



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

LUIGI VIOLA

**PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DA OPERAÇÃO DE
BATERIAS E ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

***SHORT-TERM PLANNING OF BATTERY AND HYDROGEN STORAGE
OPERATION IN ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS***

**CAMPINAS
2017**

LUIGI VIOLA

**PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DA OPERAÇÃO DE
BATERIAS E ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

***SHORT-TERM PLANNING OF BATTERY AND HYDROGEN STORAGE
OPERATION IN ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS***

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Master dissertation presented to the Electrical Engineering Post graduation Program of the School of Engineering Electrical of the University of Campinas to obtain the M.Sc grade in Engineering Electrical, in field of Electric Energy.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELO ALUNO LUIGI VIOLA
E ORIENTADO PELO PROF. DR. LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA

Assinatura do Orientador

**CAMPINAS
2017**

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CAPES

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7913-568>

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

V811p Viola, Luigi, 1988-
Planejamento de curto prazo da operação de baterias e armazenamento de hidrogênio em sistemas de distribuição de energia elétrica / Luigi Viola. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva.
Coorientador: Marcos Julio Rider Flores.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Otimização. 2. Energia - Armazenamento. 3. Baterias. 4. Hidrogênio - Armazenamento. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da, 1972-. II. Rider Flores, Marcos Julio, 1975-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Short-term planning of battery and hydrogen storage operation in electrical energy distribution systems

Palavras-chave em inglês:

Optimization

Energy - Storage

Batteries

Hydrogen - Storage

Área de concentração: Energia Elétrica

Títuloção: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Luiz Carlos Pereira da Silva [Orientador]

Daniel Dotta

Alexandre Rasi Aoki

Data de defesa: 15-12-2017

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Luigi Viola RA: 180551

Data da Defesa: 15 de dezembro de 2017

Título da Dissertação: “Planejamento de Curto Prazo da Operação de Baterias e Armazenamento de Hidrogênio em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / *Short-Term Planning of Battery and Hydrogen Storage Operation in Electrical Energy Distribution Systems*”

Membros da banca:

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Daniel Dotta (FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki (UFPR)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Dedico esse trabalho especialmente aos meus
pais pelo apoio incondicional em todos os
momentos de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela graça da saúde cada dia de minha vida e por sua sempre generosa providência.

Aos meus pais Antonio José Viola e Neusa Maria Stocco, por acreditarem em meu potencial e privarem-se de seus desejos pessoais em prol dos meus estudos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva e ao meu coorientador Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores pela atenção e disposição para discutir e compartilhar ideias.

A CAPES pelo apoio financeiro para realização do mestrado.

Ao Prof. Dr. Daniel Dotta e aos colegas de laboratório pela troca de experiências, conhecimentos e ajudas cotidianas.

*“O mais alto de nós não é mais que um conhecedor
mais próximo do oco e do incerto de tudo”*

Fernando Pessoa

RESUMO

O armazenamento de energia é considerado uma alternativa tecnológica para enfrentar a variabilidade da geração intermitente, efetuar a supressão do pico da demanda, estimular os mercados elétricos competitivos, entre outros desafios enfrentados pelos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Esse trabalho apresenta a modelagem do planejamento da operação de curto prazo de uma rede de distribuição com a presença de armazenamento de energia e geração intermitente eólica e solar. Os armazenadores de energia consistem em baterias e armazenamento de hidrogênio. Nesse sentido, o modelo dos equipamentos busca aproximar-se da operação real a partir das restrições impostas e dos parâmetros comerciais utilizados. Assim, primeiramente propõe-se um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM). Dada a dificuldade em encontrar soluções através desse modelo, o mesmo é relaxado para um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM), implementando-o na linguagem de modelagem algébrica AMPL. Uma vez que o novo modelo é convexo, sua solução é encontrada com o auxílio do *solver* CPLEX[®]. Posteriormente, um sistema teste de 11 nós é utilizado para testar o modelo. Avaliam-se dois macro casos: o sistema simples (SS) e o sistema híbrido (SH). Um SS consiste em dispositivos de armazenamento em nós distintos, enquanto que um SH incorpora dispositivos de armazenamento diferentes em um mesmo nó. Nota-se que os dispositivos de armazenamento do SS e do SH são capazes de promover a redução dos picos de demanda no horário de ponta. Porém, para o SH, a profundidade de descarga (PDD) da bateria encontra-se limitada em 60, 45 e 40% nas diferentes análises, o que favorece a preservação da vida útil do equipamento.

Palavras-chave: Planejamento de curto prazo. Otimização. Armazenamento de energia. Bateria. Armazenamento de hidrogênio.

ABSTRACT

Energy storage is considered a technological alternative to face the variability of intermittent generation, to realize the peak-shaving, stimulate the competitive electricity markets, among others challenges faced by modern electrical energy distribution systems (EEDS). This work introduces the modeling of short-term distribution network operation in the presence of energy storage, wind and solar intermittent generation. The energy storage devices are batteries and hydrogen storage. In this regard, the model of the devices aims to be close to the real operation based on the restrictions imposed and the commercial parameters used. Thus, firstly it was proposed a mixed-integer nonlinear programming (MINLP) model. Due to the difficulty of the solution of this model was elaborated a mixed-integer second-order cone programming (MISOCP). The model was implemented in an algebraic modeling language AMPL and once this model is convex, the solution is found with the support of CPLEX[®] solver. Posteriorly, a test system of 11-node is used to test the model. Then, two macro cases was evaluated: the simple system (SS) and the hybrid system (HS). A SS consists of energy storage devices placed in distinct nodes, whereas a HS incorporates different energy storage devices in the same node. It should be noted that SS and HS storage devices are capable of reducing demand peaks at peak times. However, for the HS, the battery depth of discharge (DoD) is limited in 60, 45, 40%, in the different analyzes, which favors the equipment lifespan.

Keywords: *Short-term planning. Optimization. Energy storage. Battery. Hydrogen storage.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da potência fotovoltaica instalada no mercado dos EUA (GTM RESEARCH; US TEAM; SEIA, 2016).	23
Figura 1.2 – Crescimento da potência eólica mundial instalada entre 2001 e 2016 (GWEC, 2016).	24
Figura 1.3 – Evolução do estoque de veículos elétricos e híbridos em diferentes países (IEA, 2016).	24
Figura 1.4 – Crescimento da potência instalada de diversas tecnologias de armazenamento de energia nos EUA (HART; SARKISSIAN, 2016).	27
Figura 1.5 – Evolução da produção de células combustível de acordo com a aplicação (IEA, 2015).	28
Figura 1.6 – Número de ciclos da bateria de Li-íon em função da PDD (SAFT, 2017).	28
Figura 3.1 – Rede de distribuição de 11 nós utilizada nas simulações.	46
Figura 3.2 – Sistema de distribuição de 3 nós esquemático.	47
Figura 3.3 – Ilustração do banco de capacitores fixo.	50
Figura 3.4 – Ilustração do modelo da bateria.	51
Figura 3.5 – Ilustração do modelo do AH_2	53
Figura 3.6 – Representação do controle do eletrolisador e da célula combustível pelo EDC da bateria no SH.	58
Figura 3.7 – Comportamento do controle EDC no tempo.	59
Figura 3.8 – Regiões definidas para a modelagem do eletrolisador.	60
Figura 3.9 – Regiões definidas para a modelagem da célula combustível no SH.	63
Figura 4.1 – Cargas ativa e reativa da rede de distribuição de 11 nós.	77
Figura 4.2 – Potência aparente na subestação, injeção ativa eólica e solar, tarifa branca de energia.	78
Figura 4.3 – Atenuação dos picos de demanda através do sistema de baterias.	80
Figura 4.4 – Resumo do comportamento das variáveis de operação das baterias.	81
Figura 4.5 – Atenuação dos picos de demanda após a inserção do AH_2	83
Figura 4.6 – Resumo do comportamento das variáveis de operação do AH_2	84
Figura 4.7 – Atenuação dos picos de demanda com a introdução de bateria e do AH_2	85
Figura 4.8 – Resumo do comportamento das variáveis de operação da bateria e do AH_2	86
Figura 4.9 – Tensão máxima e mínima da rede de 11 nós para o sistema simples.	88

Figura 4.10 – Perdas ativas da rede de 11 nós para o sistema simples.....	88
Figura 4.11 – Histerese da bateria do sistema híbrido com PDD de 60%.....	91
Figura 4.12 – Operação do sistema híbrido com PDD da bateria de 60%.	92
Figura 4.13 – Operação da bateria simples considerando a PDD da bateria do sistema híbrido de 60%.....	93
Figura 4.14 – Operação do SH considerando a PDD da bateria de 60% destacando as variáveis binárias do eletrolisador e da célula combustível.....	94
Figura 4.15 – Histerese da bateria do SH com PDD de 45%.....	95
Figura 4.16 – Operação do sistema híbrido com PDD da bateria de 45%.	95
Figura 4.17 – Operação da bateria simples considerando a PDD da bateria do SH de 45%. ..	96
Figura 4.18 – Histerese da bateria do SH com PDD de 40%.....	97
Figura 4.19 – Operação do SH com PDD da bateria de 40%.....	97
Figura 4.20 – Operação da bateria simples considerando a PDD da bateria SH de 40%.	98
Figura 4.21 – Tensão máxima e mínima da rede de 11 nós para o sistema híbrido.....	99
Figura 4.22 – Perdas ativas da rede de 11 nós para o sistema híbrido.	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Diferentes tecnologias de armazenamento e suas aplicações. Adaptado de Barton e Infield (2004).	25
Tabela 2.1 – Estimativa dos ciclos realizados ao ano referente a cada aplicação da bateria (EPRI, 2010).	34
Tabela 3.1 – Resumo da operação do eletrolisador no SH.	61
Tabela 3.2 – Resumo da operação da célula combustível.	64
Tabela 4.1 – Valores da tarifa branca em cada período.	78
Tabela 4.2 – Principais parâmetros da bateria considerando somente esse equipamento na rede.	79
Tabela 4.3 – Principais parâmetros do eletrolisador considerando somente o AH_2 na rede. ..	82
Tabela 4.4 – Principais parâmetros da célula combustível considerando somente o AH_2 na rede.	82
Tabela 4.5 – Novos parâmetros do eletrolisador e da célula combustível para o caso da rede com bateria e AH_2 em nós distintas.	85
Tabela 4.6 – Comparação dos custos, tempo e <i>gap</i> , das três análises realizadas para o SS....	87
Tabela 4.7 – Especificações dos equipamentos para o sistema híbrido do nó 4 e simples do nó 11	90
Tabela 4.8 – Comparação dos custos tempo e <i>gap</i> , das três análises realizadas para o sistema híbrido.	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PEME – *Proton Exchange Membrane Electrolyser*

SOE – *Solid Oxide Electrolyser*

AEME – *Anion Exchange Membrane Electrolyser*

AFC – *Alkaline Fuel Cell*

PEMFC – *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*

PAFC – *Phosphoric Acid Fuel Cell*

MCFC – *Molten Carbonate Fuel Cell*

MYRTE – *Mission hYdrogen & Renewable for the inTegration on the Electrical grid*

HOMER – *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*

AMPL – *A Modeling Language for Mathematical Programming*

PRODIST – *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos

Ω_b	Conjunto dos nós
Ω_l	Conjunto dos ramos
Ω_S	Conjunto do nó da subestação
Ω_{bc}	Conjunto do banco de capacitores
Ω_{gr}	Conjunto da geração renovável
Ω_{bat}	Conjunto das baterias
Ω_{H_2}	Conjunto do sistema de armazenamento de H ₂
Ω_d	Conjunto das demandas
Ω_{arm}	Conjunto genérico dos dispositivos de armazenamento

Parâmetros

R_{ij}	Resistência do ramo ij	[$m\Omega$]
X_{ij}	Reatância do ramo ij	[$m\Omega$]
Z_{ij}	Impedância do ramo ij	[$m\Omega$]
\bar{I}_{ij}	Limite máximo para a magnitude da corrente no circuito ij	[A]
\underline{V}	Limite mínimo para a magnitude da tensão	[kV]
\bar{V}	Limite máximo para a magnitude da tensão	[kV]
\bar{S}_{S_i}	Limite máximo para a potência aparente injetada pela subestação no nó i	[kVA]
$P_{i,d}^D$	Demanda de potência ativa no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$Q_{i,d}^D$	Demanda de potência reativa no nó i ao nível de demanda d	[kVAr]
Q_i^{esp}	Potência reativa especificada de cada módulo de capacitor do banco de capacitores fixo no nó i	[kVAr]
$P_{i,d}^{gr}$	Potência ativa de geração renovável não despachável no nó i ao nível de demanda d	[kW]

$\underline{P_{ext(i)}^{bat}}$	Limite mínimo de potência extraída da rede pela bateria no nó i	[kW]
$\overline{P_{ext(i)}^{bat}}$	Limite máximo de potência extraída da rede pela bateria no nó i	[kW]
$\underline{P_{inj(i)}^{bat}}$	Limite mínimo de potência injetada na rede pela bateria no nó i	[kW]
$\overline{P_{inj(i)}^{bat}}$	Limite máximo de potência injetada na rede pela bateria no nó i	[kW]
$\overline{P_i^{ele}}$	Limite máximo de potência consumida da rede pelo eletrolisador no nó i	[kW]
$\underline{P_i^{ele}}$	Limite mínimo de potência consumida da rede pelo eletrolisador no nó i	
$\underline{P_i^{cc}}$	Limite mínimo de potência injetada na rede pela célula combustível no nó i	[kW]
$\overline{P_i^{cc}}$	Limite máximo de potência injetada na rede pela célula combustível no nó i	[kW]
$\underline{EDC_i^{bat}}$	Limite mínimo para o estado de carga da bateria no nó i	[kWh]
$\overline{EDC_i^{bat}}$	Limite máximo para o estado de carga da bateria no nó i	[kWh]
$\underline{NH_{2(i)}}$	Limite mínimo para o nível de H_2 armazenado no tanque nó i	[m ³]
$\overline{NH_{2(i)}}$	Limite máximo para o nível de H_2 armazenado no tanque nó i	[m ³]
$\eta_{car(i)}^{bat}$	Eficiência de carregamento da bateria no nó i	[-]
$\eta_{des(i)}^{bat}$	Eficiência de descarregamento da bateria no nó i	[-]
η_i^{ele}	Eficiência do eletrolisador no nó i	[-]
η_i^{cc}	Eficiência da célula combustível no nó i	[-]
$\overline{\Delta_i^{bat.car}}$	Limite de mudanças no carregamento da bateria do sistema simples no nó i	[-]
$\overline{\Delta_i^{bat.des}}$	Limite de mudanças no descarregamento da bateria do sistema simples no nó i	[-]
$\overline{\Delta_i^{ele}}$	Limite de mudanças na operação do eletrolisador do sistema simples nó i	[-]

$\overline{\Delta_i^{cc}}$	Limite de mudanças na operação da célula combustível do sistema simples nó i	[-]
lim_i^{ele}	Capacidade máxima de produção de H ₂ no nó i	[Nm ³ /(5 min)]
lim_i^{cc}	Capacidade máxima de conversão de H ₂ em eletricidade no nó i	[Nm ³ /(5 min)]
ρ_{ar}	Densidade do ar	[kg/m ³]
A_r	Área varrida pelas pás do rotor	[m ²]
C_p	Coefficiente de potência	[-]
A_p	Área do painel fotovoltaico	[m ²]
N_p	Número de painéis fotovoltaicos	[-]
η_p	Eficiência do painel fotovoltaico	[-]
PCS	Poder Calorífico Superior	[kWh/Nm ³]
CC_i^{inf}	Limite inferior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese da célula combustível	[kWh]
CC_i^{sup}	Limite superior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese da célula combustível	[kWh]
ELE_i^{inf}	Limite inferior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese do eletrolisador	[kWh]
ELE_i^{sup}	Limite superior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese do eletrolisador	[kWh]
$\overline{\Delta_i^{ele_op_aux}}$	Limite máximo de mudanças na operação do eletrolisador do sistema híbrido nó i	[-]
$\overline{\Delta_i^{cc_op}}$	Limite máximo de mudanças na operação da célula combustível do sistema híbrido nó i	[-]
$\overline{\Delta_i^{ele_sup}}$	Limite máximo de mudanças na operação de $ele_{i,d}^{sup}$	[-]
$\overline{\Delta_i^{cc_inf}}$	Limite máximo de mudanças na operação de $cc_{i,d}^{inf}$	[-]
$\overline{\Delta_i^{bat_car_hibr}}$	Limite máximo de mudanças no carregamento da bateria do sistema híbrido no nó i	[-]
$\overline{\Delta_i^{bat_des_hibr}}$	Limite máximo de mudanças no descarregamento da bateria do sistema híbrido no nó i	[-]

M	Valor grande de restrição do nível do tanque de H ₂	[Nm ³ /(5 min)]
c_d^S	Custo da energia na subestação ao nível de demanda d	[R\$/kWh]
Δt	Intervalo de tempo considerado para os níveis de demanda	[h]
EbN_i	Energia da bateria nominal no nó i	[R\$/kWh]
CUC_i^{bat}	Custo unitário de capital da bateria no nó i	[kWh]
CUC_i^{ele}	Custo unitário de capital do eletrolisador no nó i	[-]
CUC_i^{cc}	Custo unitário de capital da célula combustível no nó i	[R\$/kW]
CV_i^{bat}	Ciclos ao longo da vida da bateria no nó i	[-]
CV_i^{ele}	Ciclos ao longo da vida do eletrolisador no nó i	[R\$/kW]
CV_i^{cc}	Ciclos ao longo da vida da célula combustível no nó i	[-]
$ciclos_i^{bat_car}$	Ciclos de carregamento da bateria no nó i	[-]
$ciclos_i^{bat_des}$	Ciclos de descarregamento da bateria no nó i	[-]
n_i^{bc}	Número inteiro de módulos de capacitores do banco de capacitores fixo no nó i	[-]

Variáveis contínuas

$P_{ij,d}$	Fluxo de potência ativa no circuito ij ao nível de demanda d	[kW]
$Q_{ij,d}$	Fluxo de potência reativa no circuito ij ao nível de demanda d	[kVAr]
$I_{ij,d}$	Fluxo de corrente no circuito ij ao nível de demanda d	[A]
$V_{i,d}$	Magnitude da tensão no nó i ao nível de demanda d	[kV]
$P_{i,d}^S$	Potência ativa injetada pela subestação no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$P_{i,d}^R$	Potência reativa injetada pela subestação no nó i ao nível de demanda d	[kVAr]
$V_{i,d}^{qdr}$	Magnitude da tensão no nó i ao nível de demanda d ao quadrado	[kV]
$I_{ij,d}^{qdr}$	Fluxo de corrente no ramo ij ao nível de demanda d ao quadrado	[A]
$Q_{i,d}^{bc}$	Potência reativa injetada pelo banco de capacitores fixo no nó i	[kVAr]

$EDC_{i,d}^{bat}$	Estado de carga da bateria no nó i ao nível de demanda d	[kWh]
$P_{i,d}^{des}$	Potência ativa de descarregamento da bateria (injeção na rede) no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$P_{i,d}^{car}$	Potência ativa de carregamento da bateria (extração da rede) no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$P_{i,d}^{ele}$	Potência ativa consumida pelo eletrolisador no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$P_{i,d}^{cc}$	Potência ativa de injetada pela célula combustível no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$NH_{2(i,d)}$	Quantidade de H_2 armazenado no tanque, no nó i ao nível de demanda d	[m ³]
$e_{i,d}^+$	Variável auxiliar que indica uma mudança positiva no estado do equipamento no nó i ao nível de demanda d	[-]
$e_{i,d}^-$	Variável auxiliar que indica uma mudança negativa no estado do equipamento no nó i ao nível de demanda d	[-]
P_{eol}	Potência fornecida pela turbina eólica	[W]
V	Velocidade do vento	[m/s]
P_{sol}	Potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico	[kW]
G	Irradiação solar	[kW/m ²]
$P_{i,d}^+$	Potência ativa de descarregamento da bateria ou injeção da célula combustível no nó i ao nível de demanda d	[kW]
$P_{i,d}^-$	Potência ativa de carregamento da bateria ou consumo do eletrolisador no nó i ao nível de demanda d	[kW]

Variáveis Binárias

$e_{i,d}^{bat_car}$	Estado de carregamento da bateria no nó i ao nível de demanda d
$e_{i,d}^{bat_des}$	Estado de descarregamento da bateria no nó i ao nível de demanda d
$e_{i,d}^{ele}$	Estado de operação do eletrolisador nó i ao nível de demanda d – sistema simples

$e_{i,d}^{cc}$	Estado de operação da célula combustível nó i ao nível de demanda d – sistema simples
$ele_{i,d}^{sup}$	Estado da região superior do eletrolisador ao nível de demanda d
$ele_{i,d}^{inf}$	Estado da região inferior do eletrolisador ao nível de demanda d
$ele_{i,d}^R$	Estado da região R de histerese do eletrolisador ao nível de demanda d
$ele_{i,d}^{op}$	Estado de operação do eletrolisador no nó i ao nível de demanda d – sistema híbrido
$ele_{i,d}^{op.aux}$	Variável binária auxiliar para o estado de operação do eletrolisador no nó i ao nível de demanda d – sistema híbrido
$cc_{i,d}^{sup}$	Estado da região superior da célula combustível ao nível de demanda d
$cc_{i,d}^{inf}$	Estado da região inferior da célula combustível ao nível de demanda d
$cc_{i,d}^Q$	Estado da região Q de histerese da célula combustível ao nível de demanda d
$cc_{i,d}^{op}$	Estado de operação da célula combustível no nó i ao nível de demanda d – sistema híbrido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	23
1.2 OBJETIVOS	29
1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	30
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	30
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.1 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	32
2.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS	33
2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM HIDROGÊNIO (AH ₂)	35
2.3.1 Características dos eletrolisadores	35
2.3.2 Características das células combustível	36
2.4 BATERIAS, ELETROLISADORES E CÉLULAS COMBUSTÍVEL EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	37
2.5 MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE BATERIAS E DE AH ₂ EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	40
2.6 CONCLUSÕES DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	44
3 MODELAGEM MATEMÁTICA	46
3.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO	46
3.2 FLUXO DE CARGA	47
3.3 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS – SISTEMA SIMPLES (SS)	49
3.3.1 Banco de capacitores	49
3.3.2 Operação da bateria	50
3.3.3 Operação do armazenamento de H₂ (AH₂)	53
3.3.4 Geração intermitente	56

3.4	MODELAGEM DO SISTEMA HÍBRIDO (SH)	57
3.4.1	Histerese ou controle do EDC.....	57
3.4.2	Operação do eletrolisador.....	59
3.4.3	Operação da célula combustível	62
3.4.4	Operação da bateria.....	65
3.4.5	Outras considerações	66
3.5	MODELO NÃO LINEAR INTEIRO MISTO (NLIM)	67
3.5.1	Função objetivo do sistema simples (SS).....	68
3.5.1.1	Função objetivo para rede somente com baterias.....	68
3.5.1.2	Função objetivo para rede somente com AH ₂	69
3.5.1.3	Função objetivo para rede com bateria e AH ₂ em nós distintos	71
3.5.2	Função Objetivo do Sistema Híbrido (SH)	71
3.6	MODELO CÔNICO DE SEGUNDA ORDEM INTEIRO MISTO	72
3.6.1	Modelo CSOIM do sistema simples (SS).....	75
3.6.2	Modelo CSOIM para a o sistema híbrido (SH)	75
3.7	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	76
4	ANÁLISES REALIZADAS	77
4.1	SISTEMA SIMPLES (SS)	79
4.1.1	Análise para rede somente com baterias.....	79
4.1.2	Análise para rede somente com AH ₂	81
4.1.3	Análise para rede com bateria e AH ₂ em nós distintos	84
4.1.4	Comportamento da tensão e perdas ativas – sistema simples.....	87
4.2	SISTEMA HÍBRIDO (SH).....	89
4.2.1	PDD da bateria do sistema híbrido de 60%	91
4.2.2	PDD da bateria do sistema híbrido de 45%	94
4.2.3	PDD da bateria do sistema híbrido de 40%	96

4.2.4 Comportamento da tensão e perdas ativas – sistema híbrido.....	99
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	101
5.1 CONCLUSÕES	101
5.2 TRABALHOS FUTUROS	102
REFERÊNCIAS	103

1 INTRODUÇÃO

Esse Capítulo apresenta a contextualização do armazenamento de energia, notadamente as baterias e o armazenamento de hidrogênio (AH_2) com relação as recentes mudanças no sistema elétrico. Dessa forma, pretende-se evidenciar as motivações do trabalho e posteriormente apresentar os objetivos a serem alcançados, destacando-se as principais contribuições. Por fim, a estrutura da dissertação é exposta, discutindo-se em linhas gerais os principais aspectos de cada Capítulo.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), a inserção da geração intermitente solar e eólica, a presença de mercados elétricos competitivos, o crescimento da autogeração de energia, a introdução de veículos elétricos, entre outras questões, envolve desafios operativos para as concessionárias, as quais necessitam manter a confiabilidade e a resiliência do sistema. Os novos paradigmas enfrentados pelos SDEE ocorrem em diferentes ritmos de acordo com o grau de desenvolvimento do país e a maturidade tecnológica da solução a ser inserida. A Figura 1.1 apresenta o crescimento da potência fotovoltaica instalada nos EUA entre os anos 2000 a 2016.

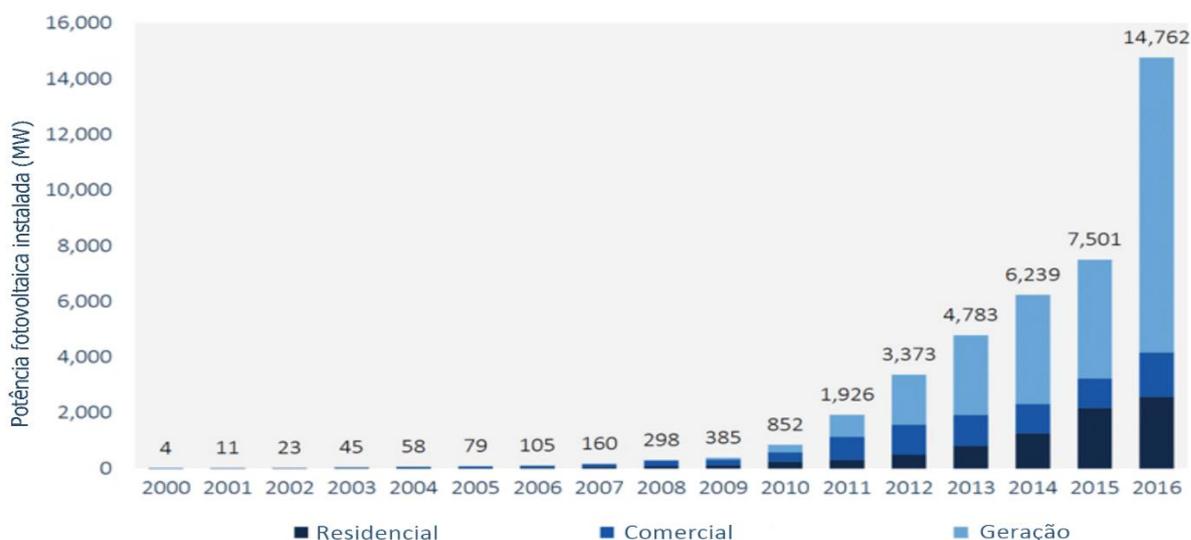


Figura 1.1 – Evolução da potência fotovoltaica instalada no mercado dos EUA (GTM RESEARCH; US TEAM; SEIA, 2016).

Observa-se o rápido crescimento a partir do ano 2011 tanto na grande geração, quanto nas instalações residenciais e comerciais, predominantemente atreladas ao SDEE. Com relação à geração eólica apresenta-se a evolução da potência instalada global desde o ano 2001 até o ano 2016 na Figura 1.2. Nota-se que tal geração evoluiu mais rapidamente que a solar, ressaltando-se que majoritariamente a conexão dessa geração ocorre no sistema de transmissão.

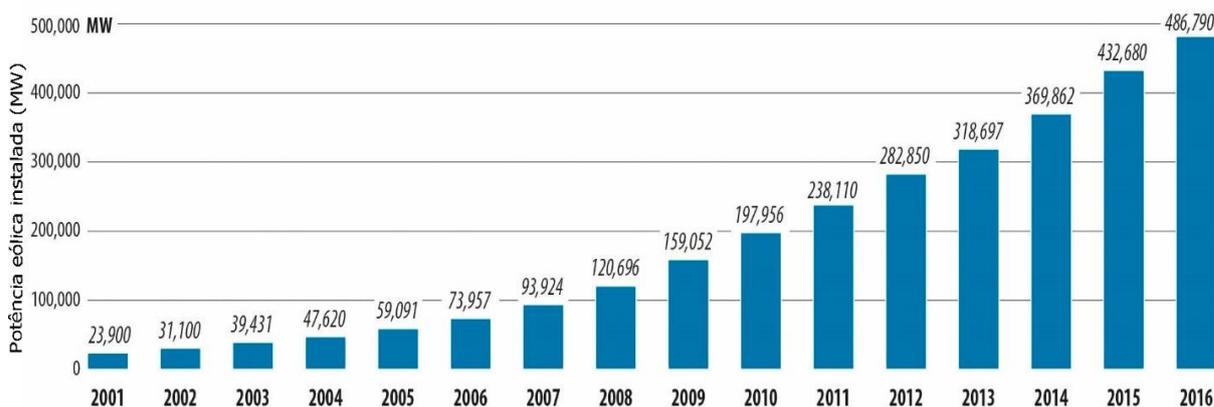


Figura 1.2 – Crescimento da potência eólica mundial instalada entre 2001 e 2016 (GWEC, 2016).

Um pouco mais recente, a introdução dos veículos elétricos (VE) e híbridos (VEH) também é destacada na Figura 1.3 entre os anos de 2010 a 2015. Em 2015, mais de 1 milhão de veículos elétricos estavam rodando ao redor do mundo. A fatia de mercado que esses veículos ocupam já é de 23% na Noruega e próximo à 10% na Holanda (IEA, 2016).

