	118
8.4. Garantia física do arranjo híbrido	129
CAPÍTULO 9: CONCLUSÕES	131
REFERÊNCIAS.....	134
APÊNDICE	140

Lista de Figuras

Figura 1. Arranjo típico de uma CHR (Souza et al., 2009).....	6
Figura 2. Arranjo típico de uma CHD (Souza et al, 2009).....	7
Figura 3. Arranjo típico de uma CHVD (Souza et al. 2009).	8
Figura 4. Arranjo típico de uma CHVR (Souza et al, 2009).	8
Figura 5. Componentes do grupo gerador de eixo horizontal e acoplamento direto (Souza et al., 2009).	12
Figura 6. Turbina Pelton de pequeno porte e eixo horizontal (HYDROLINK, s/d).	13
Figura 7. Rotores Francis lento, normal e rápido, respectivamente (Viana, 2012).	13
Figura 8. Instalações em caixa aberta com rotor axial (Souza et al., 2009).	14
Figura 9. Comparação entre a operação de uma bomba com a de uma turbina (JUNIOR et al., 2013).	16
Figura 10. Comparação das curvas de vazão versus rendimento, altura e potência de eixo da bomba com a BFT na rotação constante (Viana, 2012). ...	17
Figura 11. Fluxo de vento através de uma turbina eólica (CRESESB, 2008).	32
Figura 12. Usina fotovoltaica flutuante, representação artística (CAZZANINGA et al, 2017).	35
Figura 13. Usina reversível Geesthacht com complementação eólica na Alemanha (VATTENFALL, s/d)	38
Figura 14. Agentes institucionais do setor elétrico (Tolmasquim, 2011)....	40
Figura 15. Etapas da compra de energia no ACR (Adaptado de TOLMASQUIM, 2011).	46
Figura 16: Esquema geral do Mecanismo de Realocação de Energia (CCEE, 2016).	58
Figura 17. SPI anual de 2012 (INPE, 2015).	65
Figura 18. SPI anual de 2013 (INPE, 2015).	65
Figura 19. SPI anual de 2014 (INPE, 2015).	66
Figura 20. Mapa com localizações das 257 UHEnd (CERPCH, 2016).	67

Figura 21. Gráfico do índice de precipitação versus índice de geração para seleção de UHEndc e definição da amostra (CERPCH, 2016).	69
Figura 22. Curvas características de rendimentos por vazão para diferentes tipos de turbinas hidráulicas (CERPCH, 2016).....	83
Figura 23. Curva característica de rendimento para um gerador elétrico (CERPCH, 2016).....	83
Figura 24. Curvas características de rendimentos por altura de queda para diferentes tipos de turbinas hidráulicas.	84
Figura 25. Características do recurso hídrico para a usina 007.	87
Figura 26. Dados de entrada para o recurso hídrico da usina 007.....	90
Figura 27. Características do recurso solar para a usina 007.	91
Figura 28. Características do aproveitamento solar da usina 007.....	92
Figura 29. Diagrama típico da curva de potência de um gerador eólico (SANSIGOLO, 2005).	94
Figura 30. Características do recurso eólico para a usina 007.....	95
Figura 31. Características da turbina eólica modelo E53.	96
Figura 32. Características da turbina eólica modelo E115.	96
Figura 33. Determinação da P90.....	99
Figura 34. Curvas médias de elasticidade da EM para turbinas Kaplan e Francis com a vazão como parâmetro independente.....	101
Figura 35. Curvas médias de elasticidade da EM para turbinas Kaplan e Francis com a queda como parâmetro independente.	102
Figura 36. Método A: engolimento mínimo condicionando a vazão diária e parâmetros variando com a vazão.	105
Figura 37. Método B: engolimento mínimo condicionando a vazão diária e parâmetros constantes.	105
Figura 38. Método C: vazão em base diária, probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo e parâmetros ΔH , η_t e η_g variando com a vazão.	106
Figura 39. Método D: vazão em base mensal, engolimento mínimo não considerado e parâmetros constantes.	106
Figura 40. Método E: vazão em base mensal, probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo e parâmetros constantes.....	107

Figura 41. Método F: vazão em base diária, não considera probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo, mas considera o fator de corte do engolimento mínimo, rendimento e perda de carga são variáveis.	107
Figura 42. Método G: vazão em base mensal, não considera probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo, mas considera o fator de corte do engolimento mínimo, rendimento e perda de carga constantes.	108
Figura 43. Distribuição da frequência de radiação média anual global na horizontal (I).	111
Figura 44. Distribuição da frequência de velocidade do vento média das usinas.	114
Figura 45. Fator de capacidade da parcela eólica utilizando o modelo de aerogerador E115 e da parcela solar.	118
Figura 46. Análise de sensibilidade do custo por kW instalado e a viabilidade econômica do arranjo híbrido para a usina 001.	121
Figura 47. Curvas que descrevem o preço máximo do kW instalado que viabiliza o incremento por fonte solar fotovoltaica e eólica segundo um preço de venda de energia.	124
Figura 48. Preço máximo do kW instalado que viabiliza o aproveitamento solar fotovoltaico em função da irradiação global horizontal do local.	125
Figura 49. Preço máximo do kW instalado que viabiliza o aproveitamento eólico em função da velocidade do vento na altura do aerogerador.	126
Figura 50. Relação entre a garantia física da usina já existente segundo a metodologia atual e a garantia física total da usina híbrida. OBS: foram desconsiderados os valores outliers.	130

Lista de tabelas

Tabela 1. Eficiência típica dos módulos fotovoltaicos comerciais.....	23
Tabela 2 - Classificação do SPI.....	64
Tabela 3. Dados da localização, SPI e geração de energia.	68
Tabela 4. Dados de referência segundo a Audiência Pública nº 68/2012 da ANEEL.	71
Tabela 5. Correlação, desvio médio absoluto e desvio médio para as séries de vazões das 24 usinas.	75
Tabela 6. Métodos analisados para o cálculo da GF.....	85
Tabela 7. Composição dos custos de centrais hidrelétricas.	89
Tabela 8. Custos por kW _{instalado}	97
Tabela 9. Incertezas na PAE.	99
Tabela 10. Área mínima requerida por cada modelo de turbina.	100
Tabela 11. Valores de Garantia Física encontrados para cada método proposto, em MW _{médio}	104
Tabela 12. Coeficientes Angular e de determinação das linhas de tendências resultante entre a Geração Média e a Garantia Física Calculada, obtidas pela aplicação dos métodos propostos.	108
Tabela 13. Dados e resultados do levantamento do potencial remanescente.....	110
Tabela 14. Dados de irradiação solar global horizontal (kWh/m ² /dia).	111
Tabela 15. Levantamento da área do reservatório utilizada e a sua respectiva potência instalada.	112
Tabela 16. Dados de velocidade média do vento (m/s).....	113
Tabela 17. Geração de energia pela parcela hídrica.	114
Tabela 18. Geração de energia pela parcela eólica.	115
Tabela 19. Geração de energia pela parcela solar.	116
Tabela 20. Fator de capacidade de cada parcela do arranjo híbrido.....	117
Tabela 21. Preço do Watt instalado que viabiliza o arranjo hídrico composto pelo aproveitamento do potencial remanescente, solar e eólico.	122
Tabela 22. Preço do Watt instalado que viabiliza o arranjo hídrico composto pelo aproveitamento do solar e eólico.....	123

Tabela 23. Preço médio do kW instalado que viabiliza a instalação eólica e solar fotovoltaica.	123
Tabela 24. Preço de venda de energia atualizado e por fonte de energia.	126
Tabela 25. Preço de venda de energia ponderado para a usina híbrida.	127
Tabela 26. Garantia física total da usina híbrida.	129

Lista de Abreviaturas

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
IP	Indisponibilidade Programada
ONS	Operador Nacional do Sistema
GF	Garantia Física
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
GT	Grupo de Trabalho
BFT	Bomba Funcionando como Turbina
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
UHEndc	Usina Hidrelétrica não despachada centralizadamente
FC_{EM}	Fator de Corte do Engolimento Mínimo
SPI	<i>Standardized Precipitation Index</i>
EG	Energia Gerada
PB	Projeto Básico
PAE	Produção Anual de Energia

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

São consideradas usinas hidrelétricas de pequeno porte, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) de potência instalada entre 3 MW e 30 MW e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) de até 3 MW de potência instalada. Encontram-se principalmente em rios de pequeno e médio porte que possuam desníveis suficientes para gerar uma potência. Tipicamente, opera a fio d'água, aproveitando a vazão natural dos rios ao custo de um reservatório significativamente menor que os de usinas de acumulação. Assim, as PCHs e CGHs geram menores impactos ambientais e sociais, sendo uma fonte renovável, de tecnologia consolidada e que favorece os usos múltiplos da água.

O Brasil é um país favorecido naturalmente no que tange a fontes renováveis. As usinas hidrelétricas são responsáveis por cerca de 65% da potência instalada no Brasil, totalizando 107 GW. Desse montante, 5 GW pertencem as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 0,5 GW as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs). As usinas eólicas correspondem a 6,5% da matriz, enquanto que as termelétricas a biomassa a 9% e as usinas fotovoltaicas a 0,3%. No total, quase 80% da matriz elétrica brasileira é composta por fontes renováveis de energia (ANEEL, 2017).

A representatividade das fontes renováveis deve continuar aumentando nos próximos anos, principalmente para as fontes eólica e solar. Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, dos empreendimentos em construção no país 33% são usinas eólicas e 9,6% usinas fotovoltaicas, o que corresponde, respectivamente, a 3,7 GW e 1,1 GW de incremento na potência instalada. Contudo, essas duas fontes são consideradas intermitentes, ou seja, a sua geração está sujeita a disponibilidade de ventos ou insolação, de modo que, o seu fator de capacidade é relativamente baixo, mesmo quando comparado com as usinas hidrelétricas de pequeno porte a fio d'água.

As PCHs e CGHs por outro lado, quando comparadas com as demais fontes alternativas de energia, apresentam um processo de licitação mais trabalhoso, caro e demorado. Pois, mesmo que seja evidente que uma usina

de pequeno porte gere menor impacto que uma grande usina, ela ainda é capaz de infligir danos graves e irreversíveis na região, seja no quesito ambiental como social, caso não seja feito um estudo criterioso que a viabilize (ORTIZ, 2005).

Essa preocupação só aumenta devido ao fato de que os grandes e mais atrativos potenciais para exploração já foram aproveitados ou se encontram em regiões de elevada sensibilidade ambiental e social, como a região de floresta, comunidade indígena ou significativa ocupação urbana. De todos os empreendimentos em construção no país, apenas 3,3% correspondem a usinas de pequeno porte (BIG, 2017). Assim, encontrar formas de aprimorar a exploração de potenciais já existentes, torna-se, uma estratégia de grande interesse para o desenvolvimento do setor. Uma possibilidade seria o aproveitamento do potencial remanescente das usinas hidrelétricas de pequeno porte para geração de energia elétrica, de modo a aumentar a potência instalada sem necessitar da construção de novas usinas e reservatórios.

Já no que diz respeito à intermitência das fontes solar e eólica, uma forma de contornar o problema é associa-las a usinas hidrelétricas já existentes, de modo a criar uma usina híbrida, onde a combinação de duas fontes permitiria uma geração elétrica mais constante. Além disso, o compartilhamento das instalações de distribuição e transmissão reduziria os custos (STRANGUETO, 2016).

Uma possibilidade de arranjo híbrido que foi estudado neste trabalho é a combinação das fontes hidráulica e solar, onde o uso de flutuadores poderia aproveitar a áreas dos reservatórios para geração complementar usando fonte solar. Em casos em que a usina apresente alguma regularização diária, a energia solar poderia ser utilizada para armazenar água para os períodos de maior demanda de energia ou quando os painéis não são capazes de gerar. Arranjo semelhante pode ser feito utilizando aerogeradores.

Ainda não há no Brasil um marco legal que abranja usinas híbridas. Os leilões de energia consideram apenas empreendimentos com fonte única. Contudo, transmita no Senado um projeto de lei (PLS 107/2017), já aprovado

pela Comissão de Meio Ambiente (CMA) e pela Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI), que altera a Lei 10.848/2004, permitindo que as chamadas usinas híbridas participem de leilões para contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e autoriza que empreendimentos de geração existentes com fonte renovável elevem sua garantia física com o acréscimo de capacidade de geração de energia elétrica a partir de outros tipos de fontes renováveis.

Em pronunciamento terminativo sobre o projeto proposto, a Comissão de Serviços de Infraestrutura (2017) manifesta que:

A dificuldade de apresentar uma garantia física atrativa para empreendimentos híbridos era um dos obstáculos. A proposição sob análise se propõe a sanar esse desafio ao fazer menção explícita aos empreendimentos híbridos como elegíveis para participação nas licitações. E, para permitir a esses empreendimentos apresentar uma garantia física compatível com a realidade, isto é, que reúna a capacidade das duas ou mais fontes, essas usinas ficam autorizadas a somar as capacidades das fontes para calcular a garantia física.

A garantia física é lastro de venda das usinas, ou seja, o quanto elas podem comercializar em contratos de venda de energia. Um problema enfrentado pelas centrais hidrelétricas de pequeno porte reside na determinação de sua garantia física que, quando comparada a de grandes empreendimentos hidrelétricos, é simplista e levanta questionamentos quanto a sua veracidade em se determinar o lastro de venda. Em 2011 cerca de 45% das usinas tiveram a sua garantia física reduzida por não atenderem ao montante de garantia física a elas atribuídas (MME, 2016).

As lacunas no cálculo e fiscalização da garantia física repercutiu na Portaria Nº 376, de 5 de Agosto de 2015 que institui um Grupo de Trabalho (GT) para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia de cálculo e revisão de garantia física de energia de Usinas Hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) ficou responsável pelo GT. Os estudos já foram concluídos e seus dados e resultados serão utilizados neste trabalho.

Assim, além da possibilidade de complemento da geração por aproveitamento do potencial remanescente e associação por fonte solar e eólica, este trabalho irá analisar a atual forma de cálculo da garantia física, e as modificações propostas pelo Grupo de Trabalho, visando propor modificações que melhor retratem a realidade de geração das usinas e complementem a segurança na garantia de geração usada para contratos de compra e venda de energia, ao mesmo tempo em que promovam as fontes renováveis no Brasil.

1.1. Objetivo

Analisar o procedimento de cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas despachadas de forma não centralizada, por meio de sugestões de novas metodologias de cálculo, aproveitamento da vazão remanescente e complementação da geração por fonte solar e eólica.

Os objetivos específicos propostos são:

1. Analisar a atual metodologia de cálculo da Garantia Física;
2. Levantar, para um grupo de usinas selecionadas, o saldo de geração junto ao MRE;
3. Analisar novas metodologias de cálculo da garantia física;
4. Determinar o potencial de aproveitamento da vazão remanescente;
5. Determinar o potencial de aproveitamento de energia solar nos reservatórios das usinas selecionadas;
6. Determinar o potencial de aproveitamento de energia eólica nos reservatórios das usinas selecionadas;
7. Realizar a análise de viabilidade econômica da usina híbrida;
8. Propor uma forma de calcular a Garantia Física e preço de venda de energia de usinas híbridas;

CAPÍTULO 2: HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

As usinas hidrelétricas de pequeno porte são aquelas consideradas neste trabalho como as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as Centrais Geradoras Hidrelétricas. Elas representam atualmente 3,3% da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2017). Neste capítulo, aborda-se sobre a sua principal classificação, os arranjos típicos dessas centrais, as vazões de interesse, em especial a remanescente, as turbinas tipicamente e potencialmente empregadas nestes tipos de usinas, as formas de despacho e, por fim, a legislação e incentivos pertinentes a esse tipo de aproveitamento.

A classificação das usinas de pequeno porte é essencial para se entender os incentivos e restrições ambientais empregadas por lei.

Os arranjos típicos são importantes para se ter uma visão mais abrangente do aproveitamento do reservatório e da vazão remanescente que será aproveitada no pé da barragem.

O estudo das vazões de interesse em um aproveitamento hidrelétrico será essencial para a análise da atual metodologia de cálculo da garantia física, bem como para a proposta de aproveitamento da vazão remanescente.

Os tipos de turbinas serão analisados tanto para a revisão da atual metodologia de cálculo da garantia física quanto para determinação do melhor tipo de turbina para o aproveitamento da vazão remanescente.

A forma de despacho é apresentada para diferenciar as usinas operadas não centralizadamente, foco deste trabalho, das usinas de grande porte despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

2.1. Classificação

De acordo com a Resolução Normativa n. 673, de 4 de Agosto de 2015 da ANEEL, é possível classificar as centrais hidrelétricas de pequeno porte em:

- **Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH):** centrais com potência mínima de 3 MW e máxima de 30 MW. Área máxima de reservatório 13,00 km²,

excluindo a calha do rio. Empreendimentos com reservatório maior que 13,00 km² podem ser enquadrados como PCH, caso o reservatório seja de regularização no mínimo semanal, ou caso o dimensionamento inicial tenha sido comprovadamente destinado a outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

- **Central Geradora de Hidrelétrica (CGH):** Empreendimentos com potência instalada menor ou igual a 3 MW.

2.2. Arranjos típicos

De acordo com Souza et al. (2009), existem, basicamente, três tipos de arranjos para os componentes das centrais hidrelétricas:

Centrais Hidrelétricas de Represamento (CHR): são implantadas em um trecho do rio e possuem ligação direta entre a barragem e a casa de máquinas, por meio do conduto forçado (Figura 1). Este arranjo é recorrente nas Grandes Centrais Hidrelétricas (GCH) e nas Centrais Hidrelétricas de Baixa Queda (CHBQ).

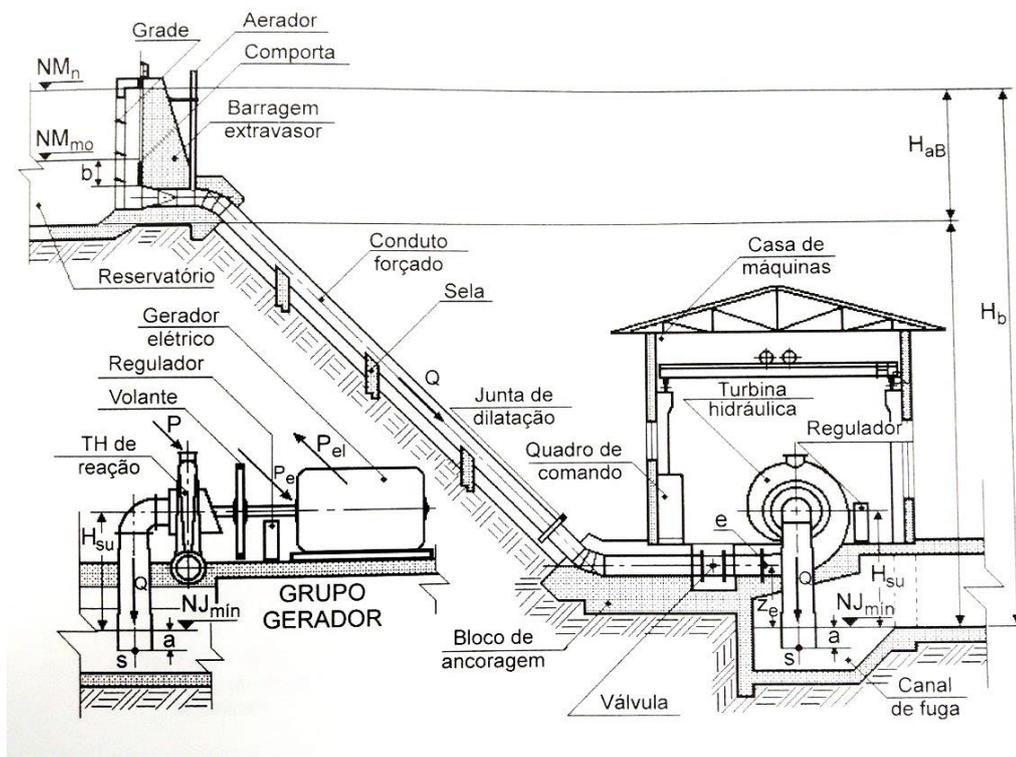


Figura 1. Arranjo típico de uma CHR (Souza et al., 2009).

Centrais Hidrelétricas de Desvio (CHD): são implantadas em trecho de rio, relativamente grande e com boa declividade, geralmente contendo corredeiras. Nestes casos, existem certas limitações técnicas quanto ao tamanho do conduto forçado. Sendo assim, se faz necessário um sistema de baixa pressão entre a barragem e o conduto forçado (Figura 2).

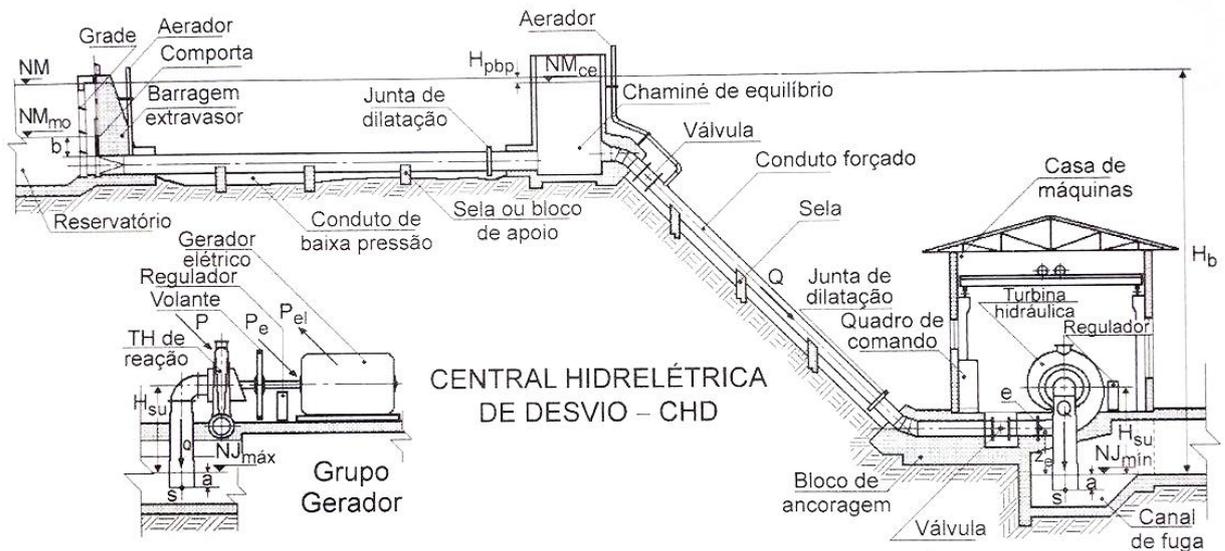


Figura 2. Arranjo típico de uma CHD (Souza et al, 2009).

Centrais de Derivação (CHV): são centrais onde o barramento é feito em um rio e a descarga em outro. Devido à topografia brasileira, onde é comum verificar rios com nascentes e longos trechos escoando em altitudes consideráveis, este tipo de arranjo é bastante comum. Estas usinas podem ainda ter um arranjo típico de represamento (CHVR) (Figura 3) ou de desvio (CHVD), quando os dois rios escoam com diferença de cota (Figura 4).

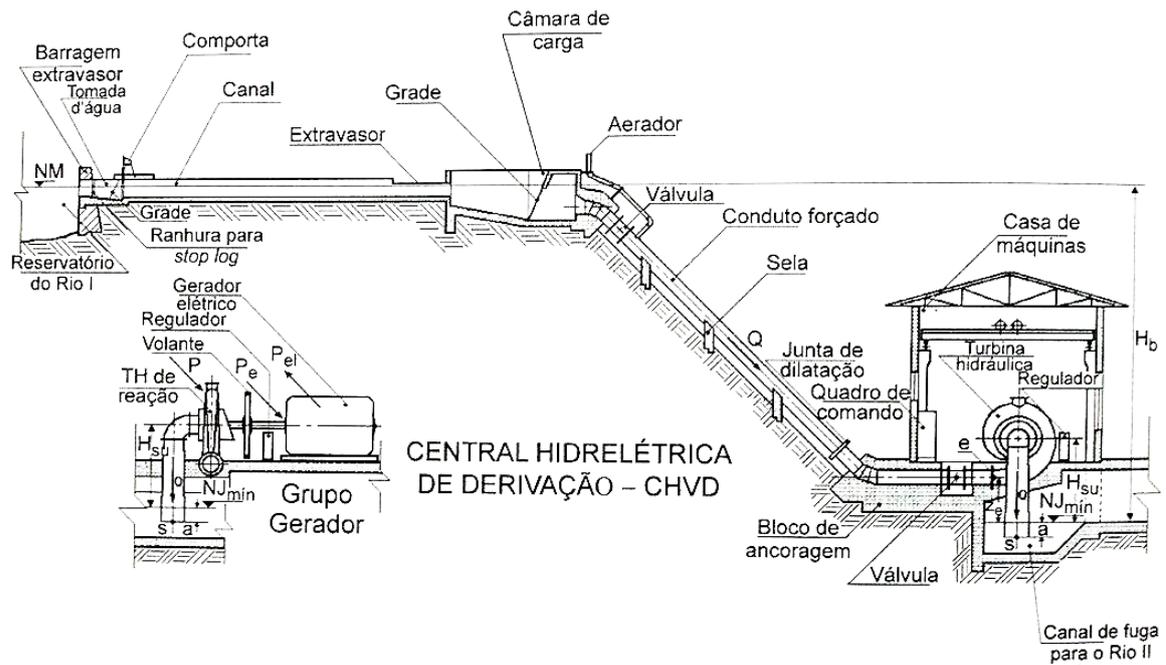


Figura 3. Arranjo típico de uma CHVD (Souza et al. 2009).

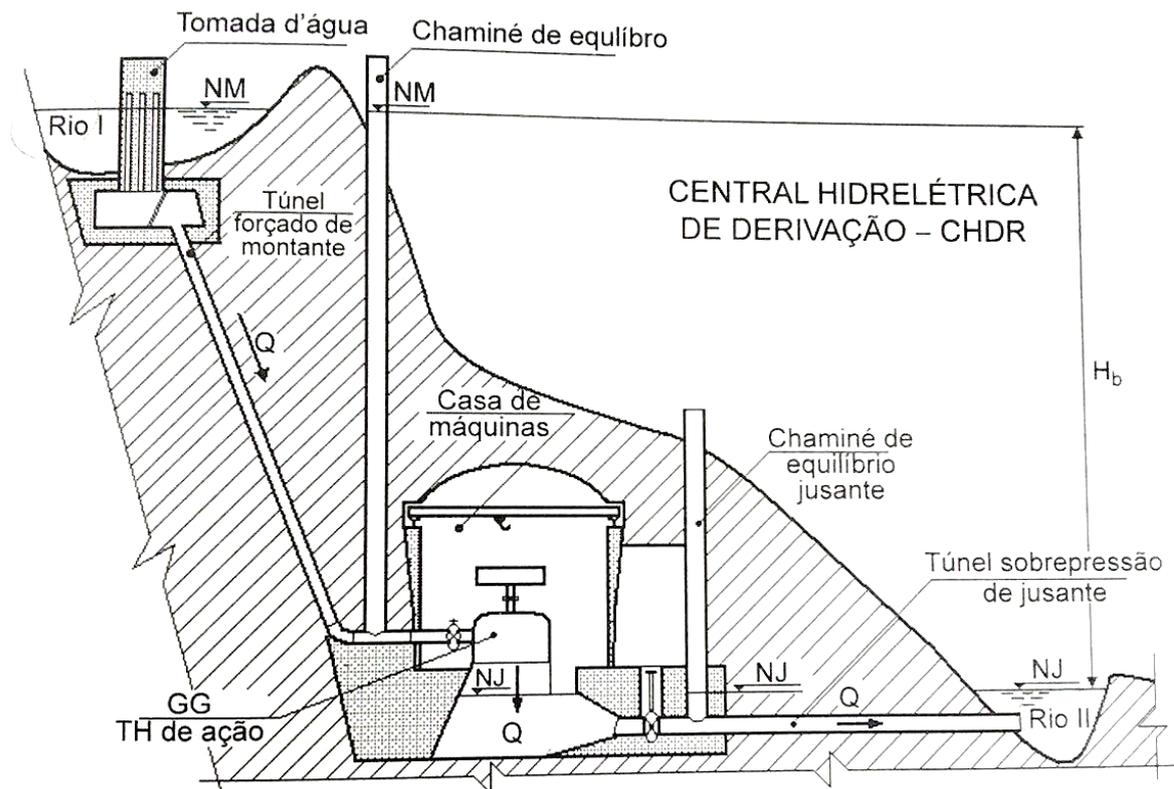


Figura 4. Arranjo típico de uma CHVR (Souza et al, 2009).

2.3. Vazões de interesse

De acordo com Souza et al (2009), são vazões essenciais para um projeto de central hidrelétrica:

- **Vazão de projeto do aproveitamento – Q (m³/s):** necessária para dimensionamento de vários componentes e para a determinação da potência instalada da CH.
- **Vazão mínima energética – Q_m (m³/s):** vazão de engolimento mínimo da turbina.
- **Vazão da cheia para dimensionamento das obras de desvio – Q_{cd} (m³/s):** são determinadas com base em um tempo de retorno de 5 anos para PCH e de 50 a 100 anos para GCH.
- **Vazão de cheia excepcional utilizada para o dimensionamento das obras permanentes – Q_{cp} (m³/s):** determinadas com base em um tempo de retorno de 500 anos para estruturas galgáveis, de 1.000 anos para estruturas não-galgáveis de PCH e 10.000 anos para estruturas não-galgáveis de GCH.
- **Vazão de referência – Q_r (m³/s):** está associada a uma vazão mínima verificada com uma elevada frequência no rio. É recorrente o seu uso como referência para outorga, onde será outorgável, no máximo, uma parcela dessa vazão dita mínima para atender as demandas existentes. As principais vazões de referência usualmente utilizadas são: vazão com permanência de 90% (Q₉₀); vazão com permanência de 95% (Q₉₅); e vazão média das mínimas de 7 dias consecutivos para um período de recorrência de 10 anos (Q_{7,10}).
- **Vazão sanitária – Q_s (m³/s):** vazão requerida pelo curso d'água para preservar a qualidade da água necessária para atender os usos a jusante. Os critérios de qualidade são definidos por norma e visam estabelecer uma vazão mínima suficiente para diluir e autodepurar os afluentes lançados no rio, garantindo a disposição de uma água de boa qualidade a jusante. A resolução 20/86 do CONAMA, por exemplo, estabelece diversas classes de qualidade, segundo a sua destinação. Para cada classe há um valor tolerável para cada parâmetro físico-

químicos, como coliformes, cor, turbidez, demanda bioquímica de oxigênio (DBO), oxigênio dissolvido (OD).

- **Vazão ecológica – Q_e (m^3/s):** Conforme Ministério do Meio Ambiente (MMA), Instrução Normativa nº 4 de 21 de junho de 2000, artigo 2º, a vazão ecológica é a vazão mínima necessária para garantir a preservação do equilíbrio natural e a sustentabilidade dos ecossistemas aquáticos. Ainda não há um consenso em sua determinação. Algumas das metodologias utilizadas são: Método Incremental que determina a vazão mínima por meio de cruzamento de informações biológicas e de modelos hidráulicos; Método Montana que estima com base na vazão média anual; Método do Perímetro Molhado que se baseia na teoria de que há uma relação direta entre perímetro molhado e a disponibilidade de habitat para a ictiofauna; Método $Q_{7,10}$ que, segundo Tomaz (2012), estabelece a vazão mínima segundo a vazão média das mínimas de 7 dias consecutivos para um período de recorrência de 10 anos.
- **Vazão para usos consuntivos – Q_c (m^3/s):** De acordo com o Caderno de Recursos Hídricos, elaborado pela Agência Nacional de Águas (ANA) (2005), a vazão para usos consuntivos é aquela captada para atender os diversos usos fora do rio, como irrigação, abastecimento urbano, rural e industrial, criação de animais, etc. Parte da vazão retirada para atender os usos consuntivos é consumida e não retorna para o corpo d'água. Em média, os coeficientes de retorno são aqueles adotados em ONS (2003): abastecimento urbano – 0,8; abastecimento rural – 0,5; abastecimento industrial – 0,8; irrigação – 0,2; criação de animais – 0,2.
- **Vazão remanescente – Q_r (m^3/s):** Segundo a Resolução nº 129, de 29 de Junho de 2011, do Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), entende-se por vazão mínima remanescente a menor vazão a ser mantida no curso d'água em seção de controle, considerando: a vazão de referência; os critérios de outorga formalmente estabelecidos; as demandas e características específicas dos usos e das interferências nos recursos hídricos a montante e a jusante; os critérios de gerenciamento adotados nas bacias hidrográficas dos corpos de água de interesse; as prioridades e diretrizes estabelecidas nos planos de recursos hídricos; o enquadramento dos corpos de água; os termos de

alocação de água; e o estabelecido pelo órgão de meio ambiente competente, no processo de licenciamento. As autoridades outorgantes poderão adotar critérios diferenciados para determinação de vazão mínima remanescente em trechos de rios com vazão reduzida em decorrência de empreendimentos de geração hidrelétrica, mediante apresentação de estudos que avaliem a interferência nos usos múltiplos no trecho em estudo.

- **Vazão outorgável – Q_{ou} (m^3/s):** vazão assegurada ao usuário para atender os seus usos, sejam eles irrigação, captação industrial, abastecimento urbano, diluição de afluentes, garantia de navegação, geração hidrelétrica, dentre outros. Essa garantia de uso é dada através de outorga considerando determinado risco. O somatório das vazões outorgadas geralmente representa uma porcentagem da vazão de referência (Q_r), garantindo uma vazão remanescente suficiente para atender os demais usuários da bacia, seja a montante ou a jusante do ponto de outorga. Assim, os critérios de outorga utilizados por órgãos gestores brasileiros, conseqüentemente, influenciam os critérios para as vazões remanescentes.

2.4. Turbinas Hidráulicas de Pequeno Porte

A turbina hidráulica é um dos componentes do grupo gerador, os quais juntos são responsáveis pela geração de energia elétrica. Segundo Souza et al. (2009), os grupos geradores são a parte essencial de uma central hidrelétrica, já que, respondem diretamente pelas transformações e qualidade da energia, bem como pela estabilidade e segurança operacional do sistema responsável por conduzir e suportar as massas energéticas. Além disso, a seleção do grupo gerador é o ponto de partida para o dimensionamento físico da casa de máquinas e de todos os componentes utilizados na montagem, operação e manutenção.

Na Figura 5 é mostrada a disposição da turbina e gerador com eixos horizontais, típica de usinas hidrelétricas de pequeno porte.

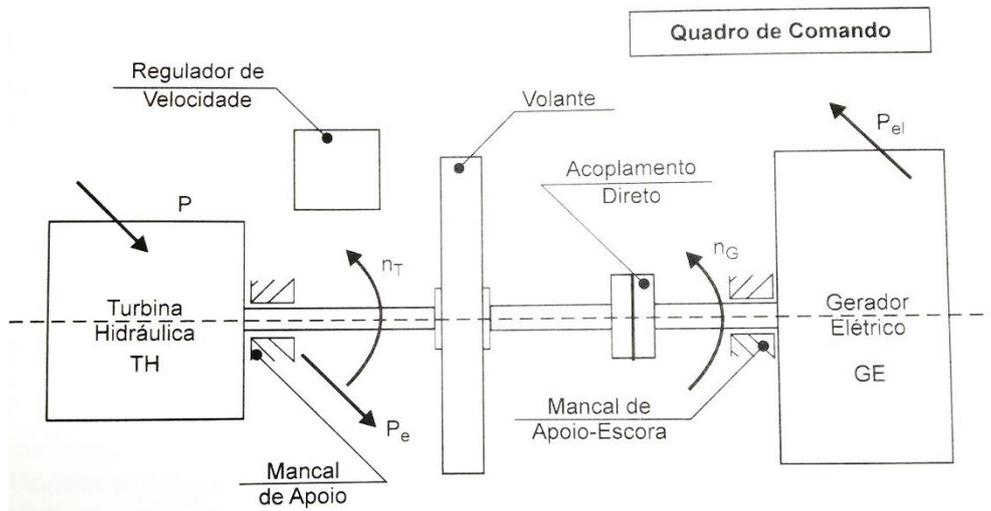


Figura 5. Componentes do grupo gerador de eixo horizontal e acoplamento direto (Souza et al., 2009).

Conhecer os tipos dessas turbinas auxilia na seleção da mais adequada à operação em centrais de pequeno porte e para o aproveitamento do potencial remanescente. Logo, a seguir será descrito as principais turbinas convencionais e não convencionais.

2.4.1. Turbinas hidráulicas convencionais

As turbinas convencionais são aquelas consolidadas no mercado e que são aplicadas em centrais hidrelétricas de grande, médio e pequeno porte há muito tempo. São os casos das turbinas Pelton, Francis e Axiais (Vianna, 2012).

2.4.1.1. Turbinas Pelton

As turbinas Pelton são máquinas de ação, ou seja, o escoamento através do rotor ocorre sem variação da pressão estática. O escoamento é tangencial e são adequadas para quedas relativamente altas e pequenas vazões (Souza et al., 2009).

Essa turbina possui rotor com pás em forma de conchas que divide simetricamente o jato e o desvia lateralmente. Microcentrais hidrelétricas geralmente apresentam turbinas Pelton de um ou dois jatos. O controle da

vazão é feito na agulha do injetor, permitindo a manutenção da frequência, mesmo caso ocorram variações na potência elétrica (Viana, 2012).

A Figura 6 exemplifica uma turbina Pelton de pequeno porte e eixo horizontal.



Figura 6. Turbina Pelton de pequeno porte e eixo horizontal (HYDROLINK, s/d).

2.4.1.2. Turbinas Francis

As turbinas Francis são máquinas de reação, ou seja, o escoamento ao passar pelo rotor tem variação de pressão. No interior do rotor podem ser verificados escoamento radial (lento e normal) e escoamento misto (rápido). São adequadas para médias vazões e médias quedas. O controle de vazão é realizado pelo distribuidor ou pelo sistema de pás móveis (Viana, 2012).

A Figura 7 apresenta os diferentes rotores de Turbina Francis existentes segundo o tipo de escoamento.

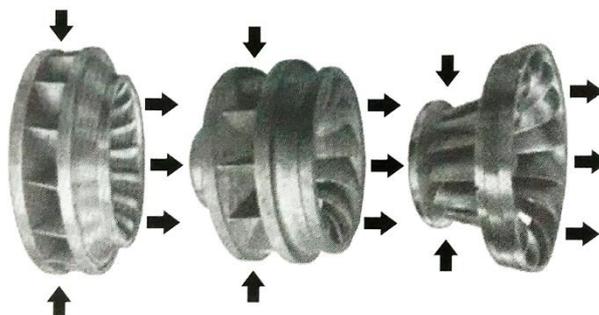


Figura 7. Rotores Francis lento, normal e rápido, respectivamente (Viana, 2012).

Em determinados casos, pode ser recomendado o uso de dois rotores Francis em paralelo, no mesmo eixo horizontal, gerando assim uma turbina Francis gêmea ou dupla (Souza et al., 2009).

2.4.1.3. Turbinas Axiais

As turbinas axiais são máquinas de reação, onde o fluxo de água passa pelo rotor no sentido do eixo. Operam em grandes vazões e baixas quedas (Viana, 2012).

Quando o controle de vazão é feito tanto pelo distribuidor quanto pelas pás do rotor (pás móveis), as turbinas axiais são denominadas de turbinas Kaplan. Quando as pás são fixas e o controle de vazão é feito somente pelo distribuidor, as turbinas axiais são chamadas de turbinas hélices (Viana, 2012).

Na Figura 8 estão representados, em corte longitudinal, dois tipos distintos de instalação de turbinas com rotores axiais.

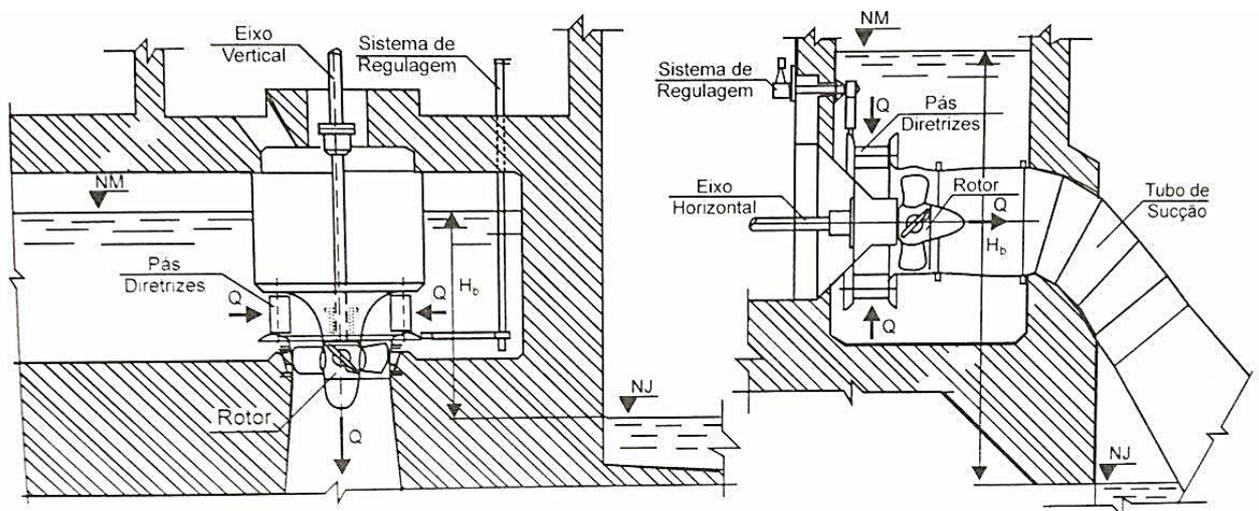


Figura 8. Instalações em caixa aberta com rotor axial (Souza et al., 2009).

2.4.2. Turbinas hidráulicas não convencionais

As turbinas não convencionais são geralmente mais robustas e baratas que as convencionais. Viana (2012) destaca quatro tipos de turbinas não convencionais de interesse para as usinas hidrelétricas de pequeno porte:

Turbinas Michell-Banki, Turbinas Turgo, Turbinas Turbilhão e as Bombas Funcionando como Turbinas (BFT).

Neste trabalho dá-se destaque as Bombas Funcionando como Turbina como uma opção de baixo custo para aproveitamento da vazão remanescente de usinas hidrelétricas de pequeno porte.

2.4.2.1. Bombas Funcionando como Turbinas (BFTs)

Segundo Vianna (2012), o grupo gerador é composto pela turbina hidráulica, gerador e regulador de velocidade. Ele representa até 40% do custo global de uma central, sendo um dos componentes mais importantes da usina. Esse alto custo se deve principalmente a aquisição da turbina, já que existem poucos fabricantes nacionais e cada projeto tem um alto teor de especificidade. Sendo assim, a substituição da turbina, por uma opção mais econômica como uma bomba, reflete significativamente nos custos de implementação, podendo viabilizar projetos que, se orçados com uma turbina convencional, não seriam possíveis sob o ponto de vista econômico.

O custo inferior das bombas se deve ao fato da sua ampla aplicação na irrigação, saneamento e indústria que implica em uma produção em série que reduz o seu preço de aquisição quando comparado ao de uma turbina convencional. Além disso, a disponibilidade de bombas e das suas peças de reposição é maior que a de turbinas, principalmente em países em desenvolvimento. A bomba e os motores são adquiridos em conjunto, de modo a representar um grupo gerador completo que é simples, robusto, não necessitando de elevados conhecimentos técnicos para a sua manutenção e instalação (Viana, 2012).

Do ponto de vista construtivo e hidráulico, as bombas e turbinas são muito semelhantes, contudo desempenham processos opostos. A turbina converte energia hidráulica disponível em potência de eixo, enquanto que, as bombas convertem energia mecânica (de eixo), fornecida do motor, em energia cinética e, por fim, em energia de pressão. Logo, uma bomba é uma máquina

geratriz e a turbina, uma máquina motriz. A Figura 9 compara a operação de uma bomba com a de uma turbina.

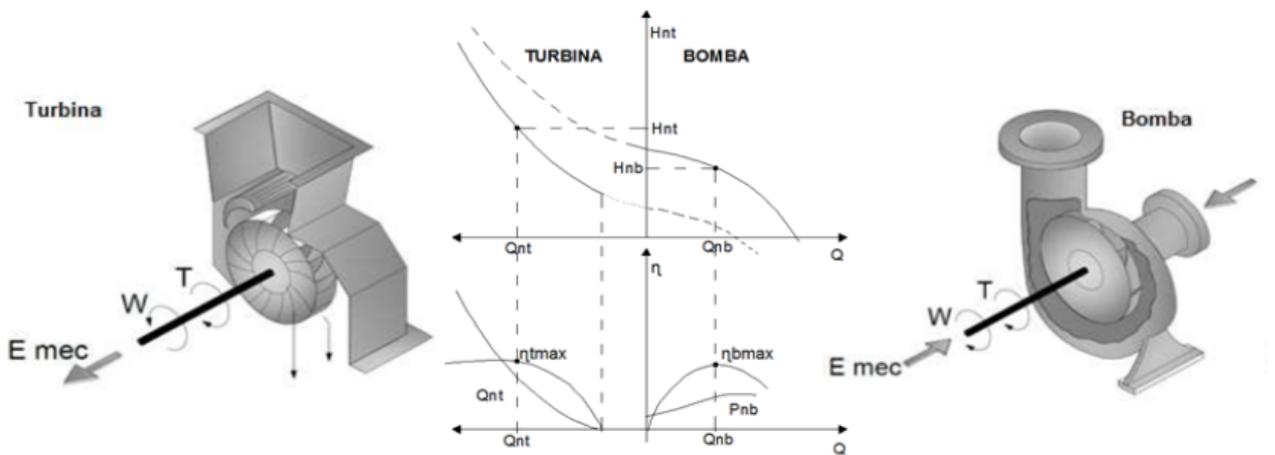


Figura 9. Comparação entre a operação de uma bomba com a de uma turbina (JUNIOR et al., 2013).

A operação em reverso da bomba implica em alguns problemas. O principal deles é a não existência de um sistema de regulação da vazão e o fato de que, caso operem fora das condições para as quais foram selecionadas, o seu rendimento cai drasticamente. Assim, a vazão de projeto deve ser aquela presente 100% do tempo (Viana, 2012). No caso desse estudo, esse problema é contornado ao se utilizar a vazão remanescente que possuiu o seu fluxo constante ao longo do tempo, já que representa o mínimo que a central deve fornecer para garantir os usos a jusante da central. A Figura 10 mostra as diferenças entre uma bomba operando de forma convencional e operando como uma BFT.

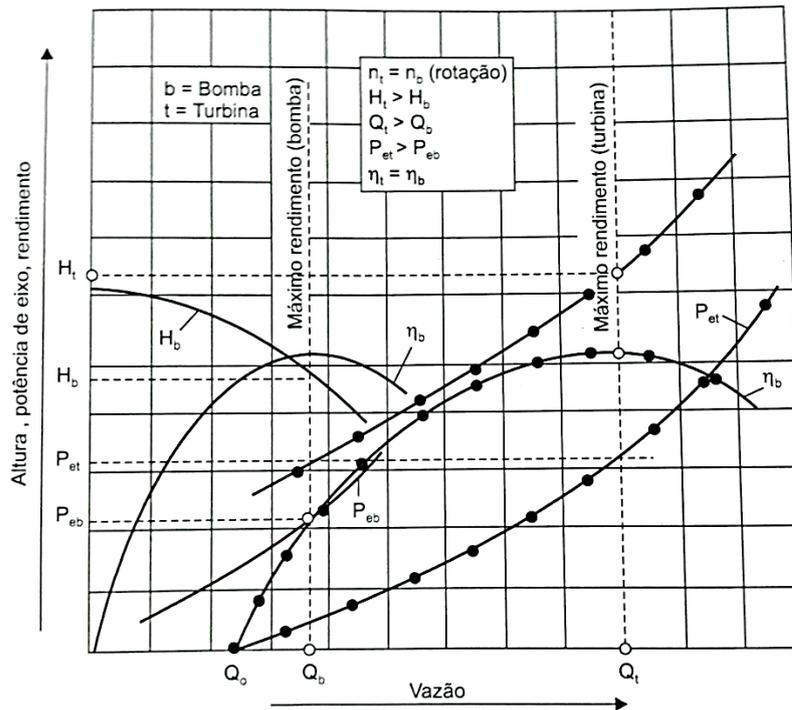


Figura 10. Comparação das curvas de vazão versus rendimento, altura e potência de eixo da bomba com a BFT na rotação constante (Viana, 2012).

2.5. Formas de despacho

As usinas hidrelétricas podem ser despachadas de forma centralizada ou não centralizada.

Usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente são aquelas que, em função de sua importância, capacidade e localização no sistema elétrico, necessitam da coordenação do Operador Nacional do Sistema (ONS). Já as usinas hidrelétricas despachadas de forma não centralizada são aquelas de pequeno porte que não demandam uma coordenação do ONS para a sua operação (ANEEL. 2005).

Assim, o despacho coordenado pelo ONS existe para garantir a melhor operação possível de um sistema de usinas dispostas em cascatas e distribuídas ao longo de um vasto território. A operação de pequenas usinas hidrelétrica não impacta de forma significativa a operação de outras usinas, logo não é necessário que sua operação seja controlada.

2.6. Legislação e incentivos para PCHs e CGHs

A água é um recurso natural e considerada um bem de domínio público dotado de valor econômico e mais ainda social. A Constituição de 1988 a estabeleceu como domínio da União ou dos Estados e do Distrito Federal. Contudo, um dos maiores avanços ambientais principalmente, no que refere a gestão da água, veio com a Lei n. 9.433 de 08/01/97, que regulamentou o art. 21, XIX, da Constituição Federal, definindo como competência da União a instituição do sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definição dos critérios de outorga de direitos de seu uso. Além disso, instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, visando assegurar para as futuras gerações a disponibilidade de água ao se preservar e a infraestrutura da bacia hidrográfica (FONTES, 2010).

A legislação que trata da energia elétrica, através de geração hidrelétrica no Brasil, somente foi contemplada no ordenamento jurídico brasileiro após 1904 por meio do Decreto nº 5.407 de 27 de dezembro de 1904, que regulamentou a Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903. Contudo, foi pelo Decreto 24.643, denominado Código de águas, que regularizou e consolidou o setor de águas e a indústria hidrelétrica, inovando-se ao instituir a concessão por prazo de trinta anos e nacionalizando empresas produtoras de energia elétrica (FONTES, 2010).

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que disciplina o Regime das Concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. A ANEEL em sua resolução normativa n. 673, de 4 de agosto de 2015, classificou as usinas hidrelétricas de pequeno porte conforme já disposto no item 2.1 do capítulo 2.

De acordo com Boschini (2016), atualmente, importantes alterações no espectro regulatório que trata das PCHs e CGHs estão contidas na Lei 13.360/2016, originada na conversão da Medida Provisória (MP) 735 em lei. O novo regramento demonstra um interesse do governo federal em favorecer o setor através da sua desjudicialização. Alguns pontos da Lei que devem ser relevados:

- Alterou a Lei 12.783/13 prorrogando por adicionais de 30 (trinta) anos as concessões ou autorizações das PCHs existentes, desde que ainda não tenha sido prorrogada e esteja em vigor quando da publicação desta Lei. Assim, o novo regramento garantiu a manutenção da isenção do pagamento da compensação pelo uso de recursos hídricos para as novas PCHs/CGHs com potência instalada de até 10MW, e ainda estendeu essa isenção para os aproveitamentos hidráulicos de até 30MW.
- Nos processos de outorga de autorização, inclusive na realização dos estudos e dos projetos, o empreendedor pode agora apresentar qualquer uma das modalidades de garantia previstas no § 1º do art. 56 da Lei no 8.666, de 21 de junho de 1993, ou seja, caução em dinheiro ou em títulos da dívida pública, seguro-garantia ou fiança bancária;
- Visando desajudicializar o setor, a nova legislação (art. 19 e § único) trata de forma mais flexível os atrasos de cronogramas de obras de geração e transmissão. Os casos caracterizados pela Aneel como excludentes de responsabilidade¹, o prazo da outorga de geração ou transmissão será recomposto pela ANEEL através da extensão da outorga (pelo mesmo período de duração do evento que exclui de responsabilidade o empreendedor), bem como será feito o adiamento da entrega de energia caso o empreendedor tenha contrato de venda em ambiente regulado.
- Alterou a redação da Lei n.º 13.334/2016, vedando o desligamento das PCHs/CGHs do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), salvo mediante requerimento da geradora ou perda da outorga; a nova redação define que “os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga”, o que atinge tanto as CGHs quanto as PCHs. ”

¹ Segundo a Lei nº 9.427, art. 19 § único, são ocorrências de casos fortuito e força maior, incluindo, mas não se limitando a, greves, suspensões judiciais, embargos por órgãos da administração pública direta ou indireta, não emissão de licenças ou autorizações pelos órgãos competentes por motivo não imputável ao empreendedor e invasões em áreas da obra, desde que reconhecidos pela Aneel a ausência de responsabilidade do agente e o nexo de causalidade entre a ocorrência e o atraso na entrada em operação comercial);

- Alterou a Lei nº 12.783/2013 que trata das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com destaque para as seguintes mudanças:
 - Vencido o prazo das concessões ou autorizações de geração hidroelétrica de potência igual ou inferior a 5 MW, será somente necessário o registro no âmbito da ANEEL;
 - É necessária autorização para o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW destinados a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia.
 - O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5 MW estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

- Alterou os dispositivos da Lei nº 9.491/1997, passando de 3 MW para 5 MW a potência máxima dos empreendimentos hidroelétricos que terão percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

Souza et al. (2009), cita ainda diversos outros incentivos fornecidos para PCHs e CGHs:

- As Leis nº 9.074, de 7 de julho de 1995 e a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, fornecem autorização não onerosa para exploração do potencial hidráulico.
- A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 estabelecem a livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500 kW.
- A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 prevê a livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, situados em sistema elétrico isolado, cuja carga seja igual ou superior a 50 kW;

- A Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 concedem isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;
- A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 considera a participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível – CCC, quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados.
- A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 confere isenção de aplicação, anualmente, de no mínimo um por cento da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico – P&D.
- Comercialização das energias geradas pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas com concessionárias de serviço público tendo como teto tarifário o valor normativo estabelecido conforme a Resolução normativa ANEEL nº 248, de 06 de maio de 2002;
- O Decreto nº 2.655, de 2 de janeiro de 1998, com a redação dada pelo Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000, e Resolução normativa ANEEL nº 169, de 3 de maio de 2001, garante a participação opcional de PCHs e CGHs no Mecanismo de Relocação de Energia (MRE) através de um despacho não centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS).
- Criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em PCH, e fontes eólica e biomassa, mediante procedimentos estabelecidos nas Leis 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, e Decreto 4.541, de 23 de dezembro de 2002.
- Resolução Normativa n. 687, de 24 de novembro de 2015, que alterou a Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012 que passou a considerar minigeração distribuídas, as centrais geradoras hidrelétricas, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW. Além de estabelecer o sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO 3: USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo aborda-se sobre os princípios básicos de funcionamento de uma usina solar fotovoltaica, dos principais tipos de painéis fotovoltaicos e uma breve introdução de sua aplicação sobre flutuadores. Ao final, será dado um enfoque aos atuais incentivos que essa fonte recebe no Brasil visando promover a sua inserção na matriz energética.

3.1. Princípio de funcionamento

A radiação solar pode ser utilizada como fonte de energia térmica, aquecendo fluidos e ambientes, ou convertida diretamente em energia elétrica por meio da ação da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, em especial os semicondutores. A esse último caso, destacam-se os efeitos termoelétricos e fotovoltaico (ANEEL, 2005a).

Neste trabalho é enfatizado a geração de energia por painéis fotovoltaicos instalados por meio de flutuadores nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

O efeito fotovoltaico foi relatado por Edmond Becquerel, em 1839, como a diferença de potencial, produzida pela absorção da luz, nos extremos de uma estrutura de material semicondutor. Esse material é um sólido de natureza cristalina, geralmente o silício, que possui uma condutividade intermediária entre condutores e isolantes (CAMARGO et al., 2016).

As células fotovoltaicas de modelos mais simples são compostas de duas camadas de semicondutores, sendo uma carregada positivamente e a outra negativamente, formando uma junção eletrônica. Quando a luz incide sobre a junção surge um fluxo elétrico na forma de corrente contínua (ANEEL, 2005a).

Para o aproveitamento fotovoltaico, a radiação de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (GHI), responsável por quantificar a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF) e pela Irradiação Normal Direta (DNI). A DIF é a parcela

dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera. Sendo a principal parcela em dias nublados. A DNI é a parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. É a principal parcela em dias claros (EPE, 2012).

A disponibilidade de radiação solar varia segundo as condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar, etc.) e energia total incidente sobre a superfície terrestre. Essa última depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano), ou seja, ela varia segundo a região, horário e período do ano (ANEEL, 2005a).

Segundo a Norma Técnica da EPE (2012) que analisa a inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira, os dois fatores principais que afetam a eficiência da conversão de células fotovoltaicas são a temperatura ambiente de operação e a intensidade da irradiação solar incidente sobre a célula. Este último fator é afetado tanto pela nebulosidade local quanto pelo ângulo de inclinação da célula em relação ao Sol. A eficiência da conversão se reduz ao longo da vida útil das células à taxa próxima de 1% ao ano. As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas como de primeira geração (silício mono e policristalino), segunda geração (silício amorfo e filme fino) ou terceira geração (concentrador fotovoltaico). A Tabela 1 apresenta a eficiência na conversão direta da energia do Sol em energia elétrica para módulos disponíveis no mercado e a comparação das áreas necessárias para a produção de 1 kWp.

Tabela 1. Eficiência típica dos módulos fotovoltaicos comerciais

Tecnologia	Eficiência	Área/kWp
Silício cristalino		
<i>Monocristalino</i>	13 a 19%	~7m ²
<i>Policristalino</i>	11 a 15%	~8m ²
Filmes finos		
<i>Silício amorfo (a-Si)</i>	4 a 8%	~15m ²
<i>Telureto de Cadmio (Cd-Te)</i>	10 a 11%	~10m ²
<i>Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)</i>	7 a 12%	~10m ²
Concentrador fotovoltaico	~25%	

Fonte: EPE, 2012.

A aplicação de painéis fotovoltaicos sobre telhados ou solo já é uma prática consolidada em diversos países. O uso de flutuadores, entretanto, é

uma prática recente. A sua maior vantagem reside no aproveitamento da área de corpos d'água, como reservatórios de usinas hidrelétricas, para geração de energia elétrica complementar. Contudo, uma série de adaptações são requeridas para, por exemplo, garantir a estabilidade do sistema a efeitos de intempéries e aos diferentes níveis do reservatório. Em geral, o custo de um sistema fotovoltaico flutuante é em torno de 30% maior que o de um sistema convencional de geração fotovoltaica (FERRER-GISBERT, 2013).

3.2. Legislação e incentivos para empreendimentos fotovoltaicos

A energia fotovoltaica não se trata de um bem da união como acontece com a fonte hídrica, logo não é necessário a autorização para a sua exploração, mas sim a autorização para a venda da energia quando conectado ao sistema de distribuição e/ou transmissão. A contratação de energia elétrica gerada por usinas de geração fotovoltaica (geração centralizada) segue as mesmas regras que as demais fontes de energia nos leilões de energia. Entretanto, são fornecidos diversos incentivos para a sua viabilização e disseminação no Brasil.

A seguir são descritos alguns desses incentivos levantados por Silva (2015).

- Programa Luz para Todos (LPT):
 - Instala painéis solares em comunidades com determinadas características e que não possuam acesso à energia elétrica, inclusive no Sistema Isolado;
 - Através da Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, da Aneel, estabelece as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural;
 - Por meio da Resolução Normativa nº 493, de 5 de junho de 2012, da Aneel, estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de

Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).

- Descontos na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD):
 - A Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, da Aneel, alterada pela Resolução nº 481, de 17 de abril de 2012, concede, nos primeiros 10 anos de operação da usina, desconto de 80% na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) para empreendimentos, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja, menor ou igual a 30 MW e que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017;
 - O desconto passa a ser de 50% a partir do 11º ano de operação da usina solar e para empreendimentos que comecem a operar a partir de 1º de janeiro de 2018.

- Venda direta a consumidores:
 - O § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, permite que geradores de energia de fonte solar, e de outras fontes alternativas, com potência injetada inferior a 50.000 kW comercializem energia elétrica, sem intermediação das distribuidoras, com consumidores especiais, com carga entre 500 kW e 3.000 kW.
 - Na aquisição da energia, os consumidores especiais são beneficiados com desconto na TUSD, o que estimula a substituição, como fornecedor da energia, da distribuidora pelo gerador da fonte alternativa.

- Sistema de Compensação de Energia Elétrica para a Microgeração e Minigeração Distribuídas:
 - Instituído pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Aneel, recentemente modificada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

- Garante que consumidores interessados em fornecer energia para a rede da distribuidora na qual estão conectados poderão fazê-lo, desde que obedecidos os procedimentos técnicos estabelecidos pela Aneel;
 - Os consumidores poderão abater a energia injetada daquela consumida, ou seja, somente pagarão para as distribuidoras a diferença entre o consumido e o injetado;
 - Os empreendimentos devem ter potência máxima de 5.000 kW (5 MW).
 - A Resolução Normativa nº 687, reduziu a burocracia ao simplificar o processo de registro no sistema, aumentou o período de utilização dos créditos de energia de 36 para 60 meses, permitiu a transferência de percentuais de créditos de energia para compensar outras unidades consumidores com CPF ou CNPJ diferentes, permitiu repartir os créditos entre os condôminos de um condomínio segundo percentuais definidos pelos próprios consumidores e permitiu o uso de áreas em locais remotos e distantes do ponto de consumo para instalar o sistema fotovoltaico.
- Convênio nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ):
 - Isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações envolvendo vários equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas, embora não abranja todos os equipamentos utilizados pela geração solar, como inversores e medidores e por empreendimentos eólicos;
 - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI):
 - A Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, regulamentada pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, garante a suspensão da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), no caso de

- venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, de materiais de construção e de serviços utilizados e destinados a obras de infraestrutura, entre as quais as usinas geradoras de energia solar, destinadas ao ativo imobilizado;
- O projeto deve ser aprovado pelo Ministério de Minas e Energia (MME);
 - O benefício é válido por cinco anos, a contar da habilitação do titular do projeto.
- Debêntures Incentivadas:
 - A Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, regulamentada pelo Decreto nº 7.603, de 9 de novembro de 2011, confere a isenção de Imposto de Renda dos rendimentos de pessoa física relacionados à emissão de debêntures por sociedade de propósito específico, dos certificados de recebíveis imobiliários e de cotas de emissão de fundo de investimento em direitos creditórios, relacionados à captação de recursos com vistas a implementar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo;
 - Entre os projetos mencionados, estão aqueles destinados à geração de energia elétrica por fonte solar.
 - Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS)
 - Instituído pela Lei nº 11.484, de 31 de maio de 2007, regulamentada pelo Decreto nº 6.233, de 11 de outubro de 2007. Não é restrito a fonte solar;
 - Redução a zero das alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes na venda no mercado interno ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, para incorporação ao ativo imobilizado da pessoa jurídica adquirente no mercado interno ou de importadora, e da contribuição de intervenção no domínio econômico incidente nas remessas destinadas ao exterior para pagamento de

- contratos relativos à exploração de patentes ou de uso de marcas e os de fornecimento de tecnologia e prestação de assistência técnica;
- O Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto de Renda também podem ser objeto de alíquota zero, caso estejam associados a investimentos em pesquisa e desenvolvimento.
 - Por englobar os semicondutores e a produção de células de filme fino, a geração de energia elétrica por fonte solar é beneficiada.
- Lei da Informática:
 - Instituído pela Lei nº 8.248, de 23 de outubro de 1991, modificada pela Lei nº 11.077, de 30 de dezembro de 2004. Os benefícios tributários estão condicionados a investimentos em pesquisa e desenvolvimento e fornece isenções tributárias para bens de informática e de automação;
 - A produção de equipamentos destinados à geração de energia elétrica por fonte solar utiliza vários dos produtos alcançados pela chamada Lei de Informática.
 - Redução de Imposto de Renda:
 - Projetos de setores prioritários implantados nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) e da Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste (SUDECO) tem redução de imposto de renda;
 - O Decreto nº 4.212, de 26 de abril de 2012, define o setor de energia como prioritário na área da Sudam. O mesmo é feito pelo Decreto nº 4.213, de 26 de abril de 2002, na área da Sudene. No caso da Sudeco, a Resolução do Conselho Deliberativo do Desenvolvimento do Centro-Oeste (CONDEL/SUDECO) nº 016, 6 de setembro de 2013, definiu como prioritários os projetos que utilizem tecnologias inovadoras e/ou contribuam para a geração e difusão de novas tecnologias de várias áreas, dentre as quais energia elétrica e energia renovável.

- A Sudene e a Sudam abrangem as principais regiões brasileiras em termos de radiação solar.
- Condições Diferenciadas de Financiamento:
 - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
 - ▶ Hidrelétricas, geração a partir de biomassa, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras fontes alternativas podem obter financiamento, com taxa de juros abaixo das praticadas pelo mercado e prazo de amortização de até 20 anos.
 - ▶ Para o Leilão de Energia de Reserva de 2014 (LER 2014), foram oferecidas condições especiais para a fonte solar, inclusive para incentivar a produção de equipamentos no Brasil.
 - Apoio a Projetos de Eficiência Energética (PROESCO):
 - ▶ Operado pelo BNDES, ele financia intervenções que comprovadamente contribuam para a economia de energia, aumentem a eficiência global do sistema energético ou promovam a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis.
 - Fundo Clima
 - ▶ Criado pela Lei nº 12.114, de 9 de dezembro de 2009, regulamentada pelo Decreto nº 7.343, de 26 de outubro de 2010.
 - ▶ Vinculado ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), disponibiliza recursos, inclusive não reembolsáveis, para financiar projetos, estudos e empreendimentos que visem à redução dos impactos da mudança do clima e à adaptação a seus efeitos, o que inclui projetos de energia solar.
 - Inova Energia

- ▶ Estabelece condições diferenciadas, e até subvenção, para financiar iniciativas de inovação, onde os interessados podem obter recursos para prover soluções tecnológicas relacionadas à geração fotovoltaica ou termossolar, entre outras fontes de geração.
 - ▶ Engloba o desenvolvimento de tecnologias para a produção de silício purificado em grau solar, lâminas (wafers) de silício, células fotovoltaicas de silício, o desenvolvimento de tecnologias para produção de células fotovoltaicas de filmes finos e o desenvolvimento de tecnologias e soluções para produção de inversores e equipamentos aplicados a sistemas fotovoltaicos.
- Caixa Econômica Federal (CEF)
- ▶ No ano de 2014, foram incluídos aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica como itens financiáveis através do Construcard, a pessoa física pode adquirir os equipamentos de microgeração e quitar o financiamento em até 240 meses, a uma taxa de juros mensal que varia de 1,4% + Taxa Referencial (TR) a 2,33% + TR.

CAPÍTULO 4: USINA EÓLICA

Neste capítulo aborda-se sobre os princípios básicos de funcionamento de uma usina eólica e dos fatores que influenciam na geração e aproveitamento da potência do vento. Ao final, dá-se enfoque aos atuais incentivos que essa fonte recebe no Brasil visando promover a sua inserção na matriz energética.

4.1. Princípio de Funcionamento

Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, elaborado pela ANEEL (2005),

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade, ou cata-ventos (e moinhos), para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água (p. 93).

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 (CRESESB, 2008).

De acordo com o CRESESB (2008), em escala local, a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), de modo que, os procedimentos para avaliar o local, no qual se deseja instalar turbinas eólicas, devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Destacando-se:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas;
- Relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

A potência extraída por uma turbina eólica é obtida quando seus rotores reduzem a velocidade do vento, v_1 , frontal e sem perturbações, para uma velocidade de corrente de ar v_2 atrás do rotor. A diferença nas velocidades do vento é uma medida para a energia cinética aproveitada. Assim, A potência teoricamente extraída pela turbina é descrita pela equação (1) (DEWI, 1998).

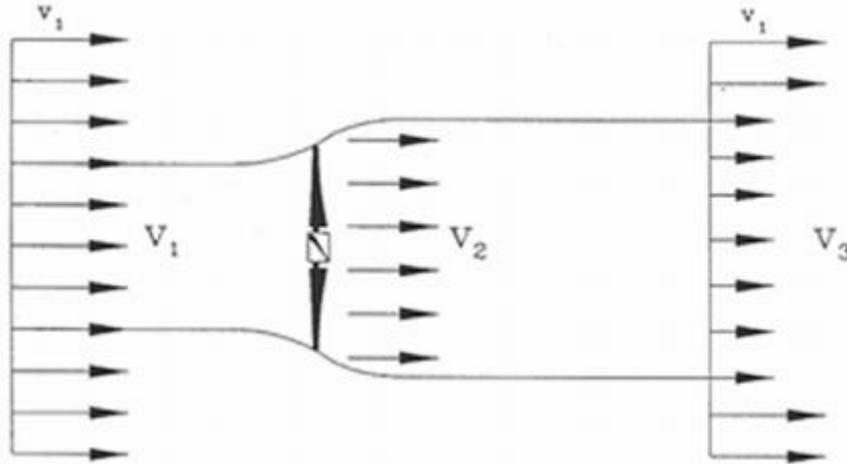


Figura 11. Fluxo de vento através de uma turbina eólica (CRESESB, 2008).

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

Onde,

P : potência teórica [W];

ρ : massa específica do ar [kg/m^3];

c_p : coeficiente de potência;

η : eficiência elétrico/mecânica;

A : área do rotor;

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

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

A redução da velocidade pelo rotor implica que os aerogeradores situados em um campo eólico produzam menos energia, já que, os aerogeradores posicionados a sua frente reduzem a velocidade disponível. Contudo, de acordo com o Instituto Alemão de Energia Eólica – DEWI (1998), a perda de energia pode ser reduzida aumentando a distância entre os aerogeradores, já que o vento a jusante de uma turbina eólica é novamente acelerado pelo campo de vento que o rodeia. Um campo eólico bem projetado pode ter perdas inferiores a 10% devido a interferência entre rotores.

4.2. Legislação e incentivos a empreendimentos eólicos

No que se refere à energia eólica no Brasil, existem dois destaques: o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), sendo este último considerado o mais bem-sucedido e um marco à abertura para o desenvolvimento do setor.

O PROEÓLICA foi criado pela Resolução nº 24 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica 43 – GCE em 2001, logo após a crise energética que abalou o país. O programa tinha como objetivo promover a implantação de 1.500 MW de energia eólica até dezembro de 2003, com a garantia de compra da energia produzida por pelo menos 15 anos por parte da Eletrobrás. O preço da energia seria baseado em um valor normativo estabelecido pela ANEEL e os custos incorridos pela Eletrobrás seriam repassados às empresas de distribuição da rede elétrica. Contudo, o PROEÓLICA não foi capaz de viabilizar a entrada emergencial de projetos eólicos, mas favoreceu a entrada de empresas internacionais que atuam na promoção das fontes renováveis, gerando assim uma pressão para a estruturação de uma legislação, de caráter duradouro, que venha efetivar o desenvolvimento do mercado de energias renováveis no Brasil (ALVES, 2010).

O PROINFA foi criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou em sua implementação: a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de

baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. O PROINFA contou com o suporte do BNDES, através da criação de um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito previu financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos, restando aos investidores garantir 30% do projeto com capital próprio. A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo, assegurou ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos tinham duração de 20 anos e envolveram projetos selecionados que deveriam entrar em operação até dezembro de 2006. O índice mínimo de nacionalização é de 60% do custo total de construção do projeto (ALVES, 2010).

Além do PROINFA, vários outros incentivos são conferidos a fonte renováveis, incluindo a eólica, e já foram descritos nos itens 2.6 e 3.2. Sendo destaque a redução de até 50% na TUST e TUSD, redução da ordem de 75% no imposto de Renda da Pessoa Jurídica em alguns estados e as condições diferenciadas de financiamento.

Hoje, 15 anos após a criação do PROINFA e dos diversos incentivos, a capacidade instalada de energia eólica passou de 22 MW para 10.587 MW, aumentando a sua representatividade na matriz energética de 0,03% para 7%. Além disso, outros 157 empreendimentos estão em construção para incremento da capacidade instalada em 3.645 MW (ANEEL, 2017).

CAPÍTULO 5: USINAS HÍBRIDAS

Usinas híbridas são aquelas em que se aproveita um mesmo espaço, redes de transmissão e subestação para geração de energia através de duas ou mais fontes distintas. Sendo assim, diversos podem ser os arranjos formados. Neste trabalho discute-se aqueles compostos por fonte hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica. Com exceção de sistemas isolados de geração, não foram encontrados registros de usinas compostas por todas essas três fontes de energia. Assim, serão discutidos separadamente os arranjos solar fotovoltaico/hídrico e eólico/hídrico.

O aproveitamento da energia solar em reservatórios é feito através de painéis fotovoltaicos flutuantes (Figura 12). O sistema de geração por placas flutuantes é constituído por um corpo flutuante (Estrutura Floater) no qual são instalados os módulos do sistema, podendo também ser posicionada para atender as flutuações do nível de água enquanto mantém sua posição de direção definida em projeto. A transferência de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos posicionados acima da estrutura flutuante é feita através de um cabo submarino (PEREIRA, 2017).



Figura 12. Usina fotovoltaica flutuante, representação artística (CAZZANINGA et al, 2017).

Segundo PEREIRA et al. (2017), o aproveitamento da área dos reservatórios de usinas hidrelétrica para a geração de energia por fonte solar através de painéis flutuantes tem potencial de trazer diversos benefícios. Dentre eles, o aproveitamento de instalações de linhas de transmissão já existentes e subutilizadas devido a eventuais baixas gerações das usinas hidrelétricas, vantagens econômicas devido ao uso de uma área já apropriada, vantagens ambientais quando comparado com painéis instalados em terrenos agrícolas ou florestas e redução da evaporação do reservatório decorrente do sombreamento formado.

Já CAZZANIGA et al. (2017) aponta também que a facilidade com que a plataforma flutuante pode girar em torno de um eixo vertical e o uso da cavidade do flutuador para armazenar ar comprimido de maneira quase isotérmica são outras vantagens interessantes dessa tecnologia, possuindo um potencial de ganhos da ordem de 30% na produção de energia.

