

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE APLICAÇÃO DE SOLUÇÕES
DE SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA NO CAMPUS DA
UNIFEI**

*Feasibility analysis of application of energy sustainability solutions on the
Unifei campus*

Mateus Gomes de Siqueira e Salles

Novembro de 2022

Itajubá - MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Mateus Gomes de Siqueira e Salles

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE APLICAÇÃO DE SOLUÇÕES
DE SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA NO CAMPUS DA
UNIFEI**

*Feasibility analysis of application of energy sustainability solutions on the
Unifei campus*

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência - Economia do Setor Eletroenergético

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Coorientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon de Lima

Novembro de 2022

Itajubá - MG

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais por me prover a oportunidade de chegar até aqui de maneira íntegra e ao meu irmão Pedro Augusto Gomes de Siqueira e Salles, quem me abriu as portas para que pudesse chegar à graduação e consequentemente ao mestrado.

Agradeço também aos professores e guias, Prof. Ph.D. Benedito Donizetti Bonatto e Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, pela orientação e paciência ao longo destes anos. Ambos foram fundamentais nos momentos de maiores turbulências.

Agradeço também às agências de fomento pelo apoio financeiro: Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energia Elétrica (INERGE).

RESUMO

O desenvolvimento de novas tecnologias e amadurecimento de regras, normas e leis referentes ao setor elétrico estão em constante evolução desde o início de sua concepção. Ao longo dos anos, o surgimento de novas soluções em energia, bem como aprimoramentos na regulação técnica-econômica do setor elétrico vem provendo o crescimento do sistema de forma sustentável. Neste contexto, ao se considerar no momento as soluções energéticas e otimizações possíveis, esta dissertação busca explorar as opções para o consumo de energia elétrica da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, de forma a apresentar o modelo mais sustentável e que busque aplicar melhor as soluções de mercados de energia. Os casos avaliados verificarão a utilização de Geração Solar Fotovoltaica e/ou Armazenamento de energia, bem como a transição entre o Ambiente de Contratação Regulado - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Palavras-chave – Sustentabilidade Energética, Otimização, Soluções em Energia, Geração Solar Fotovoltaica, Sistemas de Armazenamento de Energia, ACR, ACL.

ABSTRACT

The development of new technologies and maturing of rules, norms and laws referring to the electricity sector have been in constant evolution since the beginning of its conception. Over the years, the emergence of new energy solutions, as well as improvements in the power sector regulation, have provided the system's growth in a sustainable way. In this context, when considering the possible energy solutions and optimizations, this dissertation seeks to explore the options for electricity consumption at the Federal University of Itajubá - UNIFEI, to present the most sustainable model and that seeks to better apply the power and market solutions. The cases evaluated will verify the use of Photovoltaic Solar Generation and/or Energy Storage, as well as the transition between the Regulated Contracting Environment - ACR and the Free Contracting Environment - ACL.

Keywords – *Energy Sustainability, Optimization, Energy Solutions, Solar Photovoltaic Generation, Energy Storage Systems, ACR, ACL*

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	II
<i>ABSTRACT</i>	III
SUMÁRIO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE GRÁFICOS.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XI
LISTA DE SIGLAS.....	XII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA	1
1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	3
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
2. MERCADOS DE ENERGIA	6
2.1. PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL E OS MERCADOS.....	6
2.2. MERCADO CATIVO	10
2.2.1. REN 1.000/21	13
2.2.2. PRORET	13
2.2.3. PRODIST	20
2.3. MERCADO LIVRE DE ENERGIA	21
2.3.1. HISTÓRICO E ABERTURA DO MERCADO LIVRE	24
2.3.2. OPERAÇÕES DE UM CONSUMIDOR LIVRE	27
2.4. NÚMEROS DOS MERCADOS	37
3. SOLUÇÕES EM ENERGIA	39
3.1. ARMAZENAMENTO	40
3.1.1. APLICAÇÕES	41
3.1.2. TECNOLOGIAS.....	43
3.1.3. PREÇOS E APLICAÇÕES DAS TECNOLOGIAS	48

3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	50
3.2.1. TECNOLOGIAS (PAINEL E INVERSOR)	52
3.2.2. PREÇOS	53
4. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DO SCEE	55
4.1. REGULAÇÃO	56
4.1.1. REN 482	57
4.1.2. REN 687/15	60
4.1.3. REN. ANEEL 1000/21	63
4.1.4. LEI 14.300/22	63
4.2. TRIBUTAÇÃO	65
4.3. CONDIÇÕES DE ACESSO	68
4.4. EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	71
5. AUTOPRODUÇÃO NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	75
5.1. AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE	75
5.2. MODELOS DE AUTOPRODUÇÃO	76
5.3. CONDIÇÕES DE ACESSO DE AUTOPRODUTORES	80
6. ESTUDO DE CASO	83
6.1. PREMISSAS DE MODALIDADE TARIFÁRIA E VALORES DE ENERGIA	83
6.2. PERFIL DE CONSUMO	89
6.3. DIMENSIONAMENTO DAS SOLUÇÕES	92
6.3.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO	92
6.3.2. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	99
6.3.3. SOLUÇÕES COMBINADAS	102
6.4. GESTÃO DE CONSUMO E GERAÇÃO HORA-A-HORA.....	103
6.4.1. CONSUMO VS GERAÇÃO: INJEÇÃO DE ENERGIA NA REDE	103
6.4.2. PLD HORÁRIO NO MERCADO LIVRE	106
6.5. LEVANTAMENTO DOS CUSTOS EVITADOS	110
6.5.1. CUSTO EVITADO CASO 1	110
6.5.2. CUSTO EVITADO CASO 2	111

6.5.3. CUSTO EVITADO CASO 3.....	111
6.5.4. CUSTO EVITADO CASO 4.....	112
6.5.5. CUSTO EVITADO CASO 5.....	113
6.5.6. CUSTO EVITADO CASO 6.....	114
6.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE.....	114
6.7. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	115
6.7.1. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS.....	116
6.7.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO ARMAZENAMENTO	120
7. CONCLUSÕES GERAIS	124
7.1. CONCLUSÕES GERAIS.....	124
7.2. AVALIAÇÃO DOS MELHORES RESULTADOS.....	126
8. RECOMENDAÇÕES DE ESTUDO FUTUROS.....	127
9. ARTIGOS PUBLICADOS SOBRE O TEMA.....	129
REFERÊNCIAS.....	130
ANEXO I.....	138
ANEXO II.....	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Esquemático da estrutura da dissertação. Fonte: Produção Própria. ..	5
Figura 2-1 – Comparativo Cativo vs Livre. Fonte: ABRACEEL [9].	10
Figura 2-2 – Mapa Distribuidoras do Brasil. Fonte: ANEEL [12].	12
Figura 2-3 – Composição da tarifa. Fonte: Produção Própria.	14
Figura 2-4 – Funções de custo e componentes tarifários TUSD. Fonte: PRORET [16].	18
Figura 2-5 – Funções de custo e componentes tarifários TE. Fonte: PRORET [16].	18
Figura 2-6 – Esquema para a migração do mercado cativo para o mercado livre. Fonte: Produção Própria.	23
Figura 2-7 – Histórico de quantidade de agentes de consumo na CCEE. Fonte: Cartilha CELESC [21].	24
Figura 2-8 – Histórico de quantidade de agentes de consumo na CCEE. Fonte: Cartilha ABRACEEL [9].	29
Figura 2-9 – Fluxo de Adesão. Fonte: CCEE [28].	30
Figura 2-10 – Opções de compra de energia por consumidores livre. Fonte: ABRACEEL [9].	32
Figura 2-11 – Balanço MCP. Fonte: CCEE [30].	34
Figura 2-12 – Balanço MCP. Fonte: CCEE [30].	35
Figura 2-13 – Fluxo de etapas da Liquidação Financeira. Fonte: CCEE [33].	36
Figura 2-14 – Calendário de Liquidação Financeira. Fonte: CCEE [32].	36
Figura 3-1 – Tecnologias de Armazenamento. Fonte: ANEEL [35].	44
Figura 3-2 – Estágio de Maturidade das tecnologias de armazenamento. Fonte: “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações” [36].	45
Figura 3-3 – Usina Hidrelétrica Reversível. Fonte: “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações” [36].	46

Figura 3-4 – Ilustração de um sistema de armazenamento com tecnologia de volantes de inércia. Fonte: “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações” [36].	47
Figura 3-5 – Custo das tecnologias de armazenamento para regulação rápida e apoio a integração com renováveis. Fonte: [36].	49
Figura 3-6 – Preço de Bateria de Lítio. Fonte: Greener e Newcharge [37].	49
Figura 3-7 – Preço de Bateria de Lítio. Fonte: BloombergNEF [38].	49
Figura 3-8 – Composição Sistema de Armazenamento. Fonte: Greener e Newcharge [37].	50
Figura 3-9 – Efeito fotovoltaico sobre o painel de silício [39].	51
Figura 3-10 – Preços típicos para Sistemas Fotovoltaicos [42].	54
Figura 4-1 – Compensação no período transitório. Fonte: MEGAWHAT [49].	65
Figura 4-2 – Procedimentos e etapas de acesso. Fonte: ANEEL [53].	70
Figura 4-3 – Evolução no número de instalações fotovoltaicas na GD. Fonte: Greener [42].	71
Figura 4-4 – Evolução no volume conectado à rede. Fonte: Greener [42].	72
Figura 4-5 – Quantidade de instalação e Potência por estado. Fonte: ANEEL [46].	73
Figura 4-6 – Percentual de instalação por classe de consumo. Fonte: Greener [42].	74
Figura 4-7 – Quantidade de instalação e Potência por modelo de negócio. Fonte: ANEEL [46].	74
Figura 5-1 – Autoprodução Local.	77
Figura 5-2 – Autoprodução Remota.	78
Figura 5-3 – Fluxo Autoprodução.	81
Figura 6-1 – Cabeçalho da Fatura da UNIFEI.	85
Figura 6-2 – PLD Setembro. Fonte: CCEE [65].	88
Figura 6-3 – PLD Histórico. Fonte: CCEE.	88
Figura 6-4 – Média anual do percentual de consumo ao longo do dia.	91
Figura 6-5 – Vista aérea da instalação do sistema fotovoltaico na UNIFEI.	92

Figura 6-6 – Caracterização do sistema fotovoltaico.	93
Figura 6-7 – Circuitos 1 e 2 do sistema fotovoltaico.....	94
Figura 6-8 – Circuitos 3 e 4 do sistema fotovoltaico.....	94
Figura 6-9 – Premissas e resultados da simulação do sistema fotovoltaico no PVSyst.	95
Figura 6-10 – Produtividade de geração e perdas da simulação no PVSyst.	96
Figura 6-11 – Diagrama de perdas de geração.....	97
Figura 6-12 – Geração de energia ao longo do ano da simulação PVSyst.....	98

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2-1 - Comparativo de Consumo entre Ambientes de Contratação. Fonte: CCEE, adaptado [34].	37
Gráfico 2-2 – Consumo por Classe de Agente. Fonte: CCEE [34].	38
Gráfico 4-1 – Parcela compensável da tarifa com impostos.	67
Gráfico 4-2– Parcela compensável da tarifa com impostos Minas Gerais.	67
Gráfico 6-1– Histórico de demanda anual.	89
Gráfico 6-2– Histórico de consumo anual.	90
Gráfico 6-3 – Média anual do percentual de consumo ao longo do dia.	91
Gráfico 6-4– Média anual do percentual de geração ao longo do dia.	99
Gráfico 6-5 – Consumo médio diário.	104
Gráfico 6-6 – Geração média horário.	105
Gráfico 6-7 – Consumo x Geração (diário) para o mês de agosto.	105
Gráfico 6-8 – Curva de carga x Geração (diário) para o mês de agosto.	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Informações por Grupo Tarifário. Fonte: ANEEL [10]	15
Tabela 2-2 – Aplicações de grupos, modalidades e postos tarifários. Fonte: PRORET [16].	17
Tabela 6-2 – Média do PLD horário. Fonte: CCEE [69].	108
Tabela 6-3 – Resultado da liquidação média do PLD horário em um mês.	109
Tabela 6-4 – Resumo do custo evitado - Cativo	116
Tabela 6-5 – Resumo do custo evitado - Livre.....	116
Tabela 6-6 – Resultados Caso 1.....	118
Tabela 6-7 – Resultados Caso 2.....	118
Tabela 6-8 – Resultados Caso 3.....	118
Tabela 6-9 – Resultados Caso 4.....	118
Tabela 6-10 – Resultados Caso 5.....	119
Tabela 6-11 – Resultados Caso 6.....	119
Tabela 6-12 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 2.....	121
Tabela 6-13 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 3.....	121
Tabela 6-14 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 5.....	121
Tabela 6-15 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 6.....	122

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
GD	Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
FPI	Fluxo de Potência Ideal
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ABRACEEL	Associação Brasileira de Comercializadores de
Energia Elétrica	
SIN	Sistema Interligado Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras
REN	Resolução Normativa
PRODIST	Procedimento de Distribuição
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
TFSEE	Tarifa de Fiscalização do Sistema Elétrico
ONS	Operador Nacional do Sistema
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
ESS	Encargo de Segurança do Sistema
EER	Encargo de Energia de Reserva
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina

SMF	Sistema de Medição e Faturamento
MME	Ministério de Minas e Energia
CAd	Conselho Administrativo da CCEE
CCER	Contrato de Comercialização de Energia Regu-
lada	
MCP	Mercado de Curto Prazo
SCDE	Sistema de Coleta e Dados de Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
UC	Unidade Consumidora
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
SPE	Sociedade de Propósito Específico
PIE	Produtor Independente de Energia
AGP	Alocação de Geração Própria
O&M	Operação e Manutenção
CMO	Custo Marginal de Operação
PLD	Preços da Liquidação das Diferenças
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

Ao longo dos anos a evolução tecnológica vem permitindo avanços na otimização de processos nos mais diversos segmentos da indústria e da economia mundial. Novas soluções e novas práticas tendem a trazer maior eficiência à equipamentos e processos visando diminuir perdas de recursos e reduzir custos.

No setor de energia elétrica não é diferente, alavancado principalmente pela evolução tecnológica nos equipamentos que compõem o sistema elétrico, além da inserção de novos equipamentos que trazem opções para solucionar os problemas existentes e criar soluções de atendimento alinhadas as necessidades do consumidor final, a evolução tecnológica permitiu a criação de novos mercados, além de diferentes modelos de negócios em energia que se adequam cada vez mais as necessidades de seus agentes.

Estes novos modelos passam a utilizar de informações e dados para criar diferentes soluções para os diferentes perfis de usuários, trazendo novos produtos feitos de maneira personalizada de acordo com as necessidades e possibilidades dos diferentes nichos de mercado criados a partir das características e condições existentes. Este movimento trouxe também uma evolução na maneira dos agentes enxergarem o mercado, buscando sempre melhores soluções para otimizar seus gastos e operações, alavancando novos negócios e acelerando a economia.

Esta dissertação busca acompanhar este movimento, demonstrando um histórico de como o sistema elétrico tanto no conceito operacional e físico, quanto no conceito de mercado evoluído ao longo dos anos até aqui. Por fim, busca trazer aplicações possíveis ao cenário atual de consumo da Universidade Federal de Itajubá alinhado a possíveis soluções em tecnologia e de mercado visando a otimização financeira dos custos com energia elétrica.

As soluções passam simplesmente por aplicar novas tecnologias de geração e gestão de consumo de energia olhando para os diferentes mercados possíveis.

Neste contexto, temos, por exemplo, a criação do Mercado Livre de energia no ano de 1995 através da Lei 9.074 [1] que deixou livre a escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. Sendo este, um dos primeiros sinais da abertura de mercado que estaria por vir.

Este novo atributo permitia, inicialmente aos grandes consumidores e posteriormente a grande parte dos consumidores em Média Tensão, escolher e negociar seus contratos de energia, retirando para estes casos a responsabilidade da concessionária responsável pelo serviço de distribuição de energia de contratar energia para o consumidor que optasse por acessar o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Ainda na Lei 9.074/95 [1] também traz em seu Art.15 a indicação sobre a possibilidade de consumidores utilizarem energia elétrica proveniente de geração própria em regime de autoprodução. Modelo que nos últimos anos se tornou alvo de grande parte dos consumidores que buscam maior previsibilidade em seus custos com energia elétrica.

O conceito de Geração Distribuída, segundo a ANEEL [2], representa as “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS”. Este texto ainda não menciona, mas o conceito não distingue também se a geração está no ACR ou ACL.

No Brasil, o principal formato de Geração Distribuída se instituiu com a criação da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [3] em 17 de Abril de 2012, que, conforme cita seu primeiro artigo, “estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE” e é caracterizada majoritariamente por unidades no mercado cativo com porte até 5 MW, normalmente a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, e localizadas nas redes de distribuição, com grande parte dos sistemas instalados na própria unidade que consome a energia gerada.

Neste texto, quando for mencionado a Geração Distribuída, estará sendo feita a referência ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE. Apesar do conceito ser mais extenso, a GD teve grande expansão a partir da REN 482/12 e o SCEE e, por este motivo, acabou sendo popularmente vinculada a esta condição.

Outro conceito importante na análise feita neste texto é a do Armazenamento de Energia Elétrica. A prática do Armazenamento de energia não possui uma Resolução formada como a Geração Distribuída, portanto conceitos de atribuições às remunerações pelos serviços prestados pelo Armazenamento ainda não estão definidos pela ANEEL.

Para este estudo, o enfoque será na aplicação de armazenamento pelo lado do consumidor, avaliando a viabilidade tarifária e econômica de aplicação de armazenamento conjunta com a geração solar fotovoltaica no campus universitária da UNIFEI em Itajubá, nos diferentes cenários de mercado (Cativo e Livre).

Esta análise surgiu a partir de uma tendência global no campo de redes inteligentes e da mudança no comportamento dos consumidores de energia. Estes, terão parcela importante na evolução de redes cada vez mais inteligentes, a partir da adesão cada vez maior às novas tecnologias e soluções. A mudança de mentalidade dos consumidores, com a busca cada vez maior por energias sustentáveis e uma necessidade cada vez maior em ter os menores e mais previsíveis custos com energia apressam a adesão à estas novas soluções, tornando-os agentes prosumidores de energia.

1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Diante da introdução aos temas que cercam este artigo, este item tem a finalidade de introduzir o contexto em que ele se apresenta. A Universidade Federal de Itajubá, através do Edital RDC nº 03/2018 UASG 158137 [4], contratou 609 kWp / 500 kW no regime de contratação integrada com critério de julgamento em menor preço, um sistema de geração solar fotovoltaico para sua instalação e consumo no campus de Itajubá, conectado em paralelo à rede de distribuição da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

A partir disto, entendeu-se necessário uma análise econômico-financeira da

inclusão de um sistema de armazenamento para acompanhar o sistema de geração e se fazer uma análise comparativa de seus resultados afim de demonstrar a viabilidade ou não desta solução, bem como comparar seus resultados com os resultados da aplicação de apenas o sistema de geração solar fotovoltaico, ou somente o sistema de armazenamento.

Além desta análise, novas possibilidades para avaliar a sustentabilidade financeira e a tendencia de explorar diferentes soluções possíveis no atual mercado de energia, também foi criada uma comparação da condição desta mesma unidade com geração fotovoltaica no Mercado Livre considerando a Autoprodução.

Este estudo abordará, portanto, a análise tarifária financeira da instalação fotovoltaica adquirida pela universidade, a mesma análise considerando a inclusão do armazenamento e por fim uma visão do cenário de geração de energia no Mercado Livre.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Buscando estruturar um caminho que permita maior clareza a respeito do trabalho desenvolvido nesta dissertação, foram estruturados 5 capítulos para introduzir as principais temáticas envolvendo o tema, além de incluir informações pertinentes à definição de premissas para cálculos do estudo de caso.

Basicamente, após a introdução são abordados em dois capítulos a estruturação dos mercados de energia atuais, bem como conceitos e aplicações em solução de energia a serem aplicados no estudo. Estes dois itens devem guiar as visões macro a respeito das possibilidades de trabalho que teremos e oferecer os dispositivos legais que as definem.

Os próximos 3 capítulos, buscam aprofundar a situação de consumo e geração da UNIFEI a estes cenários, apresentando possibilidades de atuação que transitam entre os diferentes mercados e as diferentes soluções, que serão: Geração Distribuída, Autoprodução e Armazenamento, essa aplicável em ambos os mercados.

Dando condução ao estudo, entramos no capítulo de Estudo de Caso, onde premissas são definidas para os diferentes cenários desenhados para a construção

da metodologia de análise e conseqüentemente os resultados de cada cenário definido.

Finalmente, os resultados são avaliados das perspectivas financeiras e econômicas a fim de compará-los buscando a definição do melhor formato de aplicação. Após a avaliação destes resultados, são feitas colocações do ponto de vista do autor acerca da conclusão retirada de toda a análise.

Um resumo no formato de fluxo pode ser visualizado na Figura 1-1 a seguir, e as referências bibliográficas são exibidas ao final da dissertação.

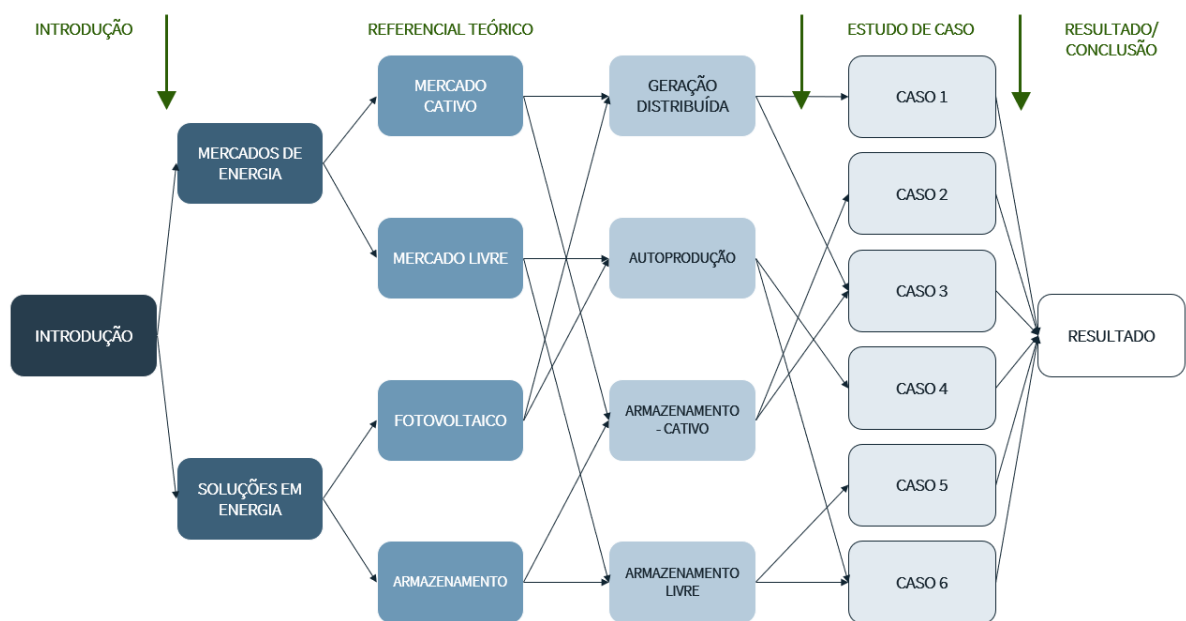


Figura 1-1 – Esquemático da estrutura da dissertação. Fonte: Produção Própria.

2. MERCADOS DE ENERGIA

2.1. PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL E OS MERCADOS

A União Europeia é responsável pelo processo de reestruturação do setor de Energia elétrica na Comunidade Europeia. Diversas diretrizes instituídas no final dos anos 90 e início dos nos 2000, estabeleceram uma eleição totalmente aberta do mercado de energia elétrica. Enfatizando a responsabilidade dos Estados membros para garantir um alto nível de segurança de fornecimento de eletricidade. No que diz respeito à segurança da rede e manter o equilíbrio entre a demanda e a oferta. Assim como as alterações sofridas por outras indústrias de rede, como as telecomunicações, os transportes e serviços postais, o setor de energia elétrica alterou sua configuração e modo de atuação nos mercados concorrentes, e proporcionando aos clientes um papel mais ativo na escolha do seu fornecedor de serviços. Os principais entraves ao mercado liberalizado são: a concentração dos mercados; as práticas de conflito; a excessiva integração vertical entre geração e transporte; a discriminação no acesso às redes; o baixo investimento ou o seu adiamento, seja em redes de transporte ou de distribuição ou em novos centros produtores e a falta de ligações transfronteiriças [5].

Durante a reestruturação do setor elétrico, o formato Pool se tornou a forma de relacionamento entre as empresas de geração e os consumidores. Foi assim que se deu a formação da abertura de mercado na Europa, um Pool de empresas. Assim o mercado pode gerenciar a geração e a demanda de energia elétrica em curto prazo, onde são feitas ofertas de compra e venda em intervalos de, normalmente, 1 hora ou 30 minutos. Este conceito de mercado é conhecido como Mercado Diário ou Mercado Spot, uma vez que a negociação ocorre no dia anterior a implementação da mesma [6]

Na Califórnia os Recursos Energéticos Distribuídos - REDs são integrados na rede elétrica, e o órgão regulador do sistema cria uma arquitetura hierárquica com conjuntos de REDs na camada inferior que coordenam sua resposta sob um agregador e, na camada superior, o sistema é independente. O operador do sistema independente interage com os agregadores para resolver o problema do Fluxo de

Potência Ideal - FPI. Assim os agregadores funcionam como geradores (virtuais, de grande capacidade), e a agregação permitiu que REDs participassem de mercados em que, individualmente, eles não têm a capacidade para o fazer. Enquanto os REDs sob um agregador podem cooperar entre si, os agregadores competem uns com os outros no mercado de eletricidade. Os geradores individuais, em conjunto com o operador do sistema, podem implementar soluções para resolver o problema de FPI enquanto age de forma autônoma e racional [7].

A história do setor elétrico brasileiro no modelo estatal tem seu início basicamente no começo/meio do século XX, onde, conforme explicado na Apostila Econômica do Setor Eletroenergético [8], devido a um déficit na produção de energia, antes capitaneada por empresas privadas estrangeiras, viu-se o início da participação de governos e estados através da criação de um fundo de eletrificação que recolheu o Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE destinado a expansão do setor elétrico.

Esta estatização possibilitou o crescimento não só do setor elétrica, mas também econômico do país, além de trazer capacitação da mão de obra nacional. Devido à grande demanda, empresas de equipamentos voltados a geração, transmissão e distribuição se instalaram, possibilitando também o desenvolvimento da indústria nacional associada a energia elétrica.

Ainda conforme [8] grandes empresas estatais se formaram nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de forma a assumir o controle técnico, regulatório e econômico. Inicialmente, esta foi uma ação primordial para o desenvolvimento do setor, porém este excesso de controle não se demonstrou sustentável a longo prazo.

Em meados da década de 70 o desempenho econômico e financeiro das empresas começou a dar sinais de degradação e a crise do petróleo induziu aumentos nos preços dos equipamentos e dos custos de operação devido a políticas monetárias internacionais mais restritivas devido à crise. O aumento dos juros trouxe um aumento aos custos financeiros destas empresas que nessa ocasião estavam alavancadas.

Neste novo cenário se esgotaram as possibilidades de economia em escala, as tentativas de dar continuidade a este processo via estado indicavam um caminho

de aumento nos preços e problemas de confiabilidade nas centrais, cada vez mais restringidas por normas ambientais que surgiam como uma nova realidade.

O setor perdeu então a eficiência de outrora e a intervenção estatal que permitiu o avanço do sistema já não solucionava mais os problemas de abastecimento e passou a se tornar um entrave ao desenvolvimento da indústria. Com tarifas que não suportavam sozinhas prover os recursos necessários e com plano de obras em andamento a saída foi a obtenção de empréstimos externos, as ineficiências começaram a ser repassadas aos consumidores e indicou que a indústria de fornecimento de energia elétrica precisava ser reavaliada e desregulamentada [8]

Esta ideia de desregulamentação se baseia na iniciativa de deixar como responsabilidade do mercado a decisão de como gerenciar suas atividades, com a regulação apenas definindo limites e monitorando a qualidade e atendimento da entrega do serviço.

Em alguns segmentos a figura de um monopólio natural indica a maneira que retorna mais eficiência ao custo de investimento e operação dos ativos devido ao ganho de escala inerente a este modelo. Mas para o bom funcionamento deste monopólio, na visão do consumidor, o estado deve atuar para que esta prática não reflita em preços definidos pelo próprio fornecedor, atuando de forma a regular o formato de cobrança.

Isto é aplicável a alguns segmentos do setor que demonstram características de transporte do produto, como transmissão e a distribuição da energia. A regulamentação também deve criar dispositivos que garantam a segurança do suprimento, qualidade do produto e confiabilidade.

Em outros segmentos como a geração, a busca pela eficiência indica a implantação da competição que permita que os investimentos cheguem e que a tecnologia e a inovação operativa permitam reduções nos preços dos produtos.

Fica clara, então, a necessidade de segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição, desverticalizando o produto e criando componentes que possam ser tratadas de acordo com as suas particularidades.

Dos modelos de mercado mercantil existentes, inicialmente foi adotado no Brasil na década de 90 o modelo do atacado, que cria um mercado para compra de

energia por parte das distribuidoras e grandes clientes (eletrointensivos). As empresas transmissoras operam a partir de uma tarifa regulada, no formato de monopólio natural reguladas pelo governo. Neste formato, pequenos consumidores ficam alocados nas distribuidoras, que contratam energia de geradores através de leilões e repassam aos consumidores estes custos juntamente com os custos de disponibilização da rede, no ambiente conhecido como Mercado Cativo.

Na sequência, através de uma flexibilização do modelo de varejo existe o primeiro sinal da abertura de mercado no que tange a escolha do fornecedor de energia para além dos grandes consumidores. Este formato tende a incluir a distribuidora como provedora de serviços de distribuição e aos poucos tira sua responsabilidade em contratar a energia dos geradores. No Brasil, este modelo é aplicado em partes através do Mercado Livre, porém, ele apresenta a peculiaridade de que nem todos os consumidores podem optar pelo varejo e pelo fato de que nem todos que podem consumir no varejo optam por isso [8].

Chegamos, portanto, ao ponto histórico onde o modelo de comercialização de energia é dividido em dois, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, ao qual chamamos nesta dissertação de Mercado Cativo e o Ambiente de Contratação Livre, ao qual chamamos de Mercado Livre. No Ambiente Regulado os contratos são firmados entre as distribuidoras de energia e os geradores através de leilões e os valores de energia são repassados aos consumidores cativos através de tarifas reguladas pela ANEEL.

No Ambiente Livre os contratos podem ser fechados bilateralmente entre os agentes, sendo possível um consumidor contratar energia diretamente do gerador ou através de um intermediador, sendo possível negociar os preços, prazos e demais condições de fornecimento.

Conforme a Cartilha de Mercado Livre de Energia Elétrica da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL [9], no Mercado Cativo temos a “A opção tradicional da maioria dos consumidores está restrita a adquirir energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada. Trata-se de contratação exclusiva e compulsória dessa energia da distribuidora da região em que estão. As tarifas pelo consumo da energia são fixadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica –

ANEEL e não podem ser negociadas. Todos os consumidores residenciais estão nesse mercado, assim como a imensa maioria do comércio, pequenas indústrias e consumidores rurais”. Já no Mercado Livre é possível “escolher livremente seus fornecedores de energia, o que se costuma dizer que têm direito à portabilidade da conta de luz. Nesse ambiente, consumidores e fornecedores negociam entre si as condições de contratação de energia. O perfil de cliente que pode, ou não, optar pelo mercado livre está mais detalhado na sequência. Atualmente, 80% da energia consumida pelas indústrias do País é adquirida no mercado livre de energia”. Na Figura 2-1 temos uma ilustração que caracteriza melhor estas condições.

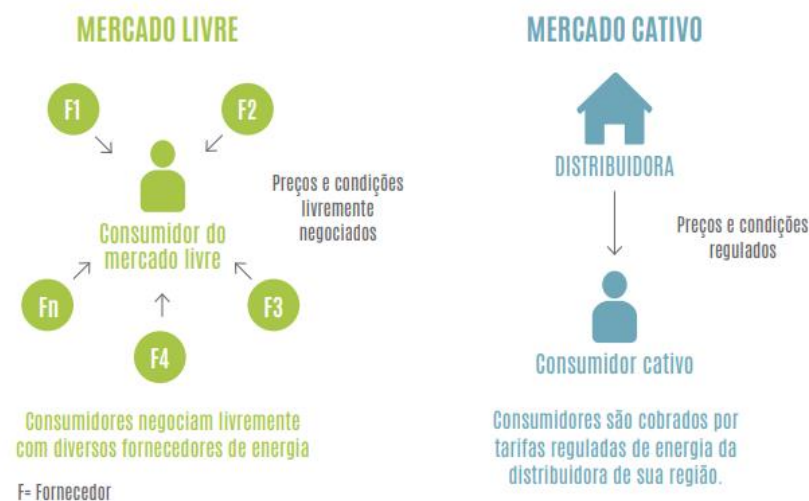


Figura 2-1 – Comparativo Cativo vs Livre. Fonte: ABRACEEL [9].

2.2. MERCADO CATIVO

No contexto do funcionamento do Sistema Interligado Nacional - SIN, entendemos que o mercado para a Geração para o Mercado Cativo funciona no formato de Leilões Regulados de responsabilidade da ANEEL e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, enquanto os serviços de Transmissão e Distribuição funcionam no formato de um monopólio regulado e fiscalizado também pela ANEEL, que fornece concessão de prestação de serviços às empresas interessadas.

Neste formato, avaliando a parcela do ACR, temos todos os custos destes serviços validados pela ANEEL e transformados em uma tarifa quando dividido pelos

agentes integrantes deste mercado.

No Mercado Cativo, temos então as tarifas a serem aplicadas para cobrir os custos com Geração, Transmissão e Distribuição definidas pela ANEEL de maneira periódica e definidas através dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que tem caráter normativo e consolida as regras a respeito dos processos tarifários em cada concessionária.

A organização do SIN é estruturada para que a grande maioria dos consumidores estejam conectados debaixo do “guarda-chuva” da Distribuidora no que é chamado de Ambiente de Distribuição, ficando apenas empresas com altos níveis de consumo conectadas na Rede Básica (>230 kV de tensão).

Portanto, focaremos os olhares para o ambiente de distribuição, explorando as regras de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica que segundo a ANEEL [10], é composto pela rede elétrica que é composta de equipamentos e instalações de alta tensão (acima de 69 kV e inferior a 230 kV de tensão), média tensão com níveis superiores à 1 kV e a baixa tensão para tensões abaixo de 1 kV. Sendo assim, as concessionárias de distribuição são responsáveis pelos serviços e equipamentos que rebaixam a tensão dos níveis de transmissão para níveis acessíveis aos consumidores em subestações, sendo ela responsável para que a energia chegue com qualidade e constância.

Até 2018 [10] o Brasil possuía 105 empresas de distribuição de energia elétrica, sendo 51 concessionárias, 38 permissionárias e 13 cooperativas de eletrização rural, ambas autorizadas pela ANEEL para esta prestação de serviço. Segundo o glossário da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE [11], as concessionárias são “agentes titulares de serviço público federal delegado pelo poder concedente mediante licitação (concorrência)”. No caso das permissionárias, temos contrato de serviços na distribuição de energia destinados ao consumo privado. A seguir, temos na Figura 2-2 o mapa das distribuidoras do Brasil [12]:

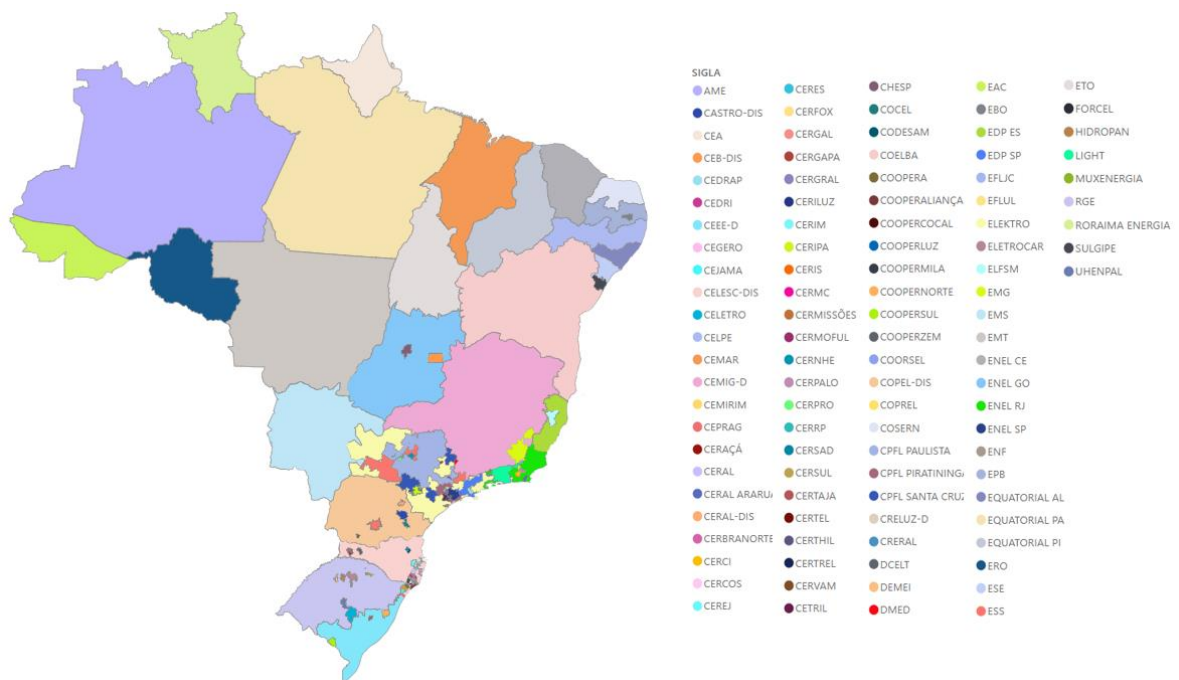


Figura 2-2 – Mapa Distribuidoras do Brasil. Fonte: ANEEL [12].

Acerca dos regramentos do ACR temos definidos pela Resolução Normativa - REN nº 1.000, de dezembro de 2021 da ANEEL, que sobrepôs a antiga REN 414/10, os direitos e deveres dos serviços de distribuição. É esta resolução que aprova e direciona, por exemplo, o PRORET já citado anteriormente. Além da REN 1.000/21, existe também um conjunto de regras de acesso ao sistema de distribuição unificados nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que segundo sua cartilha [13], “é composto por oito módulos: Introdução (Módulo 1), Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6), Cálculo de Perdas na Distribuição (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8)”. Porém, após revisão feita em 2022, o PRODIST passou a contar com 11 módulos.

Serão abordados nos itens a seguir com maior aprofundamento estas normas que definem as condições gerais dos serviços de distribuição.

2.2.1. REN 1.000/21

Conforme indicação da ANEEL [14], a Resolução Normativa nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021 estabelece os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço, tratando de temas como conexão, contratos, tarifa social, medição, faturamento, suspensão, serviço de atendimento, fornecimento para iluminação pública, ressarcimento de danos, procedimentos irregulares e veículos elétricos. Ela atende tanto a consumidores cativos como os livres.

Além disto, ela constrói as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, serviços que compõem desde a responsabilidade na manutenção e expansão da rede de distribuição e transmissão, até as atividades que compõem a compra de energia elétrica para garantir lastro para o caso dos consumidores do ACR.

Segundo [15] a resolução que revisou a REN 414/12, revogou cerca de 61 resoluções da ANEEL e unificou os entendimentos incidentes nestes documentos. São 266 páginas contendo o regramento das atividades citadas no parágrafo anterior e que devem ser observados por: consumidores, geradores, distribuidores e agentes importadores/exportadores.

2.2.2. PRORET

Segundo O Módulo 7 do Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [16], a tarifa de energia tem função de assegurar aos prestadores de serviço do sistema elétrico a receita necessária para cobrir os custos operacionais e remunerar investimentos necessários para expansão da capacidade e garantia do atendimento com qualidade aos consumidores, sendo que os valores de tarifas são calculados pela própria ANEEL para cada concessionária ou permissionária de energia para que seja aplicada ao consumidor final cativo.

A tarifa final de energia para consumidores no ACR contém em seu valor parcelas que remuneram a geração de energia, que para os consumidores residenciais, conectados em Baixa Tensão (< 1 kV), é contratada pelas concessionárias via leilões de energia, remuneração aos investimentos e serviços no transporte de energia, que contemplam a transmissão e distribuição, encargos setoriais, que são custos não

gerenciáveis e instituídos por lei, e finalmente os impostos federais, estaduais e municipais que incidem através de alíquotas sobre o valor homologado pela ANEEL, conforme ilustrado na Figura 2-3, da composição média da tarifa cativa.