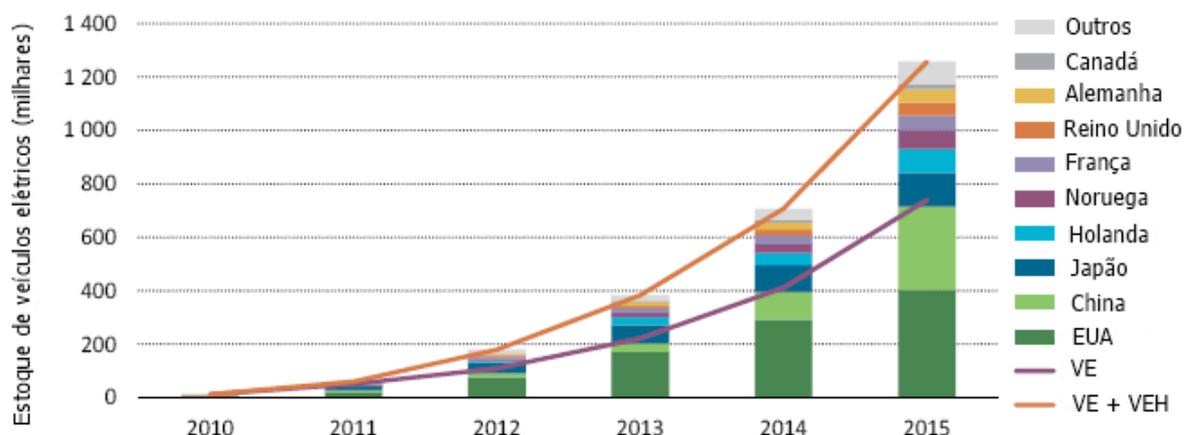


Figura 1.3 – Evolução do estoque de veículos elétricos e híbridos em diferentes países (IEA, 2016).

Ademais, a presença de mercados elétricos competitivos estimula a inserção do armazenamento de energia à medida que os custos de aquisição dos dispositivos diminuem.

Entretanto, ressalta-se que os benefícios dos investimentos em armazenamento de energia associados à confiabilidade do sistema elétrico não são refletidos no preço da energia no mercado atacado. Assim, os custos de aquisição dos equipamentos não são completamente capturados pelos investidores. Já o consumidor individual é capaz de beneficiar-se de uma reserva de energia, mas não tem capacidade de competir no mercado atacado. Idealmente, um modelo que capturasse o mercado atacado e o sistema de distribuição geraria grandes benefícios (CHANG et al., 2014).

Portanto, o armazenamento de energia é uma alternativa tecnológica capaz de desacoplar a geração da demanda, prover capacidade de reserva, contribuir com a regulação e suporte de tensão. Também possibilita a supressão de picos de demanda, a postergação de investimentos na rede, a melhoria da confiabilidade e resiliência do sistema, através de uma gestão de energia mais eficiente e racional da rede. Salienta-se que é importante que os avanços no sistema elétrico sejam ambientalmente amigáveis. Nessa direção, baterias e AH_2 apresentam-se como candidatos para as diversas aplicações do armazenamento de energia no sistema elétrico.

A Tabela 1.1 apresenta um comparativo entre diversas tecnologias de armazenamento e suas aplicações em relação ao tempo de armazenamento de energia.

Tabela 1.1 – Diferentes tecnologias de armazenamento e suas aplicações. Adaptado de Barton e Infield (2004).

Duração	Aplicação	Baterias	Eletrólises/ Células combustíveis	Ar comprimido	Usina reversível	Volante de inércia	Arm. térmico	Supercondutor	Supercapacitores
		4 meses	Suavização anual de cargas e geração intermitente		S				
3 semanas	Suavização das cargas e dos efeitos climáticos		S						
3 dias	Suavização das cargas e principalmente dos efeitos climáticos		S	S	S		S		

Duração	Aplicação									
		Baterias	Eletrolisadores/ Células combustível	Ar comprimido	Usina reversível	Volante de inércia	Arm. térmico	Supercondutor	Supercapacitores	
8 horas	Ciclo de carga diário, geração intermitente, reparo de linhas	S	S	S	S		S			
2 horas	Redução do pico, suavização geração eólica	S	S	S	S		S			
20 minutos	Reserva girante, suavização geração eólica, nuvens na ger. solar	S	S	S	S	S	S			
3 minutos	Reserva girante, suavização geração eólica devido a rajadas	S	S		S	S				
20 segundos	Controle de frequência	S	S			S		S	S	

S: Sim

Observa-se que eletrolisadores e células combustível possibilitam aplicações de uma ampla escala temporal. Longos períodos de armazenamento são interessantes para aplicações em larga escala que necessitem de um combustível como o H_2 que tem grande potencial energético. O fornecimento de energia entre estações do ano, o suporte à geração intermitente, podem ser realizados, armazenando-se o H_2 em formações rochosas ou subterraneamente. Além do mais, no SDEE, células combustíveis são alimentadas com gás natural, que é transformado em H_2 pela reforma a vapor, fornecendo eletricidade e calor para a população. Nesse caso, as aplicações compreendem horas a minutos, entretanto a aplicação de regulação de frequência a partir da produção de H_2 por eletrólise é objeto de estudo e será exposta mais adiante.

As baterias, por sua vez, não são adequadas para o armazenamento de longo prazo uma vez que a quantidade de energia que conseguem armazenar é limitada para o tempo da aplicação. Entretanto as baterias são soluções atraentes para as aplicações de horas a segundos e são utilizadas para suavizar a geração intermitente eólica, solar e a curva de carga. Também

atuam na redução do pico de demanda (*peak-shaving*), no controle de frequência e na melhoria da qualidade de energia. Tanto o controle da frequência, quanto as aplicações de qualidade de energia, como os afundamentos e elevações momentâneas de tensão, necessitam de respostas rápidas a qual a bateria é apta a prover.

A versatilidade de aplicações ajuda a disseminar o uso das baterias. Nota-se que o crescimento da capacidade instalada desses equipamentos é mais notório a partir de 2010 para o mercado estadunidense, como mostra a Figura 1.4. Destaca-se o rápido crescimento da bateria de lítio-íon (Li-íon), semelhante ao ocorrido com os veículos elétricos, porém agora para aplicações estacionárias.

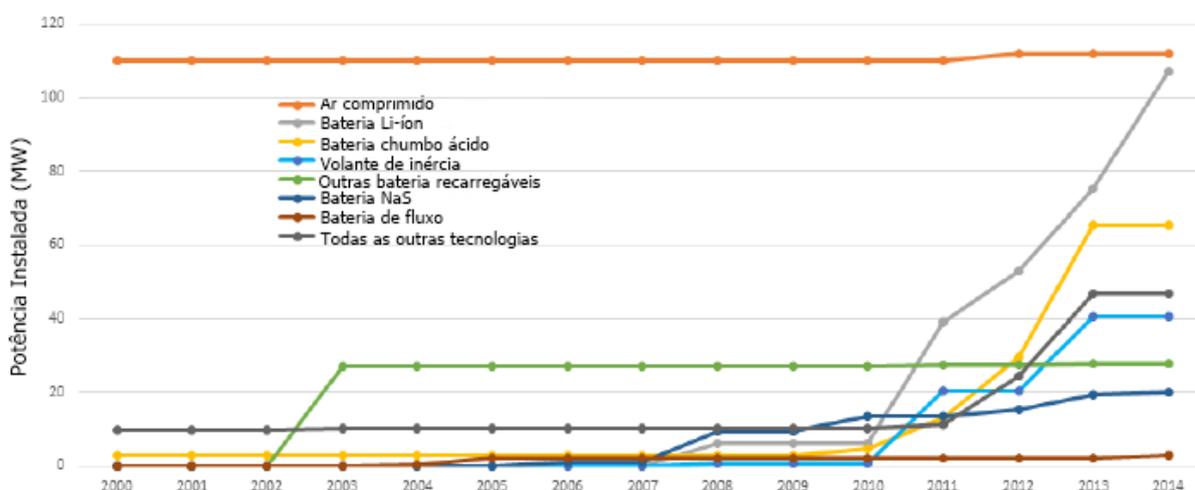


Figura 1.4 – Crescimento da potência instalada de diversas tecnologias de armazenamento de energia nos EUA (HART; SARKISSIAN, 2016).

O AH_2 também apresenta uma tendência de crescimento como mostra a Figura 1.5. Nesse caso, a evolução da produção de células combustível é avaliada, corroborando-se uma significativa participação das células estacionárias. Essa aplicação compreende o uso para cogeração, *backup* e em sistemas remotos. Destacam-se a utilização de células combustível em locais de infraestrutura crítica como estações de telecomunicação, no aproveitamento do H_2 gerado como subproduto de processos como a obtenção da soda cáustica e do cloro. Também como unidades de fornecimento ininterrupto de potência para centro de dados, hospitais, indústrias, além da possibilidade de aproveitamento do calor em determinadas tecnologias de célula combustível. Entretanto, não é predominantemente utilizada no SDEE. Ressalta-se ainda que a capacidade instalada de células combustível é mais modesta comparada ao das baterias, porém múltiplas alternativas são desejadas, pois fomentam a competitividade e possibilitam maior confiabilidade e eficiência.



Figura 1.5 – Evolução da produção de células combustível de acordo com a aplicação (IEA, 2015).

Um importante inconveniente é a degradação dos dispositivos de armazenamento de energia ao longo de sua vida. Com relação as baterias, as tecnologias de sódio enxofre (NaS) e Li-íon apresentam melhor desempenho em relação à bateria de chumbo ácido. Contudo, o limitado número de ciclos ao longo de suas vidas, o qual depende da profundidade de descarga (PDD), induz a busca de regimes de operação que prolonguem a integridade da bateria. A Figura 1.6 mostra a relação entre o número de ciclos e a PDD para um modelo comercial de bateria de Li-íon.

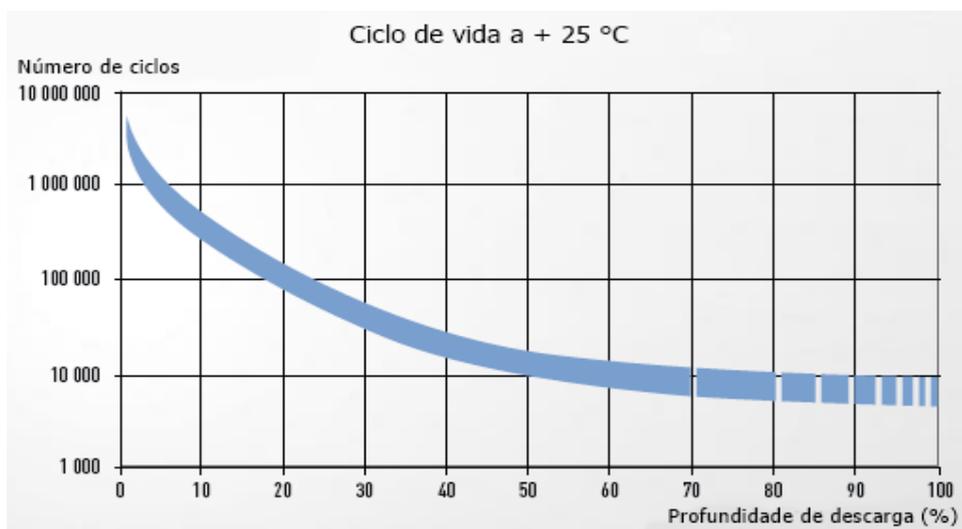


Figura 1.6 – Número de ciclos da bateria de Li-íon em função da PDD (SAFT, 2017).

Regimes de operação com PDD elevada (maiores que 80%) corroboram redução na expectativa do número de ciclos que a bateria irá realizar ao longo de sua vida. Não menos importante, a degradação dos equipamentos do AH₂ está presente na partida e parada do

eletrolisador e da célula combustível. Nesse caso, esses eventos ocasionam, no eletrolisador, a degradação química causada pela polaridade descontrolada da pilha de eletrólise. Já na célula combustível, a partida e parada ocasionam a desativação da camada de catálise e a corrosão dos eletrodos (GARCIA-TORRES; BORDONS, 2015).

Por conseguinte, a utilização de sistemas híbridos de armazenamento de energia apresenta-se como alternativa para melhorar o desempenho e prolongar a vida útil dos dispositivos, maximizando as potencialidades e complementando as deficiências. Esses sistemas são objeto de estudo em aplicações de transporte, sistemas autônomos, regulação de frequência e, desse modo, a proposta de planejar a operação de baterias e AH_2 em um horizonte de curto prazo, possibilita o entendimento da interação do equipamento com a rede, a fim de promover uma operação eficiente.

1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como principal objetivo planejar a operação de curto prazo de baterias e AH_2 , visando prolongar a vida útil desses equipamentos no contexto do SDDE. O planejamento de curto prazo considera um horizonte de alguns dias e fornece uma estimativa para a operação diária, enquanto que o de longo prazo considera alguns anos e permite a avaliação de diferentes cenários.

Dessa forma, é necessário elaborar um modelo que represente a operação dos dispositivos de armazenamento. Assim, um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM) é proposto. Contudo, esse problema é de difícil solução e não pode ser resolvido através de *solvers* comerciais. Então, um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) é implementado em AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e solucionado com o *solver* CPLEX® (IBM, 2017).

O modelo propõe a operação eficiente dos dispositivos de armazenamento. Sendo assim, utilizam-se restrições pertinentes e parâmetros de equipamentos comerciais. Nesse contexto, destaca-se a importância do prolongamento da vida útil do dispositivo de armazenamento. Operações desnecessárias são evitadas através de restrições, porém, além disso, propõe-se a operação combinada da bateria e do AH_2 em um mesmo nó, o sistema híbrido, de modo a promover a conservação da bateria.

Finalmente, os impactos do armazenamento de energia na rede devem ser avaliados. Para isso, analisam-se as tensões máxima e mínima da rede, bem como as perdas nos circuitos, nos casos com e sem armazenamento de energia.

1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

A revisão da literatura indica que a operação de baterias em SDEE é um tema bastante atrativo atualmente e diversos trabalhos são encontrados abordando o assunto. Por sua vez, os trabalhos em AH₂ consideram, em geral, sistemas autônomos ou microrredes (conectadas ou isoladas). Desse modo, a partir do desenvolvimento de modelos para o planejamento da operação de curto prazo, esse trabalho busca considerar o AH₂ e as baterias em SDEE.

Uma vez que o modelo de PNLIM necessita de *solvers* específicos para sua solução, providenciar um modelo convexo, que pode ser resolvido por *solvers* comerciais é uma alternativa bastante interessante. Isso é obtido através do modelo de PCSOIM, que encontra uma solução de convergência global através do solver CPLEX[®], amplamente testado, atualizado e aceito como solucionador em problemas de otimização.

Nota-se que o limitado número de ciclos de operação ao longo da vida das baterias é uma questão importante a ser considerada nas propostas de regime de operação. Assim, um modelo híbrido de bateria e AH₂ que tem por objetivo restringir a capacidade operativa da bateria prolongando sua vida útil, é proposto.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 1 apresenta-se um panorama do trabalho, incluindo as motivações e os objetivos principal e específicos. Já no Capítulo 2 realiza-se a revisão bibliográfica da literatura. Primeiramente faz-se um resumo do conceito de armazenamento de energia e suas tecnologias. Em seguida detalham-se as baterias, o eletrolisador e a célula combustível. Posposto a isso, enfatizam-se as aplicações desses dispositivos no sistema de energia elétrica incluindo geração, transmissão, distribuição e usuário final. Finalmente, expõem-se a revisão dos modelos que embasaram o desenvolvimento da proposta desse trabalho.

O Capítulo 3 por sua vez, explicita a modelagem matemática desenvolvida para solucionar o problema do planejamento de curto prazo da operação dos dispositivos de

armazenamento. A rede de distribuição é apresentada, assim como o equacionamento para o fluxo de carga. Na sequência, cada equipamento da rede é modelado para o SS e SH, valendo-se do modelo NLIM. Expõem-se os subcasos que serão analisados para cada macro caso. Para o SS são consolidadas as funções objetivo para os subcasos da rede operando somente com baterias, somente com AH_2 , além de bateria e AH_2 , mas em nós distintos. Já para o SH, os diferentes subcasos baseiam-se na profundidade de descarga (PDD) da bateria possuindo todos a mesma função objetivo. Posteriormente, o modelo relaxado CSOIM, bem como as linearizações pertinentes, são apresentadas de modo a obter um modelo final convexo.

Seguindo, o Capítulo 4 testa o modelo CSOIM proposto observando as principais variáveis do sistema, como por exemplo o estado de carga da bateria e o nível do tanque de H_2 . Também é apresentado um comparativo das perdas da rede de distribuição com e sem os dispositivos de armazenamento. Encerrando esse trabalho, o Capítulo 5 provê as conclusões com relação ao planejamento de curto prazo da operação de baterias e AH_2 em SDEE e sugere melhorias para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse Capítulo introduz-se uma breve conceituação do que se denomina armazenamento de energia, suas classificações e emprego. Na sequência apresentam-se a bateria, o eletrolisador e a célula combustível, destacando-se aspectos como tecnologias disponíveis, eficiência, tempo de vida e custo de aquisição. Algumas das diversas aplicações desses equipamentos no sistema de energia elétrica são exemplificadas na forma de artigos científicos, projetos governamentais e de concessionárias ao redor do mundo. Posteriormente, efetua-se a revisão da literatura com relação à operação de sistemas de armazenamento de energia em SDEE, abordando diferentes técnicas de otimização. Finalmente, apresentam-se as conclusões referentes à pesquisa bibliográfica.

2.1 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Em poucas palavras define-se o armazenamento de energia como o processo de absorção de energia por um período para uso posterior. Esse processo pode ser centralizado ou descentralizado, em grande ou pequena escala (IEA, 2014), de curta ou longa duração, utilizado para aplicações que exijam potência ou energia. Na primeira, grandes potências de descarregamento são necessárias em curtos períodos – geralmente alguns segundos a alguns minutos. Já na segunda, grande quantidade de energia é descarregada durante vários minutos a várias horas.

As tecnologias para o armazenamento de energia podem ser classificadas pela maneira como são armazenadas em mecânica, térmica, elétrica, eletroquímica, química e termoquímica. Usinas hidrelétricas reversíveis, ar comprimido e volante de inércia são exemplos de armazenamento mecânico. Por sua vez, sal fundido, água quente e gelo, correspondem a tecnologias de armazenamento térmica. Como exemplos de armazenamento elétrico citam-se os supercapacitores e os supercondutores magnéticos. As baterias de Li-íon, NaS, chumbo ácido e de fluxo, caracterizam o armazenamento eletroquímico. Já o hidrogênio e o gás natural sintético caracterizam o armazenamento químico. Finalmente, ainda iniciando as pesquisas, a produção direta do H₂ a partir do sol representa o armazenamento termoquímico (LUO et al., 2015), (IEA, 2014).

Embora as usinas hidrelétricas reversíveis representem 99% da capacidade instalada de armazenamento de energia atualmente, as baterias apresentam-se como tendência devido à sua versatilidade de aplicações no sistema elétrico. Em relação ao 1% restante, 50% correspondem as baterias de Li-íon e NaS, sendo 37% para a primeira e 63% para a segunda (IRENA, 2015). Ainda incipiente, o AH_2 baseia-se no aproveitamento do grande potencial energético desse combustível e de sua flexibilidade, capaz de atender os setores térmico, elétrico, químico e de transportes. Dessa forma, o armazenamento de energia através de baterias e H_2 alinham-se à estratégia de promover um sistema elétrico mais eficiente e confiável.

2.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS

Baterias são dispositivos eletroquímicos que convertem energia química em energia elétrica a partir de reações de oxidação e redução. Dentre as várias tecnologias disponíveis, destacam-se as baterias de chumbo ácido, NaS, bateria de fluxo, metal-ar e Li-íon, para aplicações em sistemas de potência (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009). As baterias de chumbo ácido possuem menores custos de aquisição, porém atingem menos ciclos ao longo da vida que as baterias de Li-íon. As baterias de NaS, por sua vez, adequam-se melhor às aplicações de alta potência e tem como desvantagem o fato de necessitarem um sistema extra para manter sua temperatura (LUO et al., 2015). São empregadas em aplicações de qualidade de energia, fornecimento de emergência, integração da geração intermitente, entre outras. As células de NaS atingem eficiência de até 89% e não possuem autodescarga. Isso ocorre devido a um condutor seletivo aos íons de sódio, mas não aos elétrons. Tais baterias utilizam materiais de baixo custo em sua fabricação e por isso sua produção em larga escala tende a diminuir seu custo final (KAMIBAYASHI; TANAKA, 2002). Já as baterias de fluxo ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento tendo como tecnologia mais madura as baterias redox de vanádio (LUO et al., 2015). Sua principal vantagem é a operação por longos períodos enfrentando como desafios o aumento de sua densidade de potência e os custos de operação (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009). Também as baterias de metal-ar encontram-se em fase de pesquisa e desenvolvimento, prometendo menores custos de aquisição e alta densidade energética, porém com a desvantagem de ter uma recarga difícil (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009).

Finalmente, a bateria de Li-íon desponta como alternativa promissora devido a sua baixa autodescarga, rápido carregamento e descarregamento, alta eficiência, longo ciclo de vida

quando descargas profundas são evitadas (WU et al., 2015) – as quais justificam a disseminação do seu uso. Com relação a autodescarga Chen et al. (2009) indicam que a mesma está entre 0,1 a 0,3% ao dia. De acordo com fabricantes como a Saft®, a eficiência conjunta do ciclo de carregamento/descarregamento é maior que 95% (SAFT, 2016). A literatura, por sua vez, cita um intervalo de 90 a aproximadamente 98% para a eficiência (CHEN et al., 2009). No que concerne aos ciclos ao longo da vida para a bateria de Li-íon, a estimativa dos fabricantes é de aproximadamente 6.000 ciclos (SAMSUNG, 2016), (SAFT, 2016), enquanto que Chen et al. (2009) consideram um intervalo entre 1.000 a 10.000 ciclos. A Tabela 2.1 revela uma estimativa dos ciclos realizados por baterias genéricas em instalações reais dada sua aplicação.

Tabela 2.1 – Estimativa dos ciclos realizados ao ano referente a cada aplicação da bateria (EPRI, 2010).

Aplicação	Ciclos/ano
Negociação de energia (atacado)	300-400
Regulação de frequência	>8.000
Geração eólica: rampa e suporte de tensão	5.000-10.000 (ciclos completos)
Geração solar: afundamento de tensão, suporte à demanda	>4.000
Baterias distribuídas (25-200 kW monofásica)	100-150
Residencial	150-400

Ressalta-se que cada aplicação tem sua particularidade e os valores devem servir como indicadores de uma tendência. Um exemplo é a regulação de frequência que apesar do elevado número de ciclos utiliza uma pequena faixa da capacidade da bateria. Também as baterias distribuídas podem atingir potências maiores e realizar a supressão de picos de demanda pela manhã e à noite. Outra consideração importante é o fato de que as baterias realizam múltiplos serviços a fim de garantir sua viabilidade econômica.

Destaca-se que a utilização das baterias de Li-íon em equipamentos eletrônicos e veículos híbridos e elétricos, fomentando assim o uso estacionário em redes de energia elétrica (DUNN; KAMATH; TARASCON, 2011), contribuiu para a redução dos custos ao longo dos anos. Se em 2009 as estimativas de Chen et al. (2009), Divya e Østergaard (2009) apontavam para intervalos de 600 – 2.500 \$/kWh e 700 – 1.000 €/kWh, respectivamente, estudos mais recentes indicam 350 – 500 \$/kWh (HERING, 2015).

2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM HIDROGÊNIO (AH₂)

O H₂ é um gás nas condições normais de temperatura e pressão que apresenta grande potencial energético e por isso pode ser entendido como um vetor que armazena energia química para uso posterior. Apesar de o H₂ ser um elemento abundante na Terra, o mesmo encontra-se presente na composição das diferentes substâncias e não isoladamente. Dessa forma, os processos convencionais de produção de H₂ utilizam combustíveis fósseis, como por exemplo a reforma do gás natural, do metanol e de outros hidrocarbonetos; a gaseificação do carvão e a oxidação parcial de hidrocarbonetos. Por outro lado, os processos alternativos, que utilizam fontes renováveis de energia, ganham destaque à medida que tornam o ciclo de produção da energia ambientalmente menos impactante. Nesse aspecto enquadram-se a reforma e gaseificação da biomassa, a eletrólise da água a partir das fontes eólica, solar e hidrelétrica, além das recentes pesquisas com algas e fotoconversão direta.

Essa versatilidade também está presente nas formas de aplicação do H₂, as quais contemplam o setor de transporte, químico, de gases e elétrico. Com relação ao último, a produção de H₂ por eletrólise a partir de um eletrolisador e sua reconversão em eletricidade em uma célula combustível, apresenta-se como alternativa para impulsionar a geração distribuída nas redes de distribuição modernas.

2.3.1 Características dos eletrolisadores

A eletrólise da água é uma reação química não espontânea que consiste na separação da molécula de água em H₂ e O₂ através da passagem de uma corrente elétrica. O eletrolisador, equipamento responsável por esse processo, pode ser alcalino (*Alkaline Electrolyser* – AE – na sigla em inglês), de membrana de troca protônica (*Proton Exchange Membrane Electrolyser* – PEME – na sigla em inglês), de óxido sólido (*Solid Oxide Electrolyser* – SOE – na sigla em inglês) e de membrana de troca de ânions (*Anion Exchange Membrane Electrolyser* – AEME – na sigla em inglês).

O eletrolisador alcalino é a tecnologia mais madura tecnológica e comercialmente, possuindo amplo espectro de atuação com potências nominais que variam de 0,35 a 3,35 MW (FELGENHAUER; HAMACHER, 2015). Com eficiência entre 47 – 82% (URSUA; GANDIA; SANCHIS, 2012) e tempo de vida entre 60.000 – 90.000 h (BERTUCCIOLI et al., 2014), tal

tecnologia tem a desvantagem de não produzir H_2 ao longo de todo intervalo de sua potência especificada, sendo menos tolerante que o eletrolisador PEME às flutuações da potência de entrada, comuns as fontes solar e eólica.

Tal fato estimulou o uso de eletrolisadores PEME em aplicações de pequena capacidade (DINCER; ZAMFIRESCU, 2012), porém equipamentos com maiores taxas de produção, com potência nominal variando de 0,45 a 2,50 MW, já podem ser encontrados (FELGENHAUER; HAMACHER, 2015). Nesse caso a desvantagem do eletrolisador PEME é o seu maior custo. Enquanto um eletrolisador alcalino custa entre 850 – 1.500 \$/kW um eletrolisador PEME custa 1.500 – 3.800 \$/kW (IEA, 2015). Ressalta-se que os eletrolisadores SOE e AEME estão em fase de pesquisa e desenvolvimento e apresentam caráter experimental.

2.3.2 Características das células combustível

As células combustível são dispositivos eletroquímicos capazes de converter a energia química de um combustível em energia elétrica. Diferentemente dos métodos tradicionais de conversão de energia química em energia elétrica (motor a combustão, máquina térmica), os quais ocorrem em diversas etapas (transformação química para térmica, para mecânica e então elétrica), as células combustível efetuam a conversão em apenas uma etapa de maneira mais eficiente, ambientalmente amigável (quando o combustível é o H_2) e silenciosamente (SHARAF; ORHAN, 2014).

De maneira semelhante aos eletrolisadores, as células combustível são classificadas de acordo com seu eletrólito. As principais tecnologias presentes atualmente são a alcalina (*Alkaline Fuel Cell* – AFC – na sigla em inglês), membrana de troca protônica (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell* – PEMFC – na sigla em inglês), óxido sólido (*Solid Oxide Fuel Cell* – SOFC – na sigla em inglês), ácido fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell* PAFC – na sigla em inglês) e carbonato fundido (*Molten Carbonate Fuel Cell* – MCFC – na sigla em inglês).

As PEMFCs seguem uma evolução tecnológica similar às baterias de Li-íon. Essas células combustível de baixa temperatura são utilizadas no setor de transportes em veículos e ônibus movidos à H_2 . Contudo, é possível adaptá-las para aplicações portáteis e estacionárias. Essa última ainda encontra resistência no mercado devido aos altos custos, \$ 3.000,00 – 4.000,00 (IEA, 2015), e a falta de um sistema de distribuição em larga escala de H_2 . Para contornar esse problema e fomentar a introdução das células combustível estacionárias, utiliza-se o processador de combustível que permite a utilização de outros combustíveis como o gás

natural em células tipo MCFC e SOFC que operam em temperaturas mais altas e permitem a cogeração (BARBIR, 2013). Ressalta-se ainda que as células tipo PEMFC apresentam eficiência entre 30 – 60% (WINTER; BRODD, 2004) e possuem tempo de vida em torno de 40.000 horas (SMIT, 2014).

2.4 BATERIAS, ELETROLISADORES E CÉLULAS COMBUSTÍVEL EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

As aplicações em sistemas elétricos de potência de baterias, eletrolisadores e células combustível podem ser divididas em aplicações para geração, transmissão, distribuição e usuário final (RITTERSHAUSEN; MCDONAGH, 2010).

Na geração, o armazenamento pode ser utilizado para deslocar a energia elétrica no tempo (*electric energy time-shift*) de modo a comprar energia barata no período fora de ponta, armazená-la e posteriormente vendê-la no período de ponta a um preço melhor. Nessa mesma conjuntura, a atuação do armazenamento como capacidade de fornecimento elétrico (*electric supply capacity*) reduz a necessidade de novas plantas geradoras e compra de energia no mercado atacado. Além disso, a integração das fontes renováveis intermitentes encontra no armazenamento uma forma de fornecimento praticamente constante (*renewables capacity firming*) (EYER; COREY, 2010).

Assim, devido à crescente penetração da geração intermitente na matriz energética alemã, a geradora Steag instalou seis baterias de 15 MW em diferentes usinas com o objetivo de promover o controle primário de potência, evitando flutuações e garantindo a confiabilidade do sistema. As baterias operam independentemente das plantas e a reserva primária de potência foi capaz de equilibrar os desvios na frequência causados pela diferença entre geração e demanda. Ressalta-se que a reserva primária de potência deve estar disponível por 30 minutos para assegurar o fornecimento no caso de interrupção devido a alguma falta (STEAG, 2017). Uma vez que os eletrolisadores são cargas despacháveis é possível utilizá-los para produção de H₂ no controle da frequência. Nessa direção, Kiaee et al. (2014) analisam a estabilidade de frequência usando o gerenciamento pelo lado da demanda, a partir de um modelo em MATLAB-Simulink com eletrolisadores alcalinos e alta penetração de geração eólica.

Situação particular ocorre nas hidrelétricas brasileiras sujeitas ao vertimento da água para regulação da demanda. Observa-se que existe um potencial energético subaproveitado em períodos de condição hidrológica favorável, viabilizando a produção de H₂ em eletrolisadores

através da energia vertida turbinável (PADILHA et al., 2009). Salienta-se que Itaipu Binacional opera desde 2015 uma planta piloto com eletrolisador e célula combustível, a qual atende sistemas de iluminação (ABRAPCH, 2017).

Com respeito a transmissão, o armazenamento pode contribuir aliviando o congestionamento da rede (*transmission congestion relief*) provocado pela crescente inserção da geração intermitente e distribuída. Nesse contexto investimentos em novas linhas podem ser postergados e os picos de demanda amenizados (EYER; COREY, 2010). Visando avaliar esse potencial, além de outros como diminuição das perdas, suporte de tensão, substituição da capacidade reserva (girante e não-girante), o projeto Tehachapi Wind Energy Storage da Southern California Edison, inclui uma bateria de 8 MW para 4 horas de operação, instalada em uma região de produção de energia eólica. A bateria carrega quando a geração eólica for alta, para reduzir o congestionamento, descarregando quando a geração eólica for menor, para aproveitar a capacidade da linha.

