



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LUCAS SILVEIRA MELO**

**MODELO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL MULTIDOMÍNIO PARA ANÁLISE  
DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES COM APLICAÇÃO EM TRANSAÇÕES  
ECONÔMICAS DE ENERGIA**

**FORTALEZA**

**2022**

LUCAS SILVEIRA MELO

MODELO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL MULTIDOMÍNIO PARA ANÁLISE DE  
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES COM APLICAÇÃO EM TRANSAÇÕES  
ECONÔMICAS DE ENERGIA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos

Orientadora: Profa. Ph.D. Ruth Pastora Saraiva Leão

Coorientador: Prof. Ph.D. Diego Issicaba

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

M485m Melo, Lucas Silveira.

Modelo de simulação computacional multidomínio para análise de redes elétricas inteligentes com aplicação em transações econômicas de energia / Lucas Silveira Melo. – 2022.  
188 f. : il. color.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão.

Coorientação: Prof. Dr. Diego Issicaba.

1. sistemas de energia baseados em transações. 2. sistemas multiagentes. 3. co-simulação. 4. modelos de simulação. I. Título.

CDD 621.3

---

LUCAS SILVEIRA MELO

MODELO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL MULTIDOMÍNIO PARA ANÁLISE DE  
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES COM APLICAÇÃO EM TRANSAÇÕES  
ECONÔMICAS DE ENERGIA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

---

Profa. Ph.D. Ruth Pastora Saraiva  
Leão (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Ph.D. Diego Issicaba (Coorientador)  
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

---

Profa. Ph.D Zita A. Vale  
Instituto Superior de Engenharia do Instituto  
Politécnico do Porto (ISEP/IPP)

---

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki  
Universidade Federal do Paraná (UFPR)

---

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À Deus, Allana (minha esposa), Carlos (meu filho) e Helena (minha mãe).

## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus Nosso Senhor que fez os céus e a terra e que nos redimiu de nossos pecados e a Nossa Senhora, Mãe Santíssima do Salvador, por sua incessante intercessão junto de seu Filho Jesus Cristo, Criador e Redentor Nosso.

Agradeço a minha esposa, Allana, companheira inseparável que sempre esteve ao meu lado nesse período de dificuldades e desafios, pela compreensão das inúmeras horas que este trabalho me subtraíram de seu convívio e por ter me dado, nesse período, o bem mais precioso que temos: nosso filhinho Carlos.

Agradeço a toda minha família pelo apoio incondicional, em especial à minha mãe que sempre se dedicou à minha educação, tanto espiritual quanto intelectual, e que sempre se sacrificou para que eu pudesse atingir meus objetivos.

Aos meus professores e mestres em especial a professora Ruth Leão pelo apoio, visão de futuro, e por estar sempre pronta para me auxiliar no que fosse preciso. Ao professor Diego Issicaba, por sua gentileza de sempre e por seus valiosos direcionamentos que deram ao trabalho robustez e coerência e que juntamente com sua esposa, Erika, me acolheram tão bem na UFSC. Ao professor Marcos Eduardo da UTFPR pela inestimável ajuda com as simulações das redes de comunicação. A todos os professores do DEE que proporcionaram meu afastamento, sem o qual teria sido impossível concluir esse trabalho, especialmente aos professores Raimundo Furtado e Giovanni Barroso que sempre fizeram o que estava a seu alcance para que eu pudesse me dedicar à pesquisa e desenvolvimento do doutorado.

Aos amigos e colegas que tornam a caminhada mais leve e com os quais sempre compartilho as alegrias e as dificuldades. Cito nominalmente os amigos Fabrício Leite, Fernando Américo, Diego Fonseca, Jocélio Menezes, Alúcio Carneiro, Filipe Jovino, Felipe Câmara, Caio Oliveira.

Aos meus alunos que fazem com que eu aprenda todos os dias e me motivam para um aperfeiçoamento constante, em especial aos meus orientandos acadêmicos: Tales Moreira, Lucas Mateus, Lucas Félix e a todos que fazem parte do Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI-UFC).

A todos que de alguma forma me ajudaram e apoiaram nessa caminhada.

“A verdade só se põe a serviço de seus escravos.”