SAHU et al. (2015) levanta também que há um ganho de eficiência decorrente da reflexão da luz na água e da evaporação que mantem o painel fotovoltaico a uma temperatura menor quando comparado a instalação terrestre. Além disso, a estrutura flutuante também é capaz de reduzir a proliferação de algas, melhorando a qualidade da água. Contudo, como desvantagens encontra-se a maior suscetibilidade a ondas e tempestades, corrosão da estrutura metálica, efeitos negativos na vida aquática devido a redução da luz solar incidente no reservatório e prejuízos á pesca e navegação, dependendo do local de instalação.

As maiores instalações de usinas fotovoltaicas flutuantes se encontram no Japão (13.4 MW) e na Austrália (4 MW). Enquanto que, a Índia planeja construir a maior usina solar flutuante do mundo, com 50 MW de potência instalada. Até 2020, acredita-se que o mercado para essa tecnologia irá expandir principalmente em países densamente povoados como a China, Índia, Japão, EUA, Coréia e outros onde há escassez de terrenos que possam ser utilizados para instalação de painéis solares (SAHU, et al., 2015).

No Brasil, dois projetos pilotos estão em desenvolvimento no âmbito de um P&D iniciado em 2016. Neles, estudam-se a instalação de placas

fotovoltaica sobre flutuadores nos reservatórios da Usina Hidrelétrica de Balbina, localizada no município de Presidente Figueiredo, Amazonas, e no da Usina Hidrelétrica de Sobradinho, na região de Sobradinho, Bahia. Os projetos são pioneiros no mundo em utilizar reservatórios de usinas hidrelétricas e as linhas de transmissão subutilizadas das mesmas para geração fotovoltaica.

Quando analisado o aproveitamento eólico em reservatórios hidrelétricos no Brasil, uma das principais referências é o trabalho realizado por ASSIREU et al. (2011). Ele demonstra que a inserção de usinas híbridas hidro-eólicas favorece os usos múltiplos do reservatório, que devido a sua configuração típica de vale alagado e de forma alongada cria-se uma região de convergência de ventos, alinhados, predominantemente, com o maior eixo do reservatório. Além disso, registraram-se altas velocidades de vento (> 5 m/s) que geralmente ocorrem no período seco (inverno), favorecendo a complementaridade entre as fontes. Economicamente, tem-se ainda que, assim como ocorre no aproveitamento solar fotovoltaico flutuante, há uma economia com redes de transmissão e aquisição de terreno.

Já NETO (2012) sugere o uso da energia eólica para a criação de usinas hidrelétricas reversíveis (Figura 13), onde a turbina é adaptada tanto para gerar energia quanto para bombear água a montante para armazenamento. Esse tipo de usina funciona bem em sistemas onde há diferenciação na tarifa em função do horário, de modo que, bombeia-se água durante os períodos de menor consumo para utilizar nos períodos de pico. Outra alternativa é a inserção de bombas e turbinas independentes na usina convencional, transformando-a em uma usina híbrida capaz de funcionar como “bombas fora de veraneio”, consumindo energia renovável disponível e não absorvida pelo sistema, ou seja, o excesso de energia gerado por elas.

Quando se trata de usinas reversíveis, estudos feitos por REHMAN et al. (2015) demonstram que não somente fonte eólica pode ser usada como também a solar fotovoltaica. Sendo possível até mesmo encontrar em regiões mais isoladas o arranjo hídrico-eólico-solar.



Figura 13. Usina reversível Geesthacht com complementação eólica na Alemanha
(VATTENFALL, s/d)

No Brasil, não foi possível identificar um arranjo híbrido composto por fonte hídrica e eólica, embora tenha sido inaugurada em 2015 a primeiro parque hídrico eólico-solar no Sertão de Pernambuco, com potência instalada de 11 MW.

Analisando outros locais no mundo, tem-se que é mais comum se encontrar usinas reversíveis seja usando complementação eólica como solar. Os países que mais dominam essa tecnologia são EUA, Japão, Ucrânia, Alemanha e França. Sendo que, só os EUA e Japão possuem 40% da capacidade mundial (REHMAN et al., 2015).

CAPÍTULO 6: MERCADO DE ENERGIA

Neste capítulo aborda-se sobre os agentes econômicos e institucionais. O grupo de agentes econômicos são compostos por agentes de transmissão e distribuição, geração e comercialização e consumidores de energia elétrica. Já os agentes institucionais são responsáveis pelas atividades governamentais, regulatórias e especiais (Pesquisa, planejamento, comercialização e operação do sistema).

Apresenta-se também, os ambientes de contratação visando diferenciar o ambiente de contratação regulado (enfoque deste trabalho) do ambiente de contratação livre.

Por fim, aborda-se sobre as atuais metodologias de cálculo da garantia física de empreendimentos hidrelétricos, eólicos e solares. Como o grande enfoque do trabalho é a garantia física de usinas hidrelétricas de pequeno porte pertencentes ao MRE, apresenta-se também os princípios de seu funcionamento de compartilhamento de riscos.

6.1. Agentes Econômicos e Institucionais

Segundo Tolmasquim (2011), para fins explicativos, pode-se dividir os agentes que atuam no setor elétrico brasileiro em agente econômicos setoriais e agentes institucionais.

Os agentes econômicos são aqueles que possuem concessão, autorização ou permissão para explorar atividades econômicas de geração, transmissão, distribuição ou comercialização. Também fazem parte desse grupo os consumidores de energia.

Os agentes institucionais são aqueles que detêm competências e atribuições associadas as atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilidade do setor.

6.1.1. Agentes Institucionais

Tolmasquim (2011) classifica esses agentes em três níveis, segundo a sua natureza jurídica e suas competências institucionais: agentes que executam atividades de governo com competências relativas ao poder político (Governo); agentes que executam atividades regulatórias (Estado) pautados em diretrizes e comando oriundos do poder político; e entidades de direito de direito privado que executam atividades especiais, eminentemente técnicas, mas fundamentais ao funcionamento do setor elétrico.

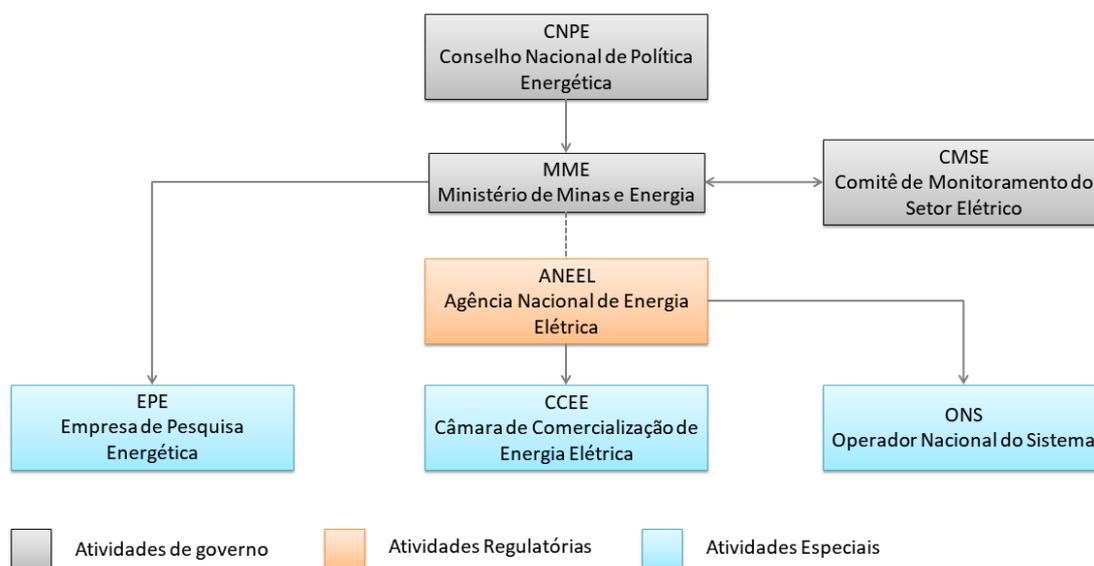


Figura 14. Agentes institucionais do setor elétrico (Tolmasquim, 2011).

Com base em ABRADÉE (2015), cada um dos agentes mostrados na Figura 14 são descritos brevemente a seguir.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, sendo o órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. Suas principais funções são: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País; assegurar, em função das características regionais, o suprimento energético às áreas mais remotas ou de difícil acesso; estabelecer diretrizes para programas específicos; rever periodicamente as matrizes energéticas regionais; estabelecer diretrizes para importação e exportação.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão responsável pela condução de políticas energéticas no país, de modo a formular e implementar

as políticas para o setor energético e definir o seu planejamento, segundo as diretrizes estabelecidas pelo CNPE. Ele irá tratar de casos de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, por meio de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento. O MME tem como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobrás, que são de economia mista, mas controladas pelo Governo Federal.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é o órgão responsável por acompanhar o desenvolvimento da geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação, o abastecimento e o atendimento da energia elétrica.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) auxilia no planejamento do setor energético por meio de pesquisas e estudos nos horizontes de curto, médio e longo prazo. Ela ainda realiza análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas que implicará na sua licença ambiental prévia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia em regime especial², responsável por regular e fiscalizar a transmissão, produção, distribuição e comercialização da energia elétrica. Visando estabelecer o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes e da indústria, a ANEEL estabelece as tarifas para os consumidores finais e realiza, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma empresa de direito privado, fiscalizada e regulada pela ANEEL, sem fins lucrativos e sob a forma de associação civil. Ela é responsável por: Definir as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão; atender os requisitos de carga; otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema; operar, supervisionar e

² Nos termos do Decreto-Lei n. 200/67, a autarquia é definida como "o serviço autônomo, criado por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita próprios para executar atividades típicas da Administração Pública, que requeiram, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada." (art. 5º, I). Sendo que, a autarquia sob regime especial se distingue da autarquia comum apenas por lhe conferir a lei maiores privilégios, de modo a ampliar a sua autonomia e possibilitar o cumprimento adequado de suas finalidades (PEG, 2015).

controlar a geração de energia elétrica no SIN; administrar a rede básica de transmissão.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), assim como a ONS, é uma associação civil sem fins lucrativos, responsável por: contabilizar e liquidar financeiramente no mercado de curto prazo de energia; Cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD); Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida; Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL; Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da ANEEL, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões; Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades; Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

6.1.2. Agentes Econômicos

Segundo Tolmasquim (2011), os agentes econômicos podem ser segmentados em três grupos: agentes de transmissão e distribuição; geração e comercialização; e consumidores de energia elétrica.

Os Agentes de Transmissão são responsáveis por conectar geradores aos grandes consumidores ou às empresas de distribuição. No Brasil, há 77 concessionárias que possuem a sua receita fixada pela ANEEL por meio de processos de revisão e ajustes tarifários. As concessões são disputadas em leilões públicos coordenadas pela Aneel. O ganhador do leilão é aquele que garante construir e operar o empreendimento de transmissão (LT ou SE) pela menor receita anual permitida (REP), ou seja, quem oferecer a menor tarifa (ABRADEE, 2015).

Os Agentes de Distribuição são empresas, públicas ou privadas, que possuem uma área de concessão exclusiva, de modo a constituir um

monopólio geográfico. No Brasil, há 63 distribuidoras reguladas pela ANEEL, que fixa as tarifas de fornecimento aos consumidores cativos, as tarifas de uso da rede aos geradores e consumidores livres, assim como os indicadores de qualidade e continuidade do serviço, a partir de processos de revisão e reajuste tarifários (ABRADEE, 2015).

Tanto os agentes de transmissão quanto os de distribuição estão sujeitos a um mercado onde a competição reduz a eficiência econômica, sendo, portanto, considerados “monopólios naturais” de interesse social submetidos a regras de ordem pública, como a fixação de tarifas pela Agência Reguladora (TOLMASQUIM, 2011).

Já o segmento de geração e comercialização são considerados competitivos, dessa forma a regulação é menos intensa, principalmente no que se refere aos preços praticados. O legislador, nesse caso, considera o segmento como uma atividade reservada à União e não um serviço público (TOLMASQUIM, 2011).

De acordo com ABRADEE (2015), os Agentes de Geração podem ser empresas públicas ou privadas responsáveis pela geração de energia elétrica a partir de fontes hídricas, térmicas, nucleares, etc. Eles são classificados como:

- a) Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE): Agentes individuais ou reunidos em consórcio que necessitam de permissão, concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- b) Concessionários de Serviço Público de Geração: Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica.
- c) Autoprodutores (AP): são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

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 consumidores livres.

Os consumidores de energia elétrica não desempenham regulamente e/ou por definição atividades econômicas, contudo são afetados por qualquer atividade econômica do setor. Dessa forma, podem ser considerados agentes econômicos por afetação. (TOLMASQUIM, 2011).

Os consumidores podem ser classificados em 3 tipos:

- a) Consumidor cativo: Necessita comprar energia elétrica por intermédio da empresa distribuidora de sua localidade, já que não pode comprar energia elétrica diretamente. Nesta categoria, estão todos os clientes de baixa tensão e a maioria dos consumidores de média tensão.
- b) Consumidor livre: Pode optar por comprar energia diretamente no chamado mercado livre. Esse consumidor deve ter demanda mínima de 3 MW, em qualquer nível de tensão.
- c) Consumidor especial: Pode negociar energia no mercado livre, desde que a adquira de fontes incentivadas, como biomassa, PCHs e solar. Para que o consumidor possa ser enquadrado como especial, sua demanda deve ser igual ou superior a 500 kW.

Todos os consumidores devem ter a totalidade de sua energia contratada seja por meio dos leilões regulados ou pela livre negociação, ou seja, são necessários contratos bilaterais de suprimento de energia para horizontes de curto, médio e longo prazo. No caso dos consumidores cativos, quem tem a obrigação de contratação de sua energia é a distribuidora local, o que acaba por efetivar as garantias para o financiamento da expansão do sistema. Dessa forma, não existe a exposição dos agentes ao risco da não cobertura contratual. Contudo, devido às naturezas distintas da geração física efetiva e de sua comercialização financeira e contábil, existem diferenças entre os montantes contratados e os efetivamente realizados, já que, os geradores, comercializadores, importadores e exportadores possuem a venda de seus montantes ofertados lastreados pela garantia física, fator que independe da

geração real e está associada às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema (ABRADEE, 2015).

6.2. Ambientes de Contratação

No Brasil o mercado de demanda é segmentado em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR abriga os consumidores ditos cativos que são atendidos exclusivamente pelas concessionárias de distribuição ou permissionárias, com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Sendo assim, a principal regra desse ambiente é a obrigatoriedade de licitação para compra de energia elétrica.

Visando reduzir os custos de energia elétrica para os consumidores cativos, a compra de energia no ACR é feita de forma compulsória e conjunta pelas distribuidoras, em leilões de menor tarifa, independentemente do porte de cada distribuidor individualmente considerado (TOLMASQUIM, 2011).

O MME estabelece anualmente, por meio de portaria, a data das dos leilões, que são realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL. O preço é fixado segundo um preço-teto (R\$/MWh), previsto no edital de licitação. Os agentes vendedores que fornecerem o maior desconto, em relação ao preço-teto, serão considerados vencedores e lograrão um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) (TOLMASQUIM, 2011).

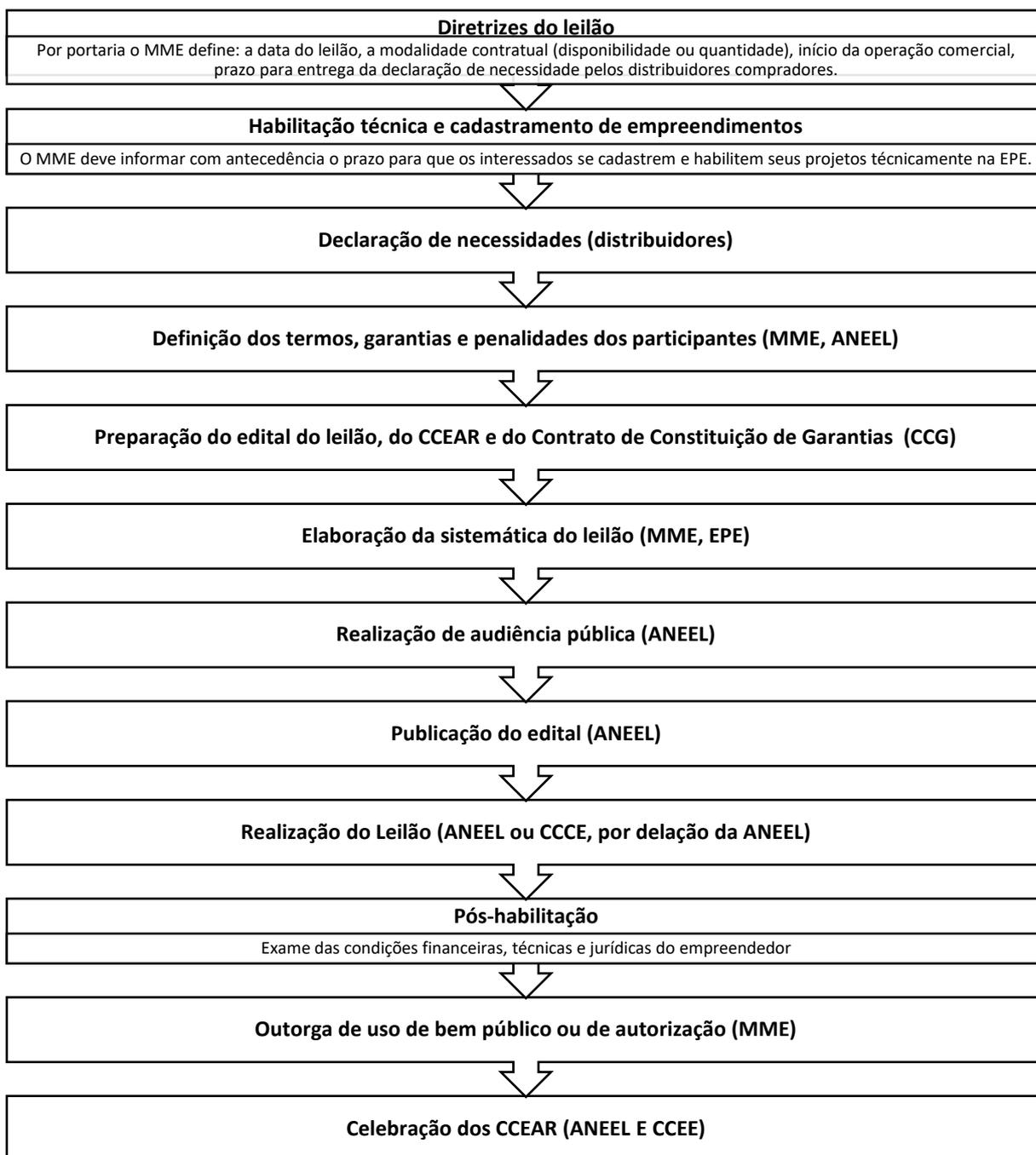


Figura 15. Etapas da compra de energia no ACR (Adaptado de TOLMASQUIM, 2011).

Segundo o Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004, Ambiente de Contratação Livre - ACL é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia, consumidores livres e consumidores especiais, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

O consumidor livre tem acesso irrestrito aos sistemas de transmissão e de distribuição, assegurado por contratos de conexão e de uso desses sistemas, respeitando um valor mínimo de 3 MW. Contudo, esse acesso não exime de encargos de carácter sistêmico, cobrados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) (TOLMASQUIM, 2011).

6.3. Garantia Física

6.3.1. Garantia física de empreendimentos hidrelétricos

O conceito de garantia física para centrais hidrelétricas é característico do sistema elétrico brasileiro. E baseia-se no fato de que a geração em uma usina hidrelétrica é incerta e varia segundo diversos fatores como hidrológicos e de indisponibilidade, seja programada ou ocasional, dos componentes da central. Assim, a determinação da garantia física independe da sua geração real e está condicionada ao seu fornecimento de Longo Prazo considerando um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit) e a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida. Sendo assim, buscou-se estabelecer, para cada usina, um patamar de geração que reflita em uma garantia de abastecimento, onde a garantia física de uma usina representa uma fração da garantia física do sistema que foi a ela alocada (PINTO, 2014) (CCEE, 2010).

Conforme estabelecido na Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, a garantia física corresponde a máxima quantidade de energia que pode ser comercializada por usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação, ou seja, corresponde ao lastro de venda de empreendimentos de geração que irão comercializar a sua garantia física por meio de contratos de compra de energia ou potência. Além disso, o mesmo decreto estabelece, em seu art. 4º, que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) seja o responsável por propor critérios gerais de garantia de suprimento que serão usados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) na determinação da forma de cálculo da garantia física.

A comercialização de energia segundo a definição de um lastro de venda implica que muitas vezes o gerador não tem permissão para comercializar toda a energia que é capaz de gerar, sendo limitado a uma parcela da sua capacidade máxima. Ou seja, há uma diferença entre a potência máxima disponível e o montante capaz de ser comercializado (garantia física) (CASTRO & BRANDÃO, 2009).

As usinas hidrelétricas participantes do MRE podem ser despachadas de duas formas distintas: centralizadamente e não centralizadamente. No primeiro caso são englobadas as centrais que, em função de sua importância, capacidade e localização no sistema elétrico, necessitam da coordenação do Operador Nacional do Sistema (ONS). No caso de PCHs e CGHs a sua pequena capacidade não justifica uma regulamentação do ONS, dessa forma, elas são despachadas de forma não centralizada.

Assim, a determinação da garantia física de grandes usinas é diferente das PCHs. Nas usinas de maior porte a garantia física corresponde ao mínimo que a central é capaz de gerar mesmo em condições hidrológicas adversas, sendo assim, espera-se que elas produzam sempre um montante superior à sua garantia física. Em contrapartida, as PCHs têm a sua garantia física estabelecida sobre a média histórica de produção, desse modo elas produzem montantes de energia tanto inferiores quanto superiores à sua garantia física (PINTO, 2014).

6.3.1.1. Garantia Física de usinas despachadas não centralizadamente

A metodologia para o cálculo da energia física garantida em uma usina hidrelétrica despachadas não centralizadamente foi estabelecida pela Portaria MME nº. 463, de 3 de dezembro de 2009 conforme a equação (2).

$$GF_E = \left[\sum_{i=1}^m \text{Min}((Q_i - (Q_r + Q_c)) \cdot 9,81 \cdot (H_b - \Delta h_{Total}) \cdot \eta_{tg}); P_{inst} \right] \cdot [1 - Perdas_{con}] \cdot [1 - TEIF] \cdot [1 - IP] \cdot \frac{1}{m \cdot 1000} - C_{int} \quad (2)$$

Onde,

GF_E : Montante de garantia física de energia [$MW_{\text{médio}}$];

Q_i : Vazão média do mês i , censurada pelo valor do engolimento máximo e mínimo da turbina hidráulica [m^3/s];

m : Quantidade de meses do histórico de vazões;

Q_r : Vazão remanescente do aproveitamento [m^3/s];

Q_c : Vazão de usos consuntivos [m^3/s];

H_b : Queda bruta nominal [m];

Δh_{Total} : Perdas hidráulicas nominais [m];

η_{tg} : Rendimento do conjunto turbina-gerador [%];

P_{inst} : Potência instalada total [kW];

$Perdas_{con}$: Perdas elétricas até o ponto de conexão [%];

$TEIF$: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada [%];

IP : Indisponibilidade programada [%];

C_{int} : Consumo interno [$MW_{\text{médio}}$].

A taxa de indisponibilidade forçada reflete o período pelo o qual a usina não opera devido a condições adversas advinda de condições hidrológicas extremas ou qualquer outro fator que impossibilite a geração. Seu cálculo é dado pela equação (3).

$$TEIF = \frac{\sum_{i=1}^{nm}(HI_{Fi} \cdot Pot_i)}{\sum_{i=1}^{nm}(HP' \cdot Pot_i)} \quad (3)$$

Onde,

Nm: Número de máquinas da usina;

HI_{Fi}: Horas indisponíveis forçadas da unidade i [horas/ano];

HP': Total de horas de análise descontando as horas indisponíveis programadas [hora/ano];

Pot_i: Potência da unidade i [MW].

A taxa de indisponibilidade programada representa a porcentagem do tempo que as máquinas deixam de operar devido a procedimentos de manutenção. Seu cálculo é dado pela equação (4).

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^{nm}(HI_{Pi} \cdot Pot_i)}{\sum_{i=1}^{nm}(HP \cdot Pot_i)} \quad (4)$$

Onde,

HI_{Pi}: Horas indisponíveis programadas da unidade i [horas/ano];

HP: Total de horas de análise [hora/ano];

Nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 foi feita a revisão do montante de garantia física para as seguintes hipóteses:

1. Quando o empreendimento apresenta uma geração média de energia elétrica nos seus primeiros quarenta e oito meses de operação comercial inferior a oitenta por cento ou superior a cento e vinte por cento da garantia física de energia vigente;
2. Quando o empreendimento apresenta uma geração média de energia elétrica a partir dos seus sessenta meses de operação comercial inferior a noventa por cento ou superior a cento e dez por cento da garantia física de energia. Neste caso ainda a revisão é feita a cada 5 anos e nas

usinas hidrelétricas participantes do MRE as reduções de garantia física devem ser limitadas em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física originalmente estabelecida.

3. Quando o empreendimento apresentar modificação comprovada das características técnicas, com conseqüente alteração da sua capacidade de produção de energia elétrica.

A revisão que deve ocorrer a cada cinco anos é denominada Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia. Já a revisão que tem por base fatos relevantes é conhecida como Revisão Extraordinária de Garantia Física.

No primeiro e no segundo caso, a revisão dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos e a geração média de energia elétrica serão calculadas pela seguinte fórmula:

$$G_{m\acute{e}dia} = \frac{12}{8760} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m (Eger_i)}{m} \quad (5)$$

Onde,

$G_{m\acute{e}dia}$: Geração média de energia elétrica [$MW_{m\acute{e}dio}$];

m: Número de meses, múltiplo de doze, desde o décimo terceiro mês de operação comercial até o penúltimo mês do período em análise;

$Eger_i$: Quantidade de energia gerada no mês i, referida ao ponto de conexão [MWh].

Na terceira situação, o cálculo do montante de garantia física deve ser feito com base nas novas informações de um ou demais itens a seguir,

- I. Potência Instalada Total (kW);
- II. Potência Instalada por Gerador (kVA) e seu Fator de Potência;
- III. Potência Instalada por Turbina (kW) e seu engolimento mínimo (m^3/s);
- IV. Rendimento Nominal por Turbina (%);
- V. Rendimento Nominal por Gerador (%);
- VI. Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (%);

- VII. Indisponibilidade Programada (%);
- VIII. Perdas Hidráulicas Nominais (m);
- IX. Queda Bruta Nominal (m);
- X. Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão (%);
- XI. Consumo Interno (MW médio);
- XII. Vazão Remanescente do Aproveitamento (m³/s);
- XIII. Vazão de Usos Consuntivos (m³/s);
- XIV. Histórico de Vazões Médias Mensais (m³/s), não inferior a trinta anos, e gerado de maneira que esse seja o mais extenso e atualizado possível, devendo estar em conformidade, quando couber, com o Histórico de Vazões apresentado no Projeto Básico aprovado;
- XV. Detalhamento da metodologia de obtenção do Histórico de Vazões especificado na alínea anterior, bem como de todas as informações necessárias para reprodução do referido Histórico; e
- XVI. Apresentação das Anotações de Responsabilidade Técnica - ART's dos responsáveis técnicos pelos estudos hidrológicos e pelas demais informações utilizadas no cálculo da garantia física de energia.

O cálculo da variação da garantia física, segundo a Portaria MME nº. 463, de 3 de dezembro de 2009, é feito da seguinte forma,

$$\Delta GF_E = GF_{E\text{ novo}} - GF_{E\text{ antigo}} \quad (6)$$

Onde,

ΔGF_E : Montante adicional de garantia física de energia [MWmédio];

$GF_{E\text{ novo}}$: Montante de garantia física de energia calculado conforme as alterações nas características da usina [MWmédio];

$GF_{E\text{ antigo}}$: Montante de garantia física de energia calculado sem considerar as alterações na usina [MWmédio].

Ainda segundo a mesma portaria citada anteriormente, em caso de alterações das condições do Projeto Básico que resultem em redução da capacidade de geração de energia, referida ao Ponto de Conexão, a metodologia definida pela equação (2) poderá ser implementada para diminuir o valor da garantia física. A ocorrência de fato relevante, para fins de revisão

do valor da garantia física de energia do empreendimento, será notificada pelo próprio agente, ao MME, ou será decorrente de fiscalização da ANEEL.

Atualmente, não se tem acesso completo ao processo de revisão das vazões afluentes e não há regulamentação específica que disponha sobre quais dados devem ser considerados pelo MME ao realizar o cálculo da garantia física.

O modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas) é recorrentemente utilizado para o cálculo da garantia física das usinas de forma individual, contudo por ser uma criação da Eletrobrás há um conflito no seu uso, já que, um ente estatal não pode criar um mecanismo que tem como função medir genericamente as empresas de um ramo em que ela mesma atua e tem interesse.

6.3.2. Garantia física dos empreendimentos fotovoltaicos

Segundo a Portaria do MME nº 101, de 22 de março de 2016, a garantia física de energia das usinas solares fotovoltaicas é calculada pela equação descrita abaixo.

$$GF_f = \frac{[P50_{ac} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (7)$$

Onde,

GF_f : Garantia Física de energia da usina fotovoltaica [MW médio];

$P50_{ac}$: produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento, constante da Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia [MWh];³

³ A produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas relacionadas à temperatura, sujeira, sombreamento angulares e espectrais, degradação dos módulos, mismatch, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, ôhmicas na cablagem,

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade – pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

ΔP: estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o PMI da usina [MWh];

6.3.3. Garantia Física de empreendimentos eólicos

De acordo com a Nota Técnica 072, da EPE, de 30 de julho de 2013, a garantia física de empreendimentos eólicos é calculada com base em cenários de produção de energia, conforme estudos elaborados por entidade certificadora independente. Os cálculos de garantia física de energia com metodologia considerando o percentil de 10% (P90) da distribuição da sua produção anual certificada, através da equação:

$$GF_E = \frac{[P90_{ac} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (8)$$

Onde,

GF_E: Garantia Física de energia da usina eólica [MW médio];

P90_{ac}: produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos, que deve constar do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia [MWh];

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade – pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

ΔP: estimativa do montante de consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão [MWh];

eficiência do inversor e controle de potência máxima, degradação inicial dos módulos, nível de irradiância, entre outras.

Considerando uma distribuição normal, o valor de $P90_{ac}$ constante do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia deve ser igual a:

$$P90_{ac} = P50_{ac} \cdot \left(1 - \left(1,28155 \cdot \frac{\text{Incerteza Padrão}}{100} \right) \right) \quad (9)$$

Onde,

$P50_{ac}$: Produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de 50% para um período de variabilidade futura de 20 anos, conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica [MWh/ano];

*Incerteza Padrão*⁴ (σ): valor conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica [%].

6.4. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

Esta seção foi baseada nas “Regras de Comercialização: Mecanismo de Realocação de Energia” da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Os agentes geradores sujeitos ao despacho centralizado pelo ONS não têm controle sobre seus níveis de geração, independentemente dos contratos firmados. O despacho é determinado visando minimizar os custos operacionais em função das afluências hidrológicas, do armazenamento de água nos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e das restrições operacionais. Ou seja, visa à ótima operação global, não a operação individual. Em outras palavras, visando o aproveitamento ótimo da água, o ONS determina se e quanto cada usina deve gerar, considerando aspectos como: a

⁴ A incerteza padrão na Produção Anual de Energia considera as incertezas de: velocidade do vento, da curva de potência da turbina e no cálculo das perdas aerodinâmicas do parque, devendo todas as incertezas estar claramente identificadas e quantificadas (ANEEL, 2016).

disponibilidade das usinas em operação no SIN; a minimização dos custos operacionais para manter o menor custo marginal de operação possível; as afluições hidrológicas; o nível de água nos reservatórios; os preços ofertados pelas usinas térmicas; e eventuais restrições operacionais.

Adicionalmente, a grande extensão do Brasil, as diferenças hidrológicas entre as regiões e a existência de várias usinas em cascata dentro de um mesmo rio requerem que um operador defina a utilização mais racional possível dessa água, não só para a geração de energia elétrica, como também para o consumo humano, agricultura, navegação e etc. Já que, a otimização da operação de uma usina não corresponde necessariamente a otimização do sistema como um todo. E tudo isso em sintonia com os interesses dos diversos empreendedores envolvidos.

Nesse cenário onde as usinas hidrelétricas não controlam a sua geração, os proprietários não teriam como garantir o atendimento de sua garantia física acordada em contratos de venda de energia. Para contornar essa situação criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE tem como objetivo compartilhar os riscos financeiros associados a comercialização de energia pelas usinas hidráulicas entre seus integrantes. Sendo assim, todas as usinas participantes recebem seus níveis de garantia física independente da produção real de energia, desde que a geração total não seja menor do que a garantia física total do SIN.

Assim, caso a geração das usinas pertencentes ao MRE seja exatamente igual à soma de suas garantias físicas, seus participantes poderão atender aos seus compromissos de venda de energia. Caso a geração seja superior à soma das garantias físicas, é feito o rateio dessa energia "sobressalente", contabilizando um ganho para todos os seus integrantes. Caso a geração dessas usinas seja inferior à soma de suas garantias físicas, parte da energia de cada usina é alocada ao MRE, proporcionalmente a sua respectiva participação no mecanismo. De maneira que cada usina deverá adquirir energia no Mercado de Curto Prazo para honrar seus compromissos de venda.

Em todos os casos, existe o pagamento do custo de geração por aquelas usinas que geraram menos energia do que suas garantias físicas para aquelas usinas que geraram mais, sendo que o valor a ser pago/recebido é estipulado pela Tarifa de Energia de Otimização – TEO.

Logo, esta tarifa, dada em R\$/MWh, serve como uma compensação financeira destinada à cobertura dos custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira referente à energia trocada no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Sua determinação é feita anualmente pela ANEEL.

Podem participar do MRE todas as usinas sujeitas ao despacho centralizado, conforme regulação vigente, excluídas as usinas em fase de motorização. Usinas com modalidade de despacho tipo II ou III (II: programação centralizada e despacho não centralizado; III: programação e despacho não centralizados) podem usufruir dos direitos do MRE após emissão de ato regulatório. Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) a participação no MRE é opcional.

A alocação de energia é feita, prioritariamente, entre usinas localizadas em um mesmo submercado (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte). Porém, se após a alocação interna do submercado ainda houver excedente remanescente, este é alocado para outros submercados. É importante ressaltar que não ocorre uma transferência física de energia elétrica entre os submercados, apenas uma transferência de propriedade. A seguir, serão descritas as principais etapas do MRE (Figura 16).

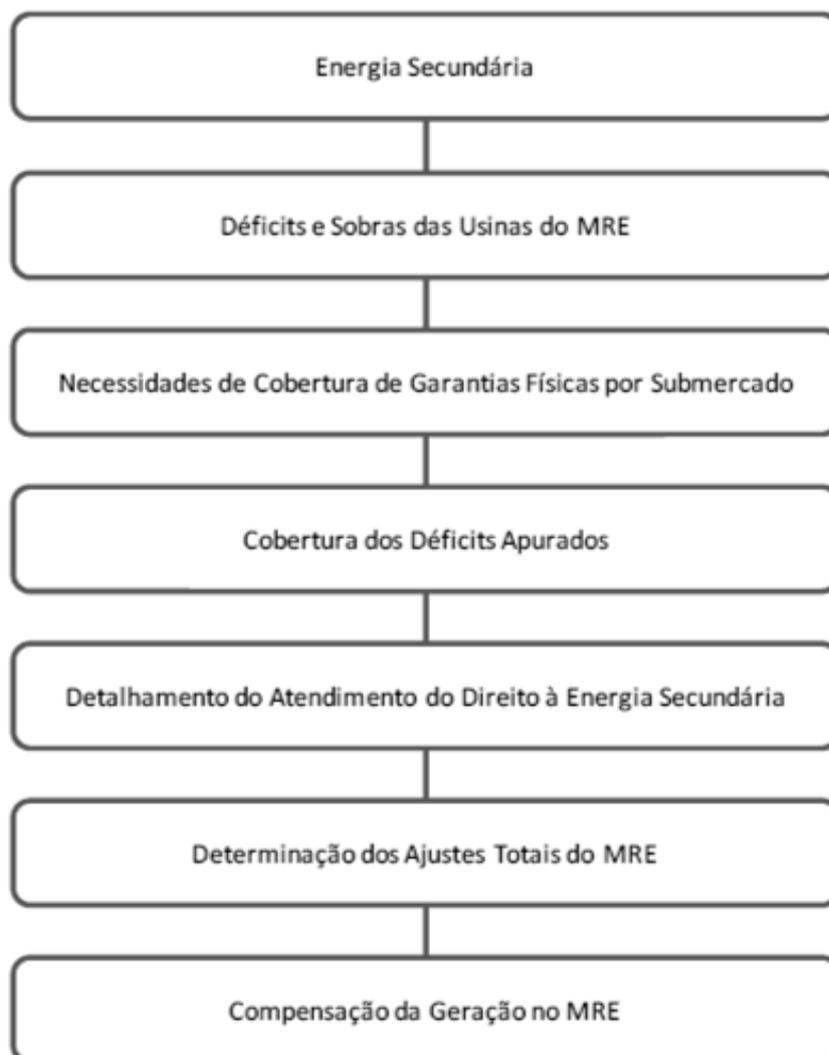


Figura 16: Esquema geral do Mecanismo de Realocação de Energia (CCEE, 2016).

6.4.1. Energia Secundária

Se a produção total de energia do MRE for maior do que a garantia física total do MRE, as usinas integrantes terão direito de receber uma parte desse excedente (proporcional a suas garantias físicas), além de suas garantias físicas. Esse excedente é chamado de “Energia Secundária”.

Primeiramente é determinada a garantia física para o MRE, seguida da determinação das sobras ou déficits de geração a serem compensados. Por fim, é estabelecido o Direito à Energia Secundária de cada usina. Essa

alocação de energia elétrica deve ser realizada, prioritariamente, dentro do submercado onde foi gerada.

6.4.2. Déficits e Sobras das Usinas do MRE

Nessa etapa são identificadas as sobras e déficits de geração de cada usina com relação ao seu respectivo valor de garantia física.

6.4.3. Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por Submercado

Determinação das sobras e déficits de cada submercado, sendo possível definir se o déficit de uma usina será suprido pela realocação da sobra de uma usina localizada no mesmo, ou em outro submercado.

6.4.4. Cobertura dos Déficits Apurados

Determinação de qual quantidade de geração excedente das usinas que geraram além de suas garantias físicas será realocada para cobrir o déficit daquelas que não geraram o suficiente. Isso ocorre desde que a geração total do MRE não seja abaixo da garantia física do mercado.

6.4.5. Atendimento do Direito à Energia Secundária

Determinação da Energia Secundária disponível em cada submercado e para cada usina participante do MRE.

6.4.6. Determinação dos Ajustes Totais do MRE

Totalização da energia ajustada de cada usina em função da cobertura da garantia física e do atendimento ao Direito à Energia Secundária.

6.4.7. Compensação da Geração do MRE

Os agentes geradores responsáveis pela produção da energia que foi realocada dentro do MRE são ressarcidos por meio da Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Ela deve ser paga pelos proprietários de usinas que recebem energia elétrica, seja em função da cobertura da garantia física ou da alocação de energia secundária.

Quando a energia elétrica é alocada entre diferentes submercados, para cobertura da garantia física, pode ocorrer a chamada “exposição a diferenças de preços em submercados”, que é devida aos diferentes PLDs nos submercados. Essa exposição pode ser positiva ou negativa, sendo o PLD do submercado de onde veio a energia alocada maior ou menor, respectivamente, do que o do submercado receptor. Quando isso ocorre para o caso da cobertura da garantia física, a alocação possui direito ao alívio dessa exposição, o que não se estende para o caso de alocação de energia secundária.

CAPÍTULO 7: METODOLOGIA

Para atingir o objetivo de analisar o procedimento de cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas despachadas de forma não centralizada, por meio de sugestões de novas metodologias de cálculo, aproveitamento da vazão remanescente e complementação da geração por fonte solar e eólica foi a princípio estabelecida a amostra que se seria foco do estudo.

Essa amostragem é composta por usinas hidrelétrica de pequeno porte já existentes, despachadas de forma não centralizada, pertencentes ao MRE e que por algum motivo não se adequaram a sua garantia física, ou seja, foram selecionadas usinas cuja geração de energia foi maior ou menor que a sua dita garantia de abastecimento de energia.

Para essas usinas foram levantados todos os dados técnicos necessários para definição da série histórica de dados e cálculo da garantia física.

A sugestão de novas metodologias para a garantia física buscou englobar três aspectos que não são bem trabalhados na atual forma de cálculo: o uso de série histórica de vazão em base diária, a consideração do engolimento mínimo da turbina e a variação do rendimento e perda carga em função da variação da vazão turbinada.

Estas sugestões resultaram em 6 propostas de novas metodologias de cálculo da garantia física. O critério de seleção da melhor proposta foi pela comparação com a energia gerada, de modo que, a metodologia cuja a garantia física decorrente se aproximou mais da energia gerada foi recomendada como melhor opção.

Finalizada esta etapa de análise do cálculo da garantia física, foi feito o estudo da complementação híbrida através do aproveitamento da vazão remanescente da usina já existente e o uso da área disponível do reservatório para aproveitamento eólico e solar fotovoltaico.

Considerou-se que a vazão remanescente seria aproveitada a jusante da barragem, de modo a aproveitar 80% da altura da mesma. Assumiu-se também que os potenciais de até 100 kW iriam utilizar Bombas Funcionando

como Turbina, já que o seu custo de aquisição é mais acessível economicamente.

Para o aproveitamento do potencial eólico levantou-se os dados de velocidade de vento disponibilizados pelo CRESESB e o uso de dois modelos de turbinas que melhor se adequaram as condições médias de velocidade do vento verificadas nas usinas.

Para o aproveitamento solar fotovoltaico considerou-se que 5, 10 e 20% da área do reservatório seria recoberto por painéis.

A análise de geração e de viabilidade econômica foi feita com auxílio do software *Homer Legacy* que, além de ter uma interface simples, possui uma versão gratuita.

A análise de geração permitiu estabelecer o fator de capacidade tanto da usina híbrida como um todo quanto de cada parcela solar, eólica e hídrica.

Já a análise econômica considerou valores gerais de custo por $\text{kW}_{\text{instalado}}$ e um preço de venda de energia com base nos leilões de energia renováveis já realizados no Brasil. Para os casos que não se mostraram viáveis nas condições atuais assumidas neste trabalho, determinou-se qual seria o custo do $\text{kW}_{\text{instalado}}$ que tornaria o arranjo híbrido a opção mais atrativa economicamente.

Por fim, foi feita uma sugestão de cálculo da garantia física da usina híbrida considerando a nova metodologia proposta de cálculo e o incremento por fonte solar e eólica.

Os detalhes dessa metodologia já brevemente apresentada são abordados a seguir.

7.1. Definição da amostra de estudo

O procedimento para seleção das usinas para realização deste trabalho foi o mesmo feito por CERPCH (2016) e considerou os seguintes critérios iniciais:

- A) Usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente (UHEndc);

Ao contrário das usinas despachadas centralizadamente, as UHEndc não necessitam de coordenação da ONS. Portanto, sua metodologia de cálculo e revisão da GF é mais simples e difere das usinas despachadas de forma centralizada.

- B) Usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);

Utilizando a relação de empreendimentos obtidos junto ao MME em 15 de dezembro de 2015, verificou-se a existência de 549 UHEndc, destas 383 participam do MRE.

- C) Usinas com mais de 36 meses de operação comercial em maio de 2014;

Exclui-se as usinas com menos de 36 meses de operação, pois durante esse período inicial a central se encontra em uma fase de ajustes conhecido como curva da banheira.

- D) Usinas com geração menor que 90% da GF em regiões com índice Padronizado de Precipitação (*Standardized Precipitation Index - SPI*) do Instituto de Pesquisas Espaciais ("INPE") indicando boas condições de precipitação. Usinas com geração maior que 110% da GF em regiões com SPI indicando más condições de precipitação.

O SPI é uma ferramenta capaz de monitorar as condições associadas a secas e excesso de chuva a partir de dados provenientes do Instituto Nacional de Meteorologia ("INMET") e de outras fontes de dados do Brasil. O procedimento para o cálculo do SPI é baseado nos registros de precipitação em uma dada escala de tempo, neste caso, é produzido pelo CPTEC/INPE com escalas de tempo variando de 1 mês a 48 meses. O índice é ajustado de forma que o valor nulo (zero) corresponda ao padrão de normalidade da

precipitação de longo termo⁵. A classificação completa do SPI se encontra na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação do SPI

Classificação	Intensidade	SPI
Úmido	Extremo	+2,00 e acima
	Severo	+1,50 a +1,99
	Moderado	+1,00 a +1,49
Normal	Normal	-0,90 a +0,99
Seco	Moderado	-1,00 a -1,49
	Severo	-1,50 a -1,99
	Extremo	-2,00 e abaixo

Fonte: INPE, 2015.

O período considerado para a definição de amostragem compreende entre junho de 2011 a maio de 2014. De modo que, abranja tanto a época de estiagem quanto o período com disponibilidade de dados de geração medida.

Para se considerar e analisar o período de estiagem foram utilizados os mapas SPI 12 (base de 12 meses) referentes ao período de junho a maio dos anos 2014, 2013 e 2012, como apresentado na Figura 17, Figura 18 e Figura 19.

⁵ A precipitação de longo termo se refere ao período que define as Normais Climatológicas do Brasil. A Organização Meteorológica Mundial (OMM) define Normais como “valores médios calculados para um período relativamente longo e uniforme, compreendendo no mínimo três décadas consecutivas”. Assim, são utilizados como referência os resultados de um projeto concluído no final de 2009, que reviu e ampliou significativamente as Normais Climatológicas 1961-1990 computadas pelo INMET. Abrangendo 414 estações meteorológicas de superfície do INMET em operação durante anos do período entre 01/01/1961 a 31/12/1990, e cobre um conjunto de 26 parâmetros meteorológicos (INPE, 2015).

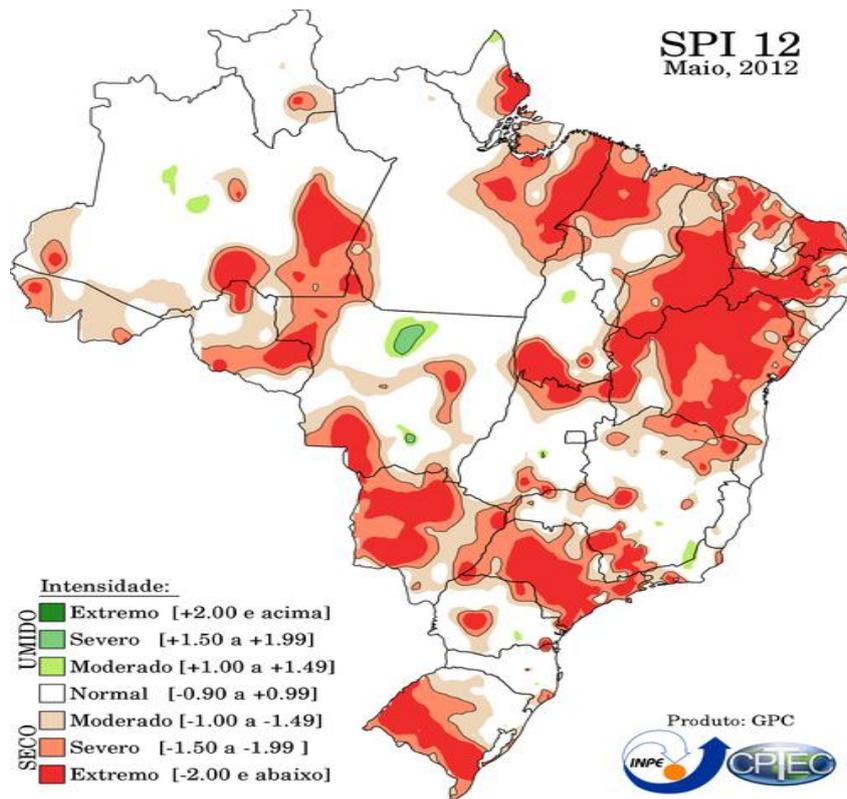


Figura 17. SPI anual de 2012 (INPE, 2015).

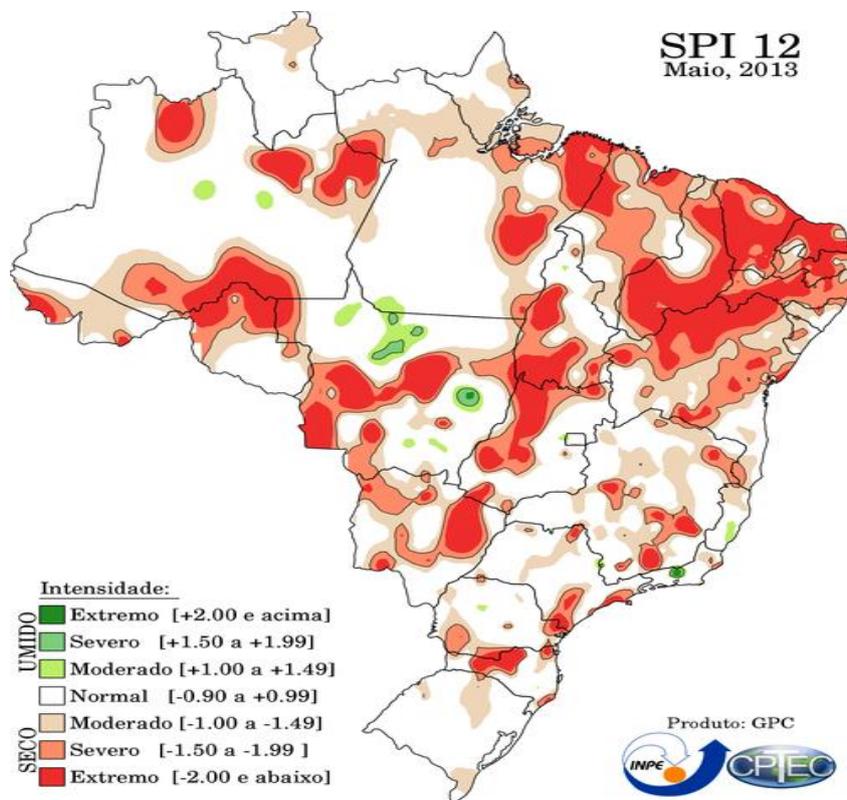


Figura 18. SPI anual de 2013 (INPE, 2015).

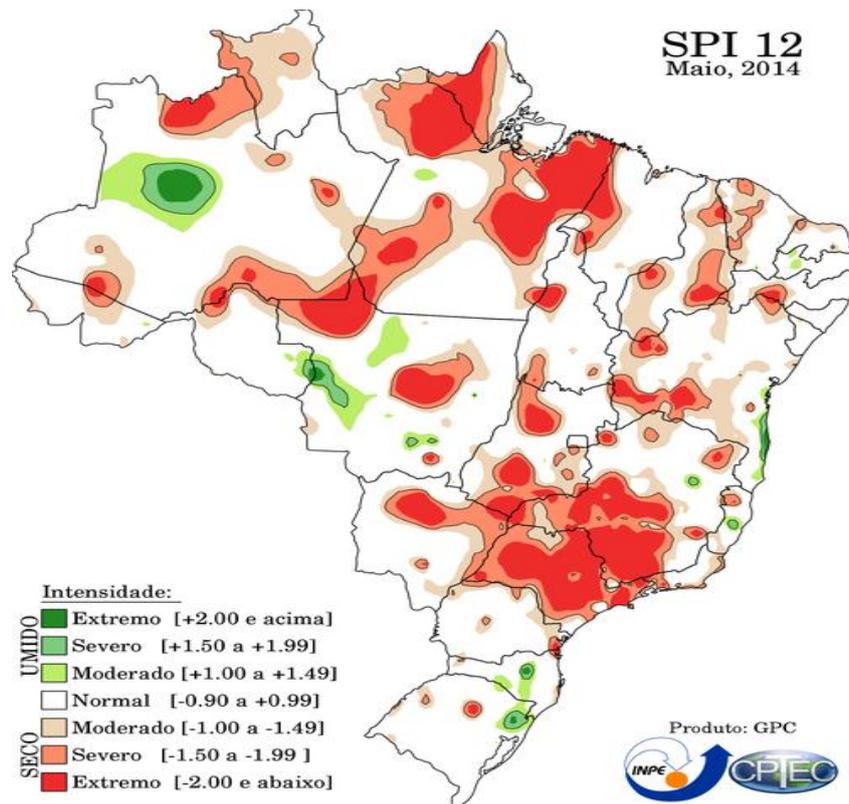


Figura 19. SPI anual de 2014 (INPE, 2015).

Enquanto que, para se determinar a localização das usinas UHEndc, utilizou-se dados obtidos por meio da plataforma I3Geo do Ministério do Meio Ambiente (mapas.mma.gov.br/i3geo/). Algumas complementações foram necessárias com as localizações de estações próprias na plataforma Hidroweb da Agência Nacional de Águas (ANA) (<http://hidroweb.ana.gov.br/>) e de informações de processos, acessados pela plataforma de consulta processual da ANEEL (Consulta processual/ANEEL, 2016). Com os dados de localizações obtidos pelas plataformas i3GEO e HidroWeb foi possível construir um mapa com as localizações das usinas (Figura 20).

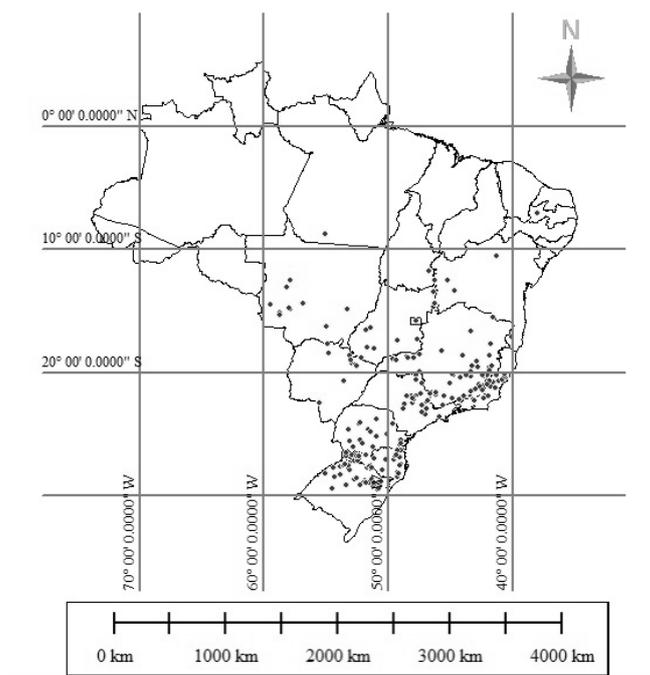


Figura 20. Mapa com localizações das 257 UHEnd (CERPCH, 2016).

Para a seleção da amostra, os mapas de SPI e localização das usinas foram sobrepostos. De posse do mapa com a sobreposição foram selecionadas as centrais localizadas em regiões em condições de umidade, mas tiveram a sua geração inferior a 90% da GF e usinas localizadas em áreas com seca, mas que tiveram geração superior a 110% da GF.

Esse critério de seleção foi aplicado para englobar justamente as usinas onde a atual metodologia de cálculo de garantia física não representou de forma eficiente a geração da central, sendo esse desvio positivo ou negativo. Assim, a proposta de nova metodologia que melhor se aproximar da geração dessas centrais será a mais adequada para representar a realidade e conferir mais segurança aos contratos de compra e venda de energia.

Os resultados para todas as usinas analisadas podem ser visualizados na Tabela 3 e de forma gráfica na Figura 21. Sendo que, visando preservar a identidade das usinas e seus respectivos empreendedores, não são apresentados os nomes das usinas. Para representação da geração, utilizou-se o índice EG/GF, calculado pela razão entre a energia gerada (EG), medida no período de contabilização, e a GF, definida como o montante máximo para venda de energia do empreendimento. Assim, quando EG/GF possui valor menor que 1,0 representa uma geração inferior ao previsto pela GF.

Tabela 3. Dados da localização, SPI e geração de energia.

UHEndc	Latitude	Longitude	SPI			EG/GF
			2012	2013	2014	
1	-20,818	-45,060	-1,017	-1,156	-1,017	1,217
2	-20,258	-43,368	0,558	-1,675	-1,675	1,114
3	-22,009	-43,265	0,086	1,141	1,141	0,389
4	-27,607	-53,573	-0,818	-0,111	-0,818	1,337
5	-21,491	-43,454	0,508	-0,973	-0,973	1,159
6	-27,500	-51,417	-0,015	-0,964	-0,964	1,376
7	-22,259	-46,674	-0,598	0,663	-0,598	1,192
8	-21,189	-42,569	1,243	-0,098	1,243	0,761
9	-22,022	-43,299	0,086	1,141	1,141	0,823
10	-24,783	-51,426	-1,299	-0,025	-1,299	1,141
11	-21,517	-43,367	0,605	-1,342	0,605	0,812
12	-22,231	-43,016	-0,141	2,393	2,393	0,751
13	-20,083	-40,577	0,876	1,439	1,719	0,848
14	-22,104	-44,861	-1,237	-0,984	-2,966	1,214
15	-20,573	-47,777	-1,302	-2,444	-1,302	1,155
16	-20,389	-44,189	0,237	-0,873	0,237	0,576
17	-25,983	-52,783	-0,738	-1,152	-1,152	1,290
18	-8,746	-55,033	0,739	0,538	0,739	0,895
19	-22,078	-43,156	0,086	1,141	1,141	0,895
20	-21,925	-41,957	0,961	-0,221	0,961	0,611
21	-16,217	-54,933	0,463	0,431	0,463	0,720
22	-14,391	-56,829	0,176	-1,089	0,176	0,084
23	-14,830	-57,912	-2,051	-0,392	1,023	0,847
24	-28,093	-49,220	0,314	0,601	0,314	0,540
25	-18,681	-48,491	-1,005	-0,230	-1,005	1,177
26	-27,529	-49,103	0,485	-0,350	0,485	0,555
27	-29,394	-50,748	0,300	0,587	2,136	0,844
28	-25,815	-49,061	-1,684	-1,461	-1,461	1,175
29	-22,517	-48,650	-2,041	-0,334	-2,041	1,131
30	-22,025	-47,926	-1,880	-0,031	-2,745	1,392
31	-26,298	-49,012	-2,028	-2,692	-2,028	1,173
32	-23,383	-47,029	-1,857	-0,340	-1,857	1,188
33	-20,214	-43,732	0,883	-1,276	-1,276	1,274
34	-25,176	-50,940	0,167	-1,005	-1,005	1,125
35	-7,017	-37,967	-0,857	-1,260	-0,857	1,223
36	-20,674	-53,567	-1,462	-2,676	-2,676	1,222
37	-22,954	-48,738	-2,182	-0,396	-2,182	1,117
38	-26,283	-49,283	-2,067	-2,104	-2,067	1,573
39	-14,796	-57,971	-2,051	-0,392	1,023	0,856
40	-29,141	-51,092	-0,275	0,346	1,607	0,887

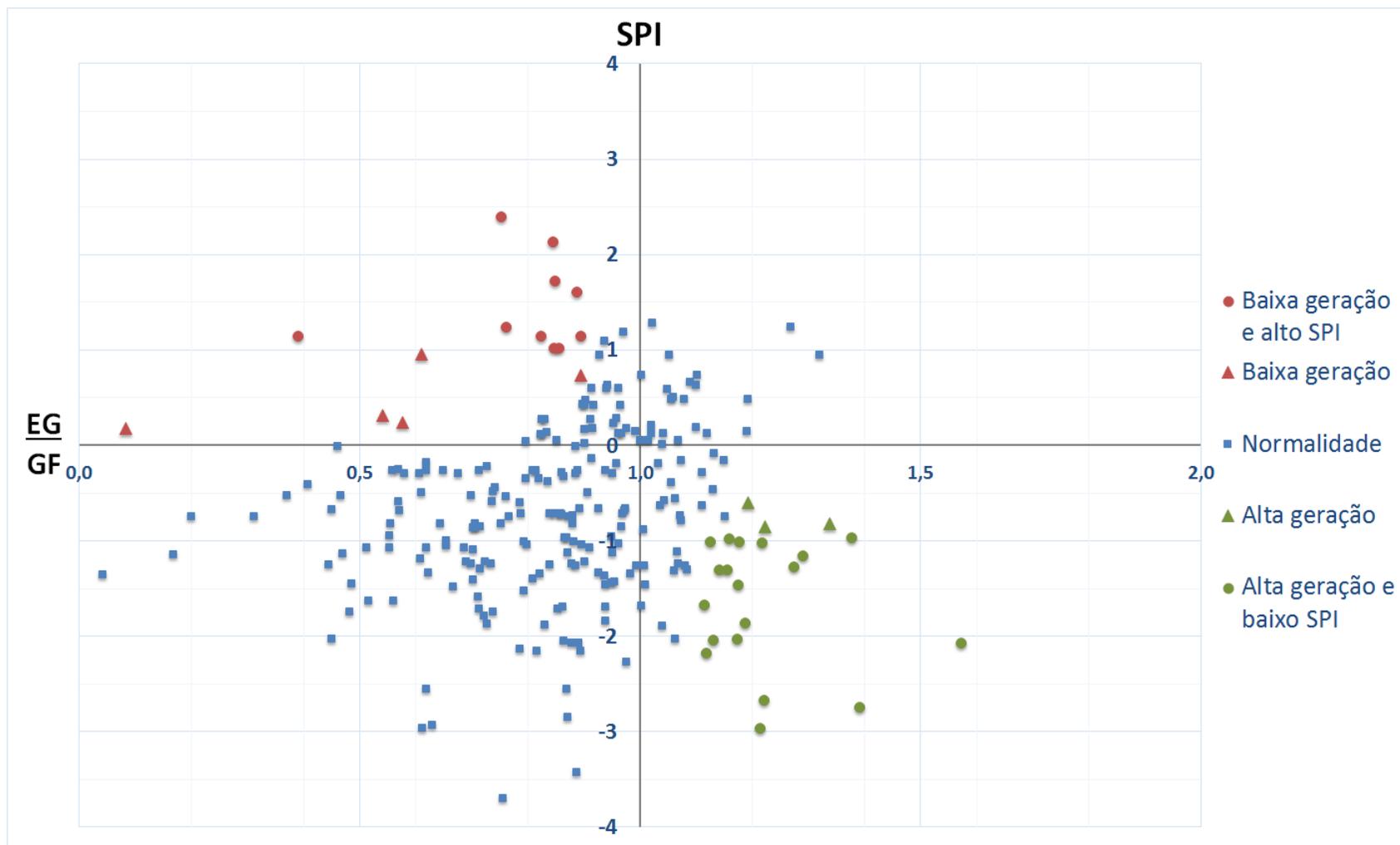


Figura 21. Gráfico do índice de precipitação versus índice de geração para seleção de UHEndc e definição da amostra (CERPCH, 2016).

Com o gráfico apresentado na Figura 21 é possível visualizar a amostra escolhida: no segundo quadrante, onde EG/GF é menor que 1 e o SPI é positivo, os pontos circulares vermelhos indicam os empreendimentos que geraram abaixo da GF mesmo com precipitação acima do normal esperado ($SPI > 0,99$). No quarto quadrante, onde EG/GF é maior que 1,0 e o SPI é negativo, os pontos circulares verdes indicam aqueles que tiveram precipitação abaixo do normal esperado ($SPI < -0,9$) e mesmo assim geraram além da GF nos anos analisados (2012, 2013 e 2014).

Observam-se alguns pontos triangulares na Figura 21, esses pontos foram selecionados, a fim de aumentar o número de elementos na amostra final, por se encontrarem próximos dos pontos selecionados pelos critérios definidos anteriormente. Com a adição desses pontos, obteve-se uma amostra de 40 empreendimentos.

7.2. Obtenção das séries históricas de vazões e demais dados de operação

Para realização do estudo referente as alternativas para o cálculo da GF levantaram-se a séries histórica de vazões mensais e diárias. Comparar o uso de dados mensais com diários permitirá a análise do uso do engolimento mínimo dos grupos geradores e do rendimento em função da variação de vazão.

Em um primeiro momento buscou-se identificar os postos fluviométricos mais representativos da afluência dos empreendimentos. Contudo, isso não garantiria o uso da mesma série de vazões utilizada pelo empreendedor de forma a comprometer o trabalho de comparação. Assim, levantou-se junto a ANEEL os Projetos Básicos (PB) das usinas amostradas que permitiram identificar os postos fluviométricos de referência das UHEndc e demais informações que compõem o cálculo de GF, tais como: indisponibilidade forçada e programada, rendimento, queda, perdas hidráulicas, tipo de turbina, vazão remanescente e de usos consuntivos, engolimento mínimo e máximo. O

conhecimento prévio dos postos utilizados como referência no PB da usina trouxe agilidade ao trabalho e maior confiabilidade aos dados utilizados.

Quando as informações técnicas dos empreendimentos não foram obtidas de forma completa, foram utilizados os dados de referência discutidos na Audiência Pública nº 68/2012 da ANEEL (Tabela 4).

Tabela 4. Dados de referência segundo a Audiência Pública nº 68/2012 da ANEEL.

Parâmetro	Valor assumido
Rendimento nominal por Turbina	91,0%
Rendimento nominal por Gerador	97,0%
Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF)	1,26%
Indisponibilidade programada (IP)	3,73%
Perdas hidráulicas nominais para arranjo compacto	2%
Perdas hidráulicas nominais para arranjo com derivação	3%
Perdas elétricas até o ponto de conexão	Equação

Fonte: ANEEL, 2012.

7.3. Tratamento da série histórica de vazões

A partir da seleção dos postos fluviométricos e das respectivas séries históricas da região de interesse, os quais estão disponibilizados nos bancos da ANA, realizou-se a análise dos dados de vazão. Vale destacar que o objetivo dos postos fluviométricos é obter uma série ininterrupta de vazões ao longo dos anos, porém, em qualquer caso, pode ocorrer a existência de períodos com falhas nas observações ou sem informações, devido a problemas com os aparelhos de registro e/ou com o operador do posto. Assim, os dados de vazão levantados devem ser submetidos a um tratamento antes de serem utilizados. Para a maioria dos problemas hidrológicos, este tratamento é estatístico, o qual consiste na identificação e correção desses erros, ou seja, no

preenchimento de falhas de acordo com o período em que estas se encontram (Tucci, 2012).

7.3.1. Preenchimento de falhas

A metodologia utilizada para preenchimento de falhas trata-se de um método simplificado, sugerido por Tucci (2012), e normalmente utilizado para o preenchimento de séries mensais ou anuais de vazões ou precipitações: o método da média aritmética, o qual visa à homogeneização do período de informações e a análise estatística destes dados. A escolha desta metodologia se deve a simplicidade e confiança estatística. Salienta-se que para a aplicação deste método, deve-se selecionar postos vizinhos que estão preferencialmente inseridos na mesma sub-bacia do posto base.

Este método é recomendado para séries mensais ou anuais, no entanto, este foi estendido para séries diárias, devido à inexistência de métodos teóricos para esta finalidade, e visto sua alta consistência comprovada para todas as séries analisadas como será visto no item 7.3.3.

Ainda segundo Tucci (2002) e Bertoni & Tucci (2007), o método de preenchimento de falha pela regressão linear é mais aprimorado que o anterior, contudo exige muito mais tempo e inviável quando se trata de um volume muito grande de dados. Neste método se emprega a regressão linear múltipla correlacionando-se a estação com falha com as estações vizinhas (Equação (10)).

$$Q_X = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i Q_i \quad (10)$$

Onde,

Q_X : vazão da estação a ter a falha na série preenchida [mm];

Q_i : vazão da estação vizinha de ordem “i” para o período em que se verificou a falha [mm];

a_0 e a_i : coeficientes de ajuste do modelo linear.

De acordo com a metodologia prevista por Tucci (2012), após o preenchimento da série, é necessário analisar a consistência que esta série possui dentro de uma visão regional, ou seja, comprovar o grau de homogeneidade dos dados disponíveis de um determinado posto com relação às observações registradas em postos vizinhos, sendo estes localizados em região climatologicamente semelhante. Contudo, neste trabalho a correlação entre os postos bem como a sua adequabilidade a central não precisou ser levantada, pois já estava disponível no PB das usinas.

7.3.2. Transposição de Vazões

Segundo Tucci (2012), é comum o local do aproveitamento não dispor de estações fluviométricas, ou então não apresentar um volume suficiente de dados para realização do estudo hidrológico. Assim, nestes casos, é necessário transpor as vazões de postos próximos e em regiões de características semelhantes ao local da usina sendo comum o uso de postos no mesmo rio ou bacia da central. Assim, o método de transposição mais utilizado em projetos de pequenas centrais é o baseado na vazão específica que considera que em bacias homogêneas, sujeitas ao mesmo regime pluviométrico e com características geológicas, ocupação do solo e topográficas semelhantes as vazões específicas são iguais. De modo que, a série do aproveitamento é obtida pela seguinte relação:

$$Q_1 = \frac{A_1}{A_2} \cdot Q_2 \quad (11)$$

Onde,

Q_1 : vazão do local do aproveitamento [m^3/s];

Q_2 : vazão do posto existente [m^3/s];

A_1 : área de drenagem do aproveitamento [km^2];

A_2 : área de drenagem do posto existente [km^2]

7.3.3. Análise final da série de vazões

Com os postos e metodologia de complemento de falhas e transposição conhecidos, foi possível tratar os dados de forma mais ágil, além de complementar as informações técnicas do empreendimento, necessários para o cálculo da GF.

Ao fim do levantamento dos dados junto a Aneel a amostra de 40 foi restringida a 30 centrais e quando o tratamento dos dados e cálculo das séries de vazões foram finalizados, permitiu-se a realização para 26 empreendimentos. Restrições e ausências de dados, como vazão remanescente e características do grupo gerador, eliminaram as usinas 005 e 008. Ao final, 24 usinas foram analisadas e compuseram a amostra de estudo.

Vista a necessidade de se comprovar a coerência da metodologia de tratamento dos dados diários, verificou-se a semelhança que existiria entre as séries de dados mensais calculados a partir da média dos dados diários e os disponibilizados nos PB levantados junto à ANEEL.

Esta semelhança foi analisada a partir da correlação entre a série de vazões, desvio médio absoluto e desvio médio em porcentagem (Tabela 6). A correlação trata da interdependência entre as séries comparadas. Assim, quanto maior o valor de correlação, maior a similitude entre elas. Enquanto que, o desvio médio absoluto é a média do módulo da diferença entre cada vazão mensal e a sua correspondente disponibilizada pelo empreendedor. Por fim, levantaram-se também os valores em porcentagem dos desvios para melhor compreensão dos resultados.

Tabela 5. Correlação, desvio médio absoluto e desvio médio para as séries de vazões das 24 usinas.

Usina	Correlação	Desvio Médio Absoluto [m ³ /s]	Desvio médio relativo
001	99,1%	2,16	10,4%
002	98,9%	0,57	11,1%
003	-37,7%	114,30	97,2%
004	100%	0,00	0%
006	99,9%	0,14	2,0%
007	98,5%	0,01	45,7%
009	95,4%	17,99	11,5%
010	93,2%	2,58	41,6%
011	84,0%	1,92	23,6%
012	93,6%	1,33	18,7%
013	93,7%	2,07	21,2%
014	99,9%	0,25	1,6%
015	100%	0,00	0%
016	99,9%	0,13	2,0%
017	98,7%	1,15	8,4%
018	100%	0,00	0%
019	99,1%	0,10	4,7%
020	95,4%	11,47	9,2%
021	93,9%	3,07	17,3%
022	55,9%	22,20	33,5%
023	92,1%	0,09	12,5%
024	94,9%	2,17	7,0%
025	87,6%	1,79	29,3%
026	63,0%	9,65	40,0%

7.4. Sugestões de nova fórmula de cálculo da Garantia Física

Para levantamento das sugestões de melhoria na forma de cálculo da garantia física, e dentro do âmbito do Grupo de trabalho, realizou um estudo segundo três vertentes:

- O uso de séries de vazões mensais ou diárias;
- A necessidade de se considerar o engolimento mínimo da turbina;
- A análise dos demais componentes da fórmula, em especial o rendimento do grupo gerador e a perda de carga;

Este trabalho ainda irá analisar duas formas de complementar a garantia física. São elas:

- O aproveitamento da vazão remanescente;
- O aproveitamento da área do reservatório para instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes;

- Aproveitamento da área do reservatório para geração eólica.

7.4.1. Aplicação de séries de vazões mensais ou diárias

Atualmente o cálculo da GF utiliza série de vazão mensal. Contudo, o emprego de séries diárias será analisado para garantir a conclusão não só de qual base (diária ou mensal) melhor se adequa a realidade de geração, mas também qual delas permite o melhor emprego do engolimento mínimo e curvas de perda de carga e rendimento.

7.4.2. Consideração do engolimento mínimo

Consta na Portaria MME Nº 376/2015 a necessidade de consideração do engolimento mínimo dos equipamentos hidráulicos no cálculo da GF_E .

Para a análise deste parâmetro no estudo os seguintes passos foram seguidos:

- Construiu-se curvas de permanência das séries de vazões, utilizando tanto médias diárias quanto médias mensais.
- Com base nestas curvas, identificou-se a probabilidade de ocorrência da vazão de engolimento mínimo, também denominada vazão de corte.
- Conhecendo-se isso, é possível inferir a probabilidade de sua não ocorrência e, portanto, identificar a probabilidade da vazão estar abaixo da vazão mínima operativa da turbina.

Essa probabilidade pode ser inserida diretamente na Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF), ou seja, soma-se ao valor original da TEIF a taxa de indisponibilidade obtida da curva de permanência mensal ou diária.