No projeto Ingrid localizado em Puglia, na região com maior penetração de geração renovável da Itália, o eletrolisador é responsável por produzir H₂ quando houver excedente de geração, podendo ser armazenado ou utilizado pelo mercado de gases, misturado ao gás natural, utilizado em uma máquina térmica ou veículo movido à célula combustível. Existe também a alternativa de produção de eletricidade a partir da célula combustível, dependendo da situação da geração. Além do estudo do congestionamento da transmissão, o projeto pretende aprimorar a operação do sistema de distribuição realizando estudos de qualidade de energia (INGRID, 2017).

No que concerne ao sistema de distribuição, destacam-se mudanças de paradigmas como o fluxo bidirecional oriundo da geração distribuída, a penetração da geração intermitente, a eletrificação do transporte. Nesse contexto Celli et al. (2013) investigam a inserção de baterias distribuídas de sódio enxofre no planejamento de uma rede de distribuição real na Itália. Mostra-se que na hipótese da existência de futuras instalações de carregamento rápido de veículos elétricos, a utilização das baterias é economicamente atrativa.

Koller et al. (2015) apresentam as aplicações para uma bateria de Li-íon de 1 MW que pode conectar-se tanto a média tensão quanto a baixa tensão, além de poder participar da operação de uma microrrede, de acordo com a conexão realizada. Os autores analisam a regulação primária de frequência baseando-se em algoritmos de recarga da bateria que limitem o estado de carga (EDC) e outra abordagem que utiliza o conceito de média móvel. Também avaliam o corte dos picos de carga, através de um modelo de programação quadrática inteira mista (PQIM), que incorpora os custos de degradação da bateria. Finalmente, uma microrrede

é estabelecida quando parte do sistema é isolada, passando a bateria a responder dinamicamente as variações de carga.

[Giorgio, Liberati e Lanna \(2015\)](#) utilizam o controle preditivo baseado em modelo para estudar a integração de baterias de média e grande escala em uma subestação de alta para média, cujo objetivo é mitigar os efeitos da flutuação da demanda na rede de distribuição com geração distribuída fotovoltaica. Os impactos da inserção da geração distribuída e do armazenamento de energia no sistema de distribuição também são investigados por [Srivastava, Kumar e Schulz \(2012\)](#). Contudo, assume-se a introdução de geradores síncronos e de indução, além de baterias e ultracapacitores, culminando em melhoria da estabilidade transitória quando os dispositivos de armazenamento estão presentes.

Evidencia-se que o problema da estabilidade é uma questão crítica quando a integração da geração intermitente ocorre em redes fracas ou isoladas, como as ilhas. No caso da Grã Canária pertencente a Espanha, o projeto STORE patrocinado pela Endesa, visa melhorar a confiabilidade e operação da rede, evitando investimentos em infraestrutura, num cenário de alta penetração de geração eólica e solar ([ENEL, 2016](#)). Também AH_2 é utilizado para suavizar as flutuações na geração fotovoltaica e fornecer energia nos picos de demanda no projeto MYRTE (*Mission hYdrogen & Renewable for the inTegration on the Electrical grid*) na ilha de Córsega na França ([MYRTE, 2012](#)). Outro projeto, agora utilizando a geração eólica, foi realizado na Noruega pela Statoil e Enercon. Nesse caso, dez casas foram abastecidas apenas com a energia proveniente da turbina eólica e o excedente foi utilizado para produzir H_2 . Quando a velocidade do vento era muito baixa ou muito alta, inviabilizando a geração, um gerador ou uma célula combustível forneciam eletricidade para as casas ([UTSIRA, 2017](#)).

Não menos importante, a questão da restauração do sistema de distribuição na ocorrência de faltas, ou desastres naturais pode encontrar no armazenamento de energia uma das alternativas para aprimorar sua resiliência. Nesse aspecto [Nguyen e Flueck \(2012\)](#) propõem um algoritmo para o problema de restauração utilizando baterias distribuídas, chaves e seccionadores, no qual as baterias fornecem energia para a parte a jusante da falta, sempre buscando as cargas prioritárias.

Outra questão a ressaltar são os distúrbios de qualidade de energia que podem afetar os consumidores e penalizar as concessionárias. Dessa forma, a utilização do compensador estático de distribuição associado a uma bateria para melhorar a compensação da carga, é proposta por [Mahela e Shaik \(2016\)](#) para melhorar a qualidade de energia na ocorrência de distúrbios na rede devido a comutação de carga, elevações e afundamentos momentâneos de tensão.

Destaca-se que as transformações em decurso no sistema elétrico de potência promovem um usuário final ativo que é capaz de interagir com o sistema, reduzindo seus próprios custos e o de toda a cadeia envolvida, estimulando novas aplicações para os sistemas de armazenamento. Assim, semelhante a aplicação *electric energy time-shift*, para o mercado atacado de energia, o gerenciamento do custo da energia por tempo de uso (*time-of-use energy cost management*), aplica-se ao mercado varejista (EYER; COREY, 2010). Dessa maneira, a sinergia entre o *time-of-use* e o corte dos picos de demanda (*peak shaving*) é benéfica tanto para o consumidor que economiza na conta de energia, quanto para a concessionária que pode negociar melhor a energia que compra.

Novamente, soma-se a esse cenário a penetração da geração intermitente, principalmente os painéis fotovoltaicos em instalações residenciais. Hoppmann et al. (2014) realizam uma análise da viabilidade econômica de painéis fotovoltaicos com baterias em instalações residenciais considerando um horizonte de 2013 a 2022. Tomando como referência o cenário da Alemanha, adotam-se oito cenários para o preço da eletricidade, além de diversos tamanhos de painel e capacidades de bateria, os quais são avaliadas de modo a encontrar a melhor solução econômica. Os resultados indicam que pequenos sistemas eram lucrativos em todos os cenários em 2013, porém os autores ressaltam que mais parâmetros devem ser adicionados ao modelo para refinar a análise.

Se por um lado a viabilidade econômica é uma questão em aberto, por outro, alguns projetos como o Irvine Smart Grid Demonstration, patrocinado pela Southern California Edison, movimentam o setor e ajudam a enfrentar os desafios tecnológicos. Nesse caso, as baterias são instaladas juntamente com o sistema fotovoltaico em residências com pouca ou nenhuma dependência da rede dado o dimensionamento dos painéis. Além de fornecer energia quando necessário, diversos controles foram testados como a resposta aos sinais do preço da energia e o *backup* para cargas prioritárias, entre elas o refrigerador e o portão, na ocorrência de uma falha no sistema de distribuição (IRWIN; YINGER, 2016).

2.5 MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE BATERIAS E DE AH_2 EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O problema da operação ótima dos dispositivos de armazenamento é formulado através de modelos lineares e não lineares a serem resolvidos em *solvers* comerciais, técnicas como programação dinâmica, buscas heurísticas, controle preditivo baseado em modelo, entre outros.

Os modelos para a bateria e o AH_2 consistem em uma série de restrições que estabelecem as fronteiras para o estado de carga (EDC) no caso da bateria e pelo nível do tanque NH_2 , no caso do H_2 . [Heussen et al. \(2012\)](#) discutem um modelo genérico para a modelagem de sistemas de armazenamento, tradicionalmente empregado na literatura em sua versão simplificada, o qual inclui as perdas intrínsecas ao dispositivo.

Nessa direção, [Macedo et al. \(2015\)](#) propõem a operação ótima da bateria considerando sua autodescarga através de um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM). O trabalho também apresenta a linearização do modelo para a programação linear inteira mista (PLIM), mostrando que os resultados obtidos são bastante próximos aos alcançados pela PCSOIM em tempo compatível. Utiliza-se uma rede de distribuição na presença de bancos de capacitores chaveados, reguladores de tensão, comutadores de carga e geração distribuída.

Com relação ao modelo para operação do AH_2 , [Olivares, Canizares e Kazerani \(2014\)](#), propõem um modelo para a operação do AH_2 considerando o poder calorífico superior (PCS) do H_2 , que é a energia intrínseca ao combustível. O gerenciamento de energia em uma microrrede isolada de média tensão é estudado desacoplando-se os problemas de alocação de geradores (PLIM) e fluxo de carga ótimo (programação não linear PLN), com o objetivo de evitar um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM).

Ressalta-se que a degradação do dispositivo de armazenamento de energia ao longo de sua vida útil é uma variável importante para a modelagem do problema da operação desses equipamentos. Diversos fatores contribuem para a depreciação dos dispositivos de armazenamento, entre eles o próprio ciclo de operação realizado. No caso da bateria o envelhecimento é dividido em envelhecimento de calendário (*calendar aging*) e de ciclo (*cycle aging*). O primeiro refere-se à degradação natural ao longo do tempo devido à temperatura de operação e ao EDC. Já o segundo decorre de cada ciclo de carga e descarga que a bateria realiza e é função da temperatura, EDC, da profundidade de descarga, entre outros fatores de estresse que tornam o processo de complicada modelagem ([XU et al., 2016](#)). No caso de eletrolisadores e células combustível o tempo de vida é afetado devido aos eventos de partida e parada ([EICHMAN; HARRISON; PETERS, 2014](#)), ([BORUP et al., 2007](#)).

Nesse sentido, [Jayasekara, Masoum e Wolfs \(2016\)](#) avaliam a operação ótima de baterias na rede IEEE de 33 barras, com o objetivo de minimizar os custos do sistema de distribuição, representado pelos custos das perdas do sistema, do *peak shaving* e da regulação de tensão, além de incorporar os custos devido a operação da bateria. Na abordagem multiobjetivo são considerados os custos do sistema e o custo de operação da bateria. Também

se otimizam os custos das perdas, do *peak shaving* e da regulação somados individualmente ao custo de operação da bateria, para analisar separadamente o comportamento de cada custo. Destaca-se que a inclusão do custo de operação da bateria contribui para a otimização do seu desempenho, uma vez que se reduzem os ciclos efetuados e o atendimento à demanda não é comprometido.

[Koller et al. \(2013\)](#) por sua vez, propõem uma função de custo baseada na degradação da bateria e a restrição da variação do EDC no intervalo de 20 a 80%, para a aplicação do corte de picos da demanda em um sistema real de armazenamento com bateria na cidade de Zurique. O problema de programação quadrática inteira mista (PQIM) adequa-se a formulação do controle preditivo baseado em modelo que adicionalmente previne que a bateria selecione picos não relevantes para atuar.

Em sistemas híbridos, nos quais há a presença de diferentes tecnologias de armazenamento de energia, a incorporação dos custos de operação desses equipamentos pondera a operação de cada dispositivo. Nesse contexto, [Tan, Xu e Panda \(2013\)](#) propõem a minimização do custo total de operação em uma rede de distribuição com múltiplas microrredes, resolvendo os problemas de despacho econômico da microrrede e restauração do sistema após uma falta. Quatro algoritmos heurísticos bioinspirados são testados no problema que também considera a natureza estocástica da velocidade do vento e do sol, além dos custos das baterias e da célula combustível.

Já [Dufo-López, Bernal-Agustín e Contreras \(2007\)](#) utilizam algoritmo genético para elaborar uma estratégia de controle que minimize os custos totais ao longo do tempo de vida, para um sistema híbrido autônomo com painel fotovoltaico, gerador a diesel, bateria e AH_2 . Apresentam-se funções para computar os custos da bateria, bem como os custos do eletrolisador e da célula combustível, calculados em conjunto, que representam o custo dos ciclos de energia nos dispositivos.

Ademais, [Garcia-Torres e Bordons \(2015\)](#) elaboram uma estratégia de controle para uma microrrede conectada integrando turbina eólica, painel fotovoltaico, bateria, AH_2 e ultracapacitor. O problema PQIM é dividido em diferentes escalas de tempo de acordo com o mercado diário e intradiário de eletricidade ibérico. No mercado diário, o objetivo é controlar a compra e a venda da eletricidade, dada a oferta dos participantes. Uma vez que os ultracapacitores não possuem densidade energética suficiente para operações a longo prazo, os mesmos são desconsiderados nessa análise. Assim, modelos para o EDC da bateria e para o NH_2 do tanque são propostos. Os custos dos dispositivos de armazenamento também são considerados. Para a bateria além do custo oriundo dos ciclos de operação é acrescentado um

custo de degradação. Já para o AH_2 , os custos do eletrolisador e da célula combustível são calculados separadamente. Em ambos os casos, uma parcela do custo depende do capital investido pelo tempo de vida, além dos custos de operação e manutenção. Também são contabilizados os custos de partida, parada e de degradação.

Uma vez que as baterias possuem múltiplas aplicações, as quais apresentam sinergias entre si, é conveniente ao proprietário do equipamento realizar vários serviços com o mesmo dispositivo a fim de amortizar mais rapidamente seus custos. Assim, [Perez et al. \(2016\)](#) analisam como a restrição do EDC da bateria em determinados intervalos afeta os múltiplos serviços (compra e venda de energia, regulação da demanda e fornecimento após o fechamento do mercado – *balancing services* – *peak sheaving* ou controle do congestionamento) que a bateria fornece no contexto de um mercado de eletricidade. Demonstra-se que embora as políticas operacionais reduzam as receitas no curto prazo devido à restrição do EDC, no longo prazo essa redução é compensada pela receita oriunda do prolongamento da vida útil da bateria.

Dessa forma, a busca de soluções que otimizem o tempo de vida dos dispositivos de armazenamento, apresentam-se como facilitadoras para a disseminação dessas tecnologias. [Maclay, Brouwer e Samuelsen \(2007\)](#), destacam que sistemas de armazenamento híbrido tem a capacidade de combinar as potencialidades de cada tecnologia, também minimizando suas fraquezas de modo a obter um melhor desempenho como ressalta [Wang et al. \(2014\)](#).

Nessa conjuntura, controles são estudados para aplicações de baterias e células combustível em veículos elétricos ([THOUNTHONG; RAEL; DAVAT, 2008](#)), no gerenciamento da profundidade de descarga (PDD) da bateria em sistemas de potência ([YUAN; DUNG, 2014](#)), em sistemas autônomos e conectados à rede ([GARCIA et al., 2014](#)). Dentre os métodos empregados ressalta-se que o controle a partir do EDC da bateria determina os instantes para ligar e desligar o eletrolisador e a célula combustível, de acordo com a energia armazenada na bateria ([ULLEBERG, 2004](#)). Devido as regiões permitidas para a operação do eletrolisador e da célula combustível, [Zhou, Ferreira, de Haan \(2008\)](#) denominam o controle EDC de controle duplo de histerese. Os autores apresentam o dimensionamento dos equipamentos e utilizam o controle para avaliar sistemas autônomos em residências.

[Teshahunegn et al \(2011\)](#), por sua vez, destaca que a utilização da bateria para corte dos picos de demanda aumenta o fator de capacidade do sistema, pois reduz os custos de investimento no eletrolisador e na célula combustível, os quais atenderão a média da demanda e terão capacidades menores. Os autores estudam um sistema composto por painel fotovoltaico, bateria e AH_2 utilizando o controle de histerese variando a PDD da bateria para atender a aleatoriedade da geração solar e reduzir a potência de operação do eletrolisador e da célula

combustível. [Agbossou et al. \(2004\)](#) também utilizam o controle de histerese em um sistema autônomo bateria e AH_2 . Os autores enfatizam a complementariedade dos sistemas no que concerne ao planejamento de curto (horas) e longo prazo (dias). Nesse caso, o AH_2 encarrega-se da variabilidade da geração intermitente, enquanto que a bateria supre os picos de carga e da falta de geração.

Já [Valverde, Rosa e Bordons \(2013\)](#) apresentam uma microrrede em escala laboratorial composta por eletrolisador, célula combustível, bateria, uma fonte para simular a geração renovável e uma carga eletrônica capaz de emular o comportamento da demanda de residências ou da rede. A estratégia de histerese é programada através de um algoritmo heurístico em um controlador lógico programável com objetivo de preservar a integridade da bateria.

Alternativamente à histerese, um algoritmo é proposto em [Maclay, Brouwer e Samuelsen \(2007\)](#) a fim de maximizar a vida útil do dispositivo de armazenamento de energia. Assim, define-se um sistema híbrido de bateria, célula combustível reversível e geração fotovoltaica para uso residencial. A estratégia de controle estabelece que a bateria acompanhe a carga até a violação de determinada taxa de carregamento ou até os limites de 20 – 85% do EDC. A célula combustível reversível é utilizada caso esses limites sejam excedidos e a rede é requerida se o limite de potência da célula for atingido.

O planejamento da operação de longo prazo também é realizado por [García-Triviño et al. \(2014\)](#). Os autores avaliam três propostas de gerenciamento de energia baseados em otimização por enxame de partículas com o objetivo de minimizar os custos de utilização, maximizar a eficiência e otimizar o tempo de vida dos dispositivos de armazenamento, respectivamente. O sistema híbrido, bateria, eletrolisador, célula combustível, painel fotovoltaico e turbina eólica, é conectado à rede e o horizonte analisado é de 25 anos. A energia excedente da geração intermitente é utilizada para produzir H_2 que será útil para garantir o balanço entre a demanda e a geração do sistema como um todo. Já a bateria é particularmente importante para as flutuações instantâneas, evitando assim seu uso excessivo.

2.6 CONCLUSÕES DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Depreende-se da literatura que não existe solução única na área de armazenamento de energia e múltiplas são as alternativas tecnológicas conforme a aplicação desejada. As baterias de Li-íon experimentam uma queda nos custos de aquisição que, aliada à sua alta eficiência,

tem impulsionado sua aplicação. Em contrapartida, o AH_2 esbarra nos altos custos e menor eficiência, porém projetos pilotos são encontrados com o intuito de disseminar a tecnologia.

Assim, a operação híbrida de bateria e AH_2 através do controle de histerese, o qual limita a PDD da bateria, preservando sua vida útil, desponta como alternativa a ser investigada. Também a incorporação dos custos de operação dos dispositivos de armazenamento mostra-se recorrente e novas abordagens de quantificação desses custos são importantes.

Com relação as análises da operação dos sistemas de armazenamento, observa-se que muitos trabalhos estudam sistemas autônomos e microrredes (conectadas ou isoladas) e poucos consideram o sistema de distribuição. A utilização de técnicas de otimização matemática em detrimento de métodos heurísticos permite a obtenção de modelos convexos e de menor dificuldade de reprodutibilidade por outros pesquisadores.

3 MODELAGEM MATEMÁTICA

O Capítulo 3 apresenta a modelagem matemática utilizada para formular o problema de planejamento da operação de curto prazo de baterias e AH_2 . Inicialmente é exposta a formulação para o sistema simples, compreendendo os equipamentos e a geração intermitente. Posteriormente, é elaborado o sistema híbrido e destacado o modelo de PNLIM. Em seguida, a relaxação cônica é apresentada, bem como as linearizações pertinentes, resultando no modelo PCSOIM. Por fim, as conclusões do Capítulo são elencadas.

3.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição estudada foi modificada a partir da proposta por [Levron, Guerrero e Beck \(2013\)](#) e é apresentada na Figura 3.1.

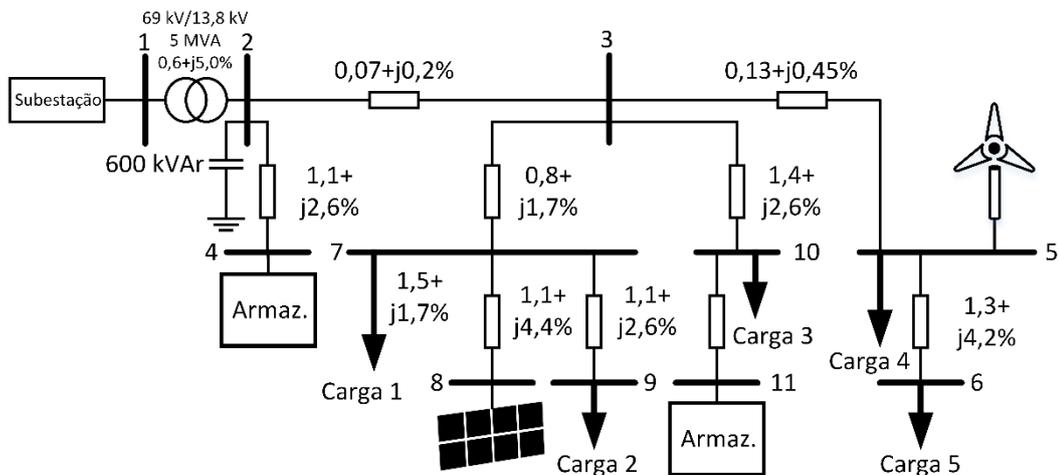


Figura 3.1 – Rede de distribuição de 11 nós utilizada nas simulações.

Trata-se de uma rede radial de distribuição de média tensão com cinco nós de carga, geração intermitente e armazenamento de energia em dois nós. A geração intermitente é composta por um arranjo de painéis fotovoltaico em um nó e uma turbina eólica no outro. O armazenamento de energia pode ser a bateria ou o AH_2 .

3.2 FLUXO DE CARGA

O equacionamento do fluxo de carga para um sistema de distribuição difere dos tradicionais métodos aplicados ao sistema de transmissão – Newton-Raphson e sua versão desacoplada – devido à alta relação R/X, comprimento variável dos circuitos e radialidade do sistema de distribuição, os quais tornam o problema mal condicionado (JABR, 2006).

Dessa forma, apresenta-se o equacionamento do fluxo de carga ótimo baseando-se no método de varredura desenvolvido por Cespedes (1990) considerando três premissas importantes:

- Cargas são representadas como potências ativa e reativa constantes;
- As perdas de potências ativa e reativa no circuito ij são concentradas no nó i ;
- O sistema de distribuição é trifásico balanceado e, portanto, pode ser representado por um equivalente monofásico;

A Figura 3.2 mostra um sistema de 3 nós que exemplificará o equacionamento do fluxo de carga de carga.

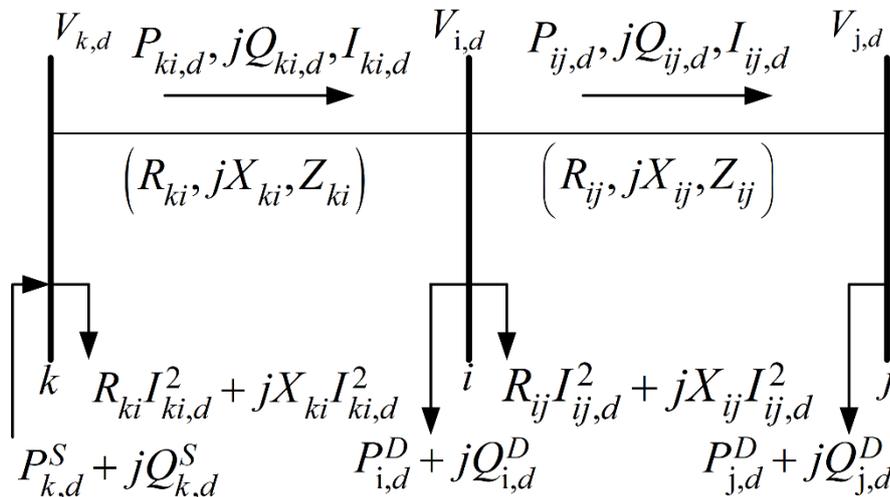


Figura 3.2 – Sistema de distribuição de 3 nós esquemático.

As equações de (1) a (4) representam respectivamente o balanço de potência ativa e reativa, as quedas de tensão nos nós e a magnitude do fluxo de corrente.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^S = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

$P_{ij,d}$ – fluxo de potência ativa no circuito ij ao nível de demanda d [kW];

$R_{ij} I_{ij,d}^2$ – perdas de potência ativa no circuito ij ao nível de demanda d [kW];

$P_{i,d}^S$ – potência ativa injetada pela subestação no nó i ao nível de demanda d [kW];

$P_{i,d}^D$ – demanda de potência ativa no nó i ao nível de demanda d [kW];

Ω_b – conjunto dos nós;

Ω_d – conjunto das demandas;

Ω_l – conjunto dos ramos;

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^S = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$Q_{ij,d}$ – fluxo de potência reativa no circuito ij ao nível de demanda d [kVAr];

$X_{ij} I_{ij,d}^2$ – perdas de potência reativa no circuito ij ao nível de demanda d [kVAr];

$Q_{i,d}^S$ – potência reativa injetada pela subestação no nó i ao nível de demanda d [kVAr];

$Q_{i,d}^D$ – demanda de potência reativa no nó i ao nível de demanda d [kVAr];

$$V_{i,d}^2 - V_{j,d}^2 = 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) + Z_{ij}^2 I_{ij,d}^2 \quad \forall i \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$V_{i,d}$ – magnitude da tensão no nó i ao nível de demanda d [kV];

R_{ij} – resistência do ramo ij [mΩ];

X_{ij} – reatância do ramo ij [mΩ];

Z_{ij} – impedância do ramo ij [mΩ];

$I_{ij,d}$ – fluxo de corrente no circuito ij ao nível de demanda d [A];

$$I_{ij,d}^2 V_{j,d}^2 = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall i \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (4)$$

Restrições operacionais estabelecem os limites de tensão nos nós, corrente nos condutores e potência aparente na subestação, conforme as equações (5), (6) e (7), respectivamente.

$$\underline{V} \leq V_{i,d} \leq \overline{V} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

\underline{V} – limite mínimo para a magnitude da tensão [kV];

\overline{V} – limite máximo para a magnitude da tensão [kV];

$$0 \leq I_{ij,d} \leq \overline{I}_{ij} \quad \forall i \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (6)$$

\overline{I}_{ij} – limite máximo para a magnitude da corrente no ramo ij [A];

$$(P_{i,d}^S)^2 + (Q_{i,d}^S)^2 \leq (\overline{S}_{S_i})^2 \quad \forall i \in \Omega_s, \forall d \in \Omega_d \quad (7)$$

\overline{S}_{S_i} – limite máximo para a potência aparente injetada pela subestação no nó i [kVA];

Ω_s – conjunto da subestação;

3.3 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS – SISTEMA SIMPLES (SS)

O SS considera que os nós com dispositivo de armazenamento, 4 e 11 da rede de distribuição da Figura 3.1 somente utilizam uma tecnologia de armazenamento, ou bateria, ou AH₂.

3.3.1 Banco de capacitores

O banco de capacitores injeta potência reativa na rede e auxilia na regulação do fator de potência e tensão. A Figura 3.3 ilustra um banco de capacitores fixo indicando os parâmetros pertinentes ao modelo.

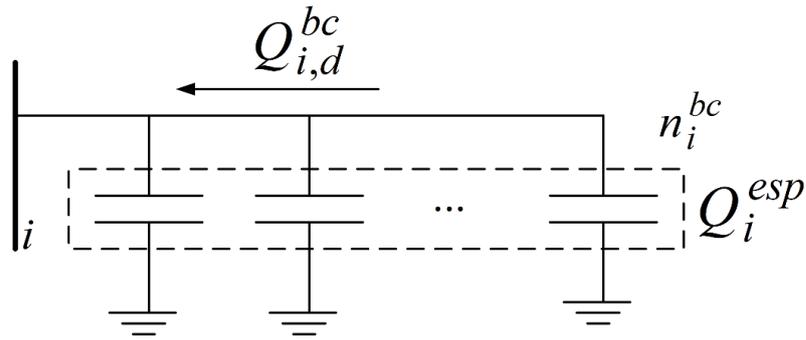


Figura 3.3 – Ilustração do banco de capacitores fixo.

Assumindo que a potência reativa injetada pelo capacitor na rede seja constante, a mesma será proporcional ao número de módulos de capacitores, de acordo com a equação (8).

$$Q_{i,d}^{bc} = n_i^{bc} Q_i^{esp} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (8)$$

$Q_{i,d}^{bc}$ – potência reativa injetada pelo banco de capacitores fixo no nó i ao nível de demanda d [kVAr];

n_i^{bc} – número inteiro de módulos de capacitores do banco de capacitores fixo no nó i [-];

Q_i^{esp} – potência reativa especificada de cada módulo de capacitor do banco de capacitores fixo no nó i [kVAr];

3.3.2 Operação da bateria

A bateria está representada na Figura 3.4, na qual destacam-se o fluxo de potência e o nível de carregamento da bateria. Destacam-se como referências para a modelagem da bateria os trabalhos de [Macedo et al. \(2015\)](#), [Garcia-Torres e Bordons \(2015\)](#) e [Olivares, Canizares e Kazerani \(2014\)](#).

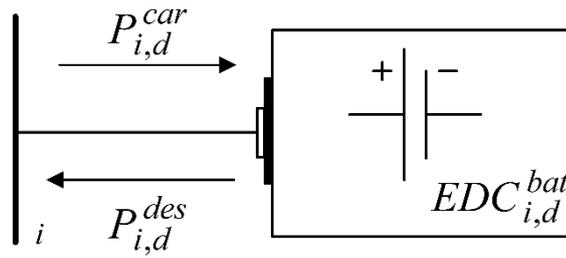


Figura 3.4 – Ilustração do modelo da bateria.