(Padre A. D. Sertillanges)



## RESUMO

Com o advento das redes elétricas inteligentes, um novo modelo organizacional vem se estabelecendo no setor elétrico, impulsionado pela crescente integração de recursos energéticos distribuídos (REDs) à rede. A integração de REDs oferece flexibilidade à operação das redes elétricas, permitindo que prosumidores possam atuar na cadeia de negócios oferecendo serviços como balanço de energia, suporte de potência reativa, restauração de suprimento, entre outros. Nesse contexto, esta tese propõe um modelo de simulação computacional para redes elétricas inteligentes (SiMSG) assim como uma instância desse modelo aplicada à construção de uma arquitetura de sistemas de energia transativos (TES), o SiMTES, que utiliza o SiMSG para sua implementação em um estudo de caso. O SiMSG baseia-se em três conceitos principais: a metodologia *recasting*, ou reformulação, para composição de modelos de simulação computacional, a integração de ferramentas multi-domínio via co-simulação e a implementação de comportamentos distribuídos via sistemas multi-agentes (SMA). O modelo de simulação proposto possibilita a integração dos diferentes domínios das REIs, por meio do uso conjunto de simuladores que compõem uma plataforma de análise multidomínio, e a representação e simulação de ações de controle, otimização, análise de rede, comunicação, etc, necessários aos modernos sistemas elétricos de potência. A arquitetura SiMTES, proposta como aplicação do modelo SiMSG, é utilizada para teste e validação do modelo de simulação, é modelada com base no conceito de SMA e tem como principal característica operacional a definição de duas fases: fase de programação da operação e fase de operação em tempo real. O modelo desenvolvido é aplicado a uma rede de distribuição de energia elétrica de média/baixa tensão com 74 nós, e um sistema de comunicação do tipo *Low Power Wide Area* (LPWA). Os resultados obtidos nas simulações mostram a aplicabilidade da arquitetura SiMSG/SiMTES e a usabilidade do modelo de simulação, com a ativação dos dispositivos de armazenamento de rede diretamente controláveis de forma prioritária. Também é comprovado nas simulações realizadas a clara influência da alteração dos preços da energia na programação dos dispositivos de armazenamento dos prosumidores. Além disso, os tempos estabelecidos entre as fases operacionais foram validados tanto para a topologia quanto para os parâmetros da rede de comunicação LPWA proposta.

**Palavras-chave:** sistemas de energia baseados em transações. sistemas multiagentes. co-simulação. modelos de simulação.

## ABSTRACT

With the advent of smart electricity grids, a new organizational model has been established in the electricity sector, driven by the growing integration of distributed energy resources (DERs) into the grid. The integration of DERs offers flexibility in the operation of electricity networks, allowing prosumers to act in the business chain offering services such as energy balance, reactive support, restoration of supply, among others. In this context, this thesis proposes a computational simulation model for smart electricity grids (SiMSG) as well as an instance of this model applied in the construction of an architecture of transactive energy systems (TES), the SiMTES, which uses SiMSG for its implementation in a case study. SiMSG is based on three main concepts: the *recasting* methodology for composing computer simulation models, the integration of multi-domain tools via co-simulation and the implementation of distributed behavior via multi-agent systems (MAS). The proposed simulation model enables the integration of the different domains of the smart electricity grids through the joint use of simulators that compose a multi-domain analysis platform, enabling the representation and simulation of control actions, optimization, network analysis, communication, etc., which are necessary for modern electrical power systems. The SiMTES architecture, proposed as an application of the SiMSG model, is used as a proof of concept for the simulation model, being modeled based on the MAS concept and having as its main operational characteristic the definition of two phases: operation programming phase and real-time operation phase. The developed model is applied in a medium/low voltage electrical energy distribution network with 74 nodes, and a *Low Power Wide Area* (LPWA) type communication system. The results obtained in the simulations show the coherence of the SiMSG/SiMTES architecture and the usability of the simulation model, with the activation of directly controllable network storage devices as a priority and the clear influence of the change in energy prices on the programming of storage energy devices of prosumers. Furthermore, the times established between the operational phases were validated both for the topology and for the parameters of the proposed LPWA communication network.

**Keywords:** transaction-based energy systems. multi-agent systems. co-simulation. simulation models.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Número de trabalhos publicados na área de TES por ano (desde 2003), de acordo com a base científica SCOPUS . . . . .	28
Figura 2 – Modelo de comprador único . . . . .	42
Figura 3 – Modelo atacadista competitivo . . . . .	43
Figura 4 – Competição varejista . . . . .	44
Figura 5 – Classificação dos sistemas de gerenciamento de energia em redes elétricas inteligentes . . . . .	47
Figura 6 – Formação de preço em <i>pool</i> de energia. . . . .	53
Figura 7 – Método de informação única utilizada na resolução de congestionamento da rede elétrica . . . . .	56
Figura 8 – Método de informação iterativa . . . . .	57
Figura 9 – Estrutura em formato de grafo de árvore dos agentes <i>PowerMatcher</i> . . . . .	61
Figura 10 – Curvas de demanda dos dispositivos, agregadas para definir o preço de liquidação atual . . . . .	62
Figura 11 – Representação das integrações entre as entidades participantes do TES proposto em (HU <i>et al.</i> , 2017) . . . . .	63
Figura 12 – Diagrama de ações executadas por cada agente, em cada fase operacional, no processo proposto em (HU <i>et al.</i> , 2017) . . . . .	65
Figura 13 – Tipos de simulação adotados em diferentes trabalhos . . . . .	68
Figura 14 – Co-simulação de veículos elétricos e seus subsistemas. . . . .	72
Figura 15 – Correlação entre áreas de pesquisa e ferramentas de simulação . . . . .	75
Figura 16 – Distribuição da quantidade de trabalhos pesquisados entre as diferentes áreas de pesquisa analisadas em (VOGT <i>et al.</i> , 2018). . . . .	75
Figura 17 – Modelo de API mosaik de alto nível e de baixo nível . . . . .	78
Figura 18 – Padrão de mensagem utilizado pela API do co-simulador mosaik . . . . .	79
Figura 19 – Representação dos modos de execução de simuladores disponibilizados pelo mosaik. . . . .	81
Figura 20 – Tipos de mensagens da API mosaik . . . . .	82
Figura 21 – Possíveis dependências de dados existentes entre simuladores e tratadas pelo mosaik . . . . .	83
Figura 22 – Representação esquemática de um agente interagindo com seu ambiente . . . . .	86