Outra forma de se considerar essa probabilidade é com a criação de um novo termo independente da TEIF. A este termo foi dado o nome de Fator de Corte por Engolimento Mínimo (FC_{EM}) e ele assume o valor total da taxa de indisponibilidade encontrada pela curva de permanência mensal ou diária (Equação (12)).

$$GF = \sum_{i=1}^m \min\{9,81 \cdot [Q_i - (Q_r + Q_c)] \cdot [H_b - \Delta h(Q_i)] \cdot \eta_{tg}(Q_i); P_{inst}\} \cdot (1 - Perdas_{con}) \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot (1 - FC_{EM}) \cdot \frac{1}{m \cdot 1000} - C_{int} \quad (12)$$

Onde:

GF: Montante de garantia física de energia [$MW_{médio}$];

Q_i : Vazão média do dia i, [m^3/s];

m: Quantidade de dias do histórico de vazões;

Q_r : Vazão remanescente do aproveitamento [m^3/s];

Q_c : Vazão de usos consuntivos [m^3/s];

Q_{min} : Vazão mínima operativa [m^3/s];

H_b : Queda bruta nominal [m];

$\Delta h(Q_i)$: Perda hidráulica nominal para a vazão do dia i [m];

$\eta_{tg}(Q_i)$: Rendimento do conjunto turbina-gerador para a vazão do dia i [%];

P_{inst} : Potência instalada total [kW];

$Perdas_{con}$: Perdas elétricas até o ponto de conexão [%];

TEIF: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada [%];

FC_{EM} : Fator de Corte por Engolimento Mínimo [%];

IP: Indisponibilidade programada [%]; e

C_{int} : Consumo interno [$MW_{médio}$].

Além da curva de permanência, uma outra forma de considerar o engolimento mínimo também foi analisada. Nela é aplicado uma condicional a cada valor diário de vazão, onde caso ele seja inferior a vazão de corte da usina não ocorre geração de energia neste dia (Equação (13)). Salienta-se que esse método de emprego do engolimento mínimo não se adequa a vazões mensais, pois uma vazão mensal abaixo do valor de corte não implica que não ocorreu geração no mês inteiro.

$$GF = \sum_{i=1}^m \min\{9,81 \cdot [Q_i - (Q_r + Q_c)] \cdot [H_b - \Delta h(Q_i)] \cdot \eta_{tg}(Q_i); P_{inst}\} \cdot (1 - Perdas_{con}) \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot \frac{1}{m \cdot 1000} - C_{int} \quad (13)$$

Considerando que:

Para i de 1 até m :

Se $Q_i - (Q_r + Q_c) \leq Q_{mín}$,

Então $Q_i - (Q_r + Q_c) = 0$.

Onde:

GF: Montante de garantia física de energia [$MW_{médio}$];

Q_i : Vazão média do dia i , [m^3/s];

m : Quantidade de dias do histórico de vazões;

Q_r : Vazão remanescente do aproveitamento [m^3/s];

Q_c : Vazão de usos consuntivos [m^3/s];

$Q_{mín}$: Vazão mínima operativa [m^3/s];

H_b : Queda bruta nominal [m];

$\Delta h(Q_i)$: Perda hidráulica nominal para a vazão do dia i [m];

$\eta_{tg}(Q_i)$: Rendimento do conjunto turbina-gerador para a vazão do dia i [%];

P_{inst} : Potência instalada total [kW];

$Perdas_{con}$: Perdas elétricas até o ponto de conexão [%];

TEIF: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada [%];

IP: Indisponibilidade programada [%]; e

C_{int} : Consumo interno [$MW_{médio}$].

7.4.3. Análise dos parâmetros da fórmula da GF

Atualmente o cálculo da garantia física (GF) e da energia média gerada (EM) para UHEndc considera o rendimento e a perda hidráulica constantes, entretanto estes valores variam conforme a vazão e a queda. Para analisar a influência em se adotar esses valores constantes no cálculo da GF será avaliada a elasticidade da EM ao assumi-la como variável dependente. Enquanto que, as variáveis vazão e queda são tratadas como independentes e as demais variáveis, rendimento e perdas hidráulicas, são analisadas quanto a

sua dependência com as variáveis independentes. Foram considerados na análise dois cenários: um em que a variável independente é a vazão e em outro a queda. Em ambos os casos foram feitas duas análises: uma se mantendo todos os outros parâmetros fixos e outra considerando o rendimento e a perda hidráulica função da variável independente.

A elasticidade (ε) é definida como sendo a resposta de uma variável em razão da variação de outras variáveis. De modo genérico, ela pode ser calculada como sendo a relação entre a variação relativa de uma variável y e a variação relativa de outra variável x , conforme mostrado na equação (14).

$$\varepsilon = \frac{\Delta y/y}{\Delta x/x} \quad (14)$$

Caso $\varepsilon < 1$, y é inelástica às variações de x . Caso $\varepsilon = 1$, a elasticidade entre ambas é unitária e caso $\varepsilon > 1$, a variável y é elástica com relação a x .

Para efeito de cálculo da elasticidade da fórmula, assumiu-se que a variável EM é a dependente, ou seja, quando os demais parâmetros forem alterados, a EM terá uma variação relativa. As variáveis (Q_i, H_b) são assumidas como independentes e irão variar dentro de sua faixa operacional.

Assim, uma vez assumido um destes dois parâmetros como variável independente são assumidos dois cenários. No primeiro todas as demais variáveis permanecem constantes e, num segundo cenário, o rendimento dos grupos gerador (η_{tg}) e a perda de carga (Δh_{Total}) do sistema adutor são dependentes da vazão.

7.4.3.1. Vazão Como Variável Independente

Pela equação 1, verifica-se que a vazão, Q , assim com a queda, H , constitui um dos parâmetros fundamentais para o cálculo da GF, não só pelo fato de fazer parte do cálculo da potência hidráulica, mas também por sua influência nos parâmetros perda de carga e rendimento do grupo gerador.

A perda de carga, h , é inerente ao escoamento da água e é determinada conforme a expressão simplificada mostrada na equação (15).

$$\Delta h_{Total} = K_{Total} \cdot Q^2 \quad (15)$$

Onde K é fator geral de perda de carga na central, composta pelo somatório das perdas de cargas distribuídas $K_d = \frac{8.f}{g.\pi^2} \cdot \frac{L_1+L_2+\dots}{D^5}$, onde f é o fator de perda de carga, L e D o comprimento e diâmetro do conduto, e pelo somatório dos coeficientes das perdas de carga localizadas: $K_l = K_{válv} + K_{curvas} + K_{entrada} + K_{derivações}+\dots$. Isto é:

$$K_{Total} = \sum K_d + \sum K_l \quad (16)$$

Para esse estudo o valor do Coeficiente Total de Perda de Carga no sistema adutor, K_{Total} , da instalação pode ser determinado em função dos dados da perda de carga total do sistema, Δh_{Total} , e da vazão nominal da central fornecidos pelo empreendimento, da seguinte forma:

$$K_{Total} = \frac{\Delta h_{Total}}{Q_n^2} \quad (17)$$

Tem-se em vista que o K_{Total} é composto pelos coeficientes de perda de carga localizada e distribuída e que essa última é composta pelo fator de atrito que, por sua vez também depende do número de Reynolds e da rugosidade da parede do conduto. Entretanto, ao se fazer um estudo do regime do escoamento em condutos forçados típicos em centrais hidrelétricas verifica-se que este se dá no regime turbulento, hidraulicamente rugoso, onde a fator de atrito depende apenas da rugosidade relativa do conduto. Ou seja, uma vez determinado o K_{Total} para o escoamento turbulento hidraulicamente rugoso, o seu valor permanece inalterado em função da variação da vazão, o que permite assumi-lo como constante.

Uma vez determinado o K_{Total} , assume-se o valor como uma constante do empreendimento e o utiliza para calcular a perda de carga para a vazão Q_i , conforme mostrado a seguir:

$$\Delta h_T(Q_i) = K_{Total} \cdot Q_i^2 \quad (18)$$

Onde:

$\Delta h_T(Q_i)$: perda de carga total [m];

Q_i : vazão do dia i [m³/s];

K_T : fator geral de perda de carga.

O rendimento do conjunto turbina-gerador é dado pelo produto do rendimento da turbina pelo do gerador.

$$\eta_{tg} = \eta_{Turb} \cdot \eta_{ger} \quad (19)$$

Atualmente, o valor do rendimento do conjunto turbina-gerador, o qual é fornecido pelo empreendedor, é tomado como constante para efeito de cálculo da GF. Entretanto, o rendimento nominal da turbina é dado para a sua operação em condições nominais. Para as outras situações de operação que divergem desta, o rendimento varia com a variação da vazão.

Tendo em vista que o rendimento nominal da turbina é dado para condições nominais e se altera com a variação da vazão, faz-se necessário a utilização de curvas que fornecem a relação entre o rendimento e a vazão para a família de turbinas, a fim de identificar o rendimento η_t referente à vazão Q_i . Conforme detalhado a seguir.

A vazão encontrada na curva é a vazão relativa, q_i , dada por:

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_n} \quad (20)$$

Onde:

q_i : vazão relativa;

Q_i : vazão do dia i [m^3/s];

Q_n : vazão nominal da turbina [m^3/s].

O rendimento relativo, encontrado na curva é dado por:

$$\eta_{rel} = \frac{\eta_i}{\eta_{m\acute{a}x}} \quad (21)$$

Onde:

η_{rel} : rendimento relativo;

η_i : rendimento da máquina para a vazão Q_i ;

$\eta_{m\acute{a}x}$: rendimento máximo da turbina.

O rendimento relativo será definido a partir da fórmula obtida da curva de rendimento ou identificado no ponto onde o rendimento η_{rel} corresponde a vazão q_i .

O rendimento referente à vazão Q_i será dado por:

$$\eta_t(Q_i) = \eta_{rel}(q_i) \cdot \eta_{m\acute{a}x} \quad (22)$$

Onde:

$\eta_t(Q_i)$: rendimento para turbina operando com a vazão do dia i ;

$\eta_{rel}(q_i)$: rendimento relativo obtido na curva para a vazão relativa q_i ;

$\eta_{m\acute{a}x}$: rendimento máximo da turbina.

A Figura 22 apresenta as curvas características típicas de rendimentos dos diferentes tipos de turbinas nas quais se observa o comportamento padrão da variação de rendimento de acordo com o tipo de máquina.

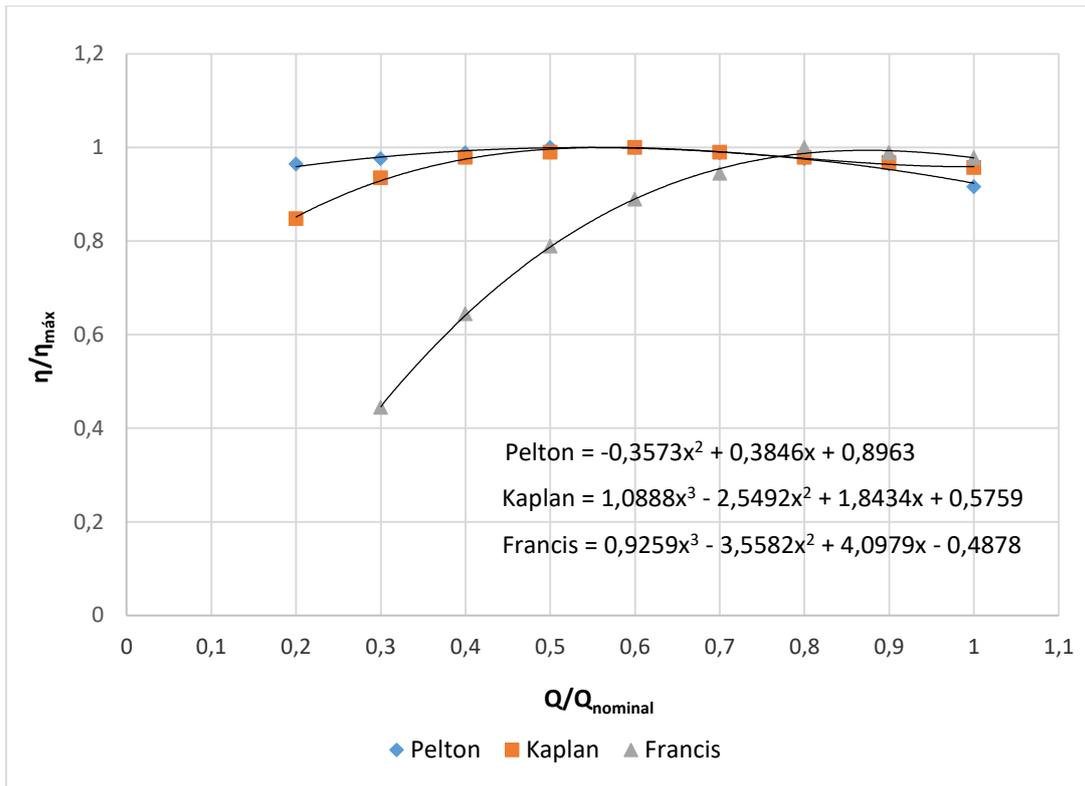


Figura 22. Curvas características de rendimentos por vazão para diferentes tipos de turbinas hidráulicas (CERPCH, 2016).

O rendimento do gerador varia em função da relação entre a potência gerada e a potência nominal do gerador. A Figura 23 apresenta uma curva característica de rendimento de um gerador.

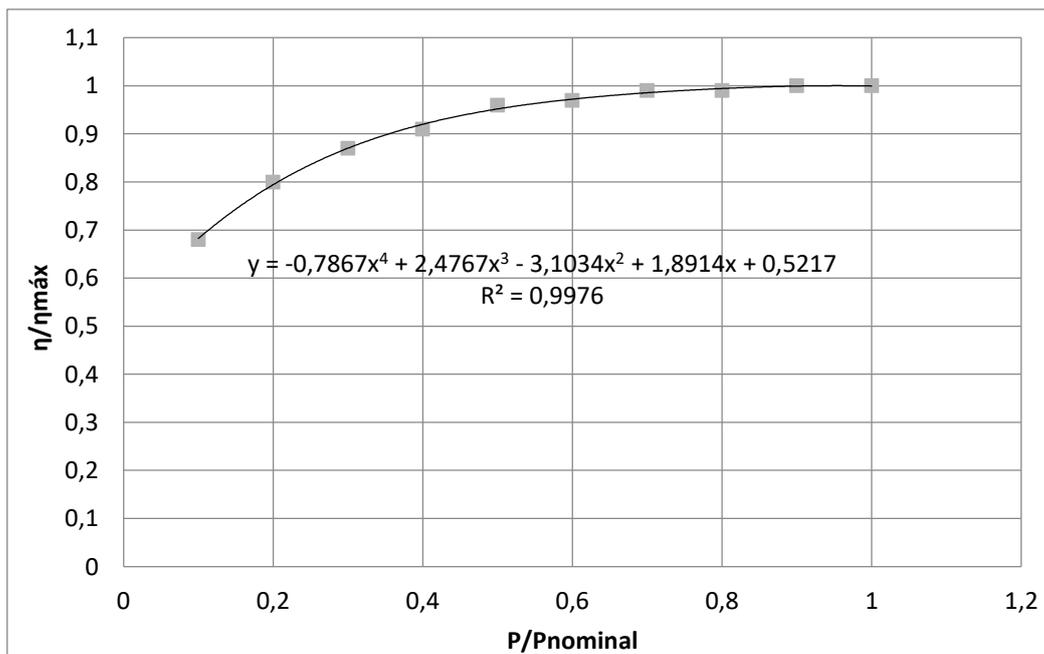


Figura 23. Curva característica de rendimento para um gerador elétrico (CERPCH, 2016).

Os demais parâmetros da equação da GF não dependem da vazão e são constantes, assim, não serão objeto de estudo.

7.4.3.2. Queda Como Variável Independente

A altura de queda bruta é a diferença entre os níveis normais da água no reservatório, e o nível normal da água no canal de fuga. Para centrais hidrelétricas de pequeno porte, as variações que ocorrem neste parâmetro ocorrem nos períodos de cheias, quando há vertimento de água e há o aumento de nível da água no canal de fuga e em época de estiagem extrema quando o reservatório é deplecionado até aos níveis admissíveis pela planta.

A variação do rendimento para os três tipos mais comuns de turbinas segundo a altura de queda é mostrada na Figura 24. Para o gerador é possível utilizar a mesma curva demonstrada na Figura 23, já que ele varia em função da potência gerada.

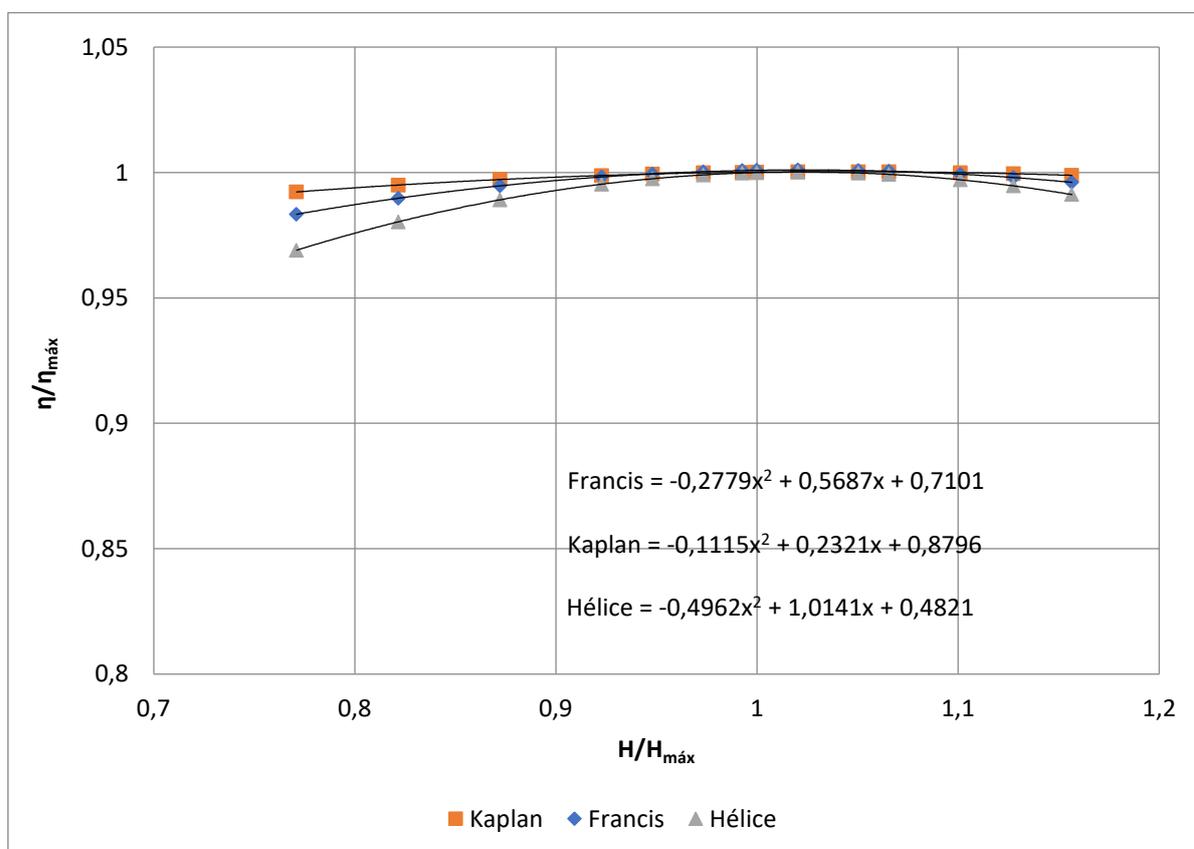


Figura 24. Curvas características de rendimentos por altura de queda para diferentes tipos de turbinas hidráulicas.

7.4.4. Avaliação das propostas

Para a análise foram abordados sete métodos diferentes para o cálculo da GF (A, B, C, D, E, F, G). Os métodos A, B, C e F consideram o cálculo a partir de vazões médias diárias, enquanto as D, E e G, por meio de vazões médias mensais.

Nos métodos A e B, o engolimento mínimo condiciona o cálculo da GF, de modo que, quando a vazão afluyente diária é inferior ao somatório das vazões de engolimento mínimo, remanescente e de usos consuntivos, a EM associada a este dia é nula.

Nos métodos A, C e F consideram o rendimento e a perda de carga variável em função da vazão, enquanto B, D, E e G não consideram.

Os métodos C e E consideram o engolimento mínimo englobado na TEIF a partir dos dados levantados da curva de permanência diária e mensal, respectivamente.

Os métodos F e G consideram o engolimento mínimo como um Fator de Corte Devido ao Engolimento Mínimo, FC_{EM} , a partir da curva de permanência diária e mensal, respectivamente.

De forma resumida, na Tabela 6 apresenta-se como cada método considerou a vazão, o engolimento mínimo, o rendimento e a perda de carga.

Tabela 6. Métodos analisados para o cálculo da GF.

Método	Vazão	Engolimento Mínimo	Rendimento¹
A	Diária	Condiciona a vazão	Variável
B	Diária	Condiciona a vazão	Constante
C	Diária	Inserido na TEIF pela curva de permanência	Variável
D	Mensal	Não Considera	Constante
E	Mensal	Inserido na TEIF pela curva de permanência	Constante
F	Diária	Inserido no FC_{EM} pela curva de permanência	Variável
G	Mensal	Inserido no FC_{EM} pela curva de permanência	Constante

1- Engloba perda de carga.

Salienta-se que o método D representa a forma atual de cálculo da GF. Enquanto que, os métodos F e G foram simulados para analisar o comportamento do FC_{EM} de forma independente da indisponibilidade forçada

do empreendimento, ou seja, são uma alternativa a inserção do engolimento mínimo na TEIF, pois esta variável já se encontra consolidada no setor elétrico.

A análise de qual método melhor se adequa a realidade foi feita comparando graficamente os dados de geração disponíveis ($G_{média}$) com a GF calculada segundo cada um dos métodos. O cenário será tão melhor quanto mais próximo o coeficiente angular, K , e coeficiente de determinação, R^2 , da linha de tendência resultante ficarem mais próximo de 1, visto que a relação linear entre $G_{média}$, com a Garantia Física calculada, ($GF_{Calculada}$), é dada pela fórmula (23).

$$G_{média} = K \cdot GF_{Calculada} \quad (23)$$

Assim, no caso ideal, o coeficiente angular, K , e o de determinação, R^2 , devem ter valor igual a 1.

7.5. Aplicação do software HOMER Legacy

O software *Homer Legacy* será utilizado para determinar:

- a geração e o fator de capacidade do aproveitamento do potencial remanescente, eólico e solar em cada uma das usinas da amostra;
- o preço do kWh que viabiliza o arranjo híbrido de cada uma das usinas considerando a tarifa mínima, máxima e média registrada nos leilões de energia renovável no Brasil;
- O valor presente líquido do arranjo híbrido considerando um preço atual médio por kWh instalado.

7.5.1. Aproveitamento da vazão remanescente

A vazão remanescente utilizada para cálculo da energia gerada e do potencial do aproveitamento é constante no tempo, já que representa uma vazão mínima para o rio. No Homer isso é representado como característica do recurso hídrico conforme exemplificado na Figura 25 para a usina 007.

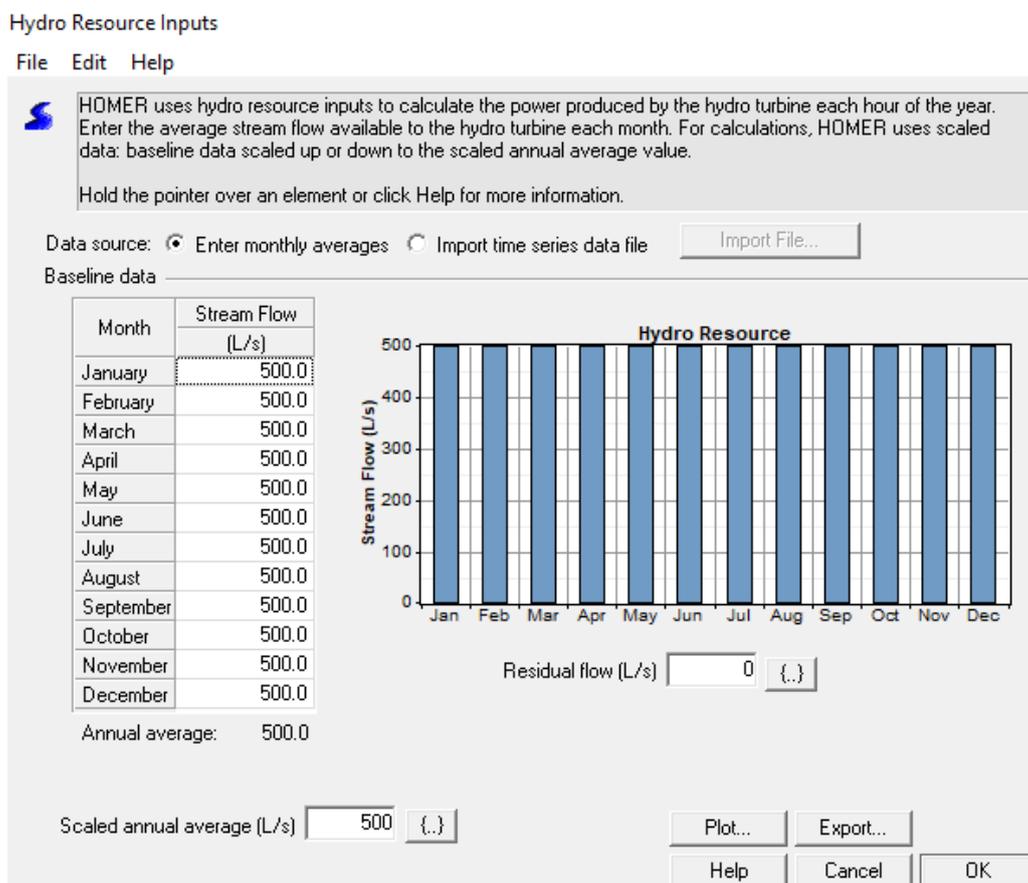


Figura 25. Características do recurso hídrico para a usina 007.

Seu fator de capacidade, portanto, seria 1 se não fosse as perdas de carga que, para este estudo, serão assumidas como sendo de 5% da queda líquida. O aproveitamento remanescente será ainda feito no “pé” da barragem, dessa forma, a altura bruta será considerada como sendo 80% da altura da barragem.

Para o grupo gerador utilizado para aproveitamento do potencial remanescente será analisado a possibilidade de aplicação de grupos geradores de baixo custo, como uma Bomba Funcionando como Turbina (BFT) devido a sua vantagem econômica frente a um grupo gerador convencional, principalmente em potenciais menores.

Assim, para potenciais de até 100 kW utilizou-se o estudo realizado por BALARIM et al. (2005) que levantou o custo dos equipamentos eletromecânicos utilizando BFT para determinada potência instalada aplicando a equação (24).

$$C_{EEBFT} = 2.440,0309 \cdot 1,0252^P \quad (24)$$

Onde,

C_{EEBFT} : custo dos equipamentos eletromecânicos utilizando BFTs [R\$];

P : potência instalada.

O estudo feito por BALARIM et al. foi realizado para o ano de 2005, logo é necessário realizar uma correção do valor para o ano atual de 2017. Para isto, utilizou-se o índice Geral de Preços (IGP – DI) calculado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) desde 1944, sendo uma média ponderada de três outros: Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA), Índice de Preços ao Consumidor (IPC) e do Índice Nacional de Custo da Construção (INCC). Logo, utilizando a calculadora do Banco Central do Brasil, levantou-se um índice de correção no período de 1,9482751.

Por fim, acrescentou-se um percentual de 15% ao valor encontrado visando englobar demais custos de adequação e mão de obra.

Para potenciais superiores a 100 kW, considerou-se o preço médio sugerido pela EPE no Plano Nacional de Energia para 2030 de US\$ 1.500 por kW instalado, o que equivale a aproximadamente R\$ 5.000 por kW instalado. Como o aproveitamento do potencial remanescente irá aproveitar a estrutura já existente de uma central hidrelétrica, pode-se abater deste custo alguns percentuais.

Na Tabela 7 é apresentada a composição de custos típica dos empreendimentos hidrelétricos levantada pela EPE por meio do estudo do orçamento de um conjunto de 17 projetos, licitados em 2005 e localizados em todas as regiões do país, exclusive o Nordeste, totalizando uma potência pouco

maior que 2.790 MW. Assim, abateu-se do custo de R\$ 5.000 por kW instalado um percentual de 54% referente aos custos de obras civis e ambientais.

Tabela 7. Composição dos custos de centrais hidrelétricas.

Item de custo	% do custo total
Custo direto	85,5%
Meio ambiente	13,3%
Obras civis	40,6%
Equipamentos	31,6%
Custo indireto	14,5%
Custo total	100%

Para o custo de operação e manutenção da central, considerou-se como referência as Diretrizes para Projetos de PCH (ELETROBRAS, 1999), que, embora ressaltando que a estimativa desses custos deve ser baseada em composição de custos, experiências anteriores, grau de automação, etc, sugere utilizar, na falta de outros métodos, o valor de 5% do custo total do investimento inicial.

A vida útil do projeto foi considerada como sendo de 30 anos.

As informações descritas neste item foram inseridas no Homer como dados de entrada. A Figura 26 exemplifica essa inserção para o caso da usina 007.

Hydro Inputs

File Edit Help

HOMER models run-of-river hydro installations. Enter the capital cost, available head, and turbine design flow rate. For Economics values, include the civil works and all costs associated with the hydro system. HOMER calculates the nominal power from the available head, design flow rate, and efficiency.

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

Economics

Capital cost (\$)	<input type="text" value="10621"/>	<input type="button" value="{}"/>	
Replacement cost (\$)	<input type="text" value="10621"/>	<input type="button" value="{}"/>	
O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="531"/>	<input type="button" value="{}"/>	
Lifetime (years)	<input type="text" value="30"/>	<input type="button" value="{}"/>	

Turbine

Available head (m)	<input type="text" value="6.4"/>	<input type="button" value="{}"/>	Nominal power: 26.7 kW
Design flow rate (L/s)	<input type="text" value="500"/>	<input type="button" value="{}"/>	
Minimum flow ratio (%)	<input type="text" value="100"/>	<input type="button" value="{}"/>	Generator type <input checked="" type="radio"/> AC <input type="radio"/> DC
Maximum flow ratio (%)	<input type="text" value="100"/>	<input type="button" value="{}"/>	
Efficiency (%)	<input type="text" value="85"/>	<input type="button" value="{}"/>	

Intake pipe

Pipe head loss (%)	<input type="text" value="5"/>	<input type="button" value="{}"/>	<input data-bbox="938 1003 1235 1043" type="button" value="Pipe Head Loss Calculator..."/>
--------------------	--------------------------------	-----------------------------------	--

Systems to consider

Simulate systems both with and without the hydro turbine

Include the hydro turbine in all simulated systems

Figura 26. Dados de entrada para o recurso hídrico da usina 007.

7.5.2. Levantamento do potencial de utilização de painéis fotovoltaicos flutuantes nos reservatórios

Para o levantamento do potencial de aplicação de painéis fotovoltaicos flutuantes será obtido, dos projetos básicos das PCHs e CGHs a área do reservatório, onde uma porcentagem da área será utilizada para instalação dos painéis.

Além disso, é necessário dimensionar as disposições dos painéis. Foi considerado para esta etapa um terreno plano, sem inclinação e sem nenhum ponto de sombreamento gerado por estruturas que não sejam os painéis ou suas estruturas de fixação. Na direção Norte-Sul será considerada a sombra

gerada pelos painéis após a sua fixação na inclinação igual a latitude. Para cada painel a sombra gerada pode ser calculada pela equação (25).

$$Sombra\ Total = \frac{Largura\ do\ Painel}{\cos(\alpha)} \quad (25)$$

Para a direção Leste-Oeste será considerado a instalação de cinco módulos consecutivos lado-a-lado com um espaçamento de 1 m entre os blocos (repercutindo em um comprimento a mais de 0,20 m em cada painel) para limpeza e manutenção.

Com os dados de localização, latitude e longitude, utilizou-se o banco de dados do próprio Homer para levantar a Irradiação solar diária, conforme pode ser visualizado na Figura 27.

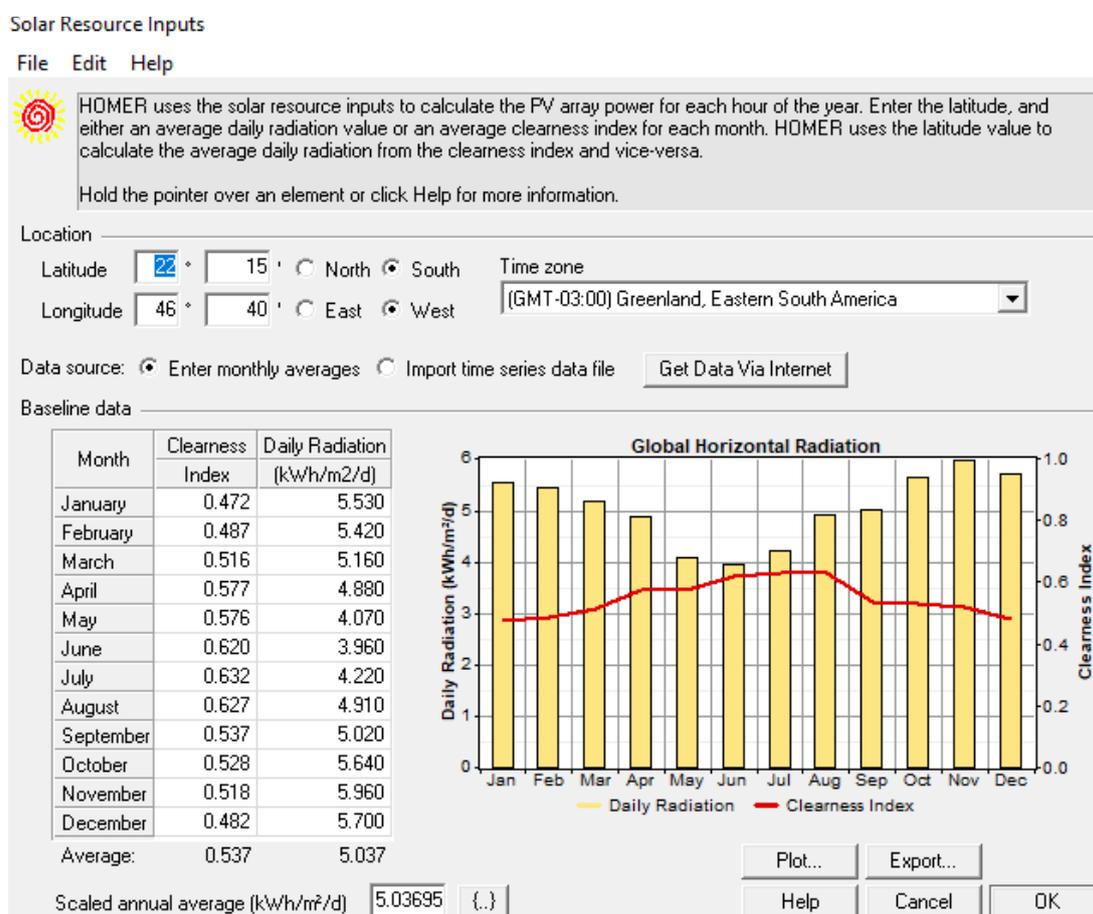


Figura 27. Características do recurso solar para a usina 007.

Como dado de entrada para a geração solar, adotou-se um aproveitamento da área do reservatório de 5%, 10% e 20%, além de um potencial comum a todas a usinas de 1.000 kW.

Em todas as usinas adotou-se que será instalado painéis fotovoltaicos da GCL modelo P6/72 de 325 Wp, cuja características podem ser conferidas na Figura 28.

Em 2015, o preço médio cobrado por instaladores no Brasil foi de, aproximadamente, R\$ 9.000 por kW pico (Wp) instalado, segundo estudo anual do Instituto IDEAL chamado “O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica – Edição 2016”. Cabe salientar que este valor é relativamente conservador e que foi adotado justamente para melhor retratar uma tecnologia ainda em desenvolvimento, cujo custo de instalação ainda é maior que a aplicação convencional. O custo de manutenção e operação pode ser assumido como sendo de 1% do investimento inicial. A vida útil dos painéis pode chegar a 30 anos, contudo após 15 anos será necessário trocar os inversores, orçados em R\$ 300.000 para 1.000 kW. A projeção de custos para outras potências é considerado linear pelo Homer.

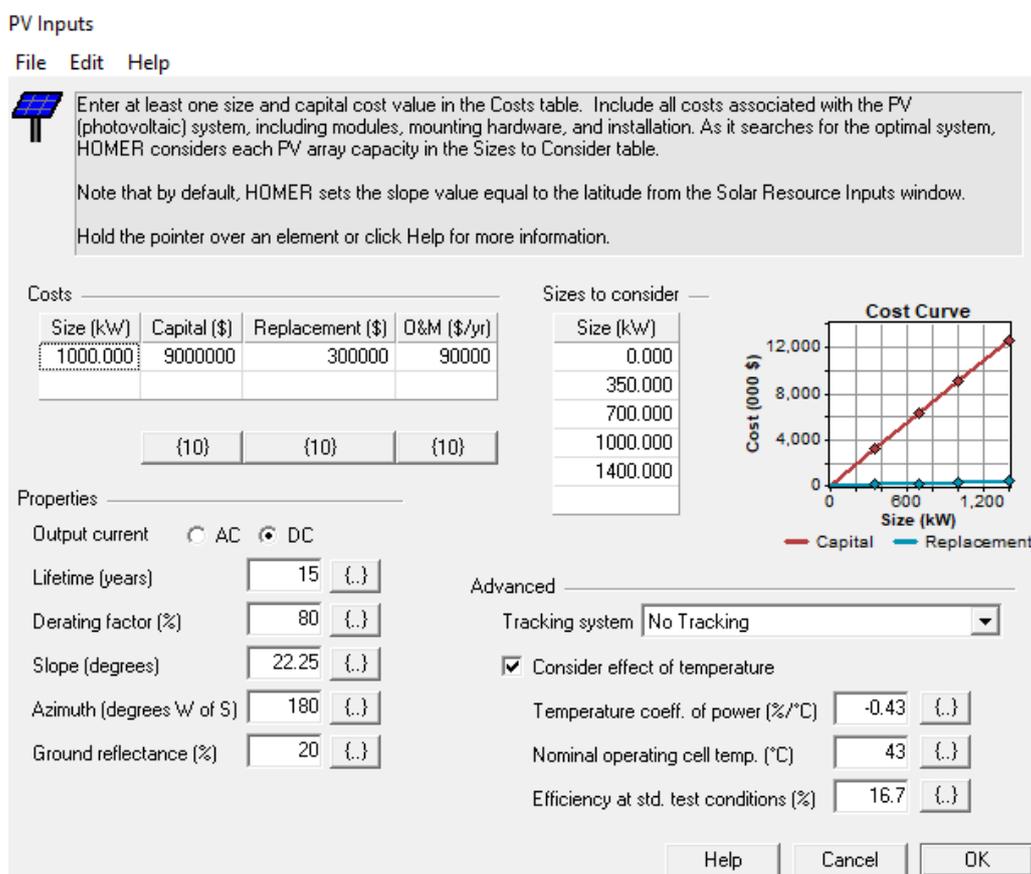


Figura 28. Características do aproveitamento solar da usina 007.

7.5.3. Levantamento do potencial eólico

Com os dados de localização, latitude e longitude, das PCHs e CGHs será levantado junto ao Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) a velocidade média do vento a 50 m de altura, o fator c , o fator k e a densidade de potência.

Para definir o modelo de aerogerador que melhor se adequa as características dos aproveitamentos estudados, realizou-se um estudo de geração preliminar para oito modelos de turbinas eólicas. São eles: modelos E33, E44, E48, E53 e E115 da Enercon, N60 da Nordex, 750-44 e 750-48 da NEG-Micon.

Assim, sabendo-se a velocidade média e os fatores de forma (k) e escala (c), aplicou-se a distribuição de Weibull, pela equação (26), para se determinar a frequência de velocidades.

$$f_w(u) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (26)$$

Onde,

$f_w(u)$: função de probabilidade de Weibull;

v : variável aleatória velocidade do vento [m/s].

O histograma do regime de ventos, ou distribuição de velocidades, pode ser convertido em um gráfico (Tempo contra Velocidade). Utilizando os dados da curva de potência de um aerogerador, que assume uma curva típica como apresentada na Figura 29, pode-se estimar a energia total gerada pelo sistema pela soma dos produtos entre a potência e a quantidade de horas que o sistema fornece aquela potência. Esse cálculo é feito pela equação (27).

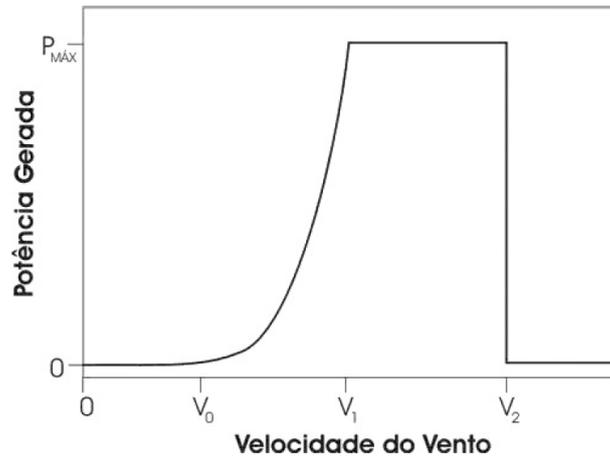


Figura 29. Diagrama típico da curva de potência de um gerador eólico (SANSIGOLO, 2005).

$$E_G = \sum_i^T P_G(v_i) \cdot H(u_i) \quad (27)$$

Onde,

E_G : energia total gerada no período T [kWh];

$P_G(v_i)$: potência gerada para a velocidade v_i ;

$H(u_i)$: número de horas em que a velocidade v_i permanece no período T.

Os aerogeradores que apresentaram, em média, um fator de capacidade mais elevado foram os modelos E53 e E115. Logo, ambos serão utilizados para as simulações de geração do arranjo híbrido no software Homer. Ressalva-se que esse modelos ainda não são produzidos no Brasil, de modo que, na aplicação prática, devem ser utilizados essencialmente como uma base.

Estabelecido o modelo de turbina eólicas que serão utilizados, os dados de entrada obtidos do CRESESB do potencial eólico foram inseridos no Homer, juntamente com a altitude do local de estudo e dois parâmetros de análise do Homer: a quantidade de horas que se observa a velocidade de pico durante o ano, tipicamente esse valor se encontra entre 14 e 16 horas, logo se assume o valor médio de 15 horas, e o grau de dependência que a velocidade do vento tem em relação a hora do dia, tipicamente esse valor se encontra entre 0,0 e 0,4, sendo que, adotou-se o valor padrão sugerido pelo Homer de 0,25.

Na Figura 30 é exemplificada essa inserção de dados para a usina 007.

Wind Resource Inputs

File Edit Help

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

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

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	4.240
February	4.240
March	5.510
April	5.510
May	5.510
June	5.800
July	5.800
August	5.800
September	5.910
October	5.910
November	5.910
December	4.240
Annual average:	5.370

Other parameters: Altitude (m above sea level) Anemometer height (m)

Advanced parameters: Weibull k Autocorrelation factor Diurnal pattern strength Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

Figura 30. Características do recurso eólico para a usina 007.

A seguir inseriu-se no Homer os dois modelos de aerogeradores selecionados (Figura 31 e Figura 32). Adotou-se o valor de R\$ 7.500 por kW instalado (IRENA, 2015a), custo de operação de 3% do custo de instalação, vida útil de 20 anos, onde se adotou que 25% do preço de instalação pode ser aproveitado, de modo que a restituição do parque seja de 75% do valor inicial.

Wind Turbine Inputs

File Edit Help

Choose a wind turbine type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include the cost of the tower, controller, wiring, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

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

Turbine type: **Enercon E53** Details... New... Delete

Turbine properties

- Abbreviation: E53 (used for column headings)
- Rated power: 800 kW AC
- Manufacturer: Enercon
- Website: www.enercon.de

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	6000000	4500000	180000
	{10}	{10}	{10}

Other

Lifetime (yrs) {..}

Hub height (m) {..}

Sizes to consider

Quantity
0
1
2
3
4
5

Power Curve

Cost Curve

Help Cancel OK

Figura 31. Características da turbina eólica modelo E53.

Wind Turbine Inputs

File Edit Help

Choose a wind turbine type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include the cost of the tower, controller, wiring, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

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

Turbine type: **Enercon E-115** Details... New... Delete

Turbine properties

- Abbreviation: E-115 (used for column headings)
- Rated power: 3,000 kW AC
- Manufacturer: Enercon
- Website:

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	22500000	16875000	675000
	{10}	{10}	{10}

Other

Lifetime (yrs) {..}

Hub height (m) {..}

Sizes to consider

Quantity
0
1
2
3
4
5

Power Curve

Cost Curve

Help Cancel OK

Figura 32. Características da turbina eólica modelo E115.

7.5.4. Análise do fator de capacidade

O fator de capacidade individual de cada parcela do arranjo híbrido será calculado pela razão entre a energia gerada e a potência instalada. Já para a usina híbrida em geral o fator de capacidade total será definido como a média ponderada entre potencia instalada de cada fonte e o seu respectivo fator de capacidade.

7.5.5. Análise econômica

A análise econômica feita pelo *Homer Legacy* é baseada no “*total net presente cost – NPC*” um índice de conceito semelhante ao valor presente líquido do arranjo híbrido. O NPC do sistema analisado é o valor presente de todos os custos presentes no decorrer de sua vida útil, menos o valor presente de todos os ganhos adquiridos durante a sua vida útil, logo quanto menor o valor do NPC, mais economicamente atrativa é a usina. Os custos analisados neste trabalho são os custos de capital, substituição de equipamentos e de operação e manutenção, enquanto que os ganhos serão decorrentes da venda de energia para o sistema.

Os custos de instalação por kW já apresentado nos itens anteriores estão resumidos na Tabela 8.

Tabela 8. Custos por kW_{instalado}

Fonte	Custo do kW _{instalado}
Hídrica (Remanescente)	P < 100 kW: equação (24) P ≥ 100 kW: R\$ 5.000
Eólica	R\$ 7.500
Sola Fotovoltaica	R\$ 9.000

Já o preço de venda de energia irá considerar:

- o maior valor verificado nos leilões de energia renováveis: R\$ 0,34 por kWh.
- a média: R\$ 0,23 por kWh.

- e o menor valor verificado: R\$ 0,13 por kWh.

O Homer, considerando esse três valores, irá calcular o valor NPC para cada uma das usinas no cenário atual e, para as usinas que não se viabilizarem nestas condições, o software irá também levantar qual deve ser o preço do kW instalado que torna o arranjo híbrido a opção mais atrativa economicamente para cada um dos preços de venda cotados.

7.6. Cálculo da garantia física do arranjo híbrido

A garantia da usina híbrida composta pela usina hidrelétrica já existente e o incremento por eólica e solar fotovoltaica será determinada pela soma da garantia física individual de cada fonte mais a adição de um novo grupo gerador aproveitando a vazão remanescente.

Assim, a garantia física do aproveitamento fotovoltaico será calculada segundo a equação (7), onde a P50 representa uma estimativa central de produção de energia, ou seja, um valor de energia com 50% de chances de ser excedido também conhecida como Produção Anual de Energia (PAE) líquida. Logo, será adotado o valor de energia gerada calculada diretamente pelo *Homer Legacy* que já considera o rendimento dos painéis, o efeito da temperatura, a inclinação, refletância do solo, perdas nos painéis por sujeira e poluição e perdas nos inversores.

O potencial fotovoltaico escolhido para compor o arranjo híbrido será o de 20% da área do reservatório da usina que é o valor máximo assumido.

Já para o cálculo da garantia física do aproveitamento eólico, deve-se considerar que a estimativa da PAE líquida e a incerteza total determinam, respectivamente, a média e o desvio padrão de uma distribuição gaussiana normal, onde o desvio padrão absoluto é obtido multiplicando a incerteza total pela PAE líquida (LIRA, 2012).

Assim, como a garantia física de empreendimentos eólicos pede a determinação da P90, cuja a determinação gráfica pode ser vista na Figura 33,

é necessário aplicar a equação (9) considerando as seguintes fontes de incertezas:

Tabela 9. Incertezas na PAE.

Componente de Incerteza	Faixa de Incerteza (%)	Incerteza na PAE - σ (%)
Medição do vento	0,95 – 8,5	2,85 – 25,5
Ajuste de longo prazo	1,5 – 6	2,25 – 9
Variabilidade futura	4 – 6	4 – 6
Modelos teóricos/computacionais	1,7 – 5,8	2,55 – 8,7
Curva de potência	4 – 8	4 – 8
Total de incertezas na PAE assumindo que os componentes não são correlacionados, raiz quadrada da soma dos quadrados		7,19 – 30,12

Fonte: Adaptado por LIRA (2012)

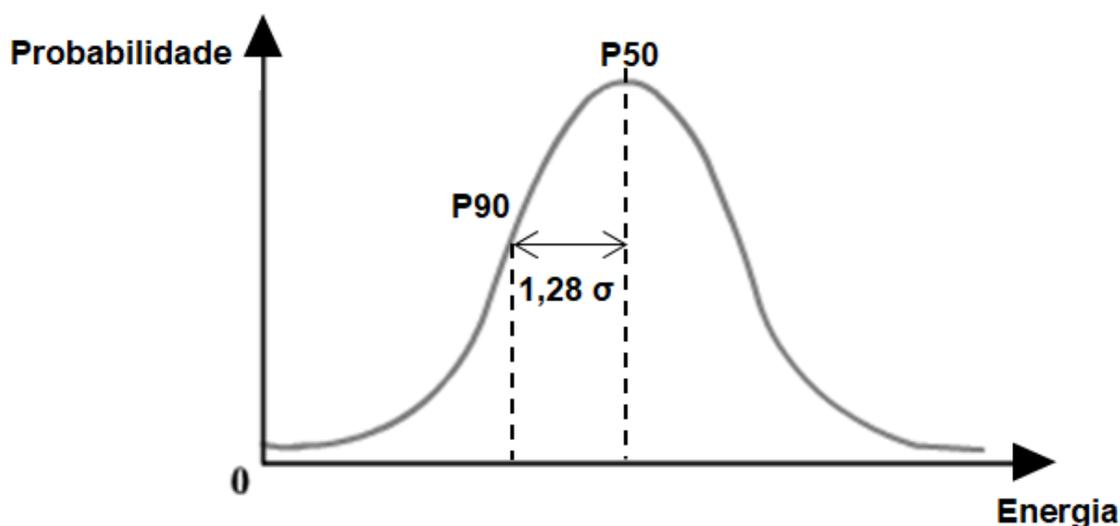


Figura 33. Determinação da P90.

O potencial eólico escolhido para compor o arranjo híbrido será selecionado pela aplicação da equação (28) que descreve uma área mínima para um parque eólico com densidade típica de $3D \times 5D$ segundo o apresentado por Custódio (2013). Assim, será assumido o número máximo de turbinas comportadas pela área do reservatório da usina já existente.

$$A = \frac{45}{2} D^2 (n + 2) \quad (28)$$

Onde,

A : área total ocupada pela fazenda eólica [m²];

D : diâmetro do rotor da turbine [m];

n : número de aerogeradores no parque eólico.

Assim, como o diâmetro do rotor da turbina do modelo E115 é de 115,7 m e o do E53 é de 52,9 m, a área mínima requerida para cada modelo é apresentado na Tabela 10.

Tabela 10. Área mínima requerida por cada modelo de turbina.

Número de turbinas	Área mínima requerida (km ²)	
	E115	E53
1	0,90	0,19
2	1,20	0,25
3	1,51	0,31
4	1,81	0,38
5	2,11	0,44

Tanto para o aproveitamento eólico quanto para o fotovoltaico, será considerada uma perda elétrica de 1% da energia gerada.

Para o incremento pelo aproveitamento do potencial remanescente será aplicada a fórmula (2) de garantia física, já que a vazão não varia com o tempo, sendo assim, o rendimento do grupo gerador é constante e não há necessidade de se considerar o engolimento mínimo da turbina. As perdas até a conexão e o consumo interno serão nulos, pois já foram considerados anteriormente na usina hidrelétrica já existente.

Para todos os casos, a indisponibilidade total composta pela programada e forçada será considerada como sendo 3%.

CAPÍTULO 8: RESULTADOS E DISCUSSÕES

8.1. Análise da elasticidade dos parâmetros da fórmula da Garantia Física

Para as 18 usinas hidrelétricas da amostra, foram levantadas as curvas médias de elasticidade da GF considerando os tipos de turbinas empregadas, e as variações de vazão e queda, conforme apresentadas na Figura 34 e na Figura 35. Salienta-se que, quando a altura de queda é adotada como variável independente, apenas o rendimento varia em sua função, já que, a perda de carga só é afetada pela variação de vazão.

Além disso, analisou-se também o comportamento da elasticidade quando o rendimento independe da variação da vazão ou queda. Essa análise é ilustrada nas Figuras 34 e 35 por “Kaplan: η constante” e “Francis: η constante”.

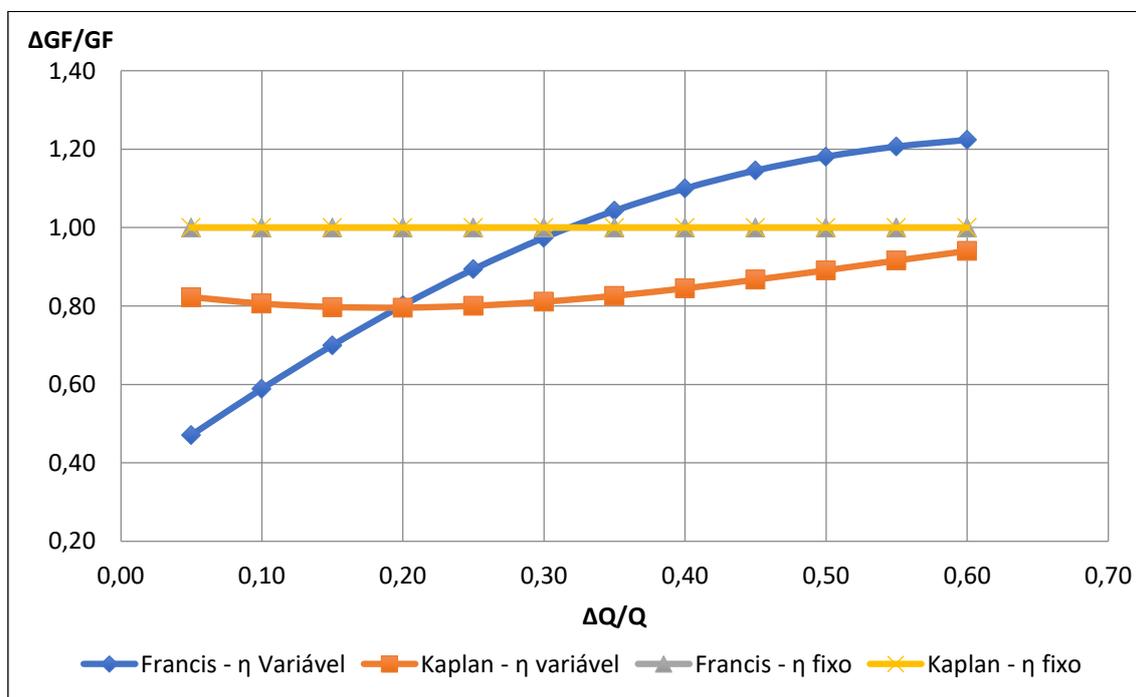


Figura 34. Curvas médias de elasticidade da EM para turbinas Kaplan e Francis com a vazão como parâmetro independente.

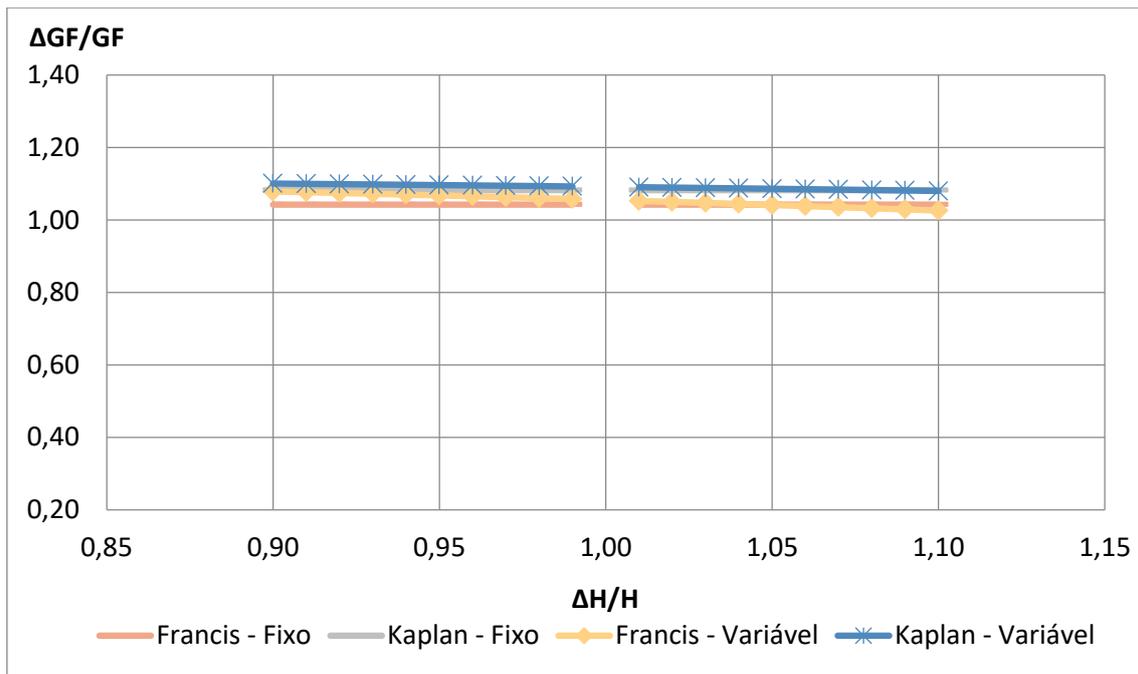


Figura 35. Curvas médias de elasticidade da EM para turbinas Kaplan e Francis com a queda como parâmetro independente.

Observando os resultados percebe-se que:

- A GF mostrou-se inelástica, $\varepsilon \leq 1$, ao se considerar vazão ou a queda como as variáveis independentes. No caso específico da queda, houve casos que a elasticidade resultou em valores superiores a 1. Entretanto, isso ocorreu devido ao fato que nestas análises considerou-se a perda de carga constante, o que influenciou no resultado;
- A GF mostrou-se elástica, $\varepsilon > 1$, para os cenários nos quais a vazão ou a queda foram consideradas como variáveis independentes e a perda de carga e o rendimento da turbina como dependentes da vazão e da queda. O resultado foi que, para este cenário, verificou-se que a GF apresenta forte elasticidade quanto à variação da vazão, principalmente em centrais dotadas de turbinas Francis, e, com menor intensidade, em centrais dotadas de turbinas Kaplan. Já a elasticidade da GF quanto a variação da queda mostrou-se menos intensa que a devido a vazão em todos os casos;
- A variação da vazão apresentou elasticidades de ordem elevada, sendo que a turbina do tipo Francis mostrou maior sensibilidade às variações

da vazão em comparação à turbina do tipo Kaplan. As centrais com turbina Francis também apresentaram maior variação entre os valores de elasticidade quando analisadas individualmente;

- A variação da queda apresentou elasticidade de menor ordem na energia, em comparação à variação da vazão, de modo que as curvas médias de elasticidade se apresentaram aproximadamente constantes. Percebe-se também que à medida que a variação da queda aumenta a distância entre as curvas das turbinas se distanciam, turbinas do tipo Francis diminuem o valor da elasticidade, aproximando de 1,0, enquanto as turbinas do tipo Kaplan praticamente mantêm o valor na ordem das menores variações da queda;
- Diante dos resultados conclui-se que no cálculo da GF deve-se considerar a variação da perda de carga e do rendimento da turbina e, por consequência, o rendimento do gerador. Tendo em vista que não é comum o empreendedor apresentar as curvas de rendimento da turbina e do gerador, já que este parâmetro é adotado como constante, faz-se as seguintes sugestões:
 - Para a revisão da GF dos empreendimentos antigos e em operação se utilize das curvas de rendimentos do grupo gerador levantadas de acordo com a exigência da Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013;
 - Para a determinação da GF em empreendimentos novos, que esta seja feita levando em consideração a variação da perda de carga em função da vazão e as curvas de rendimento da turbina e do gerador, que passariam a ser fornecidas pelo empreendedor.

8.2. Propostas de novas metodologias de cálculo da Garantia Física

Para cada uma das usinas da amostragem, calculou-se a GF segundo cada um dos métodos descritos no item 7.4.4 e apresentados na Tabela 6. Os resultados são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11. Valores de Garantia Física encontrados para cada método proposto, em MW_{médio}.

Usina	GF vigente	GF segundo o método:							Geração ⁶
		A	B	C	D	E	F	G	
1	1,10	1,59	1,71	1,59	1,75	1,75	1,59	1,75	1,08
2	1,11	0,95	1,07	0,95	1,13	1,13	0,95	1,75	0,87
3	12,81	10,59	11,60	10,55	12,07	12,07	10,55	1,13	8,71
4	0,99	1,67	1,68	1,67	1,70	1,70	1,67	1,70	0,96
6	1,81	1,72	1,76	1,61	1,88	1,87	1,62	1,87	2,01
7	0,57	0,64	0,64	0,63	0,64	0,64	0,63	0,64	0,48
9	18,28	14,90	16,84	15,66	17,62	17,62	15,66	17,62	9,16
10	8,06	5,44	6,08	3,71	7,65	7,05	3,74	7,05	7,78
11	13,53	6,06	8,33	6,03	8,79	8,79	6,03	8,79	8,46
12	0,57	0,63	0,64	0,61	0,64	0,64	0,61	0,64	0,48
13	18,91	11,98	17,13	11,31	18,40	18,32	11,32	18,32	15,52
14	0,88	2,08	2,38	1,87	3,19	3,17	1,87	3,17	0,90
15	5,07	5,40	5,77	5,40	5,52	5,52	5,40	5,52	4,70
16	0,72	0,77	0,81	0,77	0,79	0,79	0,77	0,79	0,54
17	2,57	2,02	2,53	1,81	2,89	2,85	1,82	2,85	2,75
18	13,51	16,77	17,79	16,77	17,37	17,37	16,77	17,37	12,41
19	26,10	22,16	22,92	22,59	24,14	24,14	22,59	24,14	23,66
20	1,84	1,34	1,47	1,38	1,63	1,63	1,38	1,63	1,03
21	19,89	15,21	17,61	15,21	19,53	19,53	15,21	19,53	15,86
22	8,89	6,00	6,95	5,44	7,56	7,23	5,46	7,24	6,83
23	20,24	14,79	17,58	14,79	17,83	17,83	14,79	17,83	14,86
24	0,51	0,27	0,31	0,15	0,53	0,49	0,15	0,50	0,35
25	10,11	5,92	7,97	5,44	8,66	8,55	5,46	8,56	10,30
26	0,92	0,36	0,39	0,27	0,60	0,57	0,28	0,57	0,39
Σ	188,99	149,27	171,96	146,20	182,48	181,23	146,29	170,93	150,09
Média	7,87	6,22	7,17	6,09	7,60	7,55	6,10	7,12	6,25

Os gráficos apresentados da Figura 36 até a Figura 42, comparam a Geração Média (G_{média}) com valor de GF calculado em cada método analisado. Para uma melhor análise dos gráficos, cabe ressaltar que a linha tracejada vermelha representa o comportamento médio das usinas. Enquanto a linha preta contínua apresenta o comportamento ideal, esperado.

⁶ Média dos anos 2012, 2013 e 2014.

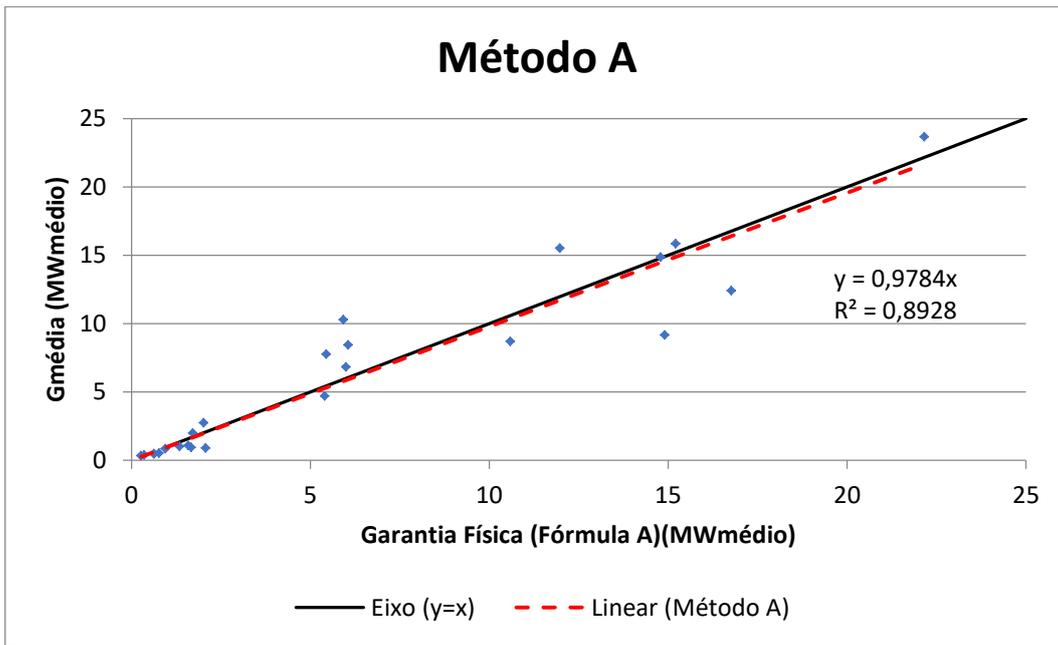


Figura 36. Método A: engolimento mínimo condicionando a vazão diária e parâmetros variando com a vazão.

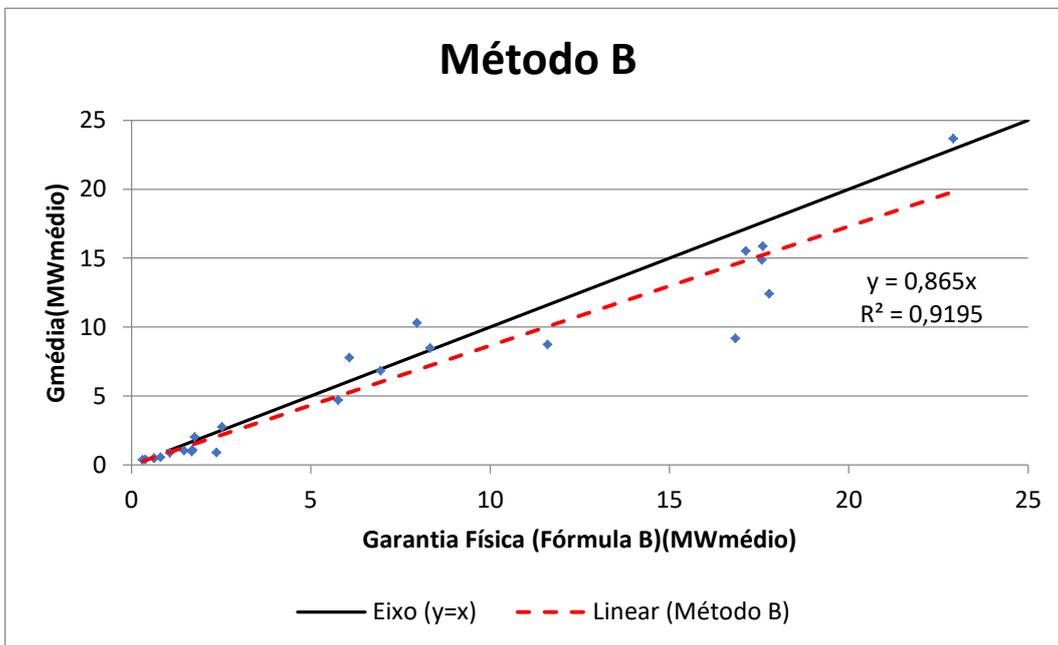


Figura 37. Método B: engolimento mínimo condicionando a vazão diária e parâmetros constantes.

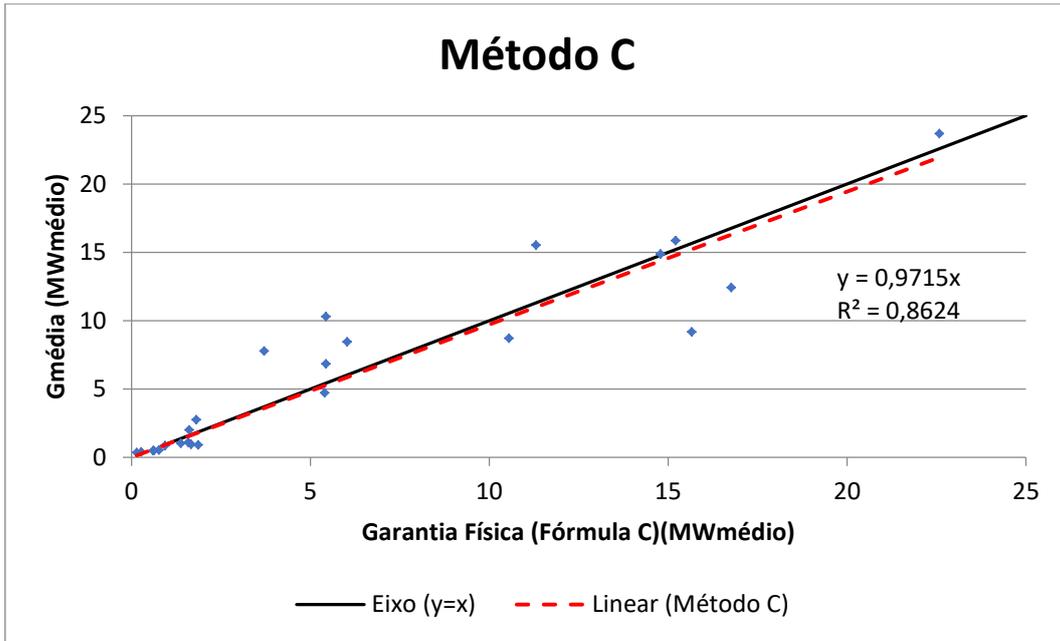


Figura 38. Método C: vazão em base diária, probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo e parâmetros ΔH , η_t e η_g variando com a vazão.

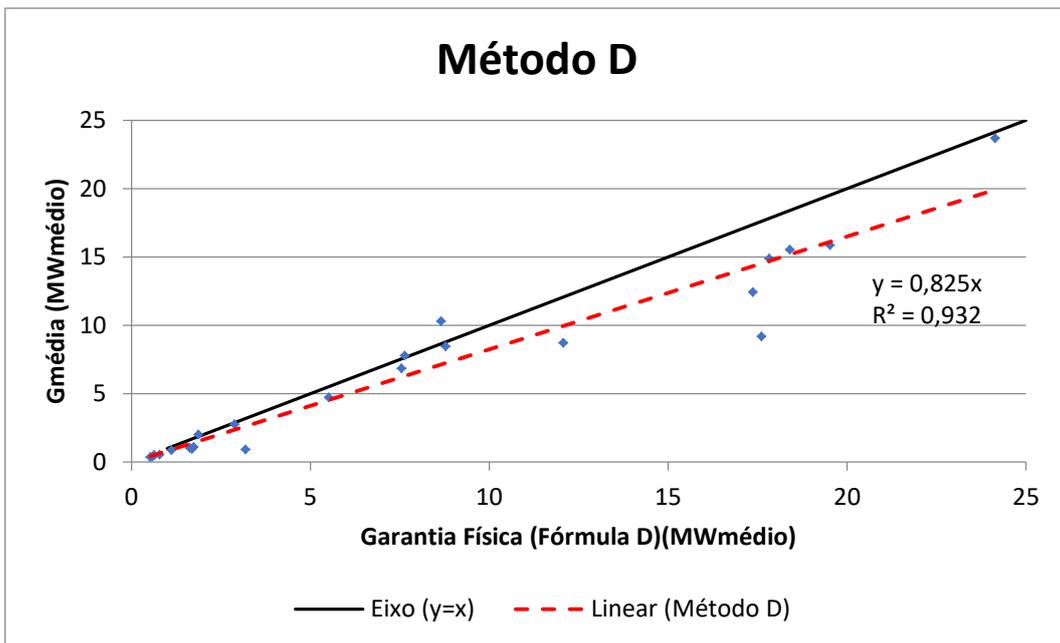


Figura 39. Método D: vazão em base mensal, engolimento mínimo não considerado e parâmetros constantes.

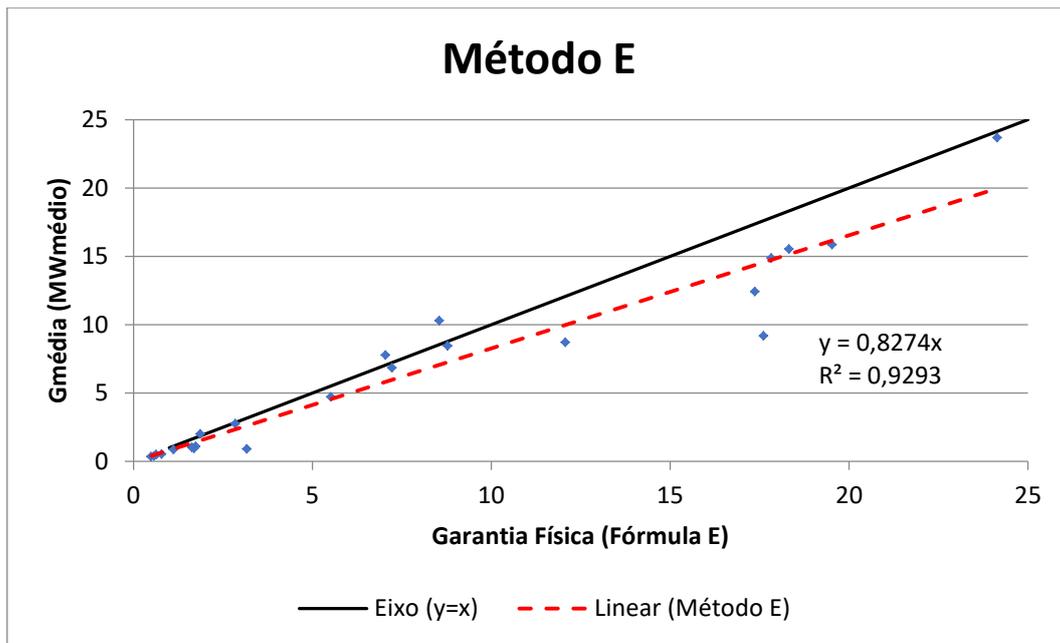


Figura 40. Método E: vazão em base mensal, probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo e parâmetros constantes.