O nível de carregamento da bateria, doravante denominado estado de carga da bateria (EDC), representa a disponibilidade de energia na bateria e é equacionado conforme mostra a equação (9).

$$EDC_{i,d}^{bat} = EDC_{i,d-1}^{bat} + \eta_{car(i)}^{bat} P_{i,d}^{car} \Delta t - \frac{P_{i,d}^{des} \Delta t}{\eta_{des(i)}^{bat}} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

$EDC_{i,d}^{bat}$ – estado de carga da bateria no nó i ao nível de demanda d [kWh];

$\eta_{car(i)}^{bat}$ – eficiência de carregamento da bateria no nó i [-];

$P_{i,d}^{car}$ – potência ativa de carregamento da bateria (extração da rede) no nó i ao nível de demanda d [kW];

Δt – intervalo de tempo considerado para os níveis de demanda [h];

$\eta_{des(i)}^{bat}$ – eficiência de descarregamento da bateria no nó i [-];

$P_{i,d}^{des}$ – potência ativa de descarregamento da bateria (injeção na rede) no nó i ao nível de demanda d [kW];

Ω_{bat} – conjunto das baterias;

A fim de manter um nível adequado de carga diminuindo a degradação e prolongando a vida útil da bateria, uma restrição que impõem limites inferior e superior para o estado de carga é apresentada na equação (10).

$$\underline{EDC}_i^{bat} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (10)$$

\underline{EDC}_i^{bat} – limite mínimo para o estado de carga da bateria no nó i [kWh];

\overline{EDC}_i^{bat} – limite máximo para o estado de carga da bateria no nó i [kWh];

As equações (11) e (12), referem-se aos limites impostos para a extração e injeção de potência da rede na operação da bateria, devendo ser interpretadas conjuntamente. Se a variável binária $e_{i,d}^{bat_car} = 1$ a bateria carregará respeitando sua capacidade de extração de potência da rede. Por outro lado, se $e_{i,d}^{bat_des} = 1$, a bateria descarregará respeitando sua capacidade de injeção de potência na rede. Entretanto é necessário garantir que o carregamento e o descarregamento não ocorram simultaneamente. Tal objetivo é alcançado com a introdução da restrição apresentada na equação (13). Ressalta-se também, que os limites mínimos de potência extraída e injetada devem ser diferentes de zero de modo a representar corretamente o estado estável, ou seja, quando a bateria não está carregando nem descarregando.

$$\underline{P_{ext(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat_car} \leq P_{i,d}^{car} \leq \overline{P_{ext(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat_car} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (11)$$

$\underline{P_{ext(i)}^{bat}}$ – limite mínimo de potência extraída da rede pela bateria no nó i [kW];

$\overline{P_{ext(i)}^{bat}}$ – limite máximo de potência extraída da rede pela bateria no nó i [kW];

$e_{i,d}^{bat_car}$ – estado de carregamento da bateria no nó i ao nível de demanda d ;

$$\underline{P_{inj(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat_des} \leq P_{i,d}^{des} \leq \overline{P_{inj(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat_des} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

$\underline{P_{inj(i)}^{bat}}$ – limite mínimo de potência injetada na rede pela bateria no nó i [kW];

$\overline{P_{inj(i)}^{bat}}$ – limite máximo de potência injetada na rede pela bateria no nó i [kW];

$e_{i,d}^{bat_des}$ – estado de descarregamento da bateria no nó i ao nível de demanda d ;

$$e_{i,d}^{bat_car} + e_{i,d}^{bat_des} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (13)$$

Limitar o número de carregamentos e descarregamentos também contribui para o prolongamento da vida útil da bateria. Dessa forma a variação do estado das variáveis binárias que indicam o carregamento e descarregamento da bateria são limitadas a partir das equações (14) e (15).

$$\sum_{d \in \Omega_d} \left| e_{i,d}^{bat_car} - e_{i,d-1}^{bat_car} \right| \leq \overline{\Delta_i^{bat_car}} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (14)$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \left| e_{i,d}^{bat_des} - e_{i,d-1}^{bat_des} \right| \leq \overline{\Delta_i^{bat_des}} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (15)$$

$\overline{\Delta_i^{bat_car}}$ – limite de mudanças no carregamento da bateria no nó i [-];

$\overline{\Delta_i^{bat_des}}$ – limite de mudanças no descarregamento da bateria no nó i [-];

3.3.3 Operação do armazenamento de H₂ (AH₂)

Diferentemente da bateria na qual o carregamento e descarregamento ocorrem em um único equipamento, o AH₂ possui três equipamentos principais. Primeiramente, o eletrolisador produz H₂ que é armazenado em um tanque cilíndrico para, posteriormente, ser reconvertido em eletricidade pela célula combustível. Nesse caso ressaltam-se os trabalhos de [Garcia-Torres e Bordons \(2015\)](#) e [Olivares, Canizares e Kazerani \(2014\)](#) como referências para a formulação do modelo. Já a Figura 3.5 apresenta uma ilustração do AH₂.

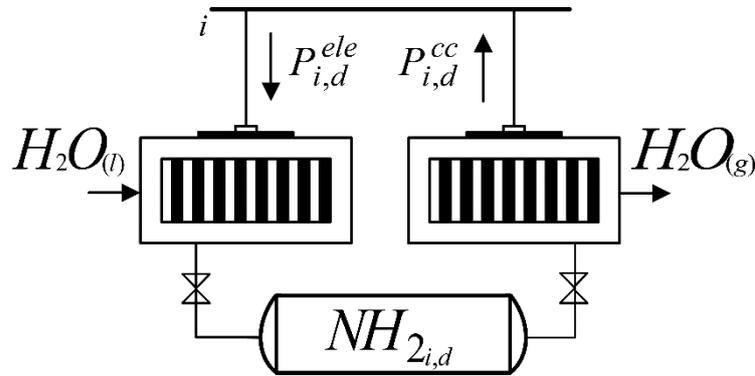


Figura 3.5 – Ilustração do modelo do AH₂.

O nível de H₂ no tanque é calculado considerando-se o poder calorífico superior do H₂ como apresentado na equação (16). Essa grandeza mede a energia intrínseca ao combustível, cujo valor para o H₂ é de 3,54 kWh/Nm³.

$$NH_{2(i,d)} = NH_{2(i,d-1)} + \frac{\eta_i^{ele} P_{i,d}^{ele} \Delta t}{PCS} - \frac{P_{i,d}^{cc} \Delta t}{\eta_i^{cc} PCS} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (16)$$

$NH_{2(i,d)}$ – quantidade de H₂ armazenado no tanque, no nó i ao nível de demanda d [m³];

η_i^{ele} – eficiência do eletrolisador no nó i [-];

$P_{i,d}^{ele}$ – potência ativa consumida pelo eletrolisador, no nó i ao nível de demanda d [kW];

Δt – intervalo de tempo considerado para os níveis de demanda [h];

PCS – poder calorífico superior;

η_i^{cc} – eficiência da célula combustível no nó i [-];

$P_{i,d}^{cc}$ – potência ativa de injetada pela célula combustível no nó i ao nível de demanda d [kW];

Ω_{H_2} – conjunto do AH_2 ;

Para o AH_2 impõem-se limites para o nível do tanque, como mostra a equação (17), de modo a restringir o tamanho do tanque de H_2 .

$$\underline{NH_{2(i)}} \leq NH_{2(i,d)} \leq \overline{NH_{2(i)}} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (17)$$

$\underline{NH_{2(i)}}$ – limite mínimo para o nível de H_2 armazenado no tanque nó i [m³];

$\overline{NH_{2(i)}}$ – limite máximo para o nível de H_2 armazenado no tanque nó i [m³];

Na análise do SS, eletrolisador, tanque e célula combustível serão considerados um bloco, sujeito a potência consumida pelo eletrolisador e a potência fornecida pela célula combustível, determinadas a partir das equações (18) e (19). Se $e_{i,d}^{ele} = 1$, o eletrolisador produzirá H_2 . Se $e_{i,d}^{cc} = 1$ a célula combustível produzirá eletricidade a partir do H_2 . A operação simultânea é evitada através da equação (20) e para a correta distinção do estado estável, ou seja, quando nem eletrolisador nem célula combustível estão operando, os limites inferiores da potência consumida pelo eletrolisador e da potência fornecida pela célula combustível devem ser maiores que zero.

Ressalta-se que eletrolisadores do tipo PEME são capazes de operar em praticamente qualquer ponto entre zero e sua capacidade nominal. Entretanto os eletrolisadores do tipo alcalino, adotados como referência nesse estudo por ser a tecnologia de maior maturidade tecnológica e comercial, possuem intervalo típico de 40-100% (HYDROGENICS, 2017).

$$\underline{P_i^{ele}} e_{i,d}^{ele} \leq P_{i,d}^{ele} \leq \overline{P_i^{ele}} e_{i,d}^{ele} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (18)$$

\underline{P}_i^{ele} – limite mínimo de potência consumida da rede pelo eletrolisador no nó i [kW];

\overline{P}_i^{ele} – limite máximo de potência consumida da rede pelo eletrolisador no nó i [kW];

$e_{i,d}^{ele}$ – estado de operação do eletrolisador nó i ao nível de demanda d – sistema simples;

$$\underline{P}_i^{cc} e_{i,d}^{cc} \leq P_{i,d}^{cc} \leq \overline{P}_i^{cc} e_{i,d}^{cc} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (19)$$

\underline{P}_i^{cc} – limite mínimo de potência injetada na rede pela célula a combustível no nó i [kW];

\overline{P}_i^{cc} – limite máximo de potência injetada na rede pela célula a combustível no nó i [kW];

$e_{i,d}^{cc}$ – estado de operação da célula combustível nó i ao nível de demanda d – sistema simples;

$$e_{i,d}^{ele} + e_{i,d}^{cc} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (20)$$

Para o H_2 , somente definir as potências do eletrolisador e da célula combustível não garante que a taxa de produção de H_2 , bem como a taxa de conversão do mesmo em eletricidade serão respeitadas. Assim, a equação (21) fornece uma solução para o problema apresentado estabelecendo o limite da produção do eletrolisador e fornecimento da célula combustível para cada nível de demanda, garantindo também que a restrição funcione quando nenhum dos equipamentos opera, ou seja, quando o nível do tanque é constante através da adição de um valor grande.

$$\left| NH_{2(i,d)} - NH_{2(i,d+1)} \right| \leq \lim_i^{ele} e_{i,d}^{ele} + \lim_i^{cc} e_{i,d}^{cc} + M(1 - e_{i,d}^{ele})(1 - e_{i,d}^{cc}) \quad (21)$$

$$\forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

\lim_i^{ele} – capacidade máxima de produção de H_2 no nó i [$Nm^3/(5 \text{ min})$];

\lim_i^{cc} – capacidade máxima de conversão de H_2 em eletricidade no nó i [$Nm^3/(5 \text{ min})$];

M – valor grande de restrição do nível do tanque de H_2 [$Nm^3/(5 \text{ min})$];

O número de operações realizadas pelo eletrolisador e pela célula combustível também é limitado como mostram as equações (22) e (23).

$$\sum_{d \in \Omega_d} |e_{i,d}^{ele} - e_{i,d-1}^{ele}| \leq \overline{\Delta}_i^{ele} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (22)$$

$\overline{\Delta}_i^{ele}$ – limite de mudanças na operação do eletrolisador do sistema simples nó i [-];

$$\sum_{d \in \Omega_d} |e_{i,d}^{cc} - e_{i,d-1}^{cc}| \leq \overline{\Delta}_i^{cc} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (23)$$

$\overline{\Delta}_i^{cc}$ – limite de mudanças na operação da célula combustível do sistema simples nó i [-];

3.3.4 Geração intermitente

A geração intermitente consiste em um arranjo de painéis solares e uma turbina eólica. Esses equipamentos não são despacháveis e considera-se que somente injetam potência ativa na rede, conforme a disponibilidade do vento e do sol, de maneira determinística. Dessa forma, realizou-se o levantamento da velocidade do vento e da irradiação solar para a cidade de Campinas-SP, utilizando-se a base de dados disponibilizada pelo CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) (CRESESB, 2017).

Os dados da velocidade do vento estão disponíveis em médias trimestrais e foram extrapolados para valores horários com a ajuda do software HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*). Tomando-se o mês de Outubro dos dados extrapolados como referência, por ser o de maior disponibilidade do recurso eólico, obteve-se a potência fornecida por uma turbina semelhante a Enercon E-48 800 kW, para três dias em intervalos de cinco minutos de acordo com a equação (24).

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A_r V^3 C_p \quad (24)$$

P_{eol} – potência fornecida pela turbina eólica [W];

ρ_{ar} – densidade do ar [kg/m³];

A_r – área varrida pelas pás do rotor [m²];

V – velocidade do vento [m/s];

C_p – coeficiente de potência [-];

O limite de Betz demonstra que o máximo teórico que uma turbina eólica pode aproveitar da energia disponível do vento, o C_p , corresponde a 59,5%. Em termos práticos esse valor costuma ser menor que 50,0%, valor adotado nesse trabalho.

As médias mensais da irradiação solar também foram extrapoladas para valores horários e novamente o mês de Outubro foi escolhido por ter a maior irradiação média. A potência fornecida pelo arranjo de painéis é calculada conforme a equação (25), resultando em uma configuração com quinhentos painéis semelhantes ao da Yingli solar modelo YGE 72 300 W, cuja eficiência é 16%.

$$P_{sol} = GA_p N_p \eta_p \quad (25)$$

P_{sol} – potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico [kW];

G – irradiação solar [kW/m²];

N_p – número de painéis fotovoltaicos [-];

η_p – eficiência do painel fotovoltaico [-];

A_p – área do painel fotovoltaico [m²];

3.4 MODELAGEM DO SISTEMA HÍBRIDO (SH)

O SH consiste em um arranjo com bateria e AH₂ em um mesmo nó. Nesse caso o objetivo é estabelecer um controle que aumente a vida útil da bateria, minimizando a profundidade de descarga (PDD) sem, entretanto, estressar o eletrolisador e a célula combustível com operações desnecessárias.

3.4.1 Histerese ou controle do EDC

Na modelagem do SH o estado de carga da bateria (EDC) controla o eletrolisador e a célula combustível, através de laços de histerese, intervalos que definem a operação do

eletrolisador e da célula combustível. Destacam-se como referência os trabalhos de [Ulleberg \(2004\)](#), [Zhou, Ferreira, de Haan \(2008\)](#) e [Valverde, Rosa e Bordons \(2013\)](#). Na Figura 3.6 ilustra-se o princípio de funcionamento da histerese.

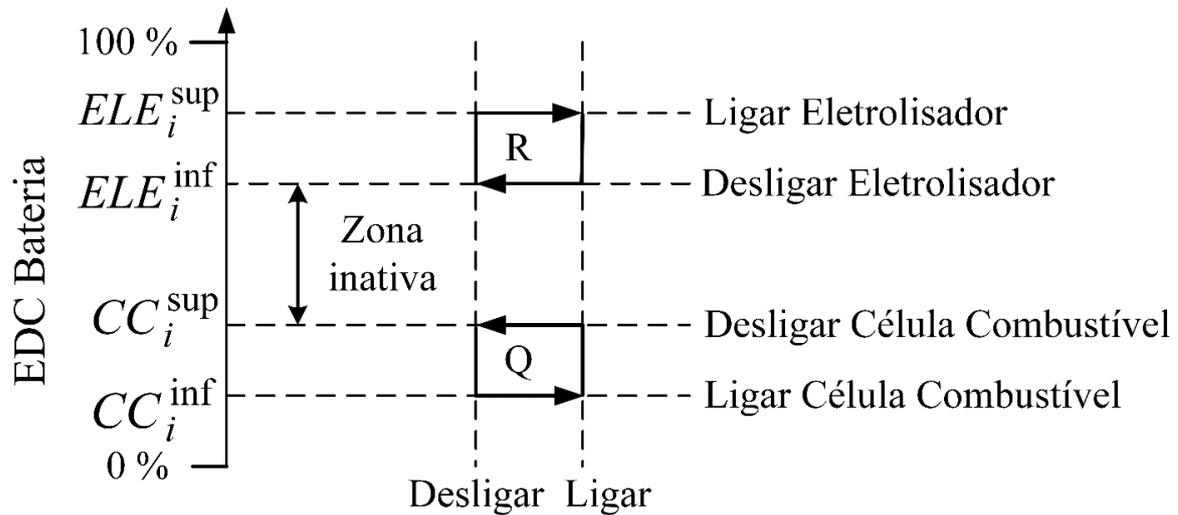


Figura 3.6 – Representação do controle do eletrolisador e da célula combustível pelo EDC da bateria no SH.

Nota-se que o EDC é dividido em três regiões. Partindo-se de 0%, a primeira região interceptada é Q, histerese da célula combustível, a qual controla a operação ligar/desligar desse equipamento através de determinados limites do EDC da bateria. A região seguinte é denominada zona inativa, uma vez que tampouco célula combustível, tampouco eletrolisador operam. Posteriormente a região R define a histerese do eletrolisador controlada pelos limites apropriados do EDC da bateria.

O funcionamento do controle no tempo é ilustrado na Figura 3.7. Supondo-se a bateria descarregada, a energia acumulada pela bateria tende a aumentar, uma vez que a bateria tende a carregar para futuramente atender uma eventual demanda. Na primeira passagem pela região Q, não é conveniente ligar a célula combustível dado que não se produziu H_2 ainda. Sendo assim, a primeira passagem pelo ciclo de histerese da célula combustível deve ser ignorada.

Continuando seu carregamento, a bateria atinge o parâmetro ELE_i^{sup} e o eletrolisador estará apto a produzir H_2 . Nesse momento o EDC da bateria pode excursionar dentro da região R. Porém, quando houver um incremento acentuado na demanda, a bateria irá descarregar uma quantidade de energia que violará o parâmetro ELE_i^{inf} e o eletrolisador então não produzirá H_2 .

Além disso, a necessidade de atender a demanda faz com que a bateria continue descarregando até atingir o parâmetro CC_i^{inf} . Agora a célula combustível está apta a converter

H₂ em eletricidade. Vale ressaltar que a região permitida para o EDC da bateria passa a ser Q. Quando a demanda for atendida, a bateria voltará a carregar e o parâmetro CC_i^{sup} será violado, desligando a célula combustível e iniciando um novo ciclo.

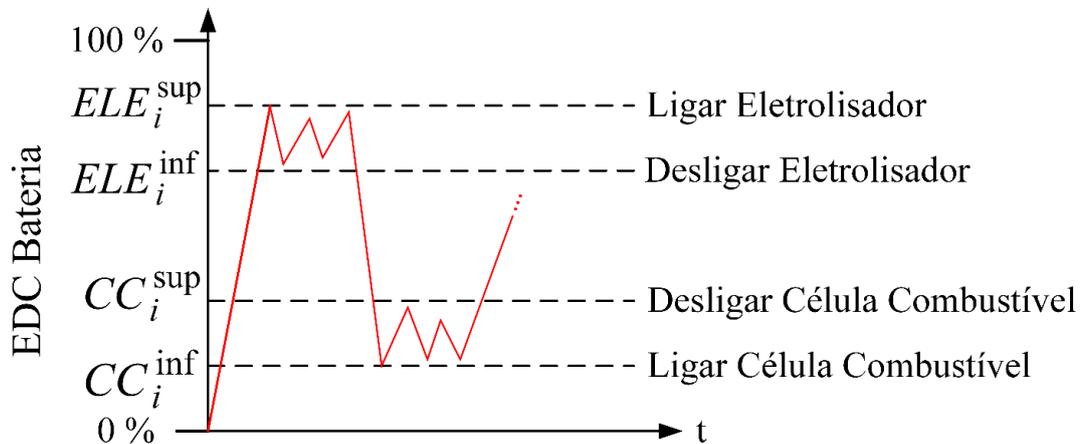


Figura 3.7 – Comportamento do controle EDC no tempo.

No SH a PDD é a diferença entre ELE_i^{sup} e CC_i^{inf} . Assim, selecionando adequadamente os limites da região de histerese dos equipamentos é possível diminuir os impactos causados pelo descarregamento profundo da bateria, através do compartilhamento do atendimento da demanda com o AH₂.

A modelagem do fluxo de carga para o SH é semelhante à do SS apresentada na seção 3.2. Da mesma forma o modelo do banco de capacitores continua idêntico ao da equação (8). Porém, diferentemente do SS, o novo modelo possui um equacionamento para o eletrolisador e para a célula combustível, que serão apresentados nas seções a seguir.

3.4.2 Operação do eletrolisador

A fim de modelar o comportamento do eletrolisador, a Figura 3.6 é desmembrada de modo a enfatizar a operação desse equipamento, como mostra a Figura 3.8. Nesse caso, nota-se a existência de três regiões: a região de histerese R, uma acima e outra abaixo, regiões superior e inferior, respectivamente. De fato, o eletrolisador irá operar na região R, contudo as duas outras regiões serão importantes na modelagem pois irão estabelecer os próprios limites de R.

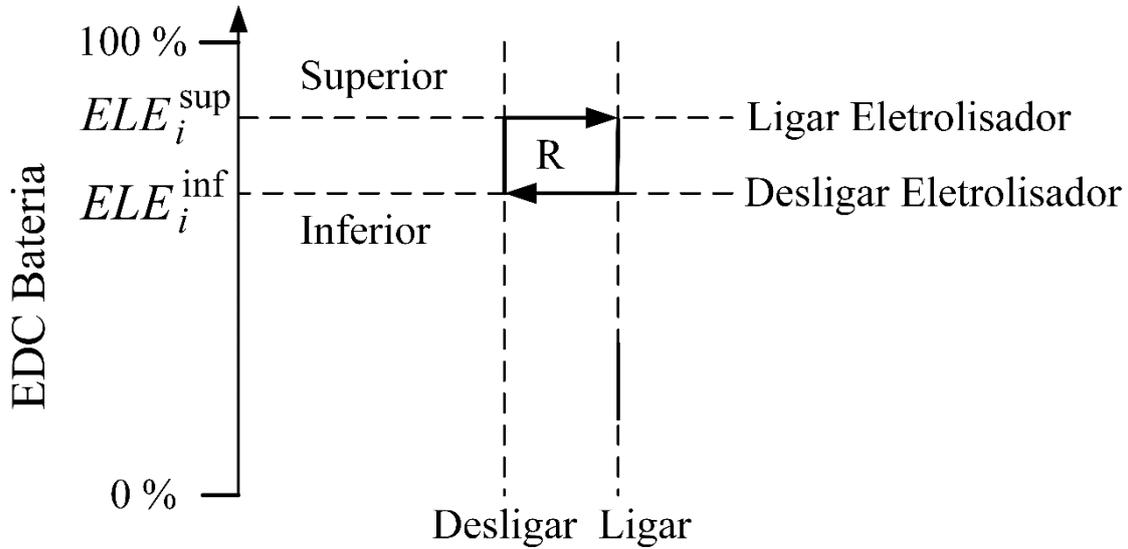


Figura 3.8 – Regiões definidas para a modelagem do eletrolisador.

Desse modo, a equação (26) define uma variável binária para cada região, estabelecendo que somente uma delas será 1 em uma determinada demanda.

$$ele_{i,d}^{sup} + ele_{i,d}^{inf} + ele_{i,d}^R = 1 \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (26)$$

$ele_{i,d}^{sup}$ – estado da região superior do eletrolisador ao nível de demanda d ;

$ele_{i,d}^{inf}$ – estado da região inferior do eletrolisador ao nível de demanda d ;

$ele_{i,d}^R$ – estado da região R de histerese do eletrolisador ao nível de demanda d ;

O conjunto de equações de (27) a (28) modela o comportamento das três regiões, interligando as variáveis binárias da equação (26). Para melhor compreensão do comportamento do modelo apresenta-se a Tabela 3.1 que sumariza o comportamento dessas equações.

$$EDC_{i,d}^{bat} \leq ELE_i^{inf} ele_{i,d}^{inf} + \overline{EDC}_i^{bat} (1 - ele_{i,d}^{inf}) \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (27)$$

$EDC_{i,d}^{bat}$ – estado de carga da bateria no nó i ao nível de demanda d [kWh];

ELE_i^{inf} – limite inferior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese do eletrolisador [kWh];

\overline{EDC}_i^{bat} – estado de carga máximo da bateria no nó i ao nível de demanda d [kWh];

$$EDC_{i,d}^{bat} \geq ELE_i^{sup} ele_{i,d}^{sup} + \underline{EDC}_i^{bat} (1 - ele_{i,d}^{sup}) \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (28)$$

ELE_i^{sup} – limite superior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese do eletrolisador [kWh];

\underline{EDC}_i^{bat} – estado de carga mínimo da bateria no nó i ao nível de demanda d [kWh];

$$\underline{EDC}_i^{bat} (1 - ele_{i,d}^R) + ELE_i^{inf} ele_{i,d}^R \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq ELE_i^{sup} ele_{i,d}^R + \overline{EDC}_i^{bat} (1 - ele_{i,d}^R) \quad (29)$$

$$\forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

Tabela 3.1 – Resumo da operação do eletrolisador no SH.

	$ele_{i,d}^{sup} = 1$	$ele_{i,d}^{inf} = 1$	$ele_{i,d}^R = 1$
Eq.(27)	$EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$	$EDC_{i,d}^{bat} \leq ELE_i^{inf}$	$EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$
Eq.(28)	$EDC_{i,d}^{bat} \geq ELE_i^{sup}$	$EDC_{i,d}^{bat} \geq \underline{EDC}_i^{bat}$	$EDC_{i,d}^{bat} \geq \underline{EDC}_i^{bat}$
Eq.(29)	$\underline{EDC}_i^{bat} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$	$\underline{EDC}_i^{bat} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$	$ELE_i^{inf} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq ELE_i^{sup}$

Também é necessário estabelecer uma variável binária que indique se o eletrolisador está apto ou não a produzir H_2 . Isso é possível através da equação (30), a qual determina que o eletrolisador operará caso $ele_{i,d}^{sup} = 1$ ou $ele_{i,d-1}^{op} ele_{i,d}^R = 1$. Com relação ao produto, ressalta-se que eletrolisador deve estar operando na demanda anterior e estar na região de histerese do eletrolisador na demanda atual.

$$ele_{i,d}^{op} = ele_{i,d}^{sup} + ele_{i,d-1}^{op} ele_{i,d}^R \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (30)$$

$ele_{i,d}^{op}$ – variável binária do estado de operação do eletrolisador no nó i ao nível de demanda d para o sistema híbrido;

Com o objetivo de modelar corretamente um eletrolisador alcalino, que restringe a flutuação da potência, faz-se necessário a criação de uma variável binária auxiliar de operação do eletrolisador a qual indique a aptidão ou não de o mesmo operar. Assim, se $ele_{i,d}^{op} = 1$ o

eletrolisador pode ou não produzir H_2 , ou seja, ele está apenas apto a produzir H_2 , como mostra a equação (31).

$$ele_{i,d}^{op_aux} \leq ele_{i,d}^{op} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (31)$$

$ele_{i,d}^{op_aux}$ – variável binária auxiliar para o estado de operação do eletrolisador no nó i ao nível de demanda d para o sistema híbrido;

Dessa forma, a potência elétrica consumida pelo eletrolisador é escrita conforme a equação (32), garantindo que ela seja constante e igual a potência nominal quando o eletrolisador operar.

$$P_{i,d}^{ele} = \overline{P}^{ele} ele_{i,d}^{op_aux} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (32)$$

$P_{i,d}^{ele}$ – potência consumida pelo eletrolisador no nó i ao nível de demanda d [kWh];

\overline{P}^{ele} – limite máximo para a potência consumida pelo eletrolisador – potência nominal – no nó i ao nível de demanda d [kWh];

Todavia, nota-se que somente as equações (31) e (32) não são suficientes para manter a potência do eletrolisador a zero, ocorrendo o surgimento de picos indesejados. Uma boa solução é limitar o número de operações do eletrolisador conforme a equação (33).

$$\sum_{d \in \Omega_d} \left| ele_{i,d}^{op_aux} - ele_{i,d-1}^{op_aux} \right| \leq \overline{\Delta}_i^{ele_op_aux} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (33)$$

$ele_{i,d}^{op_aux}$ – limite máximo de mudanças na operação do eletrolisador nó i [-];

3.4.3 Operação da célula combustível

No que concerne à célula combustível a mesma analogia ao modelo do eletrolisador é aplicada. A Figura 3.9 mostra a região de histerese Q da célula combustível, uma região acima e outra abaixo. As variáveis binárias adotadas para cada região são relacionadas através da

equação (34). Na sequência, as equações de (35) a (37) modelam as três regiões e a Tabela 3.2 sumariza o comportamento dessas equações.

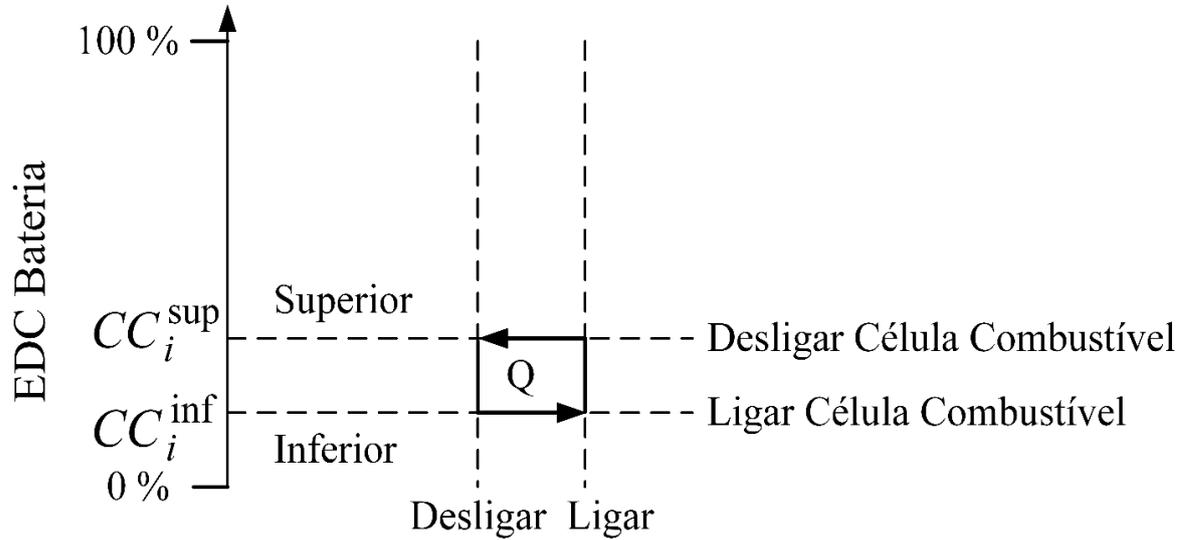


Figura 3.9 – Regiões definidas para a modelagem da célula combustível no SH.

$$cc_{i,d}^{sup} + cc_{i,d}^{inf} + cc_{i,d}^Q = 1 \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (34)$$

$cc_{i,d}^{sup}$ – estado da região superior da célula combustível ao nível de demanda d ;

$cc_{i,d}^{inf}$ – estado da região inferior da célula combustível ao nível de demanda d ;

$cc_{i,d}^Q$ – estado da região Q de histerese da célula combustível ao nível de demanda d ;

$$EDC_{i,d}^{bat} \leq CC_i^{inf} cc_{i,d}^{inf} + \overline{EDC_i^{bat}} (1 - cc_{i,d}^{inf}) \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (35)$$

CC_i^{inf} – limite inferior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese da célula combustível [kWh];

$$EDC_{i,d}^{bat} \geq CC_i^{sup} cc_{i,d}^{sup} + \overline{EDC_i^{bat}} (1 - cc_{i,d}^{sup}) \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (36)$$

CC_i^{sup} – limite superior do estado de carga da bateria no nó i para a histerese da célula combustível [kWh];

$$\underline{EDC}_i^{bat}(1 - cc_{i,d}^Q) + CC_i^{inf} cc_{i,d}^Q \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq CC_i^{sup} cc_{i,d}^Q + \overline{EDC}_i^{bat}(1 - cc_{i,d}^Q) \quad (37)$$

$$\forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

Tabela 3.2 – Resumo da operação da célula combustível.