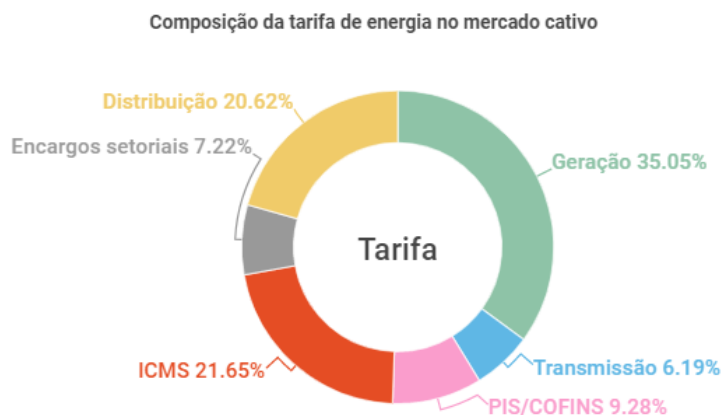


Figura 2-3 – Composição da tarifa. Fonte: Produção Própria.

O modelo de cobranças da tarifa aos consumidores varia de acordo com o perfil do consumidor. Grandes consumidores de energia, normalmente unidades industriais e comerciais, são caracterizados pelo Grupo A que segundo ANEEL é “composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.”

Já os consumidores residenciais, comerciais de pequeno porte e rurais, normalmente caracterizados pelo volume de energia por unidade mais baixo, são integrantes do Grupo B, que é composto por unidades conectadas em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizados pela tarifa monômia e subdivididos em a) B1 – residencial; B2 – rural; B3 – demais classes (comercial e poder público); B4 – Iluminação Pública. Ambas as caracterizações por grupos estão dispostas na Resolução Normativa nº 414/2010.

Conforme demonstrado na Tabela 2-1, tem-se o volume de energia consumida e o número de unidades consumidoras e as tarifas médias para cada Grupo. Estas informações são referentes ao mês de julho de 2020, valor mais recente disponibilizado pela ANEEL [10] e considera todas as concessionárias e permissionárias no valor.

Tabela 2-1 – Informações por Grupo Tarifário. Fonte: ANEEL [10]

Grupo	Consumo de Energia Elétrica em MWh	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh
Grupo A	5.517.810,38	182.139	R\$ 457,24
Grupo B	18.143.878,16	85.798.390	R\$ 518,95

É possível perceber na Tabela 2-1 que, mesmo se tratando de pequenas unidades consumidoras, o Grupo B foi responsável pelo consumo de 76,7% da energia somando todas as concessionárias e permissionárias do Brasil. Porém, este consumo se caracteriza pela grande pulverização, pois são cerca de 86 milhões de unidades, trazendo um consumo médio por unidade de 0,211 MWh, enquanto o grupo A conta com um consumo médio de 30,29 MWh para cada uma das 182.139 unidades.

Esta grande porcentagem de energia alocada ao grupo B, traz à tona a discussão de uma das grandes diferenças destes grupos. O grupo A, tem sua tarifa separada em uma parcela fixa e outra parcela volumétrica, conhecida como Tarifa Binômica. Já o grupo B tem todo o faturamento da tarifa feita pela cobrança de uma tarifa que incide sobre o volume consumido, chamada de Tarifa Monômica. A grande diferença entre estes dois modelos é de que com uma parcela fixa de tarifa, a garantia de parte do faturamento que deve assegurar receita aos prestadores de serviço do sistema não depende do consumo ou não do consumidor. Isto é importante, pois existem alguns custos das operações das concessionárias ou permissionárias que são fixos, fazendo com que o risco da remuneração seja incorporado por estas.

Por este motivo que superintendência de gestão Tarifária da ANEEL lançou a Nota Técnica nº 046 em março de 2018, “para auscultar a opinião da sociedade e fomentar as contribuições” [17] a respeito da alteração da tarifa do grupo B.

A partir das funções de custo, são montadas para as duas parcelas da tarifa, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e a Tarifa de Energia – TE, além das diferentes modalidades, postos e grupos e subgrupos tarifários. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição possui diferenciações por subgrupo, posto e modalidade tarifária; já a Tarifa de Energia se diferencia por posto e modalidade tarifária, tendo o valor da tarifa variando para cada uma das diferenciações.

Os postos tarifários são três, definidos pelo PRORET [16] por Ponta, Intermediário e Fora Ponta, onde cada distribuidora possui os postos tarifários a partir da curva de carga do seu sistema elétrico e sua aplicação varia de acordo com grupos e modalidades tarifárias:

- Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas. Representam os horários em que o custo para o consumo de energia tende a ser mais alto;
- Intermediário: período de duas horas sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta. Representa os horários de transição entre os custos mais altos e os custos mais baixos;
- Fora de Ponta: período composto pelo conjunto de horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Já as modalidades tarifárias aplicáveis aos consumidores de energia do sistema de distribuição são 5 e distingue a aplicação de cada modalidade ao grupo que este consumidor se enquadra:

- Modalidade Convencional Binômia: atualmente aplicável somente às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo (volumétricas) e de demanda de potência (porte).
- Desta modalidade para consumidores do grupo A surgem as variações Azul e Verde, que dentro da estrutura binômia, trazem sinais tarifários diferentes entre consumo e demanda.
 - Modalidade horária Azul: aplicável somente às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de

consumo de energia e demanda de potência, de acordo com o posto tarifário.

- Modalidade horária Verde: aplicável somente às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com o posto tarifário e uma única tarifa para a demanda de potência.
- Modalidade horária Branca: aplicável às unidades consumidoras do grupo B, é caracterizada por tarifas apenas de consumo de energia diferenciadas por posto tarifário.
- Modalidade Convencional Monômnia: aplicável somente às unidades do grupo B, caracterizada por tarifas apenas de consumo independentemente do posto tarifário.

Sobre a Modalidade tarifária Convencional Binômnia, foi aplicada há algum tempo conhecida como tarifa cinza, a qual possuía apenas sinal de tarifa de demanda (R\$/kW) e volumétrica (R\$/MWh), sem possuir posto tarifário. Como passar do tempo essa possibilidade caiu em desuso, sendo aplicado pelas distribuidoras somente as modalidades Azul ou Verde.

O estudo para avaliação de uma tarifa binômnia na baixa tensão (grupo B) implicaria na possibilidade de aplicação da modalidade convencional binômnia a este grupo ou a criação de uma nova modalidade tarifária, tendo em vista que algumas das alternativas estudadas não definem a parcela não volumétrica somente como demanda de potência.

A seguir, a Tabela 2-2 demonstra um resumo das aplicações de postos tarifários por grupos e modalidades. Nos quadros onde estão assinalados a sigla “AP” é onde se aplicam os cruzamentos, nos demarcados com um “x” não se aplicam.

Tabela 2-2 – Aplicações de grupos, modalidades e postos tarifários. Fonte: PRORET [16].

Grupo	Modalidade		Posto							
			TUSD				TE			
			Ponta	Intermediário	Fora Ponta	Sem Posto	Ponta	Intermediário	Fora Ponta	Sem Posto
A	Binômnia	Azul	AP	x	AP	x	AP	x	AP	x
		Verde	AP	x	AP	x	AP	x	AP	x
B	Branca		AP	AP	AP	x	AP	AP	AP	x
	Monômnia		x	x	x	AP	x	x	x	AP

Outro importante ponto do Procedimento de Regulação Tarifária [16] é o entendimento da composição das tarifas TUSD e TE. De maneira geral, entende-se que as tarifas remuneram um conjunto de custos referentes à geração, transmissão e distribuição de energia, bem como políticas definidas pelos órgãos competentes que, agrupados, formam a TUSD e a TE. As Figuras 2-4 e 2-5, demonstra de maneira mais detalhada a composição de custos de cada componente tarifário.

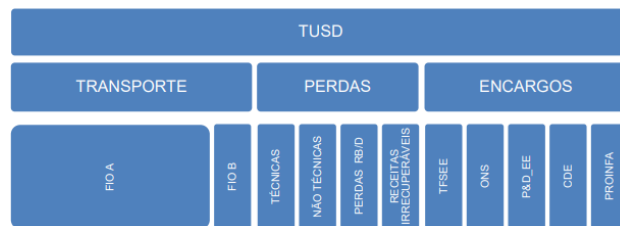


Figura 2-4 – Funções de custo e componentes tarifários TUSD. Fonte: PRORET [16].

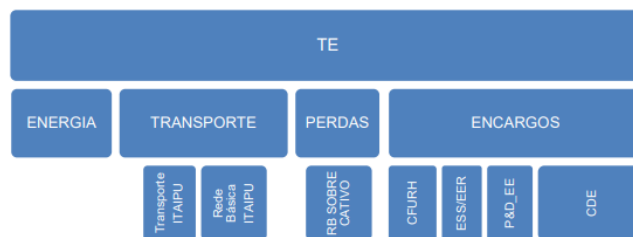


Figura 2-5 – Funções de custo e componentes tarifários TE. Fonte: PRORET [16].

Como visto na Figura 2-4, a parcela transporte é composta por Fio A e Fio B, onde:

“TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:

- I. uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
- II. uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
- III. uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
- IV. conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por:

- I. custo anual dos ativos (CAA);
- II. custo de administração, operação e manutenção (CAOM).” [16]

Na parcela Fio B, é interessante entender que dentro dos custos de administração, operação e manutenção que compõem o CAOM existem custos fixos, que

independem do consumo ou não dos usuários da rede, sendo este um dos fatos de se estudar a tarifa binômia para o grupo B que, conforme demonstrado no Gráfico 1 da Introdução, representam a maior parcela de consumo das distribuidoras e se encontram na modalidade monômia que não traz a segurança e garantia da recuperação destes custos por ser somente volumétrica.

“TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de:

- I. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
- II. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- III. Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- IV. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- V. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- I. Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- II. Perdas não técnicas;
- III. Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- IV. Receitas Irrecuperáveis.” [16]

Na parcela TE, as funções de custo são formadas pelas seguintes componentes, apresentadas na Figura 2-5.

“TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo:

- I. Compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulado - ACR;
- II. Quota de Itaipu;
- III. Geração própria;
- IV. Aquisição do atual agente supridor;
- V. Compra de geração distribuída.

TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:

- I. Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;
- II. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
- III. Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e
- IV. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE,

TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.” [16]

A definição dos valores e dos reajustes de cada parcela são competência da ANEEL, que as divulga anualmente através de Resoluções Homologatórias das tarifas de cada distribuidora, sendo que cada componente da tarifa varia de acordo com a distribuidora.

Finalmente, pode-se concluir que no ACR toda a parcela paga pelo consumidor final possui um valor fixado ao longo de todo o ciclo tarifário que normalmente é de 1 ano. Isso permite uma previsibilidade muito curta, tendo em vista que não existe uma estimativa dos reajustes ao longo do ano para todas as parcelas da tarifa. Neste sentido, o consumidor final não tem ação quanto ao valor pago pela energia, podendo apenas agir sobre a quantidade consumida para conseguir variar seu valor final de fatura.

Outro ponto é que no formato de faturamento do ACR todas as parcelas (Energia, Fio, Perdas e Encargos) são reunidas em apenas uma fatura, que é recolhida pela distribuidora, sendo esta, uma metodologia mais simples de faturamento para o consumidor final.

2.2.3. PRODIST

Em seu portal [18] a ANEEL define o PRODIST, estabelecido pela Resolução Normativa nº 956 de dezembro de 2021, como um complemento à REN 1.000/21 no sentido de definir os procedimentos da distribuição de energia elétrica no SIN. Os módulos do PRODIST têm a função de normatizar e padronizar condições técnicas do atendimento bem como definir medidores para avaliar o desempenho dos sistemas de distribuição.

O PRODIST [19] serve, portanto, para que as distribuidoras parametrizem o formato de atendimento ao consumidor final de acordo com as definições inclusas pelo órgão regulador em seus 11 módulos. Serve também para que o consumidor entenda com clareza dos procedimentos para que possa acessar a rede da distribuidora, seja ele um consumidor, gerador, outra distribuidora, entre outros.

Os módulos são separados de forma a dar mais clareza em temas que costumam ser os gargalos nos serviços de distribuição e, conforme a REN 956/21 [2],

inicia com um glossário geral de termos técnicos que serão abordados ao longo do procedimento. Na sequência, aborda o planejamento da expansão do sistema de distribuição indicando as diretrizes a serem adotadas para que esta expansão ocorra embasada em estudos e projeções que possam compor o Plano de Desenvolvimento da Distribuição.

Em seu Módulo 3, tem-se a seção que está mais próxima à REN 1.000/21 e que trata da conexão ao sistema de distribuição e complementa detalhando requisitos acerca da regulação, bem como no módulo seguinte onde os procedimentos e responsabilidades vinculados à formação de planejamento operacional por parte da distribuidora são definidos.

As seções seguintes estabelecem procedimentos referentes aos sistemas de medição e as grandezas medidas, detalha as obrigações das distribuidoras quanto ao fluxo de informações a serem disponibilizados tanto em sitio eletrônico quando em faturas e retornos aos clientes, indica as diretrizes e metodologias a serem aplicadas nos cálculos de perdas dos sistemas de distribuição e ainda estabelece parâmetros relativos à qualidade do fornecimento de energia através de indicadores que permitam de fato acompanhar os níveis de qualidade e confiabilidade da rede.

Os três últimos módulos fecham o PRODIST estabelecendo os formatos de ressarcimento a ser feito pela distribuidora no caso de danos elétricos ao seu acessante, bem como define um conjunto de dados e informações da distribuidora para composição de uma base de dados a ser enviada para ANEEL para sua auditoria. Finaliza com um módulo exclusivo as informações que devem constar na fatura de energia, incluindo informações suplementares relativos ao faturamento.

É através do PRODIST, portanto, que o consumidor que contrata os serviços de uma determinada distribuidora consegue basear se seu atendimento a níveis de produto, prazo, qualidade e diretrizes vem sendo feito da forma como o órgão regulador define.

2.3. MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O Ambiente de Contratação Livre de energia elétrica é caracterizado pela possibilidade da escolha do fornecedor na contratação de energia elétrica. O órgão responsável pela contabilização neste mercado é a Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica, onde se encontram os consumidores livres e consumidores especiais sendo que as condições contratuais são livremente negociadas entre as partes interessadas e formalizadas através dos contratos de compra e venda de energia elétrica. Já no Ambiente de Contratação Regulada, as negociações também são realizadas pela CCEE e supervisionados pela ANEEL, os consumidores são cativos e não têm opção de escolher de quem comprar a energia elétrica [20].

O principal objetivo de um consumidor ir para o ambiente de comercialização de energia livre é a busca na redução dos custos com energia, que pode ocorrer imediatamente após a migração de um ambiente para o outro. No ACL a energia é negociada bilateralmente entre os agentes através de contratos, que necessitam estar lastreados de alguma geração, com prazos e preços variados. Esta possibilidade na negociação de prazos, valores e demais condições, respeitando as regras de comercialização criadas pela CCEE, atrai cada vez mais o mercado e permite reduções e previsibilidade nos custos com energia.

De outro lado, no Mercado Livre o consumidor passa a ter mais responsabilidade e a necessidade de ser mais atuante nas contratações de energia, responsabilidades perante a CCEE e balanço entre o que foi contratado e o que foi consumido. Normalmente, os consumidores optam pela contratação em empresas especializadas para cuidar da gestão de energia, organizando todas as ações de forma a garantir o cumprimento das obrigações e apoiar nas estratégias para a redução nos custos.

Para que o movimento do Mercado Cativo ao Mercado Livre ocorra, existem algumas etapas referentes a condições regulatórias a serem cumpridas, bem como é necessário buscar uma avaliação prévia se o movimento é viável do ponto de vista financeiro antes da tomada de decisão. A Figura 2-6 destaca algumas das etapas que devem ser verificadas antes da migração ocorrer.

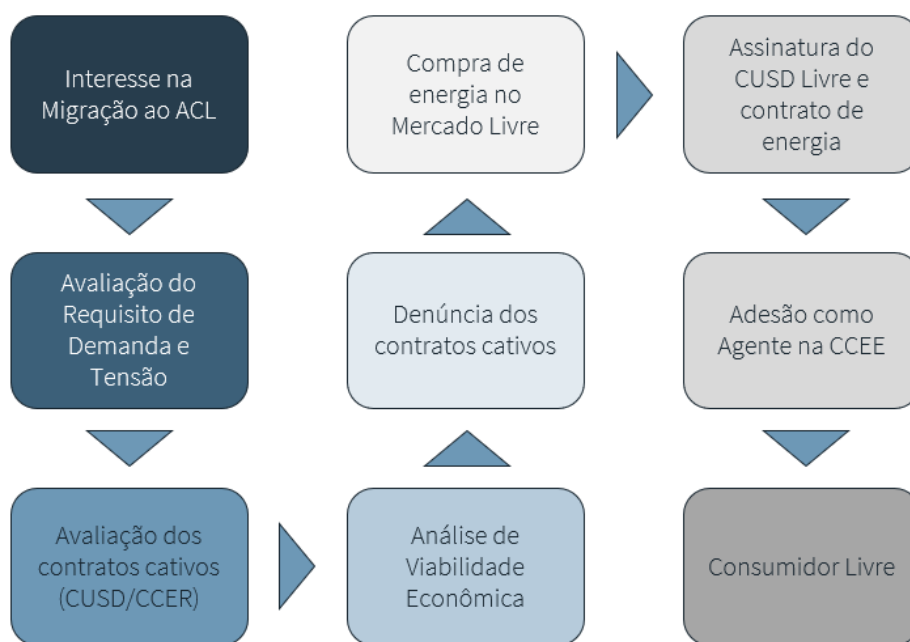


Figura 2-6 – Esquema para a migração do mercado cativo para o mercado livre. Fonte: Produção Própria.

Basicamente, é necessário que a unidade com interesse no movimento de mercado tenha requisito mínimo de demanda contratada acima de 500 kW e esteja conectada em Média Tensão (acima de 1 kV). Atendendo estes requisitos, é importante que se faça uma análise de viabilidade, avaliando a quantidade de energia e os valores que seriam pagos no caso da migração, para que seja comparado com os atuais custos no mercado cativo e que seja verificada uma redução com este movimento.

Após confirmada a viabilidade, é necessário denunciar os contratos cativos com a distribuidora de energia para que não ocorra a renovação automática, que deve ser feita em até 180 dias antes do final do contrato. Após confirmada a denúncia pela concessionária, é indicado buscar um fornecedor de energia para que, no momento da migração, o agente já esteja lastreado com contrato e não corra risco de penalizações.

Em paralelo à etapa de denúncia e alteração de contratos com a distribuidora é necessário realizar a adesão da empresa como agente na CCEE, para que finalmente ela esteja apta a operar no Mercado Livre de energia. Este movimento foi feito por diversas empresas ao longo dos anos e permitiu que muitas delas pudessem, de fato, reduzir os custos com energia elétrica.

Conforme cartilha da Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC [21], no ano de 2021 atingiu-se a marca de 9.930 agentes de consumo, valor aproximadamente 5,4 vezes superior à quantidade de agentes em 2015, o que evidencia a atratividade de se migrar de mercado, conforme mostrado na Figura 2-7.

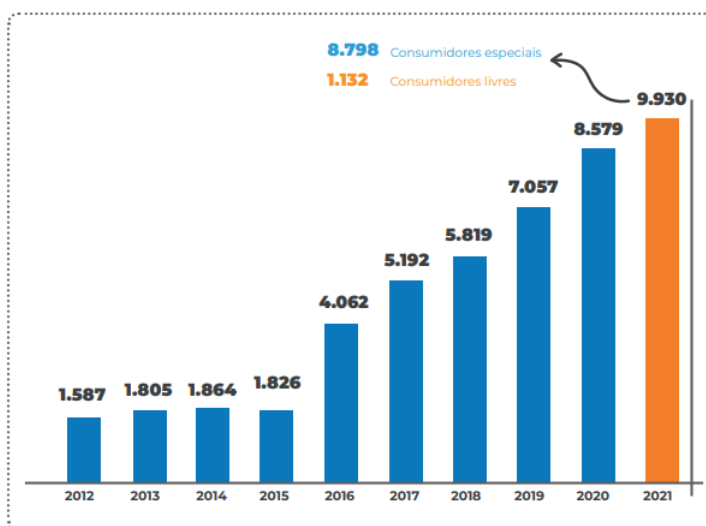


Figura 2-7 – Histórico de quantidade de agentes de consumo na CCEE. Fonte: Cartilha CELESC [21].

É possível verificar na Figura 2-7 que até 2015 a taxa de crescimento do número de acessantes era muito baixa, chegando a ser negativa em certos anos. Houve em 2016 um “boom” no número de migrações, provocado principalmente pelo forte reajuste tarifário da época, além da simplificação dos requisitos do Sistema de Medição e Faturamento - SMF. Desde então, avalia-se como uma operação rentável a migração ao mercado livre, com grande possibilidade de redução nos custos com energia, desde que feita com acompanhamento e estratégia.

A contratação de energia de forma bilateral permite que o consumidor adquira certa previsibilidade nos custos com a parcela de energia, sendo estes indexados no momento de sua contratação, deixando de ficar sujeito aos reajustes calculados pela ANEEL, na parcela de energia, os quais são mais difíceis de se prever.

2.3.1. HISTÓRICO E ABERTURA DO MERCADO LIVRE

O ambiente de contratos indicados nas seções anteriores é realizado e contabilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que registra e liquida a diferença entre os contratos e o que é observado nas medições, atribuindo

as diferenças aos agentes. Lembrando que é responsabilidade da CCEE apenas o ambiente comercial e da definição dos preços das diferenças, deixando a cargo do Operador Nacional do Sistema - ONS toda operação técnica.

Inicialmente, através da Lei 9.074/95 [1] os requisitos mínimos para se tornar um consumidor livre eram de carga instalada igual ou superior a 3.000 kW de potência, caracterizando o Consumidor Livre. Anos depois, através da Lei 9.648/98 [22], foi incluída a possibilidade de consumidores com carga acima de 500 kW migrassem ao mercado livre, condicionados a consumir energia apenas de geradores de fontes renováveis de energia eólica, biomassa ou solar. A Lei 10.762/03 [23] ainda acrescentou que esta carga mínima poderia ser reunida por comunhão de interesses de fato ou de direito entre unidades consumidoras. Ficou caracterizado então a figura do Consumidor Especial.

Com a percepção de necessidade de abertura do mercado, foi publicado em dezembro de 2018 a Portaria nº 514 [24] do Ministério de Minas e Energia, que diminuiu os limites de carga definidos na Lei 9.074/95 para consumidores livres, embasados na expectativa de redução dos preços de energia com o aumento da concorrência, aumento da eficiência ocasionada pelo aumento da competitividade entre as fontes e aumento da igualdade de acesso aos diferentes tipos de energia por parte dos consumidores.

O estudo para relaxamento das restrições levantou ainda pontos de atenção sobre efeitos causados pela portaria como aumento de custos aos consumidores do ACR, sobrecontratação das distribuidoras e que a mudança deveria acompanhar os aprimoramentos do marco regulatório.

Os efeitos da Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME 514 [24] foram os seguintes:

“§ 1º A partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 2º A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.”

Em 2019 uma nova portaria reduziu ainda mais os requisitos para os consumidores livres. Somente lembrando que essa redução no requisito apenas permite que mais consumidores possam consumir de qualquer tipo de fonte, tendo em vista que não mudaram os requisitos mínimos dos consumidores especiais. De maneira resumida, as alterações foram [25]:

“§ 3º A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW.

§ 4º A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW.

§ 5º A partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

§ 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.” (NR)”.

Como indicado nos parágrafos anteriores a ANEEL seguiu, de fato com a indicação da Portaria MME 514 e divulgou em 25 de julho de 2022 na Nota Técnica nº 16 [26], trazendo uma avaliação de estudos realizados e visando a abertura de uma consulta pública à sociedade para tratar da redução dos limites de carga para a migração ao ACL. Conforme a Nota [26], o “documento está estruturado de forma a apresentar uma contextualização do assunto no âmbito do setor elétrico e da perspectiva de sua modernização; em seguida são apresentadas as análises dos estudos realizados pela ANEEL e pela CCEE”.

O Ministério de Minas e Energia através da Portaria nº 672/MME efetivou na sequência a abertura da Consulta Pública e divulgou em seu sítio digital [27] a chamada para contribuições dos agentes à abertura. Indicou que a proposta avaliada pela ANEEL visa a abertura para todos os consumidores atendidos em alta tensão, reforçando a continuidade do que foi observado na Portaria MME nº514/18 e nº465/19. Observou ainda, que a proposta avaliou que ainda não é possível incluir os consumidores em baixa tensão (BT) “em vista a necessidade prévia de que sejam promovidas evoluções legais e regulatórias decorrentes de uma eventual inclusão, de modo a resguardar a sustentabilidade da abertura de mercado para esse segmento” [27].

Os principais questionamentos a serem respondidos com a nova consulta recaem sobre os impactos, positivos ou negativos que esta abertura tende a trazer ao mercado de energia, quais as condições técnicas e comerciais poderiam vedar a migração de um consumidor, os contratos legados das distribuidoras, que com a evasão de seus clientes ao mercado livre poderia ficar descontratada, os formatos para abarcar uma grande quantidade de agentes com consumo pequeno, modelo de faturamento e medição, separação de fio e energia em todas as tarifas, entre outros.

Entende-se que repassando todos os pontos levantados na Nota Técnica ANEEL nº 16/22, considerando as contribuições e definições feitas pela ANEEL e a CCEE, o próximo passo seria a construção de uma normativa para organizar e orquestrar a abertura de forma organizada e com o mínimo de impacto aos consumidores.

2.3.2. OPERAÇÕES DE UM CONSUMIDOR LIVRE

Conforme avaliado na seção 2.3, as principais motivações para uma migração ao ACL estão voltadas à parte financeira desta operação. A possibilidade de redução nos custos com energia é muito bem recebida pelos consumidores. Indústrias e comércios, pois, têm na fatura de energia um custo importante em sua operação e uma redução nesta parcela auxilia na rentabilização de seu negócio.

Porém, além da redução direta nos custos com energia existem outros bene-

fícios, mesmo que qualitativos, que podem ser atribuídos a este movimento de migração. Em sua cartilha sobre o Mercado Livre de energia [9], a ABRACEEL indica como benefícios a possibilidade de, além da escolha do fornecedor, poder escolher a fonte de energia, o período de contratação e demais necessidades contratuais particulares a cada perfil de consumo.

A competitividade do mercado, devido a sua não restrição (monopólio como no cativo), faz com que a concorrência aumente trazendo maior eficiência na precificação. A possibilidade de firmar um contrato com preços futuros e sua indexação definida permite maior previsibilidade aos consumidores na proporção dos prazos destes contratos.

Em sua maioria, os consumidores optam por contratar uma empresa especializada para fazer a gestão destas atividades e obrigações. Estas empresas se tornam representantes dos consumidores e tomam ações junto à CCEE, além de definir estratégias de migração, compra e venda de energia, registro de contratos, além de verificar possibilidades de otimização de custos de acordo com os movimentos que o mercado toma.

Diferente do papel passivo que se tem no ACR, o consumidor que acessa o ACL passa a ter algumas obrigações além do pagamento da fatura da distribuidora, e, por este motivo, deve estar sempre atento ao mercado e às alterações de regras para que não seja surpreendido.

Conforme indicado na seção 2.2.2, a tarifa do consumidor cativo é dividida basicamente em energia e fio, sendo o faturamento feito pela distribuidora para as duas parcelas. No ACL, o consumidor continuará pagando a fatura da distribuidora, porém nela só estará contida a tarifa referente ao uso do fio (distribuidora e transmissora), conhecida como TUSD.

A energia será paga ao fornecedor que o consumidor escolher fechar contrato para entrega de seu suprimento (Figura 2-8), além da necessidade do pagamento de encargos calculados pela CCEE e cobrados via aporte na conta do agente custodiante. Existe também a cobrança de uma contribuição associativa que remunera as atividades da CCEE. Todos estes custos juntos devem ser menores que o valor que seria pago em uma fatura só no mercado cativo para que seja considerada viável a migração.



Figura 2-8 – Histórico de quantidade de agentes de consumo na CCEE. Fonte: Cartilha ABRACEEL [9].

Entendidas as condições que limitam o acesso ao Mercado Livre e os principais motivadores deste movimento, serão exploradas as atividades gerais que cercam as operações do agente consumidor neste novo ambiente.

2.3.2.1. ADESÃO E DENUNCIA DO CONTRATO DE ENERGIA COM A DISTRIBUIDORA

O primeiro passo para efetivar a migração ao Mercado Livre passa pela adesão do agente consumidor na CCEE. Para orientar o interessado sobre as etapas a serem vencidas na efetivação da adesão e operação neste mercado, a câmara disponibiliza o Procedimentos de Comercialização no qual pode-se verificar as atividades necessária à habilitação do agente para adesão no submódulo 1.1 Adesão à CCEE [28].

Esta cartilha estabelece os requisitos, responsabilidades, etapas e prazos necessários à adesão e indica que para isso, o candidato a agente deve conhecer e estar em concordância com as normas vigentes desde o momento de sua solicitação até a sua aprovação pelo Conselho de Administração da CCEE - CAAd.

Os candidatos deverão fazer sua solicitação via sistema no site da câmara para que seja gerado um boleto de emolumento no valor atual de R\$ 7.394,00, além de encaminhar a documentação requerida para análise e aprovação da CCEE. O Fluxo do processo é detalhado na Figura 2-9.

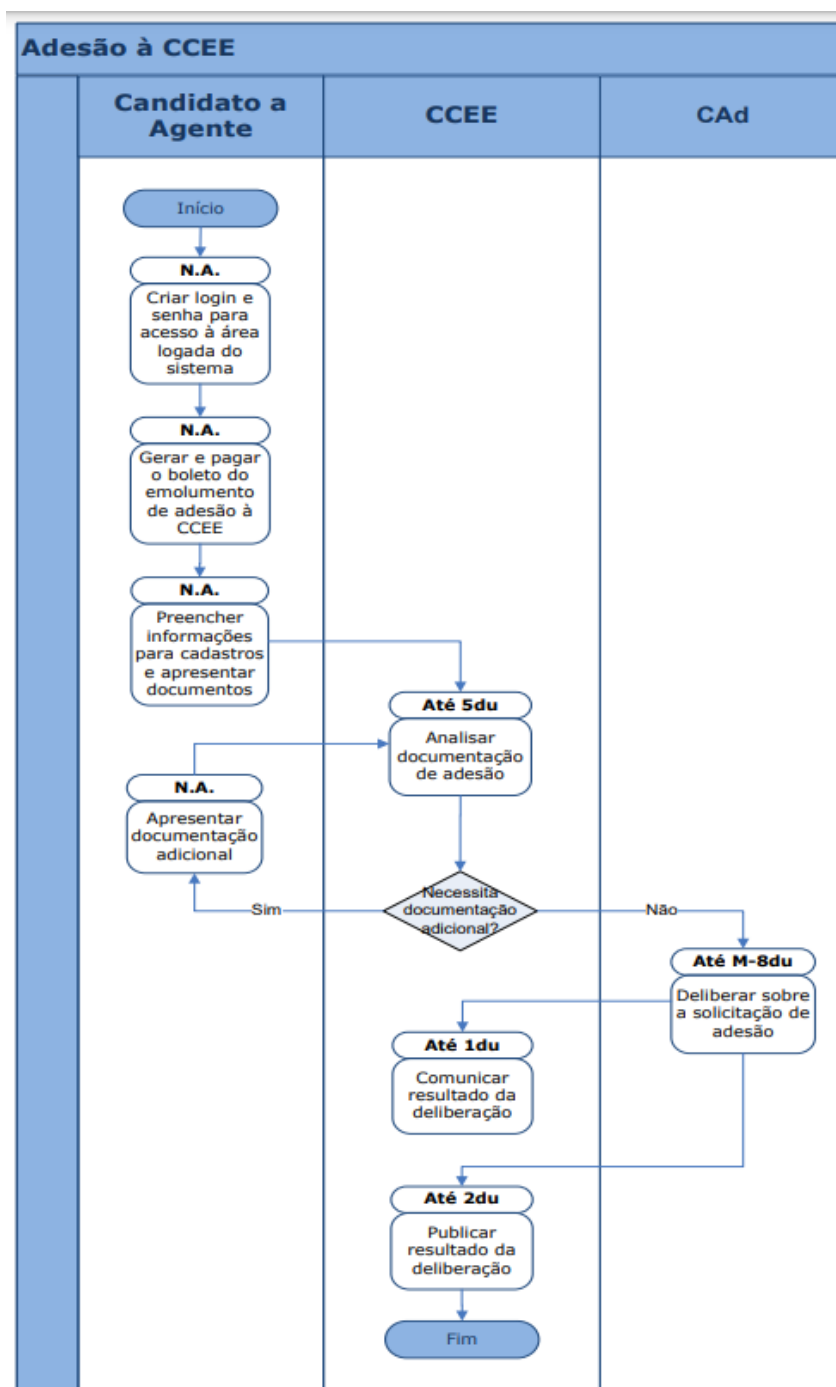


Figura 2-9 – Fluxo de Adesão. Fonte: CCEE [28].

Como indicado na Figura 2-9, após preencher o cadastro na CCEE, o candidato deve anexar os seguintes documentos, além de documentos cadastrais solicitados no momento do cadastro:

- Termo de adesão;

- Certidão negativa de falência e recuperação judicial;
- Declaração e comprovante de adimplemento com a distribuidora;

Em uma etapa anterior à solicitação de adesão, o consumidor deve iniciar a denúncia do Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, firmado com a distribuidora no momento de ligação da unidade como consumidora cativa, que tem validade de 12 meses e renovação automática. Para isto, o consumidor deve formalizar uma carta denúncia em um prazo de até 180 dias antes da data de início/renovação deste contrato.

Outra ação em paralelo é a necessidade de abertura de conta no agente custodiante do Mercado Livre. O agente custodiante, escolhido por licitação é o Banco Bradesco em sua agência no Trianon. Esta conta é obrigatória para todos os agentes e é dela que a CCEE operacionaliza os débitos/créditos das liquidações financeiras de curto prazo, Encargos de Serviço do Sistema - ESS, e do Encargo de Energia de Reserva - EER.

Existem ainda ações de habilitação técnica, que trata principalmente da conexão e do Sistema de Medição e Faturamento - SMF, que são os equipamentos responsáveis por realizar a medição da unidade para contabilização. Na condição de consumidor, a instalação destes equipamentos é de responsabilidade da distribuidora, que pode solicitar melhorias na Cabine de Entrada da unidade para que possa instalar os equipamentos de acordo com as diretrizes do submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede do ONS [29].

Após essa etapa de adequação da medição a distribuidora solicita o Parecer de Localização do ponto de medição, desta forma a CCEE reconhece e contabiliza o ponto de medição e o inclui nas contabilizações futuras. Após esta etapa, é possível modelar o agente na câmara e iniciar suas operações como consumidor livre.

2.3.2.2. COMPRA DE ENERGIA

Os contratos no ACL podem ser negociados bilateralmente entre as partes, e isso quer dizer que o consumidor pode assinar um contrato de compra de energia diretamente com geradores, pode escolher contratar energia dos comercializadores que são intermediadores e pode comprar energia de outros consumidores que possuam contrato para lastrear essa venda, desde que cadastrados na CCEE, conforme

a Figura 2-10. Essa compra pode ser feita em qualquer localização do Sistema Interligado Nacional, ou seja, um consumidor de energia no Rio Grande do Sul pode comprar de um gerador localizado no Rio Grande do Norte.

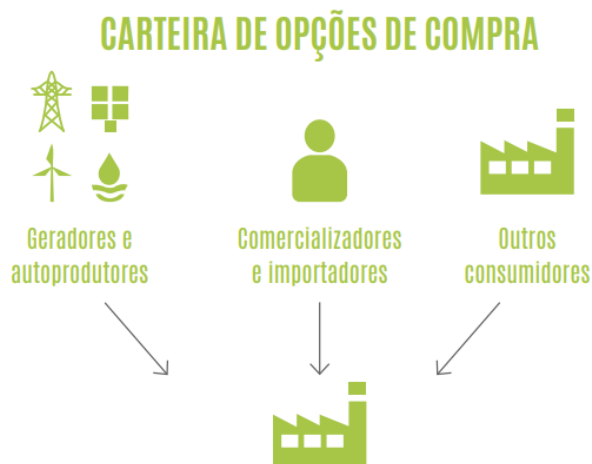


Figura 2-10 – Opções de compra de energia por consumidores livre. Fonte: ABRACEEL [9].

É importante desassociar-se aqui as condições comerciais, que são os contratos, do mundo físico por onde a energia escoar e chega até a unidade. Adquirir energia de um gerador que está em outro estado não quer dizer que essa energia irá percorrer todo o caminho entre os estados para chegar até a carga que a contratou.

O mercado funciona como um *pool* onde os agentes precisam equilibrar suas posições entre si. Por exemplo, para que um consumidor zere sua posição no momento da contabilização, ele precisa possuir um lastro de energia na proporção exata ao seu consumo e este lastro pode ser adquirido via contrato ou através de geração. Esta contabilização ocorre mensalmente feita pela CCEE no que é conhecido como Mercado de Curto Prazo - MCP.

Portanto, é necessário que consumidores possuam contratos de energia para cobrir as suas posições no mês a mês, mesmo que estas variem. No caso de variação é respeitado um período de 9 dias úteis no início do mês subsequente ao de contabilização para que o agente equilibre esta variação através de compra e venda de contratos de curto prazo (no prazo do mês anterior).

Desta ótica, os consumidores livres podem escolher o prazo em que contratam energia, podendo fechar contratos no mês a mês, com maior sensibilidade a

variação de preço, contrato de anos, travando o preço por um prazo considerado médio, ou escolher fechar contratos de longo prazo chegando a 10 anos de contrato em busca de travar a posição com preços menores, mas sujeitos a um longo prazo de reajuste.

Além disso, conforme a cartilha de mercado livre da ABRACEEL [9], “os consumidores podem comprar energia por meio de contratos de compra de fonte incentivada e/ou convencional”. Sendo as fontes convencionais “Usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas são as fontes mais comuns de energia no país e são denominadas fontes convencionais. No mercado livre, os consumidores podem escolher adquirir eletricidade de fontes convencionais ou provenientes de energia incentivada”.

Já para as incentivadas há “fontes incentivadas que repassam o direito à redução, entre 50% e 100%, nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) – que é o custo do transporte da energia. De acordo com a regulamentação, as fontes incentivadas são usinas eólicas, solares, a biomassa, hidráulicas ou cogeração qualificada com potência injetada inferior ou igual a 30.000 kW. O percentual do desconto depende da data de homologação da outorga ou do registro da usina na Aneel e do tipo de fonte de geração. Essa medida é um incentivo econômico para o desenvolvimento das fontes renováveis no País” [9].

Finalmente, podem ser inclusos nos contratos artifícios que permitam uma personalização de acordo com as variações de consumo nos meses. Um destes artifícios é a sazonalização do contrato, definida no momento de fechamento, e trata-se de um percentual que pode variar nos montantes definidos para casa mês sem alterar o montante final contratado.

Outro artifício passa pela flexibilização do montante para os meses. Após se aplicar a sazonalidade, se houver, é possível definir em contrato ainda um percentual que varia pra mais ou pra menos do montante deste mês sendo faturado ao valor original do contrato. Isso permite uma pequena folga para variação de consumo que pode ocorrer devido a diversos fatores.

2.3.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO, LIQUIDAÇÃO E EVENTOS FINANCEIROS

Após o entendimento do processo de entrada no mercado livre e avaliado as

possibilidades existentes na contratação de energia, parte-se para avaliação das atividades operativas do ACL. Passa-se nesta seção pelos principais eventos que ocorrem a cada fechamento de mês.

Em sua biblioteca digital a CCEE disponibiliza diversos arquivos referentes às Regras de Comercialização e um desses documentos trata diretamente do Balanço Energético [30] que é feito pela CCEE.

Como indicado na seção anterior a esta, os agentes precisam equilibrar as posições ao final do mês, possuindo energia contratada na mesma proporção da energia verificada em seus medidores, sendo sua diferença positiva ou negativa negociada no MCP [30], conforme Figura 2-11.

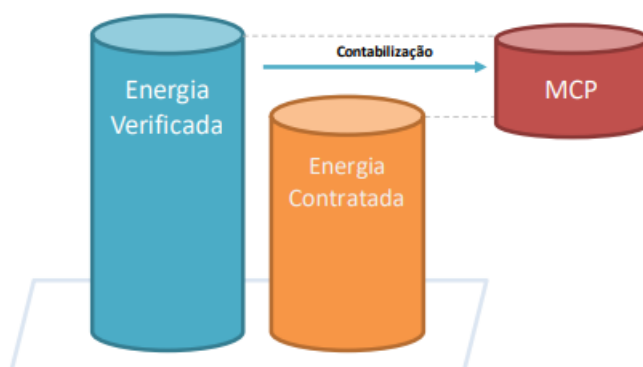


Figura 2-11 – Balanço MCP. Fonte: CCEE [30].