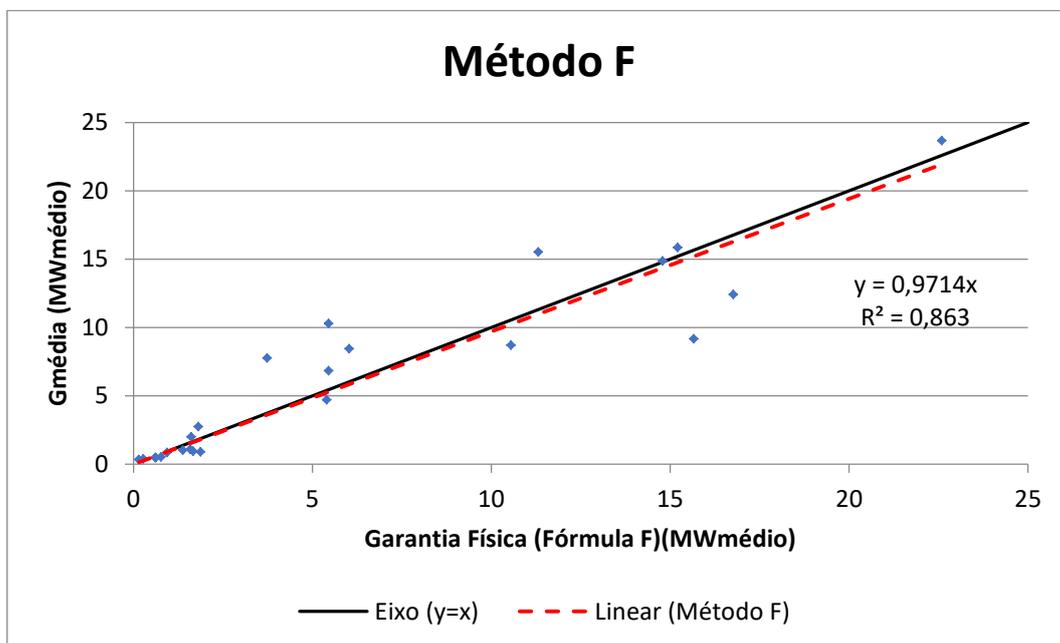


Figura 41. Método F: vazão em base diária, não considera probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo, mas considera o fator de corte do engolimento mínimo, rendimento e perda de carga são variáveis.

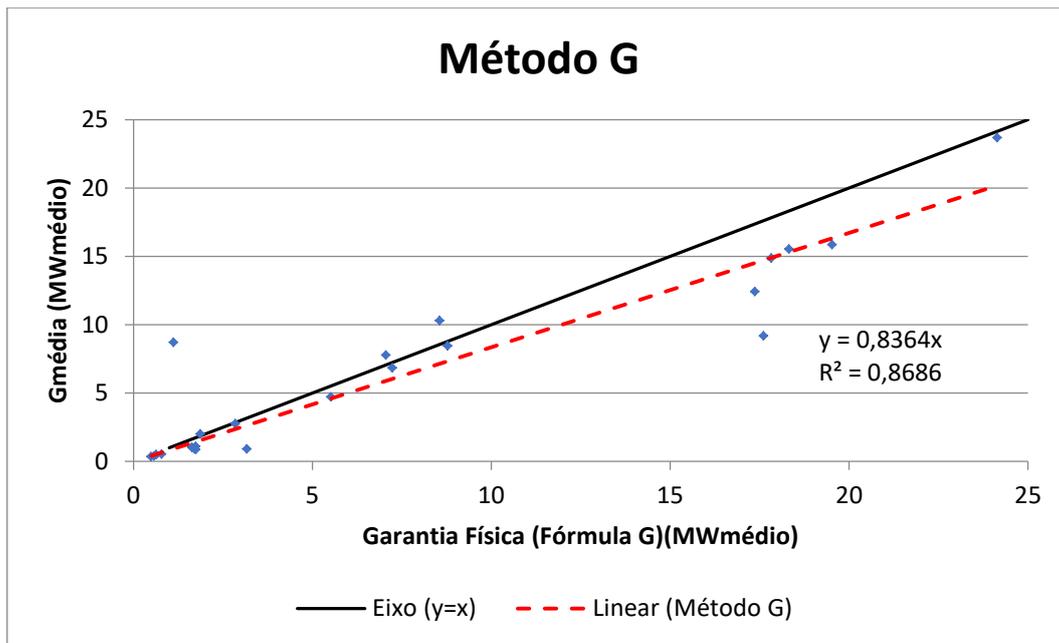


Figura 42. Método G: vazão em base mensal, não considera probabilidade de ocorrência do engolimento mínimo, mas considera o fator de corte do engolimento mínimo, rendimento e perda de carga constantes.

A Tabela 12 apresenta um resumo dos métodos estudados e os seus respectivos valores de coeficiente angular, K, e coeficiente de determinação, R².

Tabela 12. Coeficientes Angular e de determinação das linhas de tendências resultante entre a Geração Média e a Garantia Física Calculada, obtidas pela aplicação dos métodos propostos.

Método	Vazão	Engolimento Mínimo	Rendimento ¹	K	R ²
A	Diária	Condiciona a GF	Variável	0,978	0,893
B	Diária	Condiciona a GF	Constante	0,920	0,920
C	Diária	Inserido na TEIF pela curva de permanência	Variável	0,972	0,862
D	Mensal	Não Considera	Constante	0,825	0,932
E	Mensal	Inserido na TEIF pela curva de permanência	Constante	0,827	0,929
F	Diária	Inserido no FC _{EM} pela curva de permanência	Variável	0,971	0,863
G	Mensal	Inserido no FC _{EM} pela curva de permanência	Constante	0,836	0,869

Os resultados apresentados na Tabela 11 demonstram que tanto a média quanto o somatório de cada um dos métodos propostos se mostrou inferior à atual garantia física vigente, o que pode indicar que, de fato, há atualmente uma superestimação da garantia física de usinas despachadas não centralizadas.

Já pela Tabela 12 é possível verificar que os métodos que utilizaram vazões médias diárias se aproximaram mais da energia gerada do que aqueles que utilizaram vazões médias mensais. E dentre os métodos que utilizaram vazões diárias, aqueles que também consideraram o rendimento e a perda de carga variáveis tiveram um desempenho melhor.

8.3. Simulação no Homer Legacy

A simulação no *Homer Legacy* permitiu determinar a geração e analisar economicamente os arranjos híbridos propostos para cada usina.

Entretanto, para algumas das usinas não foi possível determinar a vazão remanescente, já que elas estão isentas de liberação de vazão remanescente para o trecho ensecado por tratar-se de aproveitamentos com data de implantação e entrada em operação anterior à vigência da Legislação Ambiental (março/1981). Outro dado que não foi possível determinar para todas as usinas foi a altura da barragem. Dessa forma, para estes casos, a análise não irá considerar o aproveitamento da vazão remanescente, sendo analisado apenas o incremento na usina hidrelétrica já existente com as fontes eólica e solar fotovoltaica.

8.3.1. Dados de entrada

8.3.1.1. Aproveitamento remanescente

Foram levantados os dados tanto de vazão remanescente quanto altura da barragem de 19 usinas da amostra. O cálculo do potencial remanescente disponível foi feito considerando um rendimento do grupo gerador de 85%, um aproveitamento de 80% da altura da barragem e uma perda de carga de 5%. Os dados levantados e utilizados pelo software *Homer Legacy* se encontram na Tabela 13.

Tabela 13. Dados e resultados do levantamento do potencial remanescente.

Código da Usina	Vazão remanescente (m ³ /s)	Altura da barragem (m)	Queda líquida (m)
001	4,16	10,0	8,0
002	0,097	23,0	18,4
003	74,8	10,0	8,0
004	2,63	12,0	9,6
006	0,21	4,8	3,8
007	0,50	8,0	6,4
008	0,00	0,00	0,00
009	0,38	19,5	15,6
010	0,264	13,7	11,0
011	0,50	23,5	18,8
012	1,24	40,0	32,0
013	2,50	16,0	12,8
014	4,49	7,5	6,0
015	13,8	0,0	0,0
016	1,82	2,5	2,0
017	1,36	0,0	0,0
018	1,20	10,0	8,0
019	25,00	33,0	26,4
020	0,58	2,0	1,6
021	0,00	32,5	26,0
022	1,80	43,0	34,4
023	0,00	27,0	21,6
024	0,04	2,0	1,6
025	0,49	30,0	24,0
026	0,69	4,0	3,2

8.3.1.2. Aproveitamento solar

Para o levantamento do potencial solar, os dados de radiação solar foram obtidos do próprio banco de dados atrelado ao *Homer Legacy*, conforme Tabela 14. Em média, as usinas apresentaram uma irradiação global na horizontal de 4,7 kWh/m²/dia, sendo que a maioria delas (11 usinas) apresentam uma radiação média anual entre 4,4 e 4,7 kWh/m²/dia (Figura 43). A menor radiação média anual foi de 4,1 kWh/m²/dia (usina 026) e a maior foi de 5,3 kWh/m²/dia (usinas 015 e 026).

Considerando a inclinação igual a latitude e o painel descrito na metodologia, levantou-se a área utilizada considerando um aproveitamento de

5 %, 10 % e 20 % da área do reservatório, a área requerida por cada painel considerando as equação (25) e a potência instalada em cada caso (Tabela 15).

Tabela 14. Dados de irradiação solar global horizontal (kWh/m²/dia).

Usina	Jan	Fev	Abr	Mar	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
001	5,4	5,6	5,1	4,9	4,4	4,3	4,5	5,1	5,3	5,6	5,5	5,2	5,1
002	5,4	5,6	5,0	4,7	4,2	4,2	4,3	5,0	5,1	5,3	5,2	5,1	4,9
003	5,3	5,5	4,8	4,5	3,9	3,9	4,0	4,7	4,7	5,1	5,1	5,1	4,7
004	6,2	5,6	5,0	3,8	3,3	2,8	3,0	3,8	4,3	5,2	6,2	6,5	4,6
006	6,1	5,5	5,0	3,9	3,3	2,8	3,1	3,8	4,3	5,2	6,1	6,3	4,6
007	5,5	5,4	5,2	4,9	4,1	4,0	4,2	4,9	5,0	5,6	6,0	5,7	5,0
008	5,4	5,6	4,8	4,4	3,7	3,7	3,8	4,4	4,3	4,7	4,9	4,9	4,5
009	5,2	5,4	4,8	4,3	3,7	3,7	3,7	4,3	4,2	4,7	5,0	5,0	4,5
010	5,8	5,4	5,0	4,4	3,6	3,3	3,7	4,4	4,6	5,3	6,0	6,0	4,8
011	5,3	5,5	4,8	4,5	3,9	3,9	4,0	4,7	4,7	5,1	5,1	5,1	4,7
012	5,5	5,7	5,0	4,3	3,8	3,7	3,7	4,2	4,2	4,6	4,8	4,9	4,5
013	5,5	5,7	5,0	4,3	3,8	3,7	3,7	4,2	4,2	4,6	4,8	4,9	4,5
014	6,3	5,7	5,0	3,8	3,3	2,8	3,1	3,8	4,4	5,2	6,2	6,6	4,7
015	5,6	5,7	5,3	5,2	4,5	4,3	4,6	5,2	5,4	5,8	5,9	5,7	5,3
016	5,6	5,7	5,1	4,9	4,4	4,3	4,5	5,1	5,3	5,6	5,5	5,3	5,1
017	6,0	5,5	5,1	4,2	3,5	3,1	3,4	4,2	4,6	5,2	6,2	6,2	4,8
018	4,3	4,4	4,3	4,5	4,7	5,3	5,7	5,5	5,1	4,9	4,6	4,2	4,8
019	5,2	5,4	4,8	4,3	3,7	3,7	3,7	4,3	4,2	4,7	5,0	5,0	4,5
020	5,7	5,9	5,1	4,4	3,8	3,7	3,8	4,3	4,3	4,7	5,0	5,1	4,7
021	5,1	5,2	5,0	5,0	4,6	4,5	4,9	5,3	5,2	5,4	5,5	5,1	5,1
022	5,7	5,9	5,1	4,4	3,8	3,7	3,8	4,3	4,3	4,7	5,0	5,1	4,7
023	4,9	4,8	4,6	4,7	4,4	4,6	4,9	5,1	5,0	5,0	5,1	4,8	4,8
024	5,6	5,1	4,6	3,7	3,1	2,7	2,9	3,6	4,1	4,9	5,7	5,9	4,3
025	5,5	5,7	5,2	5,3	4,7	4,6	4,8	5,4	5,6	5,8	5,6	5,4	5,3
026	5,4	5,0	4,5	3,6	3,0	2,6	2,8	3,5	3,7	4,5	5,4	5,6	4,1

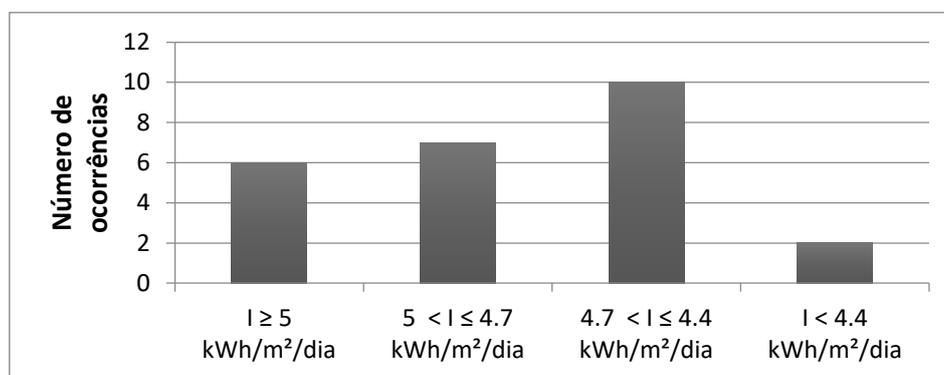


Figura 43. Distribuição da frequência de radiação média anual global na horizontal (I).

Tabela 15. Levantamento da área do reservatório utilizada e a sua respectiva potência instalada.

Código Usina	Área do Reservatório (km ²)	Inclinação (α rad)	Área utilizada (ha)			Área requerida por painel (m ²)	Potência Instalada (kW)		
			5%	10%	20%		5%	10%	20%
1	0,13	0,35	0,63	1,25	2,50	2,29	887	1775	3550
2	0,01*	0,35	0,05	0,10	0,20	2,29	71	142	284
3	0,21	0,38	1,05	2,10	4,20	2,32	1473	2947	5894
4	0,03	0,48	0,14	0,29	0,57	2,42	192	385	770
6	0,04	0,48	0,21	0,43	0,85	2,42	285	570	1141
7	0,05	0,39	0,25	0,50	1,00	2,32	350	700	1401
8	0,01*	0,37	0,03	0,05	0,10	2,3	36	72	144
9	0,34	0,38	1,70	3,40	6,80	2,32	2386	4771	9542
10	0,3	0,43	1,52	3,04	6,08	2,37	2088	4177	8353
11	0,27	0,38	1,35	2,70	5,40	2,31	1901	3802	7604
12	2,2	0,35	11,00	22,00	44,00	2,29	15639	31279	62557
13	0,06	0,35	0,30	0,60	1,20	2,29	426	853	1706
14	1,12	0,49	5,60	11,20	22,40	2,43	7497	14995	29989
15	0,18*	0,36	0,90	1,80	3,60	2,29	1275	2550	5100
16	0,35	0,36	1,75	3,50	7,00	2,29	2482	4965	9930
17	0,05*	0,45	0,25	0,50	1,00	2,39	340	680	1360
18	0,16	0,15	0,80	1,60	3,20	2,17	1197	2393	4787
19	2,05	0,38	10,25	20,50	41,00	2,32	14384	28767	57534
20	0,01	0,38	0,05	0,09	0,19	2,31	66	132	264
21	5	0,28	25,00	50,00	100,00	2,24	36335	72669	145339
22	1,17	0,25	5,85	11,70	23,40	2,22	8575	17151	34303
23	2,84	0,26	14,20	28,40	56,81	2,22	20778	41557	83114
24	0,20*	0,49	1,00	2,00	4,00	2,43	1335	2670	5340
25	1,27	0,33	6,35	12,70	25,40	2,27	9103	18207	36413
26	0,02	0,48	0,10	0,21	0,41	2,42	139	278	556

* Dados estimados pelo uso do software *Google Earth*

8.3.1.3. Aproveitamento eólico

Para esta etapa levantou-se a velocidade média do vento a 50 metros de altura e o fator k médio anual de todas as usinas da amostra, conforme mostrado na Tabela 16, por meio do banco de dados do CRESESB.

Tabela 16. Dados de velocidade média do vento (m/s).

Código da Usina	Velocidade média do vento (m/s)					Fator k
	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual	Anual
001	4,03	5,09	5,47	5,23	4,96	2,37
002	2,85	3,24	3,6	3,38	3,27	2,6
003	4,02	3,8	4,57	4,22	4,15	2,19
004	5,4	5,85	6,17	6,01	5,86	2,34
006	5,43	6,42	6,5	6,36	6,18	2,15
007	4,24	5,51	5,8	5,91	5,37	2,18
008	4,23	4,34	4,73	4,77	4,52	2,2
009	4,27	4,02	4,85	4,47	4,40	2,17
010	3,92	4,9	5,33	4,71	4,72	2,28
011	3,83	4,03	4,7	4,39	4,24	2,36
012	5,08	5,34	5,35	5,54	5,33	2,59
013	4,58	4,79	4,8	4,99	4,79	2,52
014	5,47	5,94	6,01	5,84	5,82	2,35
015	4,69	5,83	6,68	6,33	5,88	2,12
016	4,55	5,76	6,26	6,03	5,65	2,33
017	4,85	5,96	6,32	5,59	5,68	2,19
018	1,95	2,02	3,63	2,92	2,63	1,6
019	4,44	4,18	5,02	4,58	4,56	2,24
020	5,17	5,32	5,91	5,8	5,55	2,39
021	3,87	4,07	5,43	4,53	4,48	2,2
022	3,74	4,12	5,28	4,1	4,31	2,11
023	3,41	3,7	4,71	3,65	3,87	1,97
024	5,24	5,79	7,29	5,68	6,00	2,02
025	3,9	4,9	5,89	5,03	4,93	2,1
026	3,49	3,64	4,54	3,7	3,84	2,12

Os resultados dispostos na Tabela 16 mostraram que a maiorias das usinas apresentam velocidades médias do vento entre 5 m/s e 4 m/s (Figura 44), a média geral foi de 4,8 m/s. A maior velocidade encontra foi de 6,18 m/s (usina 006) e a menor 2,63 m/s (usina 018).

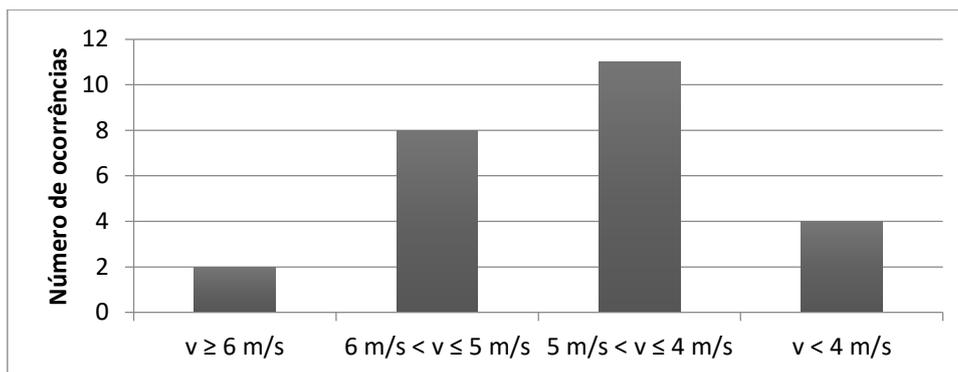


Figura 44. Distribuição da frequência de velocidade do vento média das usinas.

8.3.2. Geração e fator de capacidade do arranjo híbrido

A energia gerada por cada uma das fontes hídrica, eólica e solar se encontram nas Tabelas Tabela 17, Tabela 18 e Tabela 19, respectivamente, e são expressas em $MW_{\text{médio}}$.

A parcela hídrica é composta pelo aproveitamento do potencial remanescente da usina já existente.

Tabela 17. Geração de energia pela parcela hídrica.

Usina	Geração hídrica ($MW_{\text{médio}}$)	Usina	Geração hídrica ($MW_{\text{médio}}$)
001	0,26	015	0,00
002	0,01	016	0,03
003	0,00	017	0,00
004	0,20	018	0,08
006	0,01	019	5,23
007	0,03	020	0,01
009	0,05	021	0,00
010	0,02	022	0,49
011	0,07	023	0,00
012	0,31	024	0,01
013	0,25	025	0,09
014	0,21	026	0,02

A parcela eólica considerou os dois modelo de turbinas já apresentados, em um parque de até 5 unidades de cada aerogerador. O Homer não considera

as interferências do terreno e de turbinas próximas (efeito esteira), logo o fator de capacidade é o mesmo independentemente do número de aerogeradores, em outras palavras, ao se dobrar o número de turbinas do parque dobra-se também a geração do mesmo. Os resultados encontrados para cada modelo de turbina se encontram na Tabela 18.

Tabela 18. Geração de energia pela parcela eólica.

Usina	Geração do parque eólico (MWmédio)									
	E53					E115				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
001	0,14	0,28	0,43	0,57	0,71	0,81	1,63	2,44	3,26	4,07
002	0,04	0,08	0,12	0,15	0,19	0,24	0,49	0,73	0,98	1,22
003	0,10	0,19	0,29	0,39	0,48	0,58	1,15	1,73	2,31	2,88
004	0,23	0,45	0,68	0,90	1,13	1,19	2,38	3,57	4,76	5,95
006	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,28	2,55	3,83	5,10	6,38
007	0,18	0,36	0,54	0,72	0,90	0,97	1,95	2,92	3,90	4,87
008	0,11	0,23	0,34	0,45	0,57	0,60	1,21	1,81	2,42	3,02
009	0,11	0,23	0,34	0,46	0,57	0,67	1,34	2,00	2,67	3,34
010	0,13	0,26	0,38	0,51	0,64	0,74	1,49	2,23	2,97	3,72
011	0,09	0,19	0,28	0,38	0,47	0,57	1,14	1,72	2,29	2,86
012	0,17	0,34	0,51	0,68	0,85	0,96	1,93	2,89	3,85	4,82
013	0,13	0,26	0,39	0,53	0,66	0,78	1,56	2,34	3,12	3,90
014	0,23	0,45	0,68	0,91	1,13	1,20	2,41	3,61	4,81	6,02
015	0,23	0,45	0,68	0,91	1,14	1,17	2,34	3,51	4,67	5,84
016	0,20	0,39	0,59	0,79	0,99	1,06	2,12	3,17	4,23	5,29
017	0,22	0,44	0,65	0,87	1,09	1,14	2,28	3,42	4,55	5,69
018	0,03	0,07	0,10	0,14	0,17	0,21	0,42	0,62	0,83	1,04
019	0,12	0,25	0,37	0,50	0,62	0,72	1,45	2,17	2,89	3,61
020	0,20	0,40	0,59	0,79	0,99	1,10	2,21	3,31	4,42	5,52
021	0,12	0,24	0,36	0,48	0,60	0,69	1,39	2,08	2,78	3,47
022	0,11	0,22	0,33	0,44	0,55	0,64	1,27	1,91	2,55	3,18
023	0,08	0,17	0,25	0,34	0,42	0,50	1,01	1,51	2,01	2,51
024	0,25	0,49	0,74	0,98	1,23	1,24	2,49	3,73	4,97	6,21
025	0,15	0,31	0,46	0,61	0,76	0,84	1,68	2,53	3,37	4,21
026	0,08	0,15	0,23	0,30	0,38	0,46	0,93	1,39	1,85	2,32

O aproveitamento do potencial solar considerou a instalação em 5%, 10% e 20% da área do reservatório, além de uma potencia instalada comum a todas as usinas de 1 MW para padronização. Os resultados de geração do parque solar podem ser visualizados na Tabela 19.

Tabela 19. Geração de energia pela parcela solar.

Usina	Geração Fotovoltaica (MWmédio)			
	5%	10%	20%	1.000 kW
001	0,15	0,31	0,62	0,17
002	0,01	0,02	0,05	0,17
003	0,24	0,47	0,95	0,16
004	0,03	0,06	0,12	0,16
006	0,05	0,09	0,18	0,16
007	0,06	0,12	0,24	0,17
008	0,01	0,01	0,02	0,15
009	0,36	0,72	1,45	0,15
010	0,35	0,69	1,38	0,17
011	0,30	0,60	1,21	0,16
012	2,37	4,73	9,46	0,15
013	0,06	0,13	0,25	0,15
014	1,20	2,39	4,78	0,16
015	0,23	0,45	0,90	0,18
016	0,43	0,86	1,73	0,17
017	0,06	0,11	0,22	0,16
018	0,18	0,37	0,73	0,15
019	2,17	4,35	8,69	0,15
020	0,01	0,02	0,04	0,16
021	6,03	12,06	24,12	0,17
022	1,27	2,55	5,09	0,15
023	3,27	6,55	13,09	0,16
024	0,20	0,40	0,79	0,15
025	1,62	3,25	6,50	0,18
026	0,02	0,04	0,08	0,14

Sabendo-se a energia gerada e o potencial instalado, determinou-se o fator de capacidade para cada caso e parcela pela razão entre energia gerada e potencial instalado. Os resultados podem ser verificados na Tabela 20.

Tabela 20. Fator de capacidade de cada parcela do arranjo híbrido.

Usina	Parcela			
	Hídrica	Eólica - E53	Eólica - E115	Solar
001	0,95	0,18	0,25	0,17
002	0,95	0,05	0,07	0,17
003	-	0,12	0,17	0,16
004	0,95	0,28	0,36	0,16
006	0,95	0,31	0,39	0,16
007	0,95	0,23	0,30	0,17
008	-	0,14	0,18	0,15
009	0,95	0,14	0,20	0,15
010	0,95	0,16	0,23	0,17
011	0,95	0,12	0,17	0,16
012	0,95	0,21	0,29	0,15
013	0,95	0,16	0,24	0,15
014	0,95	0,28	0,36	0,16
015	-	0,28	0,35	0,18
016	0,95	0,25	0,32	0,17
017	-	0,27	0,34	0,16
018	0,95	0,04	0,06	0,15
019	0,95	0,15	0,22	0,15
020	0,95	0,25	0,33	0,16
021	-	0,15	0,21	0,17
022	0,95	0,14	0,19	0,15
023	-	0,11	0,15	0,16
024	0,95	0,31	0,38	0,15
025	0,95	0,19	0,26	0,18
026	0,95	0,10	0,14	0,14
Média	0,95 ± 0,00	0,18 ± 0,08	0,25 ± 0,09	0,16 ± 0,01

Assim como previsto, a vazão com permanência constante fez com que o fator de capacidade da parcela hídrica se mantivesse o mesmo, 95%, em todos os casos estudados, sendo os 5% de diferença resultado das perdas de carga na tubulação.

Em todas as usinas, o fator de capacidade do modelo de aerogerador E115 se mostrou superior ao do modelo E53, o que já era esperado, visto que o E115 é instalado a uma altura 76 metros superior ao E53, logo ele consegue aproveitar velocidades de vento maiores. Em média, o fator de capacidade do modelo E53 é de 18% e do E115 é de 25%.

O fator de capacidade da parcela solar variou entre 14% e 18%, sendo a média de 16%. Assim, é possível afirmar que, em comparação com a parcela eólica, o aproveitamento fotovoltaico variou menos de usina para usina. Esse fato pode ser melhor visualizado na Figura 45 que compara o fator de capacidade das parcelas solar e eólica com turbinas modelo E115.

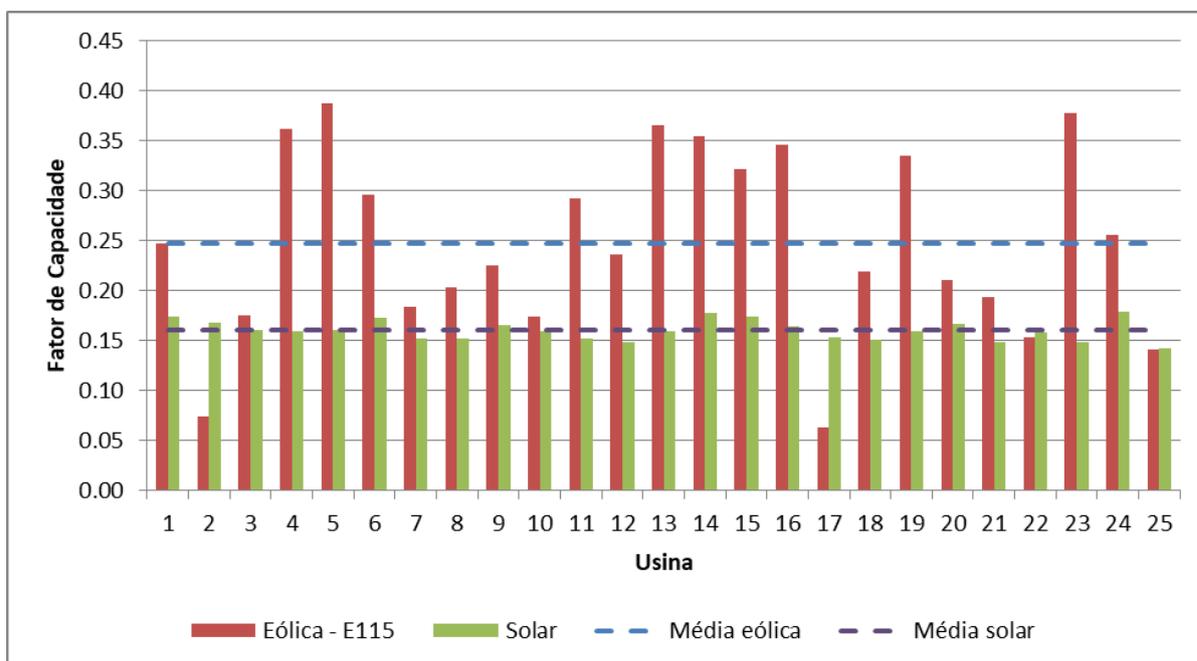


Figura 45. Fator de capacidade da parcela eólica utilizando o modelo de aerogerador E115 e da parcela solar.

Contudo, apesar da grande variação verificada no fator de capacidade do aproveitamento eólico, este se mostrou, em média, superior ao do aproveitamento solar fotovoltaico. Este fato somado a um menor custo de instalação do parque facilitam e conferem uma vantagem a sua viabilização econômica.

8.3.3. Análise econômica

Os resultados de NPC, encontrados no apêndice deste trabalho, demonstraram que as condições atuais de custo por kW instalado considerados neste trabalho resultaram:

Para um preço de venda de energia de R\$ 0,34 por kWh:

- Em 18 das 19 usinas aptas foi viável o aproveitamento do potencial remanescente;
- Em nenhuma usina foi viável o aproveitamento eólico utilizando uma turbina do modelo E53;
- Em 8 das 25 usinas analisadas foi viável o aproveitamento do potencial eólico com a turbina modelo E115;
- Em nenhuma usina foi viável o aproveitamento do potencial fotovoltaico;

Para um preço de venda de energia de R\$ 0,23 por kWh:

- Em 18 das 19 usinas aptas foi viável o aproveitamento do potencial remanescente;
- Em nenhuma usina foi viável o aproveitamento eólico seja com o modelo E53 ou E115;
- Em nenhuma usina foi viável o aproveitamento do potencial fotovoltaico;

Para um preço de venda de energia de R\$ 0,13 por kWh:

- Em 17 das 19 usinas aptas foi viável o aproveitamento do potencial remanescente;
- Em nenhuma usina foi viável o aproveitamento eólico seja com o modelo E53 ou E115;
- Em nenhuma usina foi viável o aproveitamento do potencial fotovoltaico;

Assim, conclui-se que, nas condições atuais de preço por kW instalado o arranjo híbrido por fonte solar e eólica não é economicamente viável na maioria dos casos. Dessa forma, utilizou-se a ferramenta de análise de sensibilidade do *Homer Legacy* para se determinar qual seria o preço do kW instalado que tornaria o arranjo híbrido a opção mais viável para as tarifas de R\$ 0,34, R\$ 0,23 e R\$ 0,13 por kWh gerado.

Essa análise de sensibilidade é apresentada pelo *Homer Legacy* de forma gráfica. Todos os resultados podem ser verificado no apêndice.

A Figura 46 é apresentada aqui como um exemplo para explicar a sua leitura. Ela apresenta os resultados de viabilidade com base no NPC e considerando fixo o preço de venda de energia em R\$ 0,34 por kWh.

No eixo das ordenadas tem-se o fator que multiplica o custo por kW instalado da parcela eólica composta pela turbina E115. Assim, para o valor de $y=0,5$ entende-se que se refere a um custo de instalação por kW de R\$ 3.750,00, ou seja, metade do valor adotado de R\$ 7.500,00. O eixo da abscissas segue o mesmo raciocínio só que para a parcela solar fotovoltaica.

O arranjo híbrido mais atrativo economicamente para a combinação de fatores que multiplicam a parcela eólica e solar é apresentado no gráfico por zonas coloridas.

Na zona amarela, onde no exemplo é dado por $y > 0,85$ e $x < 0,33$, o arranjo composto pelas parcelas solar e hídrica é o mais economicamente viável das opções, embora o incremento individual por fonte solar e remanescente também seja viável.

Reduzindo o fator que multiplica o custo do kW instalado da parcela eólica (y) e mantendo o valor do fator da solar menor que 0,33, tem-se a zona verde, onde o arranjo híbrido composto pelas fontes eólica, solar e hídrica é o mais atrativo economicamente, embora, como no caso anterior, o incremento individual das fontes também seja viável.

Mantendo-se $y < 0,85$ e aumentando o fator que multiplica a fonte solar, tem-se a zona cinza, onde, embora o arranjo híbrido eólico-hídrico passa a ser o mais atrativo, o complemento somente por fonte eólica ou remanescente também é viável.

Aumentando tanto o fator do arranjo eólico quanto o do solar, tem-se a zona azul, onde apenas aproveitar a vazão remanescente é viável.

Os resultados gráficos foram transcritos em forma de tabela ao se identificar o ponto de contato entre todas as zonas. Assim, será possível estabelecer qual o valor máximo do kW instalado que viabiliza os aproveitamentos solar e eólico na região do reservatório. No caso da Figura 46, o ponto dado por $y = 0,85$ e $x = 0,33$. Logo, para valores menores que estes o arranjo híbrido mais completo se torna a opção mais atrativa economicamente e os complementos individuais eólico e solar passam a ser viáveis.

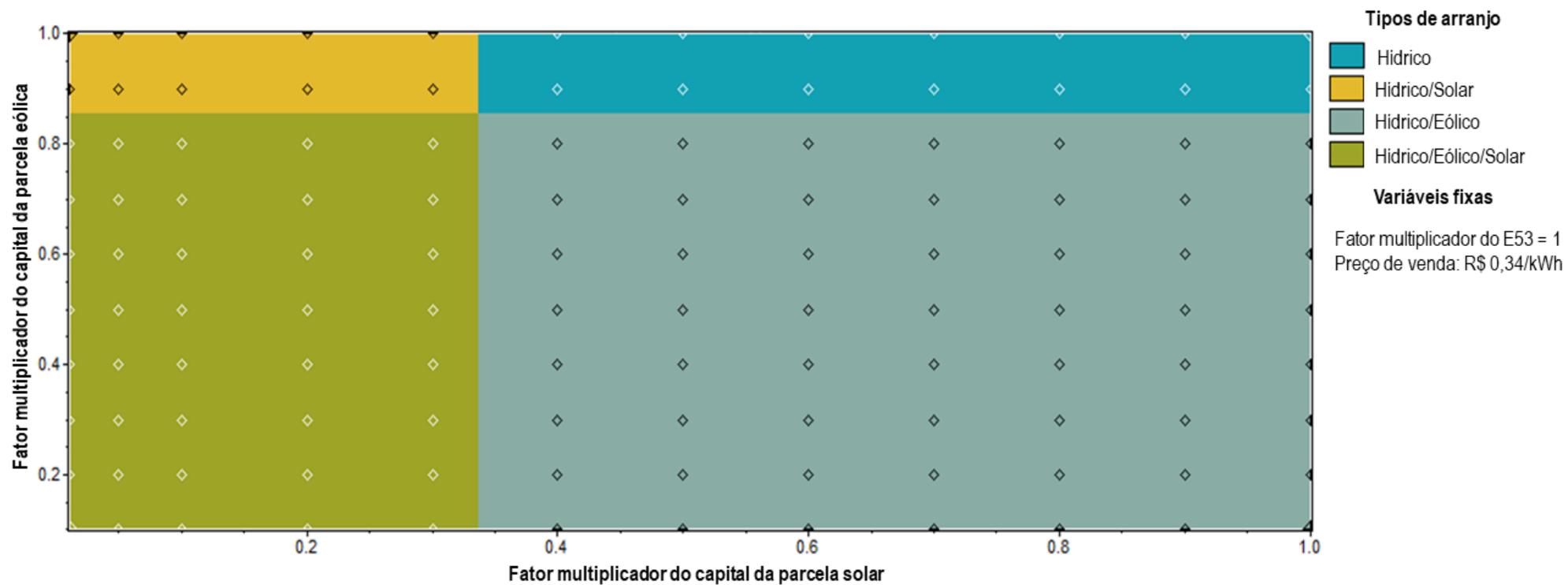


Figura 46. Análise de sensibilidade do custo por kW instalado e a viabilidade econômica do arranjo híbrido para a usina 001.

Como já dito, para algumas usinas não foi possível aproveitar a vazão remanescente, dessa forma para o arranjo híbrido que engloba o aproveitamento do potencial remanescente da usina mais o aproveitamento eólico e solar os resultados são apresentados na Tabela 21. Para o caso que considera que não há possibilidade aproveitar o potencial remanescente da usina e portanto só há a análise do incremento por fonte solar e eólica, os resultados estão apresentados na Tabela 22. Nestas tabelas o preço máximo que o aproveitamento solar fotovoltaico deve atingir é representado por “< PV”, enquanto que o preço máximo que o aproveitamento eólico, no seu arranjo mais viável, ou seja, utilizando o modelo E115, deve atingir é representado por “< E”. As usinas que apresentaram velocidade do vento abaixo de 4 m/s ou uma geração solar muito baixa que já seriam consideradas inviáveis logo em uma análise preliminar, foram excluídas da análise e estão representadas nas tabelas em valores vermelhos apenas para consulta.

Tabela 21. Preço do Watt instalado que viabiliza o arranjo híbrido composto pelo aproveitamento do potencial remanescente, solar e eólico.

Usina	R\$ 0,34		R\$ 0,23		R\$ 0,13	
	PV <	E <	PV <	E <	PV <	E <
1	R\$ 2,97	R\$ 6,38	R\$ 2,07	R\$ 4,35	R\$ 1,17	R\$ 2,55
2	R\$ 5,22	R\$ 1,80	R\$ 3,51	R\$ 1,34	R\$ 2,07	R\$ 0,38
4	R\$ 4,68	R\$ 7,50	R\$ 3,42	R\$ 6,23	R\$ 1,71	R\$ 3,60
6	R\$ 4,77	R\$ 7,50	R\$ 3,42	R\$ 6,68	R\$ 1,71	R\$ 3,68
7	R\$ 5,13	R\$ 7,43	R\$ 3,42	R\$ 5,10	R\$ 2,07	R\$ 3,00
9	R\$ 4,41	R\$ 5,25	R\$ 3,42	R\$ 3,60	R\$ 1,71	R\$ 2,10
10	R\$ 0,90	R\$ 5,85	R\$ 0,45	R\$ 3,90	R\$ 0,09	R\$ 2,18
11	R\$ 4,77	R\$ 4,50	R\$ 3,42	R\$ 2,93	R\$ 1,71	R\$ 1,88
12	R\$ 3,42	R\$ 7,35	R\$ 3,42	R\$ 5,10	R\$ 1,71	R\$ 2,93
13	R\$ 4,41	R\$ 5,93	R\$ 3,15	R\$ 4,20	R\$ 1,71	R\$ 2,25
14	R\$ 5,04	R\$ 7,50	R\$ 3,51	R\$ 6,38	R\$ 1,71	R\$ 3,60
16	R\$ 5,31	R\$ 7,50	R\$ 3,51	R\$ 5,63	R\$ 2,34	R\$ 3,15
18	R\$ 4,50	R\$ 1,73	R\$ 3,33	R\$ 1,35	R\$ 0,45	R\$ 1,50
19	R\$ 4,32	R\$ 5,70	R\$ 3,51	R\$ 3,68	R\$ 1,71	R\$ 2,25
20	R\$ 4,95	R\$ 7,50	R\$ 3,42	R\$ 5,85	R\$ 1,71	R\$ 3,45
22	R\$ 4,41	R\$ 5,03	R\$ 3,42	R\$ 3,53	R\$ 1,71	R\$ 2,10
24	R\$ 4,50	R\$ 7,50	R\$ 3,15	R\$ 6,60	-	-
25	R\$ 5,31	R\$ 6,60	R\$ 3,60	R\$ 4,43	R\$ 2,61	R\$ 2,70
26	R\$ 4,32	R\$ 3,60	R\$ 2,97	R\$ 2,55	R\$ 1,71	R\$ 1,50

Tabela 22. Preço do Watt instalado que viabiliza o arranjo hídrico composto pelo aproveitamento do solar e eólico

Usina	R\$ 0,34		R\$ 0,23		R\$ 0,13	
	PV <	E <	PV <	E <	PV <	E <
3	R\$ 4,95	R\$ 4,43	R\$ 3,42	R\$ 2,93	R\$ 1,71	R\$ 2,03
8	R\$ 4,41	R\$ 4,73	R\$ 3,42	R\$ 3,30	R\$ 1,71	R\$ 2,03
15	R\$ 5,22	R\$ 7,50	R\$ 3,51	R\$ 6,00	R\$ 2,25	R\$ 3,60
17	R\$ 4,95	R\$ 6,08	R\$ 3,42	R\$ 5,93	R\$ 1,71	R\$ 3,53
21	R\$ 5,31	R\$ 5,25	R\$ 3,51	R\$ 3,68	R\$ 2,16	R\$ 2,18
23	R\$ 4,68	R\$ 3,90	R\$ 3,51	R\$ 2,85	R\$ 1,71	R\$ 1,43
24	-	-	-	-	R\$ 1,71	R\$ 3,68

Os valores médios dos resultados apresentados nas Tabelas 22 e 23, e que viabilizam o complemento e instalação eólico e solar fotovoltaico nos reservatórios de usinas hidrelétricas já existentes, são mostrados a seguir na Tabela 23.

Tabela 23. Preço médio do kW instalado que viabiliza a instalação eólica e solar fotovoltaica.

Fonte	Preço de venda do kWh		
	R\$ 0,34	R\$ 0,23	R\$ 0,13
Solar fotovoltaica (PV)	R\$ 4.781,74 ± 356,20	R\$ 3.408,26 ± 141,80	R\$ 1.857,27 ± 265,75
Eólica (E)	R\$ 6.400,00 ± 1.1173,54	R\$ 4.760,71 ± 1.270,72	R\$ 2.782,14 ± 673,29

Considerando os preços apresentados na Tabela 23, é possível traçar uma curva que descreva o custo máximo que viabiliza a instalação eólica e solar por preço de venda da energia (Figura 47).

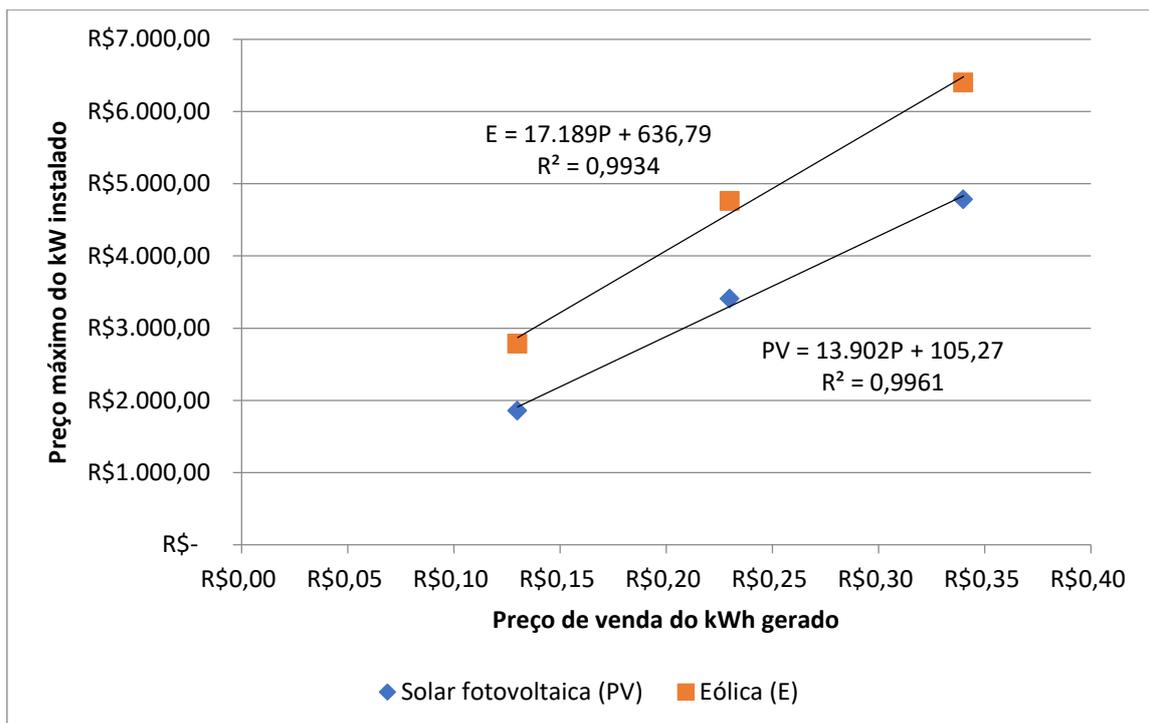


Figura 47. Curvas que descrevem o preço máximo do kW instalado que viabiliza o incremento por fonte solar fotovoltaica e eólica segundo um preço de venda de energia.

Assim, para o incremento eólico, o preço do kW instalado que o viabiliza pode ser encontrado em função do preço de venda do kWh através da equação (29), enquanto que para o incremento de geração por fonte solar fotovoltaica, através da equação (30):

$$E = 17.189P + 636,79 \quad (29)$$

$$PV = 13.902P + 105,27 \quad (30)$$

Onde,

E : é o custo máximo por kW instalado que viabiliza o aproveitamento eólico [R\$/kW_{instalado}];

PV : é o custo máximo por kW instalado que viabiliza o aproveitamento solar fotovoltaico [R\$/kW_{instalado}];

P : o preço de venda do kWh produzido.

Ao associar as características das regiões das usinas como irradiação (Tabela 14) e velocidade do vento (Tabela 16) com o custo máximo do kW instalado que viabiliza a geração solar fotovoltaica e eólica, são possíveis estipular a tendência do preço.

Assim, para cada preço de venda do kWh gerado analisado, são apresentadas, na Figura 48, as curvas de preço máximo do kW instalado que viabiliza o aproveitamento solar fotovoltaico em função da irradiação global e, na Figura 49, as curvas de preço máximo do kW instalado que viabiliza o aproveitamento eólico em função da velocidade do vento na altura do aerogerador.

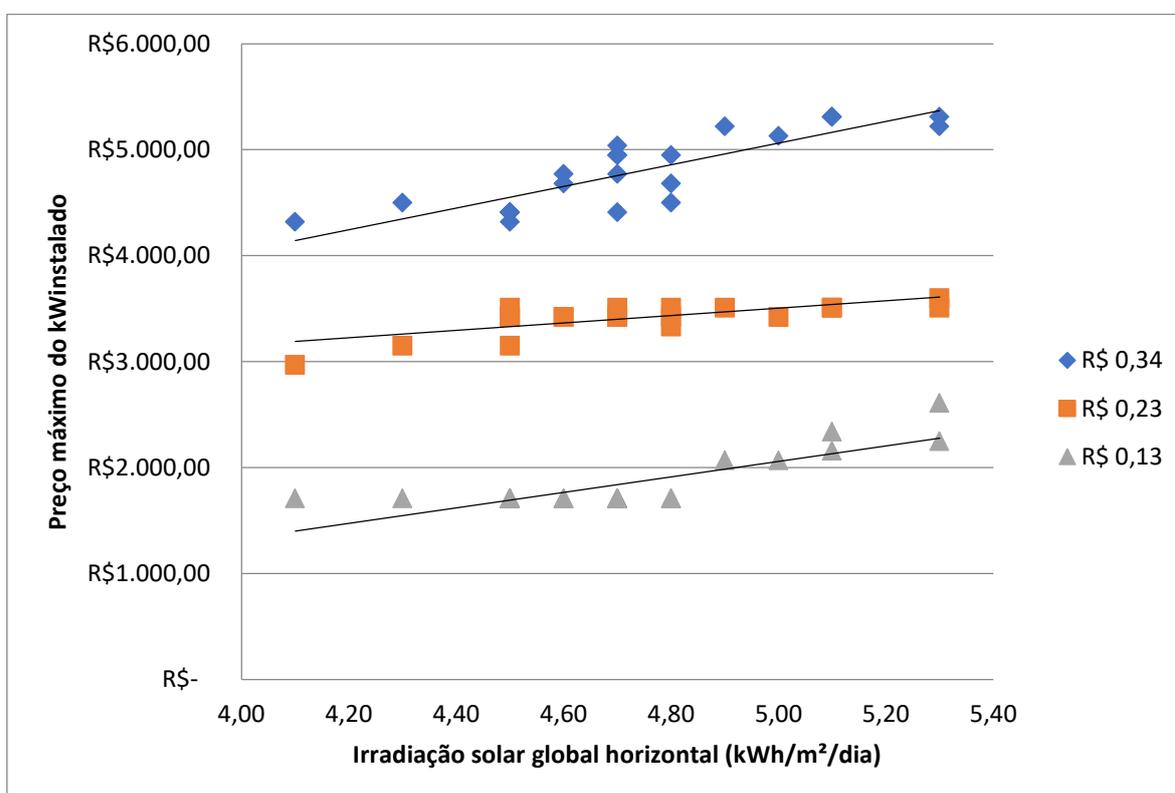


Figura 48. Preço máximo do kW instalado que viabiliza o aproveitamento solar fotovoltaico em função da irradiação global horizontal do local.

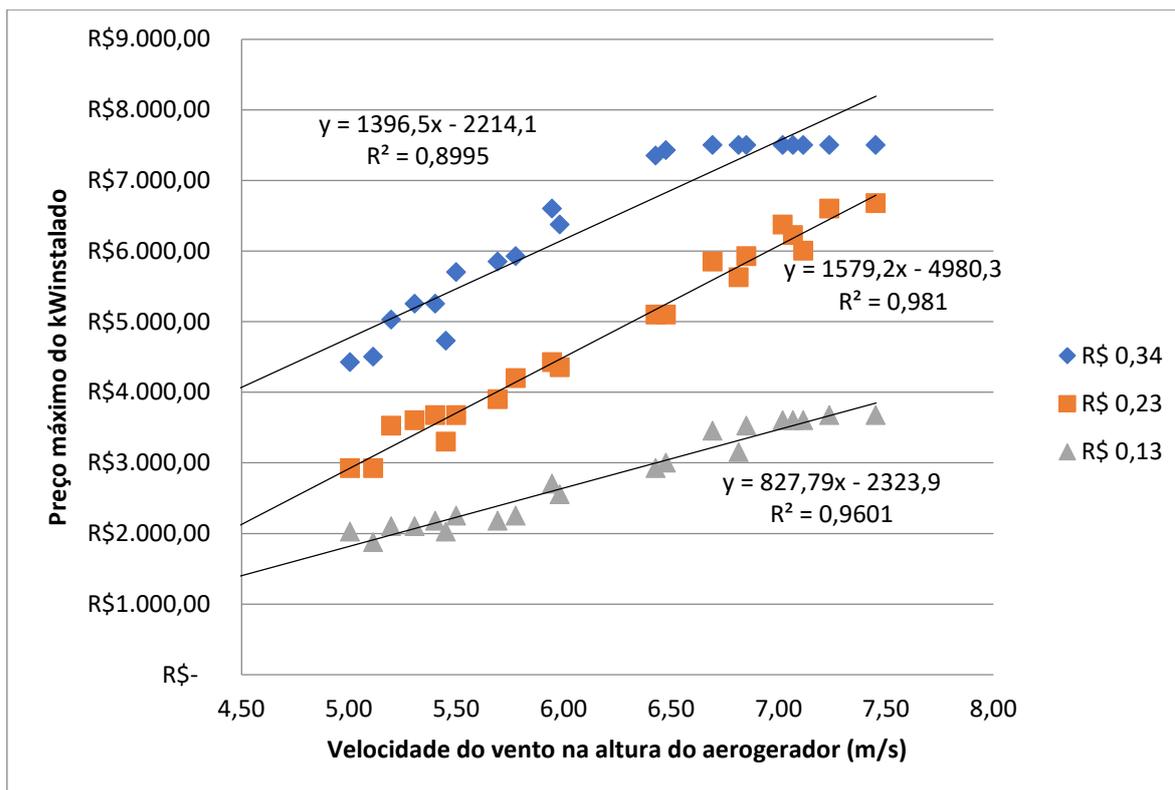


Figura 49. Preço máximo do kW instalado que viabiliza o aproveitamento eólico em função da velocidade do vento na altura do aerogerador.

Os preços de venda de energia assumidos para a simulação no *Homer Legacy* foram adotados em uma etapa prévia a determinação da potência instalada de cada aproveitamento. Assim, visando representar um preço de venda que reflita de forma mais adequada e justa as condições atuais de mercado e que seja coerente com um possível valor de leilão para esse tipo de usina, será calculada a tarifa média ponderada considerando a representatividade do potencial instalado de cada fonte de energia e o seu respectivo preço de venda nos leilões atuais, apresentados na Tabela 24.

Tabela 24. Preço de venda de energia atualizado e por fonte de energia.

Fonte	Preço de venda de energia (R\$/kWh)		
	Mínimo	Média	Máximo
Eólica	0,1283	0,1944	0,2462
Fotovoltaica	0,2432	0,3101	0,3411
PCH/CGH	0,1547	0,2127	0,3349

Fonte: CCEE, 2017.

Logo, a tarifa ponderada que melhor representa o preço de venda de energia que deve ser adotado para a usina híbrida pode ser determinada pela equação (31).

$$P_p = \sum_{n=1}^i \frac{PI_i P_i FC_i}{PI_i FC_i} \quad (31)$$

Onde,

PI_i : Potência instalada para a fonte i ;

P_i : preço de venda de energia verificado nos leilões já realizados para a fonte i ;

FC_i : fator de capacidade da usina da fonte i .

Assim, o preço de venda ponderado considerando os preços de venda médio, mínimo e máximo apresentados pela Tabela 24, pode ser verificado na Tabela 25.

Tabela 25. Preço de venda de energia ponderado para a usina híbrida.

Usina	Preço de venda ponderado em R\$/kWh considerando o valor de venda:		
	Médio	Máximo	Mínimo
001	0,2272	0,1656	0,3156
002	0,2132	0,1534	0,3192
003	0,2176	0,1589	0,3325
004	0,2101	0,1489	0,3039
006	0,2074	0,1461	0,3001
007	0,2144	0,1513	0,2906
009	0,2117	0,1531	0,3290
010	0,2310	0,1705	0,3284
011	0,2621	0,1975	0,3193
012	0,2220	0,1623	0,3280
013	0,2478	0,1852	0,3242
014	0,2138	0,1539	0,3189
015	0,2469	0,1843	0,3238
016	0,2434	0,1784	0,2993
017	0,2324	0,1712	0,3234
018	0,2138	0,1556	0,3339
019	0,2153	0,1568	0,3325
020	0,2643	0,1984	0,3097
021	0,2121	0,1537	0,3306
022	0,2752	0,2107	0,3311

Usina	Preço de venda ponderado em R\$/kWh considerando o valor de venda:		
	Médio	Máximo	Mínimo
023	0,2484	0,1865	0,3316
024	0,2727	0,2062	0,3116
025	0,2253	0,1650	0,3250
026	0,2788	0,2130	0,3239
Média	0,2336	0,1719	0,3202

O preço de venda de energia da usina híbrida se encontra entre R\$ 0,3202 e R\$ 0,1719 por kWh, sendo em média igual a R\$ 0,2336 por kWh. Assim, aplicando as equações (29) e (30), tem-se que para tornar viável o arranjo híbrido formado pelas fontes eólicas e solares fotovoltaicas associadas ou não ao aproveitamento do potencial remanescente é necessário atingir um valor máximo de R\$ 4.650,00 por kW instalado para o incremento eólico e de R\$ 3.350,00 por kW instalado para o solar fotovoltaico.

Desse modo, embora a solução híbrida não seja totalmente viável nas condições estabelecidas, estudos realizados pela IRENA (2015b) demonstram que atualmente já é possível atingir valores da ordem de 1.810 (USD/kW_{instalado}) para usinas fotovoltaicas e de 1.560 (USD/kW_{instalado}) para usinas eólicas. Sendo que, a previsão é que esses valores caiam em 2025 para 790 (USD/kW_{instalado}) e 1.370 (USD/kW_{instalado}), respectivamente. O que considerando uma taxa de conversão do dólar de R\$ 3,30, representa atualmente R\$ 2.600 por kW instalado para a fonte solar e R\$ 4.500 por kW instalado para a fonte eólica.

Aplicando os gráficos das figuras 48 e 49, a projeção feita pela IRENA (2015b) viabilizaria até 2025 todos os aproveitamentos solares fotovoltaicos em reservatórios e os aproveitamentos eólicos para velocidade de vento na altura do aerogerador a partir de 6 m/s, o que corresponderia a metade das usinas da amostra.

8.4. Garantia física do arranjo híbrido

A garantia física de cada parcela do arranjo híbrido segundo os critérios definidos na metodologia pode ser verificada na Tabela 26. A garantia física total é a soma das parcelas do arranjo híbrido com a garantia física da usina já existente segundo a metodologia A que foi posposta nos itens anteriores devido a sua melhor adequação a energia gerada.

Os resultados demonstram que o aproveitamento da vazão remanescente poderia, na amostra analisada, incrementar a garantia física em 7,16 MW_{médios}, já o aproveitamento da energia eólica seria capaz de incrementar a garantia física em 27,26 MW_{médios} e a energia solar fotovoltaica em 79,40 MW_{médios}. No total, o arranjo híbrido acrescentaria ao sistema 113,82 MW_{médios}, valor este equivalente a 60% da atual garantia física das usinas hidrelétricas de pequeno porte da amostra. Ao final, ao se considerar a metodologia A de modificação na garantia física das usinas hidrelétricas despachadas não-centralizadamente que confere maior segurança do atendimento da demanda, a garantia física total da amostra considerando o arranjo híbrido será de 263,90 MW_{médios}.

Tabela 26. Garantia física total da usina híbrida.

Usina	Parcela (MWmédio)			Incremento total na garantia física (MWmédio)	Garantia física total (MWmédio)
	Remanescente	Eólica	Fotovoltaica		
001	0,26	0,59	0,59	1,44	3,03
002	0,01	0,18	0,05	0,24	1,19
003	0,00	0,42	0,91	1,33	11,92
004	0,19	0,87	0,12	1,18	2,85
006	0,01	0,93	0,18	1,11	2,83
007	0,02	0,71	0,23	0,97	1,60
009	0,05	0,49	1,39	1,92	16,83
010	0,02	0,54	1,33	1,89	7,34
011	0,07	0,42	1,16	1,65	7,71
012	0,30	0,70	9,09	10,09	10,72
013	0,25	2,84	0,24	3,33	15,31
014	0,21	0,88	4,59	5,67	7,75
015	0,00	1,70	0,87	2,57	7,97
016	0,03	0,77	1,66	2,46	3,23
017	0,00	0,83	0,21	1,04	3,07
018	0,07	0,15	0,71	0,93	17,70

Usina	Parcela (MWmédio)			Incremento total na garantia física (MWmédio)	Garantia física total (MWmédio)
	Remanescente	Eólica	Fotovoltaica		
019	5,07	0,53	8,35	13,94	36,10
020	0,01	4,02	0,04	4,07	5,41
021	0,00	0,51	23,16	23,67	38,88
022	0,48	2,32	4,89	7,68	13,68
023	0,00	0,73	12,57	13,30	28,09
024	0,00	4,53	0,76	5,28	5,56
025	0,09	0,61	6,24	6,94	12,87
026	0,02	1,01	0,08	1,10	1,46
Σ	7,16	27,26	79,40	113,82	263,09

A relação entre a metodologia atual de cálculo da garantia física e a da usina híbrida simulada pode ser visualizado na Figura 50.

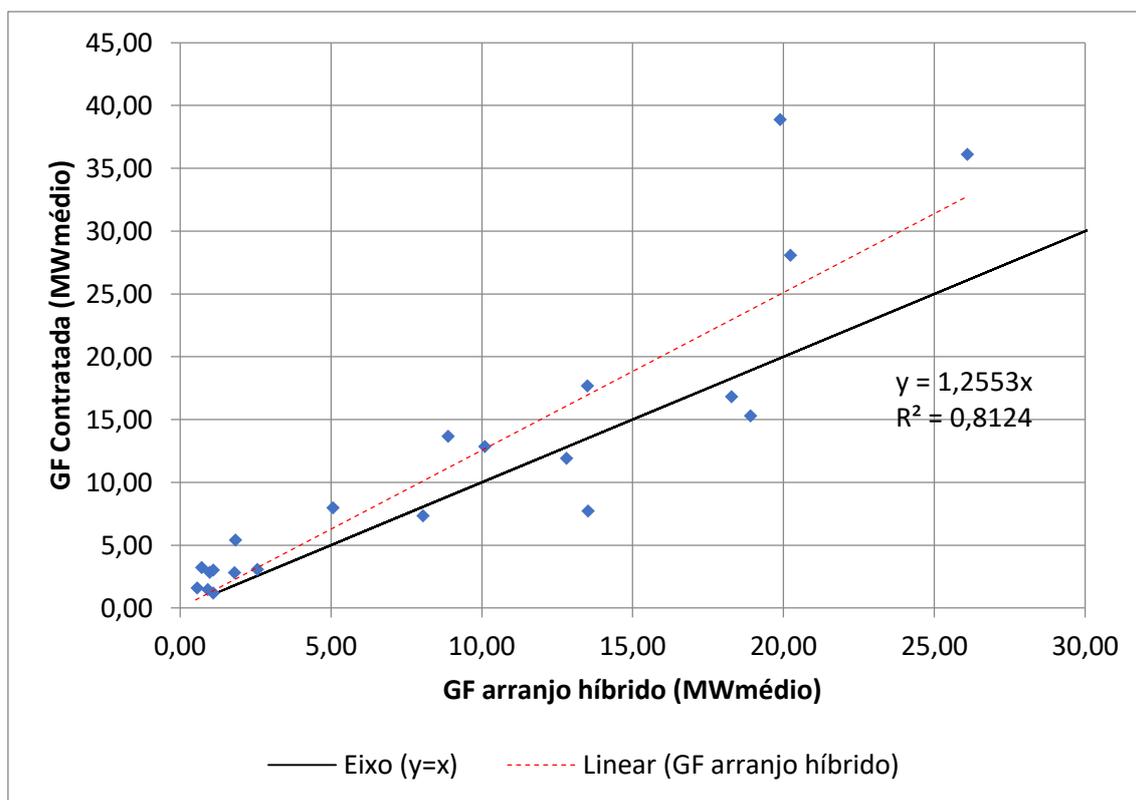


Figura 50. Relação entre a garantia física da usina já existente segundo a metodologia atual e a garantia física total da usina híbrida.

OBS: foram desconsiderados os valores outliers.

CAPÍTULO 9: CONCLUSÕES

Os resultados apresentados permitiram concluir que a atual metodologia de cálculo da garantia física requer modificações para se adequar de forma mais fiel a energia gerada.

O estudo de elasticidade demonstrou que o rendimento do grupo gerador e perda de carga variam de forma significativa com a variação da vazão, sendo que, atualmente eles são considerados parâmetros constantes.

Os novos métodos propostos, e já apresentados por CERPCH (2016), demonstraram que quando se utiliza médias mensais no cálculo da GF, os empreendimentos apresentam valores de GF acima da energia gerada. E quando este cálculo é realizado com médias diárias, os valores ficam abaixo. Contudo, em todos os casos, os métodos que utilizam vazões diárias se aproximaram mais da geração real das usinas.

A consideração da curva de permanência no FC_{EM} não impactou significativamente no cálculo da GF dos métodos que utilizaram vazões médias mensais. Associa-se este comportamento ao fato de que raramente um mês apresentará uma vazão média mensal inferior à vazão de engolimento mínimo.

Em relação à utilização de séries médias diárias, a consideração do rendimento e perda de carga como parâmetros variáveis em função da vazão refina o cálculo da GF. A comparação entre os métodos A, C e F permite a avaliação quanto à consideração do engolimento mínimo, ou seja, avalia se o engolimento mínimo deve condicionar a contabilização diária da vazão (método A), ser considerado como uma parcela da TEIF (método C), ou se deve ser considerado no Fator de Corte devido ao Engolimento Mínimo, FC_{EM} , a partir da curva de permanência (método F). Nota-se que, apesar de todos esses métodos apresentarem uma boa correlação, o método A foi o que melhor se aproximou, em média, da energia real gerada com um K de 0,987 e um R^2 de 0,893.

Desta forma, verifica-se que o método que se mostra mais adequado é o A, pois considera no seu cálculo: a vazão média diária; o engolimento mínimo condicionando a contabilização diária da GF; e a perda de carga e rendimento

dependentes da vazão. Por essa razão, este será o método sugerido por este trabalho.

Quanto ao incremento híbrido conclui-se que o preço de venda do kWh gerado que melhor retrata a realidade de um possível leilão de energia, ao se considerar o preço médio de venda registrado no CCEE para cada fonte e o seu respectivo potencial instalado, é de R\$ 0,23.

Além disso, ao se analisar individualmente cada fonte utilizada no incremento híbrido é possível concluir que:

O aproveitamento do potencial remanescente se mostrou o mais viável dos incrementos, sendo possível a sua implementação em 18 das 19 usinas analisadas para um preço de venda do kWh de R\$ 0,34 e R\$ 0,23 e em 17 das 19 usinas para um preço de venda do kWh de R\$ 0,13. Tal resultado já era esperado visto que apresenta um fator de capacidade próximo a um, utiliza parte significativa da estrutura já existente das PCHs e CGHs e permitiu o uso de grupos geradores mais econômicos como as Bombas Funcionando como Turbina (BFTs). Assim, acredita-se ser altamente recomendável aplicar essa solução nas usinas hidrelétricas já operantes no Brasil, pois permitiria aumentar a geração por fonte renovável sem demandar grandes investimentos e impactos socioambientais, podendo ser uma opção atraente para incrementar a garantia física da usina.

O aproveitamento solar fotovoltaico por painéis flutuantes instalados nos reservatórios demonstrou que apesar das características regionais, o fator de capacidade não variou muito, ficando entre 14% e 18% para irradiações solares globais que variaram entre 4,1 e 5,3 kWh/m²/dia. Assim, apesar de nenhum empreendimento se mostrar viável para o preço de R\$ 9.000,00 por kW instalado adotado neste trabalho, acredita-se que ao se atingir um preço de instalação competitivo, o aproveitamento solar fotovoltaico poderá ser amplamente utilizado no país. A ferramenta de análise de elasticidade do *Homer Legacy* apontou que esse valor competitivo é da ordem de R\$ 3.350,00 por kW instalado. A projeção feita pelo IRENA (2015b) apresenta que até 2025 este valor pode ser superado chegando a R\$ 2.600,00 por kW instalado, viabilizando o aproveitamento solar em todas as usinas da amostra.

Em comparação com a energia hídrica e solar, o aproveitamento eólico se mostrou altamente suscetível a velocidade do vento que ao ser variada impactou de forma mais significativa a energia gerada. De modo que, ao se utilizar dois aerogeradores de características semelhantes, mas um instalado a 73 metros e outro a 149 metros, obteve-se um fator de capacidade de 18% para o primeiro caso e de 25% para o segundo. E apesar do aproveitamento solar fotovoltaico não ser viável em nenhum dos casos analisados, para as regiões que apresentaram velocidades superiores a 6,7 m/s na altura do aerogerador foi viável o incremento por fonte eólica, o que nesta amostra representou 8 das 25 usinas estudadas. A ferramenta de análise de elasticidade do *Homer Legacy* permitiu estimar um preço médio máximo de R\$ 4.650,00 por kW instalado que viabilizaria o incremento eólico para velocidades do vento na altura do aerogerador a partir de 6 m/s e preços de venda de energia superiores a R\$ 0,23 por kWh. Pela projeção feita pela IRENA (2015b), esse valor seria amplamente atingido em 2025, sendo que atualmente o preço médio do kW instalado pode atingir, em alguns casos, R\$ 5.200,00, o que viabiliza empreendimentos em regiões com velocidades de vento superiores a 6,5 m/s e preços de venda de energia maiores que R\$ 0,23 por kWh gerado.

Por fim, conclui-se que todas as medidas propostas neste trabalho permitiriam aumentar a confiabilidade na garantia física e possibilitariam aproveitar instalações de usinas já operantes para geração por complemento híbrido renovável. Só nesta amostragem, a garantia física do sistema poderia ser incrementada em 113,82 MW_{médios}, o que corresponde a 60% dos atuais 189 MW_{médios} de garantia física vigente da amostra, chegando a um total de 263,09 MW_{médios} quando se considera o arranjo híbrido completo e com a garantia física das usinas já existentes revisada pelo método A.

Como sugestão para trabalhos futuros tem-se a análise da confiabilidade do cálculo da garantia física de empreendimentos eólicos e solares, principalmente no que se refere ao uso da P90 para usinas eólicas e P50 para as solares. A revisão da garantia física de usinas de grande porte despachadas de forma centralizada pelo ONS e a quantificação dos impactos que a inserção de fontes intermitentes podem gerar no Mecanismo de Realocação de Energia.

REFERÊNCIAS

- [1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCH'S E CGH'S - ABRAPCH. **Os impactos da Lei nº 13.360/2016 no Setor Elétrico brasileiro.** Disponível em: <http://www.abrapch.org.br/Noticias/1646/os-impactos-da-lei-n-133602016-no-setor-eletrico-brasileiro>. Acesso em: 19/06/2017.
- [2] ALVES. J. J. A. **Análise regional da energia eólica no Brasil.** Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional. v. 6, n.1, p. 165-188, 2010, Taubaté, SP.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS – ANA. **Caderno de Recursos Hídricos: Disponibilidade e Demanda de Recursos Hídricos no Brasil.** 2005. Brasília – DF. Disponível em: <http://arquivos.ana.gov.br/planejamento/planos/pnrh/VF%20DisponibilidadeDemanda.pdf>. 29/05/2017.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS - ANA. **HIDROWEB.** Disponível em: <http://hidroweb.ana.gov.br/default.asp>. Acesso em: 12/02/2016.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Consulta Processual.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultaprocessual/index.cfm>. Acesso em: 22/01/2016.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Aspectos Institucionais.** 2003. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_1_1.htm. Acesso em: 22/05/2017.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **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: 17/06/2017.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Energia Assegurada.** 2005. Disponível em:

- <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>. Acesso em: 05/06/2017.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Manual do ACATI: Procedimentos para alteração de características técnicas de empreendimentos que comercializaram energia no Ambiente de Contratação Regulado**. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/Doc/Manual%20Documenta%C3%A7%C3%A3o%20ACATI.pdf>. Acesso em: 22/06/2017.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 13/04/2017.
- [11] ARAÚJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.
- [12] ASSIREU, A.; PIMENTA, F.; SOUZA, V. **Assessment of the wind power potential of hydroelectric reservoirs**. Energy Resources: Development, Distribution, and Exploitation, v. 1, p. 1-30, 2011.
- [13] BERTONI J. C.; TUCCI, C. E. M. **Hidrologia: Ciência e aplicação**. Porto Alegre: UFRGS, 2007. p. 177-241.
- [14] BOSHIN, F. C. **A nova Lei 13.360/2016 (MP 735) e o impacto sobre as PCHs e as CGHs**. 2017. Disponível em: <http://www.sbsp.com.br/a-nova-lei-13-3602016-mp-735-e-o-impacto-sobre-as-pchs-e-as-cghs/>. Acesso em: 19/07/2017.
- [15] 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.
- [16] CASTRO, N. J. D.; BRANDÃO, R. GESEL. **Textos de Discussão do Setor Elétrico. Problemas no cálculo das garantias físicas para**

- os leilões de energia nova**, 2009. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf>. Acesso em: 15 Julho 2017.
- [17] CAZZANIGA, R.; CICU M.; ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P.; TINA, G. M.; VENTURA, C. **Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. p. 1730-1741, 2017.
- [18] CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – CERPCH. **Reavaliação da metodologia de cálculo e revisão da Garantia Física de Usinas Hidrelétricas não despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional**. 2016. Itajubá, MG.
- [19] CHAPALLAZ, J. M.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G.; **Manual on Pumps Used as Turbines**; MHPG Series; Vol. 11; Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH; Germany, 1992.
- [20] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA - CRESESB. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias**. 2008. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf. Acesso em: 21/06/2017.
- [21] CENTRO DE PREVISÃO DE TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS - CPTEC/INPE. **SPI**. Disponível em: <http://clima1.cptec.inpe.br/spi/pt>. Acesso em 18/02/2016.
- [22] COMISSÃO DE SERVIÇOS E INFRAESTRUTURA. **Parecer sobre o projeto de lei nº 107, de 2017**. 2017. Disponível em: <http://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=7352405&disposition=inline>. Acesso em: 03/01/2018.
- [23] DEWI, Instituto Alemão de Energia Eólica. **Energia Eólica**. Wilhelmshaven: DEWI, 1998. 86 p. Tradução do alemão pelo português: Eletrobrás.