	$cc_{i,d}^{sup} = 1$	$cc_{i,d}^{inf} = 1$	$cc_{i,d}^Q = 1$
Eq.(35)	$EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$	$EDC_{i,d}^{bat} \leq CC_i^{inf}$	$EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$
Eq.(36)	$EDC_{i,d}^{bat} \geq CC_i^{sup}$	$EDC_{i,d}^{bat} \geq \underline{EDC}_i^{bat}$	$EDC_{i,d}^{bat} \geq \underline{EDC}_i^{bat}$
Eq.(37)	$\underline{EDC}_i^{bat} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$	$\underline{EDC}_i^{bat} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq \overline{EDC}_i^{bat}$	$CC_i^{inf} \leq EDC_{i,d}^{bat} \leq CC_i^{sup}$

Em seguida, a equação (38) determina se a célula combustível estará apta ou não a converter H_2 em eletricidade.

$$cc_{i,d}^{op} = cc_{i,d}^{inf} + cc_{i,d-1}^{op} cc_{i,d}^Q \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (38)$$

$cc_{i,d}^{op}$ – estado de operação da célula combustível no nó i ao nível de demanda d para o sistema híbrido;

Assim a potência fornecida pela célula combustível é escrita conforme a equação (39).

$$\underline{P}_i^{cc} cc_{i,d}^{op} \leq P_{i,d}^{cc} \leq \overline{P}_i^{cc} cc_{i,d}^{op} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (39)$$

\underline{P}_i^{cc} – limite máximo da potência injetada – potência nominal – pela célula combustível no nó i ao nível de demanda d [kWh];

\overline{P}_i^{cc} – limite mínimo da potência injetada pela célula combustível no nó i ao nível de demanda d [kWh];

Assim como para o eletrolisador, a equação (40) limita o número de operações da célula combustível.

$$\sum_{d \in \Omega_d} |cc_{i,d}^{op} - cc_{i,d-1}^{op}| \leq \overline{\Delta_i^{cc-op}} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (40)$$

$\overline{\Delta_i^{cc-op}}$ – limite máximo de mudanças na operação da célula combustível nó i [-];

3.4.4 Operação da bateria

As equações (41) e (42) determinam o carregamento e descarregamento da bateria. Nota-se que as mesmas assemelham-se ao modelo simples, porém com a introdução de novos termos. No caso do carregamento o termo $(1 - ele_{i,d}^{sup})$ garante que a bateria não carregará mais quando o limite superior da região de histerese para o eletrolisador for atingido. Analogamente, a bateria não mais descarregará quando o limite inferior da região de histerese para a célula combustível for atingido, devido ao termo $(1 - cc_{i,d}^{inf})$.

$$\overline{P_{ext(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat-car} (1 - ele_{i,d}^{sup}) \leq P_{i,d}^{car} \leq \overline{P_{ext(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat-car} (1 - ele_{i,d}^{sup}) \quad (41)$$

$$\forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

$$\overline{P_{inj(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat-des} (1 - cc_{i,d}^{inf}) \leq P_{i,d}^{des} \leq \overline{P_{inj(i)}^{bat}} e_{i,d}^{bat-des} (1 - cc_{i,d}^{inf}) \quad (42)$$

$$\forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

A bateria que coordena a operação do eletrolisador e da célula combustível também tem sua operação limitada, como mostram as equações (43) e (44). Ressalta-se que o carregamento da bateria é exatamente definido por $e_{i,d}^{bat-car} (1 - ele_{i,d}^{sup})$, enquanto que o descarregamento por $e_{i,d}^{bat-des} (1 - cc_{i,d}^{inf})$. Contudo, a limitação dos ciclos somente considera as variáveis $e_{i,d}^{bat-car}$ e $e_{i,d}^{bat-des}$ para o carregamento e descarregamento, respectivamente, por simplificação. Tal fato não compromete o modelo pois o número de mudanças de estados é o mesmo.

$$\sum_{d \in \Omega_d} |e_{i,d}^{bat-car} - e_{i,d-1}^{bat-car}| \leq \overline{\Delta_i^{bat-car-hibr}} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (43)$$

$\overline{\Delta_i^{bat_car_hibr}}$ – limite máximo de mudanças no carregamento da bateria do sistema híbrido no nó i [-];

$$\sum_{d \in \Omega_d} \left| e_{i,d}^{bat_des} - e_{i,d-1}^{bat_des} \right| \leq \overline{\Delta_i^{bat_des_hibr}} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (44)$$

$\overline{\Delta_i^{bat_des_hibr}}$ – limite máximo de mudanças no descarregamento da bateria do sistema híbrido no nó i [-];

O EDC e os limites da capacidade da bateria para o SH seguem a modelo apresentado anteriormente nas equações (9) e (10).

3.4.5 Outras considerações

O nível de H_2 os limites de capacidade do tanque para o SH seguem o mesmo equacionamento apresentado nas equações (16) e (17). De maneira semelhante a equação (21) é necessário estabelecer os limites de produção do eletrolisador e da célula combustível. Nesse caso uma valor grande é introduzido para contemplar a região inativa, conforme a equação (45).

$$\left| NH_{2(i,d)} - NH_{2(i,d+1)} \right| \leq \lim_i^{ele} ele_{i,d}^{op- aux} + \lim_i^{cc} cc_{i,d}^{op} + M(1 - ele_{i,d}^{op- aux})(1 - cc_{i,d}^{op}) \quad (45)$$

$$\forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

Na modelagem da histerese verifica-se que as variáveis $ele_{i,d}^{sup}$ e $cc_{i,d}^{inf}$ estão intrinsecamente relacionadas com os limites ELE_i^{sup} e CC_i^{inf} , por isso participam ativamente da habilitação da operação do eletrolisador e da célula combustível. Dessa maneira é interessante também restringir o número de operações dessas variáveis na mesma medida que se restringem as equações (33) e (40), como apresentam as equações (46) e (47). Apesar do acréscimo de restrições, esse procedimento encontra soluções operativas mais adequadas, pois evita que as variáveis $ele_{i,d}^{sup}$ e $cc_{i,d}^{inf}$ fiquem desnecessariamente alterando seu valor sem na realidade contribuir para a solução efetiva do problema.

$$\sum_{d \in \Omega_d} \left| e_{i,d}^{ele_sup} - e_{i,d-1}^{ele_sup} \right| \leq \overline{\Delta_i^{ele_sup}} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (46)$$

$\overline{\Delta_i^{ele_sup}}$ – limite máximo de mudanças na operação de $ele_{i,d}^{sup}$ [-];

$$\sum_{d \in \Omega_d} \left| e_{i,d}^{cc_inf} - e_{i,d-1}^{cc_inf} \right| \leq \overline{\Delta_i^{cc_inf}} \quad \forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (47)$$

$\overline{\Delta_i^{cc_inf}}$ – limite máximo de mudanças na operação de $cc_{i,d}^{inf}$ [-];

3.5 MODELO NÃO LINEAR INTEIRO MISTO (NLIM)

De modo a incluir a contribuição dos equipamentos no fluxo de carga, reescreve-se as equações de balanço de potência ativa e reativa, (1) e (2) respectivamente, conforme as equações (48) e (49). Assim são incluídas as potências ativa da geração intermitente, de carregamento e descarregamento da bateria ou do AH₂, bem como a potência reativa do banco de capacitores.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^{gr} + \sum_{i \in \Omega_{arm}} P_{i,d}^+ - \sum_{i \in \Omega_{arm}} P_{i,d}^- = P_{i,d}^D \quad (48)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{bc} = Q_{i,d}^D \quad (49)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

$P_{i,d}^{gr}$ – potência ativa injetada pela geração renovável no nó i ao nível de demanda d [kW];

$P_{i,d}^+$ – potência ativa de descarregamento da bateria ou injeção da célula combustível no nó i ao nível de demanda d [kW];

$P_{i,d}^-$ – potência ativa de carregamento da bateria ou consumo do eletrolisador no nó i ao nível de demanda d [kW];

$Q_{i,d}^{bc}$ – potência reativa injetada pelo banco de capacitores no nó i ao nível de demanda d [kW];

Ω_{arm} – conjunto dos sistemas de armazenamento (bateria ou AH_2);

Destaca-se, portanto, que o modelo resultante é não linear inteiro misto (NLIM). No modelo do fluxo de carga as equações (3), (48) e (49) apresentam variáveis quadráticas e (4) apresenta o produto de duas variáveis quadráticas. Com relação ao SS as equações (14), (15), (21), (22) e (23), apresentam a diferença de variáveis em valor absoluto. Isso também ocorre para as equações (33),(40),(43),(44),(45),(46) e (47) do SH. A equação (21) do SS e as equações(30),(38),(41),(42) e (45), apresentam o produto de variáveis binárias e também representam não linearidades.

3.5.1 Função objetivo do sistema simples (SS)

Na análise do SS elaboraram-se três casos de estudos, cujas funções objetivo incluem os custos de compra da energia na subestação e os custos de operação em função dos ciclos realizados pelos equipamentos do sistema de armazenamento.

3.5.1.1 Função objetivo para rede somente com baterias

O primeiro caso de estudo considera a introdução de baterias nos nós 4 e 11 da rede da Figura 3.1. O objetivo é minimizar o custo de compra da energia na subestação e os custos de operação da bateria, minimizando os ciclos de carregamento e descarregamento.

O custo de compra da energia na subestação é obtido pelo somatório presente na primeira parcela da função objetivo. Para obter os custos de operação é necessário estabelecer os ciclos de carregamento e descarregamento da bateria. Essas variáveis são obtidas através da linearização das equações (14) e (15), as quais restringem o número máximo de variações das variáveis binárias de carregamento e descarregamento. Assim, o número de ciclos realizados é igual a metade do somatório do estado da variável binária como apresenta a equação (50). A

linearização completa do somatório do valor absoluto de uma diferença de variáveis binárias é apresentada de maneira genérica no capítulo 3.6.

$$ciclos_i^{bat_car/des} = \frac{\sum_{d \in \Omega_d} (e_{i,d}^+ + e_{i,d}^-)}{2} \quad \forall i \in \Omega_{bat}, \forall d \in \Omega_d \quad (50)$$

$ciclos_i^{bat_car/des}$ – ciclos de carregamento/descarregamento da bateria no nó i [-];

$e_{i,d}^+$ – variável auxiliar que indica uma mudança positiva no estado do equipamento no nó i ao nível de demanda d ;

$e_{i,d}^-$ – variável auxiliar que indica uma mudança negativa no estado do equipamento no nó i ao nível de demanda d ;

Finalmente a função objetivo é escrita como mostra a equação (51).

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_car} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_des} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} \quad (51)$$

s.a.(3)-(15),(24),(25),(48),(49)

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

c_d^S – custo da energia na subestação ao nível de demanda d [R\$/kWh];

Δt – intervalo de tempo considerado para os níveis de demanda – 5 min [h];

CUC_i^{bat} – custo unitário de capital da bateria no nó i [R\$/kWh];

EbN_i – energia da bateria nominal no nó i [kWh];

CV_i^{bat} – ciclos ao longo da vida da bateria no nó i [-];

3.5.1.2 Função objetivo para rede somente com AH₂

O segundo caso estudado corresponde a introdução do AH₂ nos nós 4 e 11 na rede da Figura 3.1. Agora o objetivo consiste em minimizar os custos de compra da energia na subestação e os custos de operação do eletrolisador e da célula combustível.

Diferentemente das baterias que possuem como métrica de sua operação o número de ciclos ao longo da vida, o eletrolisador e a célula combustível estimam sua degradação através de seu tempo de vida dado em horas. Contudo é possível determinar aproximadamente o número de ciclos de operação que esses equipamentos realizam ao longo de sua vida útil, estabelecendo como parâmetro a duração de cada ciclo. Na seção 4.1.2 são apresentados os parâmetros considerados facilitando a compreensão. Desse modo, a determinação da quantidade de ciclos realizados pelo eletrolisador e pela célula combustível é oriunda da linearização das equações (33) e (40), respectivamente, como mostra a equação (52), que representam as variações no estado da variável binária para cada equipamento. O procedimento completo para a linearização do somatório do valor absoluto da diferença de variáveis binárias é apresentado na seção 3.6.

$$ciclos_i^{ele/cc} = \frac{\sum_{d \in \Omega_d} (e_{i,d}^+ + e_{i,d}^-)}{2} \quad \forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d \quad (52)$$

$ciclos_i^{ele/cc}$ – ciclos do eletrolisador/célula combustível no nó i [-];

Finalmente a função objetivo é apresentada na equação (53).

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{ele} CUC_i^{ele} \overline{P_i^{ele}}}{CV_i^{ele}} + \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{cc} CUC_i^{cc} \overline{P_i^{cc}}}{CV_i^{cc}} \quad (53)$$

s.a. (3)-(8),(16)-(25),(48),(49)

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

CUC_i^{ele} – custo unitário de capital do eletrolisador no nó i [R\$/kW];

CV_i^{ele} – ciclos ao longo da vida do eletrolisador no nó i [-];

$\overline{P_i^{ele}}$ – potência nominal do eletrolisador no nó i [kW];

CUC_i^{cc} – custo unitário de capital da célula combustível no nó i [R\$/kW];

CV_i^{cc} – ciclos ao longo da vida da célula combustível no nó i [-];

$\overline{P_i^{cc}}$ – potência nominal da célula combustível no nó i [kW];

3.5.1.3 Função objetivo para rede com bateria e AH₂ em nós distintos

Finalmente o terceiro caso analisado do SS contempla a introdução de uma bateria no nó 4 e um AH₂ no nó 11. Nessa análise, o objetivo é minimizar a compra da energia na subestação bem como o custo de operação da bateria e do AH₂, através da minimização do número de ciclos de operação dos equipamentos, como mostra a equação (54).

$$\begin{aligned} \min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^s \Delta t P_{i,d}^s + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat-car} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat-des} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \\ \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{ele} CUC_i^{ele} \overline{P_i^{ele}}}{CV_i^{ele}} + \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{cc} CUC_i^{cc} \overline{P_i^{cc}}}{CV_i^{cc}} \end{aligned} \quad (54)$$

s.a. (3)-(25),(48),(49)

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

3.5.2 Função Objetivo do Sistema Híbrido (SH)

A fim de restringir o estado de carga da bateria, prolongando a vida útil do equipamento, além de promover a operação combinada da bateria e do AH₂, foram introduzidos na rede da Figura 3.1, uma bateria e uma AH₂ no nó 4 e uma bateria no nó 11.

Nesse caso o objetivo continua sendo minimizar o custo de compra da energia na subestação e os custos de operação da bateria no nó 11, que é modelada como um SS explicado na seção 3.3.2. Os custos de operação do SH não são considerados na função objetivo devido a própria característica operativa do sistema de histerese. Uma vez que a bateria do SH tem sua capacidade limitada, para que a demanda seja atendida é necessário a atuação do AH₂. Mas se os custos de operação são variáveis, o AH₂ é preterido por ter maior custo. Entretanto bateria e AH₂ estão interligados e devem atuar juntos, o que inviabiliza a minimização. Assim, a função objetivo é expressa conforme mostra a equação (55).

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_car} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_des} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} \quad (55)$$

s.a. (3)-(15),(24),(25),(26)-(49)

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

3.6 MODELO CÔNICO DE SEGUNDA ORDEM INTEIRO MISTO

Com o intuito de aproximar a solução do modelo do ótimo global, as não linearidades apresentadas na seção 3.5 são tratadas obtendo-se um modelo cônico de segunda ordem inteiro misto (CSOIM).

Primeiramente utiliza-se como artifício a substituição das variáveis $V_{i,d}^2$, $V_{j,d}^2$, $I_{ij,d}^2$ por, $V_{i,d}^{qdr}$, $V_{j,d}^{qdr}$, $I_{ij,d}^{qdr}$, como mostram as equações de (56) a (61). Os valores das novas variáveis são encontrados extraindo-se a raiz quadrada após a otimização.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^{gr} + \sum_{i \in \Omega_{arm}} P_{i,d}^+ - \sum_{i \in \Omega_{arm}} P_{i,d}^- = P_{i,d}^D \quad (56)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

$I_{ij,d}^{qdr}$ – Fluxo de corrente no ramo ij ao nível de demanda d quadrado [A];

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{bc} = Q_{i,d}^D \quad (57)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

$V_{i,d}^{qdr}$ – Magnitude da tensão no nó i ao nível de demanda d ao quadrado [kV];

$$V_{i,d}^{qdr} - V_{j,d}^{qdr} = 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) + Z_{ij}^2 I_{ij,d}^{qdr} \quad (58)$$

$$\forall i \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d$$

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad (59)$$

$$\forall i \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,d}^{qdr} \leq \overline{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (60)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \overline{I}_{ij}^2 \quad \forall i \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (61)$$

A igualdade da equação (59) é relaxada em uma desigualdade obtendo-se um modelo convexo para o fluxo de carga como mostra a equação (62). Farivar e Low (2013) e Huang et al. (2016) demonstram que no ponto de solução a restrição cônica de segunda ordem está ativa e é igual a restrição não linear, portanto o modelo cônico de segunda ordem é equivalente ao modelo não linear, com a vantagem de ser resolvido com técnicas de otimização clássica.

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} \geq P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (62)$$

No SS as equações (14),(15),(22),(23) apresentam o somatório do valor absoluto da diferença entre variáveis binárias. De maneira semelhante as equações(33),(40),(43),(44) tem a mesma função para o SH. Assim uma restrição linear equivalente é obtida sob a forma genérica representada nas equações de (63) a (66) em que α representa o carregamento ou descarregamento da bateria para o SS ou híbrido, além do eletrolisador ou da célula combustível também para ambos os sistemas.

$$\sum_{d \in \Omega_d} |e_{i,d}^+ - e_{i,d-1}^-| \leq \overline{\Delta}_i^\alpha \quad \forall i \in \Omega_\alpha, \forall d \in \Omega_d \quad (63)$$

$$e_{i,d}^\alpha - e_{i,d-1}^\alpha = e_{i,d}^+ - e_{i,d}^- \quad \forall i \in \Omega_\alpha, \forall d \in \Omega_d \quad (64)$$

$$0 \leq e_{i,d}^+ \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_\alpha, \forall d \in \Omega_d \quad (65)$$

$$0 \leq e_{i,d}^- \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_\alpha, \forall d \in \Omega_d \quad (66)$$

$e_{i,d}^+$ – variável auxiliar que indica uma mudança positiva no estado do equipamento no nó i ao nível de demanda d ;

$e_{i,d}^-$ – variável auxiliar que indica uma mudança positiva no estado do equipamento no nó i ao nível de demanda d ;

Também o valor absoluto da diferença entre variáveis contínuas das equações (21) e (45) para o SS e híbrido respectivamente, representam não linearidades. Desse modo as equações linearizadas são escritas em (67) e (68).

$$\begin{aligned} & -(\lim_i^{ele} e_{i,d}^{ele} + \lim_i^{cc} e_{i,d}^{cc} + M(1 - e_{i,d}^{ele})(1 - e_{i,d}^{cc})) \leq NH_{2(i,d)} - NH_{2(i,d+1)} \leq \\ & \lim_i^{ele} e_{i,d}^{ele} + \lim_i^{cc} e_{i,d}^{cc} + M(1 - e_{i,d}^{ele})(1 - e_{i,d}^{cc}) \end{aligned} \quad (67)$$

$$\forall i \in \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

$$\begin{aligned} & -(\lim_i^{ele} ele_{i,d}^{op- aux} + \lim_i^{cc} cc_{i,d}^{op} + M(1 - ele_{i,d}^{op- aux})(1 - cc_{i,d}^{op})) \leq NH_{2(i,d)} - NH_{2(i,d+1)} \leq \\ & \lim_i^{ele} ele_{i,d}^{op- aux} + \lim_i^{cc} cc_{i,d}^{op} + M(1 - ele_{i,d}^{op- aux})(1 - cc_{i,d}^{op}) \end{aligned} \quad (68)$$

$$\forall i \in \Omega_{bat} \cap \Omega_{H_2}, \forall d \in \Omega_d$$

Ademais, é necessário linearizar os produtos das variáveis binárias (30),(38) ,(41) e (42) presente no modelo do SH. As restrições presentes nas equações de (69) a (72) linearizam de forma genérica um produto de variáveis binárias.

$$xy \rightarrow z \quad (69)$$

$$z \geq x + y - 1 \quad (70)$$

$$0 \leq z \leq x \quad (71)$$

$$0 \leq z \leq y \quad (72)$$

x – variável binária genérica;

y – variável binária genérica;

z – variável auxiliar correspondente ao produto de x e y ;

Com essas informações é possível escrever o modelo final para cada uma das análises efetuadas.

3.6.1 Modelo CSOIM do sistema simples (SS)

Substituindo-se as restrições não lineares pelas linearizadas, obtém-se a formulação final CSOIM para a análise da rede somente com baterias de acordo com a equação (73).

$$\begin{aligned} \min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_car} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_des} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} \quad (73) \\ \text{s.a. (7)-(15),(24),(25),(56)-(58),(60)-(66)} \\ \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \end{aligned}$$

Da mesma forma obtém-se a formulação final CSOIM para a análise da rede somente com AH₂ conforme a equação (74).

$$\begin{aligned} \min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{ele} CUC_i^{ele} \overline{P_i^{ele}}}{CV_i^{ele}} + \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{cc} CUC_i^{cc} \overline{P_i^{cc}}}{CV_i^{cc}} \quad (74) \\ \text{s.a.(16)-(25),(56)-(58),(60)-(67)} \\ \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \end{aligned}$$

Finalmente, a formulação final CSOIM para a análise da rede com bateria e AH₂ em nós distintos é apresentada na equação (75).

$$\begin{aligned} \min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_car} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat_des} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \quad (75) \\ \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{ele} CUC_i^{ele} \overline{P_i^{ele}}}{CV_i^{ele}} + \sum_{i \in \Omega_{H_2}} \frac{ciclos_i^{cc} CUC_i^{cc} \overline{P_i^{cc}}}{CV_i^{cc}} \\ \text{s.a.(8)-(13),(16)-(20),(24),(25),(56)-(58),(60)-(67)} \\ \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \end{aligned}$$

3.6.2 Modelo CSOIM para a o sistema híbrido (SH)

O modelo CSOIM também é aplicado ao SH de modo que as restrições não lineares sejam linearizadas, resultando na formulação apresentada na equação (76).

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_s} c_d^S \Delta t P_{i,d}^S + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat-car} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} + \sum_{i \in \Omega_{bat}} \frac{ciclos_i^{bat-des} CUC_i^{bat} EbN_i}{CV_i^{bat}} \quad (76)$$

s.a. (8)-(13),(24)-(45),(56)-(58),(60)-(66),(68)-(72)

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

3.7 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Destaca-se na modelagem matemática que o modelo final de PCSOIM é convexo e representa uma grande vantagem em comparação ao modelo PNLIM. A introdução dos custos de operação da bateria, do eletrolisador e da célula combustível é uma consideração importante, pois pretende promover uma operação mais eficiente, evitando atuações desnecessárias. Ressalta-se também que as restrições que limitam a operação dos equipamentos são fundamentais para a modelagem dos custos e planejamento da operação. Além disso, as restrições da capacidade dos equipamentos aproximam o modelo da realidade dos dispositivos.

Com relação ao SH nota-se que os modelos encontrados na literatura consistem em algoritmos para coordenar a operação dos dispositivos de armazenamento em sistemas isolados. Nesse trabalho, a abordagem de otimização busca uma solução eficiente para a operação dos equipamentos em um SDEE, com vistas a preservar a vida útil da bateria.

4 ANÁLISES REALIZADAS

O modelo CSOIM foi codificado na linguagem de modelagem algébrica AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e solucionado usando o solver comercial CPLEX® (IBM, 2017), na rede de 11 nós da Figura 3.1. O intervalo considerado para cada demanda (Δt) foi de 5 minutos e o período de planejamento três dias.

Na rede de distribuição existem cinco cargas, cujas potências ativa e reativa ao longo do horizonte de planejamento encontram-se representadas na Figura 4.1.

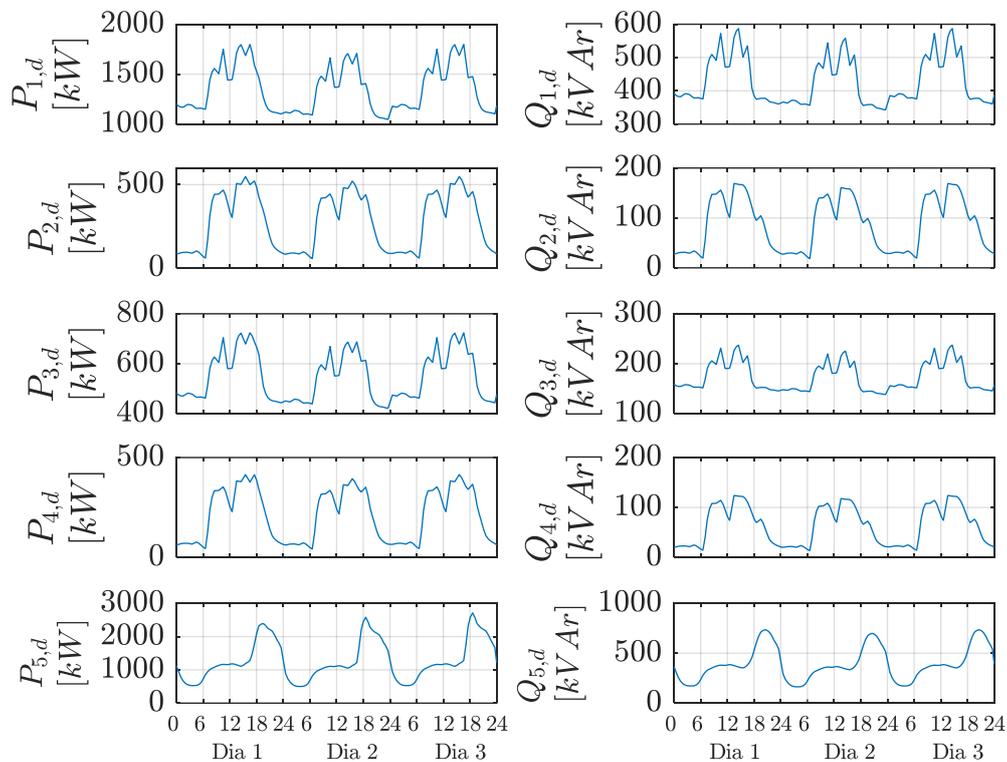


Figura 4.1 – Cargas ativa e reativa da rede de distribuição de 11 nós.

As cargas foram selecionadas a partir das cargas presentes em uma rede de distribuição real de 42 nós (UNESP, 2017) e interpoladas para o intervalo de 5 minutos. Nota-se que geralmente ao meio dia o consumo diminui e que o pico da demanda ocorre após as 17 horas. Nesse contexto, a inserção das fontes eólica e solar que possuem boas taxas de produção ao meio-dia, além da consideração da tarifa branca de energia, estimulam a operação do sistema de armazenamento.

Embora a rede de distribuição analisada seja de média tensão, considerou-se a tarifa da CPFL Piratininga de 0,51 R\$/kWh para os consumidores residenciais, além do levantamento realizado por (TOMÉ, 2014) para elaboração da tarifa branca.

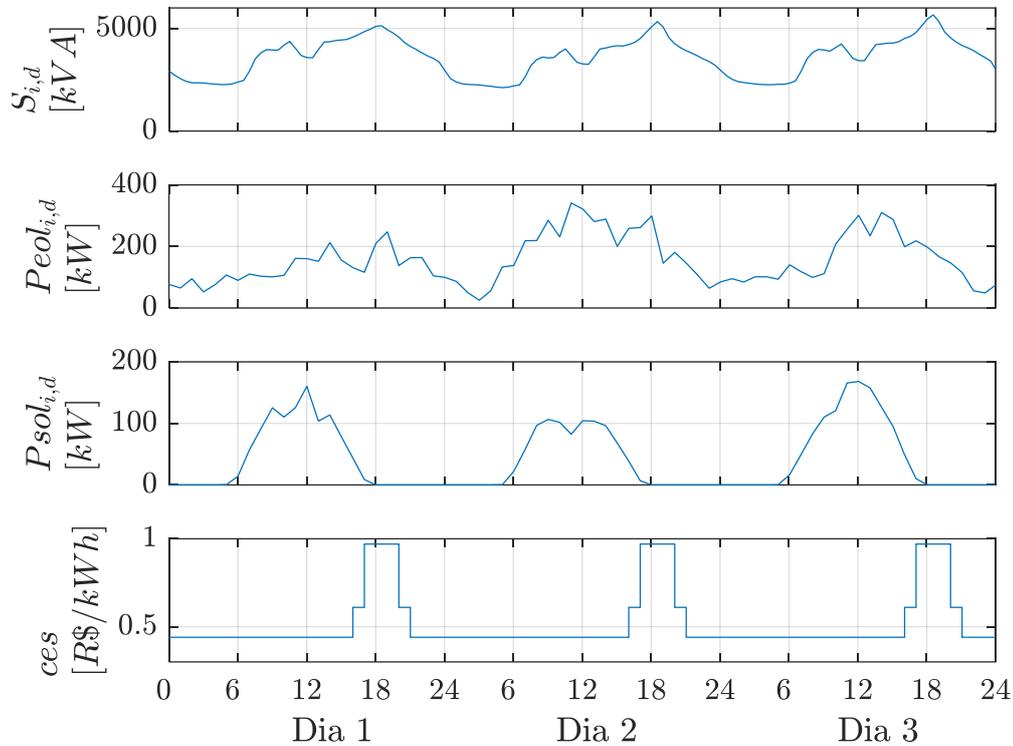


Figura 4.2 – Potência aparente na subestação, injeção ativa eólica e solar, tarifa branca de energia.

As maiores injeções de potência aparente ocorrem em torno das 18 horas, no período de ponta da tarifa branca definida conforme a Tabela 4.1. O maior pico de injeção de potência aparente ocorre no terceiro dia exigindo que a capacidade da subestação (\overline{S}_{S_i}) seja de 5700 kVA.

Tabela 4.1 – Valores da tarifa branca em cada período.

Período	Horário (h)	Preço (R\$)
Fora	0 - 16 / 21 - 24	0,4393
Intermediária	16 - 17 / 20 - 21	0,6096
Ponta	17 - 20	0,9731

4.1 SISTEMA SIMPLES (SS)

Na configuração simples analisaram-se três configurações para o sistema de armazenamento: rede com baterias, com AH₂ e baterias mais AH₂ em nós distintos. Considerou-se 5000 kVA para a capacidade da subestação (\overline{S}_{S_i}) de modo que o sistema de armazenamento funcione como uma alternativa à expansão da subestação e também esteja apto a atenuar os picos de demanda. O número de operações dos dispositivos de armazenamento é limitado de forma a encontrar uma solução de menor custo e operacionalmente viável.

4.1.1 Análise para rede somente com baterias

Atualmente diversos fabricantes produzem baterias de Li-íon para aplicações em sistemas de potências como por exemplo LG Chem, Samsung, BYD, ABB, GE, Saft etc. Nesse trabalho considerou-se a solução containerizada Intensium[®] Max da Saft, modelo IM 20E High Energy, com as principais especificações listadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Principais parâmetros da bateria considerando somente esse equipamento na rede.