Neste certame, a CCEE é a responsável por contabilizar a posição de todos os agentes durante e após o período do MCP, para promover na sequência a liquidação financeira das operações do mês em questão. Esta contabilização é feita a partir dos contratos registrados anterior e no período do MCP, além dos registros de medição dos agentes, aos quais a CCEE possui acesso direto via Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE.

Agregando além destas contabilizações o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE [31], que trata da realocação de energia entre os participantes deste mecanismo, majoritariamente usinas hidrelétricas, com objetivo de compartilhar o risco da não geração devido à condição de despacho centralizado pelo ONS, a câmara consegue verificar as diferenças apuradas para cada agente, sendo estas diferenças valoradas ao Preço Líquido das Diferenças (PLD), que é determinado para cada mês e em cada submercado do SIN. A Figura 2-12 caracteriza os *inputs* e

outputs do Balanço Energético feito pela CCEE.



Figura 2-12 – Balanço MCP. Fonte: CCEE [30].

Como resultado, o balanço consolida os resultados para definir as posições de pagador ou recebedor na liquidação financeira, além de definir possíveis penalidades aos agentes devido à falta de lastro. Essa condição de falta de lastro é importante salientar, que ocorre quando, por exemplo, um agente de consumo possui energia verificada maior que a energia contratada, caracterizando falta de lastro de contrato para a quantidade de energia retirada do SIN. Esse movimento traz insegurança quanto ao suprimento e, portanto, gera uma penalização ao agente.

Mantendo-se esse movimento de falta de lastro, o agente pode entrar em processo de desligamento na CCEE. Outro ponto importante é que o contrário da falta de lastro, que é a sobra, não é penalizado. Esta energia é valorada a PLD, sendo seu valor disponibilizado pelo agente no momento da liquidação.

Conforme indicado pela CCEE [32], “a liquidação financeira é realizada mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e consiste no pagamento e recebimento dos débitos e créditos apurados na contabilização. As operações são contabilizadas e liquidadas de forma multilateral, não havendo indicação de parte e contraparte. Isso significa que uma empresa em posição credora recebe seu crédito de todos os devedores do mercado”.

A CCEE tem o papel de calcular os valores, mas não assume a posição de contraparte nas operações. No caso da não efetivação dos valores indicados pela CCEE, ocorre a inadimplência, que pode causar o desligamento do agente. A sequência do processo de liquidação pode ser verificada na Figura 2-13 [33].

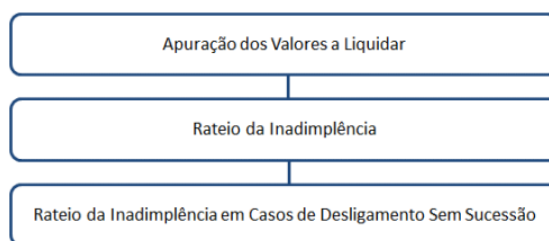


Figura 2-13 – Fluxo de etapas da Liquidação Financeira. Fonte: CCEE [33].

A apuração determina os débitos e créditos referentes à contabilização a serem pagos pelo agente. O rateio de inadimplência é feito para todos os agentes que participam e é feito para que o mercado livre permita segurança a quem investe neste mercado e é proporcional para cada agente pelo consumo. O último rateio indicado trata o rateio da inadimplência por desligamento compulsório que ainda possuía débitos na CCEE.

O pagamento é feito através da conta do Bradesco Trianon de cada agente, sendo necessário aportar o valor a ser liquidado, no caso de pagamento. “Mensalmente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica informa os valores que cada agente deve aportar, com base em suas operações de compra e venda de energia no período. Aqueles que não cumprirem estarão passíveis de ajuste nos seus contratos de venda registrados, no período e na proporção das garantias apresentadas” [32].

Normalmente a liquidação é feita cerca de dois meses após o mês de sua contabilização, devido à necessidade de apuração dos valores para todo o mercado. A Figura 2-14 demonstra o calendário das datas de liquidação da contabilização do MCP para 2022, demonstrando a defasagem de quase dois meses.

Liquidações Financeiras do MCP - 2022

Mês de Referência	Débito	Crédito	Dias da Semana	
Janeiro/22	09/03/2022	10/03/2022	Quarta-feira	Quinta-feira
Fevereiro/22	06/04/2022	07/04/2022	Quarta-feira	Quinta-feira
Março/22	10/05/2022	11/05/2022	Terça-feira	Quarta-feira
Abril/22	06/06/2022	07/06/2022	Segunda-feira	Terça-feira
Maiio/22	07/07/2022	08/07/2022	Quinta-feira	Sexta-feira
Junho/22	08/08/2022	09/08/2022	Segunda-feira	Terça-feira
Julho/22	05/09/2022	06/09/2022	Segunda-feira	Terça-feira
Agosto/22	10/10/2022	11/10/2022	Segunda-feira	Terça-feira
Setembro/22	09/11/2022	10/11/2022	Quarta-feira	Quinta-feira
Outubro/22	08/12/2022	09/12/2022	Quinta-feira	Sexta-feira
Novembro/22	05/01/2023	06/01/2023	Quinta-feira	Sexta-feira
Dezembro/22	06/02/2023	07/02/2023	Segunda-feira	Terça-feira

Figura 2-14 – Calendário de Liquidação Financeira. Fonte: CCEE [32].

Este é, portanto, um dos eventos financeiros a serem feitos pelo agente. Além deste, é necessário fazer aportes para pagamentos de Encargos de Segurança do Sistema, quando houver, que indicam os custos com ações do ONS para garantia do suprimento e o pagamento do Encargo de Energia de Reserva, que da mesma forma pode incidir ou não. Ocorre além destes, o pagamento da contribuição associativa para a CCEE em formato de boleto emitido.

Como foi possível perceber, a migração ao mercado livre é acompanhada de um acréscimo nas obrigações do consumidor, que deve estar atento para não perder prazos e estar sempre acompanhando o mercado e as regras.

2.4. NÚMEROS DOS MERCADOS

De forma simples, o Gráfico 2-1 traz uma composição do consumo no SIN, separado por ambiente de contratação.

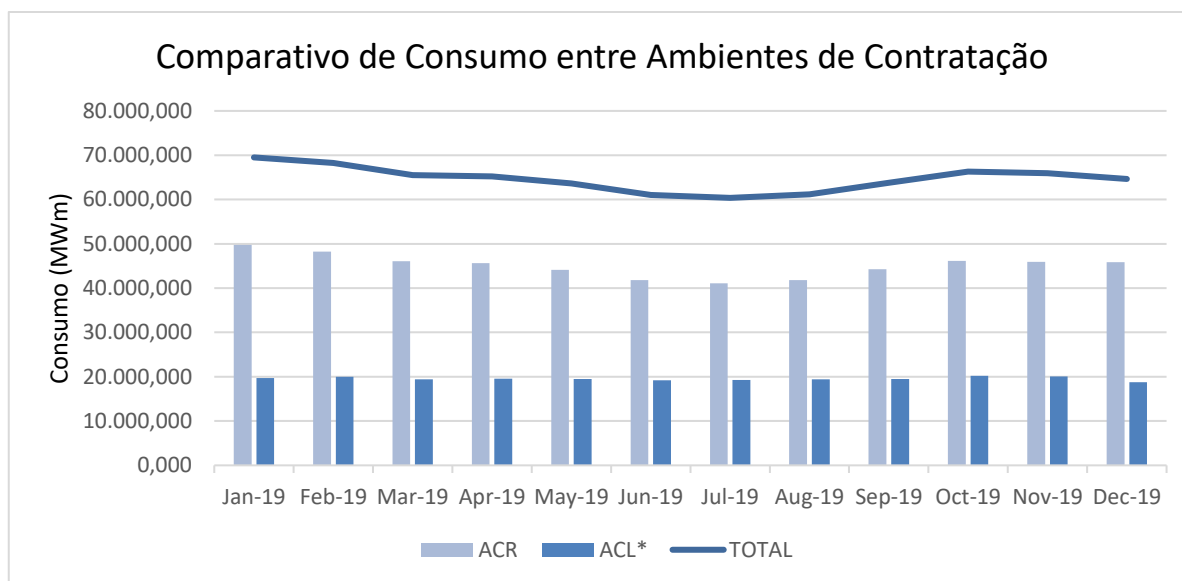


Gráfico 2-1 - Comparativo de Consumo entre Ambientes de Contratação. Fonte: CCEE, adaptado [34].

Verificar unidade nos gráficos: consumo de energia = MWh

Potência = MW

Fica caracterizado o consumo em MWh médio entre o ACL e o ACR para o ano de 2019 segundo o InfoMercado de Dados Gerais da CCEE [34], sendo que o volume movimentado no mercado livre entre seus agentes atingiu na média dos meses 30,2% de toda energia do SIN. No item 2.2.2, destaca-se que de todo o volume

da energia consumida no ACR, cerca de 75% do consumo está na classe B, de consumidores em baixa tensão.

Explorando um pouco mais, o próprio InfoMercado abre o consumo por classe de agente, conforme o Gráfico 2-2.

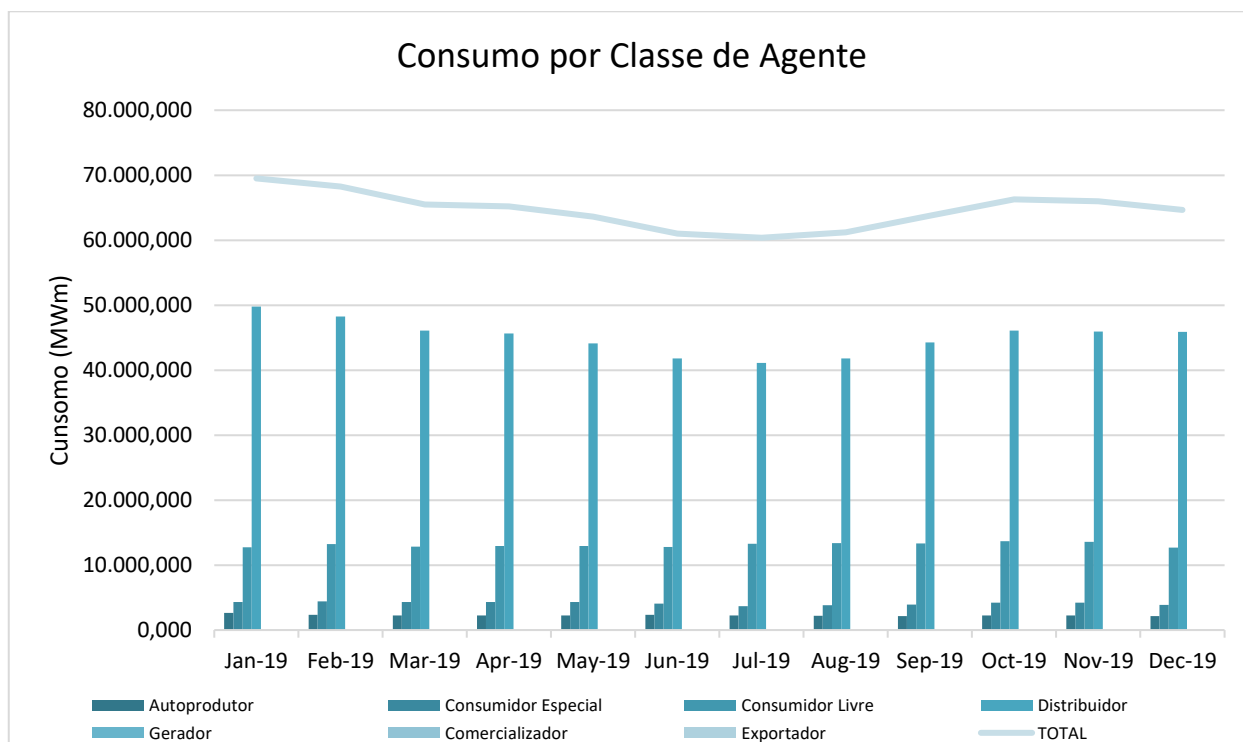


Gráfico 2-2 – Consumo por Classe de Agente. Fonte: CCEE [34].

Dessa forma, fica claro que o principal agente consumidor na contabilização da CCEE é o agente Distribuidor, que representa todo o ACR e tem 69,7% do consumo no SIN. No ranking de consumo, o agente Distribuidor é seguido pelo Consumidor Livre com 20,3% do consumo total no SIN, Consumidor Especial com 6,4% e finalmente o agente Autoprodutor com 3,5% do total.

3. SOLUÇÕES EM ENERGIA

O conceito de solução em energia não está regulado em norma ou indicado em uma lei como os itens tratados até então. Ele surge de uma necessidade de melhoria ou apenas uma ação que permita que o consumo, geração, transmissão de energia possam ser feitas de maneira mais eficiente.

Por este motivo, existem infinitas maneiras de se avaliar uma solução em energia. Por exemplo, a gestão do horário de consumo de energia por um consumidor na média tensão que possui tarifas variando de acordo com o posto (horário) tarifário pode ser entendida como uma solução em energia. Essa gestão pode ser feita por um equipamento que possua uma inteligência configurada para atuar sobre o consumo, mas também pode ser feita por uma pessoa que simplesmente desliga os equipamentos no horário que a tarifa for maior.

Desta forma, pode-se conceituar as soluções em energia como ações com objetivos de remediar ou otimizar processos que envolvam o escoamento de energia, podendo ser feitas por equipamentos e gestão (pessoas), mas principalmente pela mescla de equipamentos, pessoas e estratégia.

Este conceito vem ganhando força nos últimos anos proporcionado em partes pela evolução tecnológica contínua. Esta evolução permite não só desenvolver novos equipamentos mais eficientes, mas também no levantamento de informações e dados que podem servir de base para avaliações mais profundas das causas de problemas ou de desperdícios.

A maneira com que os agentes enxergam a energia também contribui para o surgimento de novos produtos. Atualmente, tem-se uma participação maior dos consumidores no mercado de energia, com ações de eficiência energética, autoprodução, gestão e controle de consumo, pois eles deixam de ter um papel passivo para assumir uma característica atuante no mercado.

Nesta seção serão abordadas especificamente as soluções indicadas na introdução e será feita uma avaliação das características e possibilidades destes equipamentos. Trata-se dos geradores fotovoltaicos e das baterias de armazenamento de energia.

3.1. ARMAZENAMENTO

As tecnologias de armazenamento podem desempenhar um papel no auxílio da segurança energética e redução de carbono, atuando na otimização da operação do sistema como um todo: geração, transmissão, distribuição e carga.

De acordo com a ANEEL [35] com uma forte inserção de renováveis, no entanto, o nível de controle sobre a oferta cai consideravelmente. Por serem fontes intermitentes, a geração depende da disponibilidade de recursos naturais, como insolação e ventos, devido à impossibilidade de armazenamento do recurso energético renovável em sua forma original. Nesse cenário, o operador deve responder às mudanças no perfil de consumo e, também, às alterações no perfil de geração das fontes intermitentes.

As possibilidades da utilização de armazenamento vêm em linha com o aproveitamento mais eficiente das fontes renováveis sazonais, de perfis de geração variados, possibilidade de integração de diferentes fontes de energia com o consumo final, incluindo a possibilidade de otimizar a geração de energia próxima às cargas. O acesso à energia em regiões isoladas com fontes intermitentes e utilização de baterias, onde as redes de transmissão não conseguem chegar, pode proporcionar maior estabilidade, flexibilidade e confiabilidade à rede [36].

Já existem tecnologias de armazenamento que são aplicáveis de maneira comercial, podendo atuar tanto na segurança energética, quanto na composição de projetos para otimização nos ganhos/custos de agentes do mercado, como o caso de usinas reversíveis, algumas baterias eletroquímicas e sistemas mecânicos de armazenamento.

Porém, o armazenamento de energia não possui uma regulamentação definindo os modelos de aplicação desta solução e como ocorre a compensação financeira para cada um deles e desta forma, consegue-se valorar apenas aplicações que tragam um benefício de custo evitado, sendo possível, desta forma, analisar a viabilidade econômico-financeira da aplicação do armazenamento. De maneira geral, aplicações que possuem este perfil de evitar custos são aplicações pelo lado da demanda, em aplicações *behind the meter* ou, em português, atrás do medidor de energia.

Para utilização pelos consumidores no Brasil, em aplicações que não sejam as de *Backup* de energia que se aplicam a qualquer situação, é necessário que o consumidor tenha condições tarifárias para tal.

Consumidores do grupo A, que possuem a tarifação binômia, podem fazer o uso desta aplicação no controle e/ou redução dos custos com contratação de demanda, além de possuírem diferenciação nos valores de tarifa volumétrica na ponta e fora de ponta, o que permite a arbitragem no consumo de energia através da aplicação de baterias.

Para os consumidores do grupo B as aplicações de armazenamento, fora o Backup de energia, são possíveis apenas pelos optantes da Tarifa Branca, que possui sinais de tarifa diferentes nos horários de ponta, intermediários e fora de ponta, permitindo a gestão do horário de consumo com a utilização de baterias e, conseqüentemente, uma percepção de redução nos custos de energia.

3.1.1. APLICAÇÕES

“A importância das tecnologias de armazenamento de energia reside nos serviços que elas podem fornecer para sistemas de características diferentes. Podem ser usadas através da rede elétrica interligada na geração distribuída de energia e em sistemas isolados (não conectados à rede). Existem diversas aplicações relacionadas tanto à operação dos sistemas energéticos quanto na comercialização de energia, nas quais o armazenamento de energia é comercialmente e potencialmente atrativo” [36].

Indicada através da Tomada de Subsídios 011/2020 para adequações regulatórias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro, através da Nota Técnica nº 094/2020 de 10 de setembro de 2020 [35], demonstrou-se os serviços que podem ser ofertados por sistemas de armazenamento, através dos itens listados:

- Armazenamento Sazonal: Possibilidade de armazenamento de energia por dias, semanas ou meses, visando momentos de falta de energia ou até mesmo suprimento quando os preços sejam mais elevados, como ocorre normalmente no período seco. Um exemplo típico de armazenamento sazonal são os reservatórios das grandes usinas hidrelétricas;

-
- Arbitragem de preço: Armazena nos momentos em que a energia tem custo menor e injeta em momentos de elevada demanda, onde o custo é mais alto;
 - Regulação de frequência: Armazena ou injeta energia como resposta a mudanças da rede, buscando estabilizar a frequência de um ramal em determinado momento;
 - Suporte de tensão: Operação considerando a injeção ou absorção de energia reativa, para usinas que tenham característica de despacho/absorção deste tipo de energia;
 - Auto Restabelecimento: Permite que o sistema seja restaurado total ou somente em cargas críticas, de forma autônoma, em caso de colapso;
 - Alívio de Transmissão e Distribuição e Postergação de Investimento: Desloca geração ou demanda para aliviar congestionamentos, aliviando sistemas congestionados e podendo até adiar investimento em novas linhas por aumentos de demandas sazonais;
 - Redução da demanda de ponta: Desloca demanda de forma a casar com a oferta, podendo o agente utilizar da energia no horário em que a demanda da rede é mais alta, sem sofrer impactos em custos;
 - Soluções *off-grid*: Qualidade e segurança a sistemas desconectados da rede;
 - Integração de fontes renováveis: Otimização da utilização de fontes renováveis, normalmente intermitentes, utilizando o armazenamento para estabilizar o despacho;
 - Prover energia de *back up*: *Back up* para consumidores elevando a segurança do fornecimento;
 - Reserva girante: Disponibilidade de reserva de energia girante para compensação rápida e inesperado de perda de recursos;
 - Microrredes: Compor as soluções de microrredes para otimização de custos e melhora na qualidade da rede, como no estudo de caso a ser desenvolvido nesta dissertação para UNIFEI.

A nota [35] também cita, para uma melhor caracterização, a classificação dos potenciais serviços a serem prestados por armazenamento conforme o segmento de

transmissão, distribuição, consumidores e *off-grid*. Para os consumidores, caso de análise da UNIFEI, classificam-se os seguintes itens:

- Qualidade;
- Confiabilidade;
- Deslocamento de consumo;
- Gestão de custo com demanda;
- Elevar autoconsumo com fonte solar fotovoltaica.

Além de considerar o armazenamento em medidas que busquem assegurar a expansão do sistema, tanto em capacidade quanto em energia, a presença de reserva de potência de forma rápida e operativa, recursos para controle de frequência também de forma rápida asseguram flexibilidade aos operadores.

3.1.2. TECNOLOGIAS

“Sistemas de armazenamento de energia podem ter aplicações e capacidades bastante distintas e, ainda, serem de resposta lenta ou de resposta rápida, abrangendo uma ampla gama de tecnologias. Dentre elas, destacam-se as de natureza mecânica fazendo uso da energia gravitacional (usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e reversíveis) ou não (ar comprimido) e ainda de energia cinética (*flywheels*); de energia eletroquímica (baterias) ou química (hidrogênio); de energia elétrica (capacitores) ou magnética (supercondutores), ou ainda energia térmica (termoacumulação e mudanças de fase)” [36]. Estas alternativas tecnológicas encontram-se ilustradas na Figura 3-1.

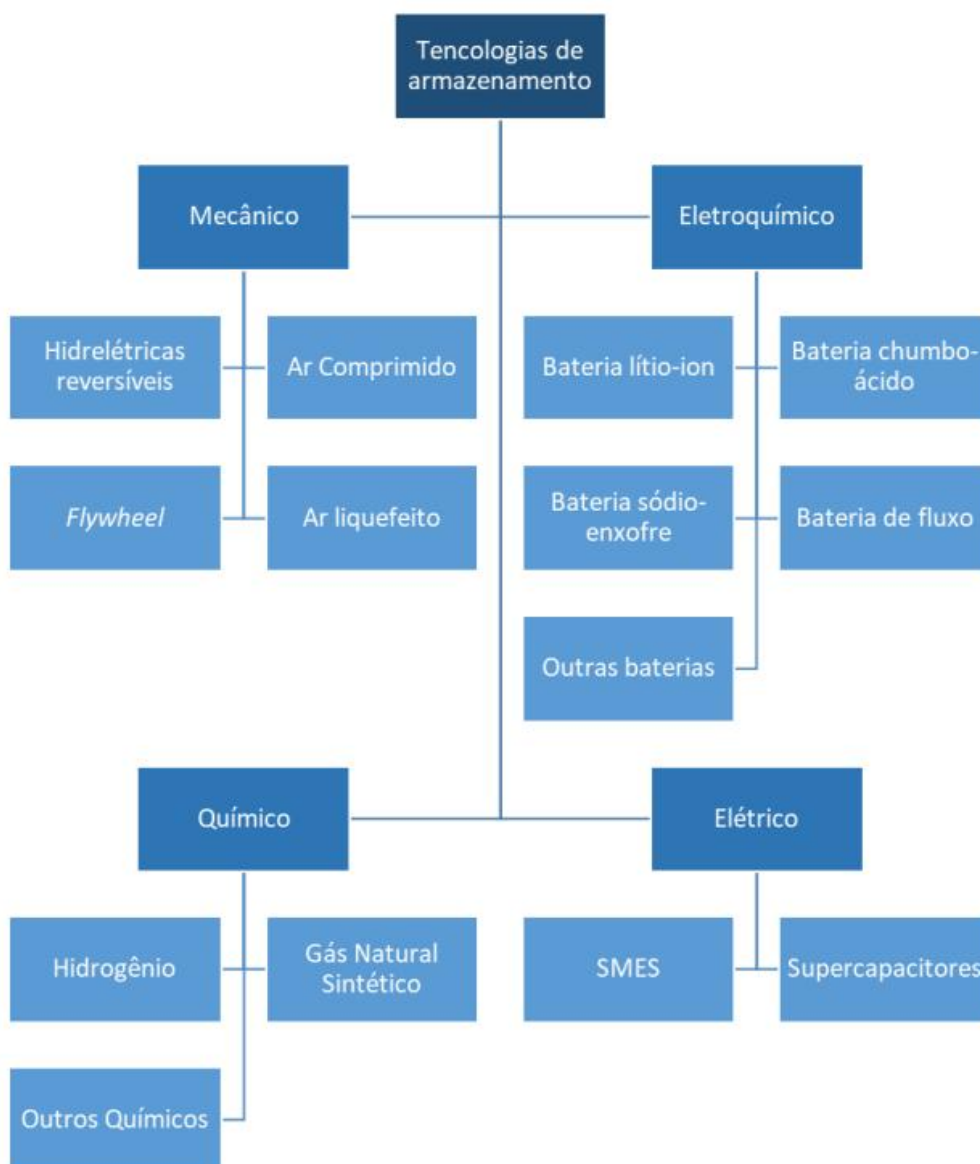


Figura 3-1 – Tecnologias de Armazenamento. Fonte: ANEEL [35].

A incidência de diversas tecnologias vem a partir das características de cada uma alinhada ao atendimento ao qual ela se destinará e onde ela será aplicada. Existem tecnologias que podem atender montantes expressivos de energia e serem aplicáveis em larga escala, como o caso de usinas reversíveis, e tecnologias aplicadas em níveis mais granulares, como os casos de baterias eletroquímicas em veículos elétricos.

Condições de flexibilidade operativa, densidade de energia, potência, tempo de resposta, custo, vida útil, entre outros, também devem ser levados em conta no momento de definir a tecnologia mais adequada ao atendimento de cada aplicação.

O grau de maturidade da tecnologia também será um indicador importante no momento da escolha e deve indicar muito sobre o investimento requerido para cada aplicação. A Figura 3-2 ilustra de uma forma qualitativa o nível de maturidade de algumas tecnologias de armazenamento.

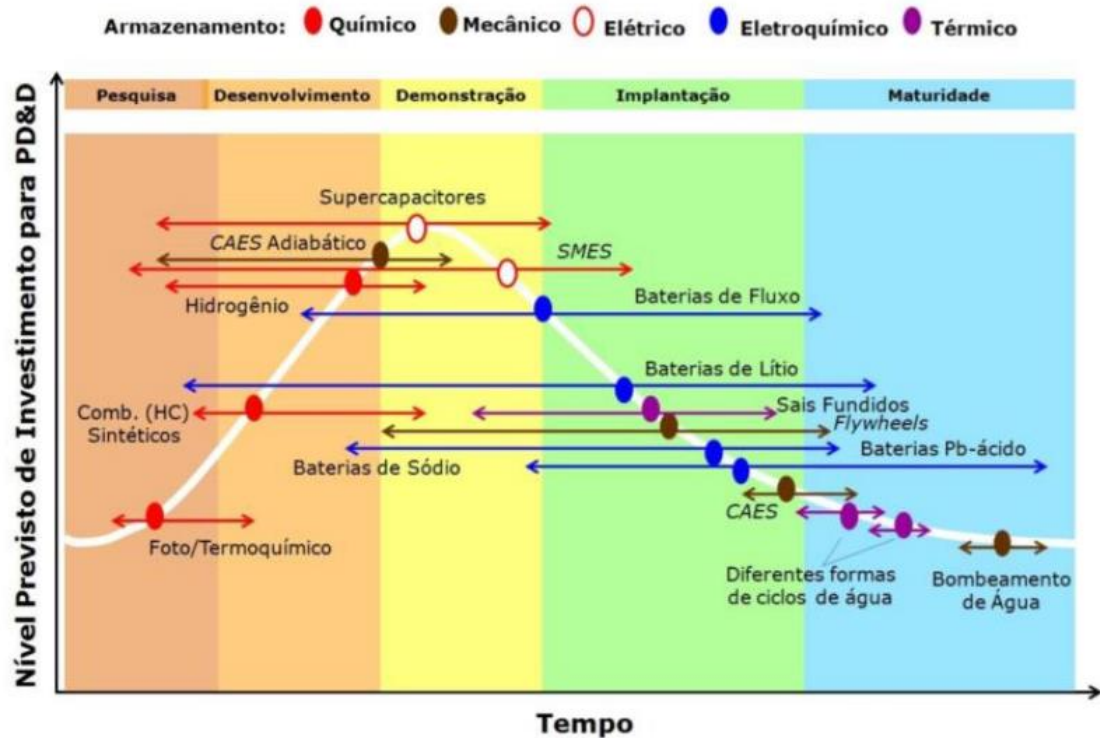


Figura 3-2 – Estágio de Maturidade das tecnologias de armazenamento. Fonte: “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações” [36].

Serão destacadas na sequência algumas das tecnologias que já atingiram minimamente uma maturidade de implantação e com possibilidade de implantação no modelo indicado desta dissertação.

3.1.2.1. HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Considerado uma tecnologia de armazenamento mecânico por conservar energia na forma de energia potencial, é considerada uma das tecnologias mais maduras de armazenamento. De maneira básica, opera com dois reservatórios, um superior e um inferior, onde o bombeamento ocorre normalmente nos momentos de sobra de geração, quando os preços de energia costumam ser menores, para que possa gerar em momentos de alta demanda e baixa geração, conforme ilustrado na Figura 3-3.

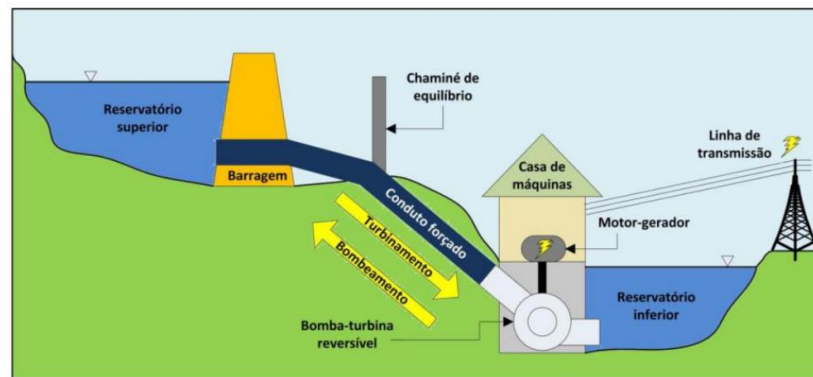


Figura 3-3 – Usina Hidrelétrica Reversível. Fonte: “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações” [36].

Estes sistemas possuem eficiência de 75 a 85%, com capacidade de armazenamento em faixas de potência de Mega a Gigawatts, vida útil e custo de implantação semelhantes aos projetos de hidrelétricas, com forte limitante nos locais com potencial para implantação, impactos ambientais e prazos de implantação [36].

Pode ser utilizada em aplicações de nivelamento de carga, bem como na atuação em intermitência de fontes eólicas e solares trabalhando em conjunto com essas gerações, além de poder atuar no atendimento de demandas no horário de pico e arbitrariedade de tarifas. Possuem vantagem em situações de descargas profundas e utilização em ciclos frequentes [36].

3.1.2.2. VOLANTES DE INÉRCIA (FLYWHEEL)

Trata-se de uma tecnologia de armazenamento mecânico, que se utiliza da energia cinética rotacional para guardar a energia. Seu funcionamento é baseado em um rotor que gira em alta velocidade utilizando de rolamentos magnéticos que têm sua rotação elevada com a utilização de energia elétrica nos momentos em que se deseja armazenar energia, aumentando a energia cinética no rotor.

No contexto de descarga, é utilizada a rotação elevada do rotor nos momentos de falta ou que o custo da energia é maior para gerar energia elétrica, reduzindo a velocidade do mesmo [35]. Um modelo de ilustração de volante de inércia pode ser verificado na Figura 3-4.

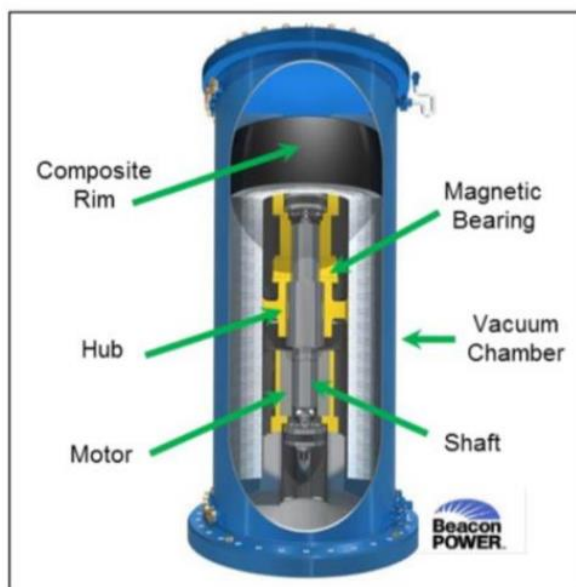


Figura 3-4 – Ilustração de um sistema de armazenamento com tecnologia de volantes de inércia. Fonte: “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações” [36].

Possuem capacidade de armazenamento na faixa de 0,5 a 10 kWh, com eficiência entre 70 e 80% e possuem um tempo de carregamento e descarregamento na casa dos milissegundos. São habitualmente aplicados como *backup* e na qualidade de potência, buscando evitar oscilações [36].

3.1.2.3. BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO (PB-AC)

É considerada o modelo de bateria eletroquímica com maior maturidade. “São constituídas por dois eletrodos (anodo e catodo) e um eletrólito mantidos em um recipiente selado. “Durante a descarga da bateria ocorrem reações eletroquímicas no anodo (oxidação) e no catodo (redução) com migração de elétrons entre os eletrodos através do circuito metálico externo e a migração iônica através do eletrólito. Durante a etapa de carga da bateria as reações eletroquímicas se invertem seguindo percursos inversos tanto para a condução iônica como eletrônica” [36]. Este método de funcionamento serve tanto para as de chumbo ácido, quanto para as de níquel-cádmio e íon-lítio.

A bateria de chumbo-ácida é amplamente utilizada em carro de motor a combustão para gerar a eletricidade na partida, devido ao baixo custo de investimento e a maturidade da tecnologia já citada aqui. Porém, possui baixa profundidade de descarga e vida útil baixa comparada às outras tecnologias (500 ciclos) [35].

3.1.2.4. BATERIAS DE ÍON LÍTIO (LI-ION)

São sistemas de armazenamento eletroquímicos que fazem uso das reações eletroquímicas para converter energia química em eletricidade. As baterias de íon-lítio são utilizadas em diversas aplicações e estão presentes em eletrodomésticos e veículos além de serem consideradas uma tecnologia segura [35].

Estas baterias apresentam eficiência em torno de 80 a 90%, rápido tempo de descarga e são capazes de suportar altas taxas de carga e descarga, mantendo uma vida útil consideravelmente elevada (2000 a 3000 ciclos). Apesar disto, recomenda-se não utilizar a descarga completa sob o risco de ocorrer instabilidade térmica e impactar na vida útil do sistema de baterias [36].

São aplicadas amplamente em equipamentos eletrônicos e se encontram num momento de evolução tecnológica, apresentando grande potencial de redução nos custos. Suas aplicações são diversificadas, atendo-se apenas à sua faixa de atendimento e baixa capacidade de armazenamento, característica que a fez despontar como a tecnologia que mais cresce nas aplicações estacionárias para armazenamento de energia, com destaque para o armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos de porte pequeno/médio [36].

3.1.2.5. BATERIAS SÓDIO-ENXOFRE

“Consistem em sódio e enxofre líquidos a elevadas temperaturas. Trata-se de uma tecnologia madura, com grande aplicação para finalidades militares. Tem potencial para ser aplicada na rede elétrica devido aos longos tempos de descarga, capacidade de resposta rápida e alto ciclo de vida. Tem eficiência de aproximadamente 80%, com vida útil de 15 anos ou 4.500 ciclos. Os principais desafios da tecnologia estão relacionados à segurança, dado o risco de queima espontânea quando em contato com o ar e a umidade” [35].

3.1.3. PREÇOS E APLICAÇÕES DAS TECNOLOGIAS

Existem poucas referências no Brasil alinhadas ao custo de sistemas de armazenamento de energia. Há a referência [36], porém as informações datam de 2010, sendo um período longo em que a tecnologia já se desenvolveu e os preços de alteraram dos valores apresentados na Figura 3-5.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia MWh	Potência MW	Duração H	Efic. (%) (nº ciclos)	Invest. US\$/kW	Energia US\$/kWh
Volante	Demonstração	5	20	0,25	85-87 (>100000)	1950 - 2200	7800 - 8800
Íon-Lítio	Demonstração	0,25 - 25	1 - 100	0,25 - 1	87-92 (>100000)	1085 - 1550	4340 - 6200
Pb-Ac (Avançada)	Demonstração	0,25 - 50	1 - 100	0,25 - 1	75 - 90 (>100000)	950 - 1590	2770 - 3800

Figura 3-5 – Custo das tecnologias de armazenamento para regulação rápida e apoio a integração com renováveis. Fonte: [36].

Conforme apresentado no Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento da Greener em parceria com a Newcharge Energy [37], a previsão dos preços de sistemas de baterias de lítio para 2020 apresentava uma redução de 89% segundo a BloombergNEF, quando comparadas com o ano de 2010, conforme a Figura 3-6.

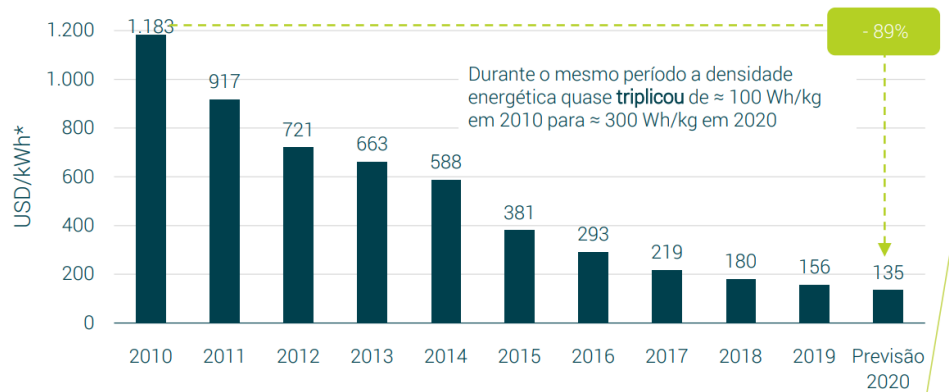


Figura 3-6 – Preço de Bateria de Lítio. Fonte: Greener e Newcharge [37].

A própria BloombergNEF [38] publicou ao final de 2020 este preço final, compondo a célula e o conjunto para baterias de Lítio, indicando que o valor chegue a US\$ 101/kWh em 2023, conforme a Figura 3-7.

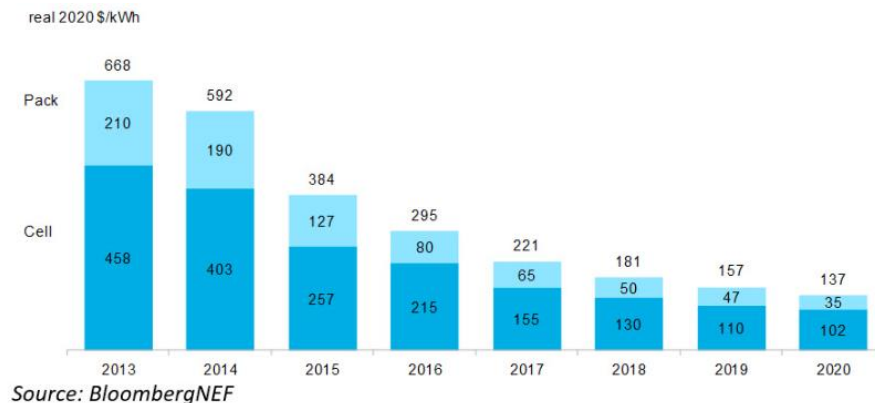


Figura 3-7 – Preço de Bateria de Lítio. Fonte: BloombergNEF [38].

No mesmo estudo, a Greener e a Newcharge [37] apresentam um sistema de armazenamento completo para entregar aplicações citadas na seção anterior, composto de outros equipamentos como: Disjuntores, Climatizadores, Sistemas de Controle, Conversores, entre outros. Um esquema explicativo é indicado na Figura 3-8.