- [24] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- [25] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS – EPE. **Norma Técnica 072: Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90.** 2013. Disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202013/EPE-DEE-NT-072_2013_r0.pdf. Acesso em: 22/06/2017.
- [26] FERRER-GISBERT, C. et al. **A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs.** Renewable Energy, n. 60, p. 63-70, 2013. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113002231>>. Acesso em: 18/06/2017.
- [27] FONTES, G. A.; XAVIER, Y. M. A.; GUIMARÃES, P. B. **Princípio Fundamental ao Meio Ambiente: Pequenas Centrais Hidrelétricas na Matriz Energética Brasileira.** Constituição e Garantia de Direitos. Vol. 1. Ano 4. 2010.
- [28] HENN, E. L. **Máquinas de Fluido.** Santa Maria: Editora UFSM, 2011.
- [29] HYDROLINK. **Horizontal Compact Pelton turbine.** Disponível em: <http://www.hydrolink.cz/en/pelton-turbines/hhp-h-type-horizontal-compact-pelton-turbine-4.html>. Acesso em: 19/06/2017.
- [30] INPE. **Dados de SPI 12.** 2015. Disponível em: <http://clima1.cptec.inpe.br/spi/pt>. Acesso em: 20/02/2015.
- [31] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. **Smart grids and renewables a cost-benefit analysis guide for developing countries.** 2015a. Disponível em: <http://www.irena.org/publications/2015/Oct/Smart-Grids-and-Renewables-A-cost-benefit-analysis-guide-for-developing-countries>. Acesso em: 07/08/2017.

- [32] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. **The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.** 2015b. Disponível em: <http://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>. Acesso em: 01/11/2017.
- [33] JUNIOR, R. S. C. D.; LIMA G. M.; BORTONI, E. C.; VIANA, A. C.; **Integração de Microcentrais Hidrelétricas Utilizando Bombas Funcionando como Turbinas e Gerador de Indução.** In: The 10th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2013.
- [34] REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. **Pumped hydro energy storage system: A technological review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 44, p. 586-598, 2015.
- [35] LIRA, A. G. **Análise das incertezas na estimativa da produção de energia em parques eólicos.** 2012. 97 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2012.
- [36] MELO, L. D. **Análise de critérios para a definição de vazão remanescente em projetos de usinas hidrelétricas.** 2011. 190 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- [37] MENDEIROS, D. M. **A utilização de bombas operando como turbinas e geradores de indução na geração de energia elétrica.** 2004. 129 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Itajubá, 2004.
- [38] Ministério de Minas e Energia – MME. **Banco de dados.** 2015.
- [39] Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão – MP. **i3Geo.** Disponível em: <https://softwarepublico.gov.br/social/i3geo>. Acesso em: 24/09/2017.
- [40] NETO, J.D.A.; PASQUALI, L. M.; MAESTRI, R. D.; BELUCO, A. **Três locais para implementação de usinas hidrelétrica reversível ao**

- sul dos aparados da serra, no litoral norte do RS.** 2012. Disponível em: <http://www.beluco.net/citations/dagostini-pasquali-maestri-beluco-2012-pch-noticias.pdf>. Acesso em: 15/11/2017.
- [41] ORTIZ, L. S. **Energia renováveis sustentáveis: uso e gestão participativa no meio rural.** Porto Alegre: Núcleo Amigos da Terra/Brasil, p. 64. 2005.
- [42] PEREIRA, J. L. M.; CONCEIÇÃO, F. W. S.; RAMOS, V. M.; SOUSA, A. R. M.; NUNES, M. V. A.; FONSECA, W. S. **Exploração de energia solar no lago da usina hidrelétrica de Balbina através de painéis flutuantes.** 2017. In: XXIV SNPTEE. Curitiba - SC, Outubro 2017.
- [43] PINTO, L. ABRAPCH. **A garantia física das usinas brasileiras: A expectativa e a realidade,** 2014. Disponível em: < <http://www.abrapch.org.br/admin/arquivos/arquivos/3/relatorio-garantia-fisica-1-768-350.pdf> >. Acesso em: 15 Julho 2017.
- [44] SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. **Floating photovoltaic power plant: A review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 66, p. 815-824, 2015.
- [45] SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em: 18/06/2017.
- [46] SOUZA, Z.; SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. C.; **Centrais Hidrelétricas: Implantação e Comissionamento.** 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2009, p. 520.
- [47] TIAGO FILHO, G., **L. Economic feasibility of financial development of projects of SHPs.** In: VII Conference of Hydroelectric Power Stations, Convention Center the Novotel Center Norte, Sao Paulo - SP, 03 and August 04, 2011.
- [48] TOMAZ, P. **Vazão base e vazão mínima ecológica.** Disponível em:

http://www.pliniotomaz.com.br/downloads/capitulo105_vazao_ecologica.pdf. Acesso em: 02/06/2017.

- [49] TOLMASQ/U/IM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio Janeiro: Synergia, 2011.
- [50] TUCCI, C. E. M. **Hidrologia: ciência e aplicação**. 4ª. ed. Porto Alegre: Editora da UFGRS/ABRH, 2012. p.177-242.
- [51] TUCCI, C. E. M. **Regionalização de vazão**. Porto Alegre: UFRGS, 2002, p. 256.
- [52] VATTERNFALL. **Geesthacht Pumped-Storage Power Plant**. Disponível em: <https://powerplants.vattenfall.com/geesthacht>. Acesso em: 18/11/2017.
- [53] VIANA, A. N. C. **Comportamento de Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas Hidráulicas**. 1987. Dissertação (Mestrado Engenharia Mecânica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI, Itajubá, 1987.
- [54] VIANA, A. N. C. **Bombas funcionando como Turbinas**. Itajubá: Editora ACTA, 2012.

APÊNDICES

APÊNDICE I: NPC do aproveitamento do potencial remanescente segundo o preço de venda do kWh.

Usina	Preço de venda do kWh		
	R\$ 0,34	R\$ 0,23	R\$ 0,13
001	-R\$ 7.645.833,00	-R\$ 4.852.140,00	-R\$ 2.312.418,00
002	-R\$ 450.830,00	-R\$ 450.830,00	-R\$ 164.796,00
003	R\$ 17.786.972,00	R\$ 17.786.972,00	R\$ 17.786.972,00
004	-R\$ 5.800.603,00	-R\$ 3.681.135,00	-R\$ 1.764.348,00
006	-R\$ 196.052,00	-R\$ 130.063,00	-R\$ 6.876,00
007	-R\$ 813.833,00	-R\$ 545.208,00	-R\$ 301.004,00
008	-	-	-
009	-R\$ 1.509.133,00	-R\$ 1.011.505,00	-R\$ 559.115,00
010	-R\$ 738.046,00	-R\$ 494.270,00	-R\$ 272.656,00
011	-R\$ 2.379.370,00	-R\$ 1.590.291,00	-R\$ 872.946,00
012	-R\$ 9.094.109,00	-R\$ 593.815,00	-R\$ 319.131,00
013	-R\$ 7.351.754,00	-R\$ 4.665.512,00	-R\$ 2.223.472,00
014	-R\$ 6.189.258,00	-R\$ 3.927.776,00	-R\$ 1.871.885,00
015	-	-	-
016	-R\$ 926.426,00	-R\$ 620.865,00	-R\$ 343.082,00
017	-	-	-
018	-R\$ 2.428.759,00	-R\$ 1.622.886,00	-R\$ 890.273,00
019	-R\$ 151.630.944,00	-R\$ 96.226.896,00	-R\$ 45.859.564,00
020	-R\$ 230.518,00	-R\$ 152.616,00	-R\$ 81.797,00
021	-	-	-
022	-R\$ 14.225.647,00	-R\$ 9.027.768,00	-R\$ 4.302.422,00
023	-	-	-
024	-R\$ 8.020,00	-R\$ 2.647,00	R\$ 2.237,00
025	-R\$ 2.954.056,00	-R\$ 1.966.864,00	-R\$ 1.069.417,00
026	-R\$ 559.511,00	-R\$ 374.159,00	-R\$ 205.657,00
MÉDIA	-R\$ 9.867.286,50	-R\$ 5.707.513,70	-R\$ 2.281.582,50

APÊNDICE II: NPC do aproveitamento eólico segundo um preço de venda de R\$ 0,34 por kWh.

Usina	Preço de venda do kWh: R\$ 0,34									
	E53					E115				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	R\$ 4.038.673,00	R\$ 8.077.346,00	R\$ 12.116.019,00	R\$ 16.154.692,00	R\$ 20.193.365,00	R\$ 5.912.585,00	R\$ 11.825.170,00	R\$ 17.737.755,00	R\$ 23.650.340,00	R\$ 29.562.925,00
2	R\$ 5.687.932,00	R\$ 11.375.864,00	R\$ 17.063.796,00	R\$ 22.751.728,00	R\$ 28.439.660,00	R\$ 29.554.756,00	R\$ 59.109.512,00	R\$ 88.664.268,00	R\$ 118.219.024,00	R\$ 147.773.780,00
3	R\$ 6.194.457,00	R\$ 12.388.914,00	R\$ 18.583.371,00	R\$ 24.777.828,00	R\$ 30.972.285,00	R\$ 13.706.530,00	R\$ 27.413.060,00	R\$ 41.119.590,00	R\$ 54.826.120,00	R\$ 68.532.650,00
4	R\$ 1.306.392,00	R\$ 2.612.784,00	R\$ 3.919.176,00	R\$ 5.225.568,00	R\$ 6.531.960,00	-R\$ 6.387.201,00	-R\$ 12.774.402,00	-R\$ 19.161.603,00	-R\$ 25.548.804,00	-R\$ 31.936.005,00
6	R\$ 516.527,00	R\$ 1.033.054,00	R\$ 1.549.581,00	R\$ 2.066.108,00	R\$ 2.582.635,00	-R\$ 9.191.124,00	-R\$ 18.382.248,00	-R\$ 27.573.372,00	-R\$ 36.764.496,00	-R\$ 45.955.620,00
7	R\$ 2.784.321,00	R\$ 5.568.642,00	R\$ 8.352.963,00	R\$ 11.137.284,00	R\$ 13.921.605,00	R\$ 700.048,00	R\$ 1.400.096,00	R\$ 2.100.144,00	R\$ 2.800.192,00	R\$ 3.500.240,00
8	R\$ 4.966.996,00	R\$ 9.933.992,00	R\$ 14.900.988,00	R\$ 19.867.984,00	R\$ 24.834.980,00	R\$ 12.798.308,00	R\$ 25.596.616,00	R\$ 38.394.924,00	R\$ 51.193.232,00	R\$ 63.991.540,00
9	R\$ 4.955.024,00	R\$ 9.910.048,00	R\$ 14.865.072,00	R\$ 19.820.096,00	R\$ 24.775.120,00	R\$ 10.722.186,00	R\$ 21.444.372,00	R\$ 32.166.558,00	R\$ 42.888.744,00	R\$ 53.610.930,00
10	R\$ 4.493.459,00	R\$ 8.986.918,00	R\$ 13.480.377,00	R\$ 17.973.836,00	R\$ 22.467.295,00	R\$ 8.254.990,00	R\$ 16.509.980,00	R\$ 24.764.970,00	R\$ 33.019.960,00	R\$ 41.274.950,00
11	R\$ 5.595.234,00	R\$ 11.190.468,00	R\$ 16.785.702,00	R\$ 22.380.936,00	R\$ 27.976.170,00	R\$ 13.866.052,00	R\$ 27.732.104,00	R\$ 41.598.156,00	R\$ 55.464.208,00	R\$ 69.330.260,00
12	R\$ 3.153.537,00	R\$ 6.307.074,00	R\$ 9.460.611,00	R\$ 12.614.148,00	R\$ 15.767.685,00	R\$ 1.035.259,00	R\$ 2.070.518,00	R\$ 3.105.777,00	R\$ 4.141.036,00	R\$ 5.176.295,00
13	R\$ 4.390.079,00	R\$ 8.780.158,00	R\$ 13.170.237,00	R\$ 17.560.316,00	R\$ 21.950.395,00	R\$ 7.068.491,00	R\$ 14.136.982,00	R\$ 21.205.473,00	R\$ 28.273.964,00	R\$ 35.342.455,00
14	R\$ 1.268.097,00	R\$ 2.536.194,00	R\$ 3.804.291,00	R\$ 5.072.388,00	R\$ 6.340.485,00	-R\$ 6.806.346,00	-R\$ 13.612.692,00	-R\$ 20.419.038,00	-R\$ 27.225.384,00	-R\$ 34.031.730,00
15	R\$ 1.250.443,00	R\$ 2.500.886,00	R\$ 3.751.329,00	R\$ 5.001.772,00	R\$ 6.252.215,00	-R\$ 5.681.303,00	-R\$ 11.362.606,00	-R\$ 17.043.909,00	-R\$ 22.725.212,00	-R\$ 28.406.515,00
16	R\$ 2.238.332,00	R\$ 4.476.664,00	R\$ 6.714.996,00	R\$ 8.953.328,00	R\$ 11.191.660,00	-R\$ 2.050.268,00	-R\$ 4.100.536,00	-R\$ 6.150.804,00	-R\$ 8.201.072,00	-R\$ 10.251.340,00
17	R\$ 1.543.091,00	R\$ 3.086.182,00	R\$ 4.629.273,00	R\$ 6.172.364,00	R\$ 7.715.455,00	-R\$ 4.690.094,00	-R\$ 9.380.188,00	-R\$ 14.070.282,00	-R\$ 18.760.376,00	-R\$ 23.450.470,00
18	R\$ 7.560.542,00	R\$ 15.121.084,00	R\$ 22.681.626,00	R\$ 30.242.168,00	R\$ 37.802.710,00	R\$ 25.776.122,00	R\$ 51.552.244,00	R\$ 77.328.366,00	R\$ 103.104.488,00	R\$ 128.880.610,00
19	R\$ 4.633.174,00	R\$ 9.266.348,00	R\$ 13.899.522,00	R\$ 18.532.696,00	R\$ 23.165.870,00	R\$ 8.932.296,00	R\$ 17.864.592,00	R\$ 26.796.888,00	R\$ 35.729.184,00	R\$ 44.661.480,00
20	R\$ 2.211.670,00	R\$ 4.423.340,00	R\$ 6.635.010,00	R\$ 8.846.680,00	R\$ 11.058.350,00	-R\$ 3.568.644,00	-R\$ 7.137.288,00	-R\$ 10.705.932,00	-R\$ 14.274.576,00	-R\$ 17.843.220,00
21	R\$ 4.785.225,00	R\$ 9.570.450,00	R\$ 14.355.675,00	R\$ 19.140.900,00	R\$ 23.926.125,00	R\$ 9.872.166,00	R\$ 19.744.332,00	R\$ 29.616.498,00	R\$ 39.488.664,00	R\$ 49.360.830,00
22	R\$ 5.119.942,00	R\$ 10.239.884,00	R\$ 15.359.826,00	R\$ 20.479.768,00	R\$ 25.599.710,00	R\$ 11.752.992,00	R\$ 23.505.984,00	R\$ 35.258.976,00	R\$ 47.011.968,00	R\$ 58.764.960,00
23	R\$ 5.921.830,00	R\$ 11.843.660,00	R\$ 17.765.490,00	R\$ 23.687.320,00	R\$ 29.609.150,00	R\$ 16.123.839,00	R\$ 32.247.678,00	R\$ 48.371.517,00	R\$ 64.495.356,00	R\$ 80.619.195,00
24	R\$ 649.284,00	R\$ 1.298.568,00	R\$ 1.947.852,00	R\$ 2.597.136,00	R\$ 3.246.420,00	-R\$ 8.105.998,00	-R\$ 16.211.996,00	-R\$ 24.317.994,00	-R\$ 32.423.992,00	-R\$ 40.529.990,00
25	R\$ 3.695.173,00	R\$ 7.390.346,00	R\$ 11.085.519,00	R\$ 14.780.692,00	R\$ 18.475.865,00	R\$ 5.002.782,00	R\$ 10.005.564,00	R\$ 15.008.346,00	R\$ 20.011.128,00	R\$ 25.013.910,00
26	R\$ 6.200.114,00	R\$ 12.400.228,00	R\$ 18.600.342,00	R\$ 24.800.456,00	R\$ 31.000.570,00	R\$ 17.427.070,00	R\$ 34.854.140,00	R\$ 52.281.210,00	R\$ 69.708.280,00	R\$ 87.135.350,00
MÉDIA	R\$ 3.806.381,92	R\$ 7.612.763,84	R\$ 11.419.145,76	R\$ 15.225.527,68	R\$ 19.031.909,60	R\$ 6.081.019,76	R\$ 12.162.039,52	R\$ 18.243.059,28	R\$ 24.324.079,04	R\$ 30.405.098,80

APÊNDICE III: NPC do aproveitamento eólico segundo um preço de venda de R\$ 0,23 por kWh.

Usina	Preço de venda do kWh: R\$ 0,23									
	E53					E115				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	R\$ 5.544.403,00	R\$ 11.088.806,00	R\$ 16.633.209,00	R\$ 22.177.612,00	R\$ 27.722.015,00	R\$ 14.546.037,00	R\$ 29.092.074,00	R\$ 43.638.111,00	R\$ 58.184.148,00	R\$ 72.730.185,00
2	R\$ 6.096.496,00	R\$ 12.192.992,00	R\$ 18.289.488,00	R\$ 24.385.984,00	R\$ 30.482.480,00	R\$ 32.140.358,00	R\$ 64.280.716,00	R\$ 96.421.074,00	R\$ 128.561.432,00	R\$ 160.701.790,00
3	R\$ 7.215.289,00	R\$ 14.430.578,00	R\$ 21.645.867,00	R\$ 28.861.156,00	R\$ 36.076.445,00	R\$ 19.818.414,00	R\$ 39.636.828,00	R\$ 59.455.242,00	R\$ 79.273.656,00	R\$ 99.092.070,00
4	R\$ 3.696.095,00	R\$ 7.392.190,00	R\$ 11.088.285,00	R\$ 14.784.380,00	R\$ 18.480.475,00	R\$ 6.225.598,00	R\$ 12.451.196,00	R\$ 18.676.794,00	R\$ 24.902.392,00	R\$ 31.127.990,00
6	R\$ 3.161.775,00	R\$ 6.323.550,00	R\$ 9.485.325,00	R\$ 12.647.100,00	R\$ 15.808.875,00	R\$ 4.328.825,00	R\$ 8.657.650,00	R\$ 12.986.475,00	R\$ 17.315.300,00	R\$ 21.644.125,00
7	R\$ 4.695.871,00	R\$ 9.391.742,00	R\$ 14.087.613,00	R\$ 18.783.484,00	R\$ 23.479.355,00	R\$ 11.019.908,00	R\$ 22.039.816,00	R\$ 33.059.724,00	R\$ 44.079.632,00	R\$ 55.099.540,00
8	R\$ 6.172.386,00	R\$ 12.344.772,00	R\$ 18.517.158,00	R\$ 24.689.544,00	R\$ 30.861.930,00	R\$ 19.204.026,00	R\$ 38.408.052,00	R\$ 57.612.078,00	R\$ 76.816.104,00	R\$ 96.020.130,00
9	R\$ 6.164.288,00	R\$ 12.328.576,00	R\$ 18.492.864,00	R\$ 24.657.152,00	R\$ 30.821.440,00	R\$ 17.799.592,00	R\$ 35.599.184,00	R\$ 53.398.776,00	R\$ 71.198.368,00	R\$ 88.997.960,00
10	R\$ 5.852.052,00	R\$ 11.704.104,00	R\$ 17.556.156,00	R\$ 23.408.208,00	R\$ 29.260.260,00	R\$ 16.130.607,00	R\$ 32.261.214,00	R\$ 48.391.821,00	R\$ 64.522.428,00	R\$ 80.653.035,00
11	R\$ 6.597.371,00	R\$ 13.194.742,00	R\$ 19.792.113,00	R\$ 26.389.484,00	R\$ 32.986.855,00	R\$ 19.926.324,00	R\$ 39.852.648,00	R\$ 59.778.972,00	R\$ 79.705.296,00	R\$ 99.631.620,00
12	R\$ 4.945.634,00	R\$ 9.891.268,00	R\$ 14.836.902,00	R\$ 19.782.536,00	R\$ 24.728.170,00	R\$ 11.246.672,00	R\$ 22.493.344,00	R\$ 33.740.016,00	R\$ 44.986.688,00	R\$ 56.233.360,00
13	R\$ 5.782.120,00	R\$ 11.564.240,00	R\$ 17.346.360,00	R\$ 23.128.480,00	R\$ 28.910.600,00	R\$ 15.327.974,00	R\$ 30.655.948,00	R\$ 45.983.922,00	R\$ 61.311.896,00	R\$ 76.639.870,00
14	R\$ 3.670.190,00	R\$ 7.340.380,00	R\$ 11.010.570,00	R\$ 14.680.760,00	R\$ 18.350.950,00	R\$ 5.942.056,00	R\$ 11.884.112,00	R\$ 17.826.168,00	R\$ 23.768.224,00	R\$ 29.710.280,00
15	R\$ 3.658.246,00	R\$ 7.316.492,00	R\$ 10.974.738,00	R\$ 14.632.984,00	R\$ 18.291.230,00	R\$ 6.703.117,00	R\$ 13.406.234,00	R\$ 20.109.351,00	R\$ 26.812.468,00	R\$ 33.515.585,00
16	R\$ 4.326.526,00	R\$ 8.653.052,00	R\$ 12.979.578,00	R\$ 17.306.104,00	R\$ 21.632.630,00	R\$ 9.159.402,00	R\$ 18.318.804,00	R\$ 27.478.206,00	R\$ 36.637.608,00	R\$ 45.797.010,00
17	R\$ 3.856.215,00	R\$ 7.712.430,00	R\$ 11.568.645,00	R\$ 15.424.860,00	R\$ 19.281.075,00	R\$ 7.373.640,00	R\$ 14.747.280,00	R\$ 22.120.920,00	R\$ 29.494.560,00	R\$ 36.868.200,00
18	R\$ 7.926.844,00	R\$ 15.853.688,00	R\$ 23.780.532,00	R\$ 31.707.376,00	R\$ 39.634.220,00	R\$ 27.983.136,00	R\$ 55.966.272,00	R\$ 83.949.408,00	R\$ 111.932.544,00	R\$ 139.915.680,00
19	R\$ 5.946.566,00	R\$ 11.893.132,00	R\$ 17.839.698,00	R\$ 23.786.264,00	R\$ 29.732.830,00	R\$ 16.588.783,00	R\$ 33.177.566,00	R\$ 49.766.349,00	R\$ 66.355.132,00	R\$ 82.943.915,00
20	R\$ 4.308.490,00	R\$ 8.616.980,00	R\$ 12.925.470,00	R\$ 17.233.960,00	R\$ 21.542.450,00	R\$ 8.132.268,00	R\$ 16.264.536,00	R\$ 24.396.804,00	R\$ 32.529.072,00	R\$ 40.661.340,00
21	R\$ 6.049.424,00	R\$ 12.098.848,00	R\$ 18.148.272,00	R\$ 24.197.696,00	R\$ 30.247.120,00	R\$ 17.224.578,00	R\$ 34.449.156,00	R\$ 51.673.734,00	R\$ 68.898.312,00	R\$ 86.122.890,00
22	R\$ 6.275.850,00	R\$ 12.551.700,00	R\$ 18.827.550,00	R\$ 25.103.400,00	R\$ 31.379.250,00	R\$ 18.496.902,00	R\$ 36.993.804,00	R\$ 55.490.706,00	R\$ 73.987.608,00	R\$ 92.484.510,00
23	R\$ 6.818.303,00	R\$ 13.636.606,00	R\$ 20.454.909,00	R\$ 27.273.212,00	R\$ 34.091.515,00	R\$ 21.453.652,00	R\$ 42.907.304,00	R\$ 64.360.956,00	R\$ 85.814.608,00	R\$ 107.268.260,00
24	R\$ 3.251.581,00	R\$ 6.503.162,00	R\$ 9.754.743,00	R\$ 13.006.324,00	R\$ 16.257.905,00	R\$ 5.062.880,00	R\$ 10.125.760,00	R\$ 15.188.640,00	R\$ 20.251.520,00	R\$ 25.314.400,00
25	R\$ 5.312.036,00	R\$ 10.624.072,00	R\$ 15.936.108,00	R\$ 21.248.144,00	R\$ 26.560.180,00	R\$ 13.930.585,00	R\$ 27.861.170,00	R\$ 41.791.755,00	R\$ 55.722.340,00	R\$ 69.652.925,00
26	R\$ 7.006.555,00	R\$ 14.013.110,00	R\$ 21.019.665,00	R\$ 28.026.220,00	R\$ 35.032.775,00	R\$ 22.335.250,00	R\$ 44.670.500,00	R\$ 67.005.750,00	R\$ 89.341.000,00	R\$ 111.676.250,00
MÉDIA	R\$ 5.373.224,24	R\$ 10.746.448,48	R\$ 16.119.672,72	R\$ 21.492.896,96	R\$ 26.866.121,20	R\$ 14.724.023,36	R\$ 29.448.046,72	R\$ 44.172.070,08	R\$ 58.896.093,44	R\$ 73.620.116,80

APÊNDICE IV: NPC do aproveitamento eólico segundo um preço de venda de R\$ 0,13 por kWh.

Usina	Preço de venda do kWh: R\$ 0,13									
	E53					E115				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	R\$ 6.913.249,00	R\$ 13.826.498,00	R\$ 20.739.747,00	R\$ 27.652.996,00	R\$ 34.566.245,00	R\$ 22.394.632,00	R\$ 44.789.264,00	R\$ 67.183.896,00	R\$ 89.578.528,00	R\$ 111.973.160,00
2	R\$ 6.467.918,00	R\$ 12.935.836,00	R\$ 19.403.754,00	R\$ 25.871.672,00	R\$ 32.339.590,00	R\$ 34.490.904,00	R\$ 68.981.808,00	R\$ 103.000.000,00	R\$ 138.000.000,00	R\$ 172.454.520,00
3	R\$ 8.143.318,00	R\$ 16.286.636,00	R\$ 24.429.954,00	R\$ 32.573.272,00	R\$ 40.716.590,00	R\$ 25.374.672,00	R\$ 50.749.344,00	R\$ 76.124.016,00	R\$ 101.000.000,00	R\$ 126.873.360,00
4	R\$ 5.868.553,00	R\$ 11.737.106,00	R\$ 17.605.659,00	R\$ 23.474.212,00	R\$ 29.342.765,00	R\$ 17.691.774,00	R\$ 35.383.548,00	R\$ 53.075.322,00	R\$ 70.767.096,00	R\$ 88.458.870,00
6	R\$ 5.566.547,00	R\$ 11.133.094,00	R\$ 16.699.641,00	R\$ 22.266.188,00	R\$ 27.832.735,00	R\$ 16.619.687,00	R\$ 33.239.374,00	R\$ 49.859.061,00	R\$ 66.478.748,00	R\$ 83.098.435,00
7	R\$ 6.433.643,00	R\$ 12.867.286,00	R\$ 19.300.929,00	R\$ 25.734.572,00	R\$ 32.168.215,00	R\$ 20.401.604,00	R\$ 40.803.208,00	R\$ 61.204.812,00	R\$ 81.606.416,00	R\$ 102.008.020,00
8	R\$ 7.268.196,00	R\$ 14.536.392,00	R\$ 21.804.588,00	R\$ 29.072.784,00	R\$ 36.340.980,00	R\$ 25.027.408,00	R\$ 50.054.816,00	R\$ 75.082.224,00	R\$ 100.000.000,00	R\$ 125.137.040,00
9	R\$ 7.263.618,00	R\$ 14.527.236,00	R\$ 21.790.854,00	R\$ 29.054.472,00	R\$ 36.318.090,00	R\$ 24.233.596,00	R\$ 48.467.192,00	R\$ 72.700.788,00	R\$ 96.934.384,00	R\$ 121.167.980,00
10	R\$ 7.087.137,00	R\$ 14.174.274,00	R\$ 21.261.411,00	R\$ 28.348.548,00	R\$ 35.435.685,00	R\$ 23.290.258,00	R\$ 46.580.516,00	R\$ 69.870.774,00	R\$ 93.161.032,00	R\$ 116.451.290,00
11	R\$ 7.508.404,00	R\$ 15.016.808,00	R\$ 22.525.212,00	R\$ 30.033.616,00	R\$ 37.542.020,00	R\$ 25.435.664,00	R\$ 50.871.328,00	R\$ 76.306.992,00	R\$ 102.000.000,00	R\$ 127.178.320,00
12	R\$ 6.574.814,00	R\$ 13.149.628,00	R\$ 19.724.442,00	R\$ 26.299.256,00	R\$ 32.874.070,00	R\$ 20.529.774,00	R\$ 41.059.548,00	R\$ 61.589.322,00	R\$ 82.119.096,00	R\$ 102.648.870,00
13	R\$ 7.047.610,00	R\$ 14.095.220,00	R\$ 21.142.830,00	R\$ 28.190.440,00	R\$ 35.238.050,00	R\$ 22.836.596,00	R\$ 45.673.192,00	R\$ 68.509.788,00	R\$ 91.346.384,00	R\$ 114.182.980,00
14	R\$ 5.853.911,00	R\$ 11.707.822,00	R\$ 17.561.733,00	R\$ 23.415.644,00	R\$ 29.269.555,00	R\$ 17.531.512,00	R\$ 35.063.024,00	R\$ 52.594.536,00	R\$ 70.126.048,00	R\$ 87.657.560,00
15	R\$ 5.847.160,00	R\$ 11.694.320,00	R\$ 17.541.480,00	R\$ 23.388.640,00	R\$ 29.235.800,00	R\$ 17.961.678,00	R\$ 35.923.356,00	R\$ 53.885.034,00	R\$ 71.846.712,00	R\$ 89.808.390,00
16	R\$ 6.224.883,00	R\$ 12.449.766,00	R\$ 18.674.649,00	R\$ 24.899.532,00	R\$ 31.124.415,00	R\$ 19.350.014,00	R\$ 38.700.028,00	R\$ 58.050.042,00	R\$ 77.400.056,00	R\$ 96.750.070,00
17	R\$ 5.959.056,00	R\$ 11.918.112,00	R\$ 17.877.168,00	R\$ 23.836.224,00	R\$ 29.795.280,00	R\$ 18.340.666,00	R\$ 36.681.332,00	R\$ 55.021.998,00	R\$ 73.362.664,00	R\$ 91.703.330,00
18	R\$ 8.259.846,00	R\$ 16.519.692,00	R\$ 24.779.538,00	R\$ 33.039.384,00	R\$ 41.299.230,00	R\$ 29.989.514,00	R\$ 59.979.028,00	R\$ 89.968.542,00	R\$ 120.000.000,00	R\$ 149.947.570,00
19	R\$ 7.140.558,00	R\$ 14.281.116,00	R\$ 21.421.674,00	R\$ 28.562.232,00	R\$ 35.702.790,00	R\$ 23.549.228,00	R\$ 47.098.456,00	R\$ 70.647.684,00	R\$ 94.196.912,00	R\$ 117.746.140,00
20	R\$ 6.214.688,00	R\$ 12.429.376,00	R\$ 18.644.064,00	R\$ 24.858.752,00	R\$ 31.073.440,00	R\$ 18.769.458,00	R\$ 37.538.916,00	R\$ 56.308.374,00	R\$ 75.077.832,00	R\$ 93.847.290,00
21	R\$ 7.198.695,00	R\$ 14.397.390,00	R\$ 21.596.085,00	R\$ 28.794.780,00	R\$ 35.993.475,00	R\$ 23.908.592,00	R\$ 47.817.184,00	R\$ 71.725.776,00	R\$ 95.634.368,00	R\$ 119.542.960,00
22	R\$ 7.326.675,00	R\$ 14.653.350,00	R\$ 21.980.025,00	R\$ 29.306.700,00	R\$ 36.633.375,00	R\$ 24.627.728,00	R\$ 49.255.456,00	R\$ 73.883.184,00	R\$ 98.510.912,00	R\$ 123.138.640,00
23	R\$ 7.633.279,00	R\$ 15.266.558,00	R\$ 22.899.837,00	R\$ 30.533.116,00	R\$ 38.166.395,00	R\$ 26.298.938,00	R\$ 52.597.876,00	R\$ 78.896.814,00	R\$ 105.000.000,00	R\$ 131.494.690,00
24	R\$ 5.617.306,00	R\$ 11.234.612,00	R\$ 16.851.918,00	R\$ 22.469.224,00	R\$ 28.086.530,00	R\$ 17.034.588,00	R\$ 34.069.176,00	R\$ 51.103.764,00	R\$ 68.138.352,00	R\$ 85.172.940,00
25	R\$ 6.781.910,00	R\$ 13.563.820,00	R\$ 20.345.730,00	R\$ 27.127.640,00	R\$ 33.909.550,00	R\$ 22.046.766,00	R\$ 44.093.532,00	R\$ 66.140.298,00	R\$ 88.187.064,00	R\$ 110.233.830,00
26	R\$ 7.739.682,00	R\$ 15.479.364,00	R\$ 23.219.046,00	R\$ 30.958.728,00	R\$ 38.698.410,00	R\$ 26.797.230,00	R\$ 53.594.460,00	R\$ 80.391.690,00	R\$ 107.000.000,00	R\$ 133.986.150,00
MÉDIA	R\$ 6.797.626,24	R\$ 13.595.252,48	R\$ 20.392.878,72	R\$ 27.190.504,96	R\$ 33.988.131,20	R\$ 22.581.299,24	R\$ 45.162.598,48	R\$ 67.724.989,24	R\$ 90.298.904,16	R\$ 112.906.496,20

APÊNDICE V: NPC do aproveitamento solar fotovoltaico segundo um preço de venda de R\$ 0,34 por kWh.

Usina	Preço de venda do kWh: R\$ 0,34			
	5%	10%	20%	1.000 kW
1	R\$ 9.861.900,00	R\$ 20.420.394,00	R\$ 47.015.992,00	R\$ 11.118.264,00
2	R\$ 334.323,00	R\$ 668.645,00	R\$ 1.337.290,00	R\$ 4.708.769,00
3	R\$ 7.264.196,00	R\$ 14.533.330,00	R\$ 29.066.660,00	R\$ 4.931.566,00
4	R\$ 958.635,00	R\$ 1.922.264,00	R\$ 3.844.528,00	R\$ 4.992.894,00
6	R\$ 1.405.140,00	R\$ 2.810.279,00	R\$ 5.625.489,00	R\$ 4.930.315,00
7	R\$ 1.586.424,00	R\$ 3.172.848,00	R\$ 6.345.697,00	R\$ 4.532.640,00
8	R\$ 187.324,00	R\$ 374.648,00	R\$ 749.295,00	R\$ 5.203.438,00
9	R\$ 12.439.810,00	R\$ 24.874.400,00	R\$ 49.748.800,00	R\$ 5.213.667,00
10	R\$ 110.771.968,00	R\$ 120.737.592,00	R\$ 140.659.296,00	R\$ 105.581.632,00
11	R\$ 9.459.797,00	R\$ 3.109.837,00	R\$ 37.839.188,00	R\$ 4.978.842,00
12	R\$ 81.770.408,00	R\$ 163.540.816,00	R\$ 361.454.752,00	R\$ 5.226.951,00
13	R\$ 2.266.310,00	R\$ 4.537.940,00	R\$ 9.081.200,00	R\$ 5.319.978,00
14	R\$ 37.208.492,00	R\$ 74.421.952,00	R\$ 148.838.944,00	R\$ 4.963.117,00
15	R\$ 5.601.411,00	R\$ 11.202.822,00	R\$ 22.405.644,00	R\$ 4.393.264,00
16	R\$ 11.148.163,00	R\$ 22.300.816,00	R\$ 44.601.632,00	R\$ 4.491.605,00
17	R\$ 1.637.620,00	R\$ 3.275.241,00	R\$ 6.550.481,00	R\$ 4.816.529,00
18	R\$ 6.173.145,00	R\$ 12.341.132,00	R\$ 24.687.416,00	R\$ 5.157.180,00
19	R\$ 75.255.640,00	R\$ 150.506.016,00	R\$ 323.522.528,00	R\$ 5.231.898,00
20	R\$ 329.775,00	R\$ 659.551,00	R\$ 1.319.102,00	R\$ 4.996.598,00
21	R\$ 172.720.416,00	R\$ 418.036.416,00	R\$ 1.074.624.768,00	R\$ 4.753.456,00
22	R\$ 45.588.884,00	R\$ 91.183.112,00	R\$ 182.371.536,00	R\$ 5.316.489,00
23	R\$ 104.412.232,00	R\$ 209.574.768,00	R\$ 517.091.104,00	R\$ 5.025.135,00
24	R\$ 7.114.387,00	R\$ 14.234.102,00	R\$ 28.457.546,00	R\$ 5.329.129,00
25	R\$ 39.612.176,00	R\$ 79.228.704,00	R\$ 158.486.640,00	R\$ 4.351.552,00
26	R\$ 767.609,00	R\$ 1.535.217,00	R\$ 3.070.435,00	R\$ 5.522.365,00
MÉDIA	R\$ 29.835.047,40	R\$ 57.968.113,68	R\$ 129.151.838,52	R\$ 9.243.490,92

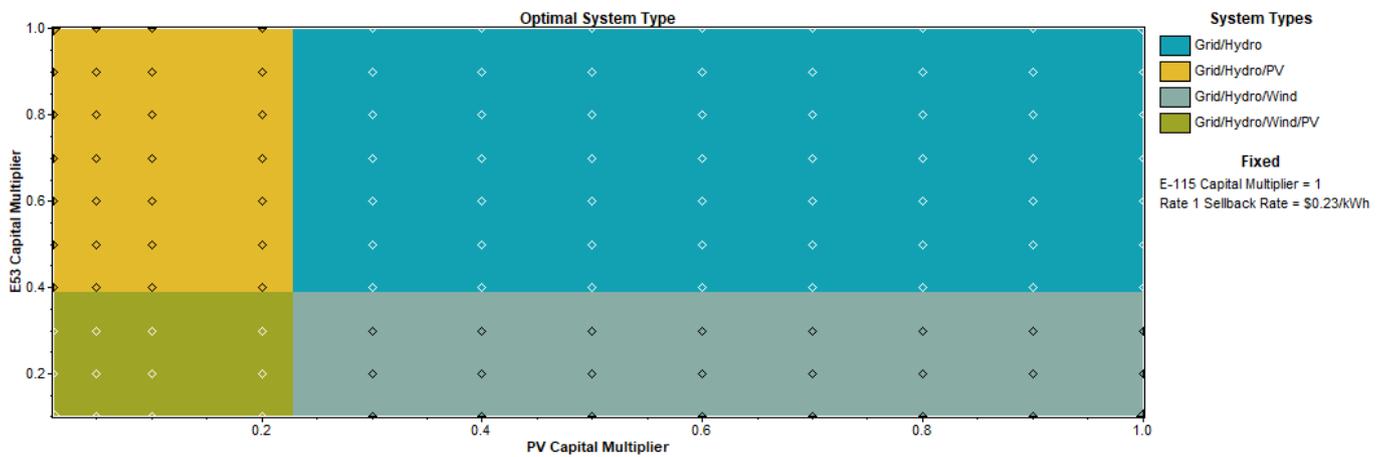
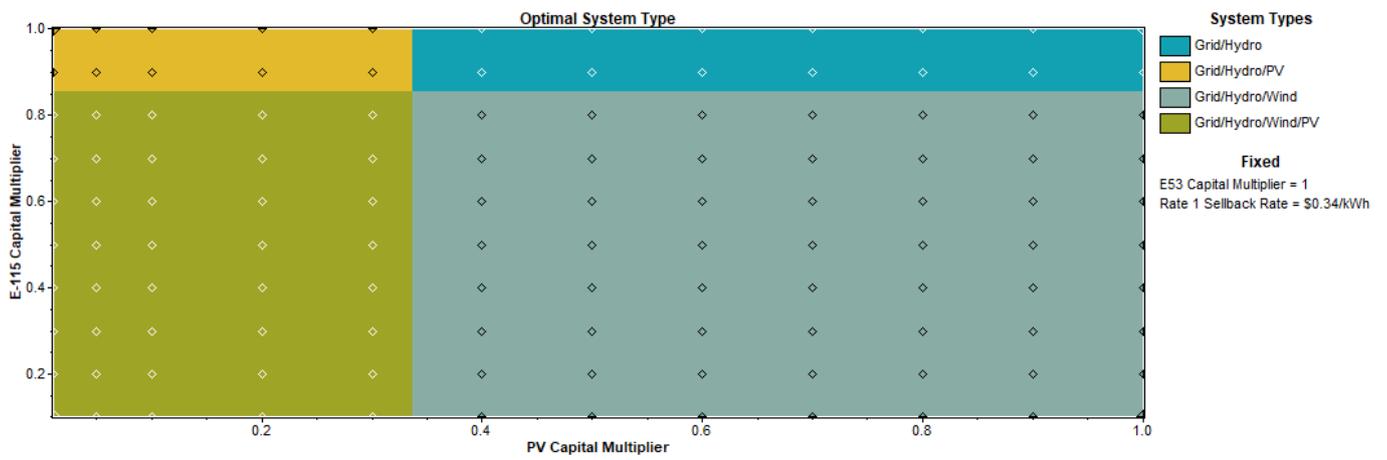
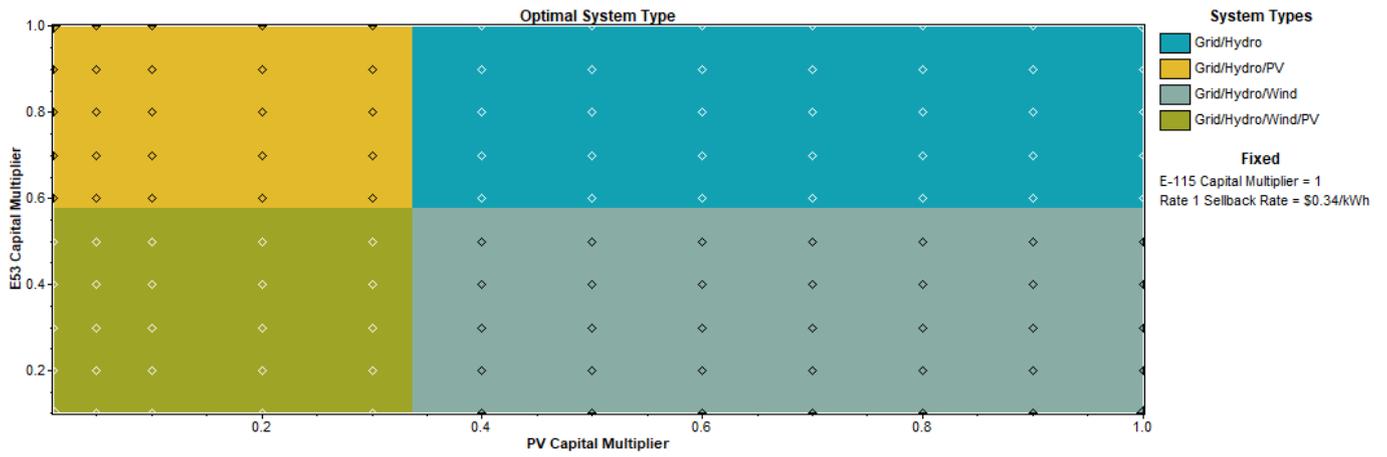
APÊNDICE VI: NPC do aproveitamento solar fotovoltaico segundo um preço de venda de R\$ 0,23 por kWh.

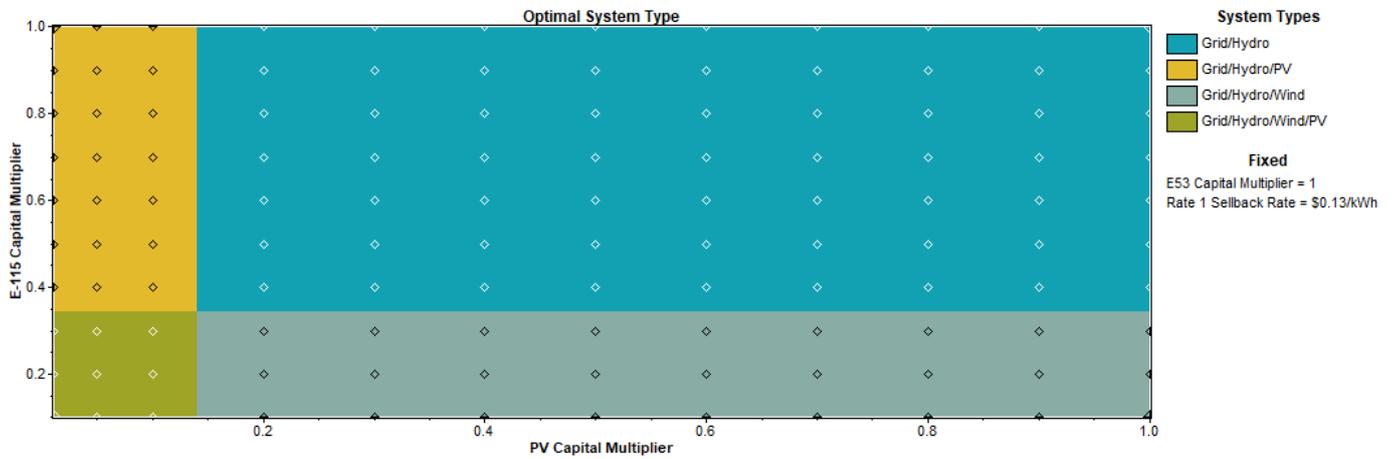
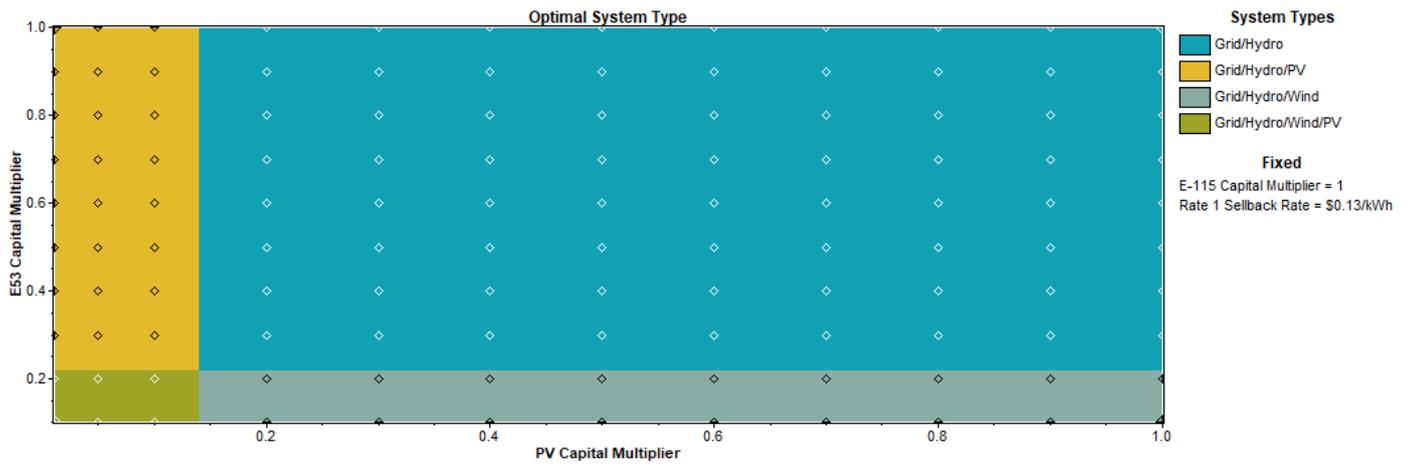
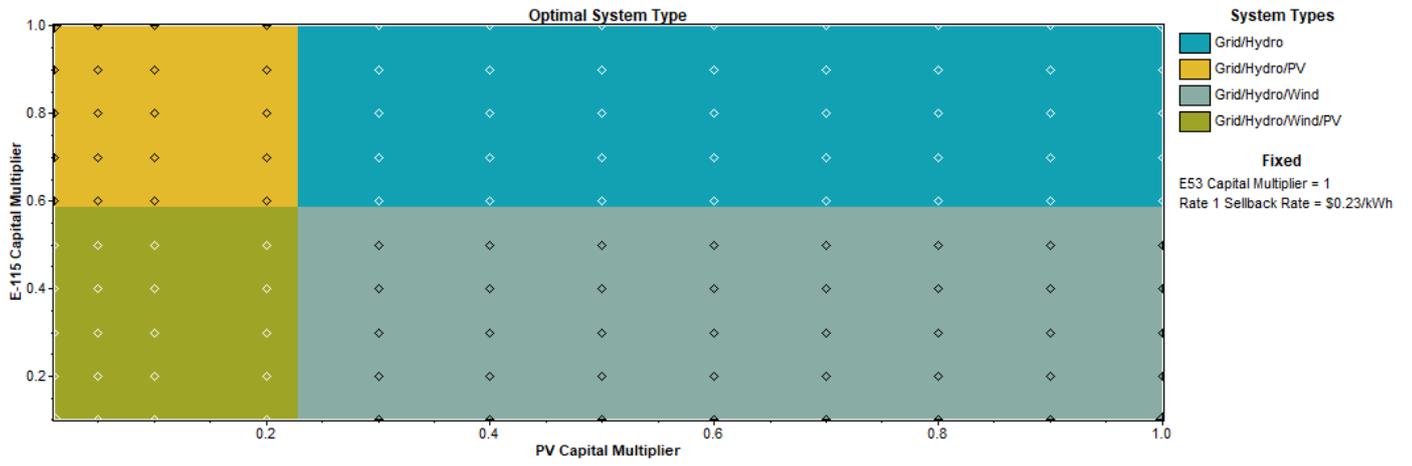
Usina	Preço de venda do kWh: R\$ 0,23			
	5%	10%	20%	1.000 kW
1	R\$ 11.460.616,00	R\$ 23.397.858,00	R\$ 50.973.064,00	R\$ 12.920.651,00
2	R\$ 457.728,00	R\$ 915.457,00	R\$ 1.830.914,00	R\$ 6.446.880,00
3	R\$ 9.718.258,00	R\$ 19.443.116,00	R\$ 38.886.232,00	R\$ 6.597.596,00
4	R\$ 1.274.704,00	R\$ 2.556.046,00	R\$ 5.112.092,00	R\$ 6.639.082,00
6	R\$ 1.880.073,00	R\$ 3.760.147,00	R\$ 7.526.891,00	R\$ 6.596.749,00
7	R\$ 2.214.707,00	R\$ 4.429.414,00	R\$ 8.858.828,00	R\$ 6.327.734,00
8	R\$ 244.134,00	R\$ 488.269,00	R\$ 976.537,00	R\$ 6.781.509,00
9	R\$ 16.197.190,00	R\$ 32.387.588,00	R\$ 64.775.176,00	R\$ 6.788.429,00
10	R\$ 114.359.416,00	R\$ 127.914.224,00	R\$ 155.010.848,00	R\$ 107.299.760,00
11	R\$ 12.596.193,00	R\$ 25.192.386,00	R\$ 50.384.772,00	R\$ 6.629.576,00
12	R\$ 106.338.744,00	R\$ 212.677.488,00	R\$ 448.610.656,00	R\$ 6.797.415,00
13	R\$ 2.922.506,00	R\$ 5.851.873,00	R\$ 11.710.607,00	R\$ 6.860.344,00
14	R\$ 49.622.180,00	R\$ 99.251.000,00	R\$ 198.495.360,00	R\$ 6.618.939,00
15	R\$ 7.947.648,00	R\$ 15.895.295,00	R\$ 31.790.590,00	R\$ 6.233.450,00
16	R\$ 15.636.537,00	R\$ 31.279.372,00	R\$ 62.558.744,00	R\$ 6.299.974,00
17	R\$ 2.216.724,00	R\$ 4.433.449,00	R\$ 8.866.897,00	R\$ 6.519.777,00
18	R\$ 8.080.010,00	R\$ 16.153.267,00	R\$ 32.313.284,00	R\$ 6.750.217,00
19	R\$ 97.822.160,00	R\$ 195.637.504,00	R\$ 406.502.656,00	R\$ 6.800.761,00
20	R\$ 438.345,00	R\$ 876.690,00	R\$ 1.753.379,00	R\$ 6.641.587,00
21	R\$ 235.348.176,00	R\$ 519.801.920,00	R\$ 1.200.980.352,00	R\$ 6.477.110,00
22	R\$ 58.807.208,00	R\$ 117.621.296,00	R\$ 235.249.472,00	R\$ 6.857.985,00
23	R\$ 138.400.000,00	R\$ 277.310.816,00	R\$ 620.876.224,00	R\$ 6.660.892,00
24	R\$ 9.166.824,00	R\$ 18.340.514,00	R\$ 36.667.296,00	R\$ 6.866.536,00
25	R\$ 56.486.232,00	R\$ 112.978.680,00	R\$ 225.973.840,00	R\$ 6.205.234,00
26	R\$ 972.618,00	R\$ 1.945.236,00	R\$ 3.890.473,00	R\$ 6.997.254,00
MÉDIA	R\$ 38.424.357,24	R\$ 74.821.556,20	R\$ 156.423.007,36	R\$ 10.904.617,64

APÊNDICE VII: NPC do aproveitamento solar fotovoltaico segundo um preço de venda de R\$ 0,13 por kWh.

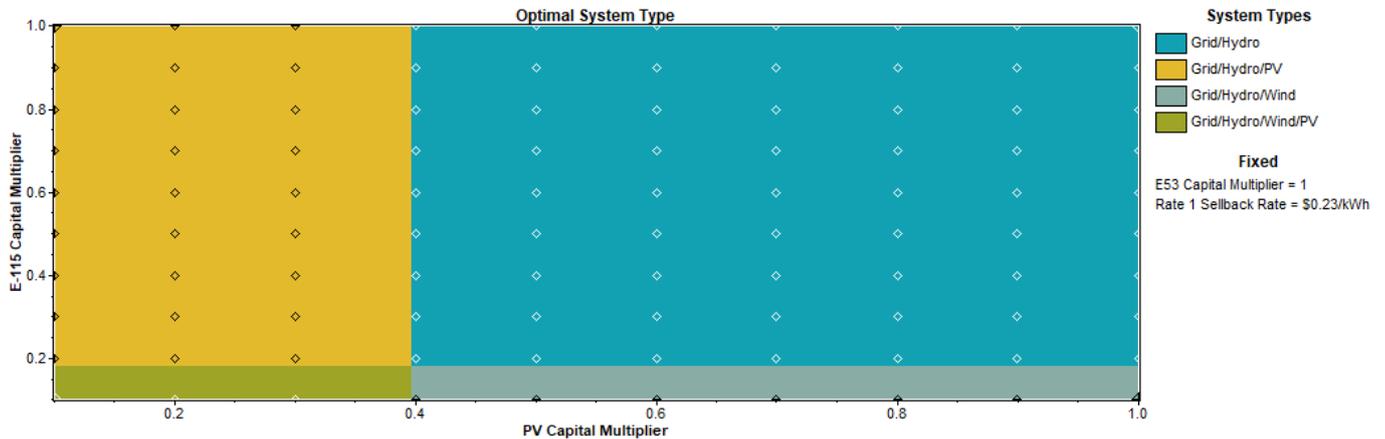
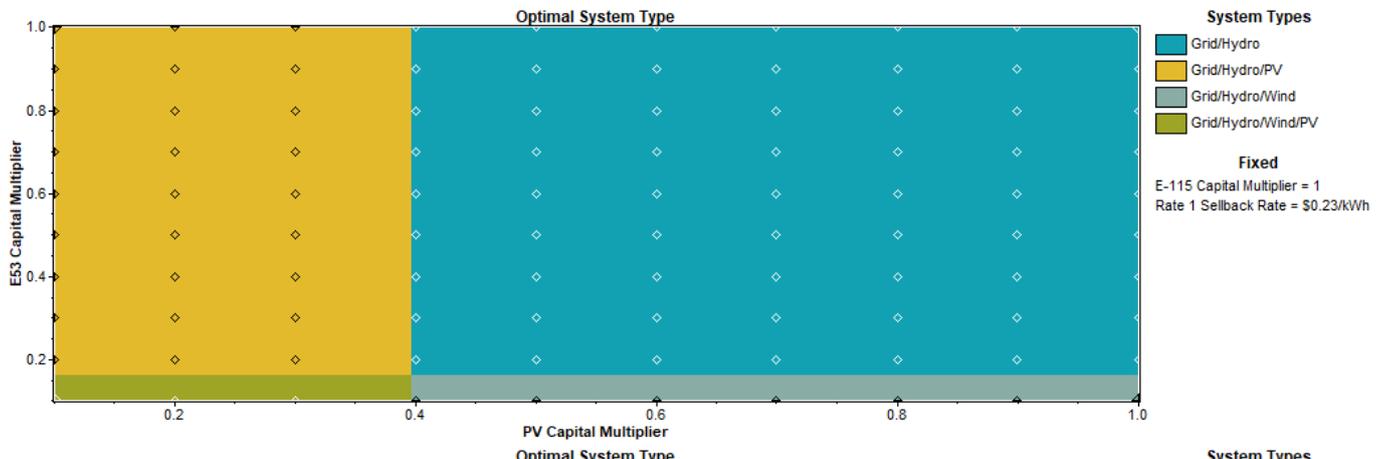
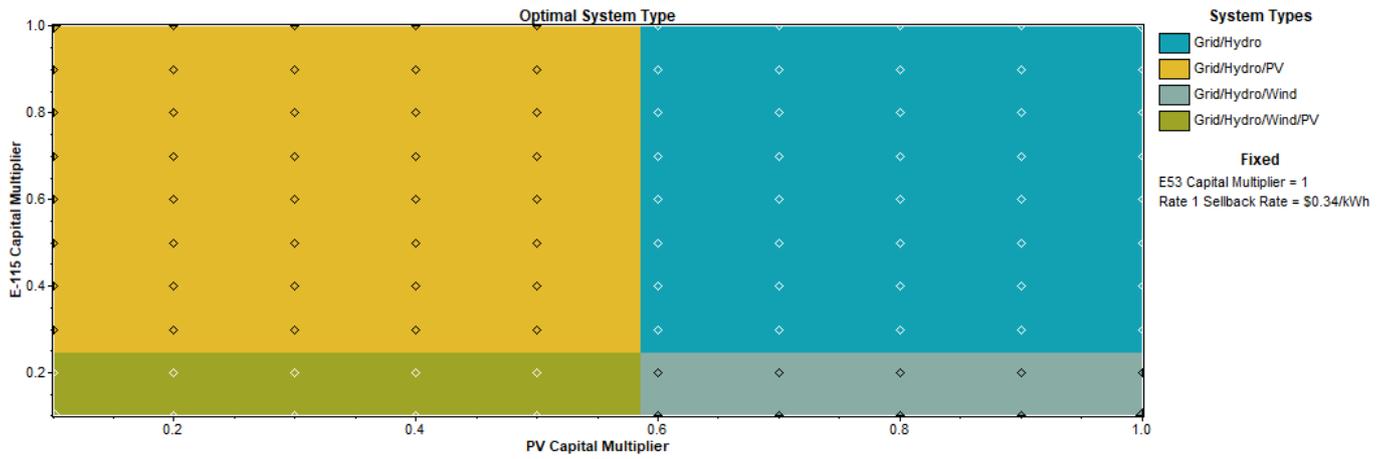
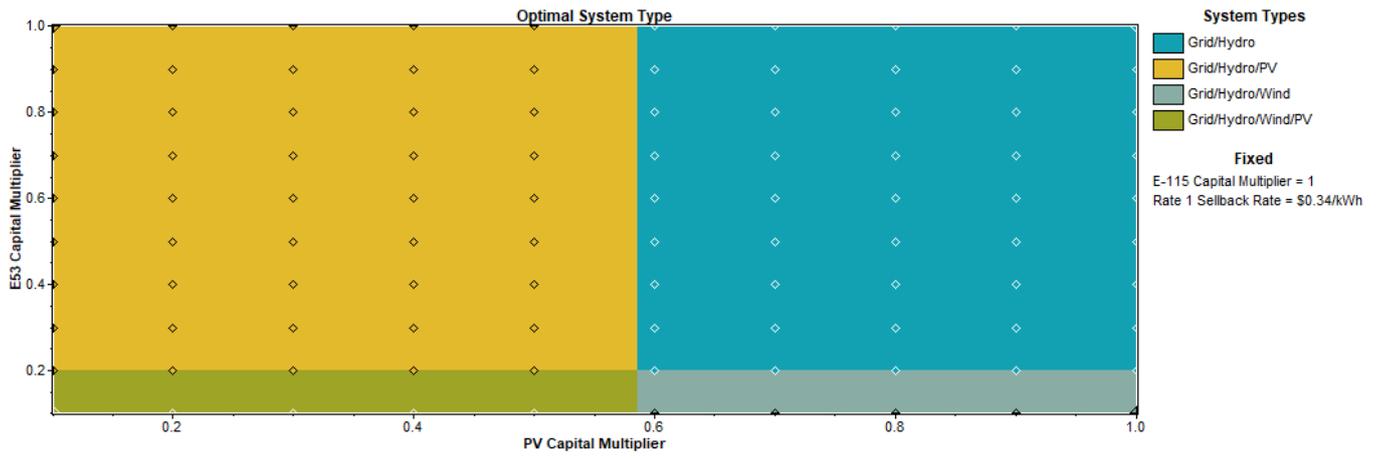
Usina	Preço de venda do kWh: R\$ 0,13			
	5%	10%	20%	1.000 kW
1	R\$ 12.913.996,00	R\$ 26.104.644,00	R\$ 54.570.392,00	R\$ 14.559.183,00
2	R\$ 569.916,00	R\$ 1.139.831,00	R\$ 2.279.663,00	R\$ 8.026.981,00
3	R\$ 11.949.222,00	R\$ 23.906.558,00	R\$ 47.813.116,00	R\$ 8.112.168,00
4	R\$ 1.562.038,00	R\$ 3.132.212,00	R\$ 6.264.424,00	R\$ 8.135.617,00
6	R\$ 2.311.831,00	R\$ 4.623.663,00	R\$ 9.255.437,00	R\$ 8.111.690,00
7	R\$ 2.785.873,00	R\$ 5.571.746,00	R\$ 11.143.492,00	R\$ 7.959.638,00
8	R\$ 295.780,00	R\$ 591.561,00	R\$ 1.183.121,00	R\$ 8.216.119,00
9	R\$ 19.612.992,00	R\$ 39.217.760,00	R\$ 78.435.520,00	R\$ 8.220.030,00
10	R\$ 117.620.752,00	R\$ 134.438.432,00	R\$ 168.057.712,00	R\$ 108.861.704,00
11	R\$ 15.447.462,00	R\$ 30.894.924,00	R\$ 61.789.848,00	R\$ 8.130.244,00
12	R\$ 128.673.592,00	R\$ 257.347.184,00	R\$ 527.843.296,00	R\$ 8.225.109,00
13	R\$ 3.519.048,00	R\$ 7.046.358,00	R\$ 14.100.977,00	R\$ 8.260.678,00
14	R\$ 60.907.364,00	R\$ 121.822.864,00	R\$ 243.637.568,00	R\$ 8.124.232,00
15	R\$ 10.080.590,00	R\$ 20.161.180,00	R\$ 40.322.360,00	R\$ 7.906.346,00
16	R\$ 19.716.876,00	R\$ 39.441.696,00	R\$ 78.883.392,00	R\$ 7.943.948,00
17	R\$ 2.743.182,00	R\$ 5.486.365,00	R\$ 10.972.729,00	R\$ 8.068.184,00
18	R\$ 9.813.524,00	R\$ 19.618.846,00	R\$ 39.245.892,00	R\$ 8.198.432,00
19	R\$ 118.337.184,00	R\$ 236.666.128,00	R\$ 481.939.168,00	R\$ 8.227.001,00
20	R\$ 537.044,00	R\$ 1.074.088,00	R\$ 2.148.177,00	R\$ 8.137.033,00
21	R\$ 292.282.528,00	R\$ 612.315.968,00	R\$ 1.315.849.216,00	R\$ 8.044.067,00
22	R\$ 70.823.872,00	R\$ 141.656.016,00	R\$ 283.320.288,00	R\$ 8.259.345,00
23	R\$ 169.297.968,00	R\$ 338.889.024,00	R\$ 715.226.304,00	R\$ 8.147.944,00
24	R\$ 11.032.676,00	R\$ 22.073.614,00	R\$ 44.130.704,00	R\$ 8.264.177,00
25	R\$ 71.826.288,00	R\$ 143.660.464,00	R\$ 287.325.856,00	R\$ 7.890.398,00
26	R\$ 1.158.991,00	R\$ 2.317.981,00	R\$ 4.635.962,00	R\$ 8.338.062,00
MÉDIA	R\$ 46.232.823,56	R\$ 89.567.964,28	R\$ 181.214.984,56	R\$ 12.414.733,20

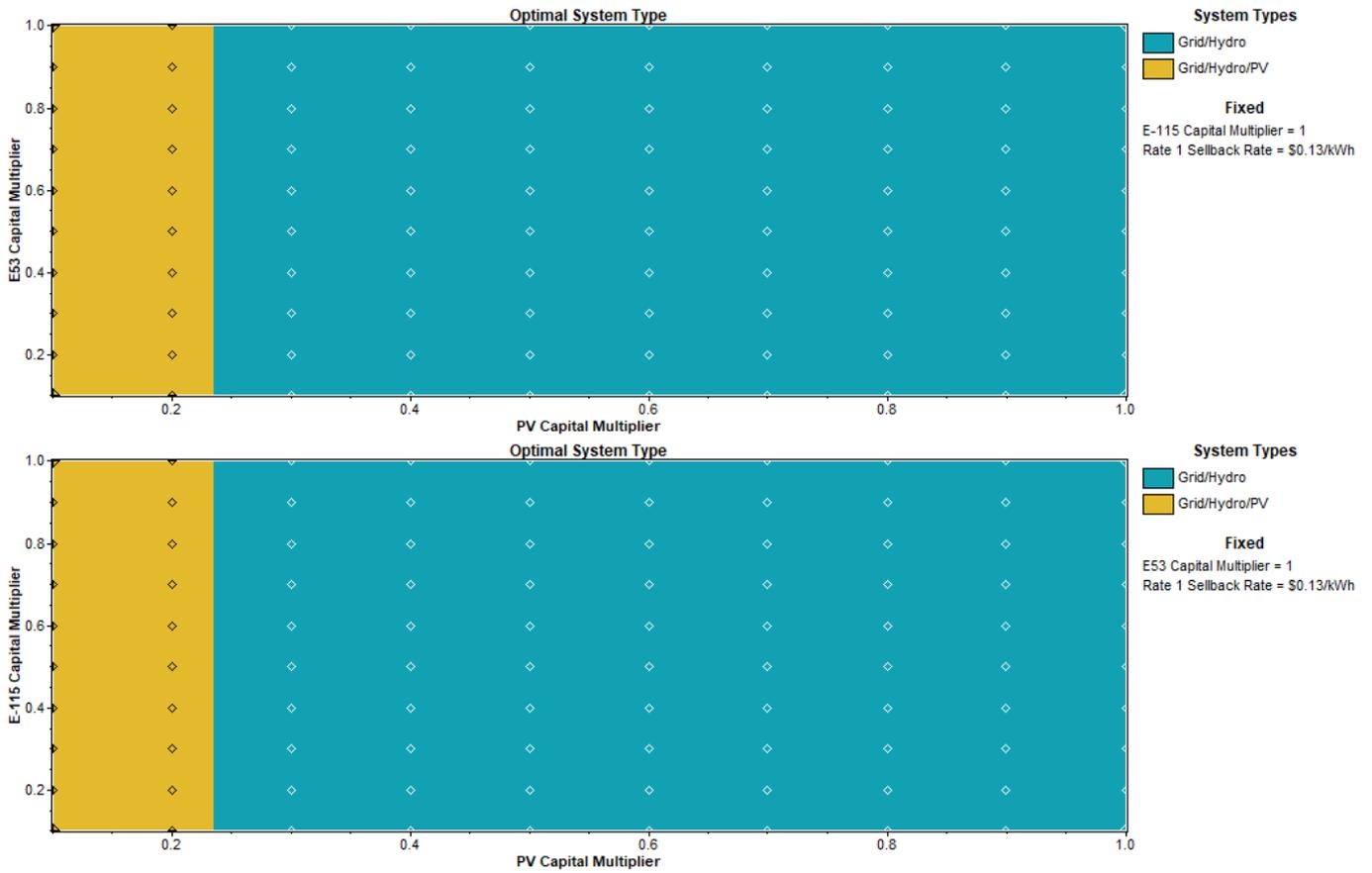
APÊNDICE VII: Análise de sensibilidade para a usina 001.



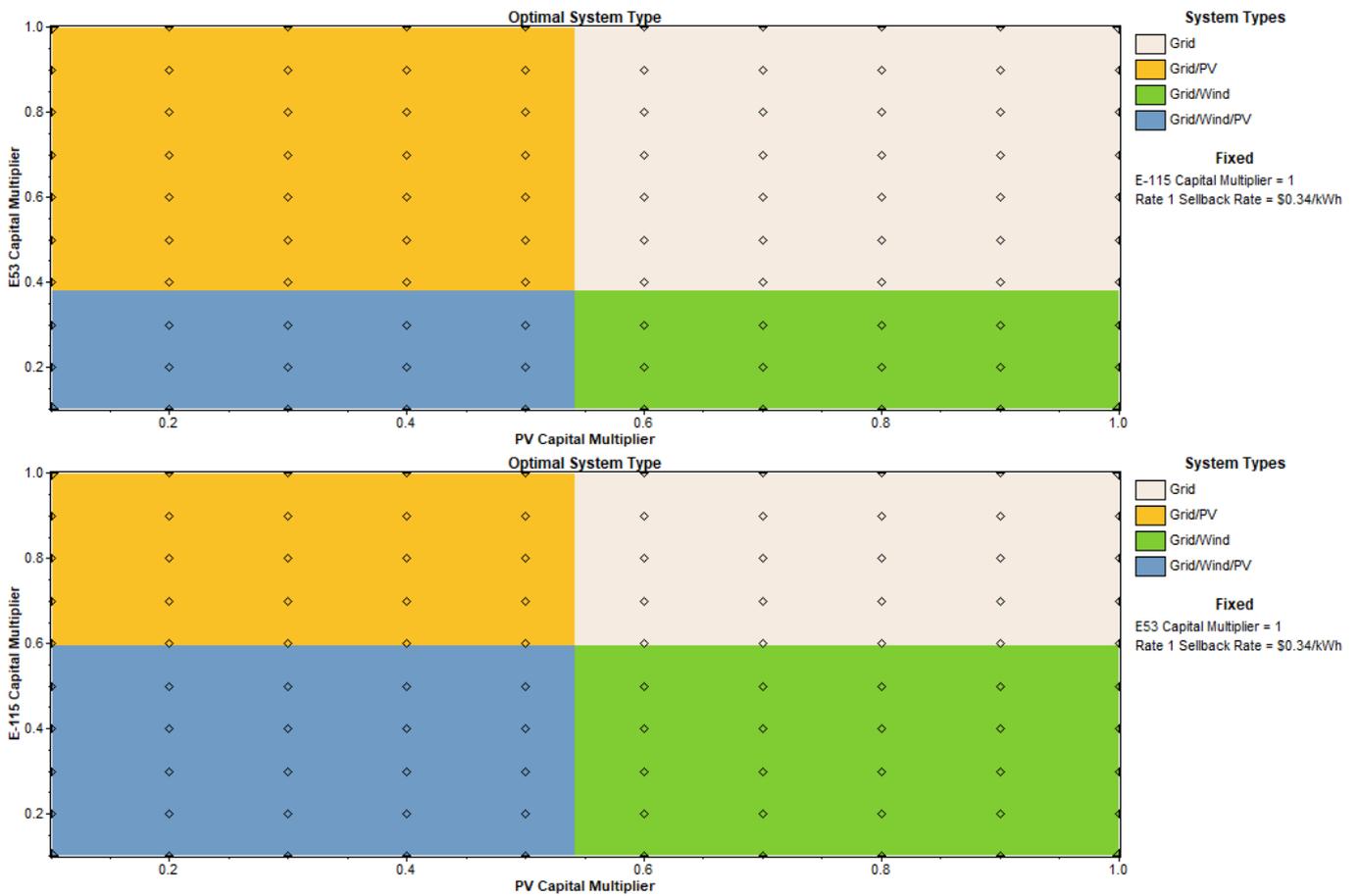


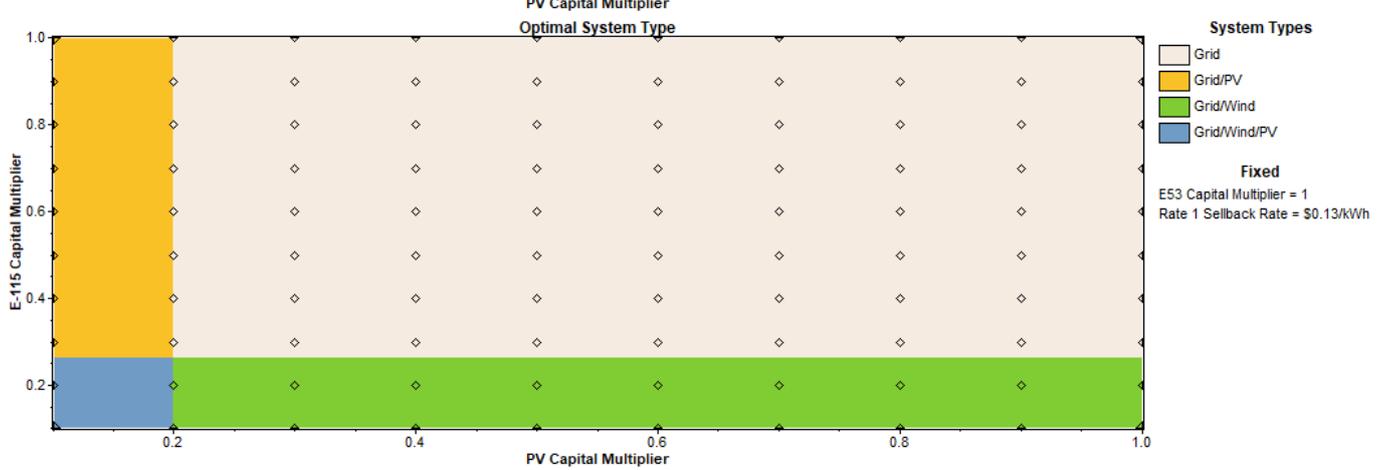
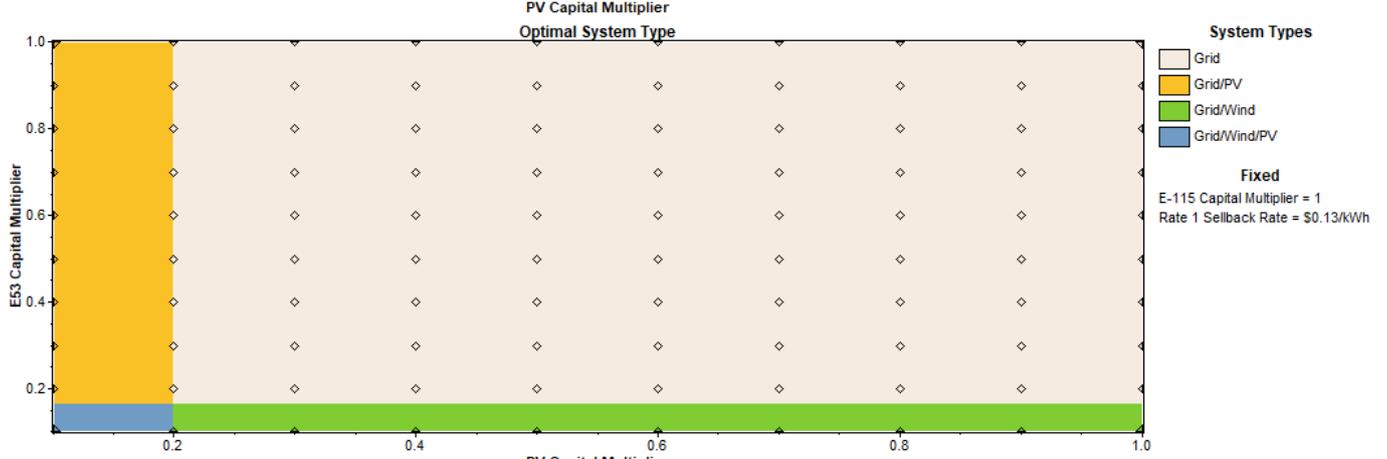
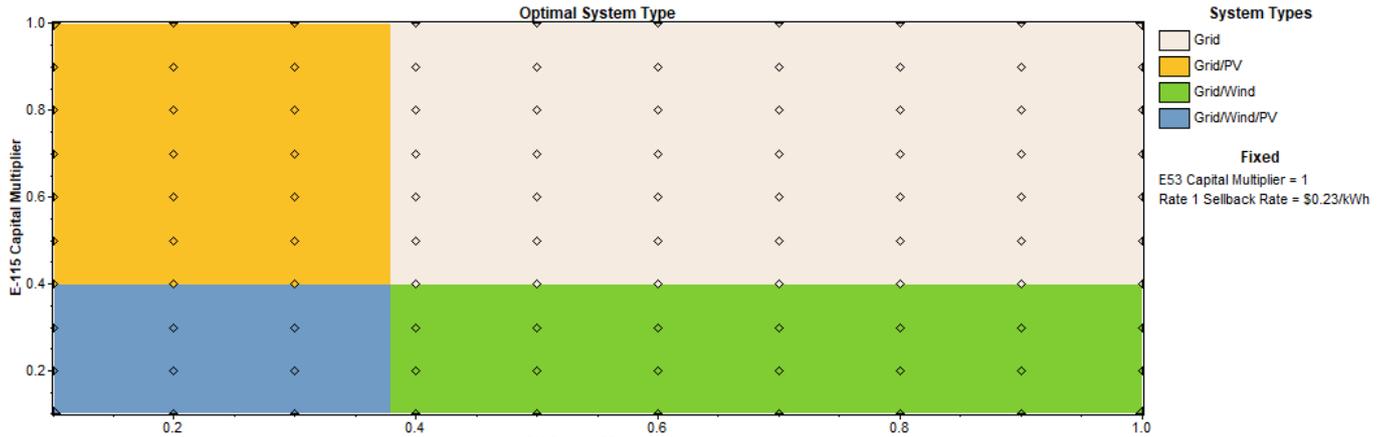
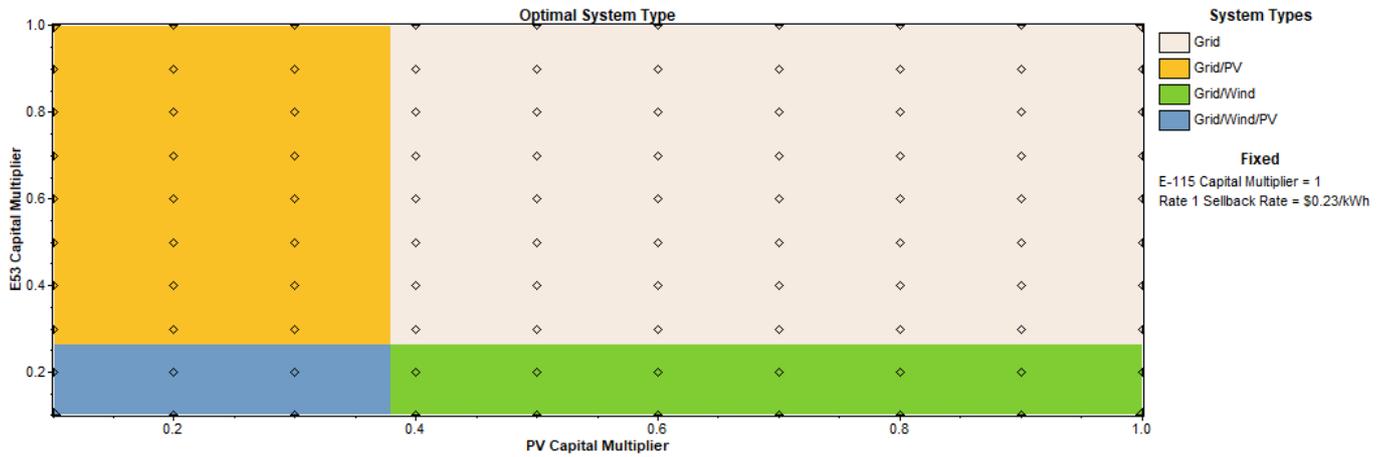
APÊNDICE VIII: Análise de sensibilidade para a usina 002.