Especificação bateria	Símbolo	Valor	Referência
Energia (kWh)	EbN_i	620	
Potência de descarregamento (kW)	$\overline{P}_{inj(i)}^{bat}$	900	(SAFT, 2016)
Potência de carregamento (kW)	$\overline{P}_{ext(i)}^{bat}$	300	
Ciclos ao longo da vida (-)	CV_i^{bat}	6000	(SAFT, 2017)
Eficiência de carregamento (%)	$\eta_{car(i)}^{bat}$	95	(CHEN et al., 2009)
Eficiência de descarregamento (%)	$\eta_{des(i)}^{bat}$	95	
Custo unitário de capital (\$/kWh)	CUC_i^{bat}	400,00	(HERING, 2015)

O custo unitário de capital foi convertido para reais considerando um dólar equivalente a três reais em todas as análises desse trabalho. As baterias foram inseridas nos nós 4 (bateria 1) e 11 (bateria 2) e os ciclos de carregamento e descarregamento restritos a no máximo três ao longo das 72 horas. Também se impôs um limite para o estado de carga visando o prolongamento da vida útil da bateria. Desse modo o parâmetro \overline{EDC}_i^{bat} para ambas as baterias

ficou restrito a 80% da capacidade nominal do equipamento (KOLLER et al., 2013). O comportamento das principais variáveis do modelo da bateria é apresentado nas Figura 4.3 e Figura 4.4.

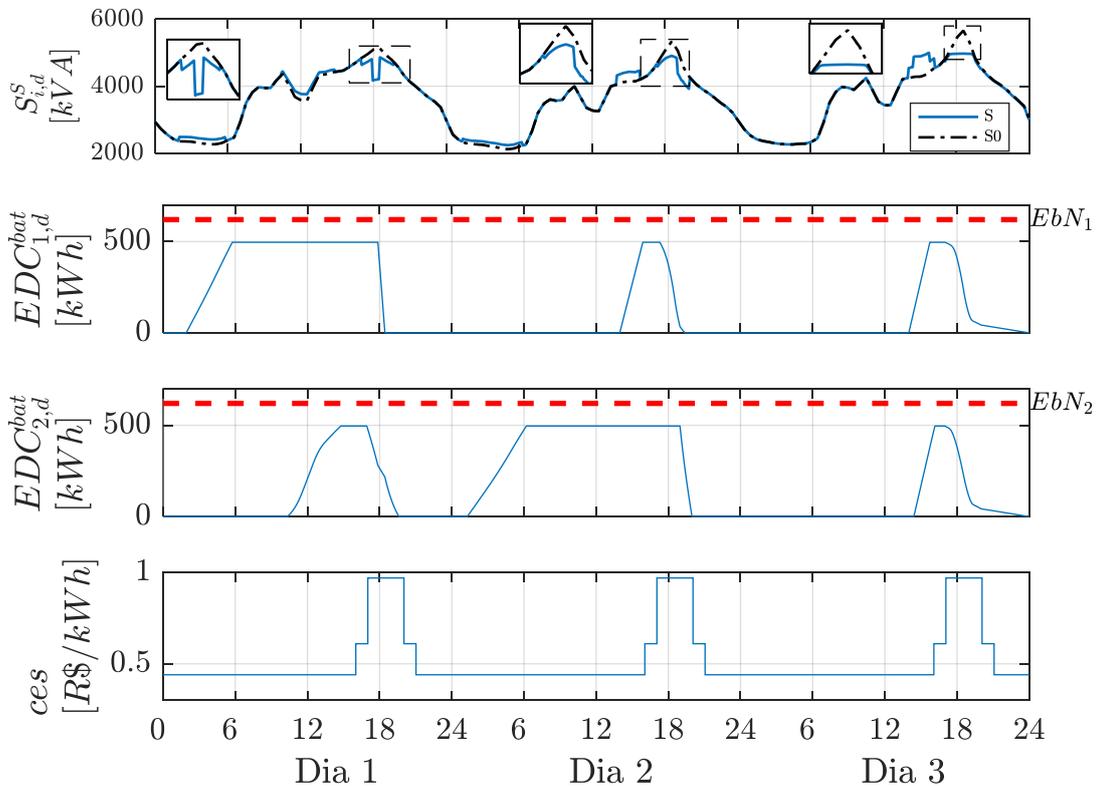


Figura 4.3 – Atenuação dos picos de demanda através do sistema de baterias.

No primeiro gráfico os retângulos pontilhados selecionam os picos da potência aparente injetada na subestação e os retângulos em linha contínua enfatizam tais picos, ampliando sua imagem. Também são construídas as curvas sem armazenamento (preta em linha traço ponto) e com armazenamento (azul e contínua), da potência aparente injetada na subestação. Desse modo é possível analisar a supressão dos picos pelo sistema de baterias.

Observa-se que as baterias carregam suavemente quando a tarifa branca está no período fora de ponta e a demanda é menor, descarregando também suavemente no período de ponta da tarifa branca e alta demanda, sempre respeitando o limite de 80% da capacidade nominal da bateria.

As variáveis binárias que indicam o carregamento e descarregamento da bateria são mostradas na Figura 4.4. Nota-se que as mesmas demarcam corretamente cada ação da bateria tornando a contabilização dos custos de operação confiável.

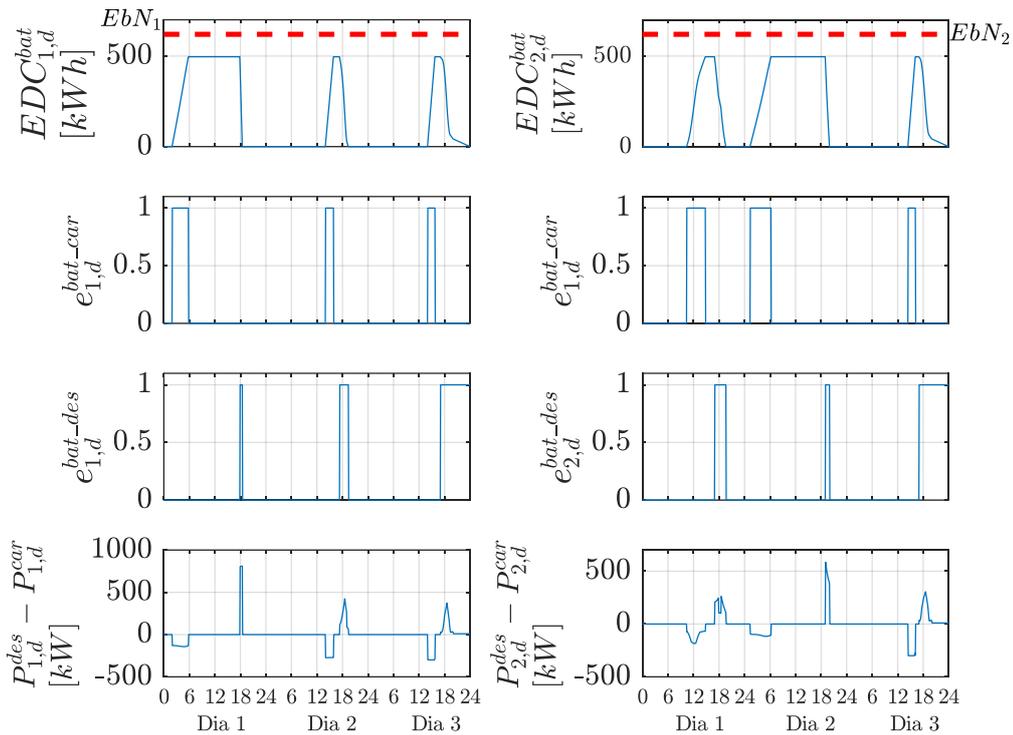


Figura 4.4 – Resumo do comportamento das variáveis de operação das baterias.

Com relação ao balanço de potência nas baterias verifica-se que as potências de carregamento e descarregamento nominal são respeitadas, sendo que a extração e a injeção de potência ativa na rede ocorrem de acordo com a necessidade da demanda considerando as restrições e a minimização do custo total do sistema.

Ressalta-se que o carregamento da bateria tende a ocorrer de maneira linear, ao contrário do descarregamento. Isso é verificado tanto pela curva do EDC quanto pela do balanço de potência. Na prática, a bateria tende ao carregamento linear para estar apta ao suprimento do maior pico, uma vez que sua operação é limitada, mas descarrega conforme a necessidade da demanda obtida a cada fluxo de carga.

4.1.2 Análise para rede somente com AH_2

O AH_2 possui três equipamentos principais: o eletrolisador, a célula combustível e o tanque de armazenamento. Eletrolisadores alcalinos são produzidos por diversos fabricantes como NEL, McPhy, Teledyne, Hydrogenics etc. Nesse trabalho considerou-se o modelo HySTAT™ da Hydrogenics, cujas especificações encontram-se na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Principais parâmetros do eletrolisador considerando somente o AH_2 na rede.

Especificação eletrolisador	Símbolo	Valor	Referência
Potência máxima (kW)	\overline{P}_i^{ele}	300	(HYDROGENICS, 2017)
Potência mínima (kW)	\underline{P}_i^{ele}	120	
Tempo de vida (h)	-	60000	(BERTUCCIOLI et al., 2014)
Ciclos ao longo da vida (-)	CV_i^{ele}	20000	Estimado
Eficiência (%)	η_i^{ele}	75	(URSUA;GANDIA; SANCHIS, 2012)
Custo unitário de capital (\$/kW)	CUC_i^{ele}	850,00	(IEA, 2015)

Os ciclos ao longo da vida foram estimados considerando a relação de 3 h/ciclo para a operação do eletrolisador no sistema de distribuição. Entretanto essa condição não é imperativa e não está escrita sob a forma de uma restrição no modelo, permitindo ao equipamento operar por um período superior ao estimado.

Com relação a célula combustível PEMFC citam-se como fabricantes: Ballard, Hydrogenics, Toshiba, Areva etc. Nesse trabalho considerou-se o modelo Mistral da Areva especificado conforme a Tabela 4.4. Novamente os ciclos ao longo da vida foram estimados conforme a metodologia já apresentada para o eletrolisador, considerando a relação de 2 h/ciclo.

Assim, inserindo um AH_2 no nó 4 (AH_2 1) e outro idêntico no nó 11 (AH_2 2), com um tanque de 400 m³ de capacidade e três ciclos permitidos para cada equipamento ao longo dos três dias, determinam-se as variações no nível do tanque de H_2 conforme apresenta a Figura 4.5.

Tabela 4.4 – Principais parâmetros da célula combustível considerando somente o AH_2 na rede.

Especificação célula combustível	Símbolo	Valor	Referência
Potência máxima (kW)	\overline{P}_i^{cc}	320	(AREVA, 2017)
Tempo de vida (h)	-	40000	(SMIT, 2014)
Ciclos ao longo da vida (-)	CV_i^{cc}	20000	Estimado
Eficiência (%)	η_i^{cc}	60	(WINTER; BRODD, 2004)
Custo unitário de capital (\$/kW)	CUC_i^{cc}	4000,00	(IEA, 2015)

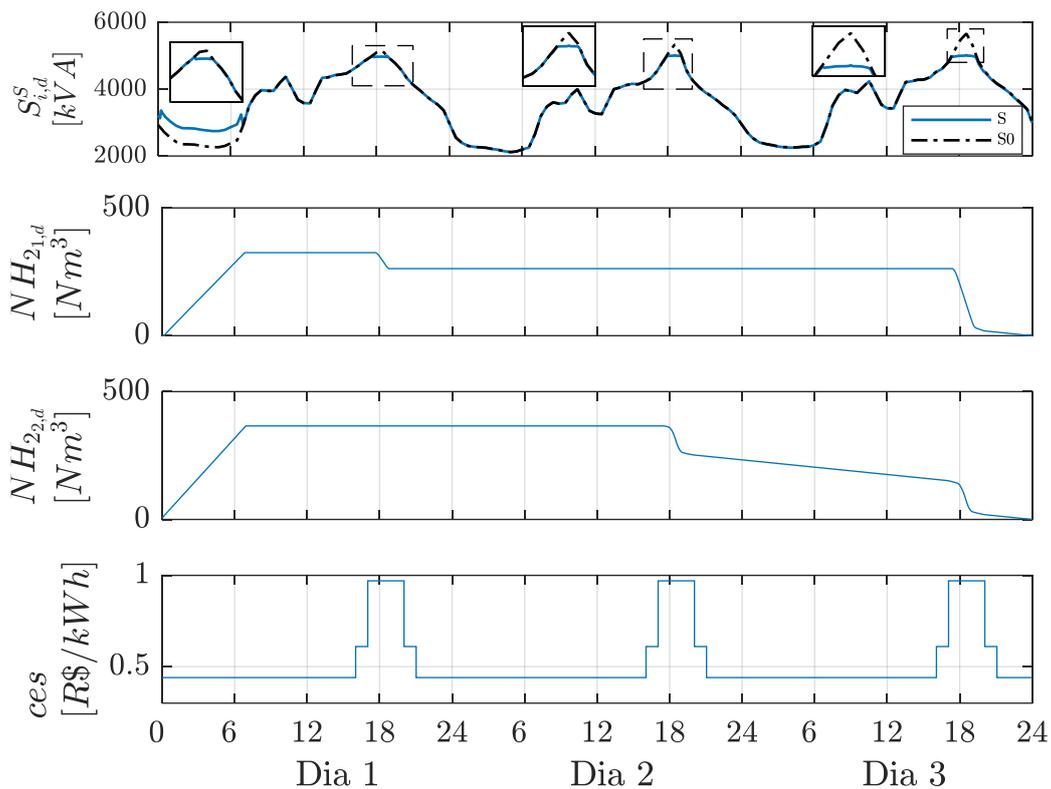


Figura 4.5 – Atenuação dos picos de demanda após a inserção do AH₂.

No AH₂ o nível do tanque regula a quantidade de energia consumida pelo eletrolisador ou injetada pela célula combustível. Observa-se na Figura 4.5 que o eletrolisador opera somente uma vez ao longo das 72 horas em ambos os tanques, produzindo H₂ suficiente para alimentar a célula combustível. O pico de demanda do primeiro dia é atenuado pela célula combustível do AH₂ 2, a qual só volta a atuar no terceiro dia. Já a célula combustível do AH₂ 1 atenua o pico do segundo dia e injeta uma potência bem pequena na rede, de modo a suavemente reduzir o nível do tanque – pois é necessário minimizar o ciclo de operação – até novamente contribuir para a atenuação do pico de demanda do terceiro dia. A Figura 4.6 apresenta o comportamento das variáveis binárias de operação do eletrolisador e da célula combustível e ajuda a compreender esse processo. Exclusivamente para essa análise a capacidade da subestação (\overline{S}_{S_i}) foi considerada 5020 kVA e não 5000 kVA. Essa ligeira alteração permite a obtenção de uma solução com os equipamentos selecionados, evitando sobredimensionamento.

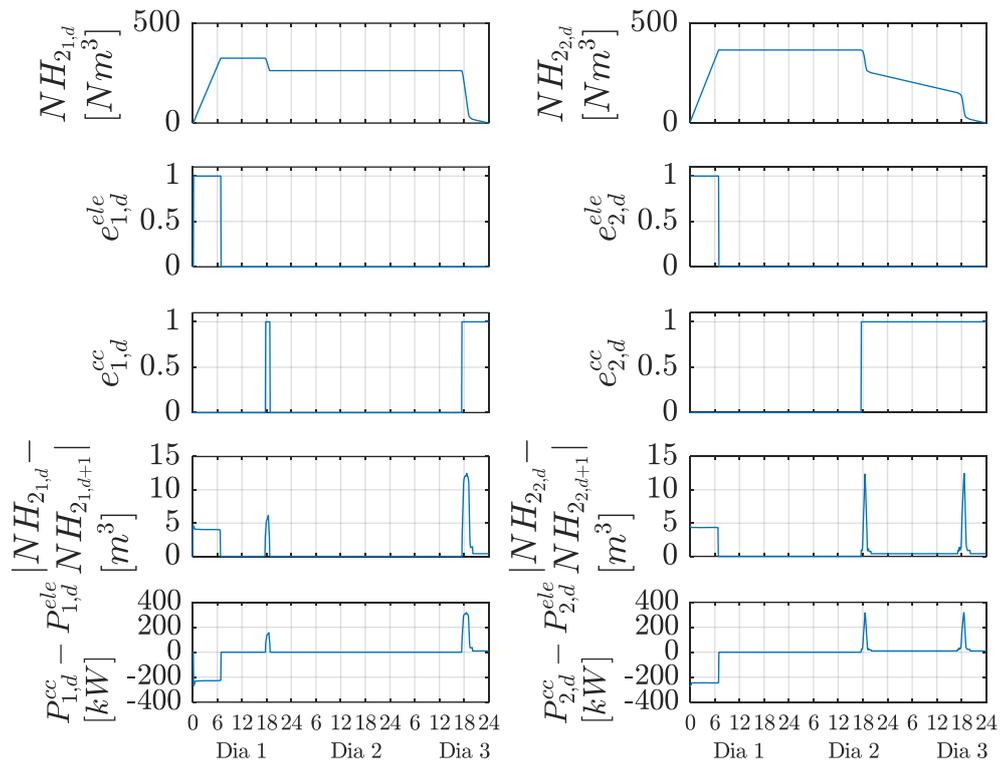


Figura 4.6 – Resumo do comportamento das variáveis de operação do AH₂.

Percebe-se que a potência consumida pelo eletrolisador e a potência injetada pela célula combustível estão dentro dos limites especificados. Destaca-se também que a taxa limite de produção de H₂ (lim_i^{ele}) é de 5,0 Nm³/(5 min), dado que o modelo considerado produz H₂ a uma taxa de 60 Nm³/h. O consumo máximo permitido para a célula combustível é de 20,8 Nm³/(5 min) considerando um consumo máximo de 0,78 Nm³/h para cada quilowatt produzido. Na Figura 4.6 verifica-se que esses limites são respeitados para ambos os AH₂ através do penúltimo gráfico.

4.1.3 Análise para rede com bateria e AH₂ em nós distintos

No terceiro cenário as duas tecnologias de armazenamento estudadas são introduzidas na rede da Figura 3.1 em nós distintos. Nessa análise considera-se um AH₂ no nó 11, de menor capacidade que o da seção 4.1.2, conforme mostra a Tabela 4.5, e uma bateria no nó 4 com as mesmas características que o modelo apresentado na seção 4.1.1.

Tabela 4.5 – Novos parâmetros do eletrolisador e da célula combustível para o caso da rede com bateria e AH_2 em nós distintas.

	Símbolo	Valor	Referência
Potência máxima – eletr. (kW)	\overline{P}_i^{ele}	225	(HYDROGENICS, 2017)
Potência mínima – eletr. (kW)	\underline{P}_i^{ele}	90	
Potência máxima – célula (kW)	\overline{P}_i^{cc}	240	(AREVA, 2017)

Considerou-se o máximo de dois ciclos para o eletrolisador, dois ciclos de carregamento e dois de descarregamento para a bateria, além de três ciclos para a célula combustível ao longo dos três dias. O tanque de armazenamento do H_2 é de 400 m^3 e o limite de 80% da capacidade nominal da bateria também foi aplicado. A variação do EDC da bateria e do nível de H_2 ao longo das 72 horas são apresentados na Figura 4.7. Já a Figura 4.8 auxilia as análises apresentando o comportamento das variáveis binárias de operação da bateria e do AH_2 .

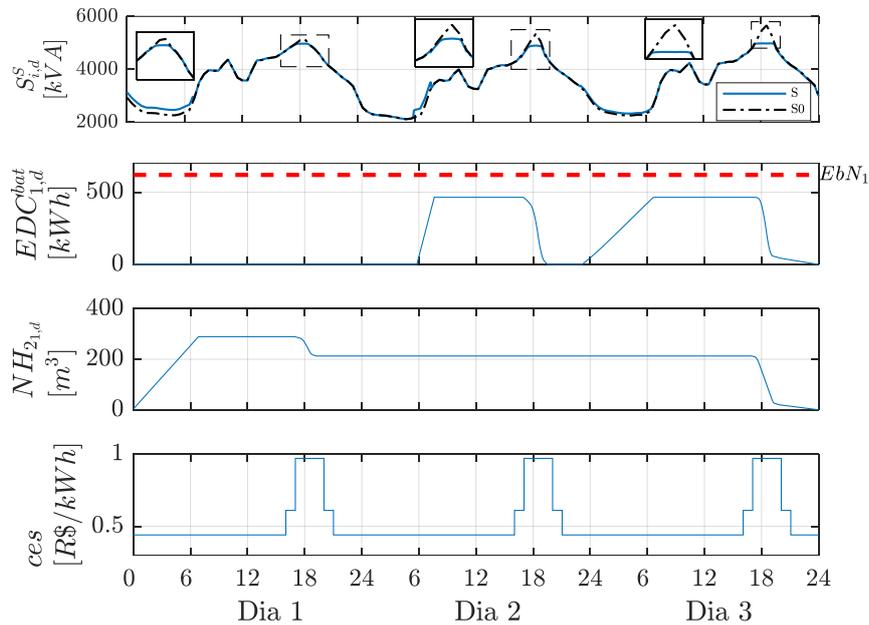


Figura 4.7 – Atenuação dos picos de demanda com a introdução de bateria e do AH_2 .

Observa-se que a ligeira atenuação do pico de demanda no primeiro dia é realizada somente pelo AH_2 . Embora o horário de ponta do segundo dia seja atrativo para a atuação da célula combustível, uma vez que há um pico da demanda e o custo da energia é alto, a introdução do custo de operação para esse equipamento inibe sua operação. Uma vez que o

custo de aquisição da célula combustível é alto a melhor solução é minimizar o uso desse equipamento. Assim, como a bateria é capaz de suprir as necessidades do segundo dia, a célula combustível somente volta a injetar potência na rede no terceiro dia, auxiliando a bateria na atenuação do pico de demanda pertinente.

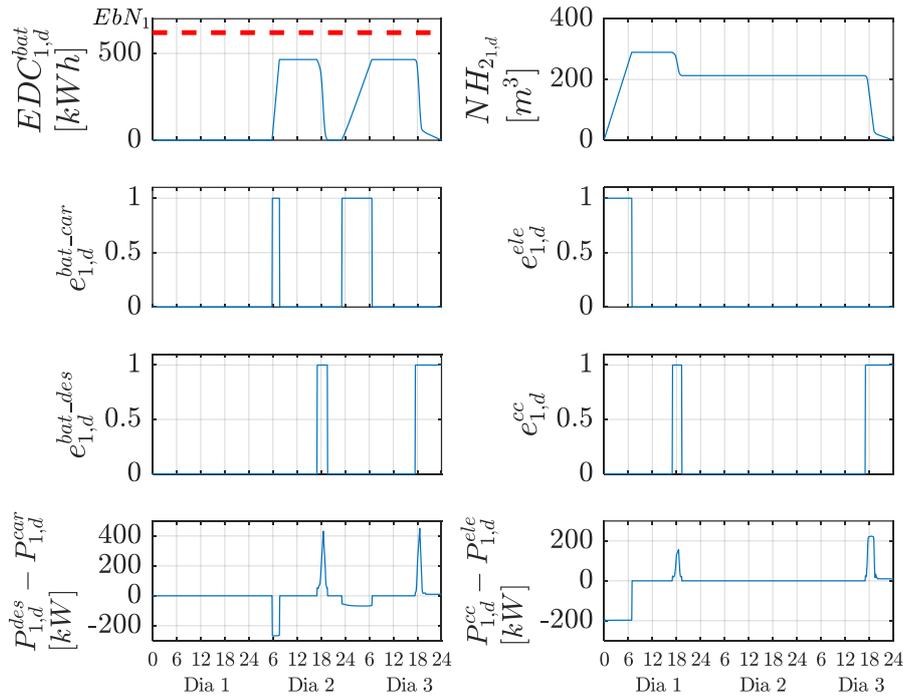


Figura 4.8 – Resumo do comportamento das variáveis de operação da bateria e do AH₂.

A análise desse caso evidencia que baterias e AH₂ operam colaborativamente de modo a prolongar suas vidas úteis, quando operam em um sistema de distribuição em nós distintos e seus custos de operação em função dos ciclos ao longo da vida são ponderados. Nota-se novamente que a potência consumida pelo eletrolisador encontra-se dentro do intervalo especificado, assim como as características nominais da bateria e da célula combustível.

Na sequência são apresentados os custos obtidos por cada uma das análises para o SS, como mostra a Tabela 4.6. Também são destacados os tempos de execução das simulações em um computador com processador Intel® Core™ i7 3.40 GHz, 16 GB de RAM, além do *gap* atingindo para a solução ótima.

Tabela 4.6 – Comparação dos custos, tempo e *gap*, das três análises realizadas para o SS.

	Somente bateria	Somente AH₂	Bateria e AH₂
Custo (R\$)	138.968,00	139.534,00	139.251,00
Tempo de simulação (s)	744 (~ 12 min)	2649 (~ 44 min)	16.660 (~ 4 h 40 min)
Gap obtido (%)	0,91	0,10	0,30

Embora a análise para a rede somente com bateria seja o único caso entre os três estudados em que o dispositivo de armazenamento opera em todos os dias, seu custo também é o menor. Isso ocorre porque a maior parcela do custo total, referente ao custo da energia na subestação, é menor para esse caso. Uma vez que os cenários com AH₂ tem menor capacidade de injeção de potência na rede, dada a menor capacidade das células combustível, mais energia da rede é utilizada e o custo total aumenta. Destaca-se a grande diferença no tempo de simulação entre os casos, principalmente quando bateria e AH₂ são avaliados conjuntamente. Nesse caso especificamente, boas soluções também foram obtidas com tempos de simulação menores, entretanto ou a bateria permanecia carregada por um tempo muito longo ou descarregando sua potência mínima por muito tempo. Esse inconveniente é mais difícil de ser solucionado no SH, dada a dificuldade de o *solver* encontrar várias soluções, e será ilustrado na seção pertinente.

4.1.4 Comportamento da tensão e perdas ativas – sistema simples

A inserção dos dispositivos de armazenamento altera o fluxo de potência na rede, a tensão nos nós, as perdas nos circuitos. Nessa direção, essa seção avalia se ocorreram impactos para o sistema de distribuição quando da inserção da bateria e do AH₂. Assim a Figura 4.9 explicita o comportamento da tensão máxima e mínima e a Figura 4.10 revela o somatório das perdas de potência ativa nos circuitos ao longo das 72 horas.

Como referência, utilizam-se os valores obtidos para a rede sem armazenamento e são comparados os três casos anteriormente explanados. Verifica-se que a inserção dos dispositivos de armazenamento não prejudicou os níveis de tensão, os quais atendem os requisitos do PRODIST (ANEEL, 2017). A máxima tensão ocorre no nó 4 devido a potência injetada pelo armazenamento de energia e ao fato de esse nó pertencer ao circuito de conexão com a subestação. Já a mínima tensão alterna entre os nós 6 e 9. O nó 6 possui a maior carga do

sistema e o nó 9 possui um carregamento intermediário. Dependendo dos fluxos de potência das gerações eólica e solar, a tensão mínima ocorre ora no nó 6 ora no nó 9.

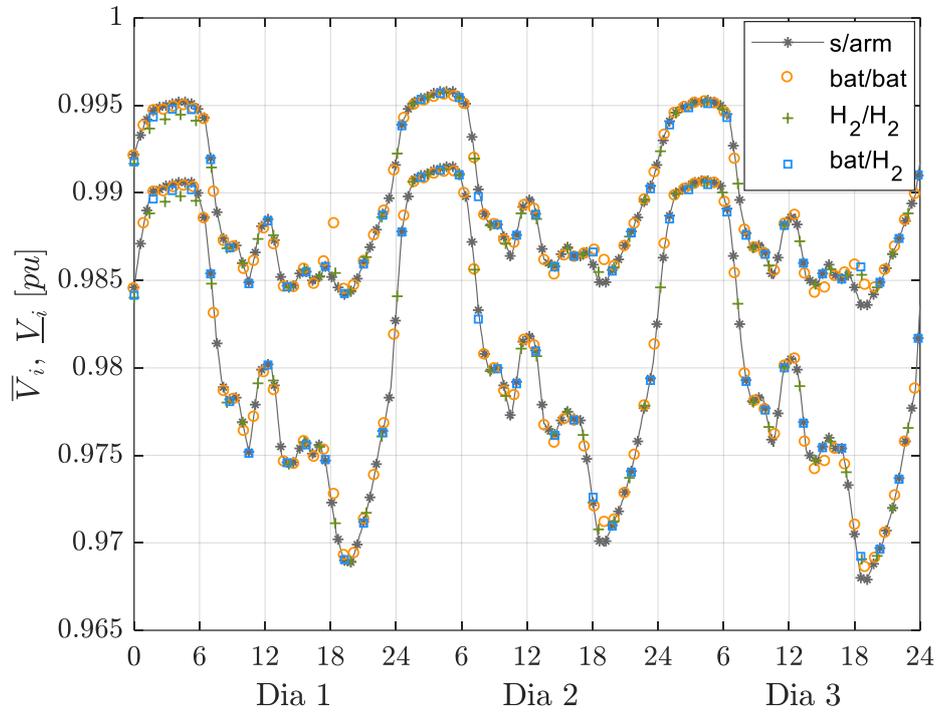


Figura 4.9 – Tensão máxima e mínima da rede de 11 nós para o sistema simples.

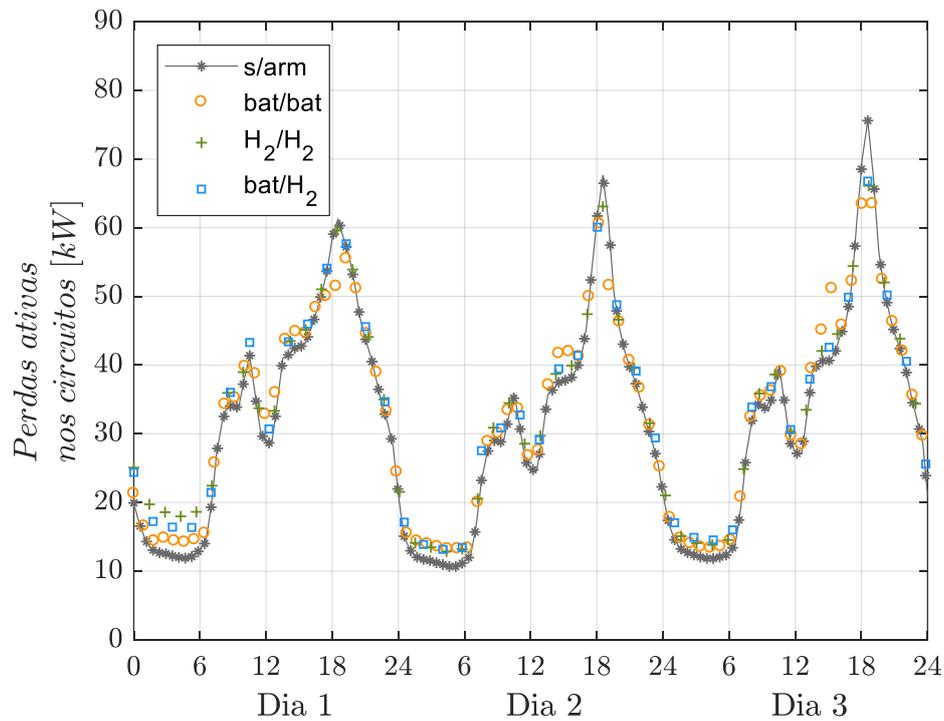


Figura 4.10 – Perdas ativas da rede de 11 nós para o sistema simples.