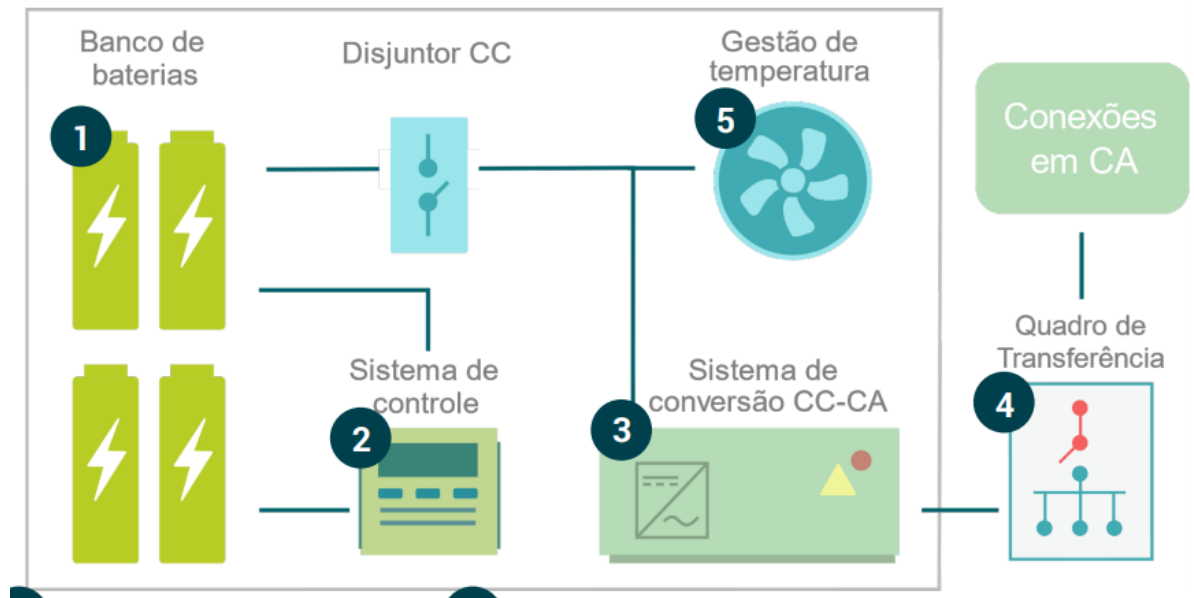


Figura 3-8 – Composição Sistema de Armazenamento. Fonte: Greener e Newcharge [37].

Na Figura 3-8, o item 1 representa os racks onde são inseridas as células de bateria de lítio. No item 2 tem-se indicado um sistema de gerenciamento (*EMS: Energy Management System*) que controla o despacho programado da energia armazenada e comunica a operação através de sistema supervisor.

O item 3 contempla um conversor CC-CA, além de um quadro de transferência (QTA) no item 4, similar ao que opera em geradores diesel.

E o item 5 ilustra um sistema de climatização, para controle de temperatura e umidade.

O mesmo estudo indica ainda que as baterias representam cerca de 50% do custo do sistema operando (*turnkey*), incluindo despesas com inversores, quadros, climatização e principalmente engenharia, que compõem o restante dos custos.

3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas fotovoltaicos são sistemas que utilizam da radiação solar para ge-

ração de energia elétrica através de células fotovoltaicas de materiais semicondutores, habitualmente de silício. Segundo Castro et al [39], O cristal de silício por si só é um mau condutor elétrico, já que não possui elétrons livres, e, por este motivo, é realizado o processo de dopagem do silício. O processo de dopagem com fósforo resulta um material com carga negativa (silício tipo N) e a dopagem com boro resulta em um material de carga positiva (silício tipo P), sendo que a junção destes dois materiais forma uma região P-N com um campo elétrico. Quando a radiação solar com energia suficiente atinge as células, fazem com que alguns elétrons se desprendam, fazendo com que esses elétrons migrem para a parte da célula de silício com ausência de elétrons, formando assim uma corrente elétrica. Enquanto houver luz solar esses elétrons irão fazer essa migração, gerando energia elétrica através deste processo. A Figura 3-9 mostra a disposição do silício tipo N e P na célula fotovoltaica.

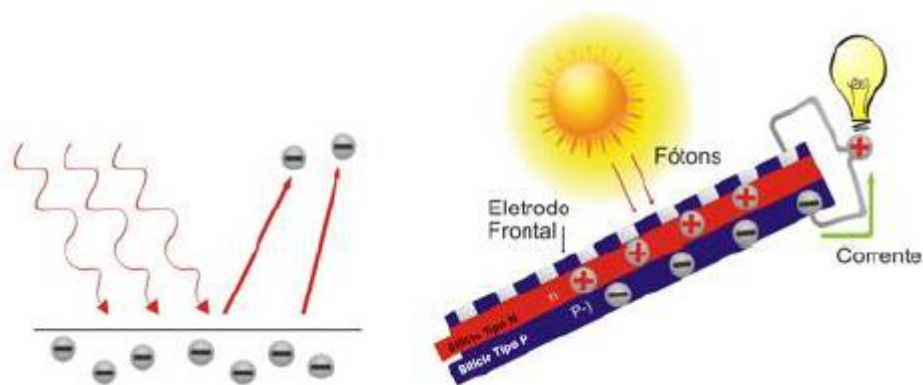


Figura 3-9 – Efeito fotovoltaico sobre o painel de silício [39].

As placas fotovoltaicas geram energia em Corrente Contínua - CC que é convertida em Corrente Alternada - CA por inversores, que são comumente utilizadas em aparelhos eletrodomésticos.

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico são:

Painéis fotovoltaicos: Responsáveis pela transformação da radiação solar em energia elétrica, e podem ser compostos de diversos materiais como o silício cristalino (monocristalino ou policristalino), filme fino (silício amorfo), possuindo diferentes propriedades, eficiências e perdas.

Inversor: Conforme [40], os inversores realizam a conversão, da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos na energia gerada compatível com a rede da concessionária. Possuem diferentes tecnologias como *string* e micro inversores.

Estrutura de fixação: São os equipamentos onde os painéis fotovoltaicos são fixados no solo ou no telhado de edificações para que possam gerar energia. Existem equipamentos de fixação capazes de aumentar a eficiência da geração de acordo com o local a ser implantado, como os *trackers*, conhecidos como seguidores solares por se movimentarem de acordo com a posição do sol. Além deles tem-se sistemas fixos que podem se encontrar no solo ou em telhados, mais comuns em sistemas de geração distribuída.

3.2.1. TECNOLOGIAS (PAINEL E INVERSOR)

3.2.1.1. PAINEL FOTOVOLTAICO

Serão abordadas as 3 principais tecnologias de módulos fotovoltaicos no mercado.

Segundo o Portal Solar [41], a mais antiga e eficiente tecnologia de módulos fotovoltaicos são as de silício monocristalino “feitos a partir de um único cristal de silício ultrapuro, (lingotes de silício de forma cilíndrica), sendo este fatiado como um “salame” fazendo assim, lâminas de silício individuais, que são então tratadas e transformadas em células fotovoltaicas. Cada célula fotovoltaica circular tem seus “4 lados” cortados fora para otimizar o espaço disponível no painel solar monocristalino e aproveitar melhor a área do painel. O painel solar é composto por uma matriz de células fotovoltaicas em formações em série e em paralelo”.

Apesar de mais caros, possuem eficiência entre 15 e 22%, ocupam menos espaço quando comparados a outras tecnologias e têm maior desempenho em situações de pouca luz.

Na mesma referência [41], os painéis de silício policristalino “cristais de silício são fundidos em um bloco, desta forma preservando a formação de múltiplos cristais (daí o nome policristalino). Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais.

Uma vez fundido, eles são serrados em blocos quadrados e, em seguida, fatiados em células assim como no monocristalino, mas é um pouco mais fácil de produzir. Eles são semelhantes aos de um único cristal (monocristalino) tanto no de-

sempenho como na degradação, exceto que as células são ligeiramente menos eficientes”.

Apesar de menos eficientes com cerca de 14 a 20%, ocupando uma maior área para certo volume de geração, geram menos resíduos em seu processo produtivo, além de serem mais baratos.

3.2.1.2. *INVERTOR*

Existem diferentes tipos de inversores para diferentes aplicações, e aqui serão abordados apenas os inversores que compõem sistemas fotovoltaicos que injetam energia na rede, conhecidos como *ON-GRID*. Os dois modelos são inversores *string* e microinversores.

O inversor *string* é maior e suporta potências mais altas em apenas um equipamento por incluir mais painéis por equipamento. Já o microinversor possui capacidade de comportar até 2 painéis através de circuitos mais individualizados, garantindo uma maior facilidade de instalação, já que os microinversores podem ser instalados junto às placas.

Este formato permite maior segurança por trabalhar com tensão inferior, evitando possibilidade de incêndios, além de maior eficiência por não prejudicar a geração de um maior número de placas em caso de sombreamento localizado.

Do lado dos inversores *string*, existe a favor a condição de possuírem preços mais baixos e de ser uma tecnologia comumente aplicada nos sistemas fotovoltaicos atuais.

3.2.2. PREÇOS

Além dos principais equipamentos que compõem os sistemas fotovoltaicos, existem equipamentos periféricos para finalizar o sistema como uma solução que entrega energia no formato a ser utilizada pelas cargas. Dentre ele tem-se os cabos, painéis, sistemas de proteção e conexão, estruturas de fixação e sistemas de controle.

Além dos itens físicos, a composição dos preços para instalação de sistemas operando, tem-se os serviços de instalação e de engenharia para elaboração dos projetos. Desta forma, conforme demonstrado na Figura 3-10, do estudo de mercado

da Greener [42], é possível ver a evolução do preço final dos sistemas fotovoltaicos separados por porte.

Essa diferenciação por porte vem devido à condição de ganho de escala, onde o preço unitário em R\$/kWp cai à medida que o tamanho do sistema aumenta.

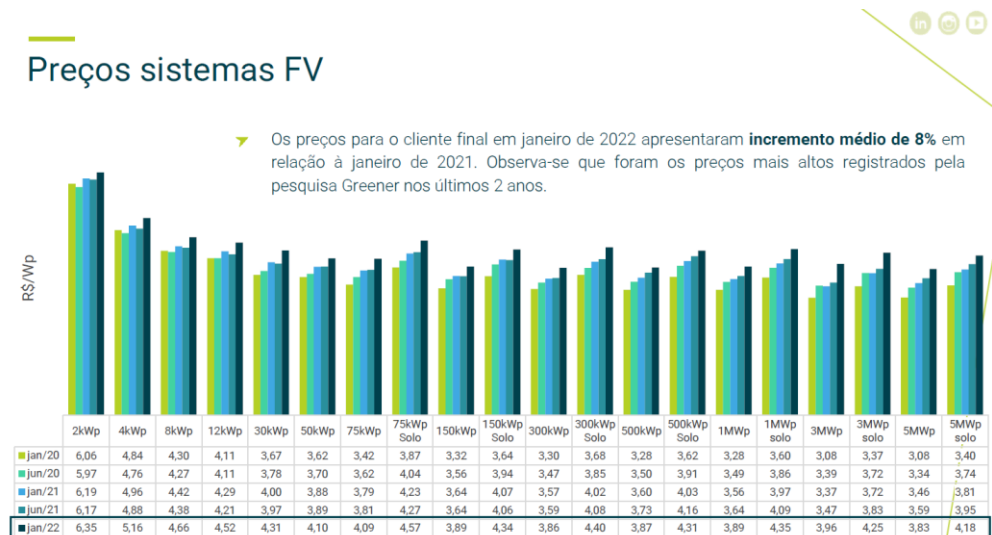


Figura 3-10 – Preços típicos para Sistemas Fotovoltaicos [42].

É possível verificar que o custo para sistemas no porte de 500 kWp, próximo ao sistema instalado na UNIFEI, chega ao valor de 3,60 R\$/Wp em janeiro de 2021, época próxima à contratação do sistema pela universidade.

4. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DO SCEE

O conceito de Geração Distribuída - GD vem da geração de energia próximo aos centros de carga, sem distinguir potência, o tipo de fonte ou tecnologia aplicada. É o oposto da Geração Centralizada - GC, onde normalmente tem-se projetos de grande porte que necessitam de linhas de transmissão para escoar montantes expressivos de energia até os consumidores.

O sistema elétrico do Brasil cresceu sob a diretriz de projetos de GC devido ao ganho de escala dos custos de investimento, principalmente no desenvolvimento de grandes hidrelétricas afim de explorar o grande potencial hídrico do país.

Com isto, as tecnologias de transmissão e distribuição de energia, bem como os modelos tarifários desenvolvidos observaram esse fluxo com o caminho da energia elétrica saindo de grandes parques de geração, normalmente localizados a grandes distâncias dos centros de carga, que se utilizavam de linhas de transmissão em alta tensão para chegar nos centros de distribuição, onde a tensão é rebaixada para atender os consumidores.

Como visto na seção 2 (mercados de energia), as mudanças socioeconômicas que ocorreram no país ao longo do último século, aliadas a um certo esgotamento na exploração de certas fontes para usinas de grande porte, além de uma política ambiental cada vez mais rígida, limitaram um pouco mais o desenvolvimento de grandes projetos de geração como os de outrora. Neste certame, a presença de geradores no ambiente de distribuição passa a ser considerada positiva no desenvolvimento da matriz energética.

Outro ponto importante para a consideração da GD é que esse tipo de geração pode proporcionar alguns benefícios ao sistema elétrico, destacando-se a postergação de investimento em transmissão, considerando também uma melhoria nos níveis de tensão da rede em períodos de alto consumo, a possibilidade de impactos ambientais mais brandos e diversificação da matriz energética.

Os avanços tecnológicos das últimas décadas também exercem forte influência no sentido de viabilizar a utilização de fontes geradoras de menor porte, além de ter papel fundamental para operação da rede, que passa a ter uma complexidade

maior com a inserção de geração em redes desenhadas para receber majoritariamente o consumo.

Neste contexto, no ano de 2012 houve a criação de uma norma para a regular o acesso de consumidores interessados em gerar sua própria energia, utilizando a rede de distribuição. A Resolução Normativa nº 482 de abril de 2012 [3] criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE para geradores no ACR com certo limite de potência e que acabaram por absorver o termo de “Geração Distribuída” para si, mas como indicado na introdução desta dissertação, Geração Distribuída não se limita apenas ao SCEE e ao mercado cativo.

Este capítulo irá discorrer sobre o SCEE e as alterações que ele passou desde a REN 481/12, indicar as condições de acesso ao sistema para esse tipo de geração e demonstrar a evolução em números da GD.

4.1. REGULAÇÃO

A Geração Distribuída é um dos modelos de soluções em energia de geração de energia elétrica, onde a fonte geradora se encontra próxima ao consumo, independente da fonte e do porte. No Brasil, a Geração Distribuída se instituiu com a criação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL [3] em 17 de Abril de 2012, que, conforme cita seu primeiro artigo, “estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica” e é caracterizada majoritariamente por unidades de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, e localizadas nas redes de distribuição, com grande parte dos sistemas instalados na própria unidade que consome a energia gerada.

Nesta resolução a ANEEL caracteriza os modelos de geração distribuída e cria o sistema de compensação de energia para tratar da energia injetada na rede pelo consumidor e define atribuições e responsabilidades das partes envolvidas (consumidor e concessionária de distribuição). Esta Resolução da ANEEL passou por uma revisão em 2015, com a publicação da Resolução Normativa 687 [43] e inseriu novas modalidades de geração distribuída, como a geração compartilhada e alterou limites na GD de 1 MW para 5 MW de potência instalada.

Outra revisão das regras de Geração Distribuída vem ocorrendo desde 2018

através da Consulta Pública nº10 de 2018 e que já passou por duas Análises de Impactos Regulatórios, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL [44] e o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL [45], cujo objeto principal é o sistema de compensação de créditos de energia elétrica. Nestes relatórios são discutidas alternativas para a mudança da compensação de créditos que vão desde a manutenção da compensação de todas as parcelas da tarifa até a compensação apenas da parcela referente à energia da tarifa.

O principal motivo da revisão é a crescente penetração de sistemas de geração distribuída nas redes de distribuição de todo Brasil. Recentemente, superou-se a marca de 12 GW instalados de Geração Distribuída [46].

Foi oficializada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 que instituiu o marco legal da microgeração e a minigeração, bem como o Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica, trazendo segurança regulatória ao tema.

4.1.1. REN 482

Em 17 de abril de 2012 a diretoria geral da ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 482, a fim de estabelecer as condições gerais para o acesso de geração distribuída na rede de distribuição e criou o sistema de compensação de energia elétrica.

A ANEEL definiu dois perfis de acessante pela potência de geração a ser conectada:

- “Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” [3];
- “Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”[3]

Ficou definido assim, o limite de potência de geração para acesso à rede de distribuição nos moldes do sistema de compensação de energia elétrica que indicava que a energia ativa gerada compensasse a energia ativa consumida por estas unidades.

O texto da REN 482/12 [3] não trouxe clareza a respeito do formato desta compensação, de forma que o entendimento ficou muito aberto, deixando margens para compreensões distintas de como colocar em prática a compensação. Por este motivo, em dezembro do mesmo ano, a ANEEL soltou a primeira revisão da REN 482/12 de forma extraordinária, ou seja, uma revisão que não estava prevista pela ANEEL, mas que veio para apenas esclarecer alguns pontos da 482.

A Resolução Normativa nº 517 alterou o texto do sistema de compensação passava a ser o “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física – CPF ou Cadastro de Pessoa Jurídica – CNPJ, junto ao Ministério da Fazenda” [47].

Ainda na REN 482/12, a ANEEL deixou aberto as condições e adequações necessárias para tratar do acesso da geração distribuída nas distribuidoras, indicando prazo de 240 dias para que elas definissem o processo alinhadas às regras da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Este foi outro ponto alterado pela REN 517/12, que em seu texto substituiu este artigo indicando que “ficava dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores” [47].

A REN 517/12 indicou ainda que a potência instalada da geração distribuída devia ser limitada pela carga instalada, para os consumidores no grupo B e limitada a demanda contratada para as unidades do grupo A, devendo o acessante aumentar sua demanda ou carga no caso de instalar geração com potência superior.

Retornando ao sistema de compensação a norma indicava que para fins de compensação da energia que fosse injetada na rede, a energia cedida teria validade de 36 meses, além de vedar a participação na compensação por consumidores livres e especiais.

Foi importante também a definição do formato da compensação da energia ativa excedente injetada na rede, com a possibilidade de definir as unidades sob mesmo CNPJ/CPF que receberiam estes créditos, cadastrando previamente estas unidades e definindo o percentual que outras unidades receberão após a compensação de 100% da unidade onde a geração se encontra, desde que dentro da mesma área de concessão de distribuição.

Ainda na compensação, para consumidores do grupo A que possui tarifas distintas por postos tarifários, a ANEEL indicou que “caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das TEs, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver” [47].

Com relação ao sistema de medição das unidades para considerar a possibilidade de injeção, tem-se um novo acerto feito pela 517 na 482. A primeira indicava que os custos referentes à adequação do sistema de medição para que fosse implantado o sistema de compensação seria responsabilidade do acessante, além de indicar que estes equipamentos devem atender as especificações técnicas do PRODIST [3].

No texto da REN 517, o artigo é alterado, indicando que o equipamento deve ser instalado pela distribuidora e que a mesma deve cobrar dos interessados o custo da adequação. Importante entender que o medidor utilizado para contabilizar também a injeção de energia é diferente do medidor de consumo. Normalmente é utilizado um medidor de 4 quadrantes que possui a funcionalidade de medir consumo e geração. “A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST” [47].

Ainda na visão de potenciais custos devido à conexão de geração distribuída, a norma indica que no caso de eventuais ampliações ou reforços na rede necessários para a conexão da geração não deverão compor o cálculo da participação financeira do consumidor, sendo responsabilidade da distribuidora.

Por fim, a norma indica que é responsabilidade da distribuidora registrar as unidades geradoras, bem como a coleta das informações para envio para a ANEEL.

Resumo:

- Modelos de compensação: Geração Local, com envio de crédito para unidade do mesmo CNPJ;
- Microgeração: até 100 kW;
- Minigeração: até 1 MW;
- Prazo do crédito: 36 meses;
- Responsabilidade financeira do sistema de medição: Acessante;
- Responsabilidade financeira por obras na rede: Distribuidora.

4.1.2. REN 687/15

A Resolução Normativa nº 687 de novembro de 2015 é considerada uma resolução ordinária, pois estava prevista desde a emissão da REN 482/12. Após um período de maturação das regras estabelecidas na primeira versão do sistema de compensação de energia elétrica, alterações importantes ocorreram ao estabelecido em 2012 [43].

A REN 687/2015 iniciou alterando os limites estabelecidos para micro e minigeração, reduzindo o limite da microgeração para 75 kW e aumentando os limites da minigeração para 3 MW no caso de fontes hídricas e para 5 MW para fontes de cogeração.

Assim como em 2012, esta norma sofreu alterações extraordinárias através da Resolução Normativa nº 786 de outubro de 2017, que das poucas alterações, uma delas foi a consideração do limite de minigeração em 5 MW para qualquer fonte [48].

Além das alterações nos limites, a REN 687/15 criou novas figuras de aces-

santes para caracterizar melhor as unidades que utilizam do sistema de compensação de acordo com o perfil de geração. Eles estão indicados a seguir:

- Geração na Própria Unidade Consumidora - UC que ocorre quando a geração e o consumo ocorrem na mesma unidade. Neste caso, uma parcela ou todo consumo ocorre de maneira instantânea no sistema de geração e parte da geração pode ser injetada na rede de distribuição, então fazendo valer o sistema de compensação de créditos.
- Autoconsumo Remoto que ocorre em unidades de mesma titularidade, seja ela Pessoa Física ou Jurídica, onde a unidade com microgeração ou minigeração se localize em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão, nas quais a energia gerada e injetada na rede de distribuição será compensada nas unidades consumidoras.
- Geração Compartilhada funciona através da reunião de consumidores, dentro de uma mesma área de concessão, através de consórcio ou cooperativa, que possua unidade com microgeração ou minigeração em local diferente das unidades consumidoras. A energia gerada e injetada na rede de distribuição será compensada pelos consumidores através de um rateio pré-estabelecido.
- Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras ocorre em condomínios verticais ou horizontais, onde as unidades estejam localizadas em mesma propriedade ou propriedades contíguas e a geração ocorra na unidade que representa a área de uso comum do condomínio e seu excedente injetado na rede de distribuição seja rateado, por compensação, pelas outras unidades consumidoras participantes do condomínio.

O caso da UNIFEI, que é objeto do estudo, se enquadra no modelo de Geração na Própria UC e devido ao porte do sistema, é caracterizado como minigeração, acima de 75 kW. Neste caso em específico, o sistema de geração adquirido é capaz de gerar parte do consumo da universidade, trazendo uma menor necessidade de injeção de energia na rede da distribuidora quando comparado com um sistema dimensionado para autossuficiência total de energia.

Além disto, na REN 687/2015 ficou vedada a segmentação de uma unidade geradora em diversas unidades de menor porte, para sair da configuração de mini-geração para microgeração, fugindo de custos com demanda contratada.

A resolução também alterou a condição de custos com reforços na rede, indicando que nos casos de geração compartilhada remota estes custos não devem ser integralmente arcados pela distribuidora, passando a fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor [43].

Uma importante alteração ficou por conta do prazo de validade para os créditos de energia ativa injetada na rede. A alteração veio na ampliação deste prazo de 36 meses para 60 meses, aumentando para 5 anos a compensação.

Na parte de medição a REN 687/15 repassa à concessionária além da responsabilidade técnica, que já era parcela indicada na REN 517/12, a responsabilidade financeira pela instalação dos medidores no caso de microgeração, mantendo a responsabilidade financeira do consumidor nos casos de minigeração e de geração compartilhada.

Finalmente, a REN786/17 vedou o enquadramento de microgeração ou mini-geração para usinas que já tenham sido alvo de registro ou autorização na ANEEL ou que tenham entrado em operação comercial, ou que tenham contabilizado energia no âmbito do mercado livre na CCEE.

Resumo:

- Modelos de compensação: Geração Local, Autoconsumo Remoto, Geração Compartilhada, Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras;
- Microgeração: até 75 kW;
- Minigeração: até 5 MW;
- Prazo do crédito: 60 meses;
- Responsabilidade financeira do sistema de medição: Micro: Acessada | Mini: Acessante;
- Responsabilidade financeira por obras na rede: Distribuidora, exceto em caso de Geração Compartilhada.

4.1.3. REN. ANEEL 1000/21

A REN 1.000/21 adaptou em seu texto inclusões sobre a Geração Distribuída no contexto do Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica.

O novo texto indica condições do formato de solicitação de orçamento via formulário padronizado pela ANEEL e estabelece prazo de retorno de pedidos de novas conexões em 15 dias para microgeração sem necessidade de obra na rede de distribuição, 30 dias para microgeração com obras na rede e 45 dias para demais conexões.

Outro fator importante que foi alterado com a atualização da norma foi o nome do documento de retorno da distribuidora para as solicitações de conexão, que saiu de Parecer de Acesso para Orçamento de Conexão, além de incluir novo documento a ser emitido pela distribuidora chamado de Relacionamento Operacional.

Por último, o texto indica que a distribuidora deverá ser responsável por custear melhorias ou reforços no sistema de distribuição decorrentes da conexão de microgeração distribuída, não havendo participação financeira do consumidor, exceto para o modelo de geração compartilhada.

4.1.4. LEI 14.300/22

A indefinição e a grande expectativa quanto às alterações nas regras da geração distribuída chamaram atenção da sociedade e as variações bruscas nas análises de impacto regulatório feitas pela ANEEL ligaram um alerta nos agentes deste mercado. Um grande movimento foi mobilizado para se criar um marco legal firme que trouxesse previsibilidade aos investidores e agentes.

Devido a estes fatores e um grande envolvimento de políticos motivada pelo *lobby* destes agentes do mercado fotovoltaico, em novembro de 2019 resultou na criação do Projeto de Lei 5.829 pelo deputado Silas Câmara. Após rodar em algumas comissões ocorreu em agosto de 2021, dois anos depois, a aprovação deste projeto na Câmara dos deputados com 476 votos a favor e 3 contras.

Em 15 de dezembro do mesmo ano o projeto foi votado e aprovado no Senado, porém ocorreram algumas alterações no texto enviado pela câmara através

de emendas. No dia seguinte, sob risco de expirar, foi votado e aprovado com rejeição a todas as emendas incluídas pelo senado.

Finalmente em janeiro de 2022 a lei foi sancionada pelo Presidente da República considerando 2 vetos [49].

Entrando no entendimento do que foi aprovado pela lei, o primeiro ponto importante de se indicar é a questão do direito adquirido de que já possuem os sistemas instalados. Foi indicado na lei que todos os consumidores com a geração operante ou que fizerem a solicitação de acesso em até 12 meses após a publicação desta lei permanecerão com a regra de compensação de energia elétrica até o final do ano de 2045, permitindo cerca de 25 anos de direito adquirido, mesmo valor estimado para a vida útil de sistemas fotovoltaicos.

É importante indicar que, no caso de ampliação de sistemas de GD após o prazo de 12 meses, a parcela acrescida não mantém o direito adquirido, passando a vigorar com a regra vigente no momento de sua ampliação.

A lei também indicou um prazo de 6 meses para que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, defina a valoração dos benefícios da MMGD, valor que ficou vago nas duas análises de impacto regulatório e indicou um prazo para a ANEEL de 18 meses para definir a nova regra da GD após o período que a Lei chama de transitório. Estas novas regras entrarão em vigor em janeiro de 2029.

A definição do que ocorrerá no período transitório está indicado na Figura 4-1, no resumo feito pela empresa de consultoria Megawhat [49].

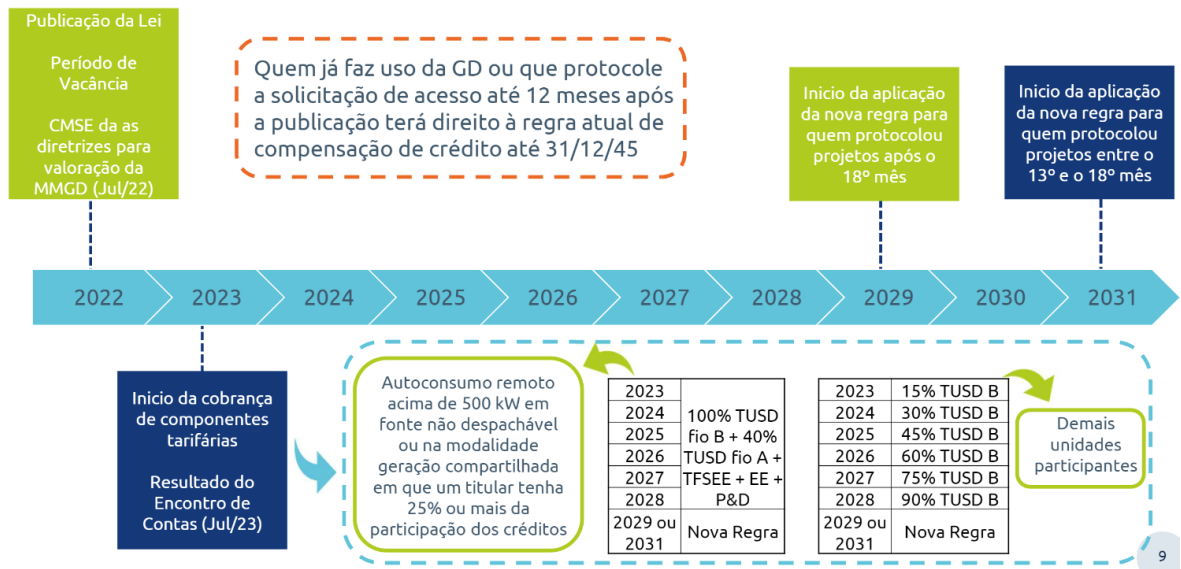


Figura 4-1 – Compensação no período transitório. Fonte: MEGAWHAT [49].

Fica claro na Figura 4-1 que a lei separa as modalidades basicamente em geração e remota e geração local, pelo fato a geração remota se utilizar majoritariamente da rede de distribuição. Para as unidades de autoconsumo acima de 500 kW ou de qualquer potência em geração compartilhada tem-se a partir de 2023 a retirada da compensação de 100% das parcelas de fio e encargos da Parcela TUSD da tarifa até a entrada da nova regra da ANEEL.

Para unidade de geração local a retirada será somente da parcela fio B da tarifa, que remunera os custos com a distribuição, de forma escalonada de 15 em 15% até 2028, com a entrada da nova regra a ser definida pela ANEEL em 2029.

De modo prático, uma última alteração que traz variação nas análises de viabilidade é que a tarifa de demanda a ser cobrada das unidades será feita de acordo com a natureza da energia, sendo no caso da injeção a TUSDg, ou TUSD geração, e no caso de consumo a TUSD normal de consumo.

Isso tende a trazer economias relevantes aos geradores com demanda maior que a demanda de consumo, tendo em vista que nessa parcela incidirá a TUSDg, que é consideravelmente menor que a TUSD consumo.

4.2. TRIBUTAÇÃO

Na Geração Distribuída incidem os mesmos impostos do faturamento de con-

sumidores, que são ICMS e PIS/COFINS. Porém, na compensação do que é injetado na energia existem regras diferenciadas a depender do modelo de compensação, tamanho da usina e o estado onde o ativo é implantado.

O sistema de compensação não se atribui aos impostos cobrados na tarifa de energia. Porém, existem alguns artifícios que permitem sua compensação, a depender do estado, modelo de negócio e porte do sistema de geração. Um exemplo pode ser visto no Artigo 8º da Lei 13.169/2015, que reduz a zero as alíquotas de PIS e COFINS incidente na tarifa de energia correspondentes ao crédito gerado através da injeção de energia [50].

O Convênio nº 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária autoriza a isenção do ICMS que incide sobre a energia, na quantidade correspondente à soma da energia injetada pela unidade, nos termos estabelecidos pela REN 482. Esta isenção é válida apenas para a parcela do ICMS que incide sobre a Tarifa de Energia – TE, sendo a parcela que incide sobre a componente TUSD cobrada normalmente [51].

Alguns estados como Minas Gerais, Rio de Janeiro e mais recentemente Espírito Santo optam pela isenção total do ICMS, compensando para qualquer modelo e tamanho de sistema a parte que incide sobre a TUSD também.

As parcelas compensáveis da tarifa para a energia gerada em uma unidade consumidora do grupo A e que é injetada na rede estão representadas no Gráfico 4-1.

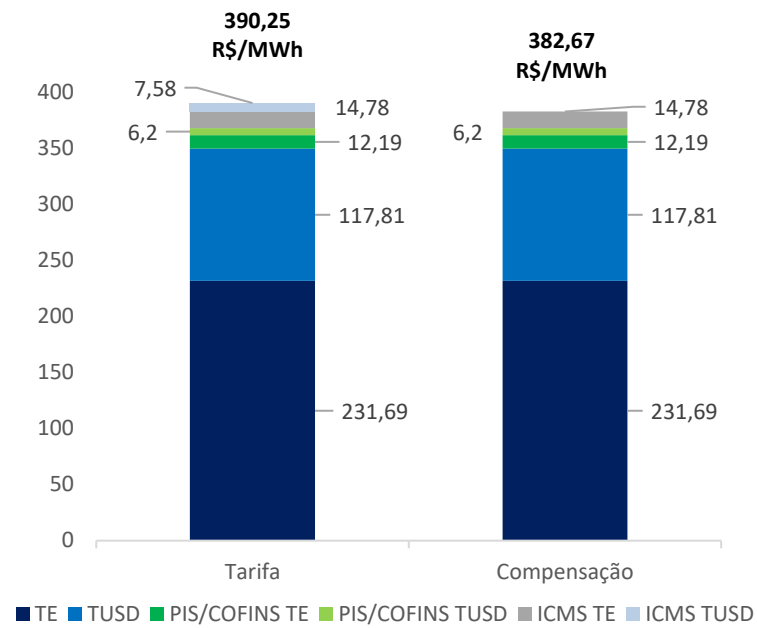


Gráfico 4-1 – Parcela compensável da tarifa com impostos.

De qualquer forma, por se localizar em Minas Gerais, que possui isenção total do ICMS de energia de acordo com o Decreto nº 47.231, de 4 de agosto de 2017 [52], a injeção ou não de energia na rede não representa impactos nos resultados financeiros da compensação de crédito, exatamente por a isenção fazer 1 MWh Injetado ser igual a 1 MWh consumido, conforme o Gráfico 4-2.

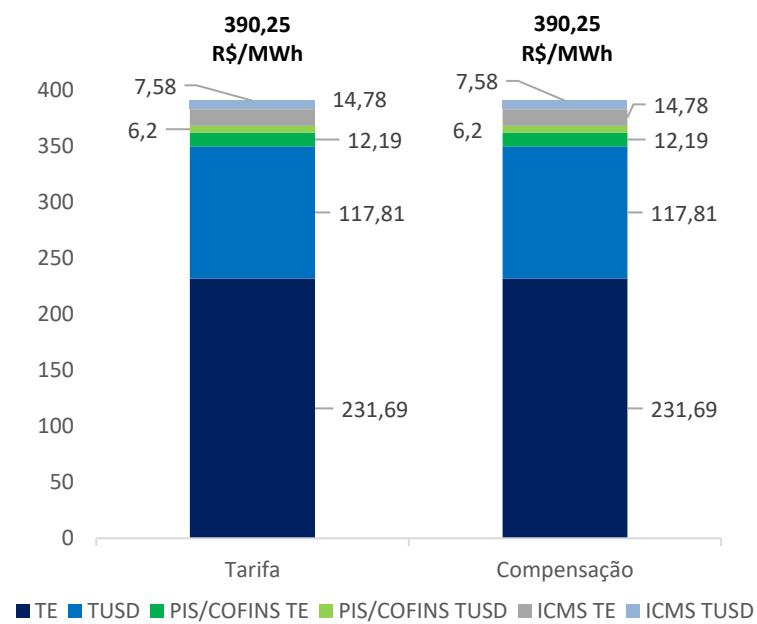


Gráfico 4-2 – Parcela compensável da tarifa com impostos Minas Gerais.

4.3. CONDIÇÕES DE ACESSO

As definições para os procedimentos de acesso da geração distribuída são definidas no Módulo 3 do PRODIST, que ganhou uma seção para tratar diretamente dos micros e minigeradores [19].

Conforme a cartilha da ANEEL para geração distribuída, “para que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo” [53].

Existe uma etapa anterior que é optativa e tem caráter informativo que é a Consulta de Acesso, ao qual a distribuidora emite a Informação de Acesso, indicando as condições e necessidades para conexão da geração de forma indicativa e sem validade documental.

O retorno da Solicitação de Acesso feita a partir dos formulários enviados para a distribuidora é o Parecer de Acesso, que é um documento formal apresentado pela distribuidora sem ônus para o acessante e que indica requisitos técnicos e condições que permitam a conexão nos prazos indicados. Ela deve indicar os seguintes pontos, exatamente como no PRODIST [19]:

- “As características do ponto de entrega, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- As características do sistema de distribuição acessado, incluindo requisitos técnicos, tensão nominal de conexão, e padrões de desempenho;
- Orçamento da obra, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da participação financeira do consumidor;
- A relação das obras de responsabilidade da acessada, com correspondente cronograma de implantação;
- Informações gerais relacionadas ao local da ligação, como tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações,

sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis;

- Modelo de Acordo Operativo para minigeração;
- As responsabilidades do acessante; e
- Eventuais informações sobre equipamentos ou cargas susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros conectantes”.

Sobre os prazos de atendimento, são indicados a partir do perfil da geração e de eventual obra na rede da distribuidora, indica-se aqui apenas os prazos para a minigeração, considerando o alvo do estudo de caso da UNIFEI:

- Prazo de 30 dias após recebimento da solicitação, quando não houver necessidade de reforços na rede de distribuição.
- Prazo de 60 dias após recebimento da solicitação, quando houver necessidade de reforços na rede de distribuição.

É importante que o interessado solicite vistoria a ser feita pela distribuidora em até 120 dias após a emissão do parecer de acesso, feita após eventual indicação de adequação na subestação feita no parecer de acesso. Em caso de expiração do prazo, ele perde as condições estabelecidas no parecer e deve solicitar novamente o acesso. A Figura 4-2 ilustra as etapas do procedimento, bem como seus prazos. Nela é possível verificar ações do acessante, em azul, e ações da acessada, em vermelho.

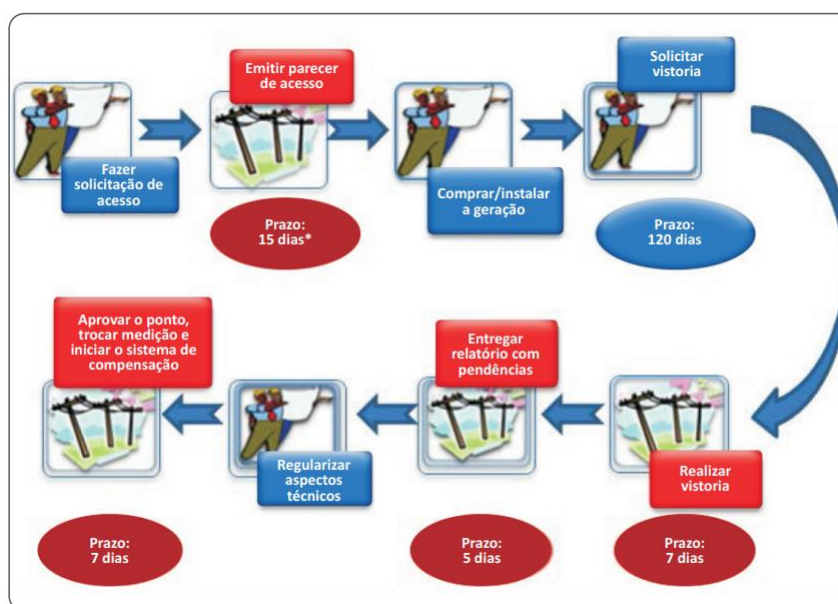


Figura 4-2 – Procedimentos e etapas de acesso. Fonte: ANEEL [53].

Na última etapa indicada, a distribuidora aprova o ponto e realiza a troca do medidor, instalando medição bidirecional em apenas um equipamento ou dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e outro para a energia elétrica ativa gerada, caso seja a alternativa de menor custo ou haja solicitação do titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída [53].

Nesta mesma data, as partes devem firmar um contrato de Acordo Operativo que formaliza a relação entre acessante e acessada para a geração, sendo a última etapa para que o gerador passe a se utilizar do sistema de compensação de energia elétrica.

Cabe apenas ressaltar que, com a emissão da REN 1.000/21, o nome do documento resultante da solicitação de acesso se alterou para Orçamento de Conexão e que o prazo foi alterado para 45 dias no caso de minigeração, que é a categorização do sistema da UNIFEI.

Como as alterações da nova resolução são recentes, o que se percebe nas distribuidoras é que o processo tem mantido o fluxo indicado neste capítulo, com adaptações sendo feitas nos documentos e prazos de forma escalonada. Neste sentido, até a presente data de publicação desta dissertação, pouca coisa se alterou da condição desenhada neste texto, mas com perspectiva de nos meses seguintes as alterações sejam efetivadas.

4.4. EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Tendo apresentado todo o histórico das regras da GD e as condições de compensação e de acesso dos acessantes nessa modalidade, apresenta- um panorama de como o mercado da geração distribuída desde o seu início em 2012 até os dias de hoje.

Para iniciar esse panorama é importante indicar que 99,95% das instalações de geração distribuída indicadas na ANEEL [46], são de sistemas de geração fotovoltaicos. Em termos, isso ocorreu devido à grande queda no preço dessa tecnologia ao longo da última década, além da grande evolução tecnológica dos equipamentos que envolvem esse sistema.

A Geração Distribuída superou em agosto de 2022 a marca de 12 GW de potência instalada em todo o território nacional, atingindo 5.496 municípios da federação com 1.146.186 unidades geradoras que compensam seus créditos em 1.479.697 unidades consumidoras [46].