Figura 23 – Elementos constituintes de uma plataforma multi-agente. . . . .	89
Figura 24 – PADE architecture . . . . .	94
Figura 25 – Classes in PADE framework using UML standard . . . . .	95
Figura 26 – Diagrama de classes UML. . . . .	97
Figura 27 – Diagrama de atividades descrevendo as ações realizadas pelo driver de integração PADE/mosaik . . . . .	99
Figura 28 – Modo de simulação desenvolvido para o PADE . . . . .	101
Figura 29 – Diagrama de atividades do agente comunicação ACOM . . . . .	102
Figura 30 – Possibilidades para a realização de estudos de sistemas . . . . .	105
Figura 31 – Arquitetura do meta modelo de simulação. . . . .	106
Figura 32 – Domínios e suas interligações definidos no <i>NIST Smart Grid Conceptual Model 4.0</i> . . . . .	110
Figura 33 – Estrutura de componentes e suas interligações do SiMSG. . . . .	112
Figura 34 – Modelo SiMSG posicionado nos domínios, zonas e camadas definidos pelo SGAM. . . . .	115
Figura 35 – Rede elétrica utilizada como caso teste para realização de testes no modelo de simulação proposto . . . . .	120
Figura 36 – Curva de demanda de prosumidor com destaque dos valores de contratação de energia elétrica nos dois mercados definidos . . . . .	122
Figura 37 – Representação dos agentes AP, AC, AD e AM na rede elétrica de distribuição, baseada na proposta de (KOK, 2013). . . . .	124
Figura 38 – Representação das mensagens trocadas entre os agentes nas fases de programação e operação. . . . .	126
Figura 39 – Diagrama das atividades realizadas pelos agentes em cada uma das fases de execução da co-simulação. . . . .	127
Figura 40 – Dados provenientes dos cenários de carga, geração e mercado de eletricidade utilizados no processo de otimização. . . . .	130
Figura 41 – Processo de redução de cenários . . . . .	133
Figura 42 – PER versus distância usando o modelo de propagação de Pister-Hack (LE <i>et al.</i> , 2009) com um nível de sensibilidade de $-106,37$ dBm e conversão de RSSI para PER mostrado na Tabela 7 e obtido de (Prando <i>et al.</i> , 2019, Fig. 3).144	

Figura 43 – Níveis de tensão na rede para cada um dos nós (a) para todo o período de simulação; (b) para o horário entre 17:45 e 19:15. . . . .	147
Figura 44 – Demanda líquida em kW para (a) cada um dos nós e (b) para os nós 9 a 12. . . . .	148
Figura 45 – Preço adicional encontrado no processo de programação da operação. . . . .	149
Figura 46 – Programação dos dispositivos de armazenamento de rede definida pelo AD. . . . .	150
Figura 47 – Níveis de tensão na rede após inserção do dispositivos de armazenamento para cada um dos nós e (a) para todo o período de simulação (b) para o período entre 17:45h e 19:15h (c) para o período entre 10:00h e 11:00h . . . . .	151
Figura 48 – Demanda líquida em kW após a inserção dos dispositivos de armazenamento para (a) cada um dos nós e (b) para os nós 9 a 12. . . . .	152
Figura 49 – Níveis de tensões em pu, com e sem armazenamento, ao longo dos nós da rede para os horários de 17:45h e 10:00h. . . . .	152
Figura 50 – Gráficos de composição de demandas em kW e de tensões em pu para o nó 74 exibidas ao longo do tempo. . . . .	153
Figura 51 – Gráficos das programações de demanda em kW ao longo do tempo para o nó 74 adotados pelos agentes AD (gráfico superior) e AC (gráfico inferior) para cada iteração de negociação. . . . .	154
Figura 52 – Gráficos das programações de demanda em kW ao longo do tempo para o nó 25 adotados pelos agentes AC (gráfico superior) e AD (gráfico inferior) para cada iteração de negociação. . . . .	155
Figura 53 – Gráficos das programações de demanda em kW para os nós 74 e 25 nos tempos 17:45h e 19:30, respectivamente, ao longo do processo de negociação entre os agentes AC e AD . . . . .	156
Figura 54 – Níveis de tensão na rede para cada um dos nós e (a) para todo o período de simulação (b) para o período entre 17:45h e 19:15h (c) para o período entre 10:00h e 11:00h . . . . .	157
Figura 55 – Demanda líquida em kW obtida no processo de co-simulação para a fase de operação para (a) cada um dos nós e (b) para os nós 9 a 12. . . . .	158
Figura 56 – Valores de energia adquiridos tanto no mercado futuro bilateral quanto no mercado SPOT de tempo real para quatro nós da rede elétrica: 15, 24, 32 e 52. . . . .	158
Figura 57 – Valores de energia no mercado SPOT de tempo real e no mercado de futuro bilateral. . . . .	159