Com relação as perdas de potência ativa nos circuitos, observa-se que devido a redução dos picos de demanda, as perdas no horário de ponta também foram reduzidas. Entretanto nos períodos de carregamento, as perdas mostram-se maiores que o caso base sem armazenamento. Também avaliaram-se as perdas de energia em relação a rede sem armazenamento para os casos analisados. Desse modo, para a rede somente com bateria, houve um incremento de 3,76% nas perdas de energia. Já para o cenário somente com AH_2 , o aumento foi de 5,24%. O terceiro caso, bateria e AH_2 em nós distintos, obteve um aumento de 5,43% nas perdas de energia.

4.2 SISTEMA HÍBRIDO (SH)

Na configuração híbrido foram inseridas bateria e AH_2 no nó 4 (sistema híbrido) e uma bateria no nó 11 (doravante denominada bateria simples). Analisaram-se três casos variando-se a profundidade de descarga (PDD) da bateria do SH. Novamente considerou-se 5000 kVA para a capacidade da subestação (\overline{S}_{S_i}) de modo que o sistema de armazenamento funcione como uma alternativa à expansão da subestação e também esteja apto a atenuar os picos de demanda.

A PDD – medida pela diferença entre ELE_i^{sup} e CC_i^{inf} da bateria do SH deve ser minimizada. Além disso, eletrolisador e célula combustível devem operar somente quando necessário, a fim de que a vida útil dos equipamentos seja prolongada (IPSAKIS et al., 2009). Várias simulações foram executadas considerando-se duas ou três operações para o eletrolisador e para a bateria simples, além de três operações para a célula combustível. De maneira geral, quando a análise considera duas operações do eletrolisador e duas da bateria simples obtém-se a solução mais adequada operacionalmente e de menor custo, mesmo que ligeiramente. Ressalta-se que a bateria simples deverá continuar respeitando o limite de 80% da capacidade nominal do equipamento.

No sistema híbrido os parâmetros ELE_i^{sup} e ELE_i^{inf} definem a região de histerese do eletrolisador, enquanto que CC_i^{sup} e CC_i^{inf} definem a região de histerese da célula combustível. De acordo com Zhou (2008) um intervalo de 10% no estado de carga (EDC) da bateria é conveniente para definir essas regiões. A fim de evitar sobrecarga Zhou (2008) recomenda utilizar valores inferiores à 95% da capacidade da bateria para ELE_i^{sup} , bem como maiores que 20% para CC_i^{inf} , evitando-se sobredescarga. Assim, três configurações com PDD de 60, 45, 40% foram analisadas de modo a abranger vários níveis de EDC da bateria e avaliar a aplicabilidade do modelo.

É importante notar que os fabricantes estimam o número de ciclos suportados pela bateria em função da PDD. Porém, para esse estudo, os ciclos ao longo da vida não foram alterados ao longo dos diferentes casos em que a PDD foi alterada. Essa aproximação é conveniente, pois as curvas fornecidas pelos fabricantes são ilustrativas, fornecendo somente uma tendência do comportamento em condições específicas, além do fato de os custos de operação contribuírem em menor parcela no custo final e, no caso da bateria do SH, o custo de operação não ser incluído no processo de otimização. Ademais um tanque de 500 m³ para armazenar o H₂ e a substituição de um eletrolisador de 45 Nm³/h por um de 50 Nm³/h, utilizou-se configuração semelhante ao caso bateria/ H₂ do SS. Assim, a Tabela 4.7 sumariza as considerações.

Tabela 4.7 – Especificações dos equipamentos para o sistema híbrido do nó 4 e simples do nó 11

Especificação do sistema híbrido – nó 4			
Especificação bateria	Símbolo	Valor	Referência
Energia (kWh)	EbN_i	620	
Potência de descarregamento (kW)	$\overline{p_{inj(t)}^{bat}}$	900	(SAFT, 2016)
Potência de carregamento (kW)	$\overline{p_{ext(t)}^{bat}}$	300	
Especificação eletrolisador			
Potência máxima (kW)	$\overline{p_t^{ele}}$	225	(NEL, 2017)
Eficiência (%)	η_i^{ele}	75	(URSUA;GANDIA;SANCHIS,2012)
Especificação da célula combustível			
Potência máxima (kW)	$\overline{P_t^{cc}}$	240	(AREVA, 2017)
Eficiência (%)	η_i^{cc}	60	(WINTER; BRODD, 2004)
Especificação bateria simples – nó 11			
Energia (kWh)	EbN_i	620	
Potência de descarregamento (kW)	$\overline{p_{inj(t)}^{bat}}$	900	(SAFT, 2016)
Potência de carregamento (kW)	$\overline{p_{ext(t)}^{bat}}$	300	
Ciclos ao longo da vida (-)	CV_i^{bat}	6000	(SAFT, 2017)
Eficiência de carregamento (%)	$\eta_{car(t)}^{bat}$	95	(CHEN et al., 2009)
Eficiência de descarregamento (%)	$\eta_{des(t)}^{bat}$	95	
Custo unitário de capital (\$/kWh)	CUC_i^{bat}	400,00	(HERING, 2015)

O problema com o sistema híbrido possui um número muito maior de variáveis e restrições comparado aos problemas somente com SS. Dessa forma, para ajudar o *solver* a encontrar uma solução factível utilizaram-se as seguintes opções do CPLEX® para o AMPL: $nodels = 0$ e $varselect = 3$. A primeira opção habilita a busca em profundidade-primeiro pura, na qual o CPLEX tenta encontrar uma solução inteira factível no início do *branch-and-bound*. Já a segunda opção determina como o CPLEX® escolhe a variável do valor fracionário para se ramificar. Nesse caso 3 indica ramo forte, no qual avaliam-se diversas escolhas prováveis do ramo resolvendo parcialmente os subproblemas resultantes.

4.2.1 PDD da bateria do sistema híbrido de 60%

Definem-se os parâmetros ELE_i^{sup} e CC_i^{inf} como 80 e 20%, respectivamente, para a bateria do SH. As operações do eletrolisador e da bateria simples foram limitadas em duas, enquanto que os demais equipamentos podiam operar três vezes. Na Figura 4.11 apresenta-se o EDC da bateria do SH e o comportamento da potência aparente injetada na subestação, destacando as regiões de histerese. Já a Figura 4.12 mostra um resumo da operação do SH englobando EDC da bateria, o nível do tanque de H_2 , o balanço de potência do AH_2 e o balanço de potência da bateria.

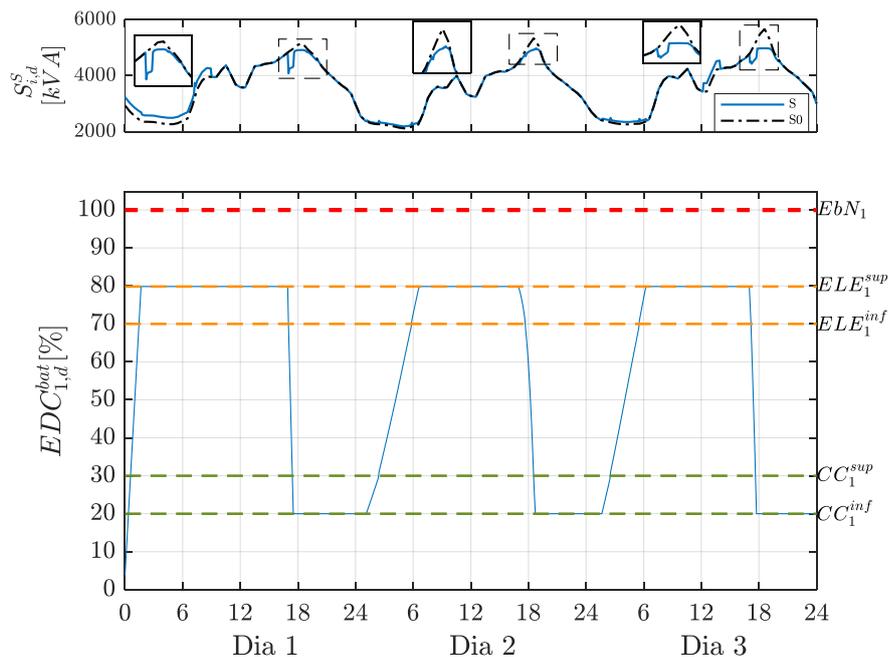


Figura 4.11 – Histerese da bateria do sistema híbrido com PDD de 60%.

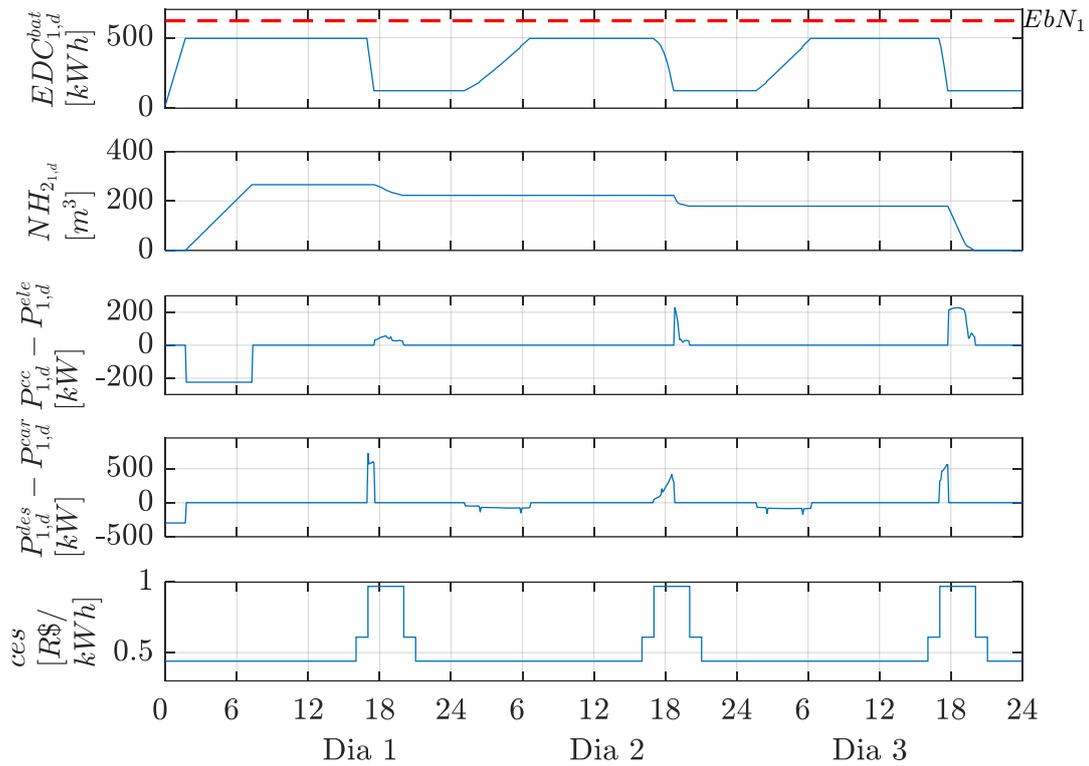


Figura 4.12 – Operação do sistema híbrido com PDD da bateria de 60%.

Observa-se através da Figura 4.11 que a bateria do SH carrega até atingir o limite superior de 80% de sua capacidade, ou seja, ELE_i^{sup} . A partir desse momento o eletrolisador está apto a produzir H_2 , fato que realmente é concretizado como mostrado na Figura 4.12. Quando o período de ponta do custo da eletricidade é atingido torna-se inviável habilitar o eletrolisador e a bateria do SH tende a descarregar acompanhando a evolução da demanda e dos preços até atingir o limite inferior de 20% de sua capacidade, ou seja, CC_i^{inf} . Agora a célula combustível está apta a fornecer eletricidade à rede até o encerramento do horário de ponta, quando não é conveniente habilitar a operação da célula combustível e a bateria do SH tende a retomar seu carregamento, acompanhando a menor demanda e o menor custo da eletricidade. Essa dinâmica repete-se para os dias seguintes sempre respeitando os limites impostos aos equipamentos.

A Figura 4.13 por sua vez, resume a operação da bateria simples fornecendo o EDC, as variáveis binárias de carregamento e descarregamento, o balanço de potência da bateria e o custo da eletricidade.

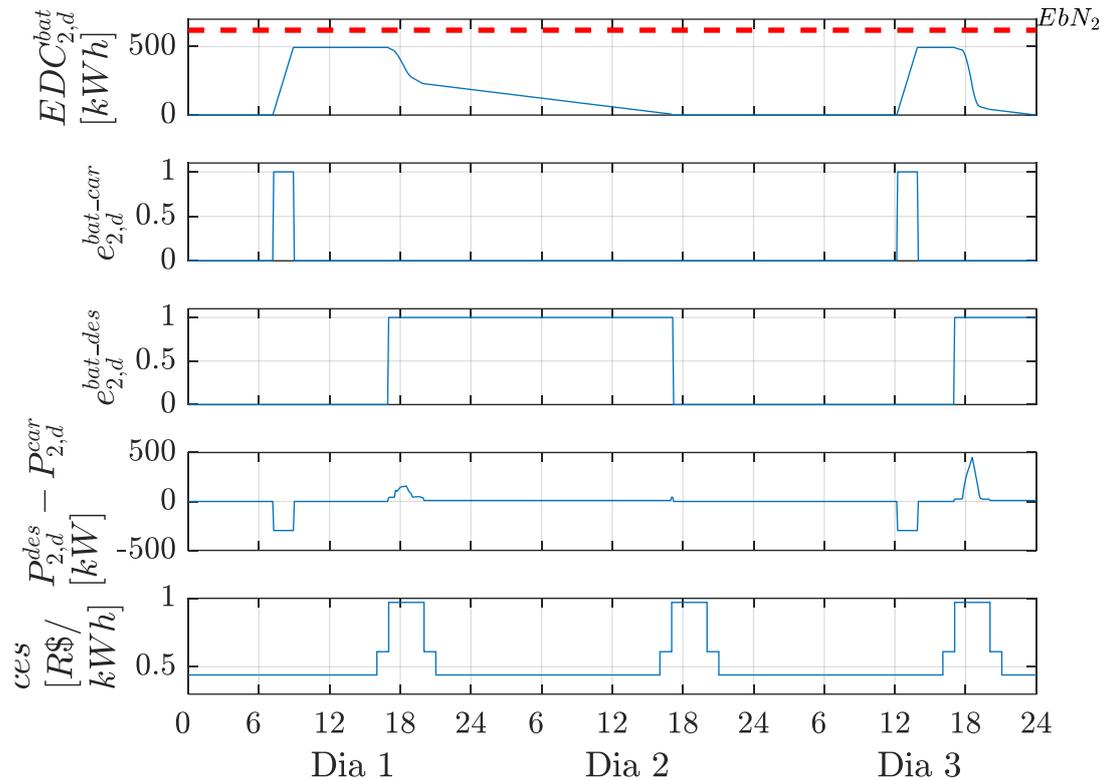


Figura 4.13 – Operação da bateria simples considerando a PDD da bateria do sistema híbrido de 60%.

Nota-se na Figura 4.13 que a bateria simples inicia seu carregamento no primeiro dia e descarrega suavemente entre o primeiro e segundo dia, injetando sua potência mínima após o atendimento do pico do primeiro dia. O prolongado descarregamento deve-se a restrição de operação da bateria e a necessidade de complementação da injeção de potência. Conforme já antecipado na análise do SS para o caso bateria/ H_2 , eliminar o prolongado descarregamento é mais difícil no SH dada a maior dificuldade de o *solver* encontrar soluções. Entretanto, o modelo continua coerente e adequado ao estudo proposto. Finalmente, observa-se que no terceiro dia ambas as baterias e a célula combustível injetam potência na rede para amenizar o pico de demanda.

A Figura 4.14 apresenta a operação do SH destacando as variáveis binárias do eletrolisador e da célula combustível. Assim evidencia-se a diferença existente entre as variáveis $ele_{i,d}^{op}$ e $ele_{i,d}^{op-aux}$. A variável $ele_{i,d}^{op}$ determina se o eletrolisador está apto ou não a produzir H_2 , porém como a tecnologia considerada para o eletrolisador é a alcalina que tem restrições quanto as flutuações de potência, faz-se necessário o uso da variável $ele_{i,d}^{op-aux}$ que impõe a potência nominal para a operação do eletrolisador.

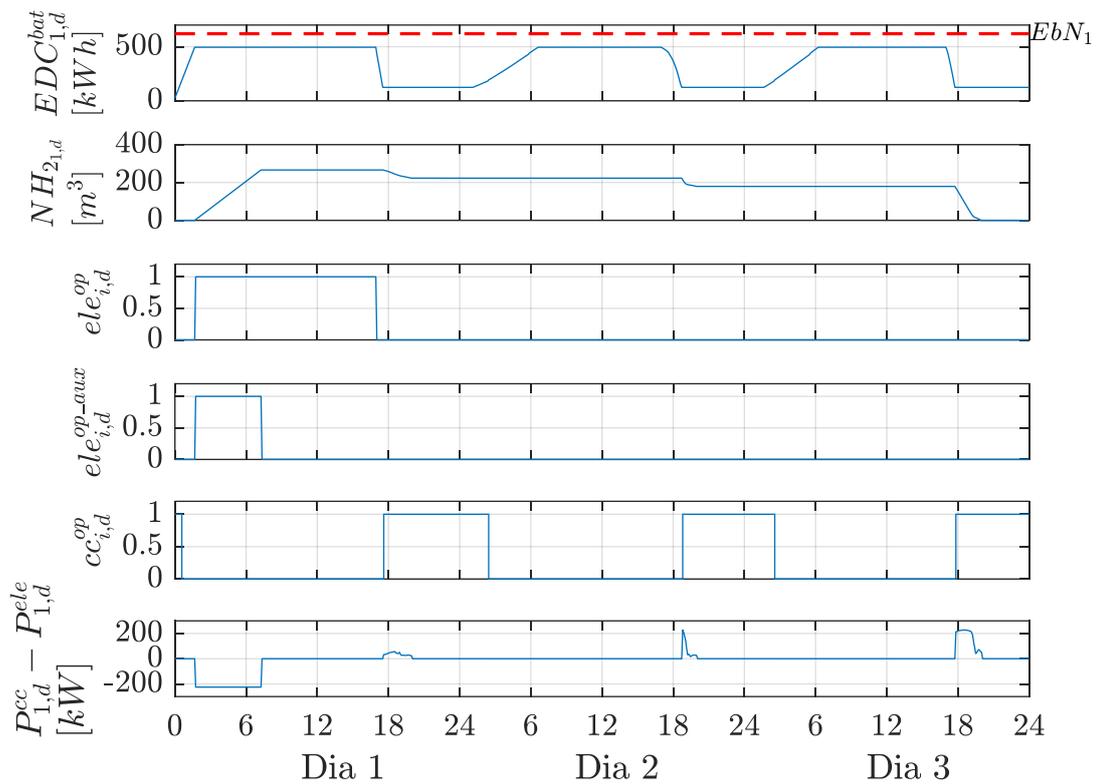


Figura 4.14 – Operação do SH considerando a PDD da bateria de 60% destacando as variáveis binárias do eletrolisador e da célula combustível.

A variável $cc_{i,d}^{op}$ determina se a célula combustível está apta ou não a injetar eletricidade na rede. Nesse caso não há necessidade de uma variável binária auxiliar, porque a célula combustível injeta potência conforme a potência demandada. O primeiro pulso dessa variável deve ser ignorado, uma vez que não existe H_2 armazenado no tanque. Tal fato não compromete o modelo, pois nenhuma injeção de potência é detectada, como indica o balanço de potência entre célula combustível e eletrolisador na Figura 4.14.

4.2.2 PDD da bateria do sistema híbrido de 45%

A segunda análise considera a PPD da bateria do sistema híbrido de 45%. Nessa análise o intervalo para a região de histerese do eletrolisador foi considerado de 5% mantendo-se um intervalo de 10% para a célula combustível e todos os equipamentos podiam operar três vezes ao longo das 72 horas, exceto o eletrolisador que estava restrito a duas operações. A Figura 4.15 apresenta a potência aparente injetada na subestação e o comportamento do EDC da bateria

do SH. Na sequência a Figura 4.16 mostra um resumo da operação do SH e a Figura 4.17 um resumo da operação da bateria simples.

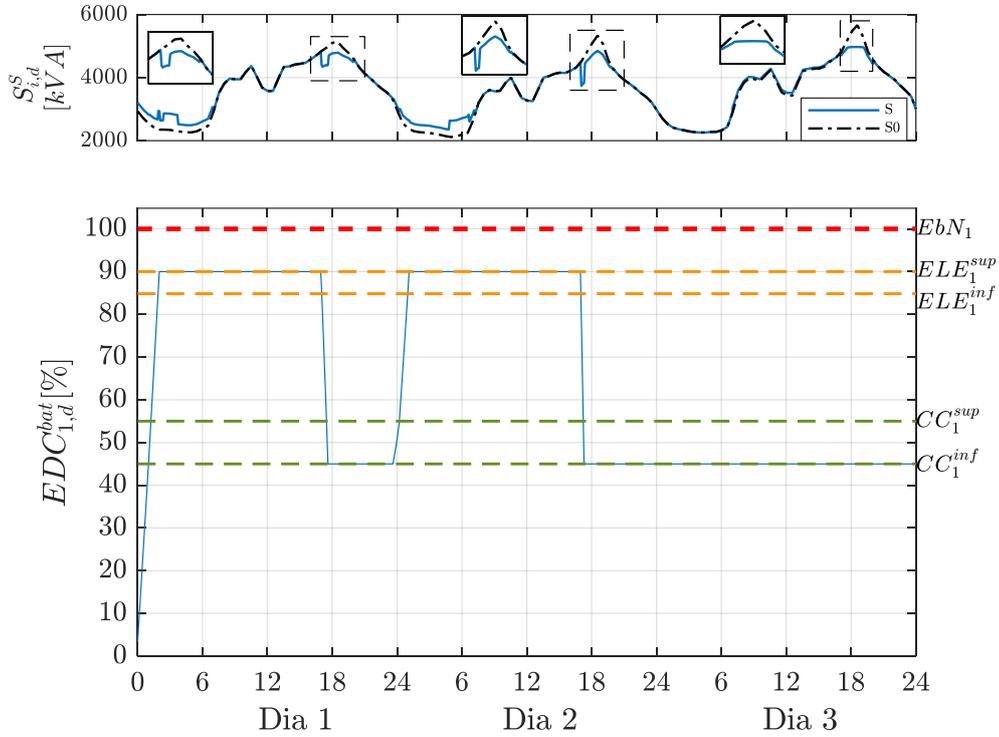


Figura 4.15 – Histerese da bateria do SH com PDD de 45%.

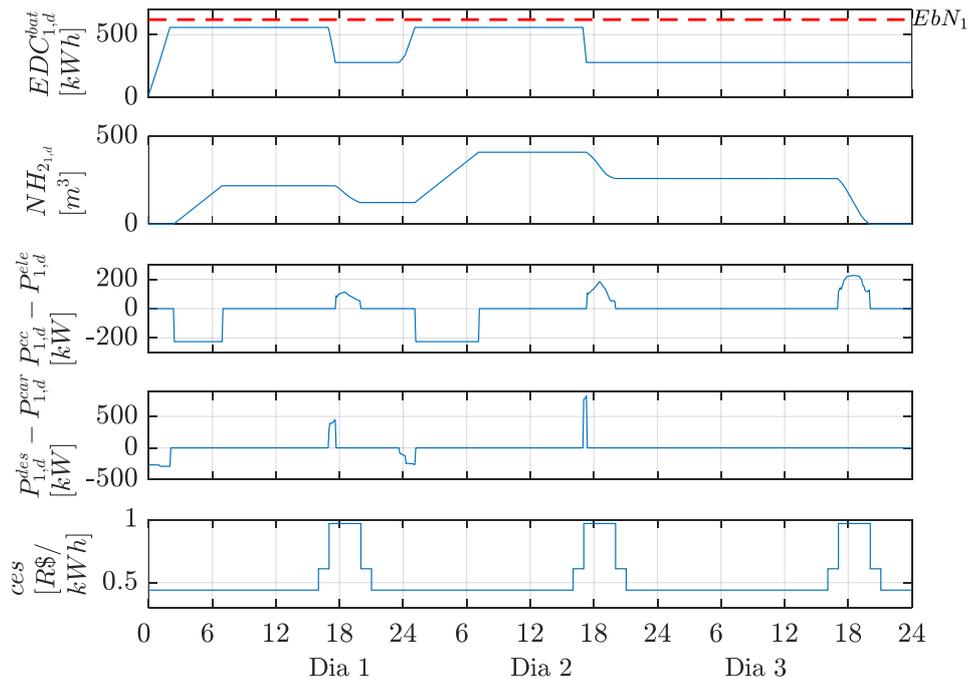


Figura 4.16 – Operação do sistema híbrido com PDD da bateria de 45%.

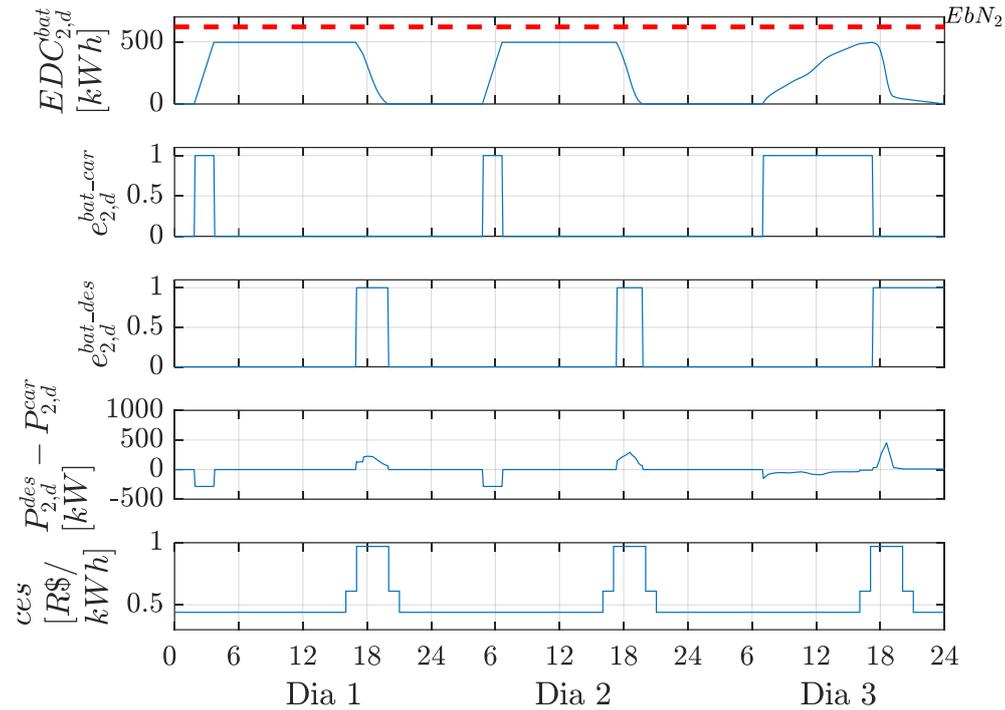


Figura 4.17 – Operação da bateria simples considerando a PDD da bateria do SH de 45%.

Nota-se que a bateria do SH não operou no terceiro dia, em razão disso, a produção de H_2 é intensificada pelo eletrolisador no segundo dia de modo a atender o pico de demanda no terceiro dia. Evidencia-se que a diminuição do intervalo de operação do eletrolisador não afetou sua operação. Isso ocorre, porque na aplicação proposta não há necessidade de o EDC da bateria do SH excursionar pelas regiões de histerese, uma vez que se busca amenizar os picos de demanda de cada dia. Dessa forma, como a bateria do SH também tem restrição de operação o EDC mantém-se nos limites ELE_i^{sup} e CC_i^{inf} antes de sair de cada laço de histerese.

4.2.3 PDD da bateria do sistema híbrido de 40%

A terceira análise considera uma PDD para a bateria do SH de 40%. Dessa maneira pretende-se reduzir os picos da demanda apesar da boa restrição de capacidade da bateria do SH. Nessa análise as operações do eletrolisador e da bateria do sistema simples também foram restritas a duas. A Figura 4.18 apresenta o comportamento da potência injetada pela subestação e o EDC do SH.

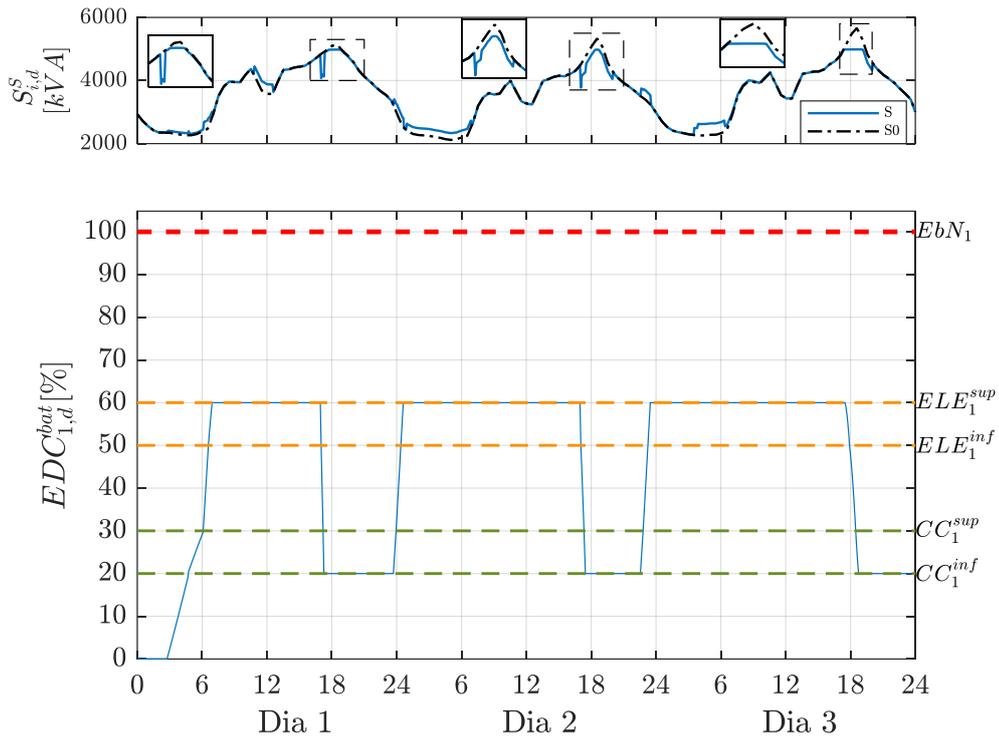


Figura 4.18 – Histerese da bateria do SH com PDD de 40%.