No Estudo Estratégico de Geração Distribuída do Mercado Fotovoltaico da empresa de consultoria Greener [42], é possível verificar o histórico desta evolução até 2021. Na Figura 4-3 tem-se a evolução na quantidade de unidades consumidoras recebendo crédito desde 2012 e na Figura 4-4 a evolução do volume em MWp conectado à rede.

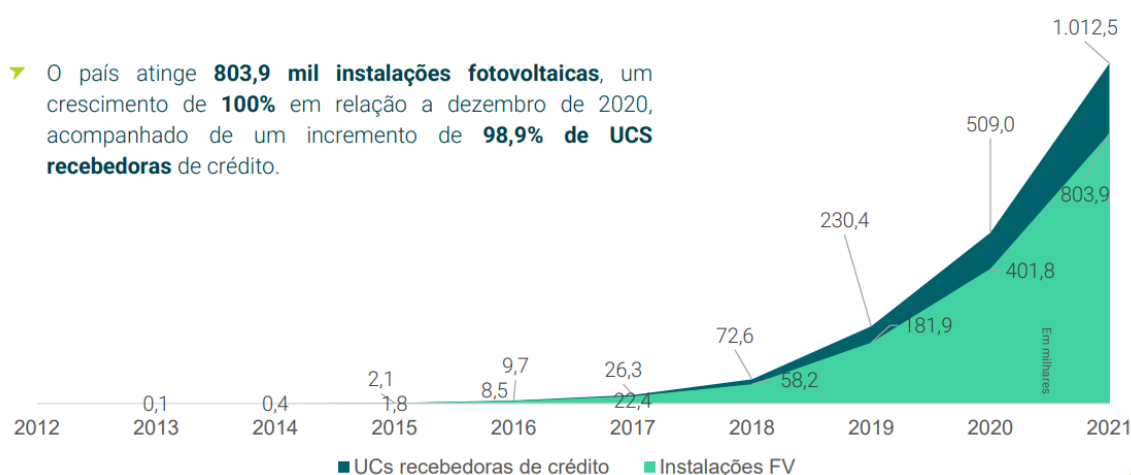


Figura 4-3 – Evolução no número de instalações fotovoltaicas na GD. Fonte: Greener [42]

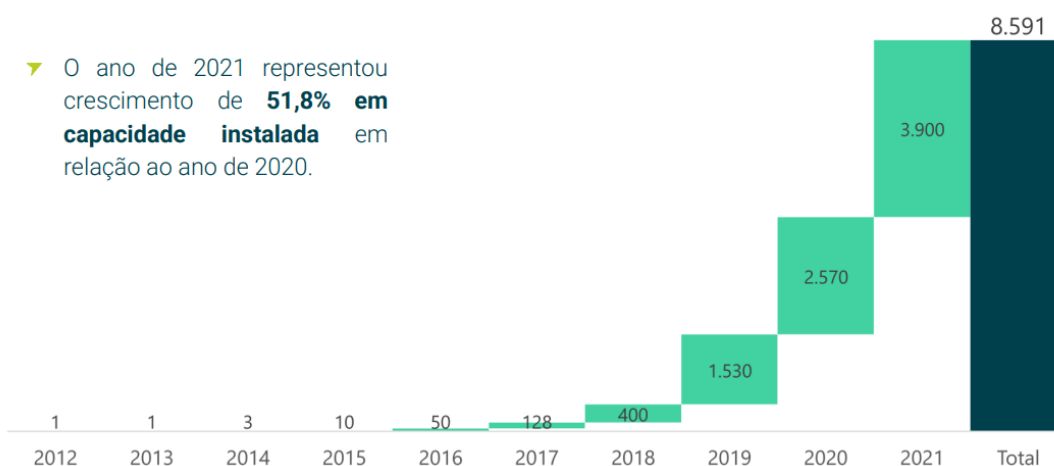


Figura 4-4 – Evolução no volume conectado à rede. Fonte: Greener [42]

Fica claro ao se avaliar as figuras anteriores que o número de conexões de sistemas PV e a potência instalada vem aumentando de forma exponencial nos últimos anos. Isso se deve tanto à condição de preços dos sistemas, mas também da maturidade que os sistemas fotovoltaicos atingiram nos últimos anos. Esse tipo de solução vem atingindo cada vez mais a população e se tornando comum na sociedade.

Além disso, como verificado nos históricos de alterações nas regras, desde 2019 houve o risco de alteração no modelo de compensação, que poderia impactar nos resultados de *playback* destes sistemas. Com a entrada da Lei 14.300/22, existe uma certa corrida para instalação deste tipo de sistema no modelo de compensação atual e com o direito adquirido deste tipo de compensação até 2049.

Outro fator de grande influência na Geração Distribuída é a condição de isenção de impostos diferentes entre os estados, bem como a condição econômica em cada estado do Brasil, conforme indicado no *dashboard* da ANEEL a seguir, Figura 4-5.

UF2	QTD GD	UCs REC CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
MG	175.714	250.919	2.006.967,11
SP	190.637	227.619	1.645.533,73
RS	151.160	193.915	1.379.980,47
MT	57.415	62.043	802.678,06
SC	47.845	61.136	594.786,20
GO	46.687	60.433	582.820,74
PR	43.197	54.508	538.047,91
BA	57.448	76.731	518.776,94
RJ	55.894	64.828	492.160,06
CE	37.182	46.062	433.366,90
MS	44.929	64.513	429.346,02
PE	34.301	50.341	392.458,39
PA	30.974	39.087	368.526,50
MA	24.060	35.173	305.114,10
RN	27.664	28.248	277.990,15
ES	20.688	23.501	247.124,24
PI	23.194	33.700	242.560,03
PB	16.665	29.847	206.369,74
TO	17.473	21.025	172.604,67
RO	11.727	13.299	145.010,55
DF	7.723	9.052	119.650,42
AL	9.953	15.615	113.794,33
SE	5.831	8.264	71.954,92
AM	4.628	6.182	70.031,04
AC	3.260	3.601	35.017,19
RR	726	1.364	21.619,94
AP	1.285	1.470	17.978,95
-	14	19	216,57
Total	1.148.274	1.482.495	12.232.485,87

Figura 4-5 – Quantidade de instalação e Potência por estado. Fonte: ANEEL [46].

Pode-se perceber que o estado de Minas Gerais possui maior potência instalada com cerca de 2 GW, em função da isenção total de impostos neste estado, aliado aos bons índices de radiação que o estado possui.

São Paulo, em segundo lugar com cerca de 1,6 GW de potência vêm na condição de estado de maior potencial econômico e o Rio Grande do Sul com 1,3 GW em terceiro indica uma grade disposição da região em investimentos a longo prazo, tendo em vista que é um dos estados com menor nível de radiação e produtividade de geração.

Também é importante indicar o que é demonstrado na Figura 4-6 que a classe de consumo que mais contribuem para os resultados positivos da GD é a classe residencial, com esmagadora maioria no percentual das instalações até 2021.

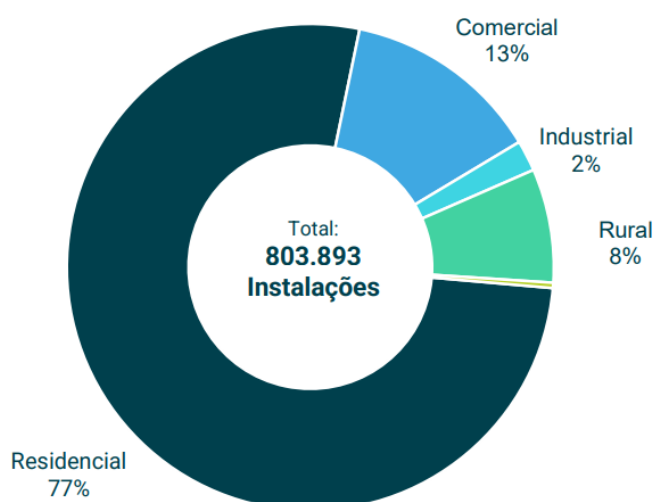


Figura 4-6 – Percentual de instalação por classe de consumo. Fonte: Greener [42].

Finalmente, a Figura 4-7 demonstra que a modalidade de geração que mais foi aplicada foi a de geração na própria UC, seguida por autoconsumo remoto e depois a geração compartilhada.

MODALIDADE	QTD GD	UCs REC CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
	2	3	77,00
Autoconsumo remoto	180.970	507.320	2.601.899,46
Geracao compartilhada	2.475	8.781	97.924,81
Geracao na propria UC	962.500	962.500	9.508.709,12
Multiplas UC	239	1.093	6.158,59
Total	1.146.186	1.479.697	12.214.768,98

Figura 4-7 – Quantidade de instalação e Potência por modelo de negócio. Fonte: ANEEL [46].

5. AUTOPRODUÇÃO NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

5.1. AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE

Conforme o Art.2º do Decreto nº 2.003/96, que regulamentou a produção independente de energia, bem como o agente Autoprodutor de energia, considera como autoprodução toda a “pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo” [54]. É importante destacar a condição descrita do uso exclusivo, que não constitui relação jurídica considerando que o agente gera e consome a energia elétrica, sem indicar comercialização de energia, apenas a transferência de energia e ocorre obrigatoriamente no Mercado Livre de energia.

Além da figura do Autoprodutor, tem-se também o Produtor Independente, cuja definição do mesmo decreto do autoprodutor [54] é “pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. Segundo notícia da Greener e Cortez Pimentel Advogados [55], é possível equiparar a autoprodução para fins de redução da incidência de encargos tarifários, atribuída aos autoprodutores.

Para que seja possível esta equiparação [55], é necessário a criação de uma Sociedade de Propósito Específico - SPE que será a titular do ativo de geração, onde o agente consumidor seja acionista. Neste formato, é necessário que a(s) unidade(s) consumidor(as) possuam carga mínima de 3.000 kW e que a energia destinada ao acionista seja na proporção da participação do acionista na SPE.

Ambas as condições, de autoprodutor ou Produtor Independente Equiparado – PIE, permitem redução em 50% da TUSD fio A e Fio B, na produção e no consumo da energia, aplicada a empreendimentos de geração solar e eólica com potência injetada na rede de até 30 MW. Como autorizado pela ANEEL, o autoprodutor, a partir da entrada em operação da central geradora, fica sujeito a alguns encargos financeiros decorrentes da exploração da energia elétrica [56].

Nos encargos incidentes da Liquidação da CCEE, o Autoprodutor ou Produtor Independente Equiparado terá a redução percentual acima apontada na proporção de sua geração, do ESS (Encargos de Serviços), além do EER (Encargo de Energia

de Reserva), conforme o Art. 4 do Decreto 6.353/08, onde é citado que o “EER será proporcional à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da CCEE em bases anuais” [57].

Tem-se ainda o benefício da não incidência, sobre a parcela de energia auto-produzida, dos encargos CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) [58] e PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) [59], que compõem a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, estes que seriam arrecadados diretamente pela CCEE.

É importante indicar que para que não ocorra a incidência da CDE e do PROINFA que compõem os encargos incidentes na TUSD, referente ao consumo, a CCEE deve ser comunicada através da Alocação de Geração Própria - AGP, a ser feita mensalmente pelo agente, de acordo com as regras estabelecidas no caderno 21 das Regras de Comercialização da CCEE [60].

Finalmente, incide nas cobranças dos Autoprodutores a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, além de incidir também a contribuição mensal da CCEE e, se o ponto de conexão for na Rede Básica (tensão maior ou igual a 230 kV), o pagamento de contribuição mensal do ONS [61].

5.2. MODELOS DE AUTOPRODUÇÃO

Do ponto de vista físico, tem-se duas formas de Autoprodução de Energia, sendo a Autoprodução Local, quando há geração e consumo dentro de uma mesma unidade e a Autoprodução Remota, que ocorre quando há geração e consumo separados fisicamente em duas unidades distintas. É importante apenas mencionar, que para que uma unidade se configure como autoprodutor é necessário que parte ou toda a geração seja injetada na rede, trazendo a necessidade da modelagem dela como autoprodutor na CCEE, de forma que fique apta a receber os benefícios indicados no módulo anterior.

Autoprodução Local é quando geração e unidade de consumo se encontram instalados na mesma unidade, com os registros de consumo e geração ocorrendo pelo mesmo Sistema de Medição e Faturamento - SMF. Nesta configuração, há a figura do consumo instantâneo da geração, que não será registrado pelo SMF como geração por ser encaminhada diretamente da geração para a carga, sem utilizar a

rede. A configuração pode ser verificada na Figura 5-1.

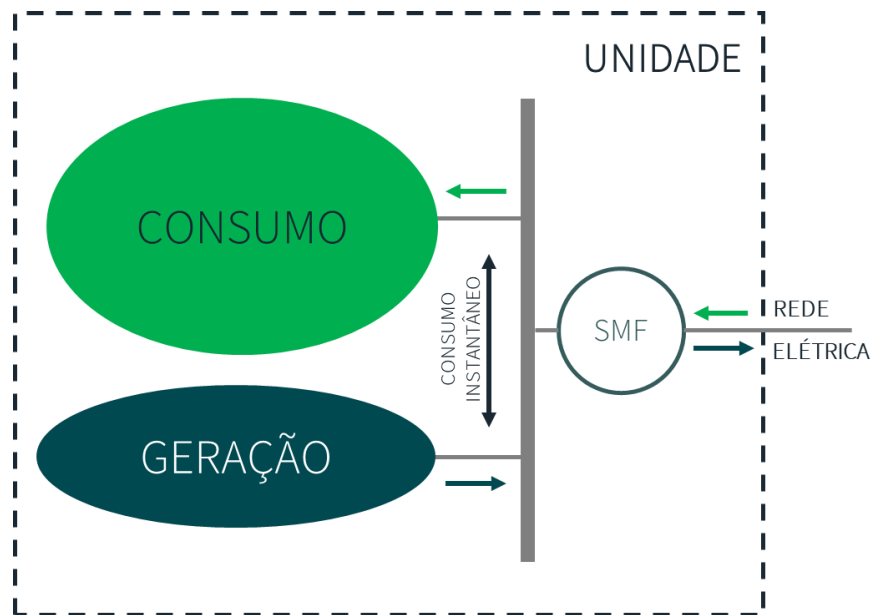


Figura 5-1 – Autoprodução Local.

Como é possível observar na Figura 5-1, há um barramento interligando consumo e geração antes do SMF, e isso faz com que parte da energia seja consumida instantaneamente, não sendo registrada pelo medidor, representando uma redução direta de consumo.

Podem existir momentos em que o consumo é maior que a geração e o SMF registrará consumo e momentos que o contrário ocorre, registrando geração naquele momento. Ao final do mês será contabilizado consumo hora-a-hora e geração hora-a-hora, sendo este último lastro para o cliente na CCEE e o montante do consumo passível de redução dos encargos.

A Autoprodução Remota ocorre quando existe, em um mesmo agente, consumo e geração ocorrendo separados fisicamente, com uma unidade consumidora que registra somente consumo e uma unidade geradora que registra geração, podendo eventualmente registrar consumo também.

Neste cenário de Autoprodução Remota todo o montante gerado e consumidor utiliza a rede elétrica para contabilização, não existindo a figura do consumo instantâneo, conforme a Figura 5-2.

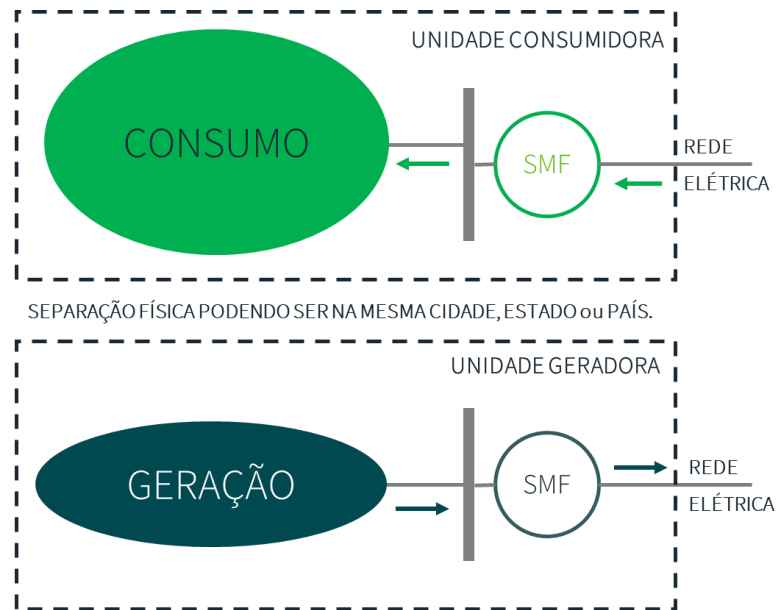


Figura 5-2 – Autoprodução Remota.

Com todo montante autoproduzido sendo feito remotamente, há um medidor para a unidade consumidora e outro para a geração, que somarão seus registros separadamente e irão compor a necessidade do agente no mês-a-mês.

É importante indicar que tanto na Local, quanto na Remota, caso exista um mês em que a geração seja maior que o consumo, será possível operar esse lastro de energia no mercado de curto prazo através de uma venda a terceiro ou liquidação na CCEE, porém para este montante não serão aplicáveis os benefícios da redução de encargos por não representar energia autoconsumida.

Encerradas as avaliações das condições físicas da Autoprodução de Energia, discute-se os principais modelos de negócios de autoprodução, sobre quais destacam-se os seguintes modelos mapeados: Autoprodução por SPE, Autoprodução em Consórcio, Autoprodução por Arrendamento, Autoprodução por Consórcio e Autoprodução Pura.

Autoprodução por SPE é um arranjo feito através da criação de uma Sociedade de Propósito Específico composta pela empresa desenvolvedora e investidora do projeto e a(s) empresa(s) interessadas em participar do projeto com investimento ou não. Neste modelo é feito um arranjo do capital acionário da SPE de forma que, segundo a Greener [55], é “dividido em 50% de ações ordinárias com direito a voto e 50% de ações preferenciais sem direito a voto. Assim, 99,99% das ações ordinárias serão detidas pelo acionista consumidor, que poderá comprar energia da SPE

equiparada à autoprodução na mesma proporção; enquanto o acionista investidor, responsável pelo ativo de geração, será titular de 100% das ações preferenciais e 0,01% das ações ordinárias com direito a voto” e será o detentor das debentures referentes aos resultados financeiros mensais.

Neste caso, o ativo é outorgado em nome da SPE e fornecerá a energia e os benefícios de não incidência de encargos são repassados aos participantes da SPE na proporção de suas ações preferenciais. O detalhe é que devido à equiparação, existe uma limitação de que para a unidade(s) consumidora(s) ser(em) apta(s) a receber(em) o benefício, elas devem ter mais do que 3.000 kW de demanda contratada.

A Autoprodução por Arrendamento é feita por um arranjo onde a contratação feita não menciona a transação de energia, mas sim um contrato de arrendamento do local onde se encontra a usina, normalmente acompanhado de um contrato de Operação e Manutenção - O&M que terá o papel de variar o valor final pago pelo consumidor contratante deste projeto, já que não é possível firmar um contrato de arrendamento variável no mês-a-mês.

Com este formato, como o consumidor arrenda o terreno, a outorga da geração é emitida em seu nome, o que facilita a modelagem como autoprodutor na CCEE, devido o ativo de geração estar dentro de um mesmo agente ou CNPJ do consumo, não necessitando da equiparação como no caso anterior. Para este modelo, não existe restrição quanto à demanda da(s) unidade(s) consumidora(s).

A Autoprodução por Consórcio reúne empresas que possuem a mesma intenção em desenvolver uma geração para consumo próprio e se unem para otimizar os custos financeiros do projeto com o ganho de escala e custos com conexão e desenvolvimento de projetos. Pode ser feito ainda um consórcio entre um consumidor e uma comercializadora, apenas indicando que para a energia comercializada para terceiros do consórcio não se aplicam os benefícios da autoprodução.

Aqui, tem-se a outorga em nome do consórcio formado pelas empresas/consumidores, configurando uma clara condição de autoprodução. Aqui não existe também a restrição com relação à demanda da(s) unidade(s) consumidora(s).

E, finalmente, tem-se a Autoprodução Pura que representa o formato onde o

próprio agente consumidor investe no ativo de geração, ocorrendo de fato a produção própria de energia e sendo elegível à redução de encargos, sem nenhum tipo de arranjo para isto.

De maneira prática, a formatação de autoprodução que será abordada no estudo de caso desta dissertação configurará uma autoprodução pura, com a localização da geração no mesmo local do consumo.

5.3. CONDIÇÕES DE ACESSO DE AUTOPRODUTORES

Quanto às condições de acesso de autoprodutores, estes devem, como qualquer acessante da rede de energia, seguir as regras de distribuição indicadas no Módulo 3 do PRODIST [19], caso esta geração esteja localizada no ambiente de distribuição (rede até 230 kV) ou os procedimentos de rede do ONS nos casos de conexões na rede básica (tensão acima de 230 kV).

Alinhando ao objetivo desta dissertação que analisará os resultados de uma autoprodução menor de 5 MW de potência e localizada na rede de distribuição, serão indicados neste tópico as condições de acesso para este perfil de produtor.

Todas as etapas citadas aqui serão condicionadas à autorização da geração para posterior modelagem do agente como produtor na CCEE, garantindo a contabilização de sua geração, e sendo necessário incluir as etapas de adesão e denúncia indicadas no tópico 2.3.2.1 caso esta unidade ainda esteja no Mercado Cativo.

O processo, em partes, pode remeter à autorização de Geração Distribuída, sendo que em sua forma física não se altera em nada por se tratar de uma injeção de energia da rede de distribuição, assim como na GD. Porém, quando se fala de uma geração no Mercado Livre as responsabilidades entre acessada e acessante são bem distintas quando comparadas à Geração Distribuída, sendo grande parte das atividades e custos atribuídos ao acessante.

Tem-se na Figura 5-3 um fluxo básico representando as principais atividades para garantir a autorização e modelagem da autoprodução considerando o Módulo 3 do PRODIST [19], o submódulo 12.2 dos procedimentos de rede do ONS [29] e a Resolução Normativa nº 583/13 da ANEEL [62] e as etapas descritas na sequência.

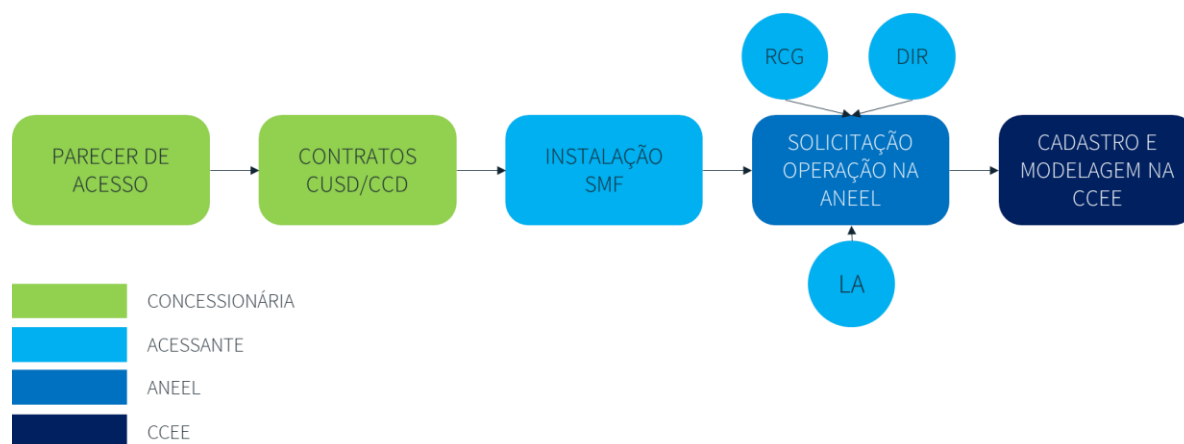


Figura 5-3 – Fluxo Autoprodução.

Parecer de Acesso/Orçamento de Conexão: Etapa prevista no Módulo 3 do PRODIST [19], que é feita junto à distribuidora através da Solicitação de Acesso. Após análise dela acerca das condições necessárias da rede para receber a injeção indicada na solicitação, indica ao acessante estas condições e os possíveis custos de adequação necessários.

O prazo para emissão do parecer indicado no PRODIST cita 30 dias caso não haja obras na rede de distribuição e 120 dias para o caso de obras na rede e devem ser anexados os projetos, memoriais e documentos referentes à geração instalada, além da indicação que se trata de um parecer para geração no mercado livre.

Contratos CUSD/CCD: Após a emissão do Parecer de Acesso ou Orçamento de Conexão e confirmação por parte do acessante, a distribuidora deve emitir um novo Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), incluindo neste documento a condição de autoprodução e incluir uma demanda contratada de geração. Junto ao CUSD a distribuidora deve emitir também o Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) que indica as condições de acesso desta geração.

O acessante tem até 90 dias para a assinatura dos contratos após a emissão do Parecer de Acesso/Orçamento de Conexão, regra indicada no PRODIST [19].

Instalação do SMF: Indicado no PRODIST como responsabilidade do acessante do sistema de distribuição que seja gerador, o Sistema de Medição e Faturamento deve ser instalado ou substituído pelo produtor e a responsabilidade da comunicação entre o medidor e a CCEE também se inclui.

Conforme o Submódulo 12.2 do ONS [29], o SMF é basicamente composto de medidores, transformadores para instrumento, canais de comunicação com a CCEE e sistema de coleta de dados para faturamento.

Solicitação de Operação na ANEEL: Estabelecido pela Resolução Normativa nº 583/13 a solicitação de operação é dividida em operação em teste e operação comercial e necessita dos Contratos assinados para ser solicitada, além da Licença Ambiental (LA), do Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida (RCG) retirando na própria ANEEL e da Declaração de Inexistência de Relacionamento (DIR) solicitado no ONS para usinas do tipo-III, caso de usinas sem despacho centralizado do porte da instalada na UNIFEI.

Cadastro e Modelagem na CCEE: Finalizadas as etapas e a operação emitida pela ANEEL, é feito o cadastro do ponto de medição e criada a modelagem do ativo de autoprodução no sistema da CCEE. Após a aprovação, é possível iniciar a operação da usina e ter a geração contabilizada mensalmente.

6. ESTUDO DE CASO

Após as introduções teóricas necessárias para a abordagem do estudo, serão organizadas as condições e premissas adotadas para poder comparar os resultados dos diferentes casos desenhados.

O intuito é seguir com a estimativa de custos com energia, considerando um mesmo parâmetro de consumo da unidade, de forma a se trazer uma comparação do custo evitado de cada caso com o cenário base, de consumo cativo da unidade.

Serão detalhadas neste tópico todas as premissas consideradas para a construção dos cálculos de cada caso indicado na introdução. De forma a orientar melhor o estudo de caso, serão descritos a seguir os casos a serem analisados:

Caso 1: Aplicação de geração solar fotovoltaica no Mercado Cativo (Geração Distribuída);

Caso 2: Aplicação de sistema de armazenamento para gestão de consumo de ponta e fora de ponta no Mercado Cativo (Armazenamento Cativo)

Caso 3: Combinação de geração solar fotovoltaica e sistema de armazenamento para gestão de consumo de ponta e fora de ponta no Mercado Cativo;

Caso 4: Aplicação de geração solar fotovoltaica no Mercado Livre (Autoprodução);

Caso 5: Aplicação de sistema de armazenamento para gestão de consumo de ponta e fora de ponta no Mercado Livre (Armazenamento Livre)

Caso 6: Combinação de geração solar fotovoltaica e sistema de armazenamento para gestão de consumo de ponta e fora de ponta no Mercado Livre;

6.1. PREMISSAS DE MODALIDADE TARIFÁRIA E VALORES DE ENERGIA

Conforme a verificação em conta de energia da UNIFEI, percebeu-se que a Modalidade Tarifária é a Tarifa Horária Verde A4, que conforme o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET [16] em seu Módulo 7, submódulo 7.1, que indica a “modalidade como a aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas

de utilização do dia, assim como tarifa única de demanda de potência”, sendo esta modalidade de tarifa composta por:

- TUSD VERDE – R\$/kW;
- TUSD VERDE Ponta – R\$/MWh;
- TUSD VERDE Fora Ponta – R\$/MWh;
- TUSD VERDE APE Ponta – R\$/MWh;
- TUSD VERDE APE Fora Ponta – R\$/MWh;
- TE VERDE Ponta – R\$/MWh;
- TE VERDE Fora Ponta – R\$/MWh.

Na Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010 [63], que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, tem-se a consideração que o horário de ponta é um período de 3 horas diárias, definidas por cada distribuidora (cada distribuidora tem sua janela de horário de ponta) baseada na curva de carga do sistema, aprovada pela ANEEL e que serve para toda sua área de concessão, com exceção do final de semana (sábado e domingo) e feriados. Enquanto o horário de fora ponta representa o período composto pelo conjunto de horas complementares às definidas como horário ponta.

Ainda na REN nº 414/2010 [63], existe a caracterização para o grupo A citado como o “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido em subgrupos”, separados pelos níveis de tensão:

- Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Como percebido na Figura 6-1, retirada de uma fatura da CEMIG, a UNIFEI se enquadra no subgrupo A4, com tensão de fornecimento de 13,8 kV na rede de distribuição da CEMIG.


 Cemig Distribuição S.A. CNPJ 06.981.190/0001-16 / Insc. Estadual 062.322136.0087 Av. Barbacena, 1.200 - 17º andar - Ala A1 - CEP 30190-131 - Belo Horizonte - MG		Acesse o Cemig Atende www.cemigatende.com.br Emergências: 0800 727 7520 <small>Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002</small>			
		Nº DO CLIENTE 7000051109	Nº DA INSTALAÇÃO 3009014351		
UNIFEI AV BPS 1000 EL. PINHEIRINHO 37500-179 ITAJUBA, MG CNPJ 21.040.001/0001-30 INSCRIÇÃO ESTADUAL 0000000000001		Referente a DEZ/2019	Vencimento 06/01/2020	Valor a pagar (R\$) 138.529,01	
NOTA FISCAL - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SÉRIEU - Nº033824978 - PTA Nº45.000014006.81					
Classe Poder Público	Subclasse Poder Publico Federal	Modalidade Tarifária THS Verde A4	Datas de Leitura Anterior Atual Próxima 01/11 01/12 01/01		Data de Emissão 03/12/2019

Figura 6-1 – Cabeçalho da Fatura da UNIFEI.

Por fim, e não menos importante, tem-se a classe e subclasse a qual a UNIFEI se enquadra como Poder Público na condição de Consumo Próprio. Essa classificação impacta no valor pago pela energia, pois influencia na alíquota de Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços, o ICMS, cobrada na conta de energia, onde, normalmente, para instituições públicas de ensino superior têm alíquota de 6% sobre o valor da tarifa homologada pela ANEEL.

Desta forma, conseguiu-se caracterizar o perfil tarifário da UNIFEI e buscar os valores de referência de tarifa, que representarão os custos com energia e o valor de referência para o custo evitado através das soluções propostas.

A ANEEL é a responsável pelo processo tarifário de todas as concessionárias e permissionárias de distribuição do Brasil, desta forma, é órgão que calcula e divulga os resultados de reajustes tarifários anuais. Isto é feito através das Resoluções Homologatórias, que são disponibilizadas no site da ANEEL. Para o caso específico da UNIFEI, que está na área de concessão da CEMIG, tem-se a Resolução Homologatória nº 3.046, de 18 de agosto de 2022 [64], que homologa os reajustes tarifários referentes à CEMIG Distribuição S/A, a qual retirou-se da página 7 as tarifas de referência, para todo o ano de 2022, indicados a seguir.

-
- Demanda: 16,54 R\$/kW;
 - TUSD P: 1.325,98 R\$/MWh;
 - TUSD APE P: 1.233,14 R\$/MWh;
 - TE P: 379,31 R\$/MWh;
 - TUSD FP: 117,81 R\$/MWh;
 - TUSD APE: 24,97 R\$/MWh;
 - TE FP: 231,69 R\$/MWh.

Por fim, é necessário considerar o valor da energia que seria contratada no caso de a unidade estar no Mercado Livre de energia. Neste cenário, como informado anteriormente, a energia é negociada de forma bilateral com agentes comercializadores ou geradores e seguem a precificação de acordo com as variações do mercado.

Existem diferentes tipos de energia comercializadas no mercado onde as mais usuais são a Energia Convencional e Energia Incentivada. O que caracteriza e diferencia esses tipos de energia são basicamente as fontes das quais elas se originam.

A Energia Convencional é originada de usinas de grande porte, de fontes hidráulicas e térmicas disponíveis no sistema e seu valor de mercado varia, de forma geral, de acordo com o nível dos reservatórios das hidrelétricas, previsões de afluência, oferta e demanda do mercado. Devido ao sistema ser majoritariamente alimentado por fontes hídricas, as condições de reservatório e afluência acabam por influenciar mais nas variações semanais dos preços.

Em consulta ao mercado feita no início de outubro de 2022, os valores da energia convencional atingiram os 120 R\$/MWh para uma contratação de energia do ano de 2023. Este valor é considerado baixo, devido às condições hídricas vistas desde o início de 2022, com a recuperação dos reservatórios, mas no ano de 2021 chegou ao patamar dos 400 R\$/MWh devido à crise hídrica vivida naquele período.

Esse tipo de energia pode ser consumido por todos os consumidores livres e em uma comparação grosseira, para que seja mais vantajosa, deve estar em níveis mais baixos que a TE do Mercado Cativo.

A Energia Incentivada é gerada a partir de fontes renováveis, normalmente de usinas fotovoltaicas, eólicas ou de biomassa, além de centrais hidrelétricas de capacidade reduzida. Sua valoração se dá a partir da disponibilidade destas fontes no sistema, que possuem características de sazonalidade com variações no mês a mês.

Esse tipo de energia carrega o benefício de fornecer desconto nas parcelas referentes ao uso da rede, Fio A e Fio B, incidentes na TUSD e podem ser consumidas por consumidores livres e especiais, sendo obrigatório para os consumidores especiais.

Os descontos variam de acordo com a fonte de energia e pode chegar de 50 a 100% das parcelas indicadas, e devido a este benefício acabam por serem valoradas de forma a incluí-los no preço. Seu valor em consulta a mercado para a Energia Incentivada 50%, que é mais comum e que será considerada para este estudo, chegou aos 150 R\$/MWh para 2023, com prêmio de 30 R\$/MWh quando comparada com a fonte convencional.

Devido aos valores dos diferentes tipos de energia variarem diariamente e serem influenciados por condições meteorológicas, mercadológicas e financeiras, considerar uma estimativa de retirada em certo período pode apresentar um risco no sentido destas condições não se manterem no curto, médio e longo prazo.

Buscando balizar melhor o indicador de valor de energia a ser utilizado neste estudo, será utilizado a referência do PLD. Segundo a CCEE [65], “Preço de Liquidação das Diferenças - PLD) é o resultado de um cálculo que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado”.

Basicamente, o PLD possui um valor mensal para a energia não utilizada e que pode ser contratada no mercado de curto prazo e é capaz de representar bem a “levar em consideração o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, e da economia que essa reserva proporcionará em combustíveis das usinas termelétricas” [65].

De forma prática, caso um agente consumidor opte por não fazer um contrato de energia que cubra seu lastro por um certo período, normalmente anos, ele fica sujeito a fazer essa contratação no MCP, sujeito a penalização caso não o faça. O

preço de energia no MCP vai seguir sempre o valor do PLD. E este preço, conforme indicado nos parágrafos anteriores, carrega em sua metodologia as variações citadas de oferta e demanda, condições de afluência e financeiras, caracterizando melhor uma precificação que as considere.

Tem-se a precificação horária do PLD, com “o modelo determinando a “precificação ideal para o momento, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para todos os submercados. Assim são obtidos os Custos Marginais de Operação - CMO para cada período e cada submercado” [65], que ao final do mês é condensado em um valor mensal em R\$/MWh, conforme é possível verificar na Figura 6-2 retirada da CCEE [65].

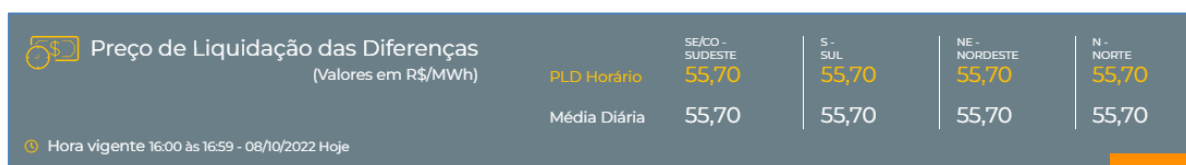


Figura 6-2 – PLD Setembro. Fonte: CCEE [65].

Desta forma, foi levantado o PLD médio de cada mês para os anos de 2018, 2019, 2020 e 2021, incluindo as variações para estes 4 anos, buscando uma média para definir o preço a ser utilizado em R\$/MWh que são considerados como energia convencional, conforme a Figura 6-3.

PLD (R\$/MWh)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2018	178,01	178,54	218,14	108,64	211,57	441,96	505,18	505,18	472,75	271,83	123,92	71,13
2019	84,76	164,24	154,15	42,35	50,95	78,52	177,49	211,33	218,52	273,89	317,28	227,3
2020	327,22	149,8	66,92	39,68	39,68	68,83	85,56	68,28	77,37	182,12	242,52	265,01
2021	239,02	162,68	78,02	88,55	189,32	328,76	583,88	583,88	583,88	578,58	501,78	380,57

Figura 6-3 – PLD Histórico. Fonte: CCEE.

Com a média de todos os valores indicados na Figura 6-3, considerou-se para este estudo o preço de 233,32 R\$/MWh. Para chegar ao valor da energia incentivada 50%, será acrescido um prêmio de 50 R\$/MWh, que em consulta ao mercado se considera um valor conservador, não possuindo histórico como o PLD por ser negociado bilateralmente entre os agentes de acordo com a disponibilidade da energia.

6.2. PERFIL DE CONSUMO

Este item tem por finalidade entender em partes o perfil de consumo da universidade para posterior avaliação da entrada da geração fotovoltaica e/ou armazenamento de energia. Através da análise das faturas de energia, foi possível verificar o comportamento do consumo durante o ano de 2019. Escolheu-se o ano de 2019, por ser este o dado mais atual que leva em conta a curva de consumo sem impacto da pandemia da COVID-19 que atingiu o Brasil e o mundo em 2020, alterando as características de consumo devido ao condicionamento de atividades não presenciais.

Portanto, considerando o histórico de consumo, os Gráficos 6-1 e 6-2:

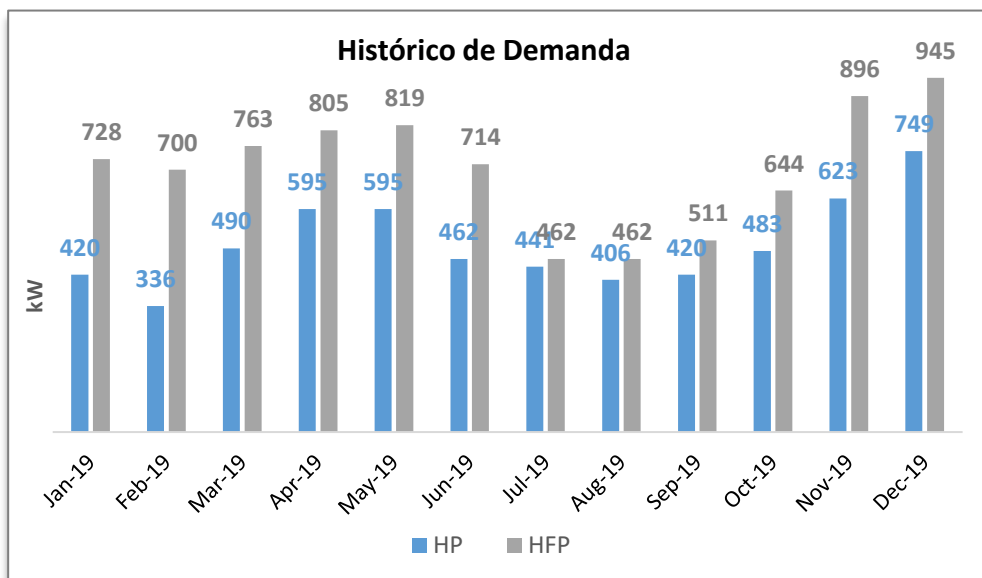


Gráfico 6-1– Histórico de demanda anual.