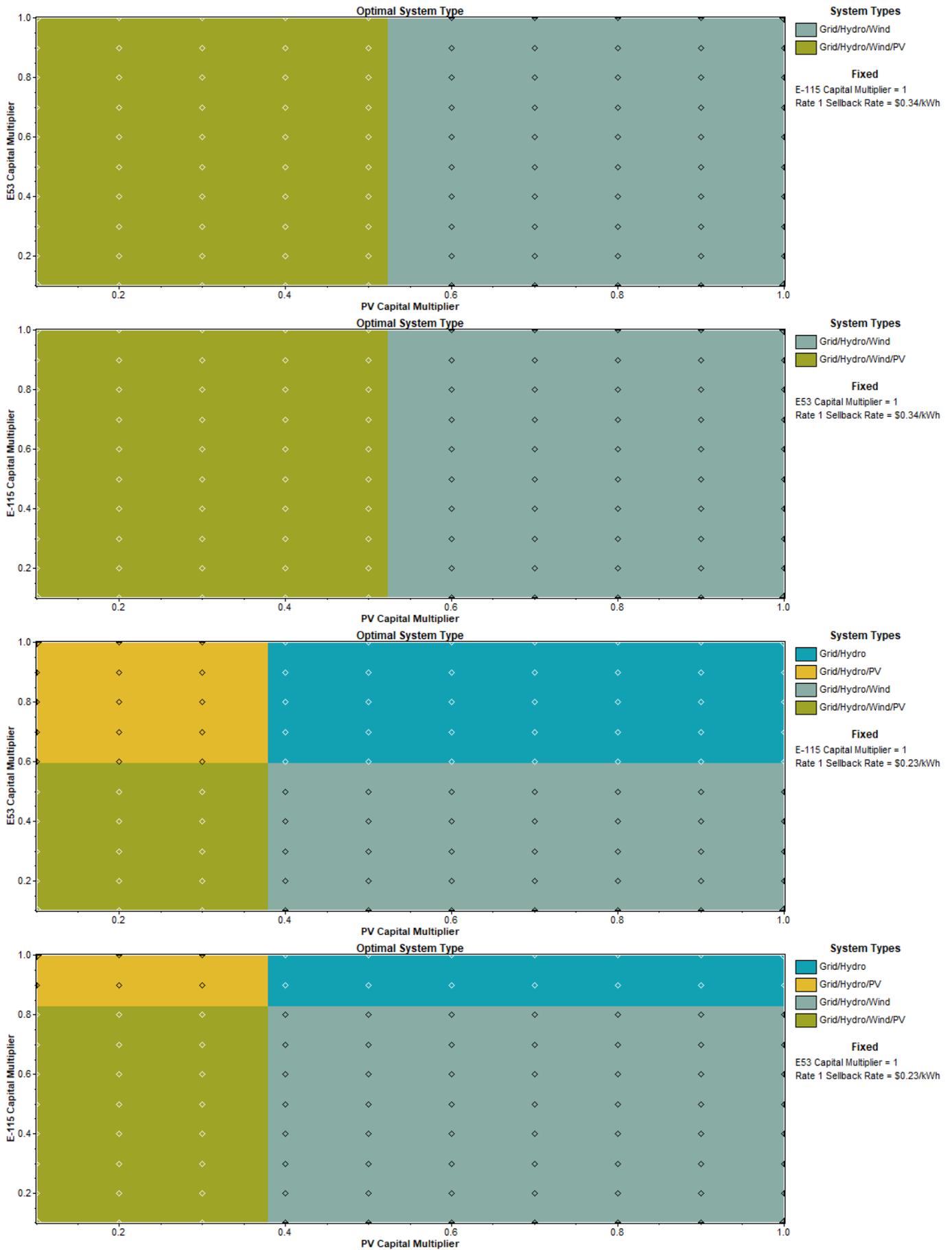


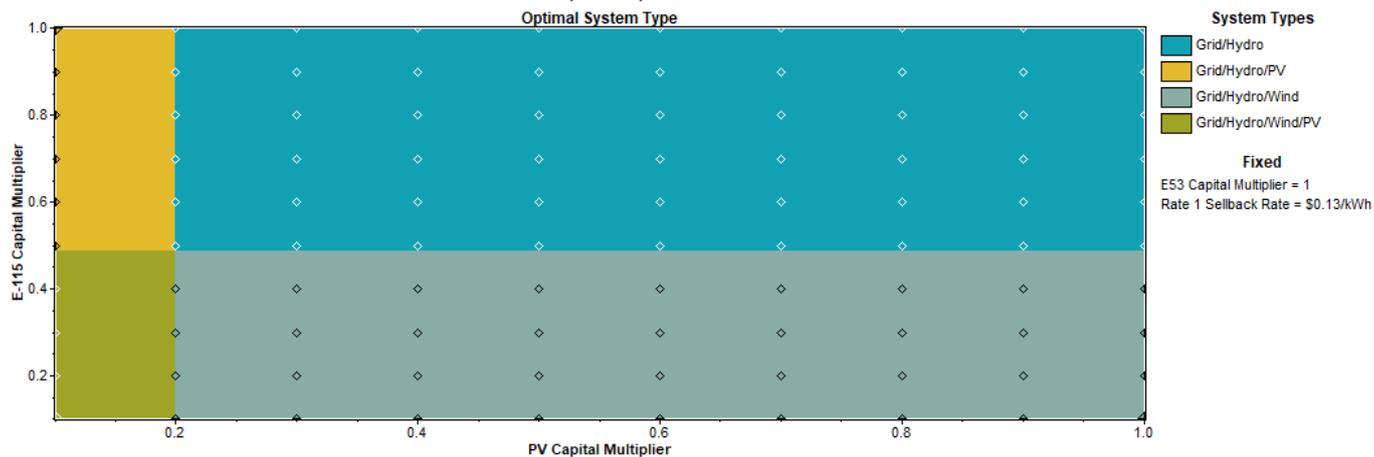
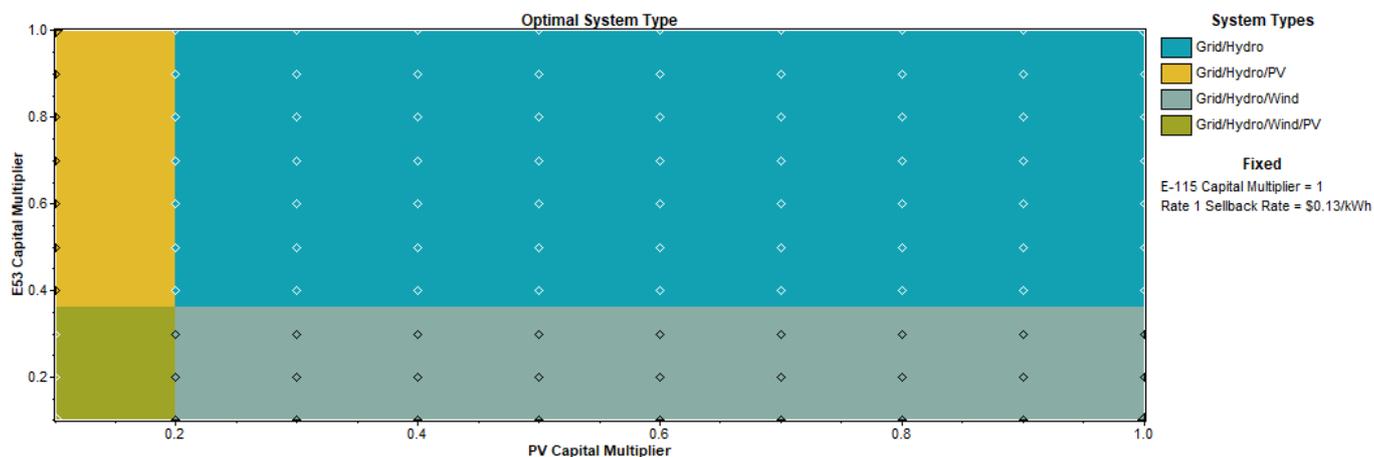
APÊNDICE IX: Análise de sensibilidade para a usina 003.



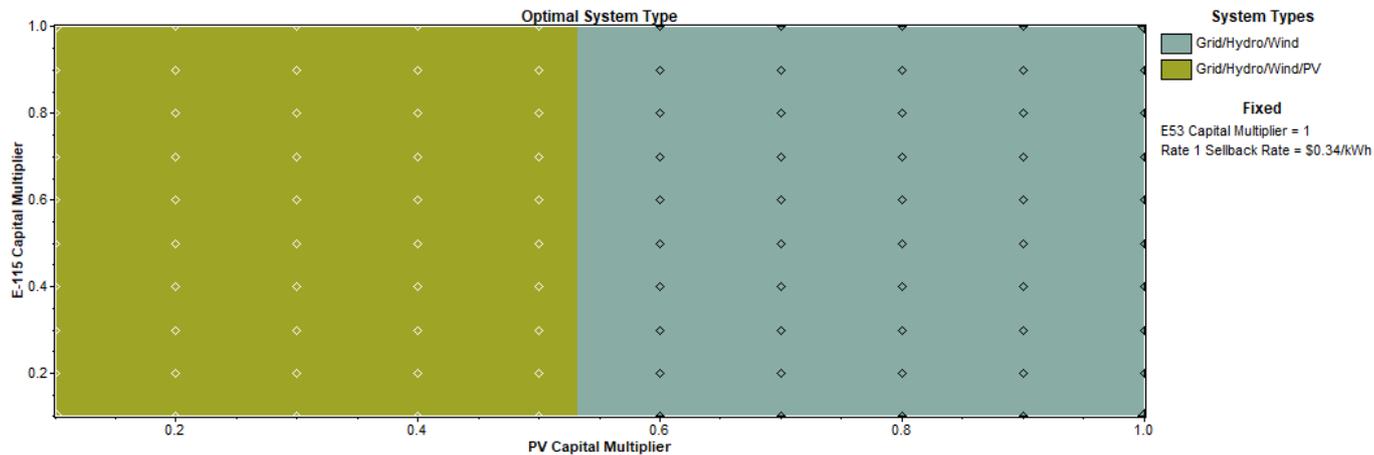
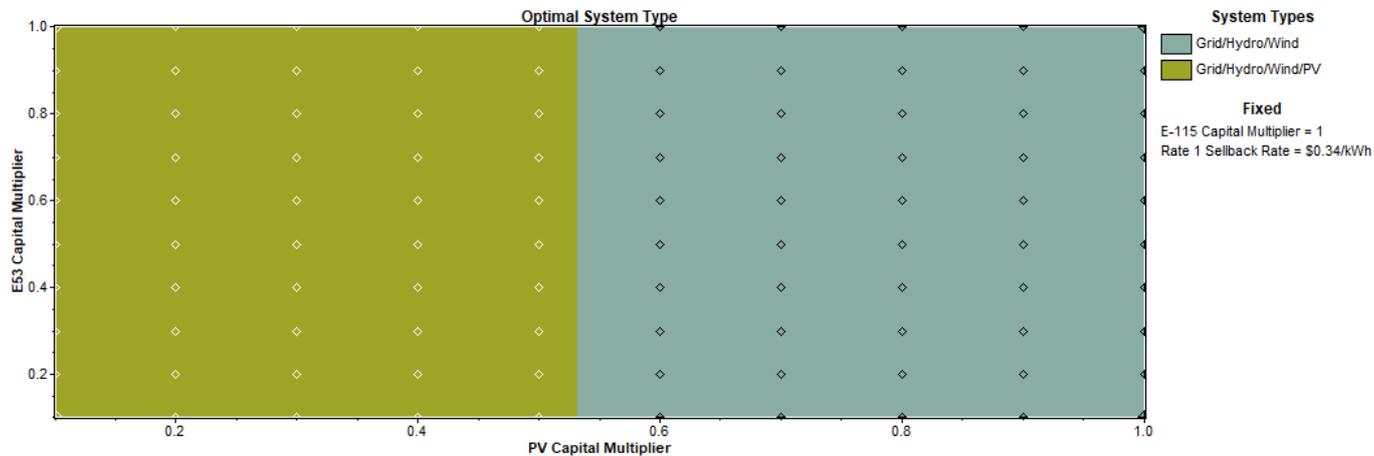


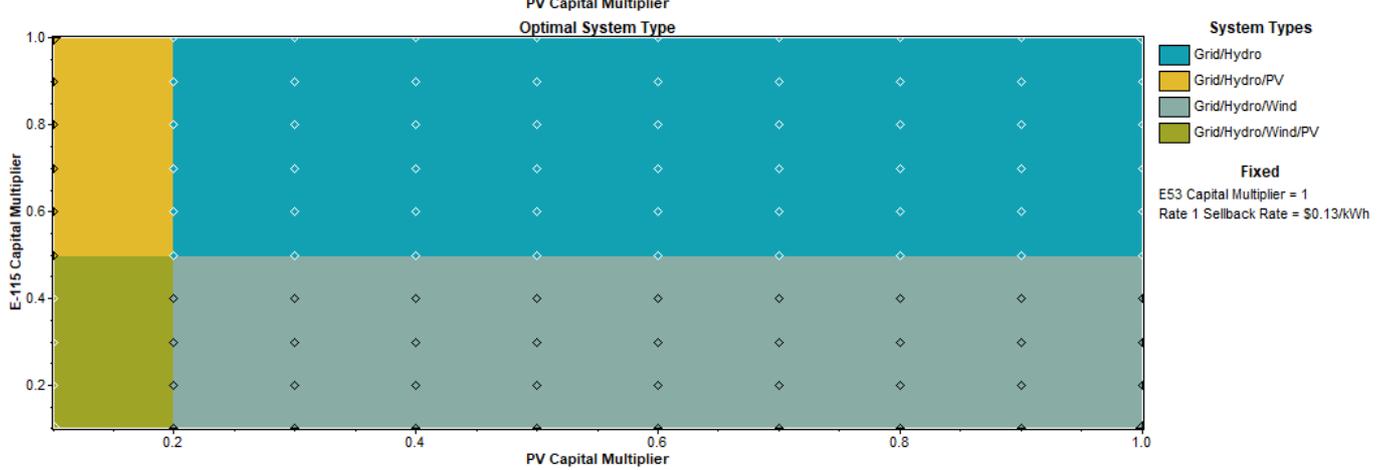
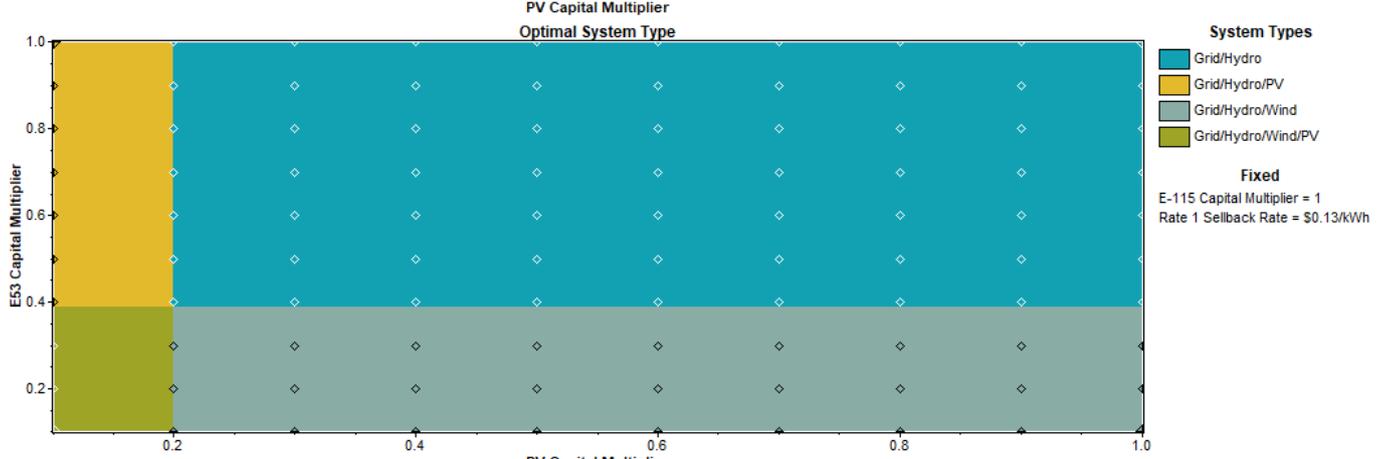
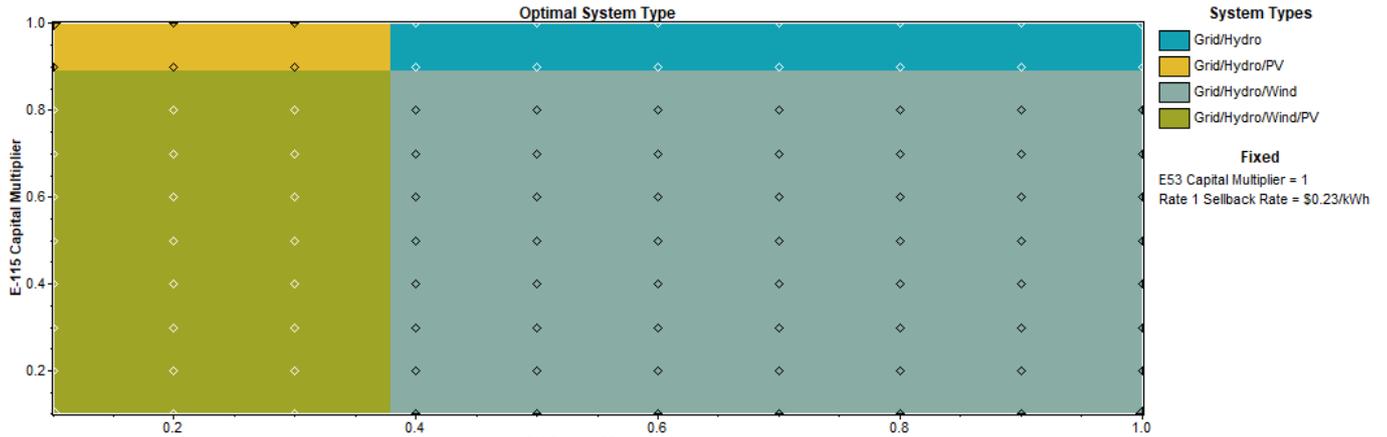
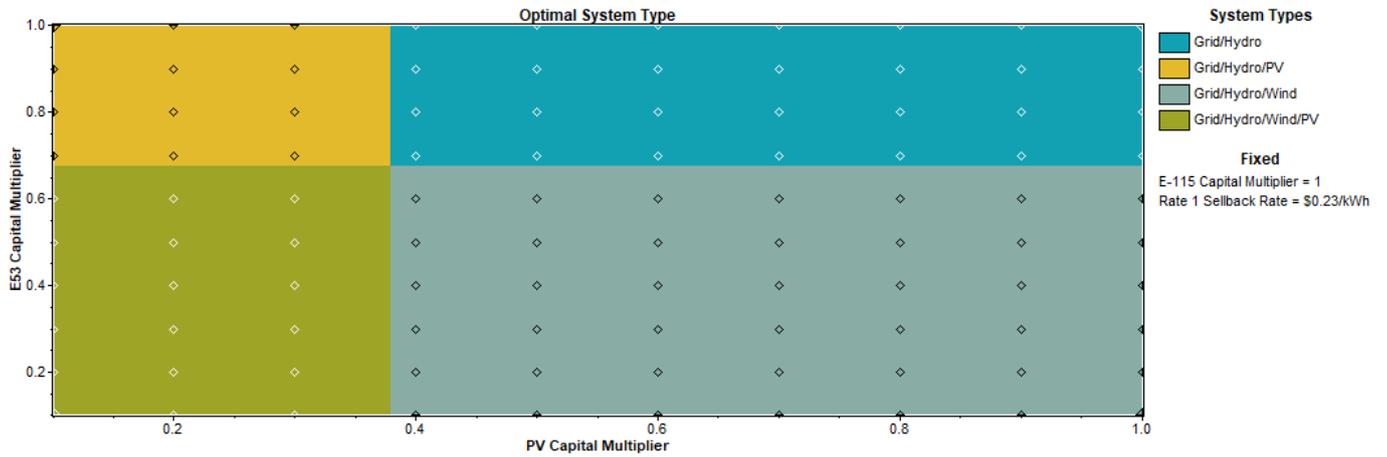
APÊNDICE X: Análise de sensibilidade para a usina 004.



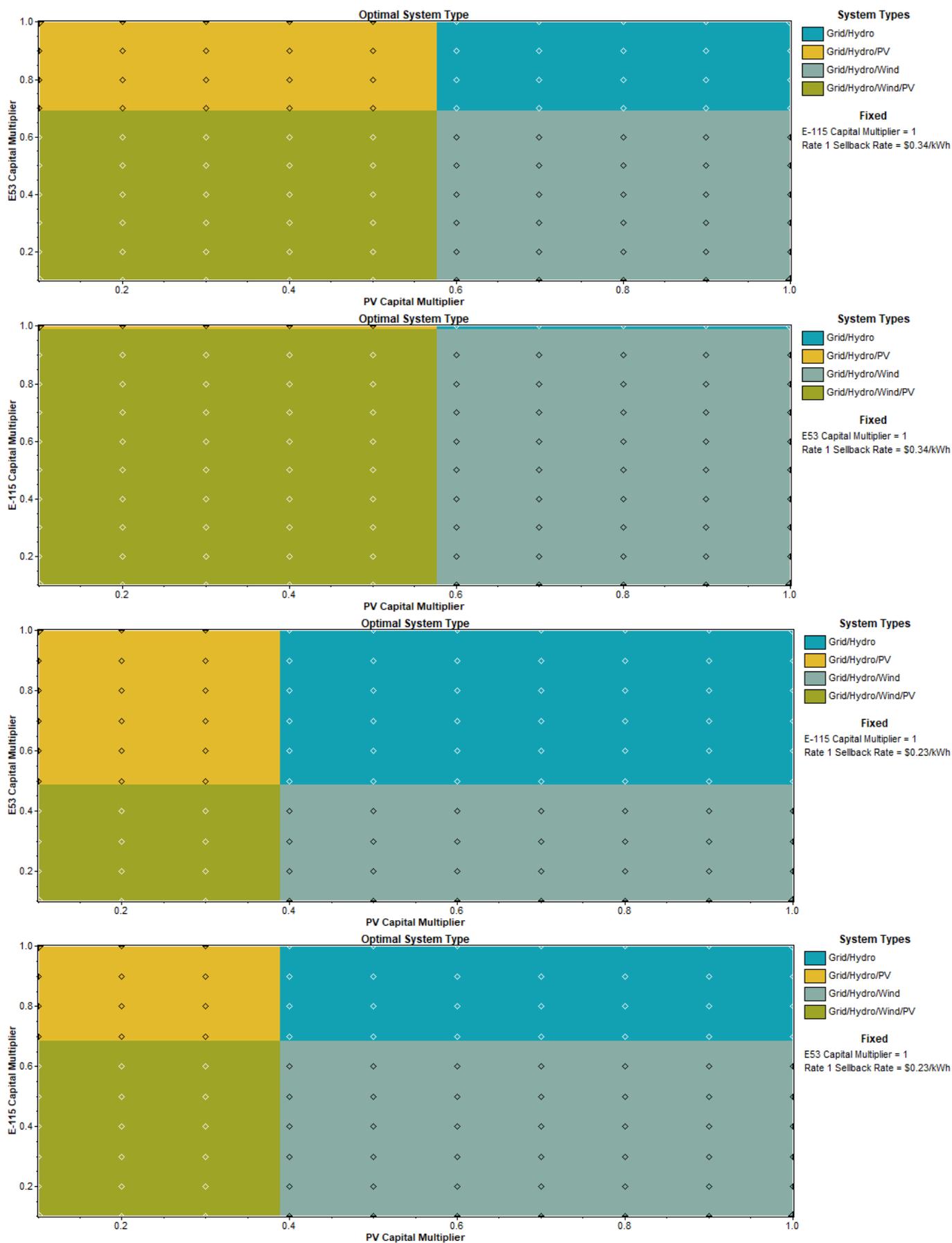


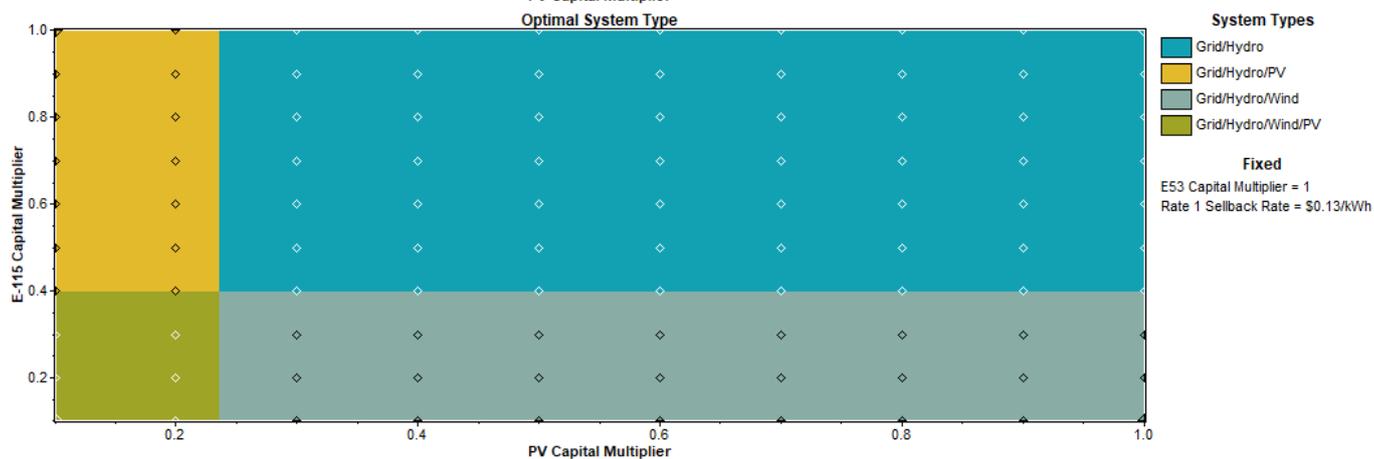
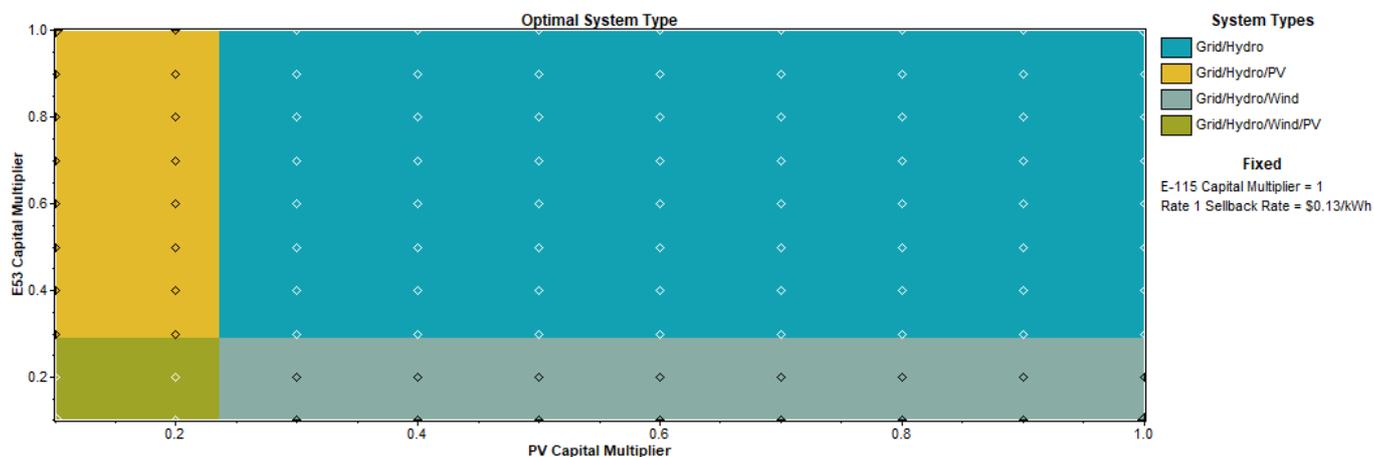
APÊNDICE XII: Análise de sensibilidade para a usina 006.



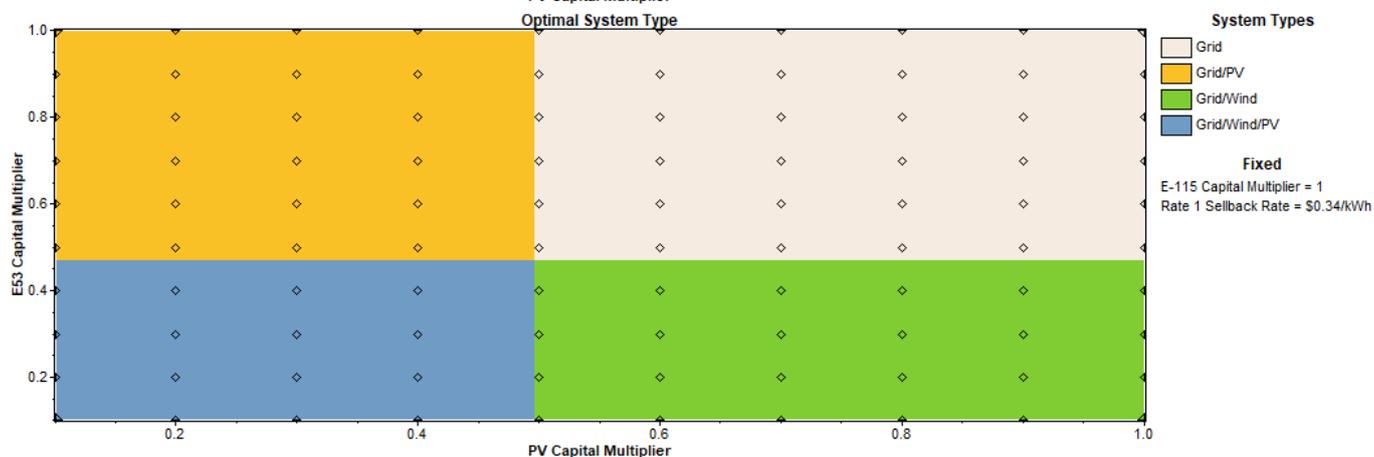
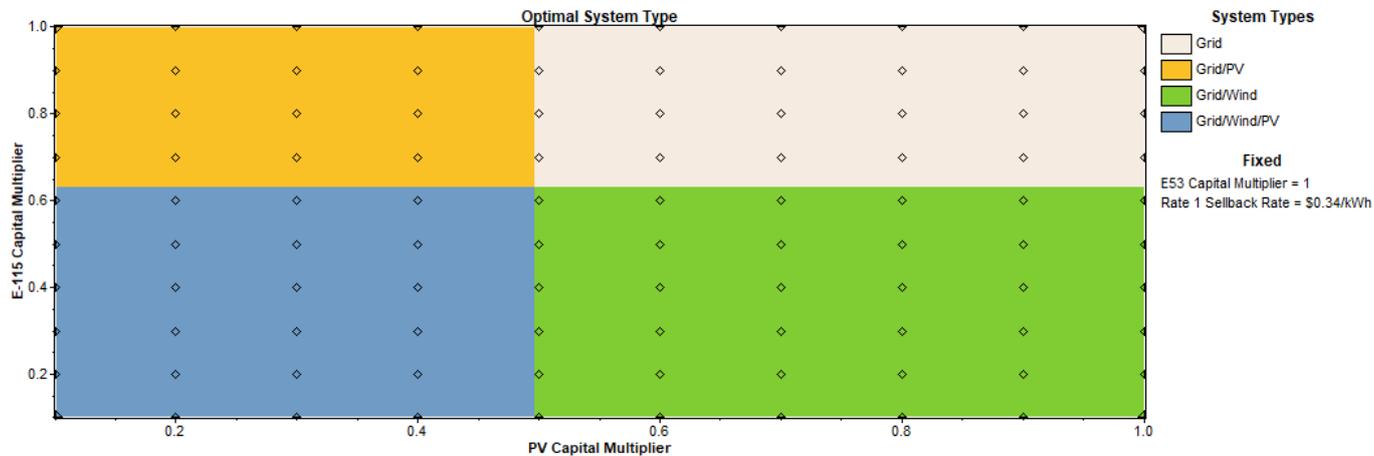


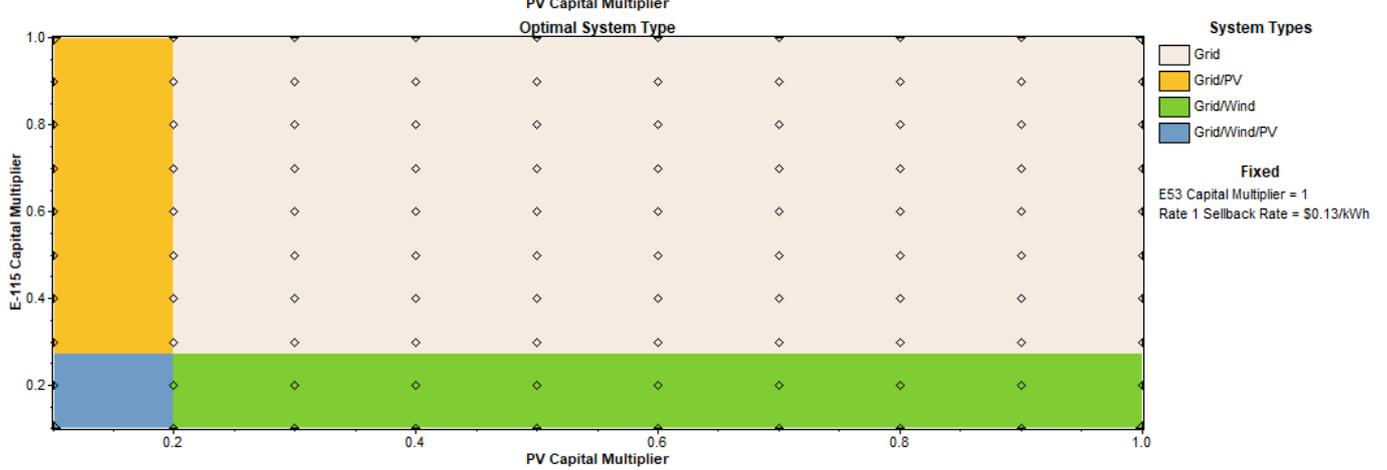
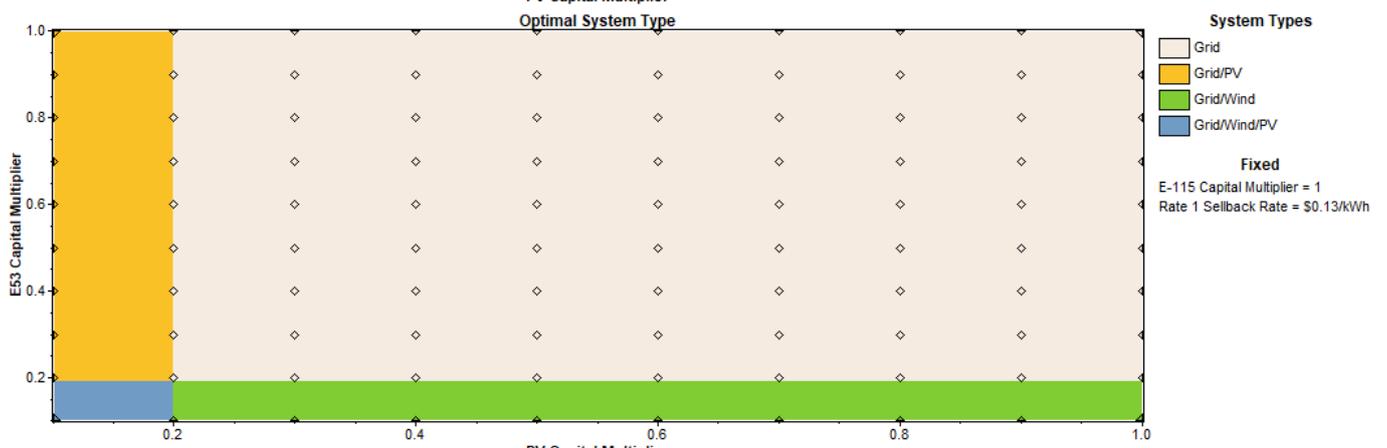
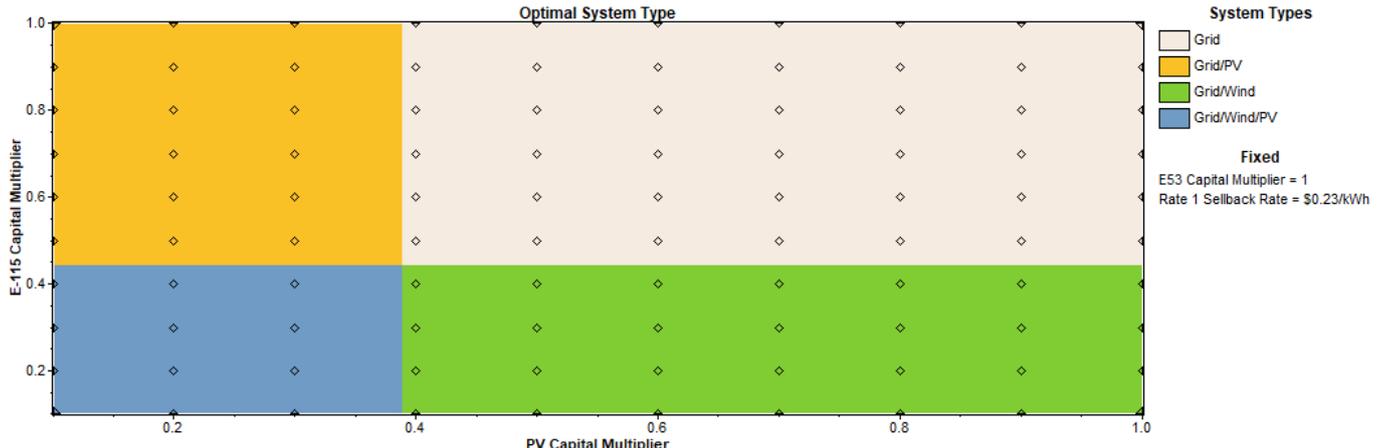
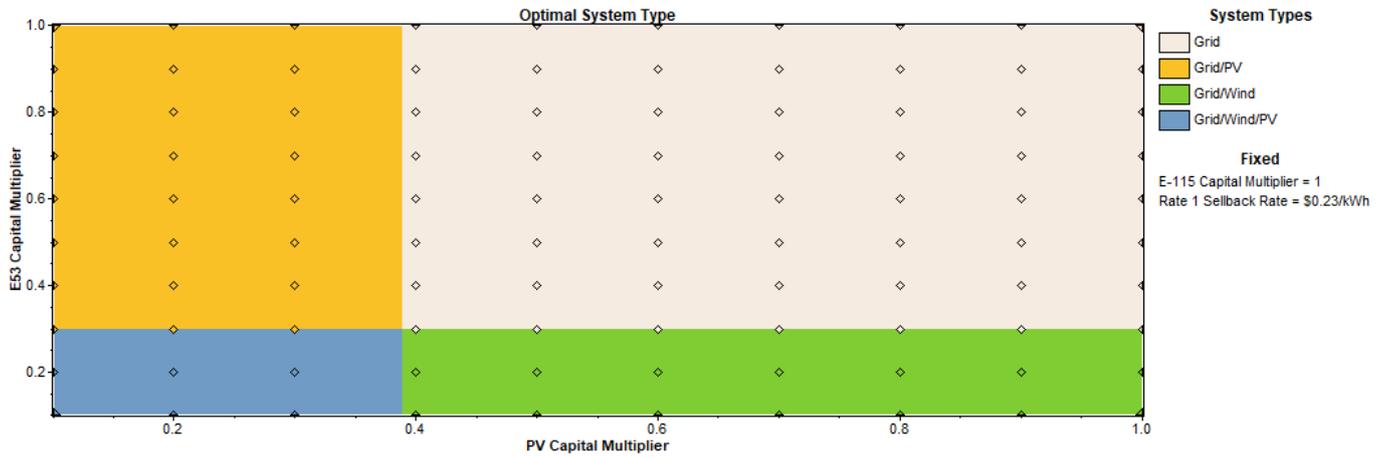
APÊNDICE XIII: Análise de sensibilidade para a usina 007.



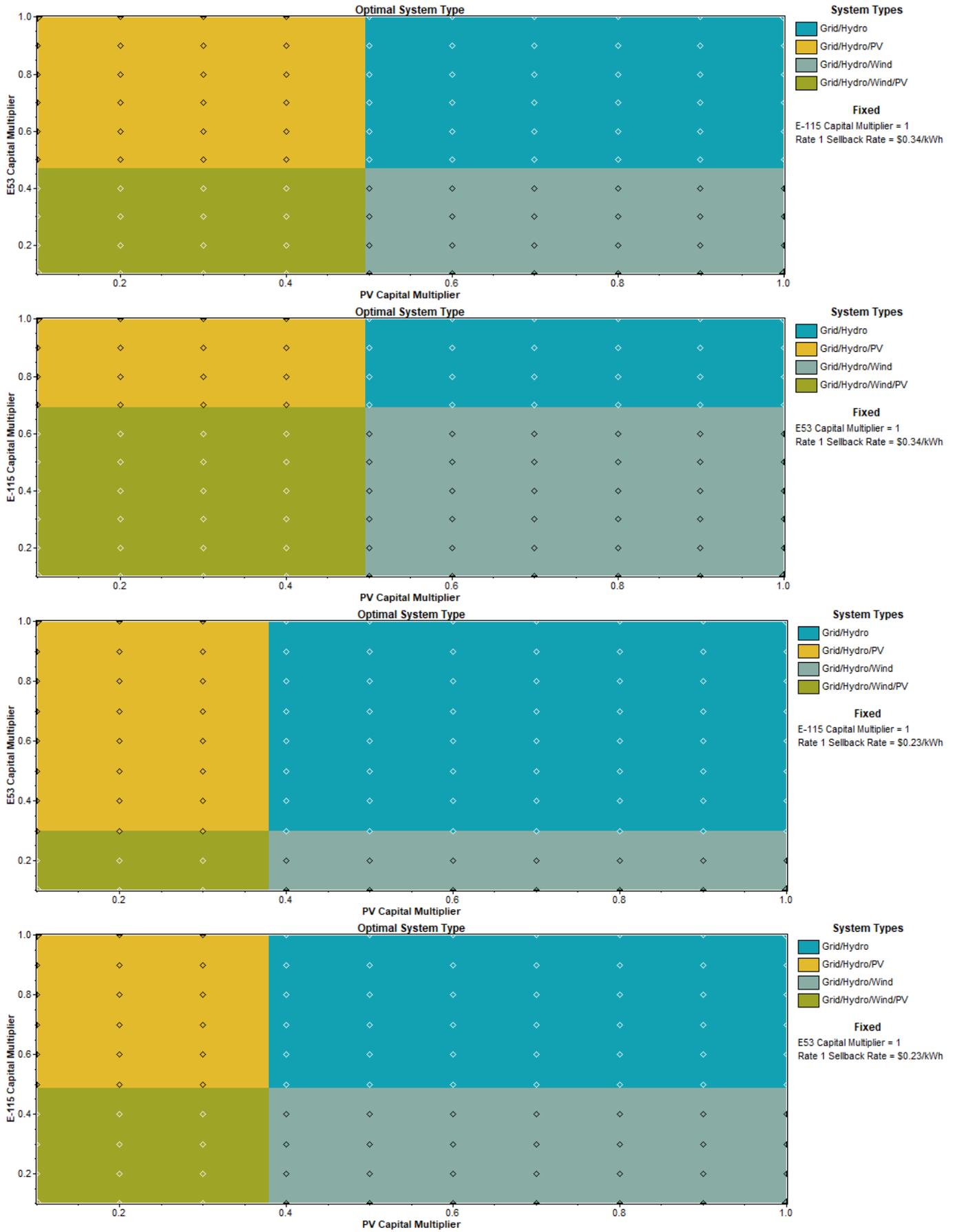


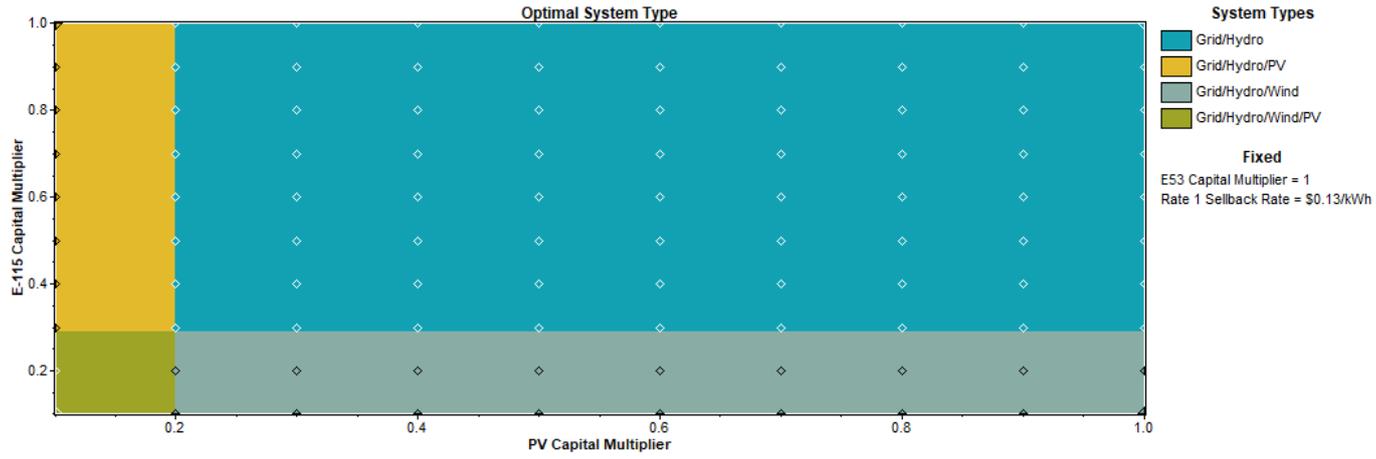
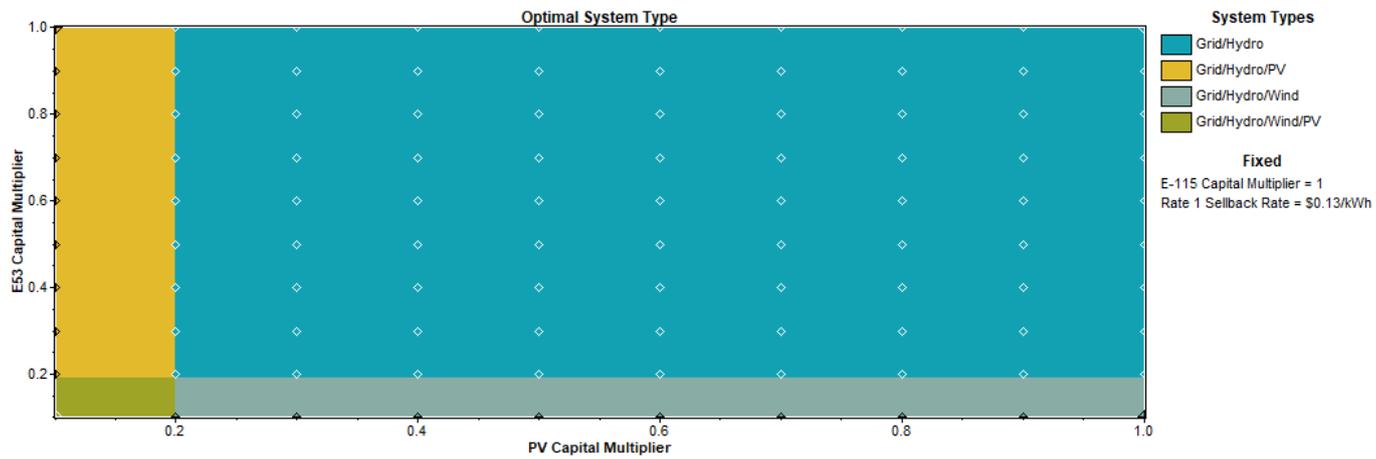
APÊNDICE XV: Análise de sensibilidade para a usina 008.



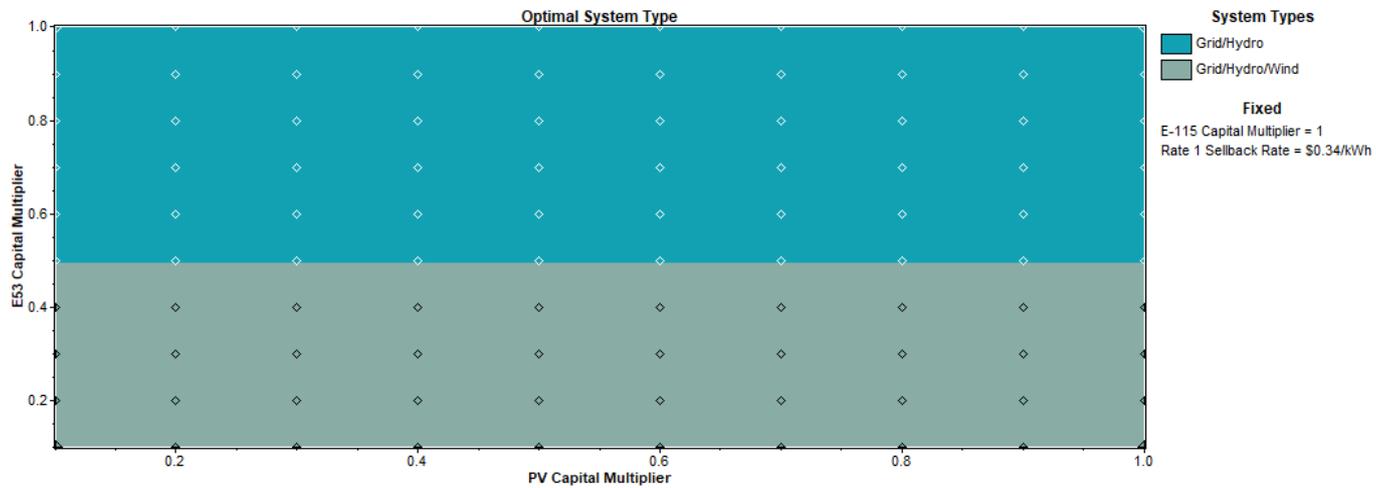


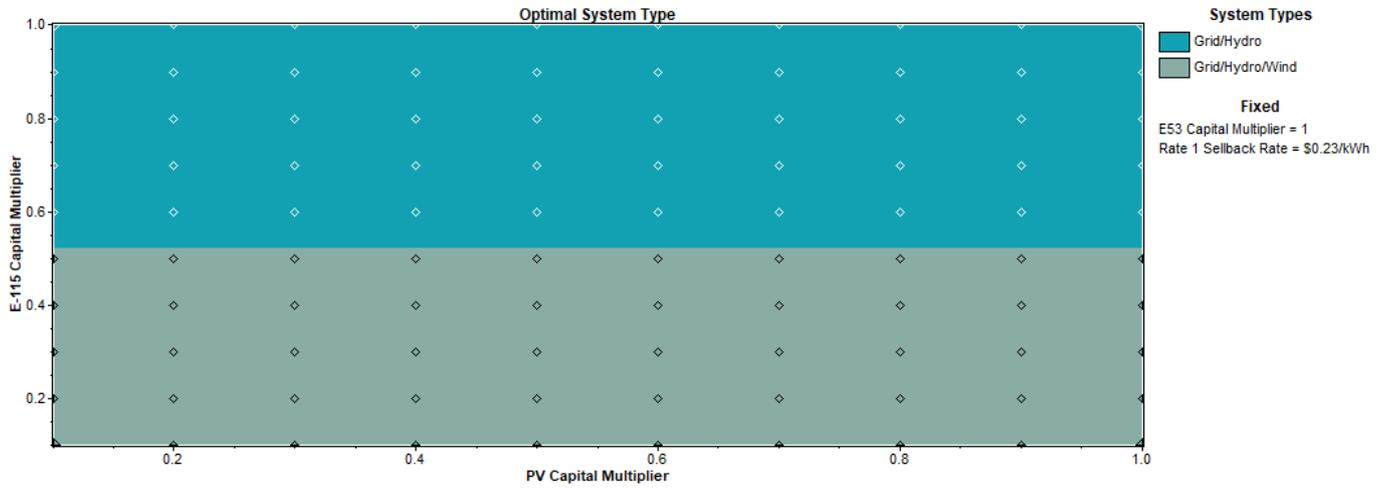
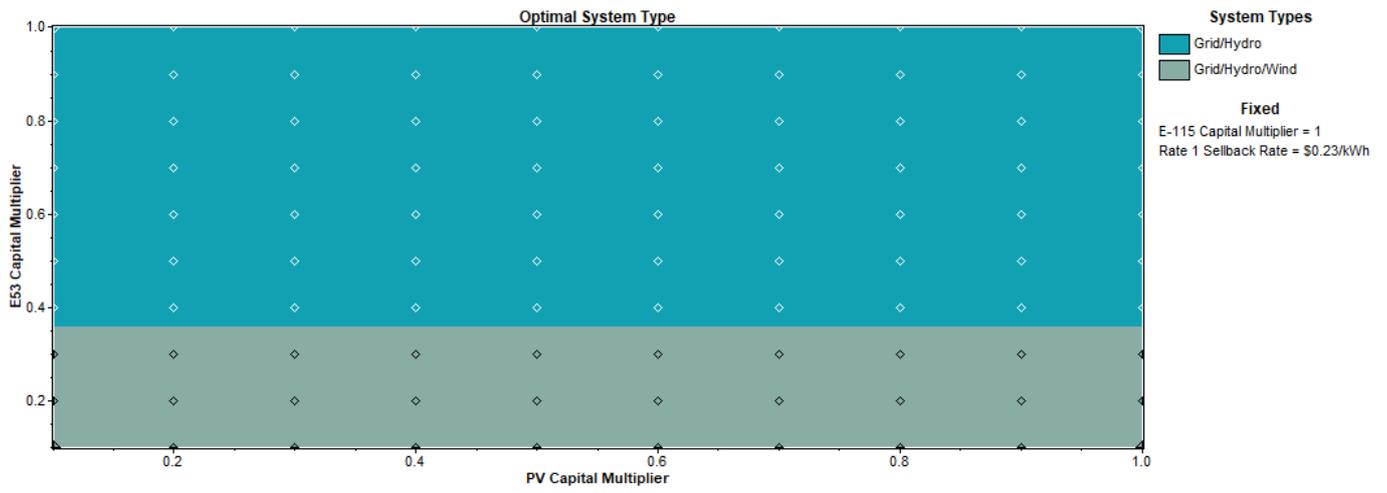
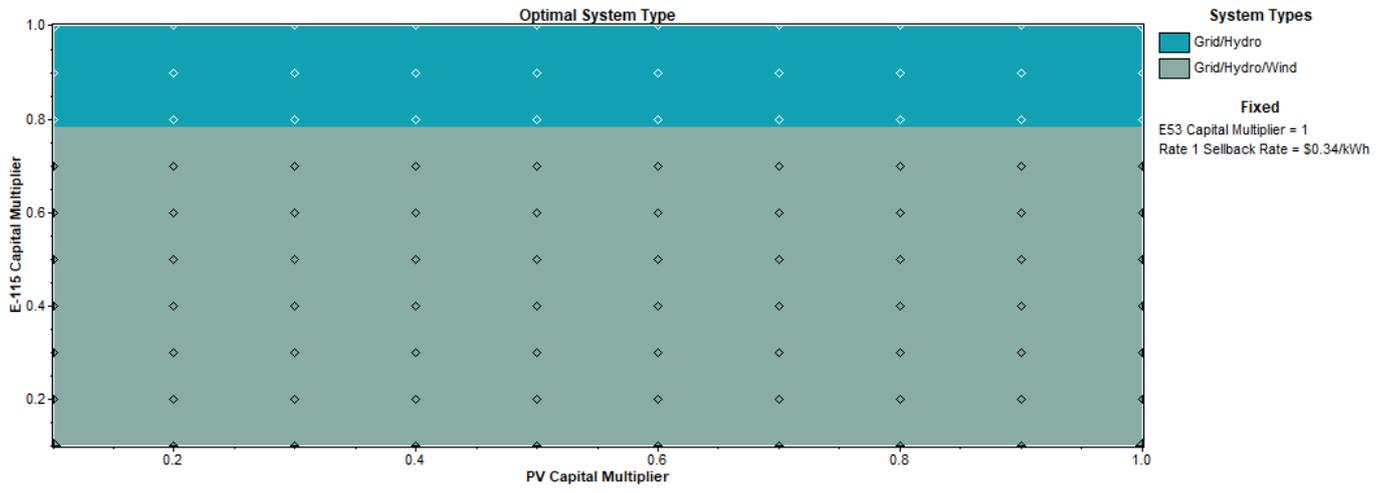
APÊNDICE XVI: Análise de sensibilidade para a usina 009.

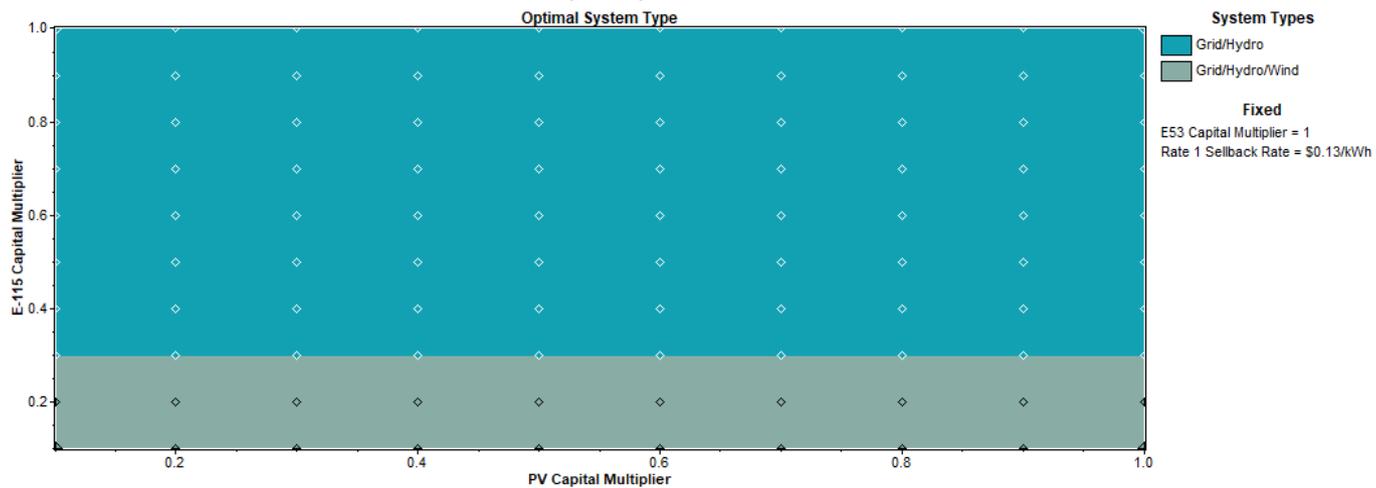
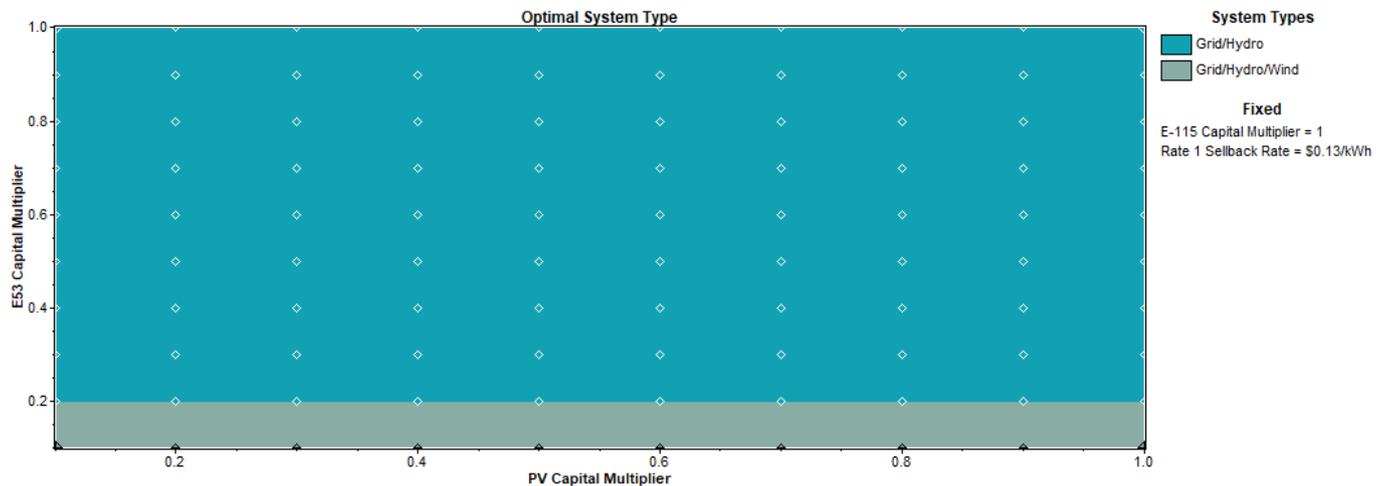




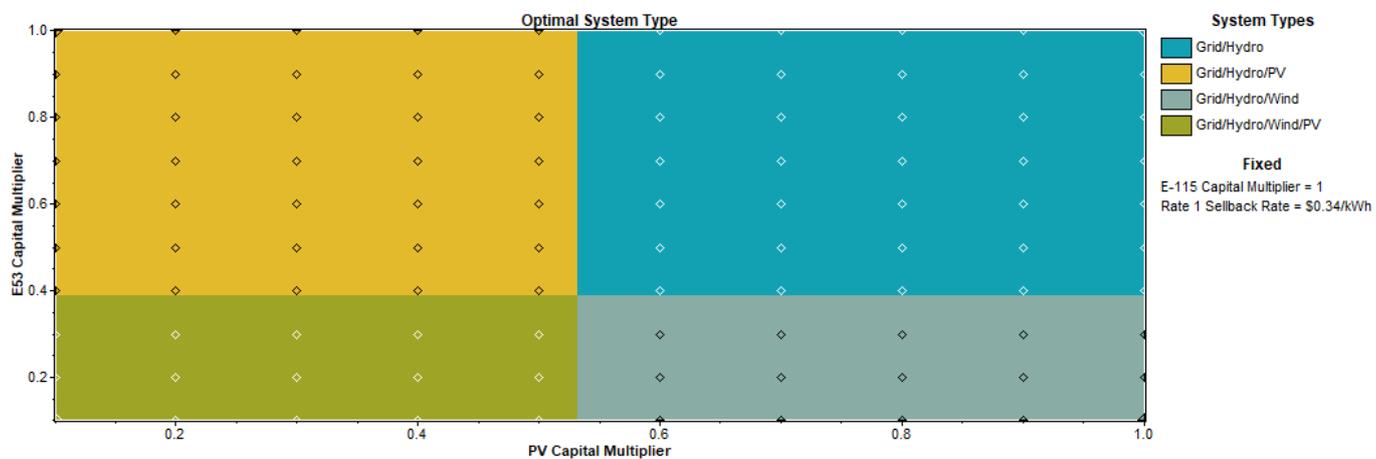
APÊNDICE XVII: Análise de sensibilidade para a usina 010.