A Figura 4.19, por sua vez, mostra um resumo das principais variáveis de operação do SH. De modo semelhante, a Figura 4.20, faz um resumo da operação da bateria simples.

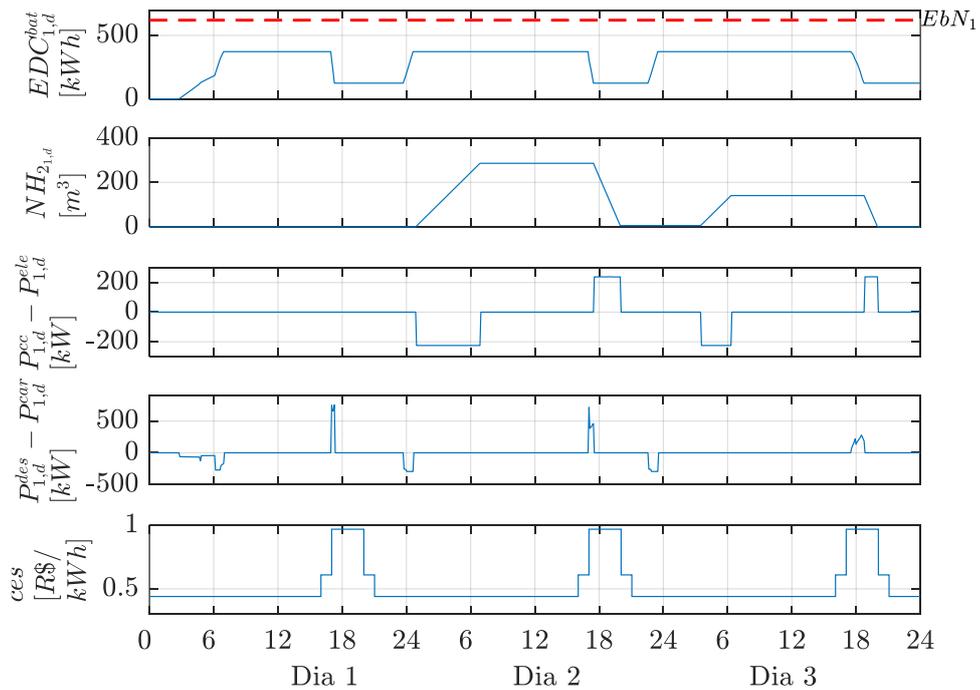


Figura 4.19 – Operação do SH com PDD da bateria de 40%

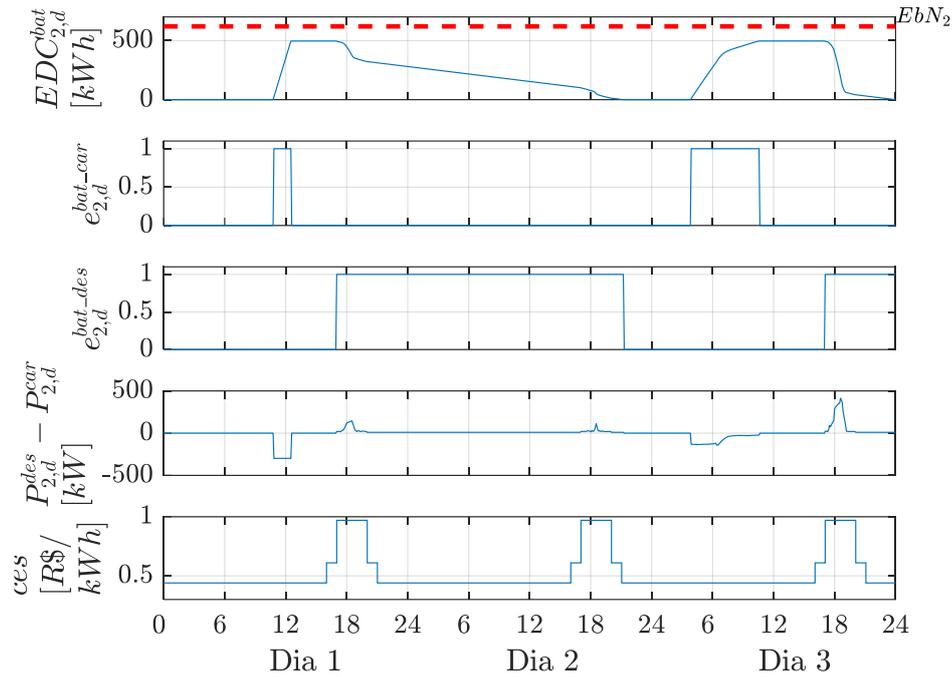


Figura 4.20 – Operação da bateria simples considerando a PDD da bateria SH de 40%.

Observa-se que a redução do pico no primeiro dia é efetuada somente pelas baterias e o AH₂ opera no segundo e terceiro dias. Nota-se que a bateria simples inicia seu carregamento no primeiro dia e descarrega suavemente sua potência mínima de operação entre o primeiro e segundo dia. O prolongado descarregamento deve-se a restrição de operação da bateria e a necessidade de complementação da injeção de potência. Finalmente no terceiro dia ambas as baterias e a célula combustível injetam potência na rede para amenizar o pico da demanda.

A seguir são apresentados os custos obtidos por cada uma das análises para o sistema híbrido, como mostra a Tabela 4.8. Também são destacados os tempos de execução das simulações em um computador com processador Intel® Core™ i7 3.40 GHz, 16 GB de RAM, além do *gap* atingido para a solução ótima.

Tabela 4.8 – Comparação dos custos tempo e *gap*, das três análises realizadas para o sistema híbrido.

	PDD 60%	PDD 45%	PDD 40%
Custo (R\$)	138.552,00	138.792,00	138.726,00
Tempo de simulação (s)	3444 (~ 57 min)	7914 (~ 2 h 12 min)	5955 (~ 1 h 40 min)
Gap obtido (%)	0,77	0,94	0,86

De maneira geral, devido ao maior número de variáveis e restrições, o tempo de execução do SH aumentou em relação ao SS. Lembrando que os custos de operação do eletrolisador, da célula combustível e da bateria do SH não estão incluídos, o maior custo do caso PDD 45% deve-se a operação da bateria simples ter ocorrido nos três dias.

4.2.4 Comportamento da tensão e perdas ativas – sistema híbrido

Analisaram-se também a tensão máxima, mínima e as perdas de potência ativa para os três casos do SH, como mostram as Figura 4.21 e Figura 4.22. Assim como nos casos do SS a tensão apresenta pequena variação para o caso sem armazenamento, respeitando sempre os limites do PRODIST (ANEEL, 2017). Novamente, o nó de tensão máxima é o nó 4 e o de tensão mínima varia entre os nós 6 e 9, pelos motivos já explanados.

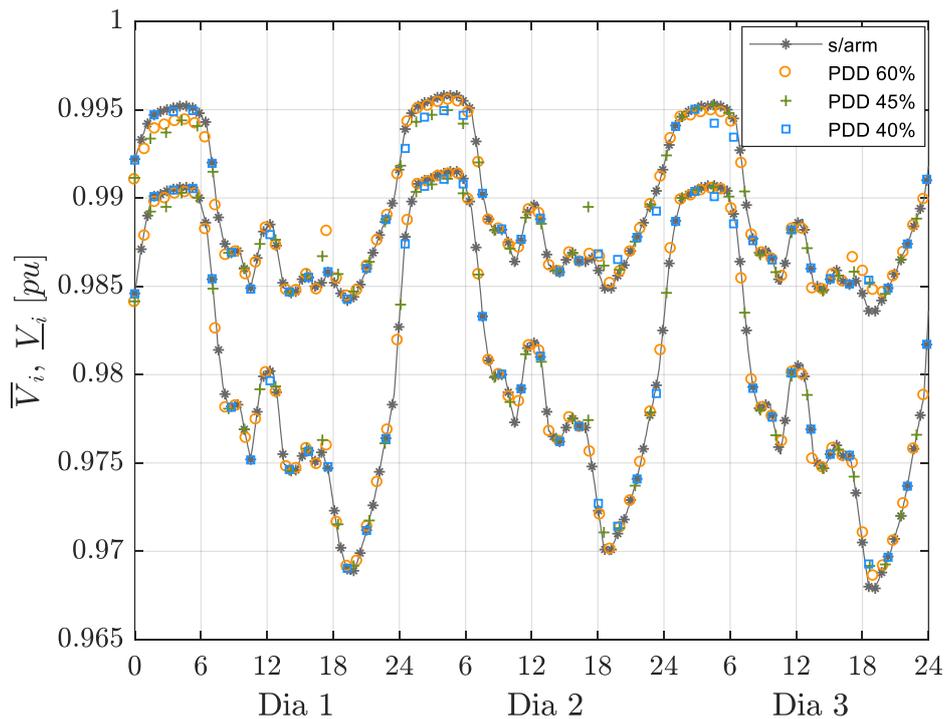


Figura 4.21 – Tensão máxima e mínima da rede de 11 nós para o sistema híbrido.

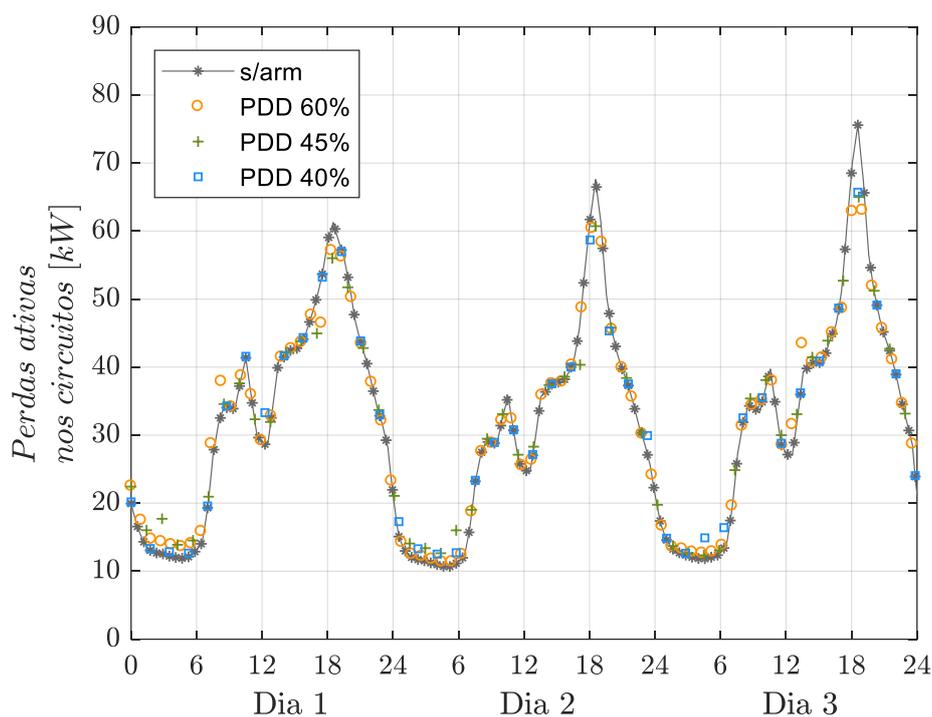


Figura 4.22 – Perdas ativas da rede de 11 nós para o sistema híbrido.

No que concerne as perdas de potência ativa, verifica-se mais uma vez que nos picos de demanda as mesmas diminuem e aumentam no carregamento dos dispositivos. O incremento das perdas de energia em relação a rede sem armazenamento, calculadas para as 72 horas para os casos da PDD de 60, 45 e 40%, foram 0,75, 1,15 e 0,73%. Tais valores são inferiores aos encontrados para o SS e também podem ser interpretados visualmente pelos pontos da Figura 4.22 que estão mais próximos da linha de referência, a qual representa o caso em que não há armazenamento de energia.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse Capítulo engloba as conclusões finais do trabalho e as propostas para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES

O planejamento da operação de curto prazo de baterias e AH_2 em SDEE é proposto nesse trabalho através de um modelo matemático de PNLIM e relaxado para um problema de PCSOIM, solucionado em *solver* comercial. A utilização de parâmetros comerciais para os dispositivos de armazenamento foi importante na validação do modelo e aproximação da realidade. Nessa direção, também o intervalo de discretização reflete apropriadamente o carregamento e descarregamento dos dispositivos.

Com relação ao SS, mostrou-se que o armazenamento é capaz de aliviar os picos de demanda nos horários de ponta da tarifa branca evitando ciclos de operação desnecessários e na presença de restrição de capacidade do equipamento, preservando seu tempo de vida. Destaca-se que o custo total é maior para os casos em que há AH_2 , uma vez que as células combustível tem limitada capacidade de injeção de potência, acarretando maiores custos da energia adquirida da subestação, a qual representa a maior parcela do custo total. Verifica-se também que o armazenamento não compromete o comportamento da tensão na rede.

No que concerne ao SH, evidencia-se que o modelo se aplica à diferentes níveis de EDC e PDD da bateria. Embora a capacidade da bateria do SH tivesse sido restringida consideravelmente, o AH_2 e a bateria simples ajudaram a garantir o atendimento da demanda, de maneira a prolongar a vida útil dos dispositivos. Ressalta-se que o custo total para as três configurações analisadas é bastante próximo e o comportamento da tensão na rede pouco é alterado com a inserção do armazenamento. Entretanto as perdas de potência ativa que, apesar de aumentarem tanto no SS como no SH em relação à rede sem armazenamento, são maiores no SS.

Em suma, a modelagem do planejamento da operação de curto prazo de baterias e AH_2 em SDEE contribui para a investigação de alternativas de operação fomentando o crescimento de sua aplicação em sistemas reais.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

A penetração da geração fotovoltaica na baixa tensão é uma tendência em redes de distribuição modernas. Nessa direção, a introdução de baterias associadas aos painéis para aplicações residenciais é crescente em países como a Alemanha (GTAI, 2017) a Austrália (KPMG, 2016), entre outros. Dessa forma, o modelo proposto pode ser modificado para abordar redes trifásicas desbalanceadas na presença de bateria e AH₂.

Outra contribuição será alcançada utilizando-se uma análise multiobjetivo, na qual os custos seriam ponderados por pesos, estabelecendo-se uma ordem de prioridade para cada parcela no processo de otimização pelo CPLEX[®]. Assim, o compromisso entre os custos seria verificado e melhorias no modelo poderiam ser propostas. Finalmente, o modelo pode ser estendido para atuar em um horizonte de planejamento rolante no tempo, técnica conhecida como *rolling horizon*, além de considerar a geração intermitente estocástica.

REFERÊNCIAS

- ABRAPCH. **Itaipu aprova testes de unidade piloto de hidrogênio**. 2016. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/noticias/79/itaipu-aprova-testes-de-unidade-piloto-de-hidrogenio>>. Acesso em: 17 ago. 2017.
- AGBOSSOU, K. et al. Performance of a Stand-Alone Renewable Energy System Based on Energy Storage as Hydrogen. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [s.l.], v. 19, n. 3, p.633-640, set. 2004. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tec.2004.827719>.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília: Aneel, 2017.
- AREVA. **Mistral 20-600 kVA Fuel cell backup power system**. Disponível em: <<http://www.avea.com/EN/operations-408/hydrogen-and-fuel-cells.html>>. Acesso em: 16 jul. 2017.
- BARBIR, Frano. Fuel Cell Applications. In: BARBIR, Frano. **PEM Fuel Cells: Theory and practice**. 2. ed. San Diego: Elsevier, 2013. Cap. 10. p. 373-434.
- BARTON, J.P.; INFIELD, D.G.. Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [s.l.], v. 19, n. 2, p.441-448, jun. 2004. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tec.2003.822305>.
- BERTUCCIOLI, Luca et al. **Study on development of water electrolysis in the EU**. Lausanne: E4tech, 2014. 160 p.
- BORUP, Rod et al. Scientific Aspects of Polymer Electrolyte Fuel Cell Durability and Degradation. **Chemical Reviews**, [s.l.], v. 107, n. 10, p.3904-3951, out. 2007. American Chemical Society (ACS). <http://dx.doi.org/10.1021/cr050182l>.
- CELLI, G. et al. A comparison of distribution network planning solutions: Traditional reinforcement versus integration of distributed energy storage. **2013 IEEE Grenoble Conference**, [s.l.], p.1-1, jun. 2013. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/ptc.2013.6652338>.
- CESPEDES, R.G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s.l.], v. 5, n. 1, p.391-396, 1990. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/61.107303>.
- CHANG, Judy et al. **The Value of Distributed Electricity Storage in Texas: Proposed Policy for Enabling Grid-Integrated Storage Investments**. Boston: Brattle, 2014. 22 p.
- CHEN, Haisheng et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, [s.l.], v. 19, n. 3, p.291-312, mar. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.

CRESESB. **Base de dados solar e eólica**. 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 20 jul. 2017.

DINCER, Ibrahim; ZAMFIRESCU, Calin. Sustainable hydrogen production options and the role of IAHE. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s.l.], v. 37, n. 21, p.16266-16286, nov. 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.02.133>.

DIVYA, K.C.; ØSTERGAARD, Jacob. Battery energy storage technology for power systems – an overview. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 79, n. 4, p.511-520, abr. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017>.

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; BERNAL-AGUSTÍN, José L.; CONTRERAS, Javier. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 32, n. 7, p.1102-1126, jun. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2006.04.013>.

DUNN, B.; KAMATH, H.; TARASCON, J.M.. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. **Science**, [s.l.], v. 334, n. 6058, p.928-935, 17 nov. 2011. American Association for the Advancement of Science (AAAS). <http://dx.doi.org/10.1126/science.1212741>.

EICHMAN, J.; HARRISON, K.; PETERS, M.. **Novel Electrolyzer Applications: Providing More Than Just Hydrogen**. Denver: Nrel, 2014. 26 p.

ENEL. **Store project: islands systems storage support**. 2016. Disponível em: <<http://www.gridplusstorage.eu/>>. Acesso em: 17 ago. 2017.

EPRI. **Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits**. Palo Alto: Epri, 2010. 170 p.

EYER, Jim; COREY, Garth. **Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide: A Study for the DOE Energy Storage Systems Program**. Oak Ridge: DOE, 2010. 160 p.

FARIVAR, Masoud; LOW, Steven H.. Branch Flow Model: Relaxations and Convexification – part I. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s.l.], v. 28, n. 3, p.2554-2564, ago. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2255317>.

FELGENHAUER, Markus; HAMACHER, Thomas. State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s.l.], v. 40, n. 5, p.2084-2090, fev. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.043>.

FOURER, Robert; GAY, David M.; KERNIGHAN, Brian W.. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming**. 2. ed. Duxbury: Thomson Learning, 2003. 517 p.

GARCIA, Pablo et al. ANFIS-Based Control of a Grid-Connected Hybrid System Integrating Renewable Energies, Hydrogen and Batteries. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, [s.l.], v. 10, n. 2, p.1107-1117, maio 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tii.2013.2290069>.

GARCIA-TORRES, Felix; BORDONS, Carlos. Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s.l.], v. 62, n. 8, p.5195-5207, ago. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tie.2015.2412524>.

GARCÍA-TRIVIÑO, Pablo et al. Long-term optimization based on PSO of a grid-connected renewable energy/battery/hydrogen hybrid system. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s.l.], v. 39, n. 21, p.10805-10816, jul. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.05.064>.

GIORGIO, Alessandro di; LIBERATI, Francesco; LANNA, Andrea. Electric energy storage systems integration in distribution grids. **2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)**, [s.l.], p.1-1, jun. 2015. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/eeeic.2015.7165354>.

GTAI. **The Energy Storage Market in Germany**. Berlin: GTAI, 2017. 6 p.

GTM RESEARCH; US TEAM, SEIA. **Solar Market Insight Report 2016 Year in Review**. Washington: SEIA, 2016. Disponível em: <<https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2016-year-review>>. Acesso em: 19 out. 2017.

GWEC. **Global Wind Report: Annual Report Update 2016**. Brussels: GWEC, 2016. 73 p.

HART, David; SARKISSIAN, Alfred. **Deployment of Grid-Scale Batteries in the United States**. Virgínia: George Mason University, 2016. 31 p.

HERING, Garrett. **A Reality Check on Energy Storage**. 2015. Disponível em: <<http://eprijournal.com/a-reality-check-on-energy-storage/>>. Acesso em: 16 jul. 2017.

HEUSSEN, Kai et al. Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation. **IEEE Systems Journal**, [s.l.], v. 6, n. 1, p.140-151, mar. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/jsyst.2011.2163020>.

HOPPMANN, Joern et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 39, p.1101-1118, nov. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.068>.

HUANG, Shaojun et al. A Sufficient Condition on Convex Relaxation of AC Optimal Power Flow in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s.l.], p.1-1, 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2574805>.

HYDROGENICS. **Hystat Hydrogen Generators**. Disponível em: <<http://www.hydrogenics.com/technology-resources/media-downloads/>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

IBM. **IBM ILOG CPLEX Optimizer**. Disponível em: <<https://www-1.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/>>. Acesso em: 14 jul. 2017.

IEA. **Technology Roadmap: Energy Storage**. Paris: IEA, 2014. 59 p.

IEA. **Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells**. Paris: IEA, 2015. 75 p.

IEA. **Global EV outlook 2016: Beyond one million electric cars**. Paris: IEA, 2016. 45 p.

INGRID. **High-capacity hydrogen-based green-energy storage solutions for grid balancing**. 2017. Disponível em: <<http://www.ingridproject.eu/>>. Acesso em: 08 ago. 2017.

IPSAKIS, Dimitris et al. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s.l.], v. 34, n. 16, p.7081-7095, ago. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.051>.

IRENA. **Renewables and Electricity Storage: A technology roadmap for REmap 2030**. Abu Dhabi: Irena, 2015. 46 p.

IRWIN, Mark; YINGER, Robert. **Irvine Smart Grid Demonstration: a Regional Smart Grid Demonstration Project**. Rosemead: Edison International, 2016. 402 p.

JABR, R.A. Radial Distribution Load Flow Using Conic Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s.l.], v. 21, n. 3, p.1458-1459, ago. 2006. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2006.879234>.

JAYASEKARA, Nadeeshani; MASOUM, Mohammad A. S.; WOLFS, Peter J.. Optimal Operation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Distribution Network Load and Generation Hosting Capability. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s.l.], v. 7, n. 1, p.250-261, jan. 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tste.2015.2487360>.

KAMIBAYASHI, M.; TANAKA, K.. Recent sodium sulfur battery applications. **2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (cat. No.01ch37294)**, [s.l.], 06 ago. 2002. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/tdc.2001.971425>.

KIAEE, Mahdi et al. Utilisation of alkaline electrolysers to improve power system frequency stability with a high penetration of wind power. **IET Renewable Power Generation**, [s.l.], v. 8, n. 5, p.529-536, 1 jul. 2014. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2012.0190>.

KOLLER, Michael et al. Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system. **2013 IEEE Grenoble Conference**, [s.l.], p.1-1, jun. 2013. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/ptc.2013.6652329>.

KOLLER, Michael et al. Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 120, p.128-135, mar. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.06.023>

KPMG. **Residential PV: Customer experiences and future developments**. A report for energy consumers Australia. Sydney: KPMG, 2016. 100 p.

LEVRON, Yoash; GUERRERO, Josep M.; BECK, Yuval. Optimal Power Flow in Microgrids with Energy Storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s.l.], v. 28, n. 3, p.3226-3234, ago. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2245925>.

LUO, Xing et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, [s.l.], v. 137, p.511-536, jan. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.

MACEDO, Leonardo H. et al. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s.l.], v. 6, n. 6, p.2825-2836, nov. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2015.2419134>.

MACLAY, James D.; BROUWER, Jacob; SAMUELSEN, G. Scott. Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications. **Journal of Power Sources**, [s.l.], v. 163, n. 2, p.916-925, jan. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.09.086>.

MAHELA, Om Prakash; SHAIK, Abdul Gafoor. Power quality improvement in distribution network using DSTATCOM with battery energy storage system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s.l.], v. 83, p.229-240, dez. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.011>.

MYRTE. **Hydrogen - A Competitive Energy Storage Medium to Enable the Large Scale Integration of Renewable Energies**. 2012. Disponível em: http://www.iphe.net/docs/Events/Seville_11-12/Workshop/Posters/IPHEworkshop_MYRTE_poster.pdf. Acesso em: 17 ago. 2017.

NEL. **Electrolyser Product Brochure**. 2017. Disponível em: <http://nelhydrogen.com/product/electrolysers/>. Acesso em: 21 ago. 2017.

NGUYEN, Cuong P.; FLUECK, Alexander J.. Agent Based Restoration with Distributed Energy Storage Support in Smart Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s.l.], v. 3, n. 2, p.1029-1038, jun. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2012.2186833>.

OLIVARES, Daniel E.; CANIZARES, Claudio A.; KAZERANI, Mehrdad. A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s.l.], v. 5, n. 4, p.1864-1875, jul. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2013.2294187>.

PADILHA, Janine C. et al. An evaluation of the potential of the use of wasted hydroelectric capacity to produce hydrogen to be used in fuel cells in order to decrease CO2 emissions in Brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s.l.], v. 34, n. 19, p.7898-7902, out. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.07.074>.

PEREZ, Aramis et al. Effect of Battery Degradation on Multi-Service Portfolios of Energy Storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s.l.], v. 7, n. 4, p.1718-1729, out. 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tste.2016.2589943>.

RITTERSHAUSEN, Johannes; MCDONAGH, Mariko. **Moving Energy Storage from Concept to Reality**: Southern California Edison's Approach to Evaluating Energy Storage. Southern California: Edison International, 2010. 78 p.

SAFT. **Intensium Max**. 2016. Disponível em: <<https://www.saftbatteries.com/>>. Acesso em: 30 jun. 2016.

SAFT. **Lithium-ion battery life**. 2017. Disponível em: <<https://www.saftbatteries.com/products-solutions/products/intensium®-max-megawatt-energy-storage-system>>. Acesso em: 16 jul. 2017.

SAMSUNG. **Smart Battery Systems for Energy Systems**. 2016. Disponível em: <<http://www.samsungsdi.com/ess/energy-storage-system-technology.html>>. Acesso em: 30 jun. 2016.

SHARAF, Omar Z.; ORHAN, Mehmet F.. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 32, p.810-853, abr. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.012>.

SMIT, Mascha. Towards 40 000 hours of operation for Nedstack's FCS XXL PEM fuel cell stacks. **Fuel Cells Bulletin**, [s.l.], v. 2014, n. 8, p.12-15, ago. 2014. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s1464-2859\(14\)70238-x](http://dx.doi.org/10.1016/s1464-2859(14)70238-x).

SRIVASTAVA, Anurag K.; KUMAR, Aarti Asok; SCHULZ, Noel N.. Impact of Distributed Generations with Energy Storage Devices on the Electric Grid. **IEEE Systems Journal**, [s.l.], v. 6, n. 1, p.110-117, mar. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/jsyst.2011.2163013>.

STEAG. **Steag large-scale battery system**. 2017. Disponível em: <<http://www.steag-grossbatterie-system.com/en/index.html>>. Acesso em: 17 ago. 2017

TAN, Sicong; XU, Jian-xin; PANDA, Sanjib Kumar. Optimization of Distribution Network Incorporating Distributed Generators: An Integrated Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s.l.], v. 28, n. 3, p.2421-2432, ago. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2253564>.

TESFAHUNEGN, S.G. et al. Optimal shifting of Photovoltaic and load fluctuations from fuel cell and electrolyzer to lead acid battery in a Photovoltaic/hydrogen standalone power system for improved performance and life time. **Journal of Power Sources**, [s.l.], v. 196, n. 23, p.10401-10414, dez. 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.06.037>.

THOUNTHONG, P.; RAEL, S.; DAVAT, B.. Control Algorithm of Fuel Cell and Batteries for Distributed Generation System. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [s.l.], v. 23, n. 1, p.148-155, mar. 2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tec.2006.888028>.

TOMÉ, Mauricio de Castro. **Análise do impacto do chuveiro elétrico em redes de distribuição no contexto da tarifa horossazonal**. 2014. 63 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

ULLEBERG, Øystein. The importance of control strategies in PV–hydrogen systems. **Solar Energy**, [s.l.], v. 76, n. 1-3, p.323-329, jan. 2004. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2003.09.013>.

UNESP. **Sistemas teste**. 2017. Disponível em:

<<http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

URSUA, Alfredo; GANDIA, Luis M.; SANCHIS, Pablo. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. **Proceedings of the IEEE**, [s.l.], v. 100, n. 2, p.410-426, fev. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/jproc.2011.2156750>.

UTSIRA. **Utsira Wind Power and Hydrogen Plant**. 2017. Disponível em: <http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_Ustira.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2017.

VALVERDE, Luis; ROSA, Felipe; BORDONS, Carlos. Design, Planning and Management of a Hydrogen-Based Microgrid. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, [s.l.], v. 9, n. 3, p.1398-1404, ago. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tii.2013.2246576>.

WANG, Yanzhi et al. Minimizing state-of-health degradation in hybrid electrical energy storage systems with arbitrary source and load profiles. **Design, Automation & Test in Europe Conference & Exhibition, 2014**, [s.l.], p.1-1, 2014. IEEE Conference Publications. <http://dx.doi.org/10.7873/date.2014.123>.

WINTER, Martin; BRODD, Ralph J.. What Are Batteries, Fuel Cells, and Supercapacitors? **Chemical Reviews**, [s.l.], v. 104, n. 10, p.4245-4270, out. 2004. American Chemical Society (ACS). <http://dx.doi.org/10.1021/cr020730k>.

WU, Yuping et al. Introduction. In: WU, Yuping. **Lithium-Ion Batteries: Fundamentals and Applications**. Boca Raton: Crc Press, 2015. Cap. 1. p. 1-17.

XU, Bolun et al. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s.l.], p.1-1, 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2016.2578950>.

YUAN, Hsiang-fu; DUNG, Lan-rong. A hybrid fuel cell-battery power system. **IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, [s.l.], p.1-1, out. 2014. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/iecon.2014.7049117>.

ZHOU, K; FERREIRA, J.A.; de HAAN, S.W.H.. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen sy. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s.l.], v. 33, n. 2, p.477-489, jan. 2008. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.09.027>.