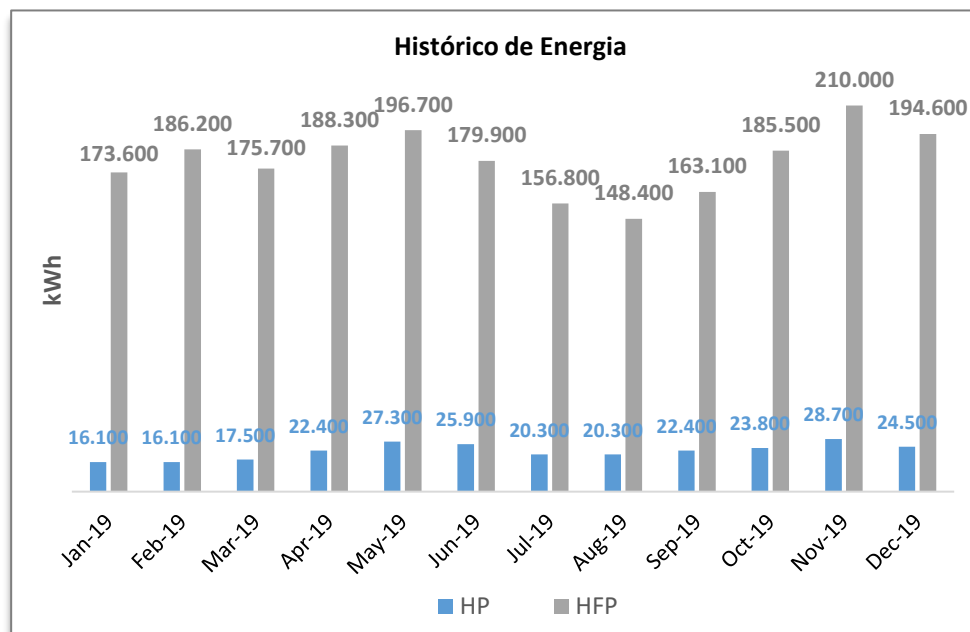


Gráfico 6-2– Histórico de consumo anual.

Diante do exposto, pode-se verificar de maneira visual a sazonalidade do consumo de energia na universidade. Nos meses de julho, agosto e setembro tem-se os menores consumos de energia e demanda, provavelmente atrelados ao período mais frio da cidade de Itajubá e da não existência de aquecimento elétrico.

Já nos meses de novembro, dezembro e maio, observa-se os maiores consumos, sendo novembro e dezembro meses historicamente de temperaturas elevadas, indiretamente demandando maior utilização da climatização.

Esta é uma análise importante, pois demonstra o perfil do consumo na ponta, que é potencial alvo de ação para sistemas de armazenamento na gestão do consumo de energia e para o perfil de sazonalidade do consumo que deve ser comparada com a sazonalidade da geração do sistema fotovoltaico a ser instalado.

De forma a aprofundar um pouco mais o detalhamento do perfil de consumo e dar insumos para as análises que serão feitas, foi levantado o perfil de consumo horário da UNIFEI. Através de dados de medição fornecidos pela prefeitura do campus que realizou a medição na subestação de entrada da unidade ao longo de todo o ano de 2018, realizou-se uma média para inferir o percentual de consumo para cada hora do dia e o resultado ficou conforme a Figura 6-4.

Média Anual do % Consumo Horário					
Hora	% consumo	Hora	% consumo	Hora	% consumo
01:00	3,24%	09:00	4,36%	17:00	5,47%
02:00	3,14%	10:00	4,98%	18:00	4,46%
03:00	3,09%	11:00	5,23%	19:00	4,49%
04:00	3,06%	12:00	4,81%	20:00	4,58%
05:00	3,07%	13:00	4,27%	21:00	4,41%
06:00	3,09%	14:00	5,23%	22:00	4,10%
07:00	2,83%	15:00	5,91%	23:00	3,60%
08:00	3,28%	16:00	5,96%	00:00	3,34%

Figura 6-4 – Média anual do percentual de consumo ao longo do dia.

É possível verificar que o consumo horário da UNIFEI possui os maiores percentuais em seu horário de funcionamento, porém com valores consideráveis nos demais horários, que provavelmente refletem a necessidade de iluminação no campus. O Gráfico 6-3 permite uma visualização melhor desta condição.

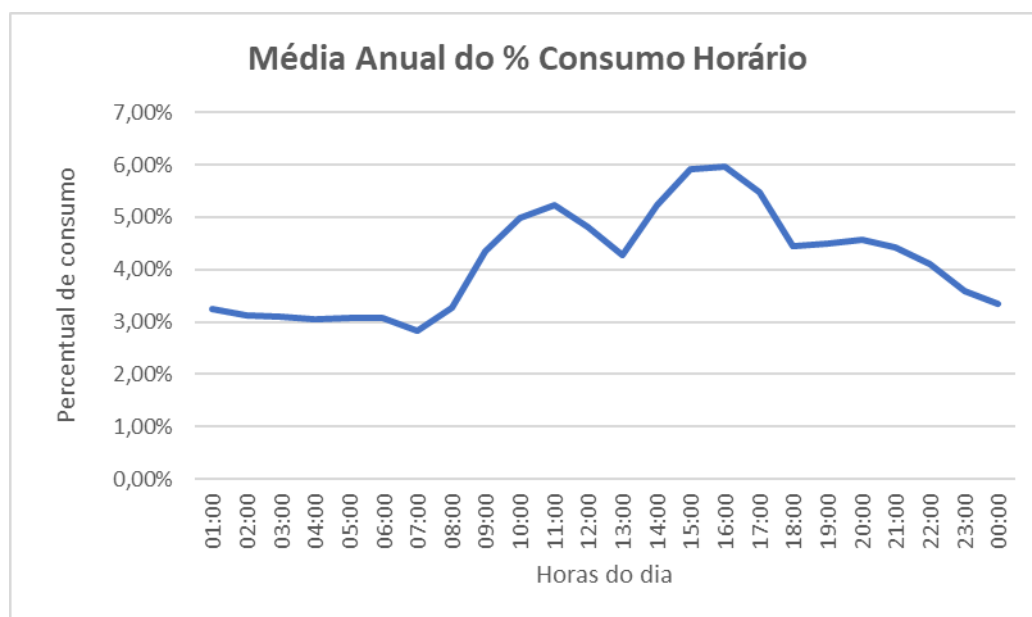


Gráfico 6-3 – Média anual do percentual de consumo ao longo do dia.

6.3. DIMENSIONAMENTO DAS SOLUÇÕES

6.3.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico foi contratado, conforme as orientações do Edital RDC nº 03/2018 UASG 158137 [4], e já foi instalado fisicamente na universidade, conforme a Figura 6-5 demonstra, não sendo necessário estimar o dimensionamento do sistema, apenas indicar as condições e estimar o potencial de geração.



Figura 6-5 – Vista aérea da instalação do sistema fotovoltaico na UNIFEI.

Avaliando o Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico, disponibilizado pela prefeitura do campus, pode-se levantar os dados de potência instalada, bem como a caracterização da quantidade dos equipamentos principais do sistema e suas marcas, conforme a Figura 6-6.

<p>GERADOR</p> <p>MARCA: JA SOLAR MODELO: JAM72S09-385/PR QUANTIDADE: 1584</p>	<p>POTÊNCIAS</p> <table border="1"><thead><tr><th>POTÊNCIA DO TRAFIO</th><th>EXISTENTE</th></tr></thead><tbody><tr><td>POTÊNCIA DE GERAÇÃO AC</td><td>500,0 kW</td></tr><tr><td>POTÊNCIA DE GERAÇÃO CC</td><td>609,84 kW</td></tr></tbody></table>	POTÊNCIA DO TRAFIO	EXISTENTE	POTÊNCIA DE GERAÇÃO AC	500,0 kW	POTÊNCIA DE GERAÇÃO CC	609,84 kW
POTÊNCIA DO TRAFIO	EXISTENTE						
POTÊNCIA DE GERAÇÃO AC	500,0 kW						
POTÊNCIA DE GERAÇÃO CC	609,84 kW						
<p>INVERSORES</p> <p>MARCA: GOODWE MODELO: GW50KLV-MT (50KW) QUANTIDADE: 10</p>							

Figura 6-6 – Caracterização do sistema fotovoltaico.

Tem-se claro, então, a potência do sistema em 610 kWp, representando a potência instalada em painéis fotovoltaicos, gerando energia em corrente contínua, além da potência de 500 kW, destacados em oito inversores de 50 kW, dois inversores de 35 kW e um inversor de 30 kW, convertendo a geração em corrente alterada

Aprofundando um pouco mais na caracterização do sistema, ele diagrama unifilar traz a divisão dos circuitos que foram montados para o sistema. Entender esta configuração será importante para desenhar o sistema num formato mais próximo ao que foi instalado no momento da simulação de sua geração.

A geração está dividida e 4 circuitos, sendo dois circuitos de 123,2 kWp com 100 kW, utilizando 4 inversores, conforme demonstrado nos QDG-FV 1 e 2 da Figura 6-7 em verde. Temos ainda mais 1 circuito de 184,8 kWp e 150 kW, utilizando 3 inversores, demonstrados no QDG-FV 3 em azul na Figura 6-8 e 1 circuito de 178,64 kWp e 150 kW, utilizando os 3 últimos inversores, indicados em amarelo no QDG-FV 4 da Figura 6-8.

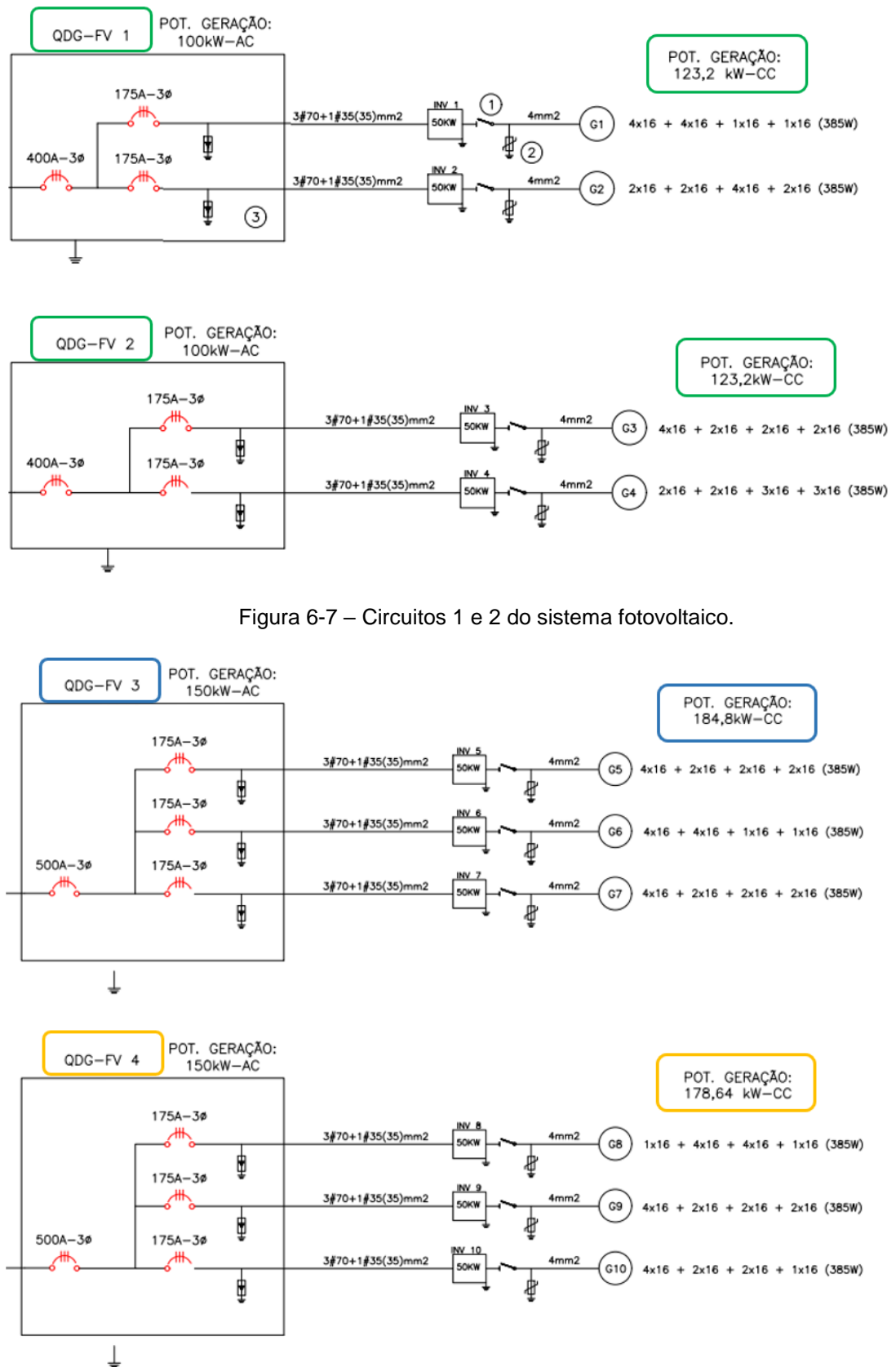


Figura 6-7 – Circuitos 1 e 2 do sistema fotovoltaico.

Figura 6-8 – Circuitos 3 e 4 do sistema fotovoltaico.

Finalizado a caracterização do sistema, o próximo passo é estimar a energia a ser gerada por este sistema de forma aproximada. Como o sistema ainda não foi autorizado a injetar energia e operar pela CEMIG, não há dados históricos de geração para incluir na análise.

Por isto, foi utilizado o software PVSyst para incluir as características do sistema e estimar a geração de energia ao longo de um ano. O PVSyst é um software muito utilizado em mercado para simular e auxiliar no dimensionamento de projetos de sistemas fotovoltaicos, incluindo a característica dos equipamentos, possibilitando a definição do layout de acordo com as condições físicas do local e incluindo bases meteorológicas para indicar a irradiação solar e produtividade de acordo com levantamentos históricos.

Trata-se de uma estimativa, incluindo condições muito próximas às levantadas do projeto instalado na UNIFEI, e as condições de simulação podem ser verificadas na Figura 6-9, retirada da simulação feita. Estes dados podem ser verificados no Anexo II.

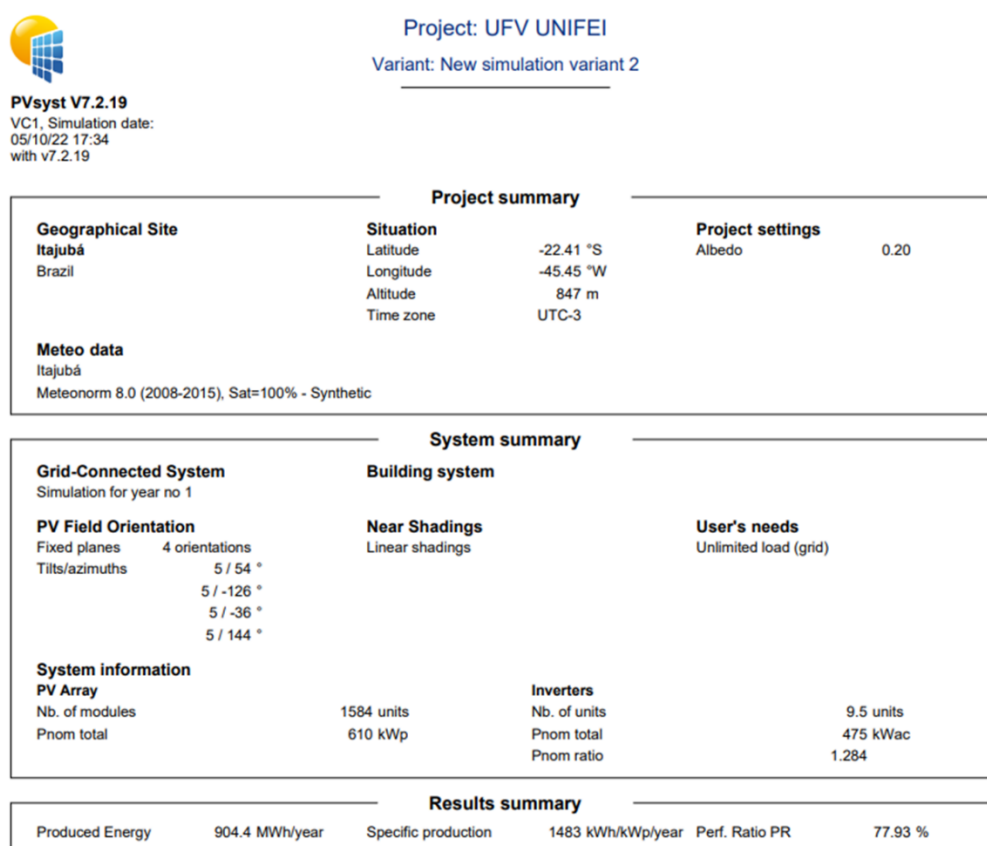


Figura 6-9 – Premissas e resultados da simulação do sistema fotovoltaico no PVSyst.

Na Figura 6-9 é possível verificar dados de entrada da localização do sistema no item *Project Summary*, que indica o sistema na cidade de Itajubá e a base meteorológica utilizada que é a Meteonorm 8.0.

No item de *System Summary* tem-se as características dos principais componentes do sistema, bem como orientações do sistema com relação ao movimento do sol e condições de inclinação da instalação, fatores que influenciam diretamente na geração de energia ao longo do ano.

O último item da Figura 6-9 apresenta *Results Summary*, que fornece o resultado em geração de energia ao longo de um ano, especificando a produtividade do sistema, que basicamente indica a capacidade de geração de energia por kWp instalado nas condições desenhadas, além de estimar a performance do sistema em percentual.

Ainda avaliando a simulação, o PVsyst permite que se tenha uma visão geral da variação da geração para cada mês do ano, incluindo desta conta as perdas nas placas e cabos de conexão CC (*Collection Loss*), e perdas nas conversões e cabos CA (*System Loss*), verificadas na Figura 6-10.

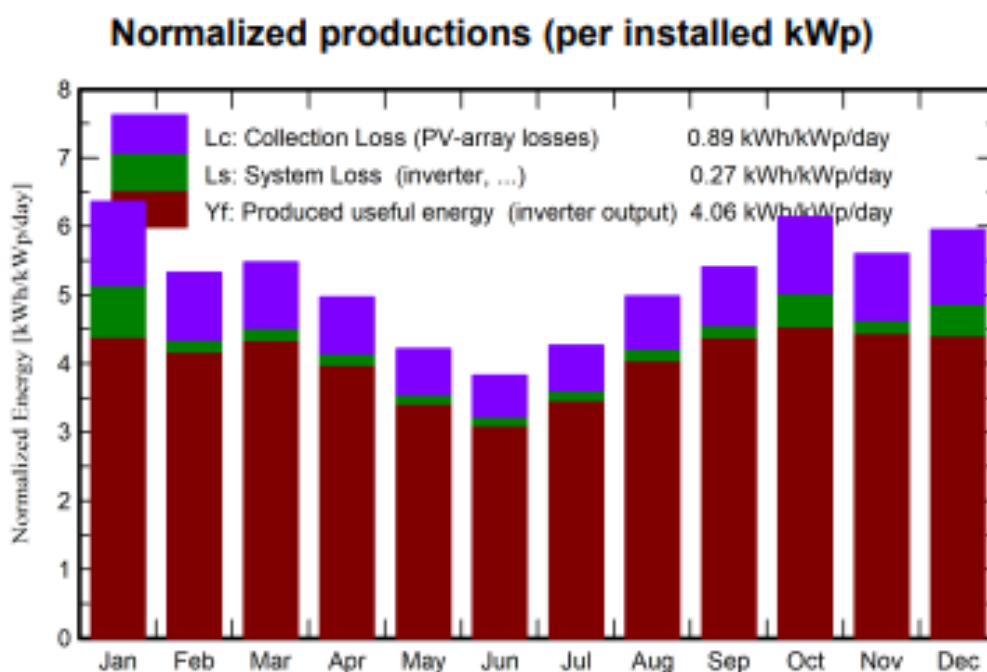


Figura 6-10 – Produtividade de geração e perdas da simulação no PVsyst.

É perceptível a variação da produtividade média (Energia por Potência CC) diária para cada mês do ano. Essa variação leva em conta as condições meteorológicas de nebulosidade para cada época do ano, além de incluir as variações de posicionamento do sol de acordo com as estações. Outro fator importante na Figura 6-10 é a proporção de perdas simuladas no sistema que chegam a 22%. Estas perdas estão melhor discretizadas na Figura 6-11.

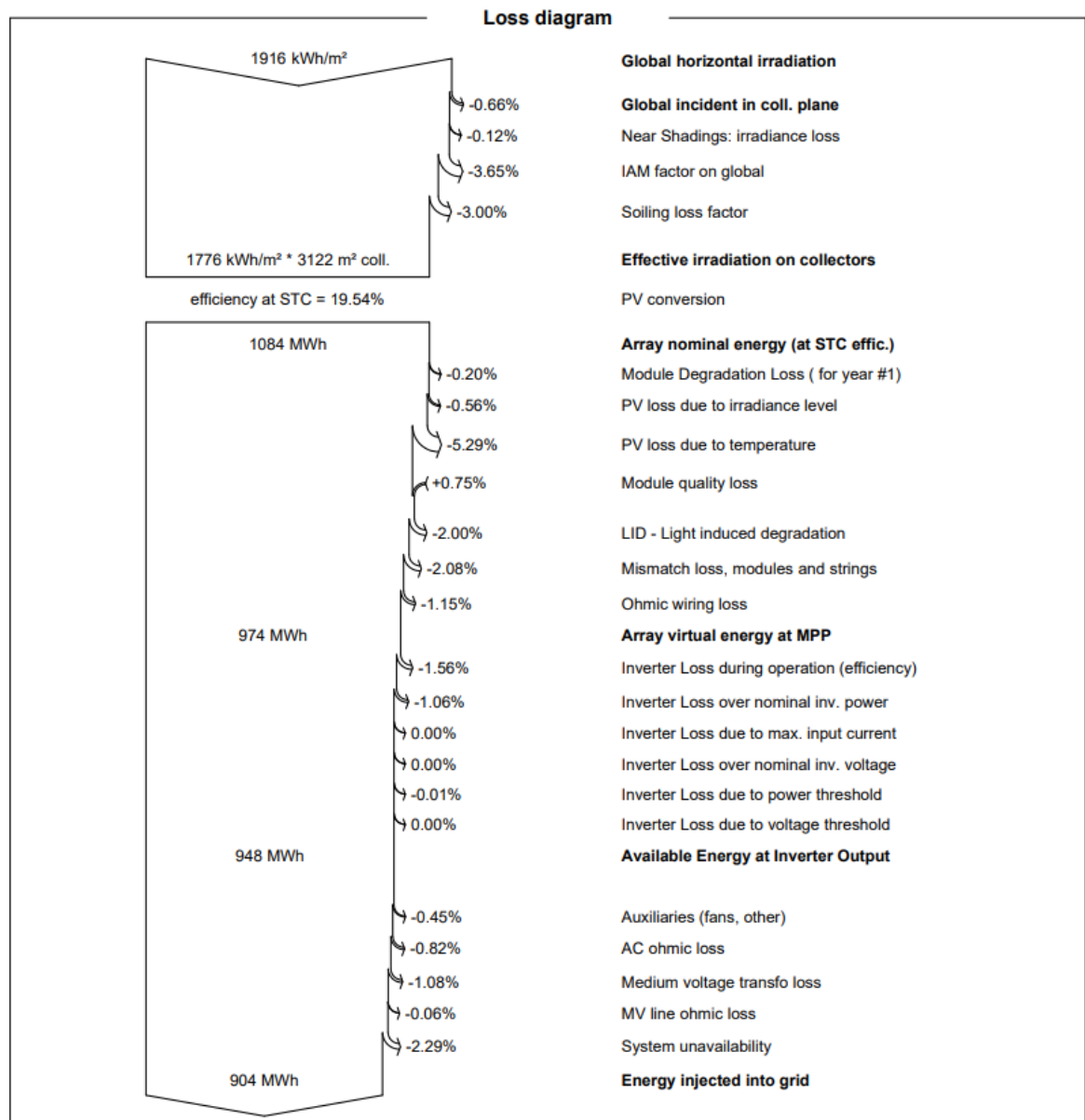


Figura 6-11 – Diagrama de perdas de geração.

Finalmente, é possível verificar em MWh os montantes de energia gerados para cada mês do ano na Figura 6-12, destacado na coluna intitulada de E_Grid

MWh, que indica basicamente a quantidade de energia injetada na rede interna da UNIFEI em MWh para cada mês do ano, destacada em vermelho.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	197.7	85.29	22.84	197.3	185.5	97.41	83.15	0.691
February	149.7	73.50	23.35	149.2	140.0	74.36	71.37	0.784
March	170.5	66.69	22.70	169.8	159.1	85.58	82.15	0.793
April	150.6	50.47	20.91	149.2	139.4	76.02	72.94	0.802
May	132.5	43.37	18.22	130.6	120.1	67.22	64.60	0.811
June	116.7	35.32	17.20	114.9	104.9	59.11	56.79	0.810
July	134.4	32.98	16.73	132.2	121.3	68.26	65.60	0.813
August	156.4	39.96	18.18	154.6	143.8	79.82	76.64	0.813
September	163.3	58.99	19.02	162.2	152.2	83.57	80.23	0.811
October	191.1	66.54	21.08	190.4	179.0	95.11	85.92	0.740
November	167.9	81.95	20.77	168.0	157.6	84.85	81.47	0.795
December	184.7	84.66	22.40	184.6	173.5	92.24	83.57	0.742
Year	1915.7	719.70	20.27	1903.1	1776.4	963.56	904.42	0.779

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 6-12 – Geração de energia ao longo do ano da simulação PVSyst.

Aqui, fica clara a amplitude desta variação, onde no mês de junho tem-se a menor geração, de 56,8 MWh, enquanto em outubro tem-se a estimativa de geração em 85,9 MWh, uma diferença de 29,1 MWh.

No cálculo de redução nos custos com energia nos casos deste estudo será utilizada a média de geração de 75,4 MWh por mês, que representa a média dos valores apresentados ao longo do ano e será feita uma aproximação para estimar a redução de custos anual da aplicação do sistema.

Levantando a informação de geração e consumo horário será possível estimar a parcela de geração que é consumida instantaneamente pela carga e a parcela que é injetada na rede de distribuição. Para isto, retirou-se da simulação do PVSyst esta estimativa, indicada no Gráfico 6-4.

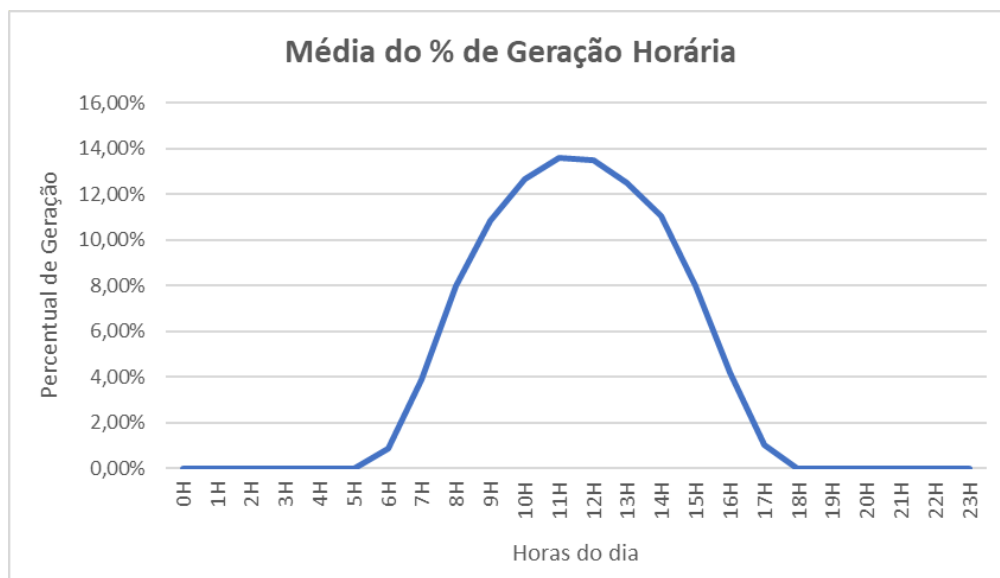


Gráfico 6-4– Média anual do percentual de geração ao longo do dia.

A distinção destes dois itens será importante pois a estimativa de custos para o que é consumido instantâneo à geração vai representar uma redução total na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), enquanto o que for injetado pode representar a redução total ou não a depender do caso. No caso que envolve geração distribuída ele representara uma redução total, mas no caso de autoprodução ele representaria uma redução apenas na parcela de encargos, já citada no capítulo 5.

Por último e mais importante, tem-se, segundo o edital de contratação do sistema, que o investimento para a compra dos equipamentos, usualmente chamado de CAPEX, chegou ao valor de R\$ 2.428.087,20, informação que será necessária para avaliar os resultados financeiros dos casos que envolvam a aplicação do sistema fotovoltaico. Outra premissa técnica e financeira levantada em mercado trata dos custos com Operação e Manutenção (O&M) destes sistemas ao longo dos anos. Na consulta feita, a estimativa mais verificada foi o custo de 1% do CAPEX por ano.

A vida útil destes sistemas pode chegar a 25 anos com degradações anuais de 0,5%, sendo que os inversores possuem vida útil de até 15 anos, sendo necessário prever uma troca dos inversores para que se atinja os 25 anos.

6.3.2. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Como citado no início deste artigo, o armazenamento de energia não possui uma regulamentação definindo os modelos de aplicação desta solução e como

ocorre a compensação financeira para cada um deles. Desta forma, conseguiu-se valorar apenas aplicações que tragam um benefício de custo evitado, sendo possível, desta forma, analisar a viabilidade econômico-financeira da aplicação do armazenamento. De maneira geral, aplicações que possuem este perfil de evitar custos são aplicações pelo lado da demanda, em aplicações *behind the meter* ou, em português, atrás do medidor de energia do consumidor.

Para utilização pelos consumidores no Brasil, em aplicações que não sejam a de *Backup* de energia que se aplicam a qualquer situação, é necessário que o consumidor tenha condições tarifárias para tal. Consumidores do grupo A, já citados neste artigo, que possuem a tarifação binômica podem fazer o uso desta aplicação no controle e/ou redução dos custos com contratação de demanda, além de possuírem diferenciação nos valores de tarifa volumétrica de ponta e fora de ponta, que permitem a arbitragem no consumo de energia através da aplicação de baterias.

Para o estudo de caso, o enfoque da aplicação da solução de armazenamento irá considerar apenas a aplicação para gestão de consumo de ponta e fora de ponta, buscando reduzir os custos com energia arbitrando o momento de consumo. Isso se dá, basicamente, deixando de consumir energia da rede de distribuição na ponta, onde a tarifa é mais cara, através do despacho do sistema de armazenamento já carregado no horário fora de ponta, onde a tarifa é mais baixa.

Diferente do sistema fotovoltaico, o sistema de armazenamento não foi pauta de edital para contratação e por este motivo deve ser estimado seu dimensionamento e preço. Buscando-se levantar as informações para um sistema mais aderente ao que é oferecido em mercado atualmente, foi feita uma consulta a uma empresa que oferece a solução e apoiou-se nas premissas para calcular estes parâmetros.

O primeiro ponto abordado foi com relação à tecnologia do armazenamento, mais especificamente na composição química da bateria eletroquímica. Foi sinalizado que devido a condições de tamanho físico, eficiência, degradação e preço, a bateria de Íon de Lítio é a tecnologia que vem sendo mais aplicada para casos de armazenamento de energia para a aplicação de deslocamento de carga

Na sequência, foram levantadas premissas técnicas sobre as soluções de bateria de Íon de Lítio presentes no mercado e que são fundamentais para se dimensionar o tamanho do sistema para atender o consumo da universidade.

A profundidade de descarga representa a fração máxima a ser descarregada em um ciclo que preserve as condições químicas da bateria e não prejudicar a vida útil do sistema. Em equipamentos de primeira linha a profundidade de descarga a ser considerada no dimensionamento é de 90%.

Outro item importante é a eficiência de ciclo, que basicamente vai representar o percentual de energia que foi efetivamente armazenado e depois despachado depois de descontadas as perdas desta transformação química, que na tecnologia a ser utilizada apresenta valores em cerca de 97%. Outra eficiência que se deve incluir nos cálculos é a do inversor da bateria, que converte a energia despachada em CA para que seja utilizada na rede. O fator utilizado para eficiência destes inversores chega a 97%.

Definidos os principais parâmetros, é necessário definir o volume de energia a ser armazenado por ciclo. Utilizando a média do consumo no horário ponta, que é o montante que se quer deslocar, tem-se ao longo do ano uma média de consumo, neste posto tarifário, de 22,11 MWh por mês. Este é o parâmetro principal para definir o porte do sistema.

Avaliando que o posto tarifário de Ponta ocorre somente em dias de semana, descontando feriado, considerou-se 21 dias úteis por mês, conforme a calculadora financeira [66] do portal do investidor, para um consumo de 22,11 MWh por mês. A necessidade em MWh de despacho por dia fica representada a seguir:

$$N_d = (\text{Consumo Ponta}_m / \text{Dias úteis}) \quad (6-1)$$

onde:

N_d Necessidade de armazenamento diária;

Consumo Ponta_m é a média de consumo no horário de ponta

Dias úteis é a quantidade de dias úteis por mês

Tem-se como resultado 1,053 MWh por dia. Na sequência, para calcular a capacidade em MWh do sistema, precisa-se dividir a Necessidade diária pelos parâmetros de dimensionamento: Profundidade de descarga, Eficiência de ciclo e Eficiência do inversor:

$$C = \frac{N_d}{(P_d \cdot \varepsilon_c \cdot \varepsilon_i)} \quad (6-2)$$

onde:

C Capacidade do sistema de armazenamento, em MWh;

N_d Necessidade de armazenamento diária, em MWh;

P_d Profundidade de descarga, em %;

ε_c Eficiência de ciclo, em %;

ε_i Eficiência do inversor, em %;

Com os valores do denominador em 90%, 97% e 97%, respectivamente, chegamos a uma capacidade de 1,243 MWh, que representa o porte do sistema de armazenamento.

Conforme indicado no Caderno de MMGD da EPE [67], utilizou-se um valor de referência de 4.500 R\$/kWh para o CAPEX, levantado em 2020 para sistemas de armazenamento no formato *turn key*, no português, chave na mão, que significa o custo final do projeto para recebê-lo operando.

Multiplicando o porte pelo CAPEX, tem-se um valor de investimento estimado em R\$ 5.594.947,08 e para o O&M foi levantado em mercado um custo de 0,5% do valor do CAPEX por ano de operação com vida útil entre 10 anos com 80% da capacidade e 15 anos com 70% da capacidade de armazenamento, indicando uma depreciação de 2% ao ano.

6.3.3. SOLUÇÕES COMBINADAS

Caso seja feita a aplicação das soluções combinadas, elas ocorreriam em momentos diferentes, e as características técnicas seriam as mesmas indicadas para o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento de forma combinada.

Portanto, seria necessário um sistema capaz de gerar, em média, 75,4 MWh de energia por mês e sendo capaz de arbitrar o momento de consumo de 22,11

MWh/mês de energia. Seu custo de investimento seria R\$ 8.023.034,28, acumulando todas as condições de vida útil, degradação e custos com operação e manutenção das duas soluções.

6.4. GESTÃO DE CONSUMO E GERAÇÃO HORA-A-HORA

6.4.1. CONSUMO VS GERAÇÃO: INJEÇÃO DE ENERGIA NA REDE

Conforme indicado no capítulo 6.2, foi verificado a curva de percentual de consumo média da universidade. Ela se originou de um levantamento da medição na entrada da unidade que permitiu a verificação do consumo ao longo de um ano.

No capítulo que tratou da simulação da geração, também foi levantado uma média de geração horária para a usina ao longo do ano, utilizando também a média de cada dia do ano.

Essas verificações, quando cruzadas, permitem que se verifique os momentos em que o consumo é maior que a geração e os momentos em que a geração é maior que o consumo, onde, neste último caso, tem-se a injeção de energia na rede devido ao fato de carga não conseguir absorver instantaneamente a geração.

Este indicativo de energia injetada na rede poderia ser verificado na Geração Distribuída, onde a fatura indicaria esta quantidade para na sequência abater do consumo. Já na contabilização do mercado livre, esta quantidade injetada seria verificada nos dados de medição do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE e seria contabilizado como lastro para a liquidação do agente.

Para este último caso do Mercado Livre, a energia injetada também tende a alterar os custos com o uso do sistema de distribuição, verificados na fatura de distribuição como TUSD. Tem-se então que, para o montante de energia que é gerado e consumido de forma instantânea, sem que ocorra a injeção, não passa pelo medidor, não sendo contabilizado e, portanto, representa uma redução de toda a tarifa TUSD.

Para a quantidade que é injetada, essa contabilização permite, como citado no capítulo 5, alocação de geração própria, e em cima desta quantidade é paga a tarifa TUSD APE, que é reduzida, quando comparada com a TUSD, dos encargos CDE, CCC e PROINFA, custando menos ao autoprodutor.

Retornando ao cenário de injeção da universidade, para se entender a quantidade de energia injetada foi levantado a potência horária médio de cada mês, conforme o Gráfico 6-5, que inclui a curva de carga média horária de cada mês do ano.

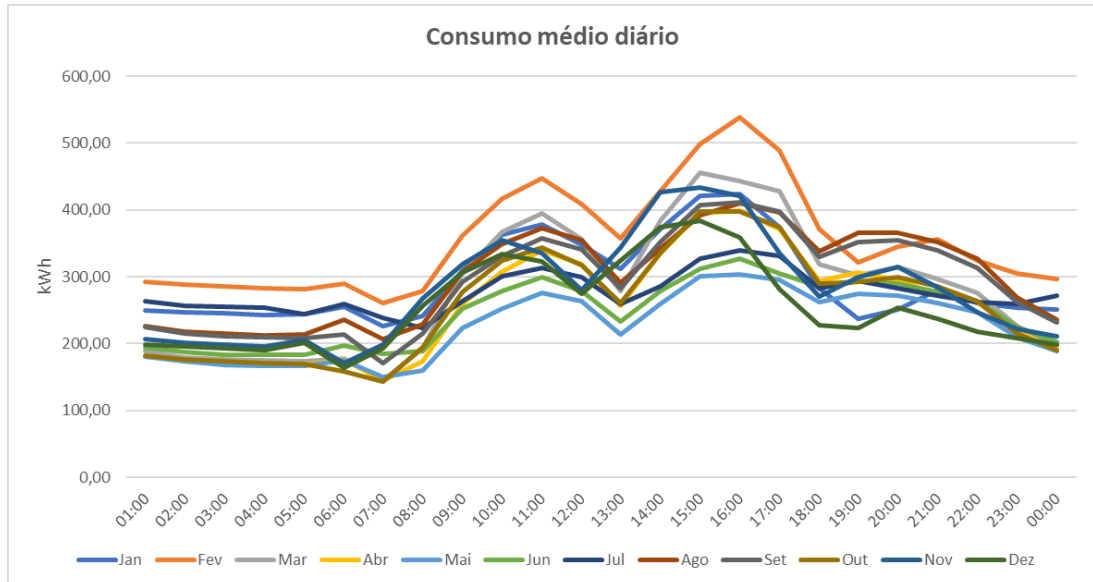


Gráfico 6-5 – Consumo médio diário.

Como fica claro no Gráfico 6-5, tem-se variações no perfil de carga horária para cada mês do ano, num fator conhecido como sazonalização do consumo, que ocorre devido a condições operativas da universidade, mudanças climáticas entre os meses e atividades que possam ocorrer de forma esporádica. Essas variações ocorrem, inclusive, entre os dias do mesmo mês, mas utilizou-se a curva e carga média para cada mês para unificar os dados.

Da mesma forma que a curva de carga, foi estimada a geração fotovoltaica horária média para cada mês, conforme o Gráfico 6-6.

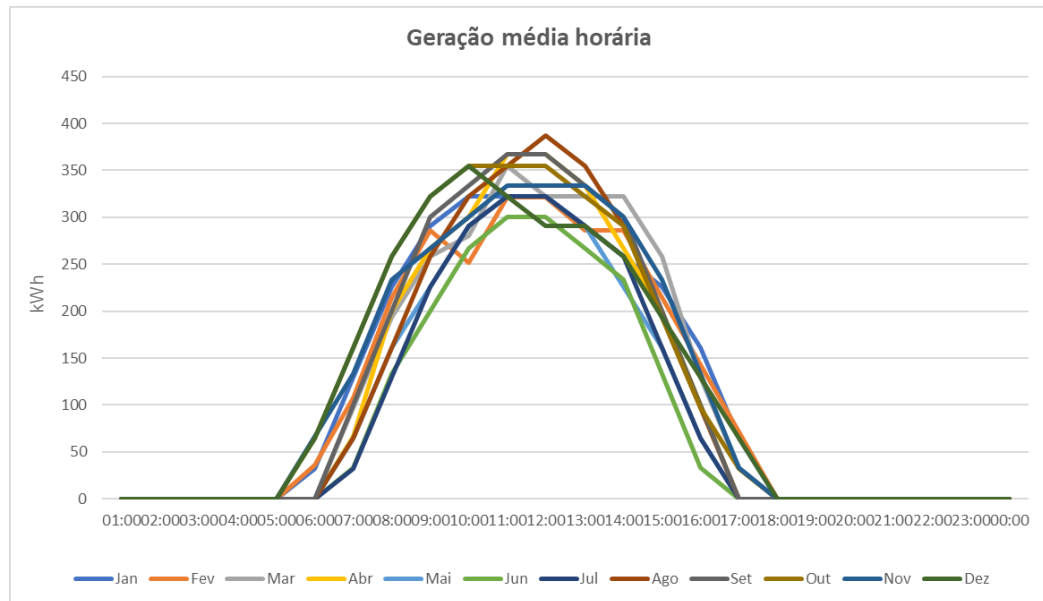


Gráfico 6-6 – Geração média horário.