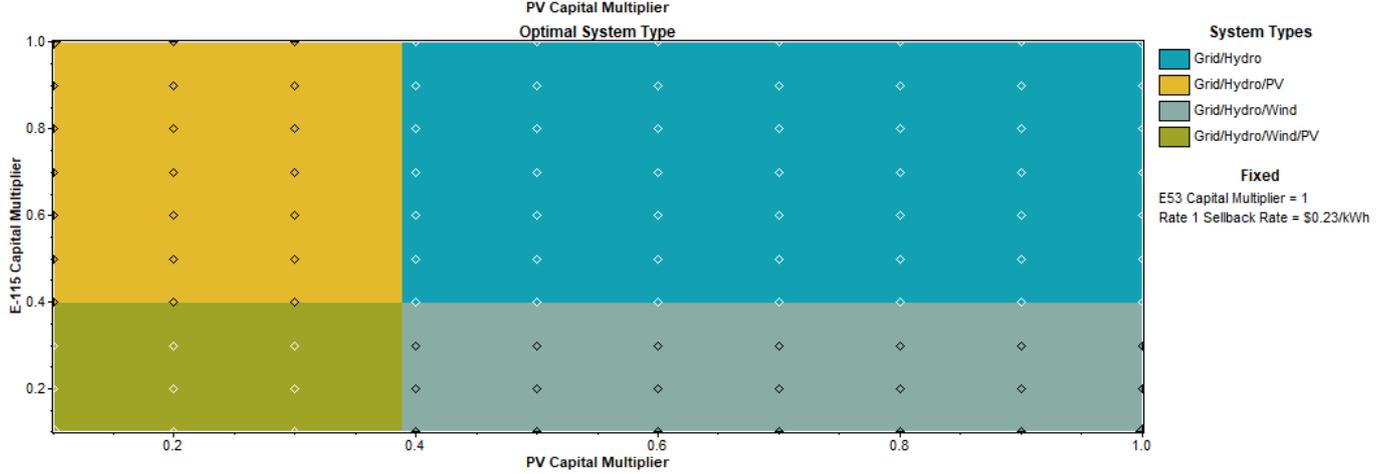
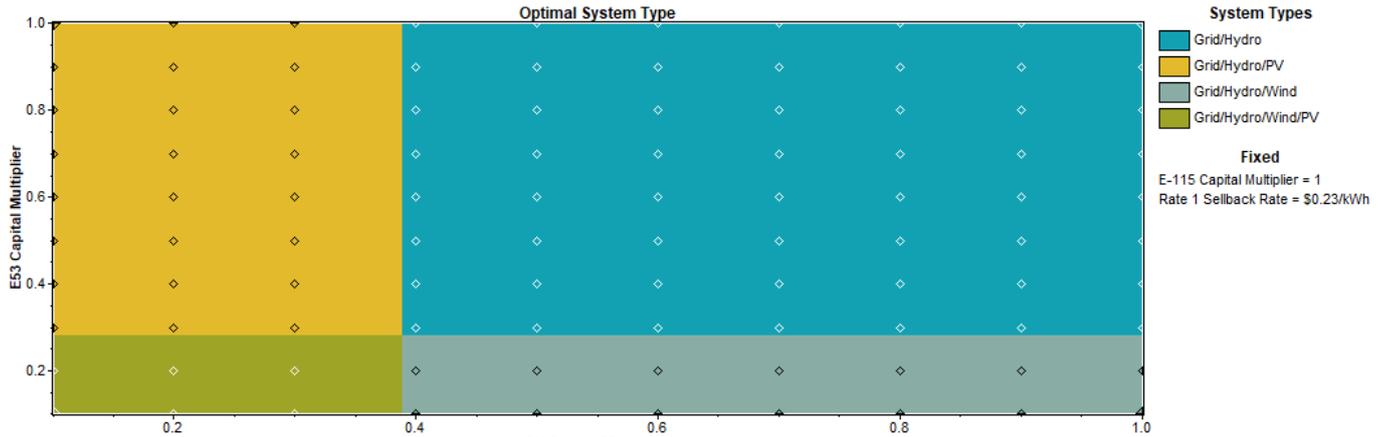
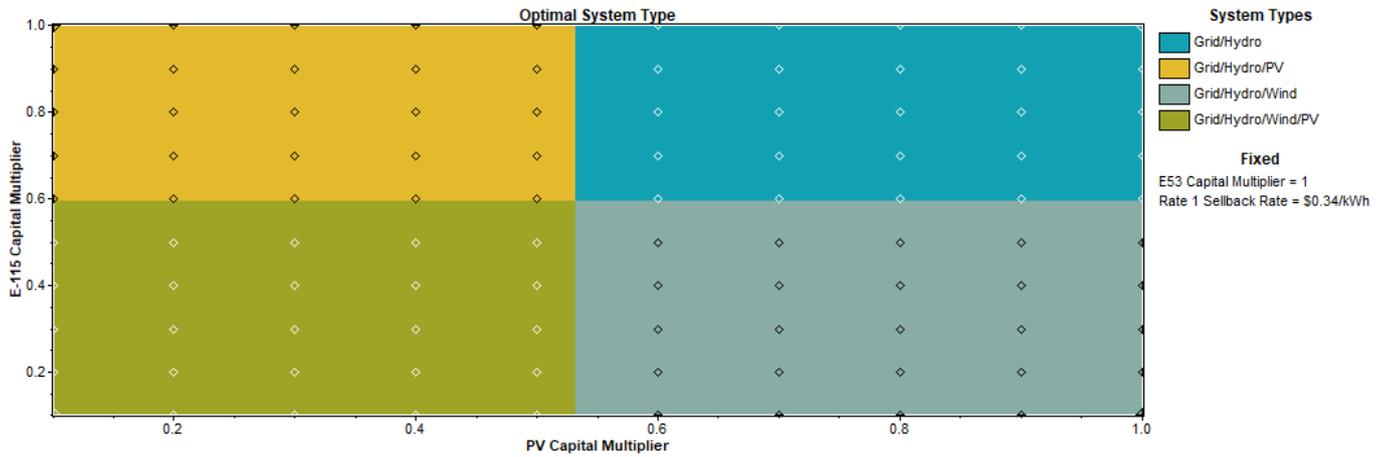


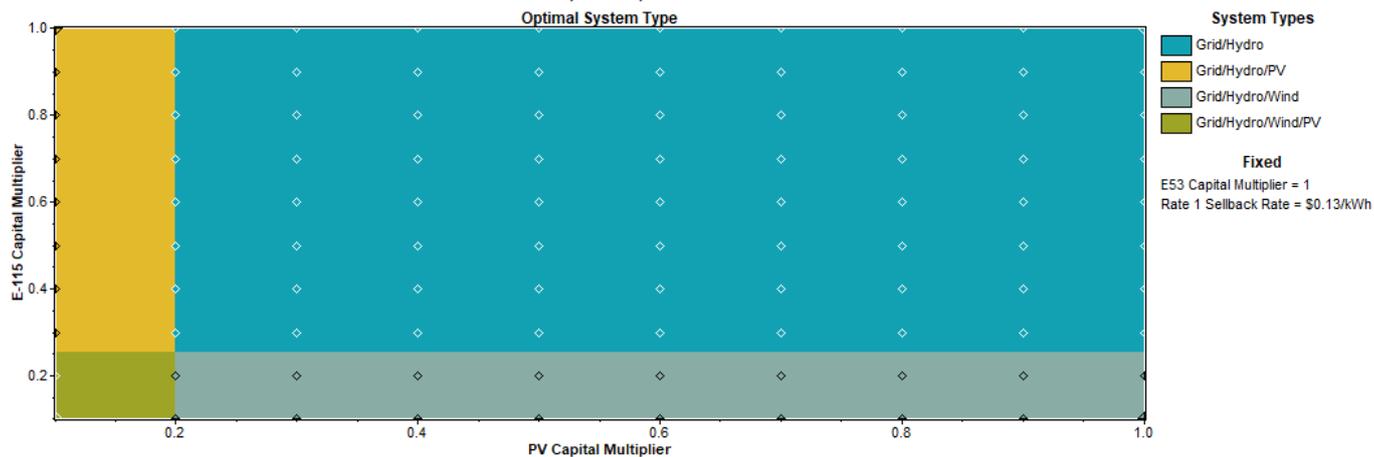
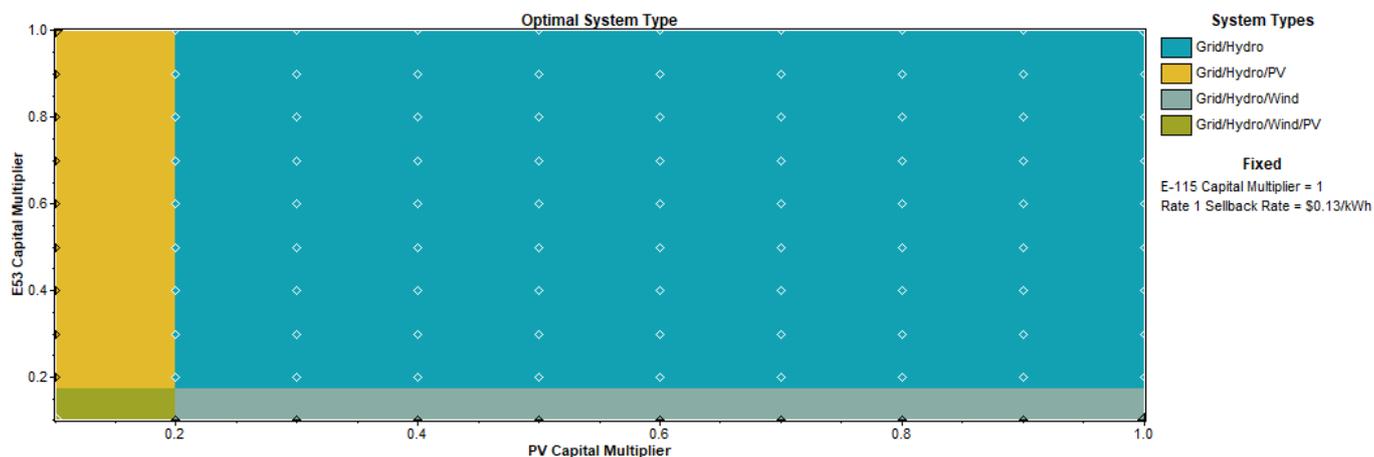




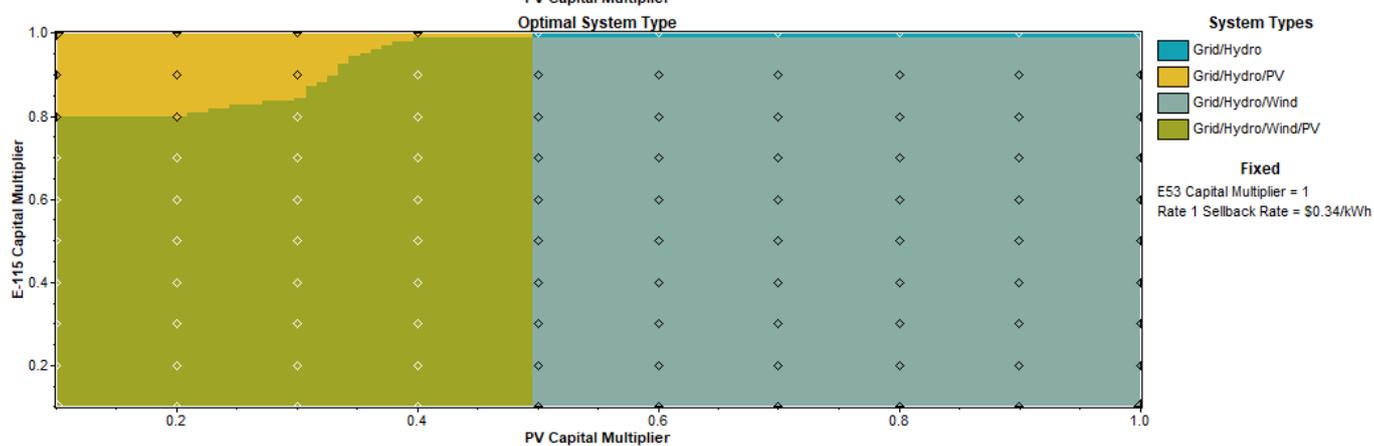
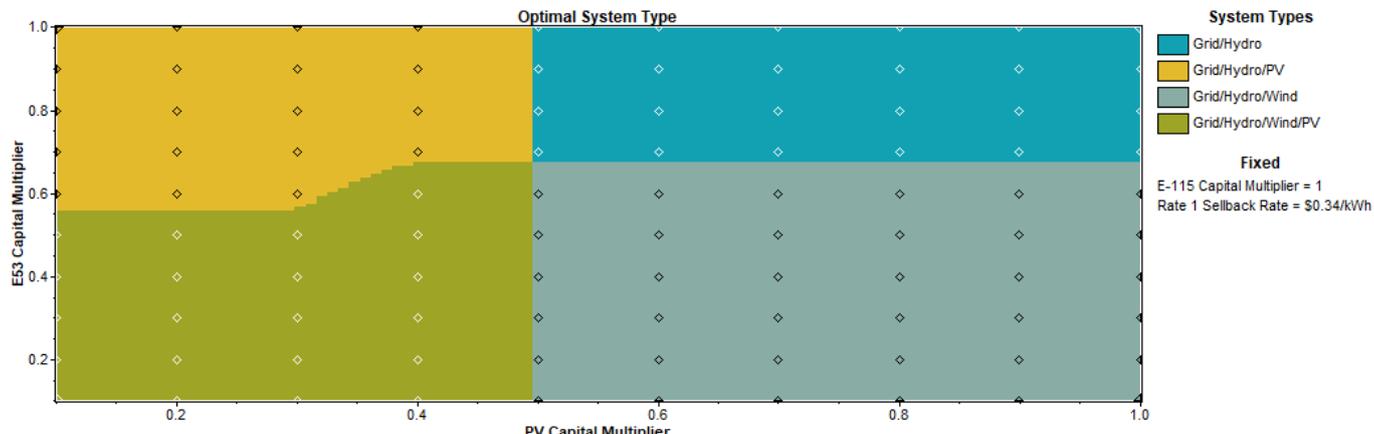
APÊNDICE XVII: Análise de sensibilidade para a usina 011.

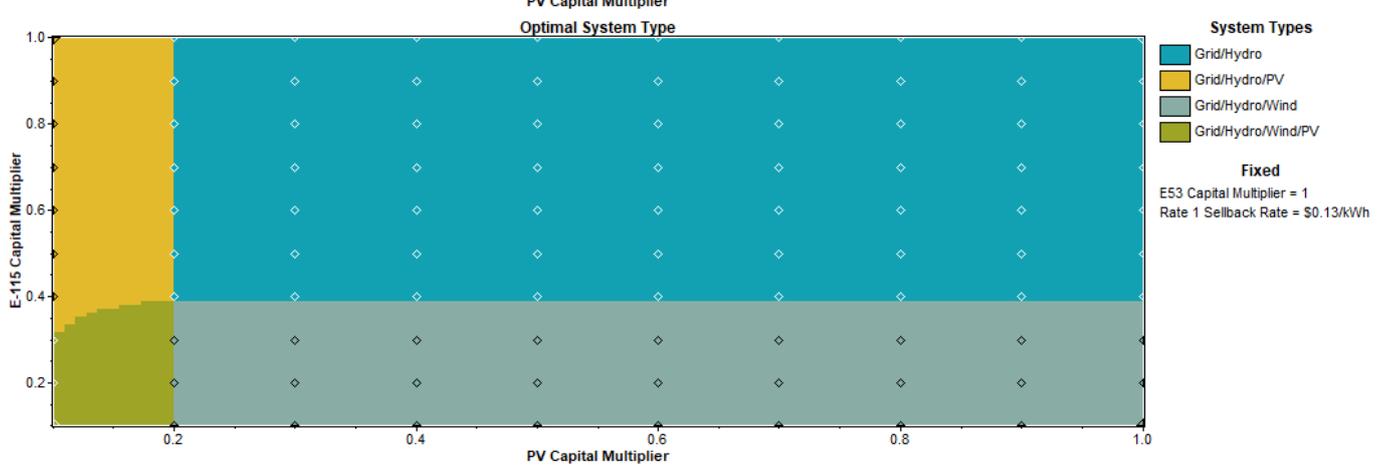
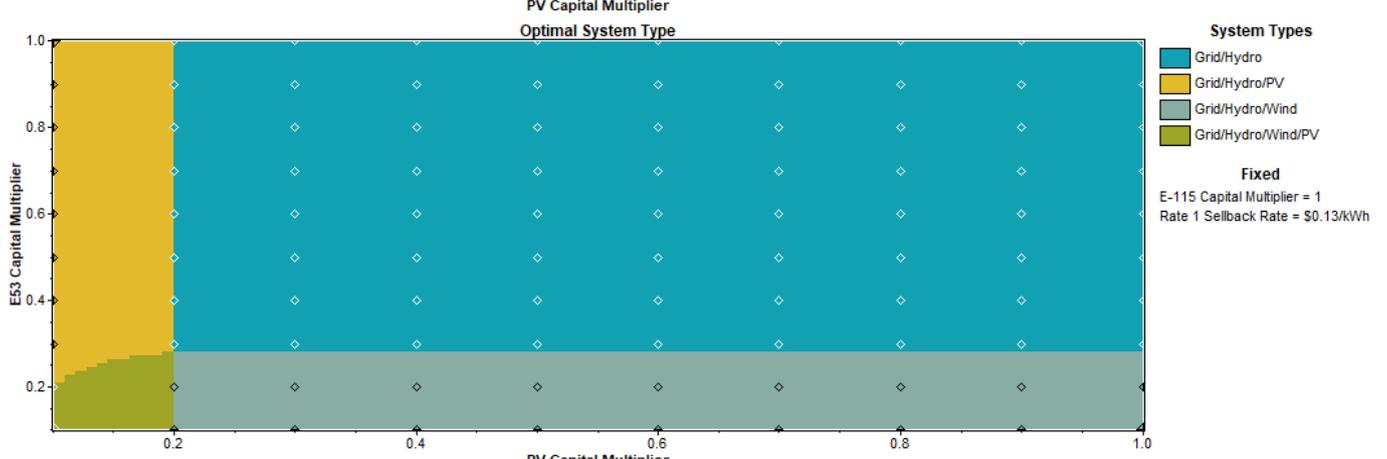
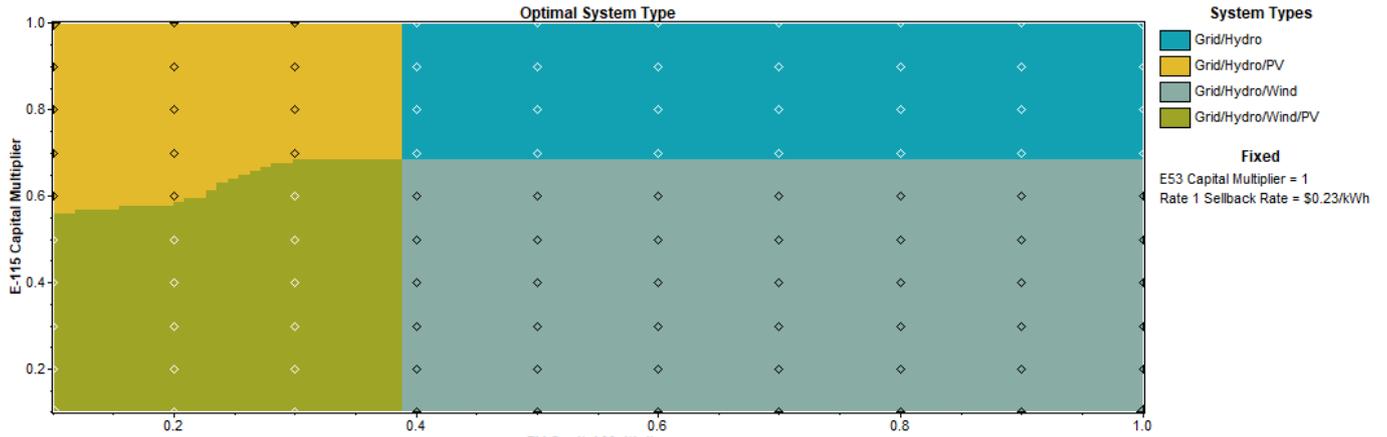
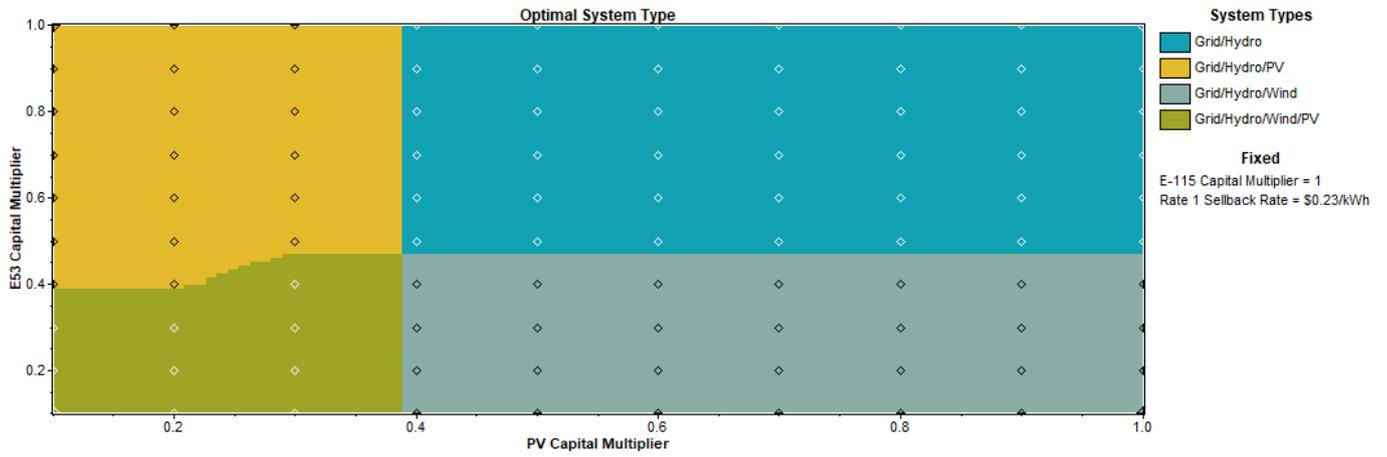




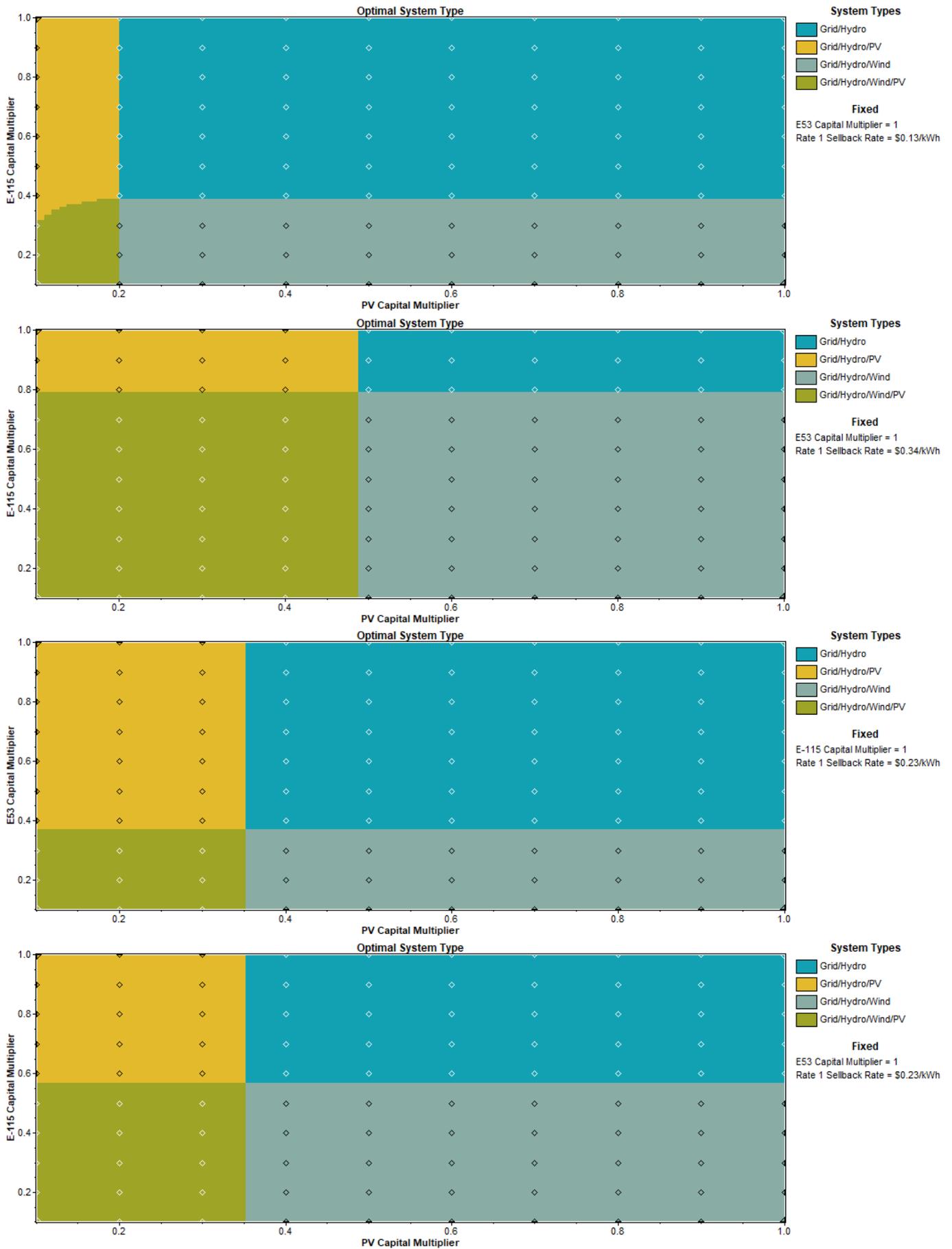


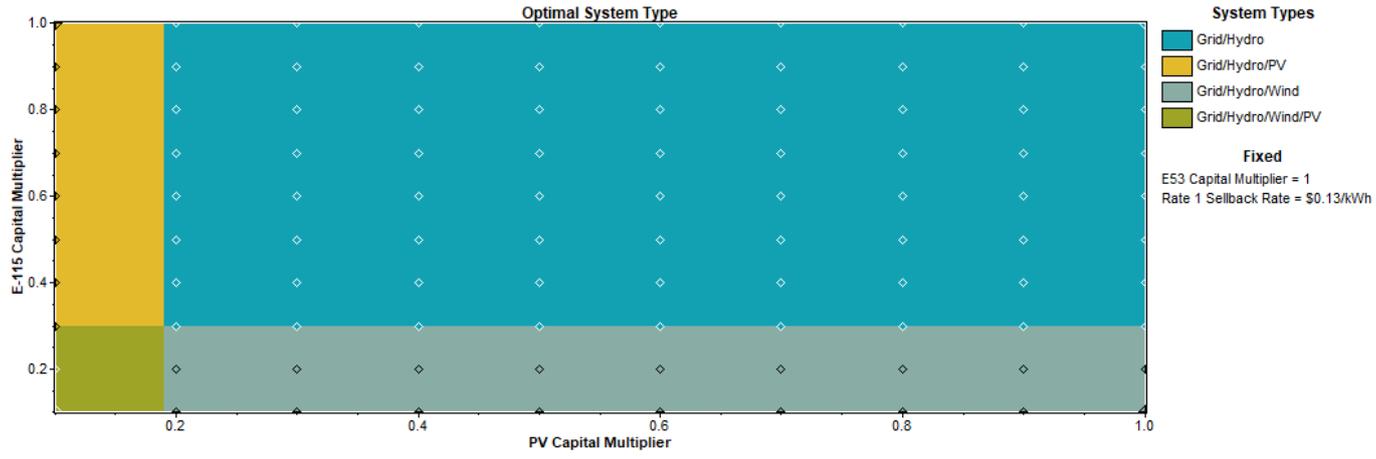
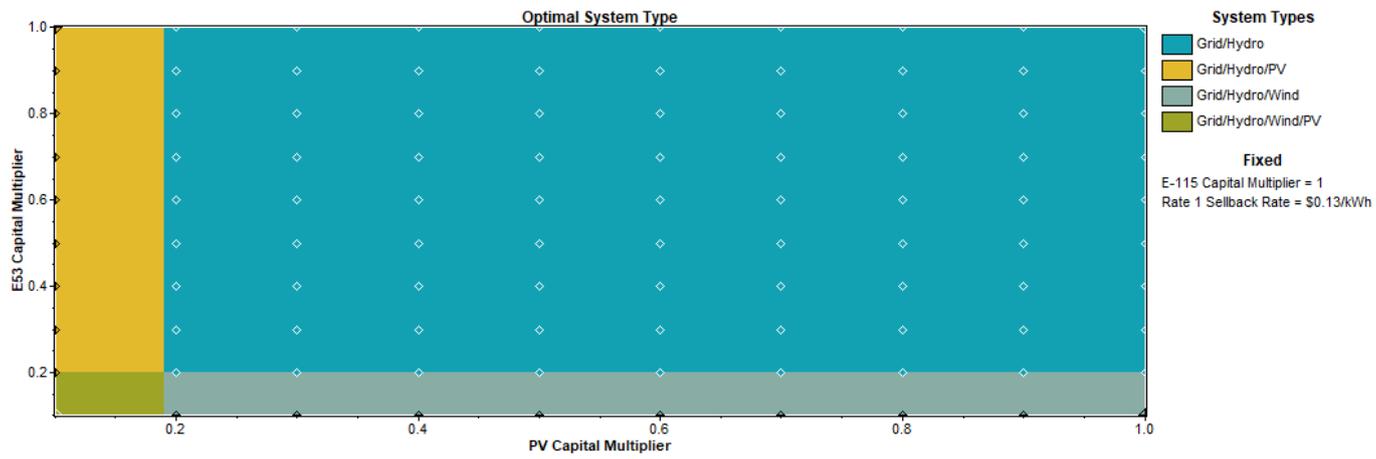
APÊNDICE XIX: Análise de sensibilidade para a usina 012.



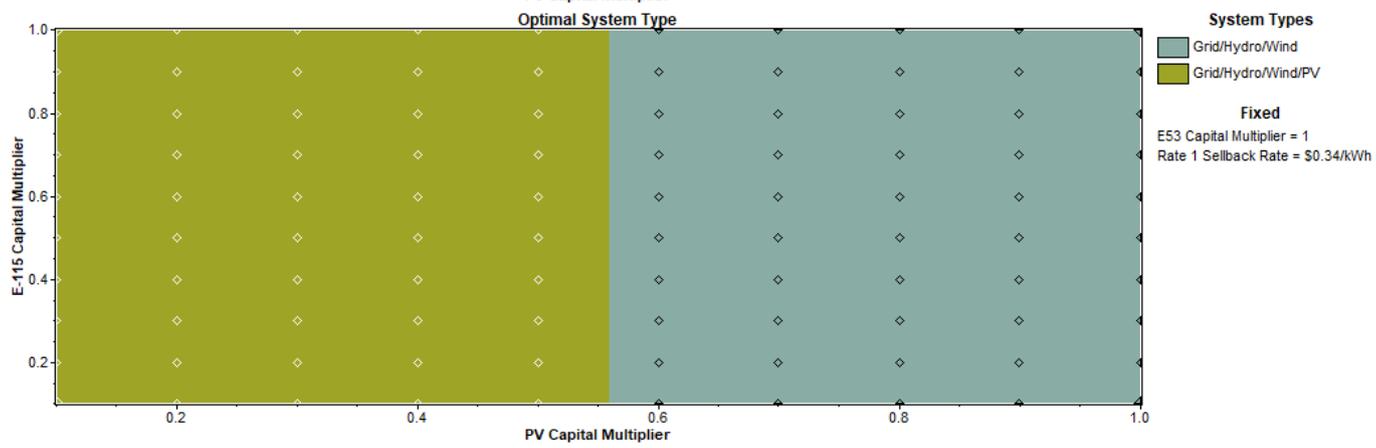
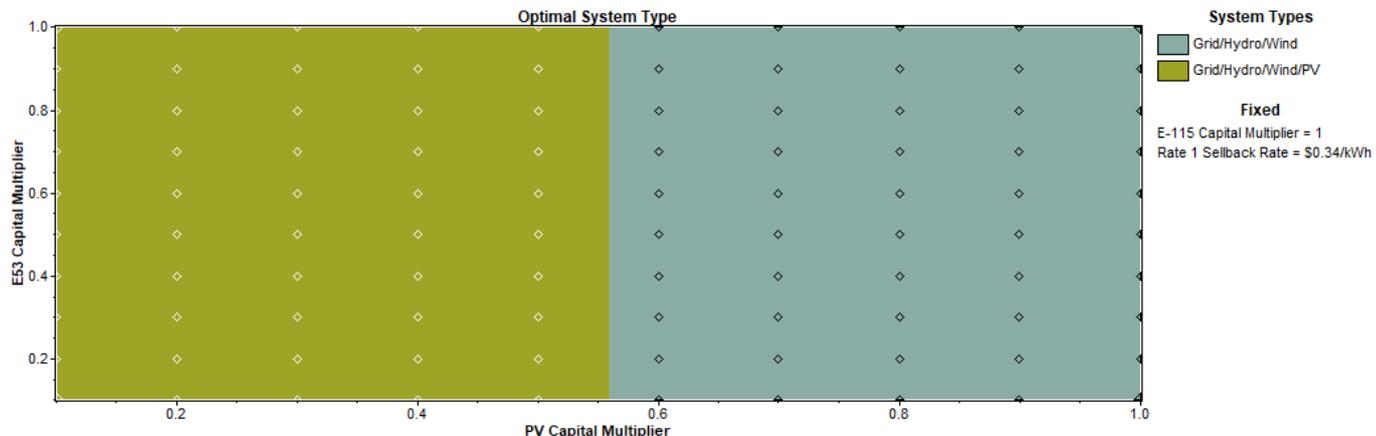


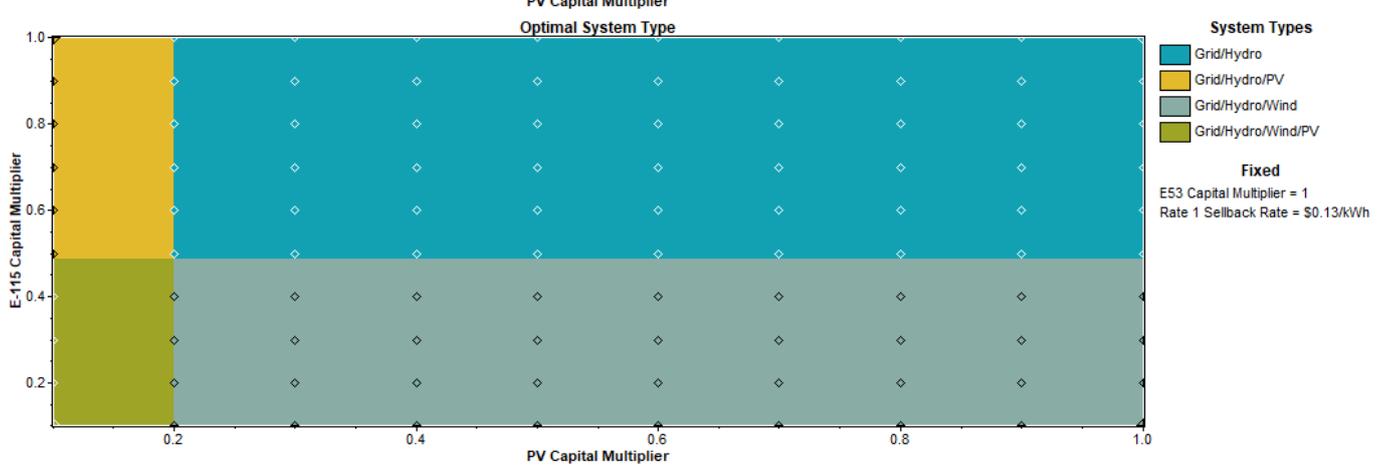
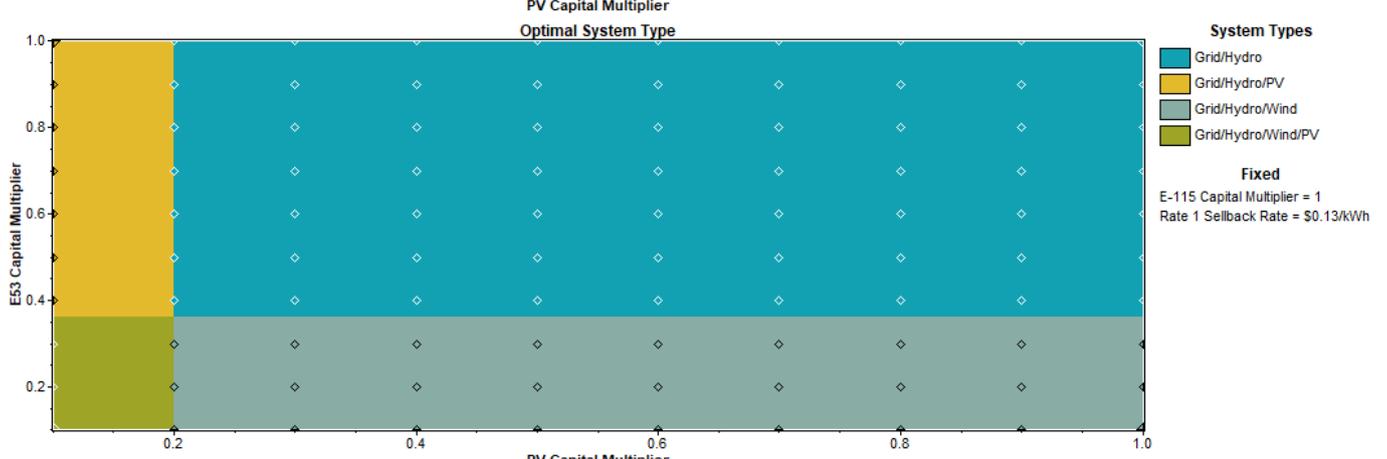
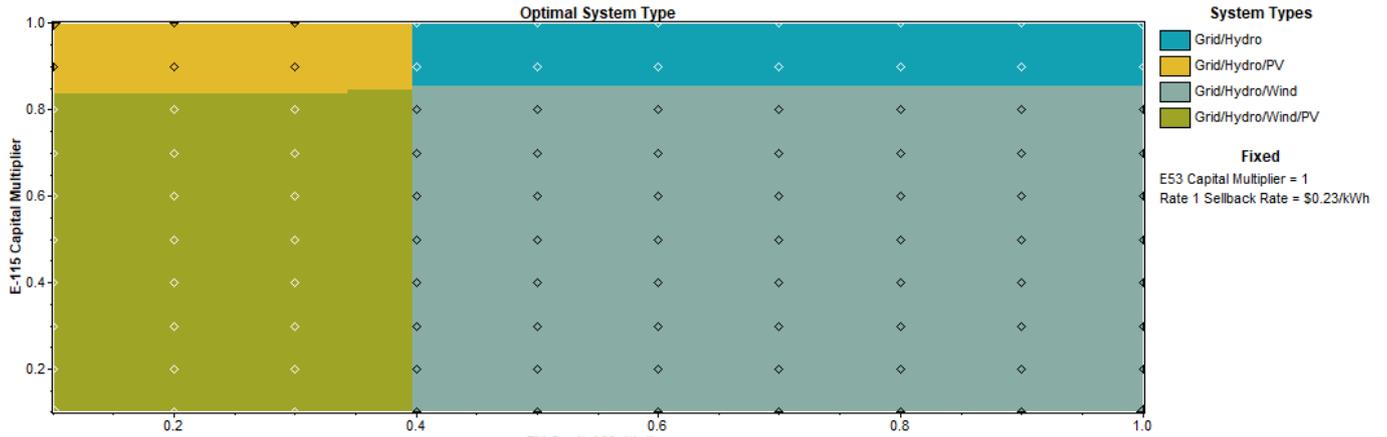
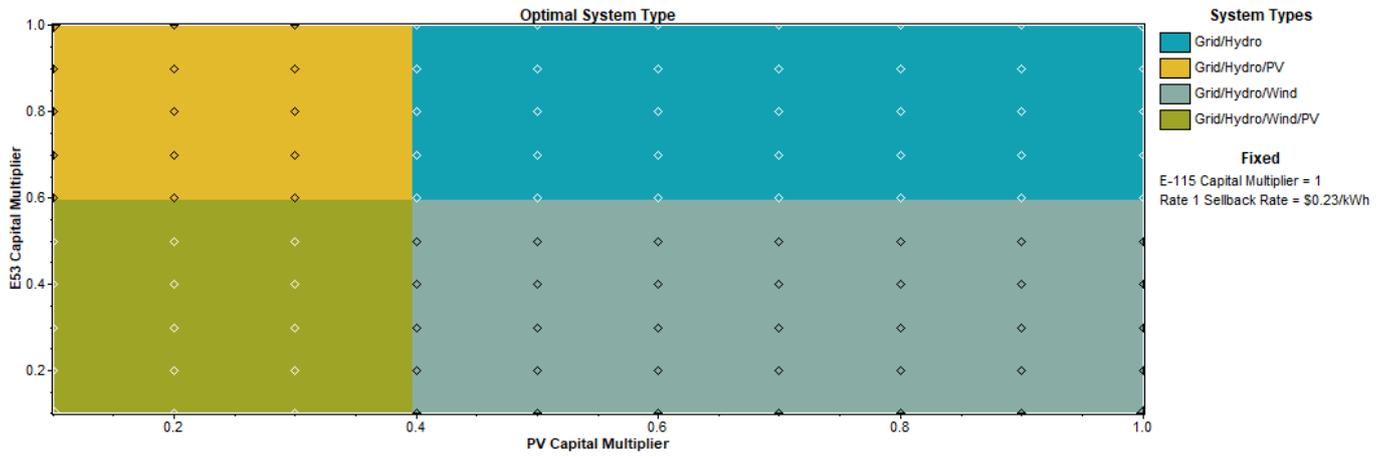
APÊNDICE XX: Análise de sensibilidade para a usina 013.



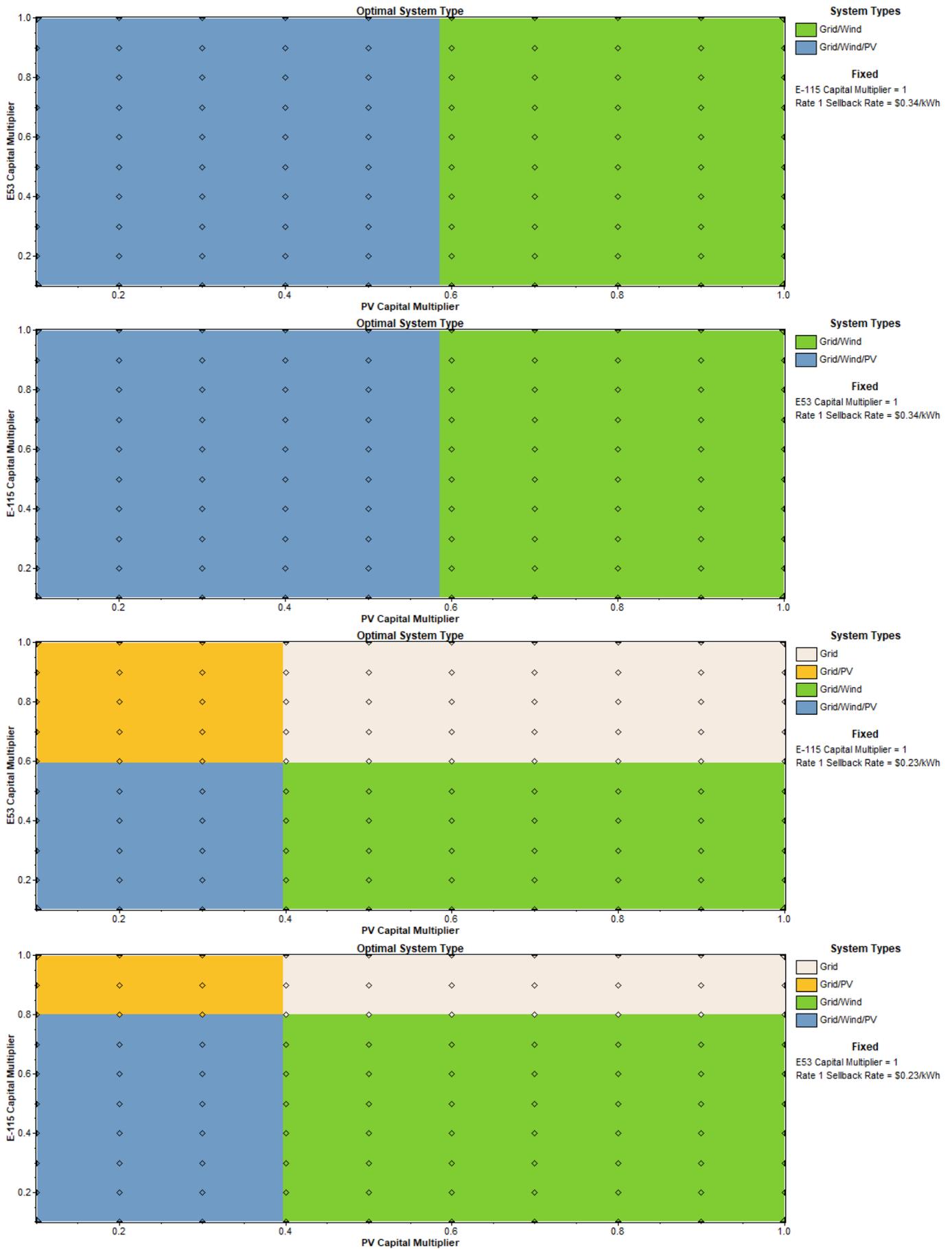


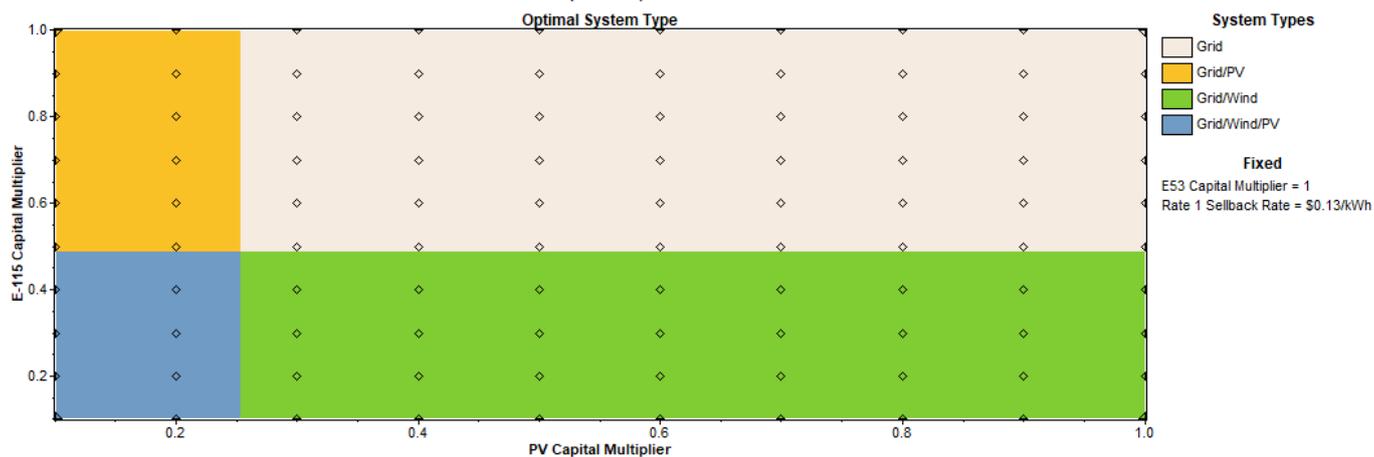
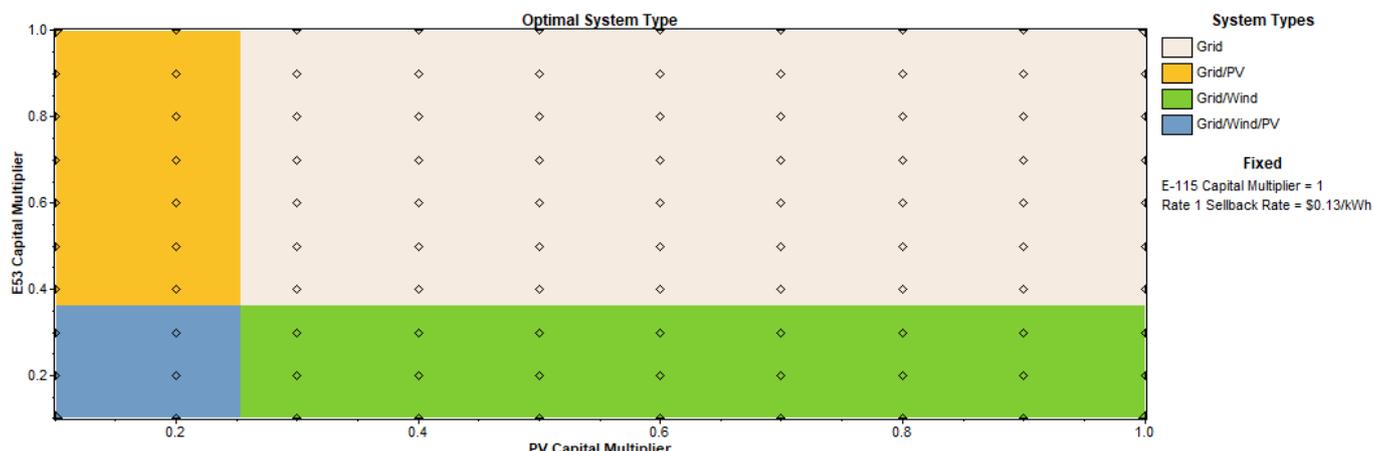
APÊNDICE XXI: Análise de sensibilidade para a usina 014.



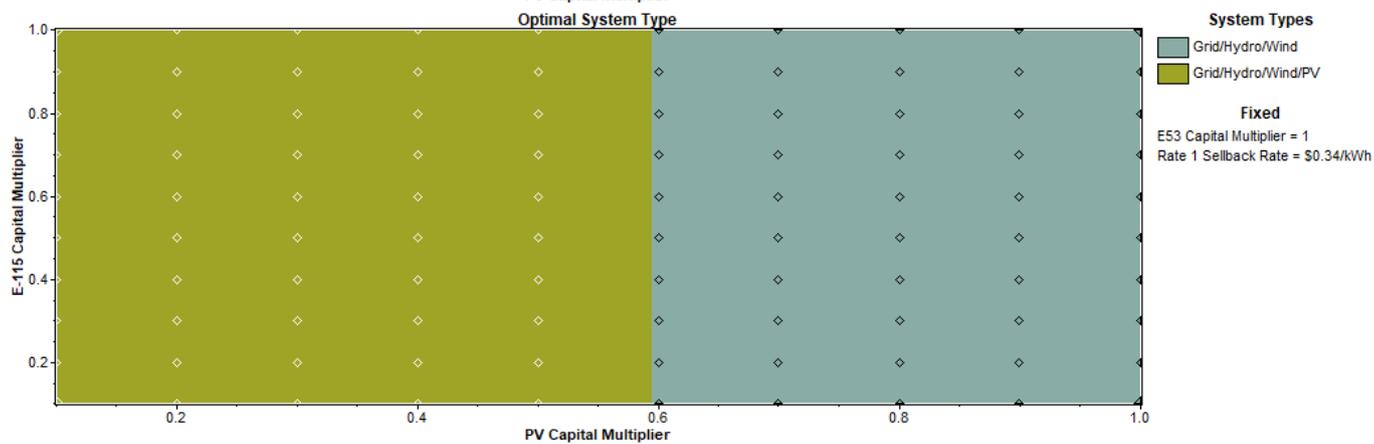
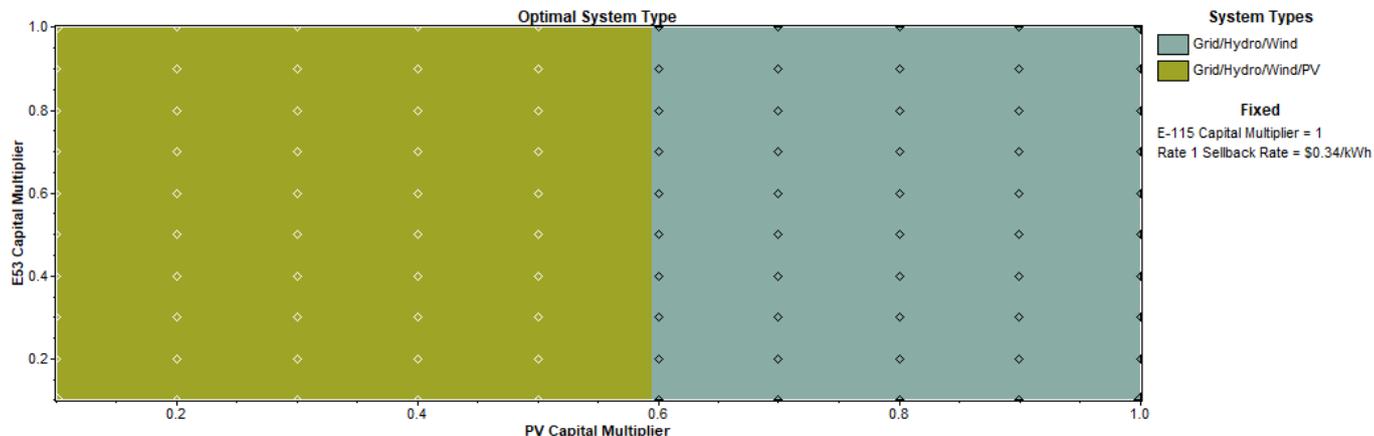


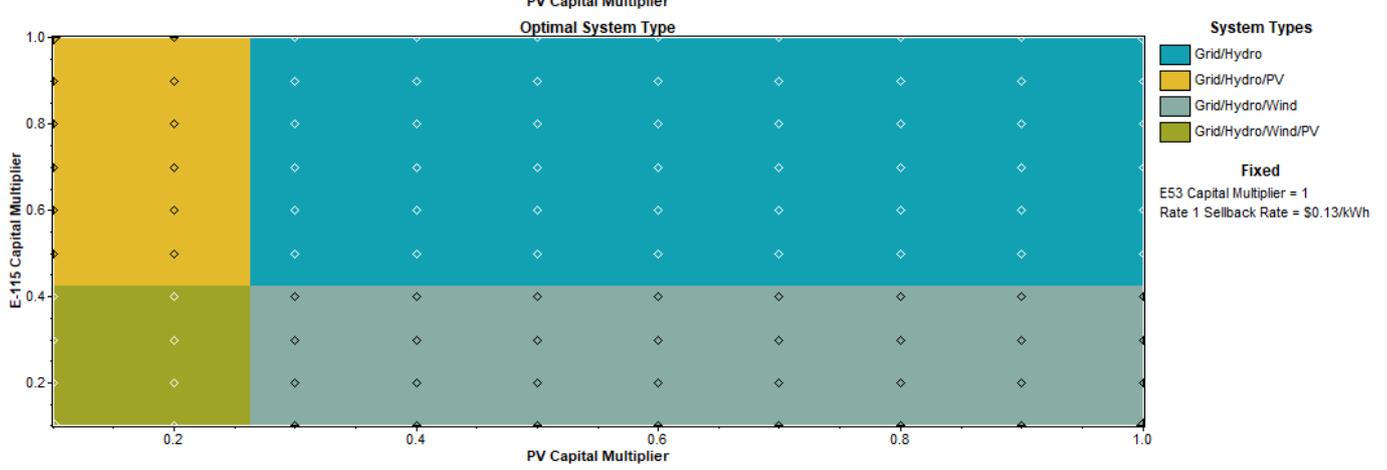
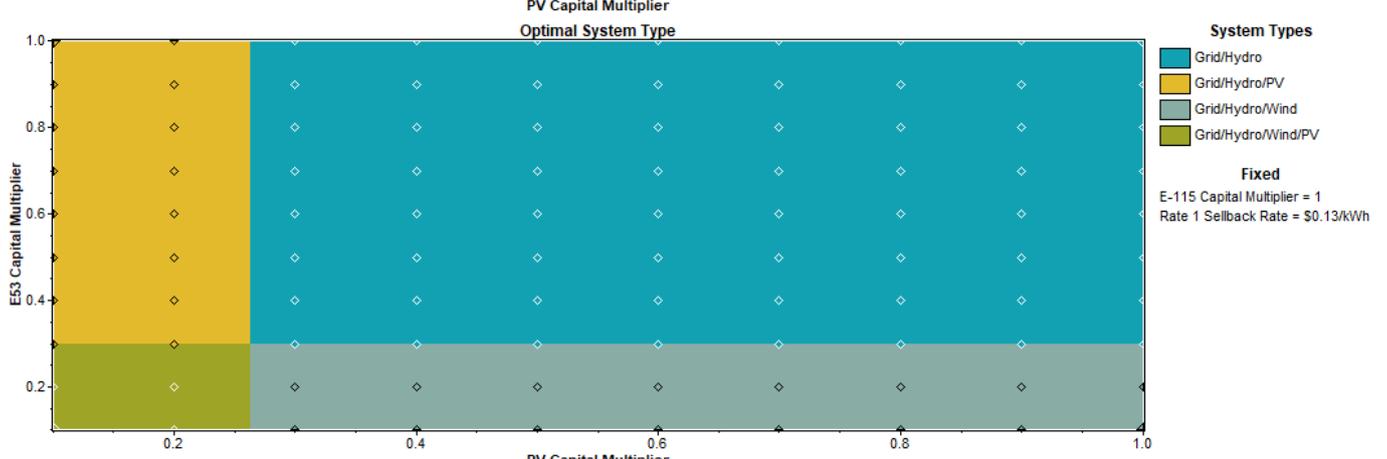
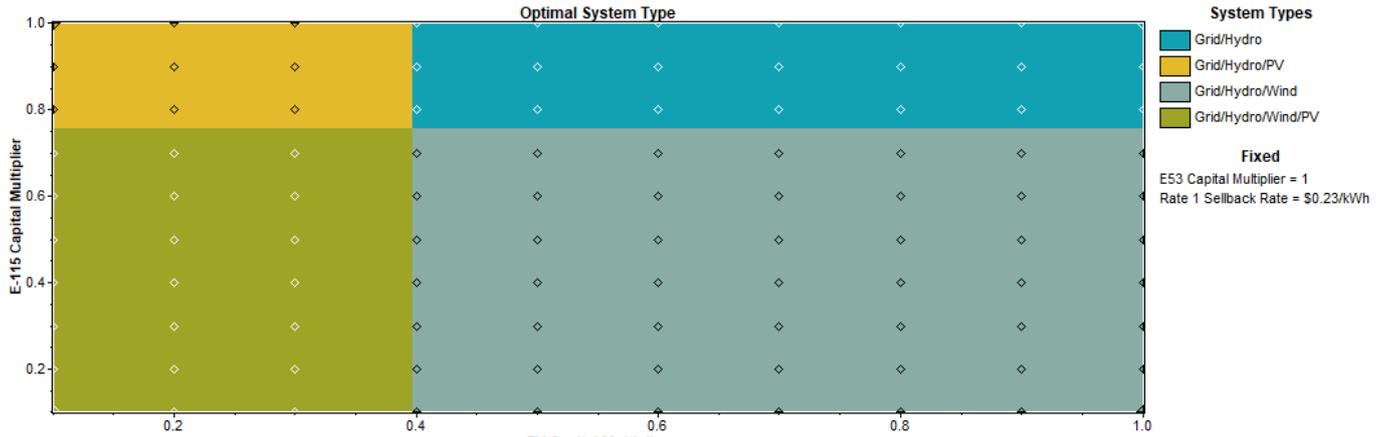
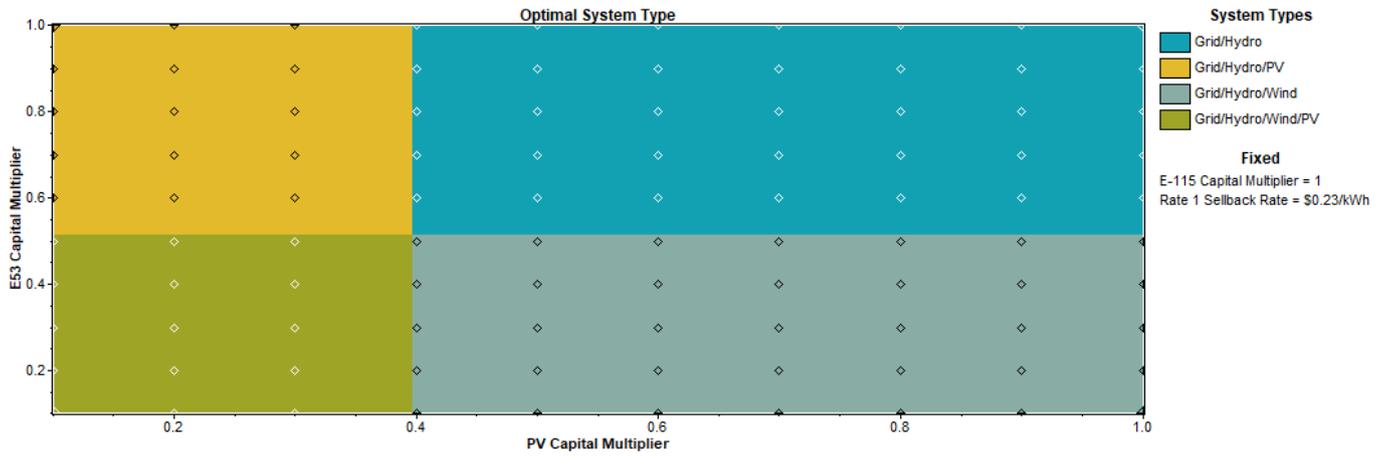
APÊNDICE XXII: Análise de sensibilidade para a usina 015.



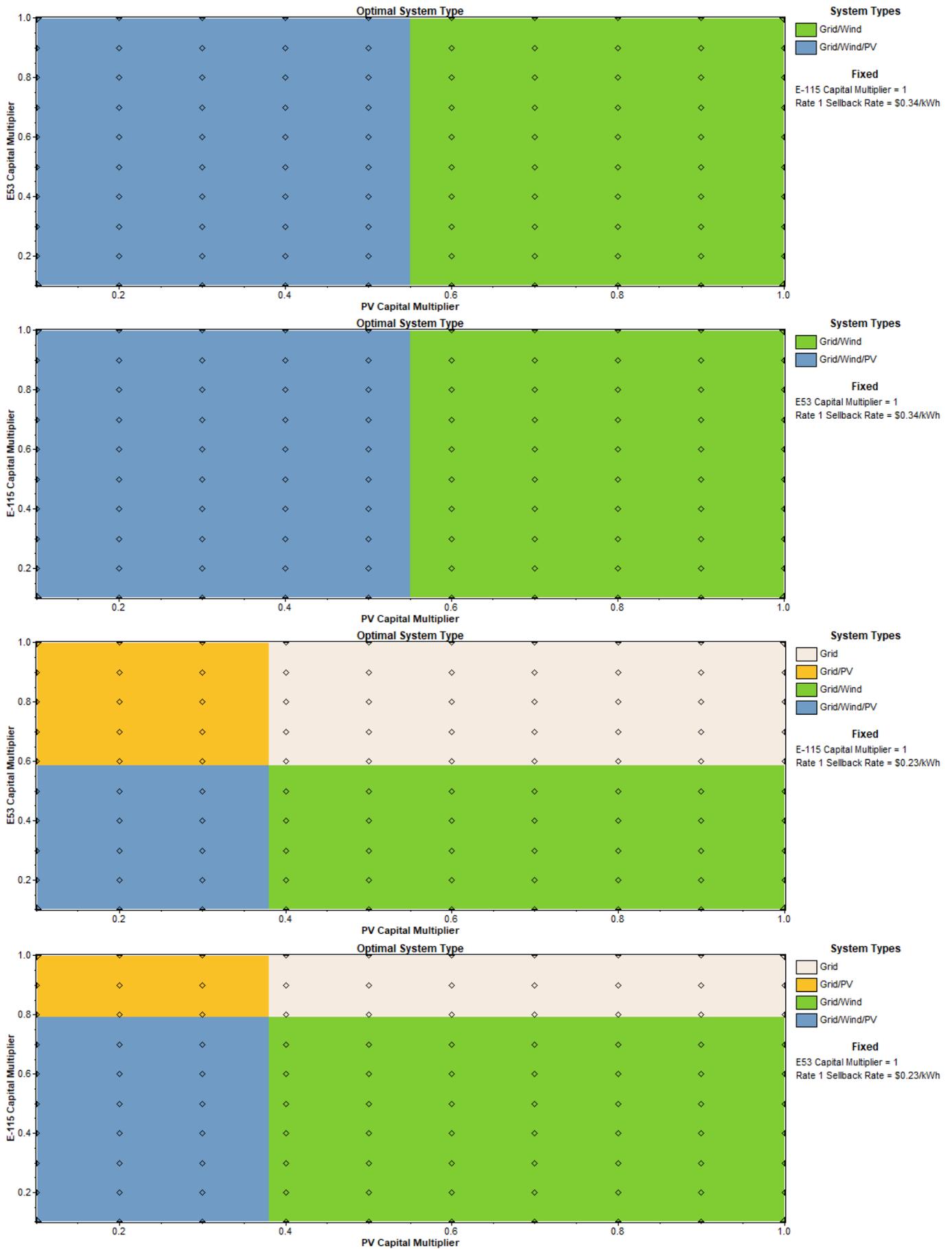


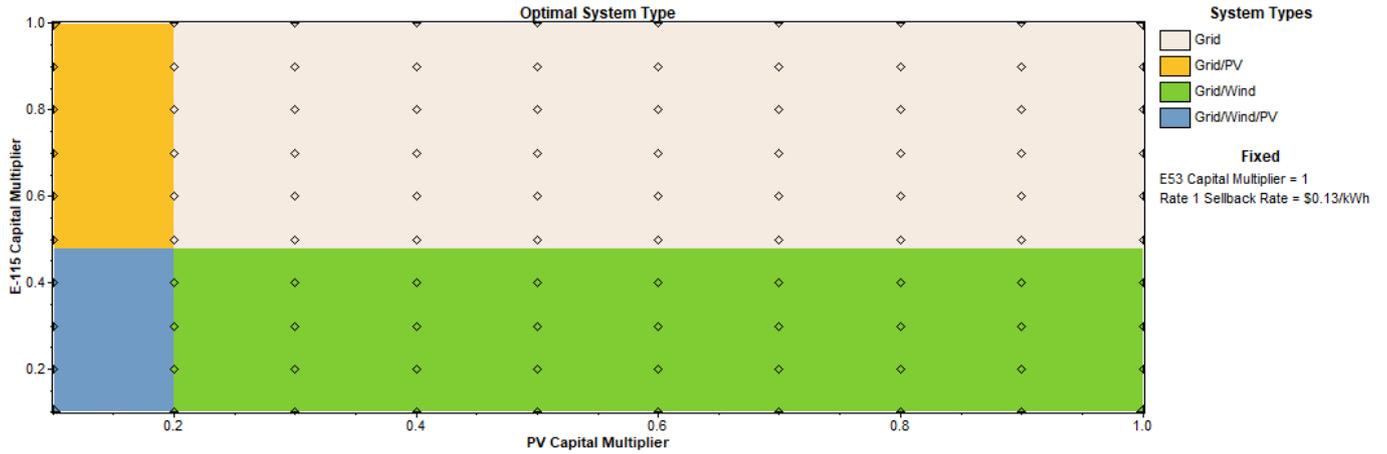
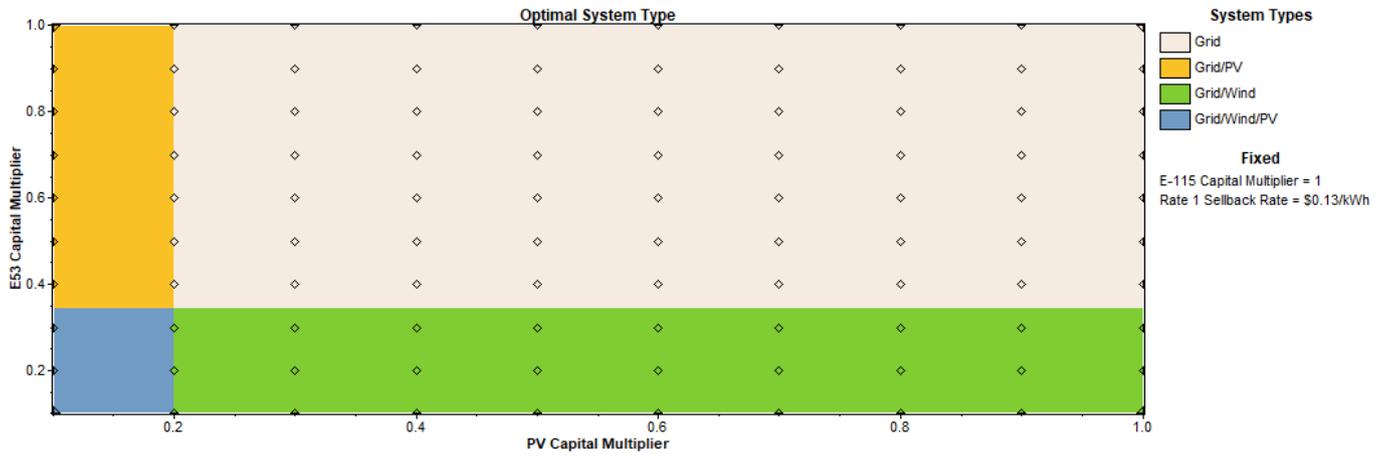
APÊNDICE XXIII: Análise de sensibilidade para a usina 016.



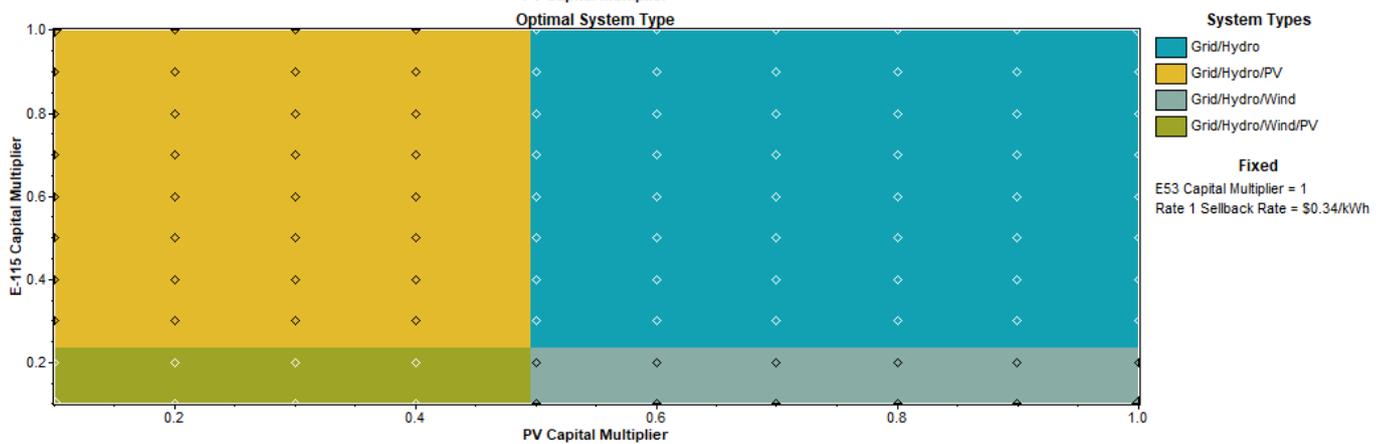
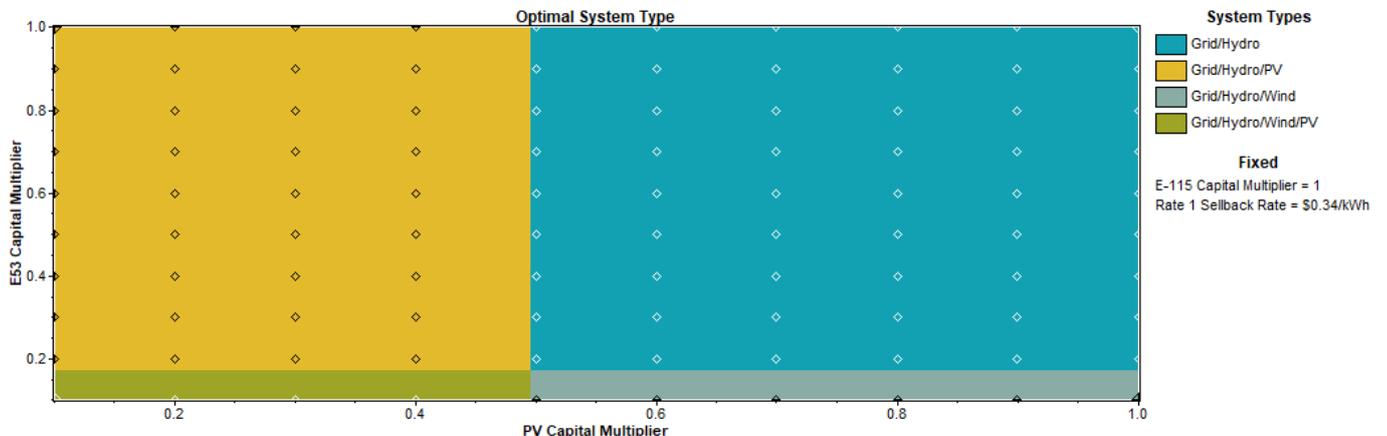


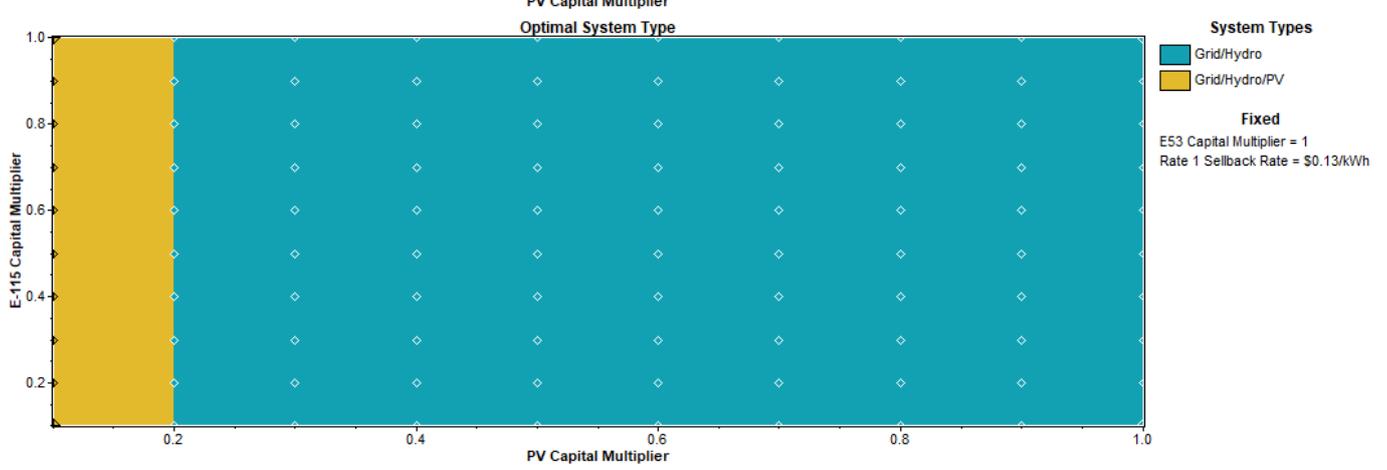
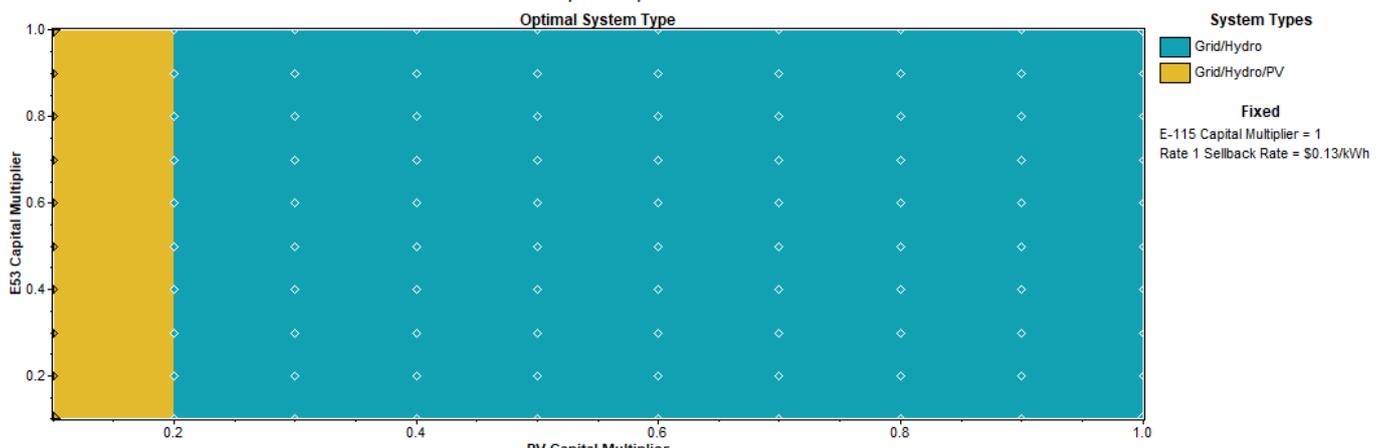
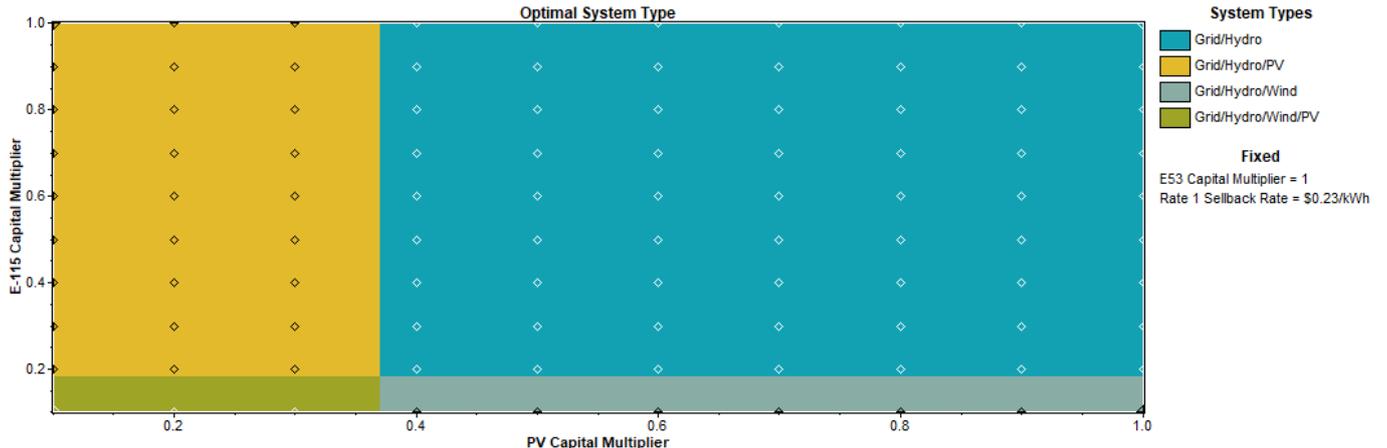
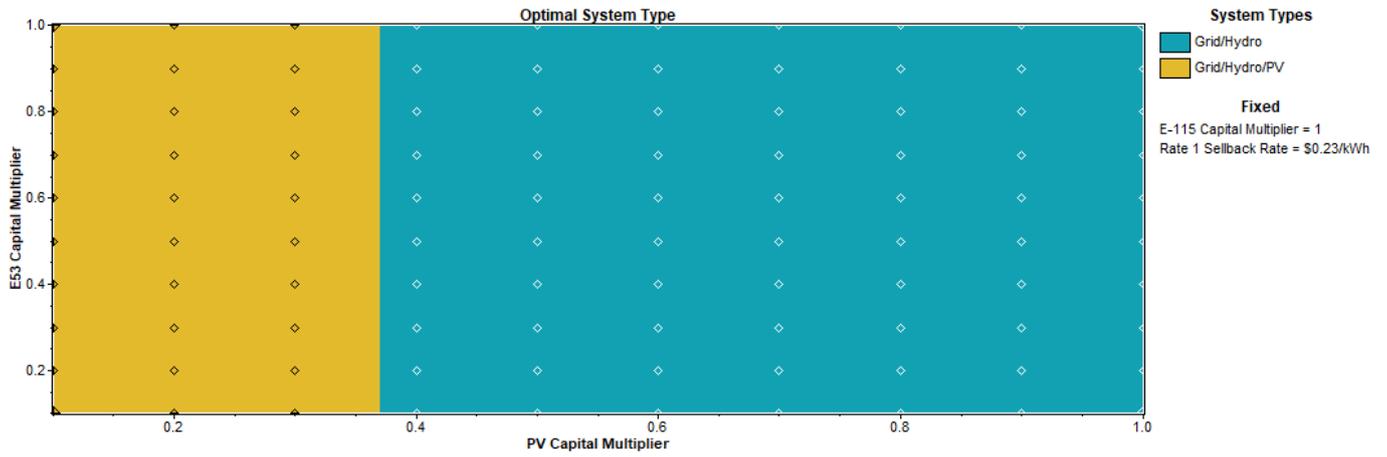
APÊNDICE XXIV: Análise de sensibilidade para a usina 017.