Ao se cruzar as duas curvas, os horários que possuírem geração maior que o consumo representará os momentos de injeção de potência na rede da concessionária. O Gráfico 6-7 demonstra o cruzamento destes dados considerando o mês de agosto para visualização.

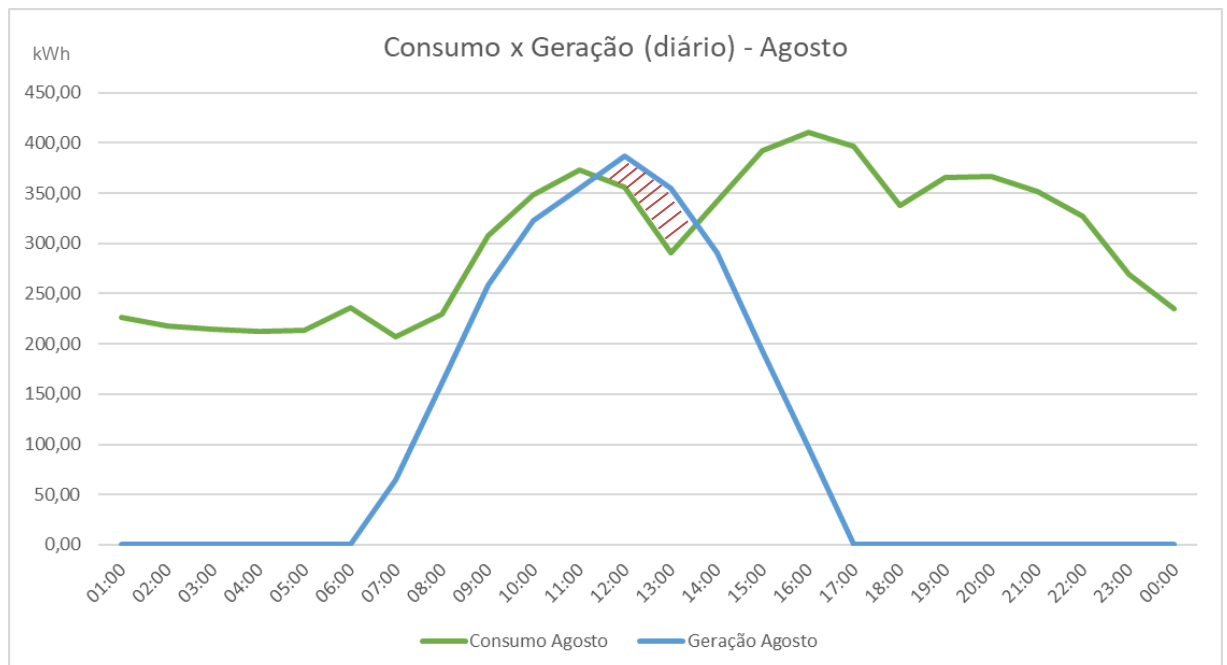


Gráfico 6-7 – Consumo x Geração (diário) para o mês de agosto.

A área hachurada em vermelho representa a energia que é injetada na rede

de distribuição para 1 dia, que representou 44,22 kWh, que ao longo do mês acumulará 1,370 MWh, representado uma baixíssima parcela dos quase 77 MWh estimados de geração para agosto. Ao fazer o cruzamento para todos os meses do ano, tem-se na média, uma injeção de 2,91 MWh por mês.

6.4.2. PLD HORÁRIO NO MERCADO LIVRE

Para os casos que serão avaliados com o cenário da unidade consumidora/geradora da universidade no Mercado Livre, a variação do perfil de consumo horário para cada caso acaba por afetar ainda mais um item que compõe os custos de energia: o PLD Horário na contabilização dos valores a liquidar.

Até 2020 o PLD era calculado de forma semanal dividido em 3 patamares de carga: leve, médio e pesado. Neste formato, entendia-se que a valoração da energia não era capaz de repassar sinais eficientes da variação no custo da operação, ao qual chamou-se neste mesmo capítulo de CMO. Como indicado pela COPEL em [68], “Ao longo de uma semana, dificilmente as condições do sistema permaneciam aquelas estimadas na semana anterior, gerando ineficiência e custos para os consumidores (sob a forma de encargos)”.

A CCEE passou, então, a calcular de forma horária o PLD em 2018, mas ainda sem a vigência neste formato, chamado de PLD Sombra. Foi feito esse movimento para verificar as variações e estudar um modelo de aplicação eficiente para a precificação horária. A partir de janeiro de 2021 o PLD Horário entrou em vigência e todos os dias desde então a CCEE calcula o PLD para as próximas 24 horas do dia seguinte para cada submercado do SIN.

De maneira prática, a variação do preço da operação ao longo do dia pode causar um custo ou ganho para o agente, de acordo com a curva de consumo e a curva do contrato que lastreia este consumo. Em geral, os contratos de energia são registrados pelos vendedores de maneira *flat*, que divide o montante contratado no mês igualmente entre as horas.

Já o consumo de energia do agente é medido pelo SCDE também de forma horária e possui uma característica variável ao longo das horas, de acordo com a operação da carga.

A apuração para cada hora, fará a comparação entre o montante consumido

e a quantidade de contrato disponível, trazendo uma necessidade de “compra” de energia para aquele horário no caso de o consumo ser maior ou “venda” de parte do contrato no caso de o consumo ser menor que o contrato naquele horário. Como o preço varia de hora em hora, ao se fazer essa conta para todas as horas e somar ao final do mês pode-se ter um resultado de custo ou de valor a receber.

É importante entender que, neste caso da contabilização do PLD horário para a liquidação, pouco importa se o valor do PLD está alto ou baixo, pois o que acaba por influenciar neste resultado é a variação entre os valores ao longo do dia e até ao longo do mês, bem como se o perfil do consumo da carga está maior em períodos de maior ou menor custo. A álgebra desta conta pode ser verificada nas fórmulas 6.3 e 6.4

$$V_h = (\text{Consumo}_h - \text{Contrato}_h) * PLD_h \quad (6-3)$$

onde:

V_h Valor em R\$ da contabilização do PLD em uma certa hora;

Consumo_h é o consumo da unidade durante o intervalo de uma determinada hora em MWh;

Contrato_h é o contrato disponível para o agente durante o intervalo de uma determinada hora em MWh;

PLD_h é o preço da liquidação das diferenças em uma determinada hora em R\$/MWh.

$$V_m = \sum_{h=0}^n V_h \quad (6-4)$$

onde:

V_m Valor em R\$ da contabilização do PLD no mês;

V_h Valor em R\$ da contabilização do PLD em uma certa hora;

n quantidade de horas no mês em questão.

Em todos os casos que serão avaliados no Mercado Livre, tem-se a aplicação

de alguma solução que acaba por alterar este perfil de consumo. No caso da aplicação do sistema fotovoltaico, toda a energia gerada e consumida no mesmo momento ocasionará uma redução do consumo quando comparada com a condição atual onde não ocorre geração e como essa geração também tem um perfil variável, tende a distorcer essa curva.

No caso da aplicação do armazenamento tem-se o deslocamento das três horas de ponta para os horários em que o PLD tiver o menor valor, trazendo uma distorção menor, porém mais significativa por poder escolher carregar a bateria e, conseqüentemente, consumir mais energia quando a energia é mais barata.

De forma a buscar entender a diferença entre os cenários, foi retirado da CCEE uma média de PLD para cada hora do dia, conforme a Tabela 6-2.

Tabela 6-1 – Média do PLD horário. Fonte: CCEE [69].

Hora	Submercado	Média PLD
0	SUDESTE	223,96
1	SUDESTE	211,78
2	SUDESTE	208,38
3	SUDESTE	206,55
4	SUDESTE	206,85
5	SUDESTE	209,05
6	SUDESTE	215,88
7	SUDESTE	215,88
8	SUDESTE	220,89
9	SUDESTE	224,79
10	SUDESTE	227,84
11	SUDESTE	227,88
12	SUDESTE	227,88
13	SUDESTE	229,04
14	SUDESTE	230,71
15	SUDESTE	231,68
16	SUDESTE	232,05
17	SUDESTE	231,68
18	SUDESTE	234,57
19	SUDESTE	234,65
20	SUDESTE	233,56
21	SUDESTE	232,78
22	SUDESTE	230,37
23	SUDESTE	226,25

Fica evidente que existe ao longo do dia variações no preço da energia, indicando que o caminho pelo preço horário é o mais correto. Tem-se uma variação de

amplitude de 206,55 R\$/MWh que ocorre na madrugada até 234,65 R\$/MWh que ocorre em uma das horas da Ponta.

Para conseguir realizar a comparação nos cenários dos casos, foi traçada uma média horária do consumo no cenário atual, sem geração ou armazenamento, uma média horária de consumo para o caso com a geração, uma média horária de consumo para o caso com armazenamento e finalmente uma média horária de consumo com as duas soluções aplicadas. O resultado pode ser verificado no Gráfico 6-8.

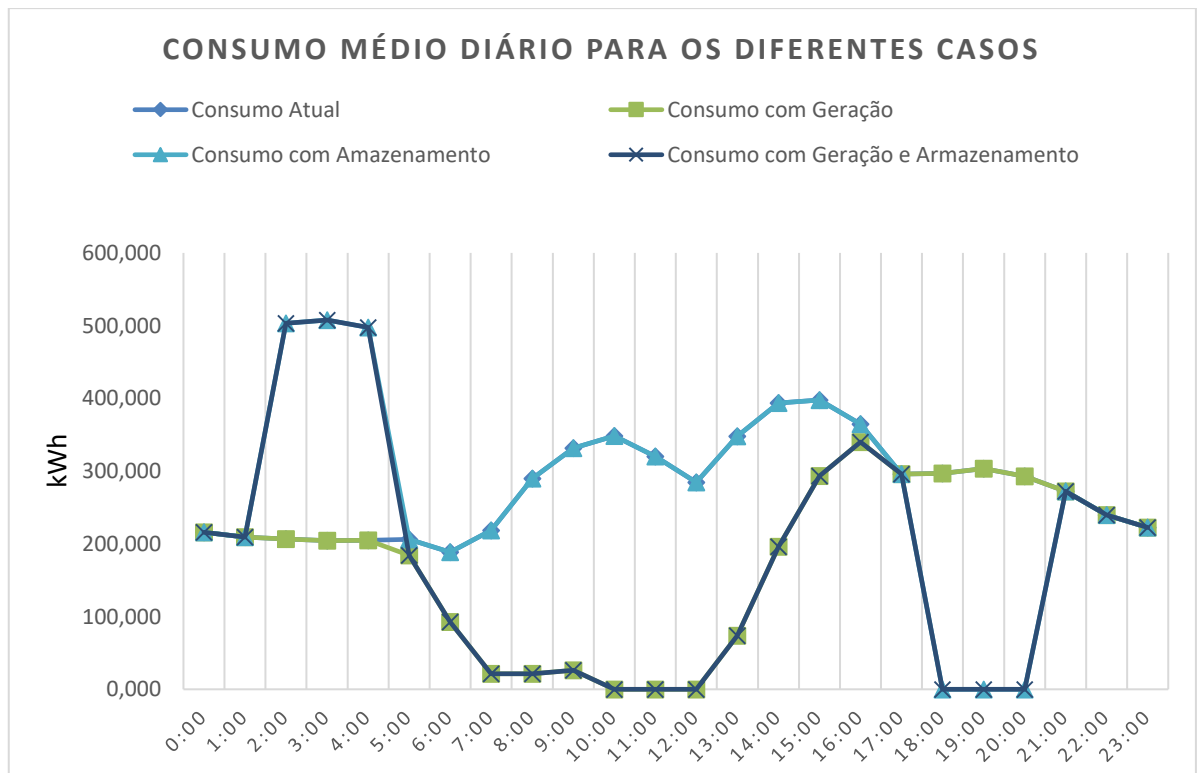


Gráfico 6-8 – Curva de carga x Geração (diário) para o mês de agosto.

Ao se aplicar as fórmulas 6.3 e 6.4 para cada perfil de consumo e considerando que o contrato seria exatamente a necessidade ou consumo dividido pela quantidade de horas do mês, no formato *flat* citado anteriormente, e extrapolando a condição para o mês todo, tem-se os resultados indicados da Tabela 6-3 e inclusos no Anexo I da dissertação.

Tabela 6-2 – Resultado da liquidação média do PLD horário em um mês.

Cenário	Resultado (R\$)
Consumo Atual	R\$ 313,97

Consumo com Geração	R\$	375,83
Consumo com Armazenamento	-R\$	357,76
Consumo com Geração e Armazenamento	-R\$	419,63

Fica claro que nos cenários do consumo atual e com a geração, o perfil de consumo da unidade representaria um custo enquanto nos cenários que se tem o armazenamento fazendo a arbitragem do momento de consumo os valores se invertem e passam a representar um ganho. Nos dois casos, os valores são marginais perto do valor total das contas de energia, porém indicam que não seria um item que poderia impactar de alguma forma a análise desta dissertação.

6.5. LEVANTAMENTO DOS CUSTOS EVITADOS

Serão descritos neste item as especificidades de cada caso e os valores e contas detalhadas podem ser encontrados no Anexo II desta dissertação.

6.5.1. CUSTO EVITADO CASO 1

O primeiro caso é da aplicação somente do sistema de geração fotovoltaica no modelo de Geração na Própria UC, onde serão avaliados o valor investido no sistema, ou *CAPEX – Capital Expenditure*, os custos evitados com a geração de energia com base nas tarifas pagas atualmente na universidade, as quais já foram demonstradas no Capítulo 3 desta dissertação, e considerações de custos inerentes à manutenção e operação do sistema, ou *OPEX – Operational Expenditure*, todos replicados à um fluxo de caixa estimado por todo o período de vida útil do sistema, para então avaliar os resultados financeiros.

O caso da UNIFEI, que é objeto do estudo, se enquadra no modelo de Geração na Própria UC e devido ao porte do sistema, é caracterizado como minigeração, acima de 75 kW. Neste caso em específico, o sistema de geração adquirido é capaz de gerar parte do consumo da universidade, trazendo uma menor necessidade de injeção de energia na rede da distribuidora quando comparado com um sistema dimensionado para autossuficiência total de energia.

Como a unidade está entrando em operação antes de 2023, tem-se para este caso da aplicação do sistema fotovoltaico o sistema de compensação de créditos de

acordo com as regras da REN 482/12, que permite a compensação de todas as parcelas das tarifas TUSD e TE, além de ter esta condição mantida até 2049 pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

Além disto, por se localizar em Minas Gerais, que possui isenção total do ICMS de energia de acordo com o Decreto nº 47.231, de 4 de agosto de 2017 [52], a injeção ou não de energia na rede não representa impactos nos resultados financeiros da compensação de crédito, exatamente por a isenção fazer 1 MWh Injetado ser igual a 1 MWh consumido.

6.5.2. CUSTO EVITADO CASO 2

No Caso 2 tem-se a aplicação do sistema de armazenamento indicado neste capítulo para arbitrar os horários de consumo de energia da rede. Ao se aplicar o sistema de armazenamento, a unidade deixa de consumir energia da rede durante as 3 horas do posto tarifário Ponta, que possui tarifas maiores.

Neste momento, o sistema de armazenamento suprirá as necessidades da carga para que ela não utilize energia da rede no momento que a tarifa é maior. Para poder despachar a energia o sistema de armazenamento faz seu carregamento no período Fora de Ponta, aumentando o consumo neste momento exatamente na mesma proporção do que se é consumido na Ponta. Outra possibilidade seria, em caso de aumento da potência instalada do sistema PV, armazenar o excedente de energia produzida durante as horas de sol pleno para utilizar no horário de ponta, não utilizando energia da rede da concessionária neste caso.

Desta forma, o valor pago pela energia na Ponta é arbitrado para o valor da energia no horário Fora de Ponta e esta diferença representará o custo evitado deste caso. É importante salientar que na condição de consumidor cativo não existe a necessidade de avaliar um melhor horário para o carregamento, pois todas as demais horas apresentarão o mesmo valor de tarifa, no caso de adquirir energia da rede.

6.5.3. CUSTO EVITADO CASO 3

O Caso 3 reúne basicamente as duas soluções anteriores no Mercado Cativo, reduzindo o consumo através da geração e arbitrando o consumo da Ponta para Fora de Ponta. Da mesma forma, serão incorporados ao primeiro caso o CAPEX

necessário para o acréscimo do sistema de armazenamento, bem como os custos evitados e custos operativos, para então avaliar os resultados financeiros para esta solução.

Existiria a possibilidade de ambos os sistemas compartilharem os inversores, porém a tecnologia contratada no sistema fotovoltaico não é aplicável ao sistema de armazenamento e, portanto, este custo não poderia ser otimizado.

6.5.4. CUSTO EVITADO CASO 4

Na Autoprodução de Energia ou APE tem-se a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, conforme Decreto 2.003/96 (Art. 2º, Inciso II, par. 27) no Mercado Livre. A destinação da energia elétrica para uso exclusivo – traço característico do regime de autoprodução – não constitui uma relação jurídica, pois o mesmo sujeito – autoprodutor – gera e consome a energia produzida. Não há comercialização, mas simples transferência de energia no âmbito de uma só pessoa jurídica, que gera e consome a energia produzida.

Autoprodução local é quando a geração e unidade de consumo se encontram instalados no mesmo local, sem a utilização do SIN.

Na visão de benefícios regulatórios, a condição de autoprodução local a energia produzida é destinada diretamente à unidade de consumo situada no mesmo local, por meio das instalações do gerador. Não há o uso do sistema de distribuição da distribuidora, não acarretando o pagamento da TUSD nem de qualquer encargo setorial. A geradora poderá ser conectada ao sistema de distribuição para fins de exportar eventual energia excedente ou de importar energia do sistema na eventualidade de paradas, programadas ou não, da geração.

Nesse caso, sobre a parcela injetada haverá a redução percentual acima apontada, assim como não incidirão os encargos setoriais comentados além do Encargo de Serviços do Sistema por Restrição Elétrica - ESS-RE que incidem na liquidação financeira da CCEE.

Encargos do gerador/autoprodutor como autorizado pela ANEEL, o autoprodutor, a partir da entrada em operação da central geradora, fica sujeito a realizar o AGP e abater as parcelas do CDE e PROINFA incidentes na TUSD. Sobre esse

montante, sempre no limite do consumo, será aplicado pela distribuidora a TUSD APE, que retira estes encargos citados

Redução em 50% da TUSD, na produção e no consumo da energia, aplicada a empreendimentos de geração solar e eólica com potência injetada na rede de até 30 MW. Como autorizado pela ANEEL, o autoprodutor, a partir da entrada em operação da central geradora, fica sujeito a alguns encargos financeiros decorrentes da exploração da energia elétrica.

Para o restante do consumo que não será gerado, será feito um contrato em mercado de energia incentivada 50%, que para o caso da UNIFEI apresentaria o melhor resultado. Este tipo de energia permite o desconto de 50% na demanda e em parte da TUSD Ponta, que possui parcelas de fio em sua composição.

Ainda nos custos considerando o Mercado Livre, são inclusos os encargos ESS e EER, além dos valores avaliados do PLD Horário.

Finalmente, será necessário adquirir e instalar um sistema de medição e faturamento próprio, devido à condição de Autoprodução, que contempla basicamente os medidores, transformadores de potencial e de corrente, painéis e sistema de comunicação com link de VPN dedicado. Em consulta ao mercado, foi informado que a solução fechada de um SMF é cotada em cerca de R\$ 100.000,00 e este valor será acrescido ao CAPEX neste caso.

6.5.5. CUSTO EVITADO CASO 5

Assim como no Caso 2, tem-se a aplicação do sistema de armazenamento indicado neste capítulo para arbitrar os horários de consumo de energia da rede no Caso 5, existindo aqui apenas uma diferença que a arbitragem das tarifas vai funcionar apenas para a parcela TUSD, pois a energia é negociada bilateralmente no Mercado Livre e não possui diferença devido ao horário de consumo.

As premissas gerais de Mercado Livre indicadas no caso anterior se aplicam aqui, excluindo apenas os itens indicados a respeito da autoprodução. Existe a questão que a TUSD Ponta que será arbitrada possui desconto de 50% e por este motivo acaba por diminuir o resultado desta arbitragem. Aqui não há a necessidade da instalação de SMF próprio como no caso de geração.

6.5.6. CUSTO EVITADO CASO 6

O Caso 6 reúne basicamente as duas soluções anteriores no Mercado Livre, reduzindo o consumo através da geração e arbitrando o consumo da Ponta para a Fora de ponta apenas na TUSD. Da mesma forma que o Caso 3, tem-se o CAPEX composto pela soma das duas soluções, incluindo também o custo necessário para instalação do SMF.

6.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE

A análise de custos evitados demonstra o benefício gerado pelo investimento nas soluções propostas, porém este benefício é relativo apenas ao primeiro ano de operação. Para se analisar a viabilidade financeira de empreendimentos como este, deve-se buscar entender como se comportarão estes benefícios no longo prazo, normalmente o prazo de vida útil certificado do sistema.

Para estimar esse comportamento é necessário indicar como os componentes que compõem a análise de custo evitado se reajustam ao longo do tempo e, através destes reajustes, montar um fluxo de caixa estimado nos próximos 25 anos. Neste fluxo de caixa será incluído ainda o valor investido na solução, ou como visto anteriormente, o CAPEX, além dos custos com operação e manutenção do ativo, que de acordo com o estudo da Greener do 3º Tri de 2019 [70] para o porte de 1,3 MWp/1MW, porte muito próximo ao do sistema a ser instalado na universidade, é considerado 2% do valor do CAPEX por ano.

A seguir, são indicados os reajustes e demais considerações que afetam nos resultados do custo evitado ao longo dos anos:

- Reajuste de tarifa: Considerado a curva de reajustes para a CEMIG da TR Soluções, até o ano 5 e posterior a isso uma consideração da projeção de IPCA para 2025, que é de 3,00%, de acordo com boletim Focus de outubro [71];
- Degradação da Geração Fotovoltaica: Conforme a *databooks* de diversas marcas de módulos, são considerados degradações acumulativas de 0,5% da geração a cada ano;

-
- Degradação do sistema de armazenamento: Conforme informação da empresa que repassou a cotação de preços para o armazenamento, a degradação é de 2% por ano;
 - Reajuste nos custos com Operação e Manutenção: Foi considerado que os custos com operação e manutenção seguirão os reajustes de acordo com a inflação que atualmente é de 2,7% para 2024, de acordo com Banco Central;
 - Reinvestimento em Inversores/Armazenamento: Foi considerado a necessidade de reinvestimento dos ativos após o 12 ano. Representa o reinvestimento em inversores, normalmente considerado em análises para sistemas fotovoltaicos. Também foi considerado para reinvestimento do sistema de armazenamento, considerando a redução apresentada no Caderno de Baterias da EPE [67];
 - Para utilização do indexador de comparação na análise financeira, foi considerada a taxa SELIC meta para 2023, ano que supostamente seria plausível a entrada em operação dos casos. No Boletim Focus de outubro a SELIC para 2023 está estimada em 11,25% [71].

Importante salientar que os índices de reajuste foram balizados com os utilizados em análises de viabilidade no mercado de energia, não representando o melhor método de análise, necessariamente.

6.7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Definidos os seis casos a serem estudados, o primeiro passo é estudar qual o custo evitado em cada uma das soluções propostas. Como verificado no Anexo II foi verificado um custo mensal médio da fatura atual da universidade como consumidor cativo sem aplicação de nenhuma solução. Com valores atuais de tarifa, o custo médio mensal da universidade ficou em R\$ 133.449,63 e após este levantamento, será feita a estimativa de custo após a aplicação dos casos e medida a diferença entre eles e este custo de referência para entender um sinal de custo evitado.

A Tabela 6-3 e Tabela 6-4 em anexo faz um comparativo disto considerando o consumo médio de energia na universidade e demonstrando, para cada caso, em que se aloca o custo evitado no modelo tarifário para cada caso, comparando-o com o custo com energia atual. Estes resultados estão detalhados no Anexo II.

Na Tabela 6-4, tem-se os resultados da aplicação das soluções considerando o Mercado Cativo com a compensação da Geração Distribuída para o sistema fotovoltaico e as tarifas vigentes de energia do cativo para o armazenamento, na Tabela 6-5, tem-se a visão da Autoprodução no Mercado Livre para aplicação com geração e as tarifas de TUSD para o Armazenamento no Mercado Livre.

Tabela 6-3 – Resumo do custo evitado - Cativo

#	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Solução	Fotovoltaico	Armazenamento	Fotovoltaico + Armazenamento
Custo Evitado/mês	R\$ 29.762,50	R\$ 33.678,94	R\$ 63.441,44
Custo Evitado/ano	R\$ 357.150,01	R\$ 404.147,22	R\$ 761.297,24

Tabela 6-4 – Resumo do custo evitado - Livre

#	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Solução	Fotovoltaico	Armazenamento	Fotovoltaico + Armazenamento
Custo Evitado/mês	R\$ 51.338,02	R\$ 34.001,65	R\$ 67.077,58
Custo Evitado/ano	R\$ 616.056,24	R\$ 408.019,77	R\$ 804.930,93

6.7.1. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Para avaliar o resultado, foi criada a figura próxima ao de um fluxo de caixa dos resultados verificados no primeiro ano, considerando todas as premissas indicadas no item anterior a este. Foi feita a projeção dos custos no formato atual, considerando os reajustes estimados para cada parcela da fatura, formando a base de comparação.

É importante destacar que a análise considera premissas de reajustes definidas de acordo com orientação de análises encontradas atualmente em mercado e que, do ponto de vista de análise financeira, possuem hipóteses e limitações em seus resultados no que tange os reajustes para as parcelas de custo e o valor a ser considerado no *retrofit* de equipamentos como inversores.

Em seguida, foram projetados os resultados de cada caso indicado, de forma a criar uma comparação projetada para cada ano de cada caso com a base e desta forma sinalizando como seriam os ganhos com custo evitado ao longo dos anos. Desta forma foi possível incluir na análise ainda as diferenças de reajustes para cada caso, deixando a análise ainda mais confiável.

Para avaliar estes resultados ao longo do tempo foram verificados três métodos: do Valor Presente Líquido - VPL, o da Taxa Interna de Retorno - TIR e ainda o *Payback* Simples. A intenção não é de buscar avaliar qual método traz o melhor resultado, mas sim de comparar os casos entre si, para se ter uma sensibilidade dentre as possibilidades qual se apresenta melhor e qual a distância dela para as outras.

O VPL ou Valor Presente Líquido, que traz a valor presente todos os resultados projetados do fluxo, considerando uma taxa de desconto e o compara com o valor de investimento. E o mais comumente utilizado que é a TIR, Taxa Interna de Retorno, que é a taxa de desconto do fluxo de caixa projetado que zera o VPL, devendo ser maior que o custo de oportunidade do investidor.

Após a estimativa do fluxo de caixa, considerando as premissas levantadas ao longo deste artigo, aplicou-se as ferramentas de análise de viabilidade de TIR, VPL e *Payback* simples. Segundo a Treasy, blog especializado em análises financeiras, "a Taxa Interna de Retorno (TIR) é um método muito utilizado para análise da viabilidade de projetos de investimento e no campo da engenharia econômica" [72].

"O VPL traz ao valor presente um valor futuro. Ele representa a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de um projeto de investimento em valores monetários atuais (de hoje)" [72]. Nesta análise a taxa utilizada para avaliar o VPL será de 11,25%.

Já o *payback* representa o tempo em anos em que fluxo de caixa recupere o

mesmo valor investido. Apesar de somar valores em diferentes anos do fluxo de caixa, deixando frágil a análise, o *payback* é considerado em diversas análises de viabilidade do mercado.

Desta forma, tem-se os seguintes resultados para os casos analisados no mercado cativo:

Tabela 6-5 – Resultados Caso 1.

Caso 1:	Fotovoltaico
TIR	18,13%
VPL (11,25%)	R\$ 1.580.545,03
PAYBACK SIMPLES	7

Tabela 6-6 – Resultados Caso 2.

Caso 2:	Armazenamento
TIR	3,82%
VPL (11,25%)	-R\$ 2.688.656,84
PAYBACK SIMPLES	19

Tabela 6-7 – Resultados Caso 3.

CASO 3:	Fotovoltaico + Armazenamento
TIR	9,45%
VPL (11,25%)	-R\$ 1.108.111,81
PAYBACK SIMPLES	10

Para os casos do mercado livre tem-se os seguintes resultados:

Tabela 6-8 – Resultados Caso 4.

Caso 4:	Fotovoltaico
TIR	32,73%

VPL (11,25%)	R\$ 6.208.883,86
PAYBACK SIMPLES	4

Tabela 6-9 – Resultados Caso 5.

Caso 5:	Armazenamento
TIR	16,82%
VPL (11,25%)	R\$ 3.198.475,98
PAYBACK SIMPLES	7

Tabela 6-10 – Resultados Caso 6.

CASO 6:	Fotovoltaico + Armazenamento
TIR	13,96%
VPL (11,25%)	R\$ 1.984.262,93
PAYBACK SIMPLES	8

Basicamente, serão julgados como viáveis os casos que possuírem um VPL positivo, indicando que o projeto pode render acima da taxa definida, que para esta análise foi a SELIC em 11,25%. No caso da TIR, o resultado que apresentar percentual acima da SELIC pode ser considerado viável pelo motivo de render mais do que um investimento garantido que seria indexado minimamente à taxa SELIC.

Avaliando os resultados, fica perceptível que os melhores resultados estão nos casos 1 e 4, onde a solução aplicada é da geração fotovoltaica. Avaliando as motivações, fica claro que o valor investido no sistema fotovoltaico de certa forma retorna pelo custo evitado.

Tem-se um resultado muito maior considerando o caso 4, devido à condição da migração ao mercado livre incrementar ainda mais o custo evitado nesta situação e em todas as aplicadas neste mercado.

Isso se deve basicamente ao fato da migração ao ACL trazer reduções em

parcelas de fio devido à energia incentivada, além de possuir um valor de energia reajustado à previsão do Índice de Preços no Consumidor - IPCA e não aos reajustes previstos pela TR Soluções, que são agressivos na TE para o mercado cativo.

Tem-se um resultado considerado inviável para aplicação do Caso 2, de armazenamento no mercado cativo, com resultados negativos de VPL e *payback* de 19 anos. Apesar de o custo evitado ficar muito próximo ao do Caso 5 na aplicação da mesma solução no mercado livre, o resultado ao longo do tempo é prejudicado no mercado cativo devido aos reajustes acima de 40% previstos para energia neste caso.

O fato de o custo evitado nos dois casos ficarem próximos também intriga, porém é justificado devido ao fato que no mercado cativo, tem-se arbitragem de TUSD+TE ponta para a fora de ponta e no mercado livre tem-se apenas a parcela TUSD sendo arbitrada. Porém, no livre tem-se reduções inerentes à migração e ao consumo de energia incentivada, que acaba por cobrir a não arbitragem da TE no caso do cativo e, além disso, traz reajustes mais previsíveis ao longo prazo.

Finalmente, avaliando os casos de soluções combinadas, tem-se o Caso 3 considerado inviável financeiramente, enquanto o Caso 6 traz resultados positivos, da mesma forma que nos outros casos no ACL, puxados pela redução intrínseca à migração e reduções inerentes a este movimento.

É importante frisar que no Caso 3, tem-se um resultado que acaba mesclando a viabilidade da geração com a inviabilidade do armazenamento, trazendo um cenário mediano e com possibilidades de viabilidade à medida que o CAPEX do armazenamento diminua.

Seguindo esta visão do impacto da principal premissa para o resultado que é o CAPEX, será avaliada uma análise de sensibilidade dos valores considerados, de forma a tentar sensibilizar os patamares de investimento que passariam a viabilizar as soluções de armazenamento.

6.7.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO ARMAZENAMENTO

A análise de sensibilidade visa avaliar o comportamento dos resultados com a alteração de algumas premissas definidas. Neste caso a premissa que será sensibilizada será o CAPEX de sistemas de armazenamento, tendo em vista que os

resultados financeiros das soluções que o incluem apresentaram os piores resultados.

Desta forma, considera-se a variação do preço de 4.500 R\$/kWh, levantado no Caderno de Baterias da Empresa de Pesquisa Energética - EPE [67] e considerando variações de queda de 5% em 5%, para avaliar como os resultados se comportariam com a redução.

Tabela 6-11 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 2.

Caso 2 - Armazenamento			
CAPEX (R\$/kWh)	TIR	VPL	Payback (anos)
4.500	3,82%	-R\$ 2.688.656,84	19
4.275	4,44%	-R\$ 2.366.748,99	18
4.050	5,12%	-R\$ 2.044.841,13	17
3.825	5,84%	-R\$ 1.722.933,28	16
3.600	6,64%	-R\$ 1.401.025,42	15
3.375	7,51%	-R\$ 1.079.117,56	14
3.150	8,47%	-R\$ 757.209,71	13*

Tabela 6-12 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 3.

Caso 3 – Fotovoltaico + Armazenamento			
CAPEX (R\$/kWh)	TIR	VPL	Payback (anos)
4.500	9,45%	-R\$ 1.108.111,81	10
4.275	9,94%	-R\$ 786.203,96	10
4.050	10,45%	-R\$ 464.296,10	9
3.825	11,00%	-R\$ 142.388,24	9
3.600	11,58%	R\$ 179.519,61	9
3.375	12,19%	R\$ 501.427,47	8
3.150	12,85%	R\$ 823.335,32	8

Tabela 6-13 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 5.

Caso 5 - Armazenamento			
CAPEX (R\$/kWh)	TIR	VPL	Payback (anos)

4.500	16,82%	R\$ 3.198.475,98	7
4.275	17,62%	R\$ 3.520.383,83	7
4.050	18,48%	R\$ 3.842.291,69	7
3.825	19,43%	R\$ 4.164.199,54	7
3.600	20,47%	R\$ 4.486.107,40	6
3.375	21,61%	R\$ 4.808.015,25	6
3.150	22,89%	R\$ 5.129.923,11	6

Tabela 6-14 – Sensibilidade CAPEX unitário Caso 6.

Caso 6 – Fotovoltaico + Armazenamento			
CAPEX (R\$/kWh)	TIR	VPL	Payback (anos)
4.500	13,96%	R\$ 1.984.262,93	8
4.275	14,46%	R\$ 2.291.251,96	8
4.050	15,00%	R\$ 2.598.240,99	8
3.825	15,56%	R\$ 2.905.230,01	7
3.600	16,16%	R\$ 3.212.219,04	7
3.375	16,81%	R\$ 3.519.208,07	7
3.150	17,50%	R\$ 3.826.197,10	7

De maneira prática, a sensibilidade do valor de investimento do armazenamento nos casos do ACL já possuía viabilidade financeira e tiveram os resultados melhorados à medida que o valor do CAPEX reduz. É importante avaliar, o que ficou um pouco claro na avaliação dos resultados entre a solução de armazenamento e a solução conjunta de armazenamento mais fotovoltaico, que os resultados no segundo caso melhoram de forma mais tímida que o primeiro. Uma explicação para isso é a saturação da comparação do valor investido versus o custo evitado, que no segundo caso se apresenta com melhorias menores nos resultados quando comparado ao primeiro.

No Caso 2, onde a solução de armazenamento é aplicada sozinha e no ACR e que apresentou o pior resultado entre todos os casos, avaliando a sensibilidade não se encontrou viabilidade nem mesmo com a redução de 30% do CAPEX do

armazenamento. Isso demonstra que a relação entre o valor investido pelo custo evitado ainda se demonstra imaturo do ponto de vista da viabilidade.

Importante é não generalizar esta condição a nível nacional pelo motivo de que as tarifas para cada região variam e existem distribuidoras onde o delta entre a tarifa de ponta e fora de ponta é maior que as tarifas da CEMIG aplicadas na universidade, fazendo aumentar o custo evitado nesses locais.

Finalmente no Caso 3, com redução do CAPEX em 20% já foi verificada uma TIR acima da SELIC e o VPL positivo, apresentando viabilidade financeira para o projeto.

7. CONCLUSÕES GERAIS

7.1. CONCLUSÕES GERAIS

Após passar por diversos tópicos que caracterizaram a dissertação de forma técnica, regulatória e ainda trazendo sensibilidades de operação do mercado fica claro que a movimentação e direcionamento a uma operação mais sustentável e eficiente do ponto de vista financeiro, vem incentivando cada vez mais a avaliação das possibilidades de mercado.

O papel dos agentes nesta tendência também fica cada vez maior ao longo do tempo, ao passo que atualmente os consumidores de energia estão buscando avaliar e entender melhor as possibilidades de não ficarem passivos aos aumentos e evoluções tecnológicas as quais se está vivendo.

Desta forma, a avaliação de soluções eficientes, explorando todas as possibilidades de otimização cada vez mais serão importantes para a evolução do mercado de energia e do próprio sistema elétrico.

Fica claro, que após analisar as possibilidades, nem todos os agentes estão, atualmente, praticando o melhor formato de operação, corroborando com a condição de que existe bastante espaço para as melhorias, ganhos financeiros e difusão de novas tecnologias no mercado.

Existe uma visão geral de quais práticas ainda se encontram longe de viabilizar e se pulverizar no mercado, mas os resultados verificados aqui mostram que ao explorar as possibilidades, talvez seja possível maiores aplicações de tecnologias que tragam sustentabilidade a operação do sistema e que são capazes de aliviar em momentos críticos.

As aplicações de geração fotovoltaica e de armazenamento químico de energia são sustentáveis do ponto de vista ambiental devido ao fato da geração com fonte limpa e renovável e o armazenamento traz alívio ao sistema em momentos de maior utilização, o que acaba por demandar menos ampliação do sistema de transmissão/distribuição.

Avaliando os resultados, tem-se 4 casos com viabilidade financeira e que fariam com que a universidade, de fato, tivesse uma economia a longo prazo em suas aplicações. Sendo que olhando para os mercados, houve 1 viabilidade para o ACR dentre 3 casos analisadas e 3 viabilidades de 3 casos no ACL, demonstrando grande vantagem no resultado financeiro para este mercado.

Isso só corrobora com a tendência de migrações que foram vistas ao longo dos anos devido a esta otimização nos custos com energia. Novamente, é importante indicar que parte do resultado positivo dos casos avaliados no mercado livre são devidos a essa migração que por si só traz um custo evitado importante, quando comparado com o cenário do consumo no mercado cativo.

No mercado cativo houve o pior resultado com a aplicação do armazenamento, que apesar do resultado do custo evitado ser relevante, o valor investido nesta tecnologia ainda se apresenta alto para trazer retorno financeiro, sendo que este caso só deveria ser aplicado no caso de algum outro motivador além do financeiro.

É importante avaliar que segundo a EPE [67], o preço da tecnologia da solução de armazenamento deve sair de 4.500 R\$/kWh para cerca de 2.000 R\$/kWh em 2030, cenário que facilmente passaria a viabilizar essa tecnologia e ampliar sua aplicação nas unidades.

Finalmente, avaliando o que de fato está sendo aplicado hoje na universidade que é a geração fotovoltaica no mercado cativo como Geração Distribuída apresenta viabilidade financeira com resultados estimados em 18,13% de TIR e *payback* na casa dos 7 anos, resultado financeiro muito bom para uma aplicação destas. Porém, verificou-se através do Caso 4 que a mesma aplicação, incluindo uma migração desta unidade ao ACL poderia potencializar este resultado duplicando o resultado de TIR para 32,74% e trazendo o *payback* para 4 anos.

Essa informação é muito importante pois acrescentaria uma mudança que tende a trazer um custo de investimento ínfimo perto do que já foi investido pela universidade e com resultados muito superiores.

Além disso, tem-se no ACL o cenário que inclui a aplicação do armazenamento trazendo resultados de viabilidade financeira com TIR em 13,96% e *payback*

em 8 anos, o que demonstra que um movimento deste poderia possibilitar uma aplicação de armazenamento que possibilitaria ganhos operativos na universidade além de conhecimento do funcionamento de uma tecnologia que promete ser muito aplicada no médio, longo prazo.

7.2. AVALIAÇÃO DOS MELHORES RESULTADOS

Fica claro que os resultados da aplicação das soluções são potencializados ao se fazer o movimento do ACR para o ACL. Isso é verificado atualmente mesmo sem aplicação de soluções, conforme demonstrado no capítulo de Mercados com os volumes de migrações ao longo dos anos.

Desta forma, entende-se que o caminho de se migrar a unidade para o Mercado Livre tende a ser o mais vantajoso do ponto de vista financeiro, considerando as premissas que foram indicadas ao longo desta dissertação. Porém, as operações neste ambiente não são tão simples quanto no Mercado Cativo.

Devido ao fato do próprio agente ser o responsável pela sua contratação de energia existe um risco inerente com relação aos contratos a serem fechados. Como foi dito, os preços variam de um dia para o outro e a definição do melhor momento de se contratar acaba por representar a possibilidade de, devido à necessidade de contratação, nem sempre se conseguir contratar num momento favorável.

Esse risco deve levar em conta as variações que foram indicadas e que podem fazer o preço variar como a afluência de chuvas, níveis de reservatório, perfil da carga, além de se incluir nessa equação a necessidade da unidade consumidora, que pode, por exemplo, precisar contratar num período em que o preço está maior sob o risco de penalização por lastro de energia.

Outro ponto de atenção nas operações do ACL é que há um número maior de obrigações e ações a serem desempenhadas no mês-a-mês. No ACR existe apenas uma fatura, que é enviada pela distribuidora de energia, que engloba todos os custos referentes à energia elétrica, já no mercado livre são pelos vários meios de pagamento que precisam ser gerenciados: fatura de energia, fatura de distribuição/transmissão, encargo de energia de reserva e a manutenção dos valores de liquidação financeira na conta do agente custodiante desta operação, que é o Bradesco.

É importante destacar que é necessário ter atenção nas operações mensais, sob risco de penalização financeira e até desligamento da CCEE, e na contratação de energia e estratégia sobre as variações de preços, para garantir os melhores resultados e justificar a migração.

Desta forma, é necessário existir uma figura dentro da unidade que se responsabilize por esta operação ou buscar em mercado um gestor de energia para que seja acompanhada as operações e obrigações. Este serviço é amplamente encontrado em mercado e possui um custo que pode ser fixo no mês-a-mês, variável pela quantidade de MWh gerenciado ou até, feito com um percentual sobre o ganho mensal da unidade quando comparado com o cativo.

Finalmente, é importante destacar que este custo não foi incluído na análise exatamente pelo fato de ter sido consideradas premissas médias para preços, encargos e demais custos operativos que com uma gestora de energia podem ser potencializados através da verificação de possibilidades de otimização nos custos devido a diversos fatores como queda nos preços, reajustes tarifários, SWAP de energia, alterações de regras e normas, entre outros.

8. RECOMENDAÇÕES DE ESTUDO FUTUROS

Esta dissertação traz em conjunto uma planilha de análise para verificação dos resultados da aplicação de duas soluções nos dois ambientes de contratação possíveis. Esse cálculo se encontra pronto, sendo possível apenas alterar as premissas consideradas.

Uma das premissas que mais afeta o estudo no caso da solução de geração fotovoltaica é o porte do sistema e o dimensionamento de sua capacidade de geração. Como já foi aventado em conversas com os professores, existe a possibilidade de ampliação do sistema para cerca de 1 MWp de potência instalada, que poderia ser pauta de um estudo para verificação dos resultados neste cenário.

Outro fator é a questão técnica e operativa de um sistema fotovoltaico em conjunto com o sistema de armazenamento. Nesta dissertação foram explorados os resultados financeiros dos casos levantados, sem passar pelo impacto de sua entrada na rede da UNIFEI. Um estudo utilizando softwares de simulação do funcionamento da rede considerando essas soluções poderia demonstrar outros impactos

inerentes à qualidade de energia e variação de índices como nível de tensão, fator de potência e energia reativa.

Finalmente o estudo considera na análise a média de consumo e geração para uma medição de resultados. Explorar essa análise considerando a variação de cada mês tanto na geração, quanto no consumo pode trazer mais luz aos resultados ao longo do ano para o responsável pela gestão dessa energia na universidade.

Outra variação que pode trazer maior variação e mais assertividade aos resultados seriam de se considerar os finais de semana, onde não existe diferenciação por posto tarifário e o consumo varia quando comparado aos dias da semana. Estas variações podem alterar a quantidade de energia a ser injetada na rede, alterando os resultados com a diminuição da instantaneidade.

Após a entrada em operação da geração juntamente a carga, é possível também buscar uma análise para verificar qual seria a melhor modalidade tarifária a ser adotada, comparando as modalidades verde e azul.

Simulações computacionais detalhadas baseadas em curvas de carga típicas de cada prédio da Unifei e solução do fluxo de potência em intervalos de tempo adequados (minutos, horas) ao longo de períodos anuais considerando sazonalidades da geração renovável intermitente e das cargas, contribuirá para o dimensionamento técnico-econômico e regulatório em bases estocásticas a partir de funções de distribuição de probabilidade. Assim, pode-se avaliar o retorno e o risco incorridos em cada cenário sob análise, para subsidiar a tomada de decisões.

A consideração de outras variáveis exógenas à questão da sustentabilidade energética da Unifei, bem como, alteração das premissas financeiras utilizadas neste estudo, poderão enriquecer o processo de análise para potencial aplicação em contextos similares de instituições de educação superior no país e/ou prédios públicos, setor público e iluminação pública se considerados de modo agregado ou individual em função da legislação vigente. A sustentabilidade do setor público é almejada para vir a ser questão exemplar de gestão.

9. ARTIGOS PUBLICADOS SOBRE O TEMA

[73] - M. G. de S. Salles, L. Pereira, and B. D. Bonatto, "Análise do Impacto da entrada da Tarifa Binômica para Baixa Tensão na Rentabilidade da Geração Distribuída," Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130590

[74] - C. Pereira Nakanami, M. G. de S. Salles, B. D. Bonatto, and P. Ribeiro, "Religadores com Self-Healing para fins de Monitoramento da Qualidade da Energia Elétrica," Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130565.

[75] - M. G. de S. Salles, B. D. Bonatto, and P. Ribeiro, "Análise Econômica-Tarifária da instalação de sistema de energia solar fotovoltaica com ou sem armazenamento no campus da UNIFEI-Itajubá," Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130562.

REFERÊNCIAS

- [1] Congresso Nacional, “LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995.” Jul. 07, 1995. Accessed: Nov. 01, 2022. [Online]. Available: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1995/lei-9074-7-julho-1995-347472-publicacaooriginal-1-pl.html>
- [2] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021,” Jan. 01, 2022. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html> (accessed Nov. 05, 2022).
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012,” vol. 1. ANEEL, BRASÍLIA, Apr. 17, 2012. Accessed: Nov. 01, 2022. [Online]. Available: www.aneel.gov.br
- [4] IF SUL DE MINAS, “Portal IF SUL DE MINAS,” *Edital de contratação de tecnologia de geração de energia sustentável no formato turn key*, Mar. 28, 2018. <https://portal.ifsuldeminas.edu.br/index.php/pro-reitoria-administracao/compras-e-licitacoes/187-regime-diferenciado-de-contratacoes-rdc/2042-rdc-2018-uasg-158137> (accessed Nov. 01, 2022).
- [5] R. M. Martinho, “Mercado único de eletricidade Mibel e Nord Pool : um estudo comparativo,” *Universidade de Lisboa. Instituto Superior de Economia e Gestão*, 2015.
- [6] N. Boeno, “Estudo e Simulação de Mercados Locais de Energia e Flexibilidade,” 2019.
- [7] A. Cherukuri, “Iterative bidding in electricity markets: rationality and robustness,” *Transactions on Network Science and Engineering, IEEE*, 2019.
- [8] J. Wanderley and M. Lima, “Economia do Setor Eletro-Energético Volume I,” 2011. [Online]. Available: www.jwmarangon.eng.br
- [9] ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia., “CARTILHA MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA,” Brasília. Accessed: Nov. 01, 2022. [Online]. Available: <https://abraceel.com.br/>

-
- [10] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Relatório de consumo por classe, nível de tensão, subgrupo, grupo,” *Dados atualizados até 2020 pela ANEEL*, Nov. 03, 2020. https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribui-cao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fantigo.aneel.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fregulacao-da-distribui-cao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4 (accessed Nov. 01, 2020).
- [11] ABRACEEL, “Glossario do Setor Elétrico,” <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/glossario-do-setor-eletrico/>, Accessed: Nov. 01, 2022. [Online]. Available: abradee.org.br/setor-eletrico/glossario-do-setor-eletrico/
- [12] ANEEL, “Mapa das Distribuidoras de Energia Elétrica,” Feb. 14, 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao> (accessed Nov. 01, 2022).
- [13] ANEEL, “Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição,” Apr. 2012. Accessed: Nov. 01, 2022. [Online]. Available: aneel.gov.br
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021(*),” Dec. 2021.
- [15] SOLFUS, “Resolução 1000 consolida direitos e deveres do consumidor de energia elétrica,” May 17, 2022.
- [16] PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, “Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição,” 2017.
- [17] D. L. Brancher, D. A. LIMA, A. MEISTER, and R. K. Yatsu, “Nota Técnica nº 46/2018-SGT/ANEEL,” pp. 1–30, 2018, [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/>
- [18] ANEEL, “Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodíst),” Feb. 08, 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> (accessed Nov. 05, 2022).

-
- [19] ANEEL, “Prodist,” *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, vol. Módulo 3, p. 74, 2017, [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>
- [20] E. T. Serra, A. de F. Orlando, A. Mossé, and N. Martins, “Armazenamento De Energia: Situação Atual, Perspectivas E Recomendações,” in *Com. Energ. Da Acad. Nac. Eng. Armazenamento*, 2016, pp. 1–46.
- [21] CELESC, “Mercado Livre de Energia,” 2022.
- [22] Congresso Nacional, “LEI N° 9.648,” May 27, 1998. <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=9648&ano=1998&ato=3c5ETVE1EeN-pWT1b4> (accessed Nov. 05, 2022).
- [23] Congresso Nacional, “LEI N° 10.762,” Nov. 11, 2003. <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=10762&ano=2003&ato=5bakXW610dRpWT6d5> (accessed Nov. 05, 2022).
- [24] Ministério de Minas e Energia, “PORTARIA N° 514, DE 27 DE DEZEMBRO DE 2018,” 2018.
- [25] Ministério de Minas e Energia, “PORTARIA N° 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019.,” 2019. <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889> (accessed Jun. 21, 2021).
- [26] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, “MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA,” Jul. 2022. [Online]. Available: https://www.mme.gov.br/sei/controlador.php?acao=documento_imprimir_web&acao_origem=arvore_visualizar&id_documento=913687&infra_si...
- [27] Ministério de Minas e Energia, “MME disponibiliza consulta pública sobre abertura do mercado de energia elétrica,” Jul. 26, 2022. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-disponibiliza-consulta-publica-sobre-abertura-de-mercado> (accessed Nov. 05, 2022).
- [28] CCEE, “Submódulo 1.1-Adesão à CCEE Módulo 1-Agentes Submódulo 1.1-Adesão à CCEE,” Apr. 2022.
- [29] Operador Nacional do Sistema - ONS, “Submódulo 12.2 - Procedimentos de Rede ONS,” 2016. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>

-
- [30] CCEE, “Balanço Energético - Regras de Comercialização,” May 2022.
- [31] CCEE, “Mecanismo de Realocação de Energia - Regras de Comercialização,” 2018.
- [32] CCEE, “Liquidação Financeira.” <https://www.ccee.org.br/en/mercado/liquida-cao> (accessed Nov. 05, 2022).
- [33] CCEE, “Liquidação - Regras de Comercialização,” 2020.
- [34] CCEE, “InfoMercado de Dados Gerais,” 2022. <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> (accessed Nov. 05, 2022).
- [35] ANEEL, “Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL. Processo: 48500.004885/2020-63,” 2020, [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participaca
- [36] E. T. Serra, A. de F. Orlando, A. Mossé, and N. Martins, “Armazenamento De Energia: Situação Atual, Perspectivas E Recomendações,” *Comitê De Energia Da Academia Nacional De Engenharia Armazenamento*, pp. 1–46, 2016.
- [37] Greener and Newcharge, “Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações,” 2021. Accessed: Nov. 05, 2022. [Online]. Available: <https://www.greener.com.br/>
- [38] BloombergNEF, “Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh,” Dec. 16, 2020. <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (accessed Nov. 05, 2022).
- [39] B. Augusto de Faria Castro, Â. Henrique Munhoz Silva, and R. Akira Yamachita, “COMPARAÇÃO DE USINA SOLAR FOTOVOLTAICA COM USINA HELIOTÉRMICA DE CALHA PARABÓLICA,” 2018.

-
- [40] NEOSOLAR, “DIFERENÇA ENTRE MICROINVERSOR E INVERSOR STRING,” 2019. <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/diferenca-micro-inversor-inversor-string#o-que-e-inversor-solar> (accessed Nov. 05, 2022).
- [41] Portal Solar, “Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico,” 2020. <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html> (accessed Nov. 05, 2022).
- [42] Greener, “Estudo Estratégico Geração Distribuída,” 2022. Accessed: Nov. 05, 2022. [Online]. Available: greener.com.br
- [43] ANEEL, “AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/15,” 2015.
- [44] ANEEL, “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída-Resolução Normativa n° 482/2012,” 2018. [Online]. Available: <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>.
- [45] ANEEL, “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída-Resolução Normativa n° 482/2012,” 2019. [Online]. Available: <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>.
- [46] ANEEL, “Dashboard Geração Distribuída,” 2020. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkl-widCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAx-NzBlMSIsImMiOiR9> (accessed Nov. 05, 2022).
- [47] ANEEL, “AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA 517/12,” Dec. 2012.
- [48] ANEEL, “AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA 786/17,” Oct. 2017.
- [49] Megawhat, “Marco legal da Geração Distribuída (MMGD) - Análise da Lei n° 14.3000,” Jan. 21, 2022. <https://megawhat.energy/analises/regulatorio/3661/marco-legal-da-geracao-distribuida-mmgd-analise-da-lei-n-143000> (accessed Nov. 05, 2022).

-
- [50] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, “LEI Nº 13.169, DE 6 DE OUTUBRO DE 2015.,” no. PIS/COFINS, 2015, [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/113169.htm
- [51] CONFAZ, “Convênio icms 16, de 22 de abril de 2015,” pp. 27–28, 2015, [Online]. Available: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15
- [52] Minas Gerais, “Decreto Nº 47.231, de 4 de agosto de 2017,” vol. 2017, pp. 1–5, 2017.
- [53] ANEEL, “Micro e Minigeração Distribuída,” May 2016.
- [54] Ministério de Minas e Energia, “DECRETO N o 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE,” Sep. 1996.
- [55] Greener and Cortez Pimentel Advogados, “Autoprodução por Locação de Ativos e PIE Equiparado à Autoprodução,” Nov. 04, 2021. https://www.greener.com.br/greener_artigos/autoproducao-por-locacao-de-ativos-e-pie-equiparado-a-autoproducao/ (accessed Nov. 05, 2022).
- [56] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 77, DE 18 DE AGOSTO DE 2004,” Aug. 2004.
- [57] Câmara dos Deputados and Centro de Documentação e Informação, “DECRETO Nº 6.353, DE 16 DE JANEIRO DE 2008,” Jan. 2008.
- [58] Câmara dos Deputados, “DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004,” Jul. 2004.
- [59] CÂMARA DOS DEPUTADOS, “LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002,” Apr. 2002.
- [60] CCEE, “Alocação de Geração Própria - Regras de Comercialização,” 2022.
- [61] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, “DECRETO Nº 2.410 DE 28 DE NOVEMBRO DE 1997,” Nov. 28, 1997.
- [62] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 583, DE 22 DE OUTUBRO DE 2013,” Oct. 2013.
- [63] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010,” Sep. 2010.

-
- [64] ANEEL, “RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº3.046, DE 21 DE JUNHO DE 2022,” Jun. 2022.
- [65] CCEE, “Preço de Liquidação das Diferenças,” 2021. [https://www.ccee.org.br/en/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%20\(PLD\)%20%C3%A9%20o%20resultado,contratada%20pelos%20agentes%20do%20mercado.](https://www.ccee.org.br/en/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%20(PLD)%20%C3%A9%20o%20resultado,contratada%20pelos%20agentes%20do%20mercado.) (accessed Nov. 05, 2022).
- [66] Invertidor.gov, “Calculadora Financeira,” 2022. <https://www.investidor.gov.br/system/modules/br.gov.portaldoinvestidor/elements/calculadora.jsp#:~:text=Observa%C3%A7%C3%A3o%3A%20Para%20os%20c%C3%A1lculos%20em,e%20252%20dias%20%C3%BAteis%20Fano.> (accessed Nov. 05, 2022).
- [67] EPE, “Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030,” Sep. 2020.
- [68] COPEL, “Perguntas frequentes sobre o PLD horário,” 2021. <https://copelmercadolivre.com/perguntas-frequentes-sobre-o-pld-horario/> (accessed Nov. 05, 2022).
- [69] CCEE, “Painel de Preços - CCEE,” 2020. <https://www.ccee.org.br/en/precos/painel-precos> (accessed Nov. 05, 2022).
- [70] Greener, “MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA OS IMPACTOS REGULATÓRIOS,” 2019.
- [71] Banco Central, “Focus - Relatório de Mercado,” Oct. 28, 2022. <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus> (accessed Nov. 05, 2022).
- [72] Treasy, “Veja como o Valor Presente Líquido (VPL) ajuda na análise de viabilidade de um investimento,” Jan. 29, 2017. <https://www.treasy.com.br/blog/valor-presente-liquido-vpl/> (accessed Nov. 05, 2022).
- [73] M. G. de S. Salles, L. Pereira, and B. D. Bonatto, “Análise do Impacto da entrada da Tarifa Binômica para Baixa Tensão na Rentabilidade da Geração Distribuída,” Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130590.

- [74] C. Pereira Nakanami, M. G. de S. Salles, B. D. Bonatto, and P. Ribeiro, “Religadores com Self-Healing para fins de Monitoramento da Qualidade da Energia Elétrica,” Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130565.
- [75] M. G. de S. Salles, B. D. Bonatto, and P. Ribeiro, “Análise Econômica-Tarifária da instalação de sistema de energia solar fotovoltaica com ou sem armazenamento no campus da UNIFEI-Itajubá,” Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130562.

ANEXO I

Hora	Consumo Atual	Consumo com Geração	Consumo com Armazenamento	Consumo com Geração e Armazenamento
0:00	215,804	215,804	215,804	215,804
1:00	209,129	209,129	209,129	209,129
2:00	206,432	206,432	503,287	503,287
3:00	204,357	204,357	507,654	507,654
4:00	204,719	204,719	497,629	497,629
5:00	206,285	184,312	206,285	184,312
6:00	188,509	92,662	188,509	92,662
7:00	218,527	21,190	218,527	21,190
8:00	289,729	21,206	289,729	21,206
9:00	331,648	26,025	331,648	26,025
10:00	348,371	0,000	348,371	0,000
11:00	320,147	0,000	320,147	0,000
12:00	284,282	0,000	284,282	0,000
13:00	347,759	73,681	347,759	73,681
14:00	393,454	196,117	393,454	196,117
15:00	397,740	293,452	397,740	293,452
16:00	364,805	339,946	364,805	339,946
17:00	296,075	296,075	296,075	296,075
18:00	296,855	296,855	0,000	0,000
19:00	303,297	303,297	0,000	0,000
20:00	292,910	292,910	0,000	0,000
21:00	272,127	272,127	272,127	272,127
22:00	239,411	239,411	239,411	239,411
23:00	222,274	222,274	222,274	222,274

Cenário	Resultado
Consumo Atual	313,965
Consumo com Geração	375,829
Consumo com Armazenamento	-419,625
Consumo com Geração e Armazenamento	-357,761

ANEXO II

Simulação PVSyst da Geração Fotovoltaica

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: UFV UNIFEI

Variant: New simulation variant 2

Building system

System power: 610 kWp

Itajubá - Brazil



Project: UFV UNIFEI

Variant: New simulation variant 2

PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

FIBEX (Brazil)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Itajubá		Latitude	-22.41 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-45.45 °W		
		Altitude	847 m		
		Time zone	UTC-3		
Meteo data					
Itajubá					
Meteonorm 8.0 (2008-2015), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Building system			
Simulation for year no 1					
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed planes	4 orientations	Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Tilts/azimuths	5 / 54 °				
	5 / -126 °				
	5 / -36 °				
	5 / 144 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules		1584 units	Inverters		
Pnom total		610 kWp	Nb. of units	9.5 units	
			Pnom total	475 kWac	
			Pnom ratio	1.284	

Results summary

Produced Energy	904.4 MWh/year	Specific production	1483 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	77.93 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10



Project: UFV UNIFEI

Variant: New simulation variant 2

FIBEX (Brazil)

PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

General parameters

Grid-Connected System		Building system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation			Transposition Perez
Fixed planes	4 orientations		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilts/azimuths	5 / 54 °		Circumsolar separate
	5 / -126 °		
	5 / -36 °		
	5 / 144 °		
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		Linear shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	JA Solar	Manufacturer	Goodwe
Model	JAM72-S09-385-PR	Model	GW50KLV-MT
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	385 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	1584 units	Number of inverters	9.5 units
Nominal (STC)	610 kWp	Total power	475 kWac
Array #1 - PV Array			
Orientation	#3	Number of inverters	11 * MPPT 25% 2.8 units
Tilt/Azimuth	5/-36 °	Total power	138 kWac
Number of PV modules	464 units	Operating voltage	200-650 V
Nominal (STC)	179 kWp	Max. power (=>45°C)	55.0 kWac
Modules	29 Strings x 16 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	162 kWp		
U mpp	578 V		
I mpp	280 A		
Array #2 - Sub-array #2			
Orientation	#4	Number of inverters	20 * MPPT 25% 5 units
Tilt/Azimuth	5/144 °	Total power	250 kWac
Number of PV modules	848 units	Operating voltage	200-650 V
Nominal (STC)	326 kWp	Max. power (=>45°C)	55.0 kWac
Modules	53 Strings x 16 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.31
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	296 kWp		
U mpp	578 V		
I mpp	512 A		
Array #3 - Sub-array #3			
Orientation	#1	Number of inverters	4 * MPPT 25% 1 unit
Tilt/Azimuth	5/54 °	Total power	50.0 kWac
Number of PV modules	160 units	Operating voltage	200-650 V
Nominal (STC)	61.6 kWp	Max. power (=>45°C)	55.0 kWac
Modules	10 Strings x 16 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.23
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	55.9 kWp		
U mpp	578 V		
I mpp	97 A		



PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

FIBEX (Brazil)

PV Array Characteristics

Array #4 - Sub-array #4			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	5/-126 °		
Number of PV modules	112 units	Number of inverters	3 * MPPT 25% 0.8 unit
Nominal (STC)	43.1 kWp	Total power	37.5 kWac
Modules	7 Strings x 16 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	39.1 kWp	Operating voltage	200-650 V
U mpp	578 V	Max. power (=>45°C)	55.0 kWac
I mpp	68 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	610 kWp	Total power	475 kWac
Total	1584 modules	Nb. of inverters	10 units
Module area	3122 m ²		0.5 unused
		Pnom ratio	1.28

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		Serie Diode Loss				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	1.0 V			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.2 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	1					
		Loss factor	0.4 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.4 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	10 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - PV Array		Array #2 - Sub-array #2	
Global array res.	35 mΩ	Global array res.	19 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Sub-array #3		Array #4 - Sub-array #4	
Global array res.	100 mΩ	Global array res.	143 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

System losses

--



PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

FIBEX (Brazil)

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

constant (fans) 750 W
0.0 kW from Power thresh.
Night aux. cons. 250 W

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.58 % at STC

Inverter: GW50KLV-MT

Wire section (10 Inv.) Copper 10 x 3 x 35 mm²
Average wires length 75 m

MV line up to Injection

MV Voltage 13.8 kV
Wires Copper 3 x 2.5 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.12 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 13.8 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 600 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 0.56 kW
Loss Fraction 0.09 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 2.86 mΩ
Loss Fraction 1.07 % at STC

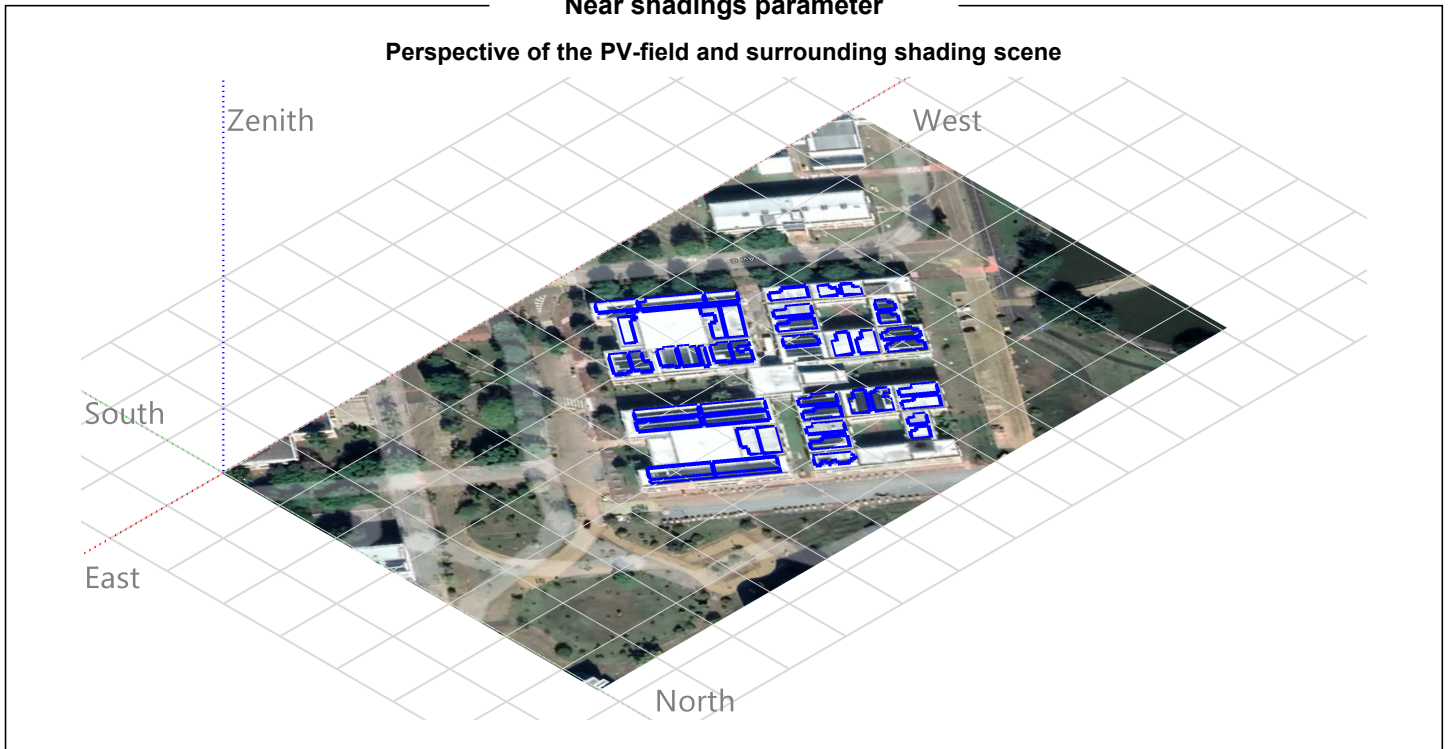


PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

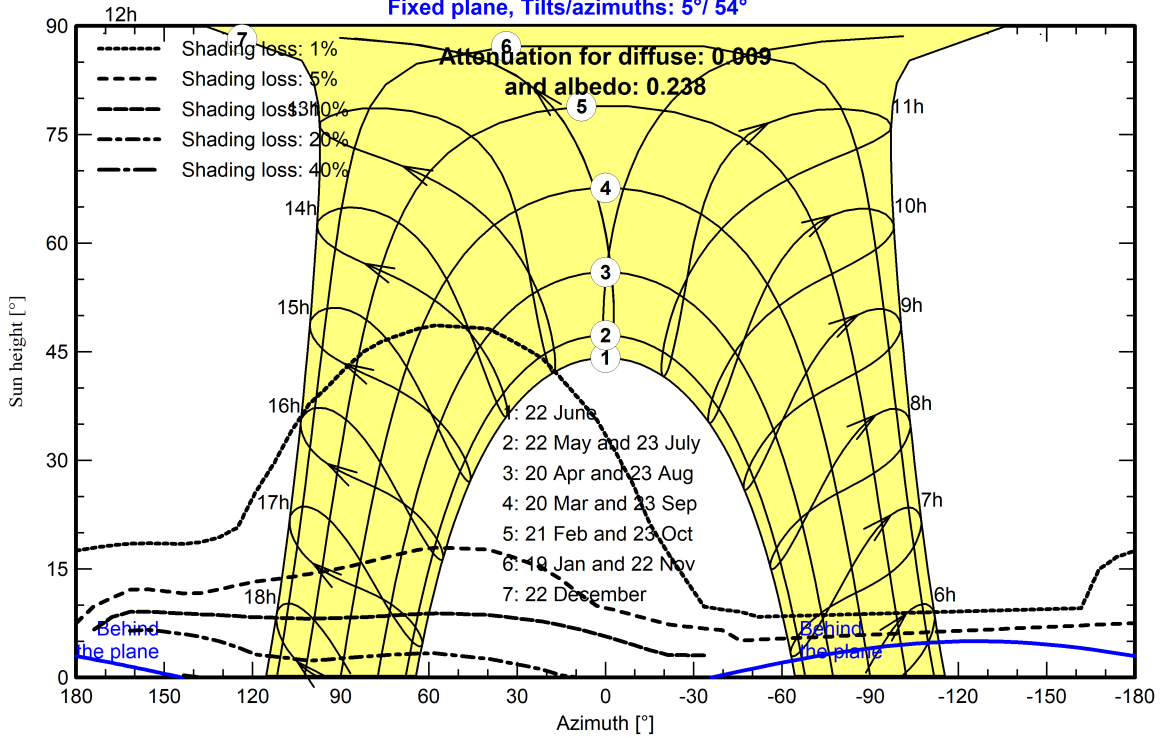




Iso-shadings diagram

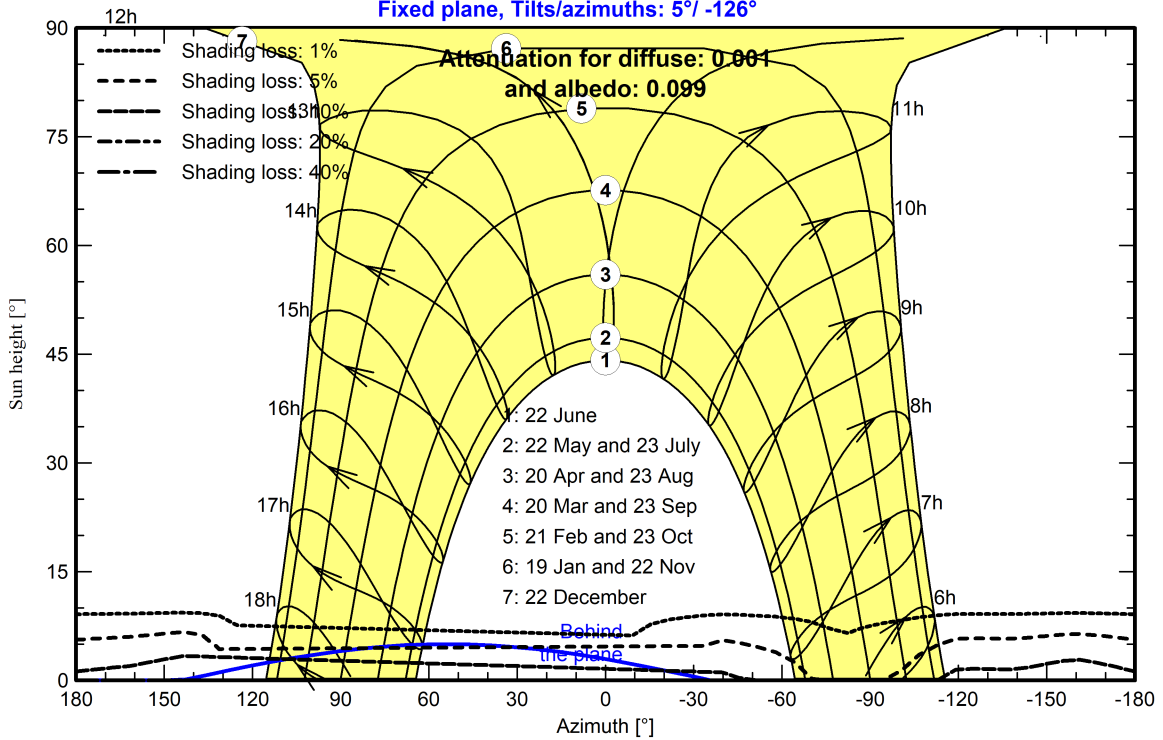
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 5°/ 54°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 5°/ -126°





Main results

System Production

Produced Energy 904.4 MWh/year

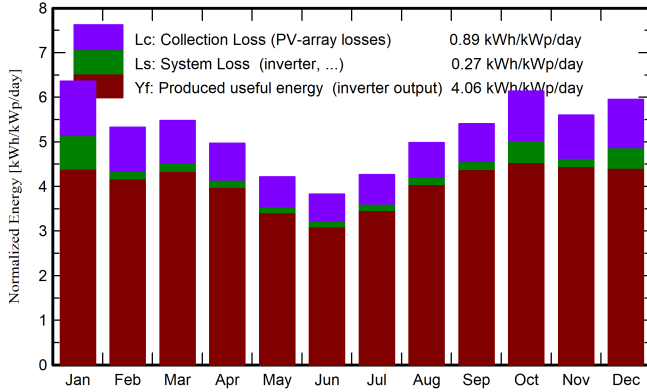
Specific production

1483 kWh/kWp/year

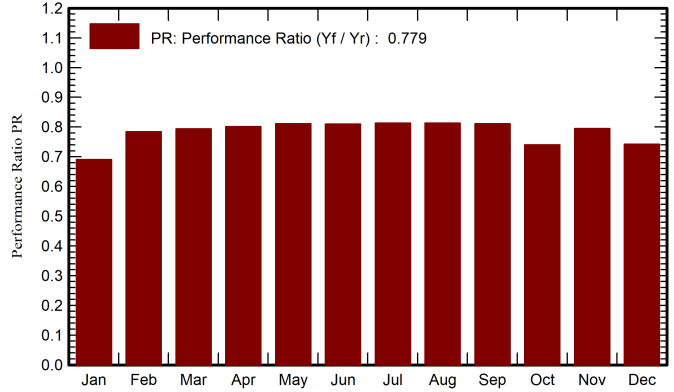
Performance Ratio PR

77.93 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	197.7	85.29	22.84	197.3	185.5	97.41	83.15	0.691
February	149.7	73.50	23.35	149.2	140.0	74.36	71.37	0.784
March	170.5	66.69	22.70	169.8	159.1	85.58	82.15	0.793
April	150.6	50.47	20.91	149.2	139.4	76.02	72.94	0.802
May	132.5	43.37	18.22	130.6	120.1	67.22	64.60	0.811
June	116.7	35.32	17.20	114.9	104.9	59.11	56.79	0.810
July	134.4	32.98	16.73	132.2	121.3	68.26	65.60	0.813
August	156.4	39.96	18.18	154.6	143.8	79.82	76.64	0.813
September	163.3	58.99	19.02	162.2	152.2	83.57	80.23	0.811
October	191.1	66.54	21.08	190.4	179.0	95.11	85.92	0.740
November	167.9	81.95	20.77	168.0	157.6	84.85	81.47	0.795
December	184.7	84.66	22.40	184.6	173.5	92.24	83.57	0.742
Year	1915.7	719.70	20.27	1903.1	1776.4	963.56	904.42	0.779

Legends

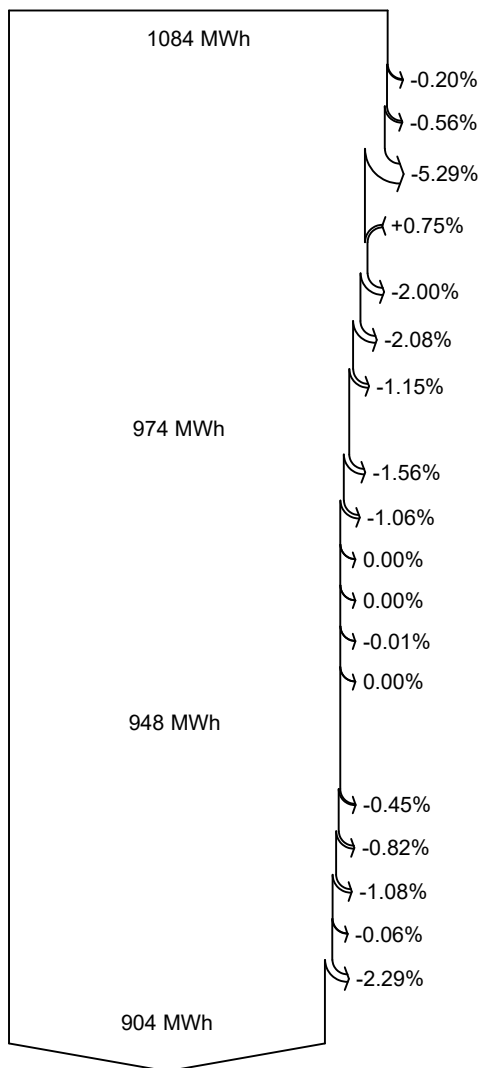
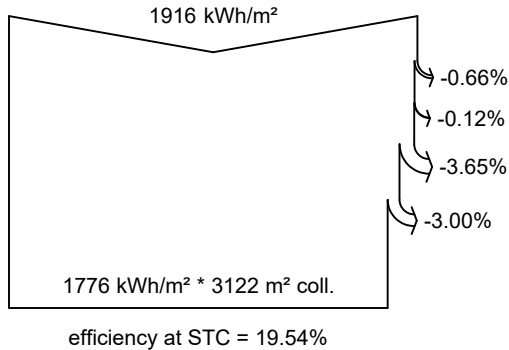
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

- PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

- Module Degradation Loss (for year #1)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

- Auxiliaries (fans, other)
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss
- System unavailability

Energy injected into grid

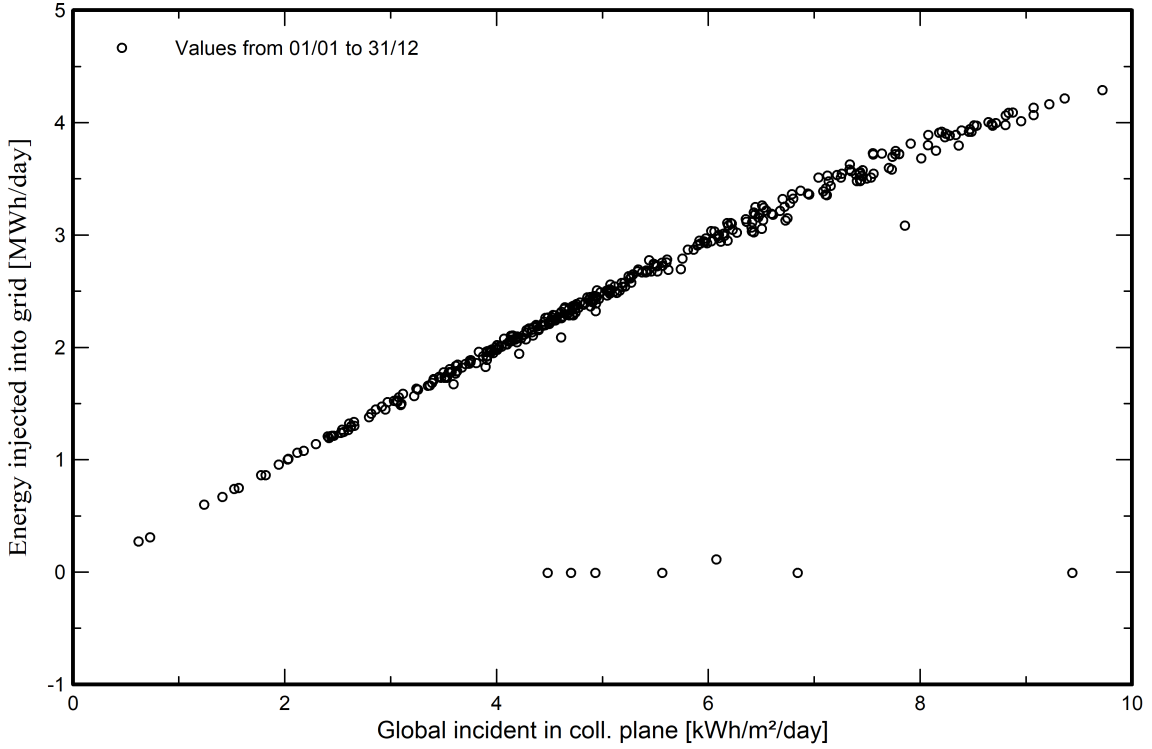


PVsyst V7.2.19

VC1, Simulation date:
05/10/22 17:34
with v7.2.19

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