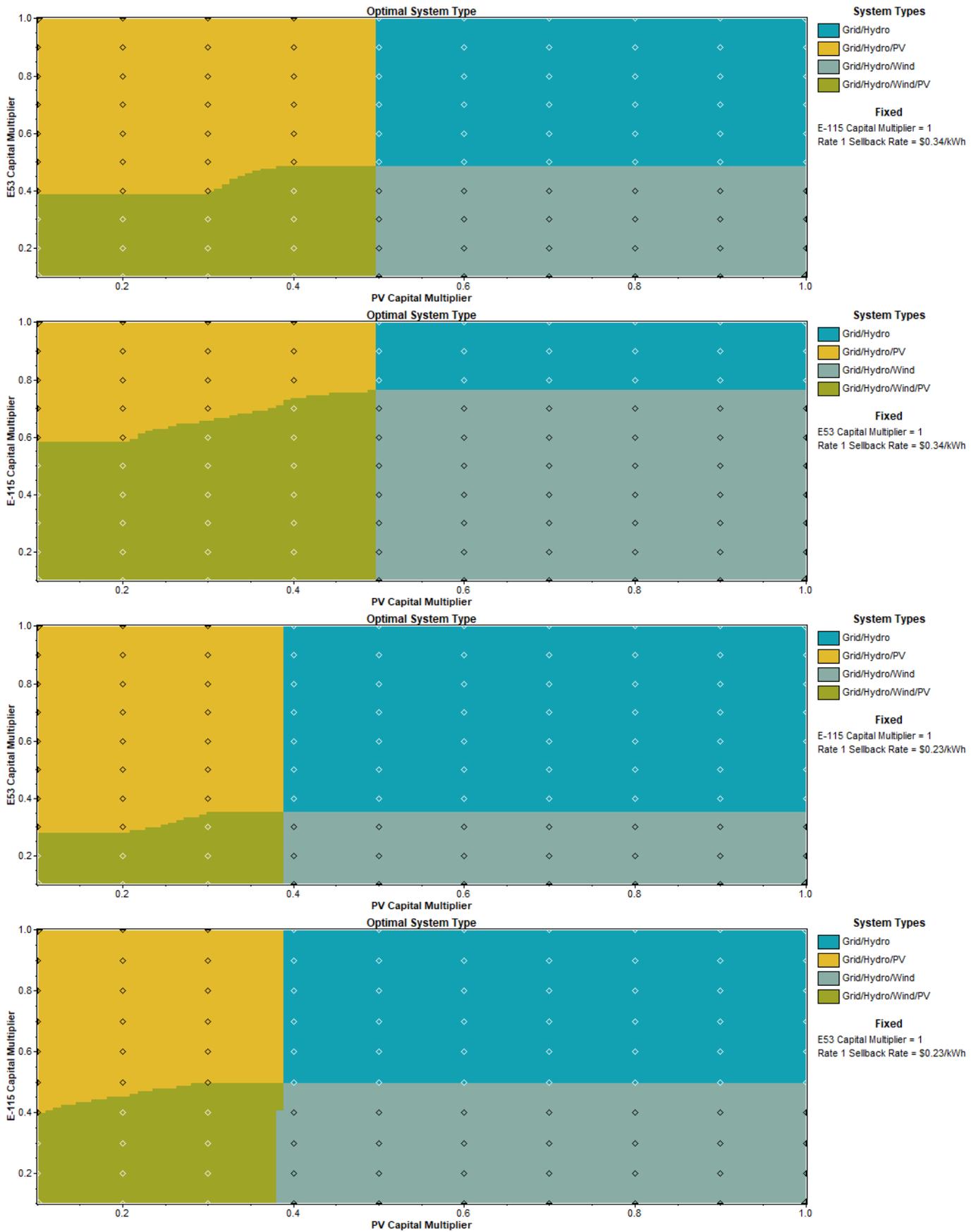


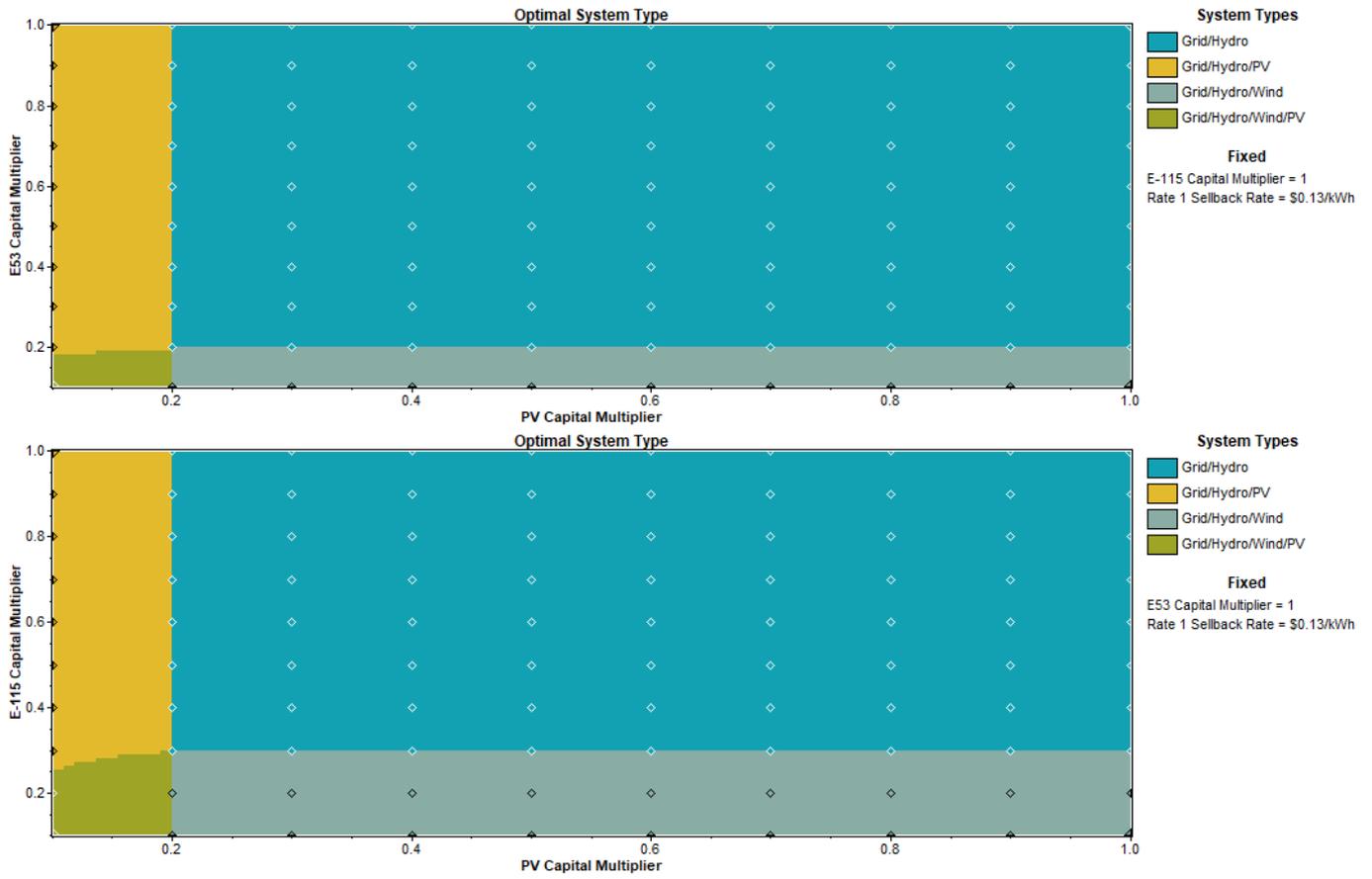
APÊNDICE XXV: Análise de sensibilidade para a usina 018.



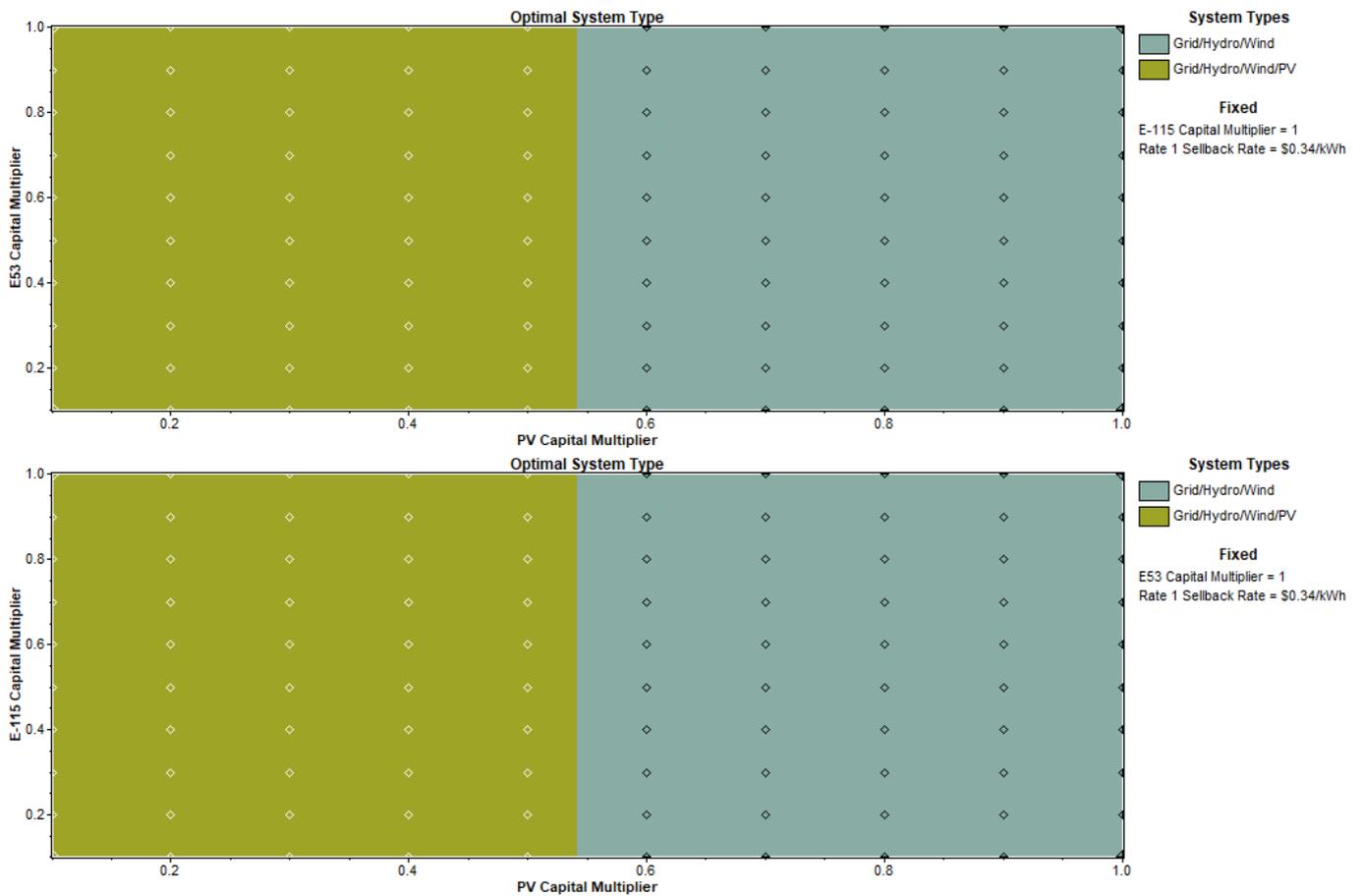


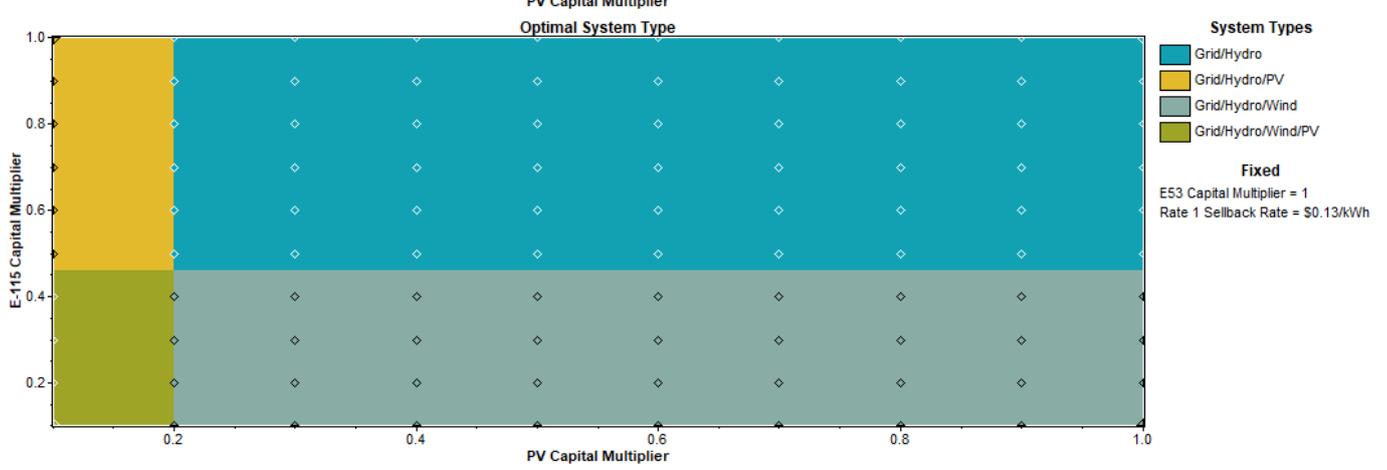
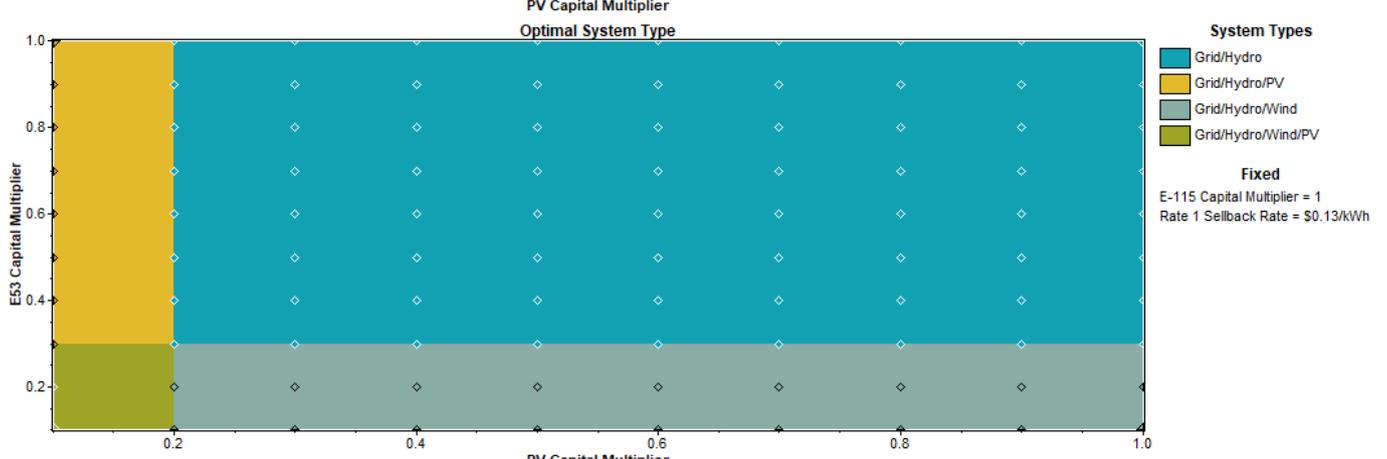
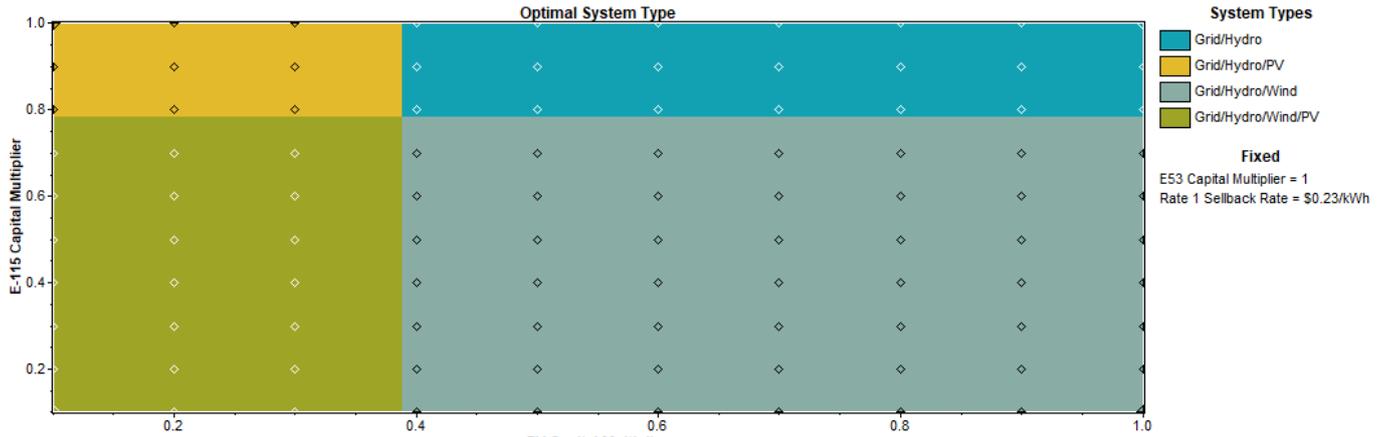
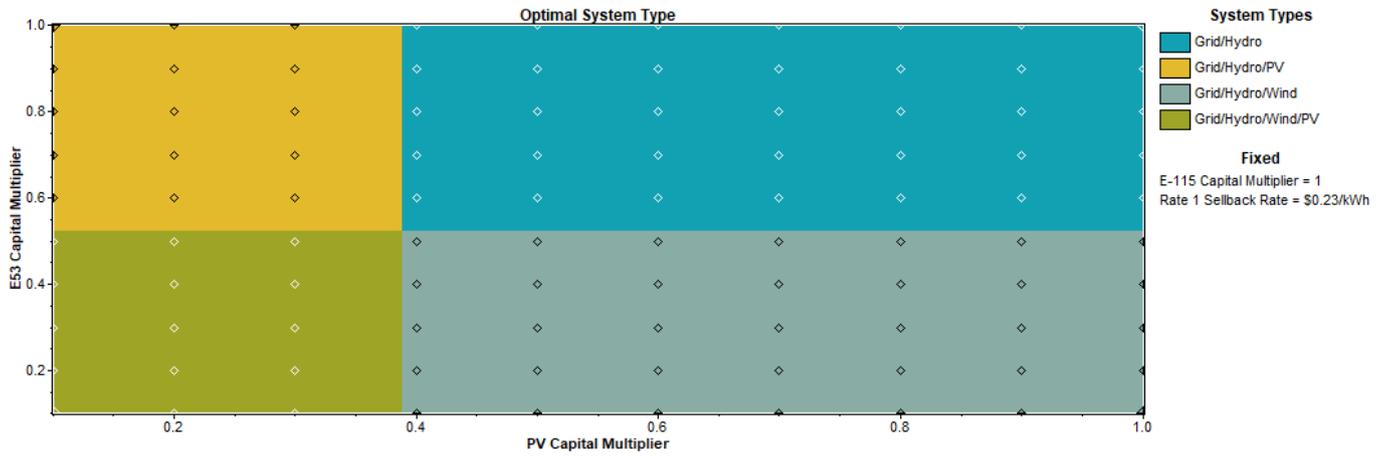
APÊNDICE XXVI: Análise de sensibilidade para a usina 019.



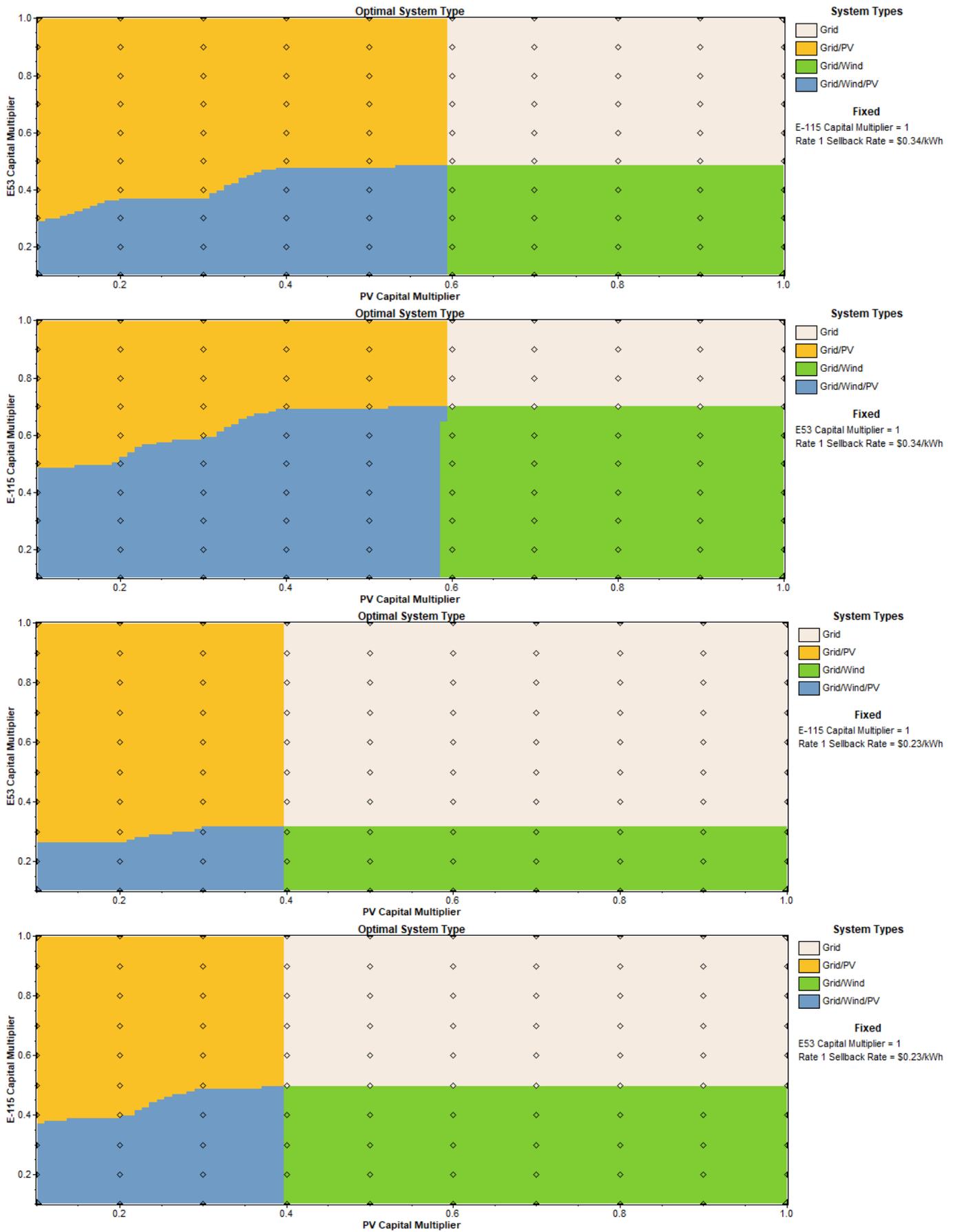


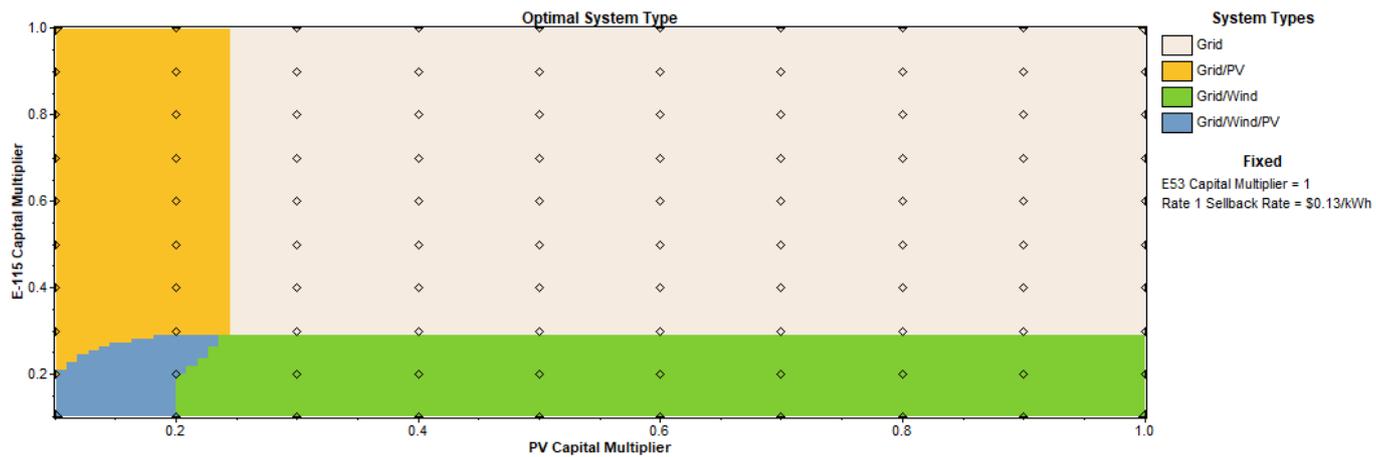
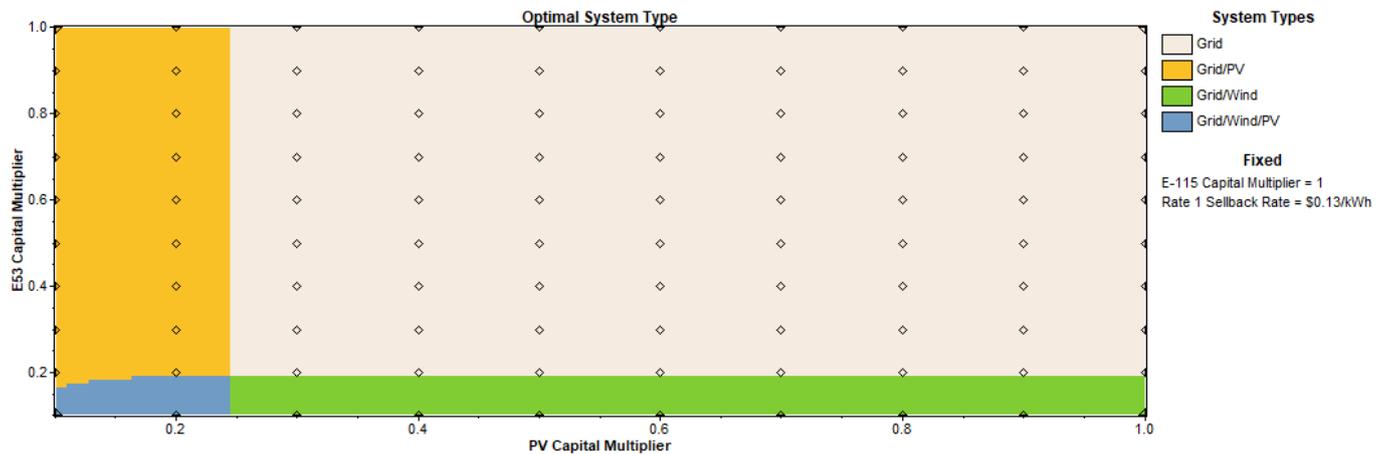
APÊNDICE XXVII: Análise de sensibilidade para a usina 020.



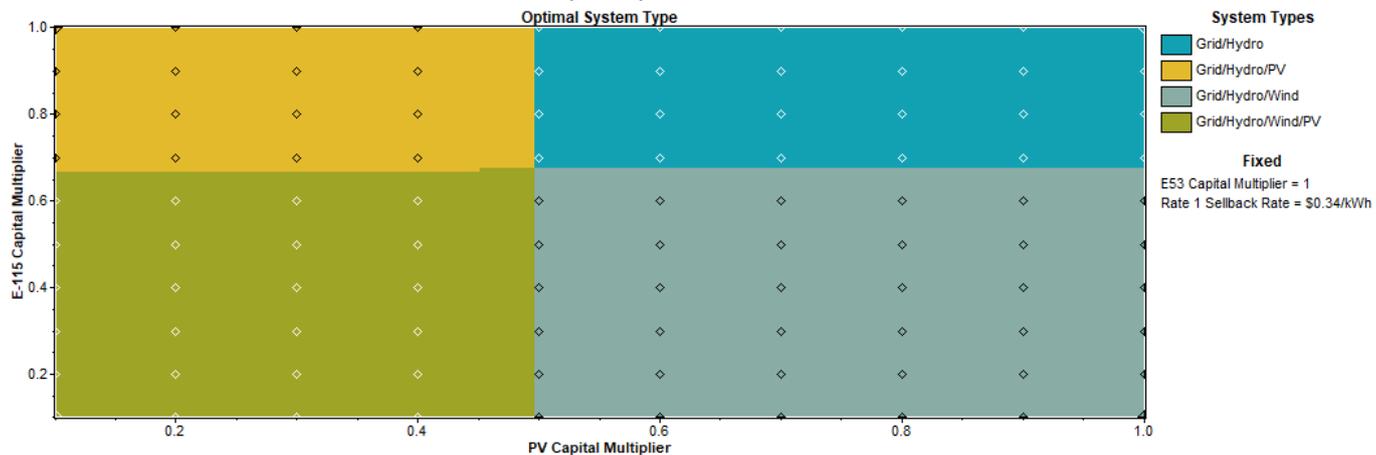
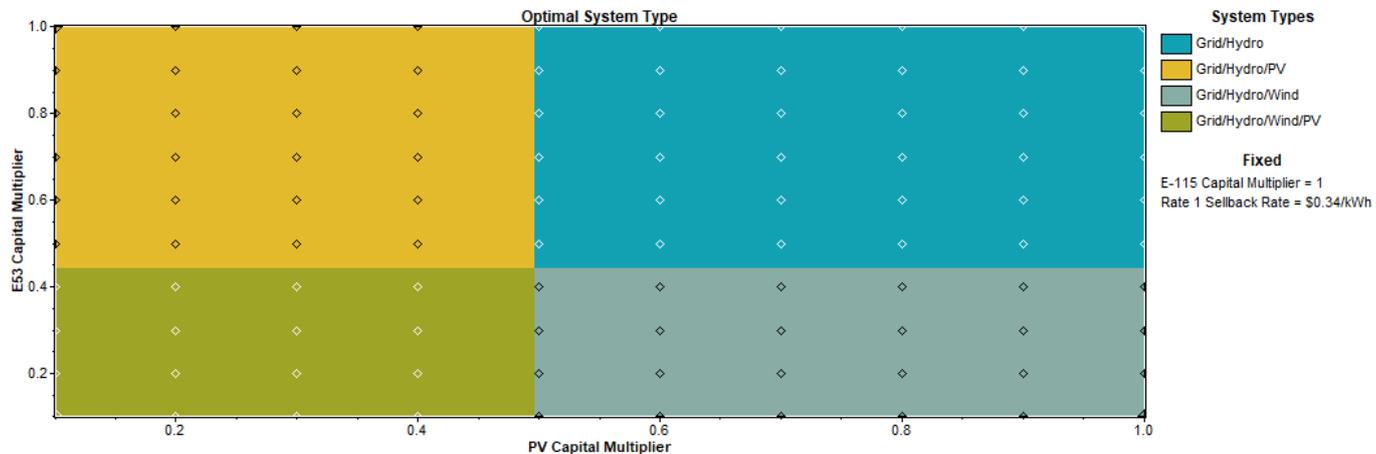


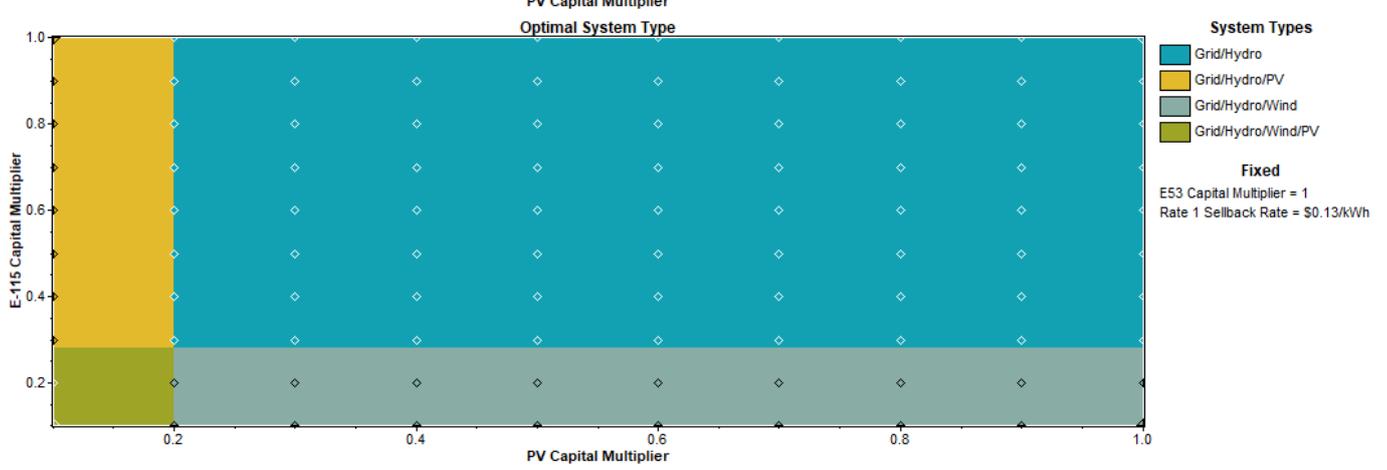
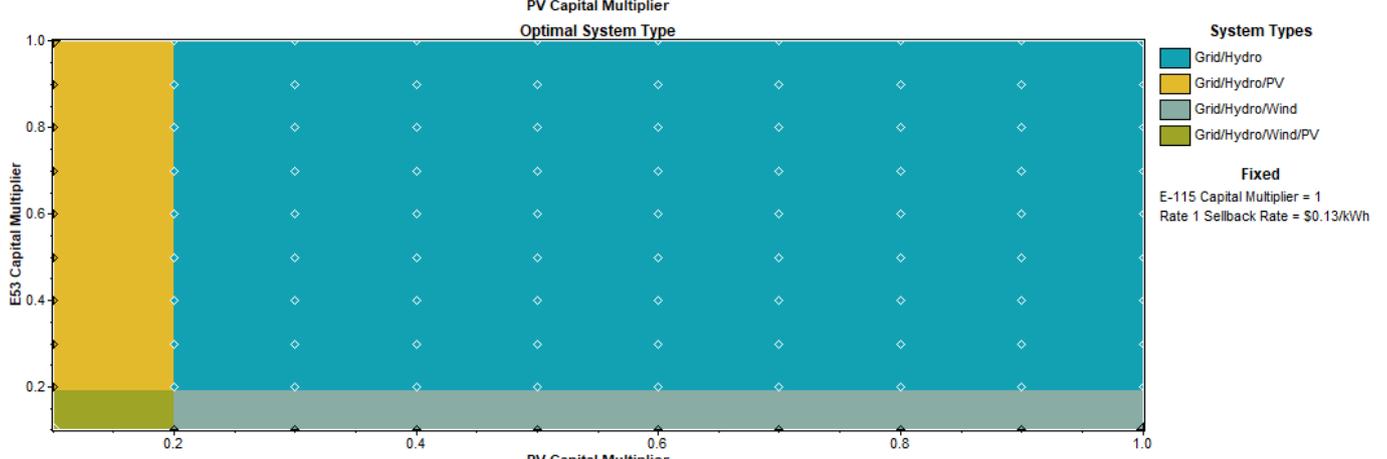
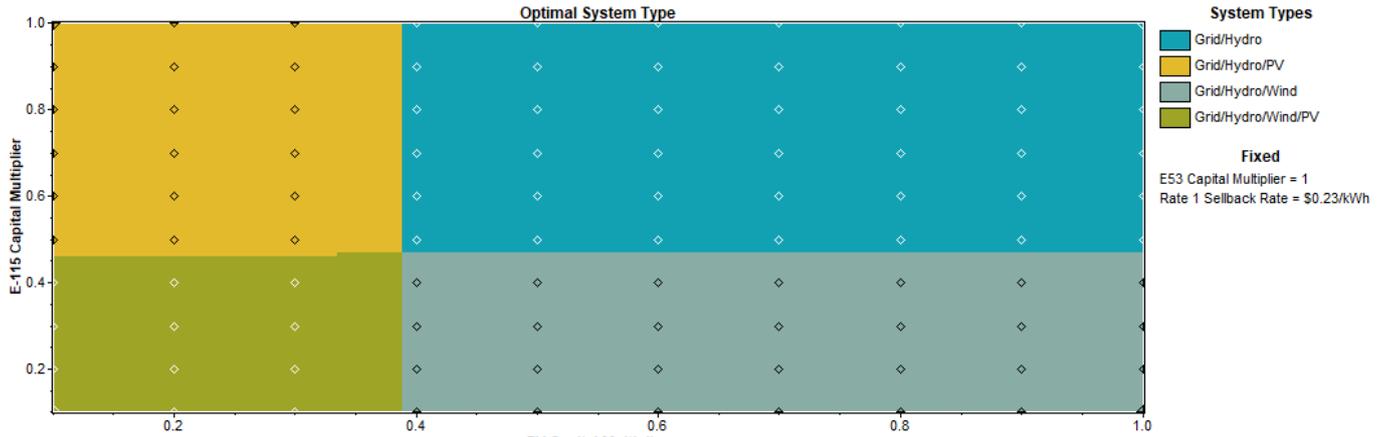
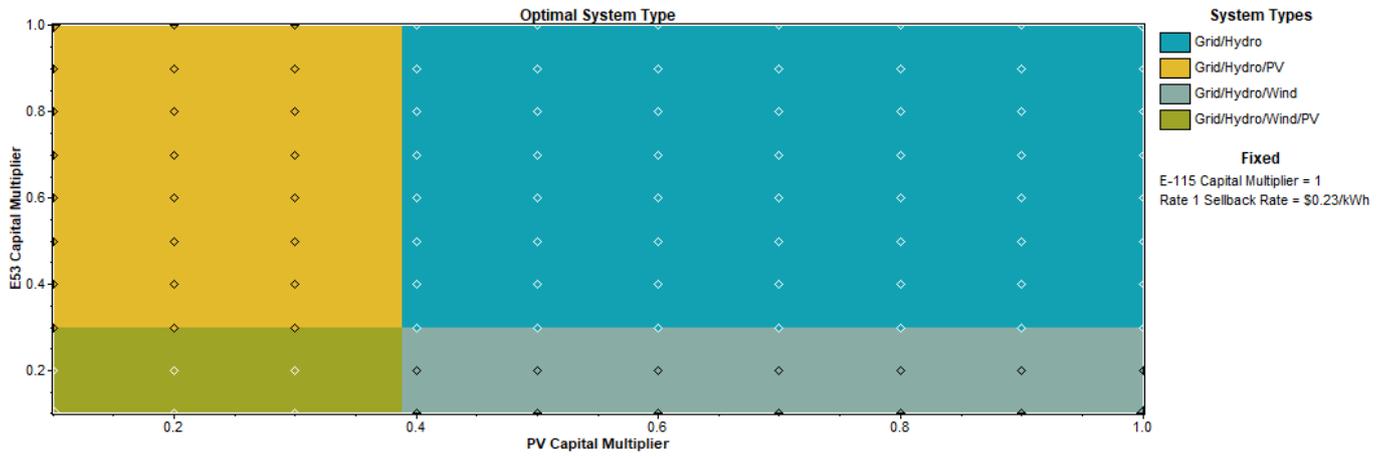
APÊNDICE XXVIII: Análise de sensibilidade para a usina 021.



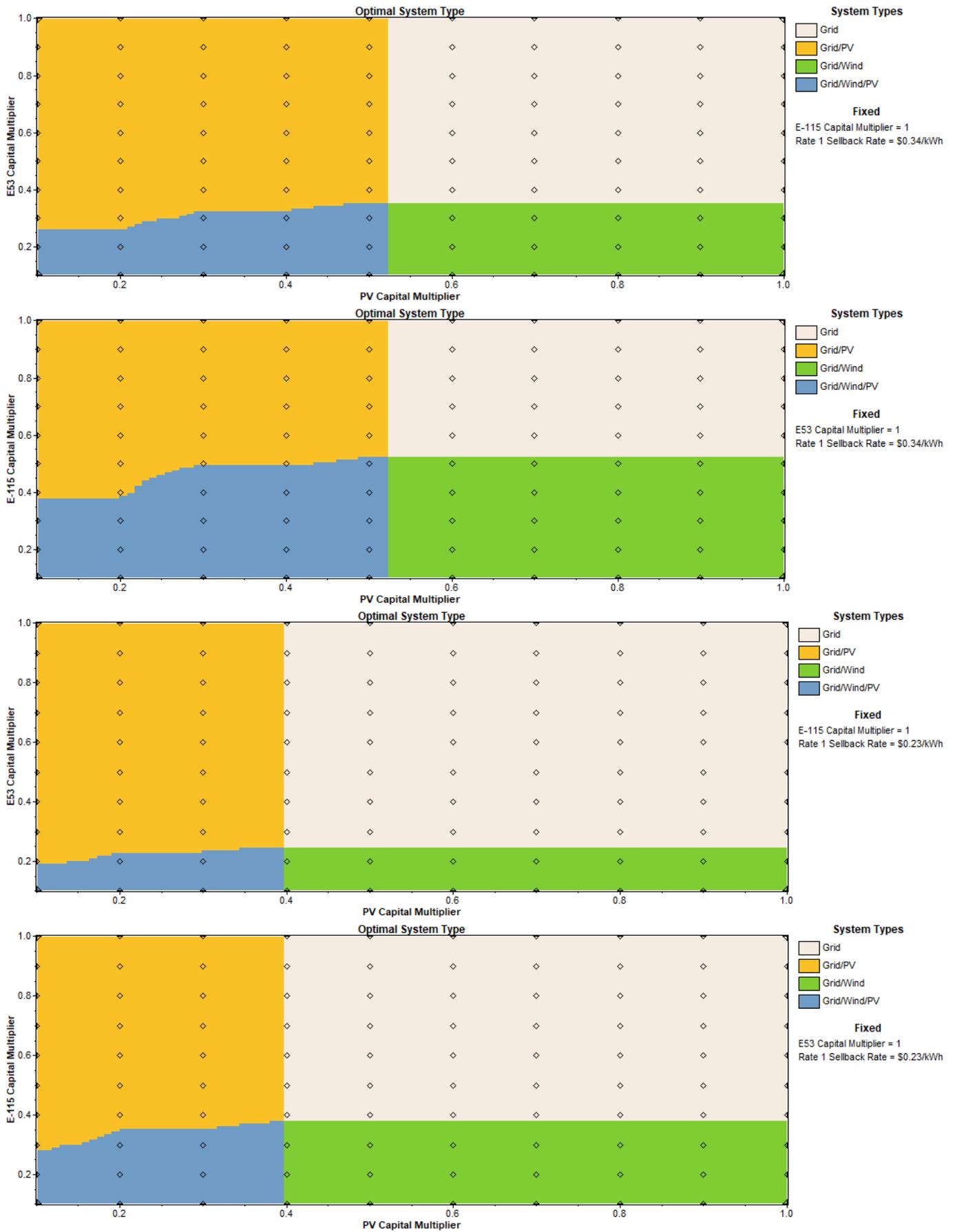


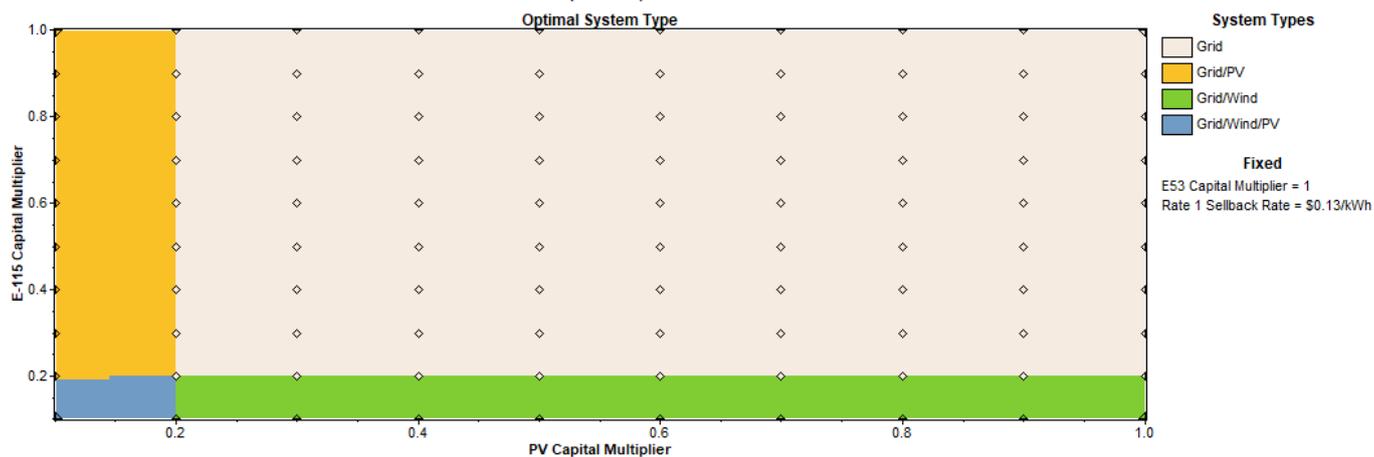
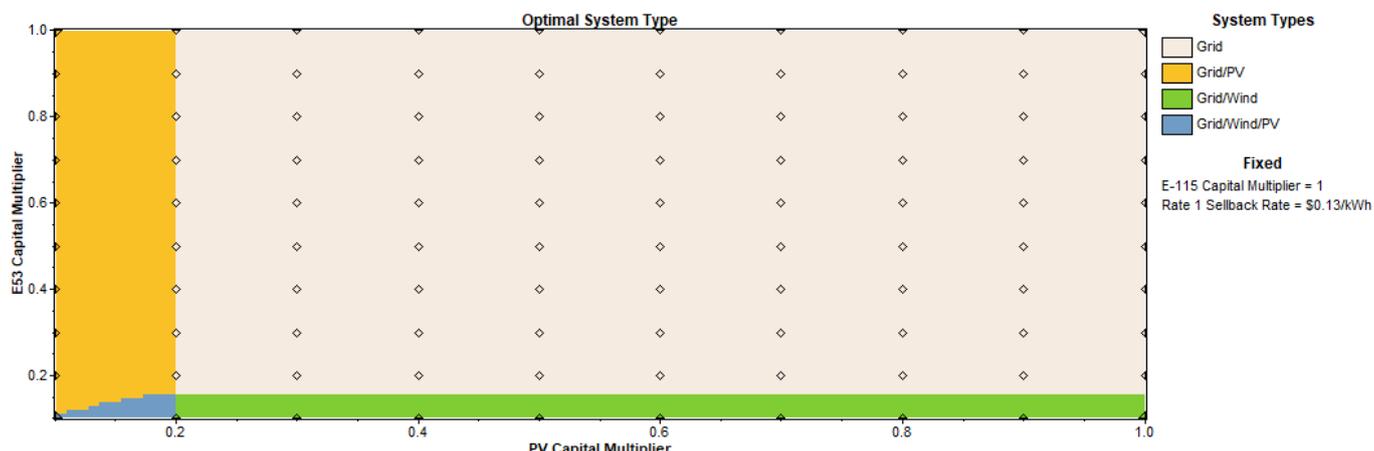
APÊNDICE XXIX: Análise de sensibilidade para a usina 022.



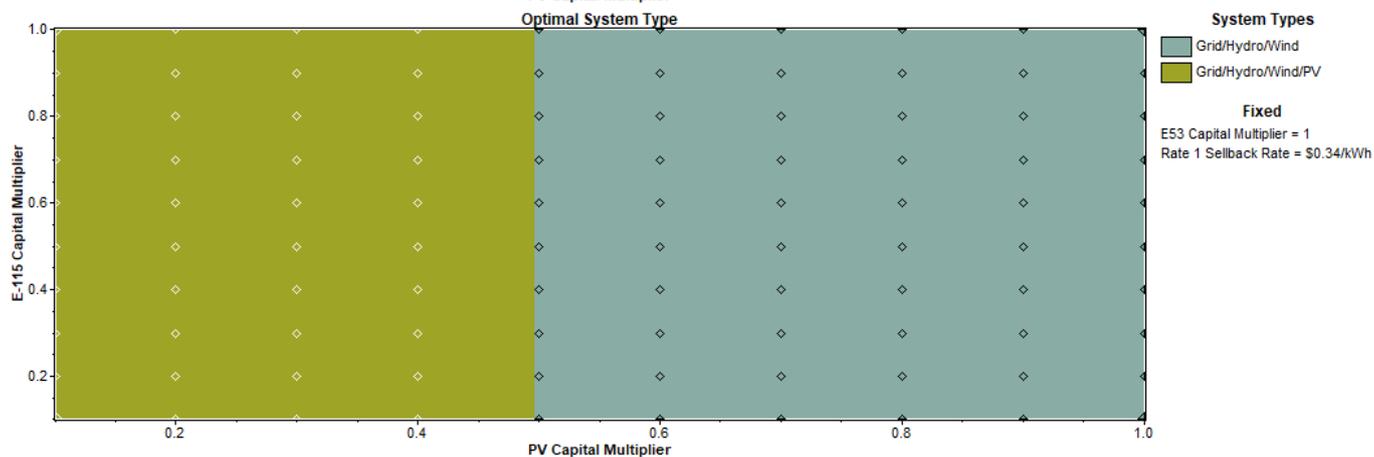
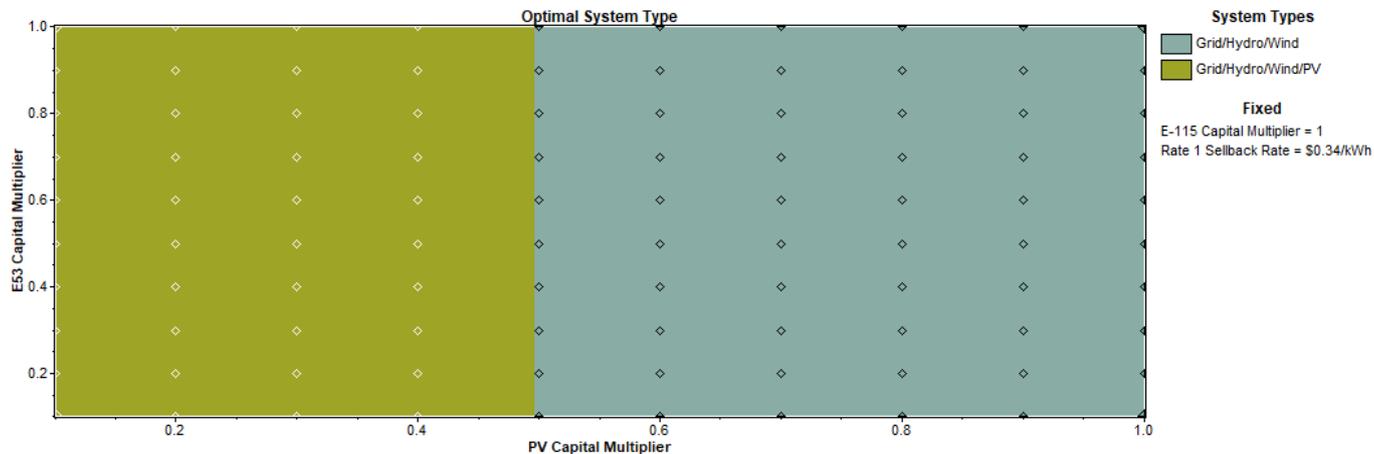


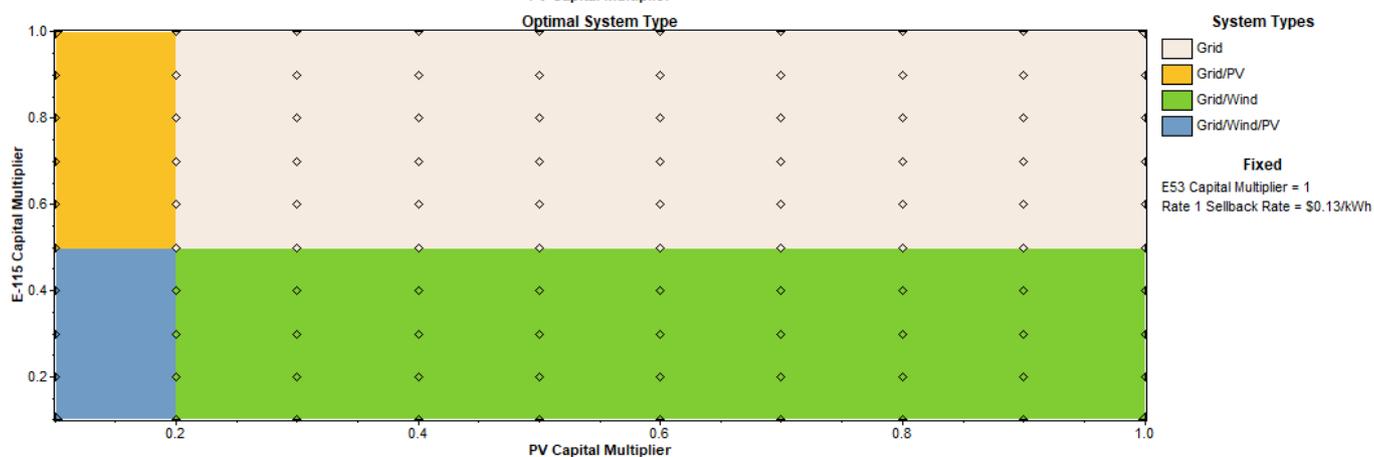
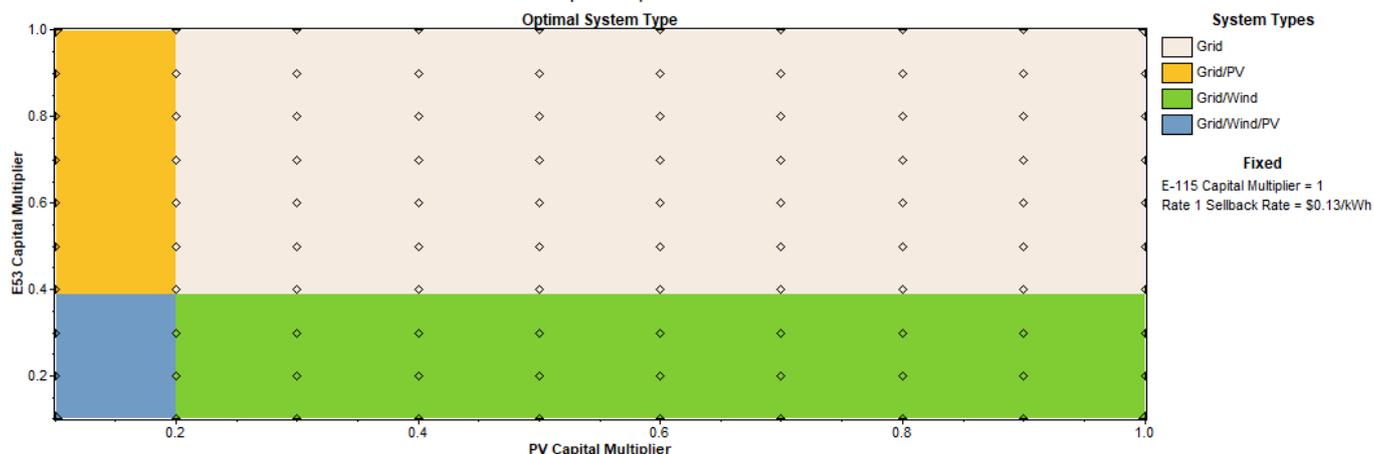
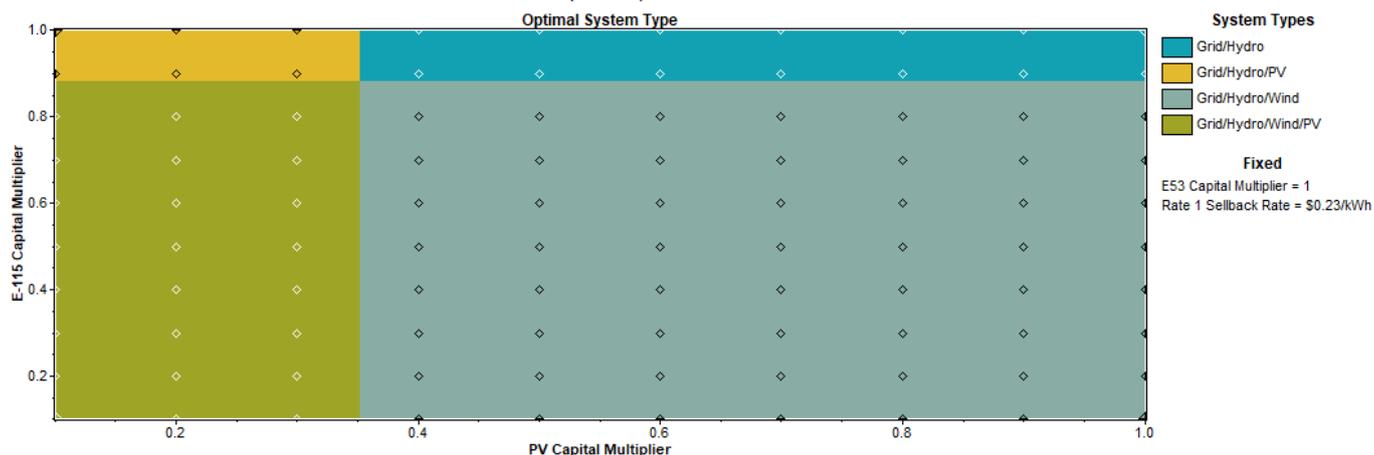
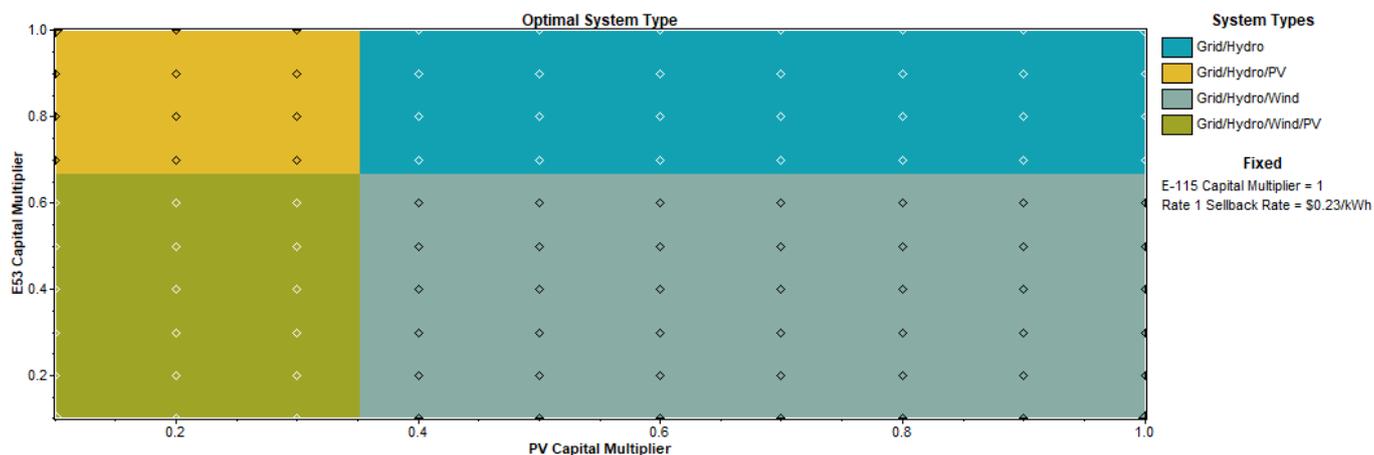
APÊNDICE XXX: Análise de sensibilidade para a usina 023.



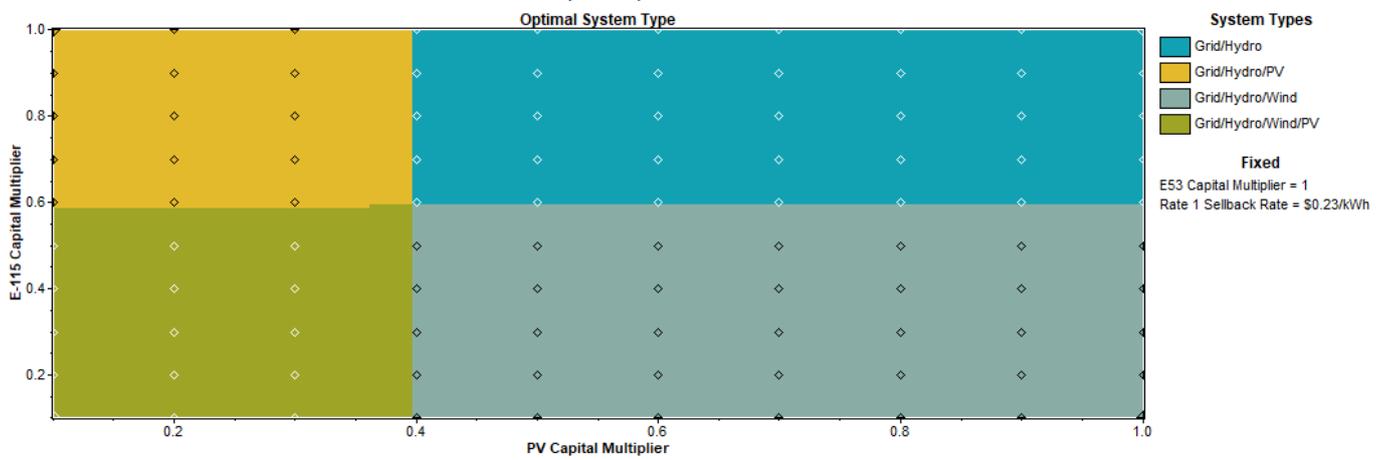
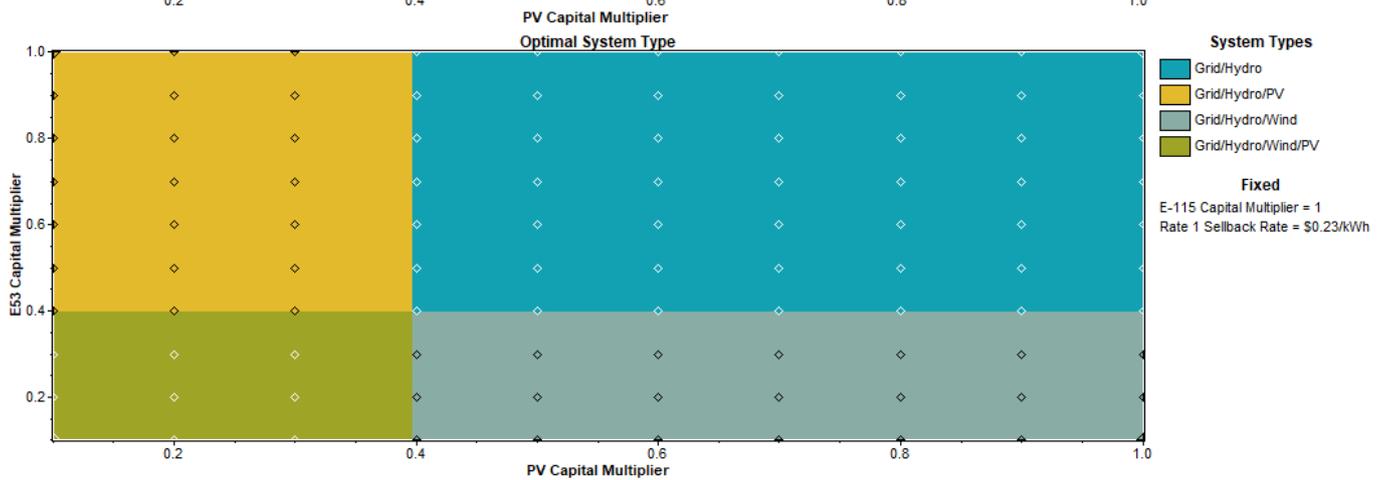
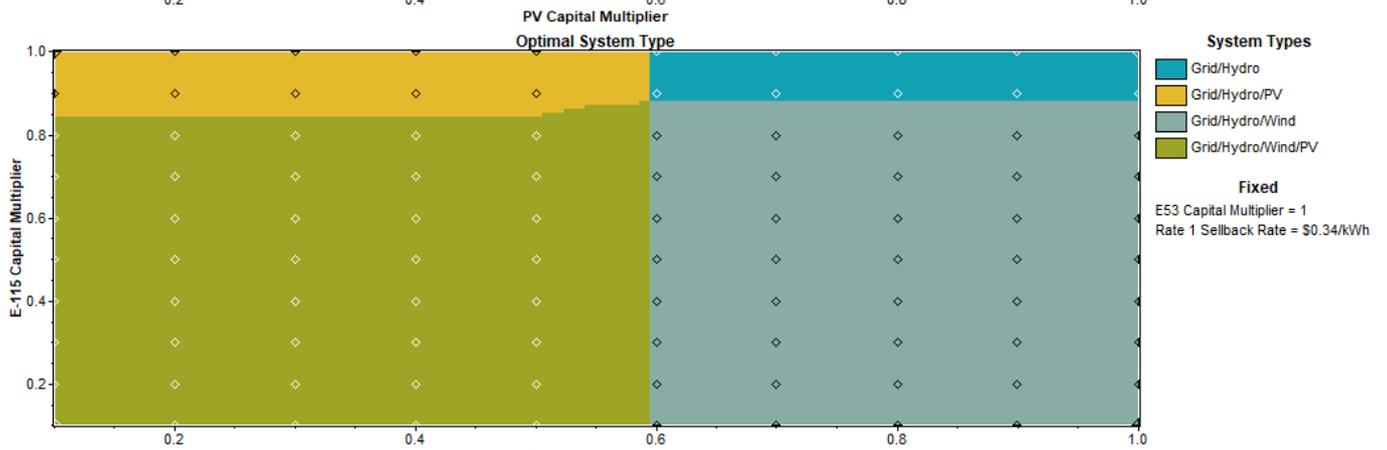
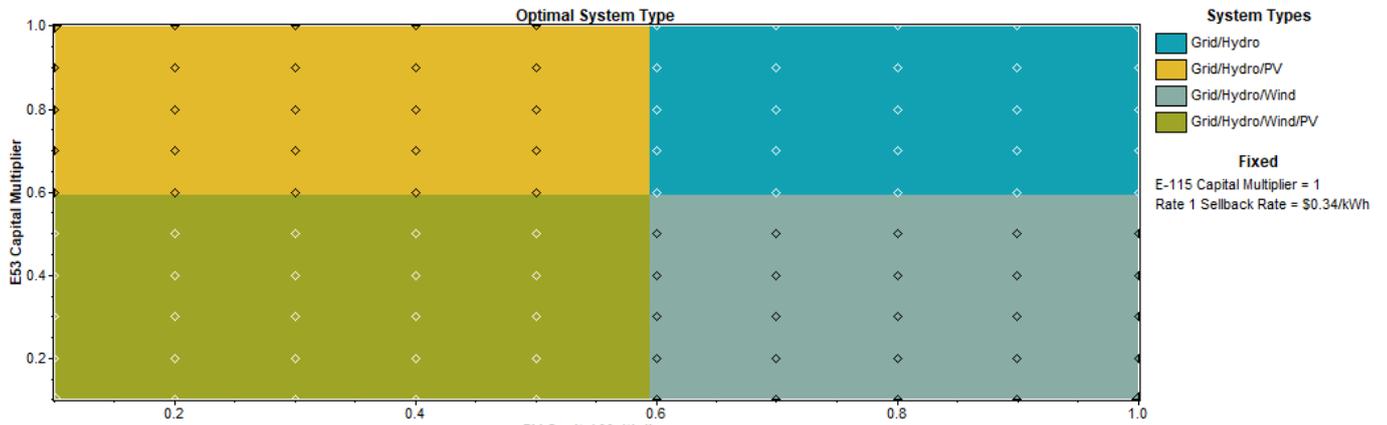


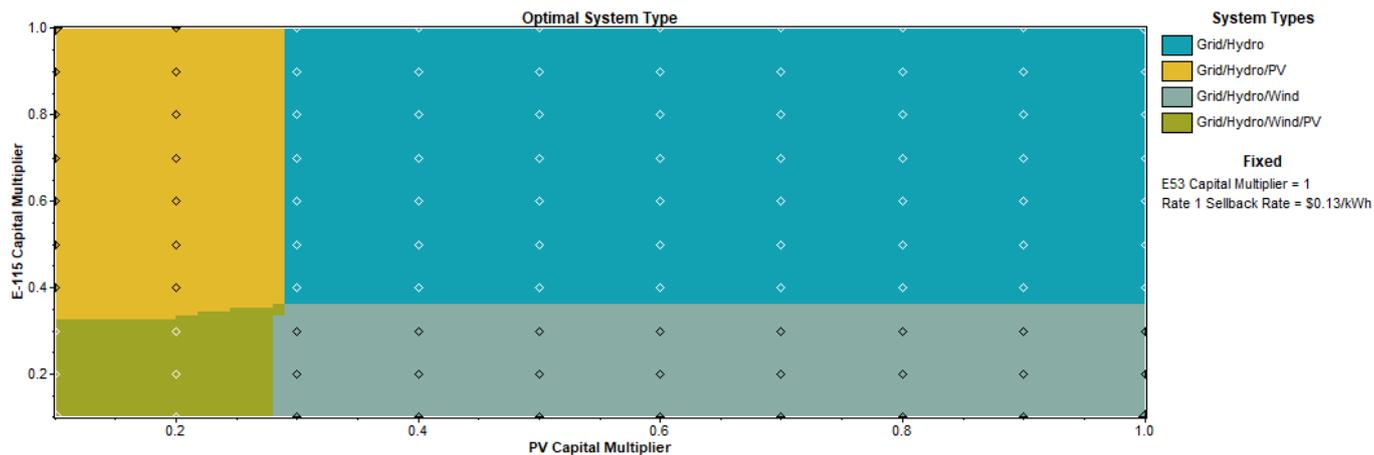
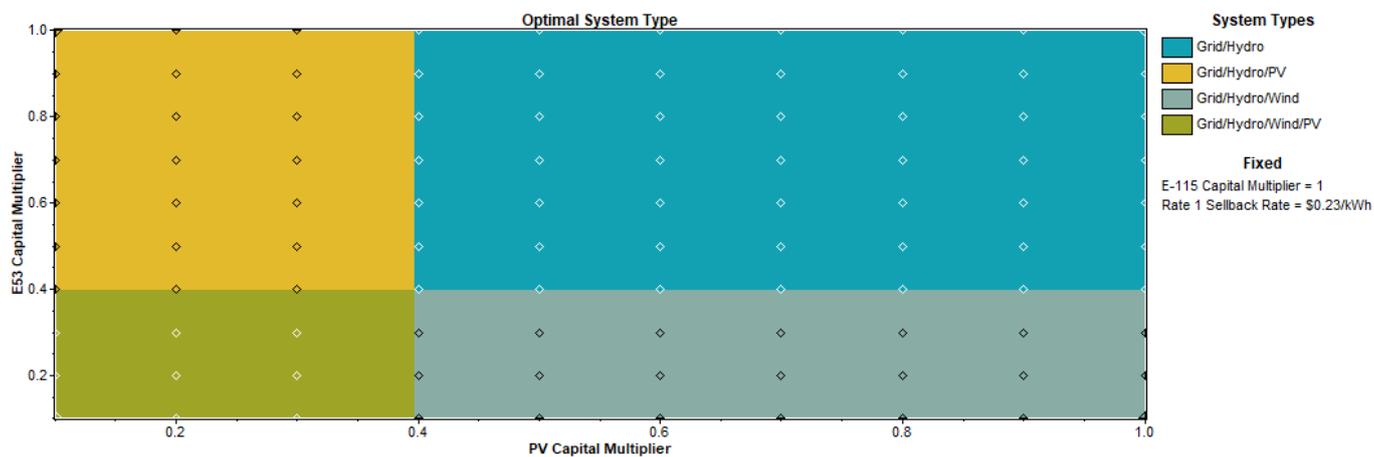
APÊNDICE XXXI: Análise de sensibilidade para a usina 024.





APÊNDICE XXXII: Análise de sensibilidade para a usina 025.





APÊNDICE XXXIII: Análise de sensibilidade para a usina 026.