Figura 58 – Gráficos representando cada uma das mensagens trocadas pelos agentes durante a co-simulação. (a) Tamanho das mensagens vs. tempo de simulação. (b) Tempo de recebimento das mensagens vs. tempo de simulação. . . . . 160

Figura 59 – Gráficos de análise das mensagens trocadas pelos agentes durante a co-simulação. (a) Distribuição de frequência de tamanho das mensagens (b) Distribuição acumulada de tamanho de mensagens. (c) Distribuição de frequência de tempo de recepção das mensagens (d) Distribuição acumulada de tempo de recepção de mensagens. . . . . 161

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Lista de publicações relacionadas ao trabalho desenvolvido. . . . .	32
Tabela 2 – Métodos de otimização e funções objetivo utilizadas em conjunto, encontrados na literatura arrespeito de TES . . . . .	58
Tabela 3 – Áreas de redes elétricas inteligentes pesquisadas . . . . .	73
Tabela 4 – Plataformas de co-simulação e algumas de suas aplicações em trabalhos de pesquisa. . . . .	76
Tabela 5 – Áreas de aplicação de SMA em sistemas elétricos de potência . . . . .	90
Tabela 6 – características dos RED. . . . .	129
Tabela 7 – conversão de RSSI para PER. . . . .	145
Tabela 8 – Valores máximos de shadow price e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com shadow price nulo. Dados ilustrados na Figura 45 . . . . .	174
Tabela 9 – Valores máximos de potência injetada pelos dispositivos de armazenamento de rede e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de potência injetada nula. Dados ilustrados na Figura 46 . . . . .	174
Tabela 10 – Valores máximos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão abaixo de 1,01 pu. Dados ilustrados na Figura 43. . . . .	175
Tabela 11 – Valores mínimos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão acima de 0,99 pu. Dados ilustrados na Figura 43. . . . .	175
Tabela 12 – Valores máximos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida abaixo de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 44. . . . .	176
Tabela 13 – Valores mínimos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida acima de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 44. . . . .	176
Tabela 14 – Valores máximos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão abaixo de 1,01 pu. Dados ilustrados na Figura 47. . . . .	177

Tabela 15 – Valores mínimos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão acima de 0,99 pu. Dados ilustrados na Figura 47. . . . .	177
Tabela 16 – Valores máximos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida abaixo de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 48. . . . .	178
Tabela 17 – Valores mínimos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida acima de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 48. . . . .	178
Tabela 18 – Valores máximos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão abaixo de 1,01 pu. Dados ilustrados na Figura 54 e obtidos no processo de co-simulação da operação. . . . .	179
Tabela 19 – Valores mínimos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão acima de 0,99 pu. Dados ilustrados na Figura 54 e obtidos no processo de co-simulação da operação. . . . .	179
Tabela 20 – Valores máximos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida acima de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 55 e obtidos no processo de co-simulação da operação. . . . .	180
Tabela 21 – Valores mínimos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida abaixo de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 55 e obtidos no processo de co-simulação da operação. . . . .	180
Tabela 22 – Posições no plano XY de cada um dos nós da rede para utilização pelo simulador de rede de comunicação. . . . .	181
Tabela 23 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 0-19 e 0-38 . . . . .	182
Tabela 24 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 20-39 e 0-38 . . . . .	183
Tabela 25 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 40-59 e 0-38 . . . . .	184
Tabela 26 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 60-74 + DSO e Market e 0-38 . . . . .	185



Tabela 27 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 0-19 e 39-74 + DSO e Market . . . . .	186
Tabela 28 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 20-39 e 39-74 + DSO e Market . . . . .	187
Tabela 29 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 40-59 e 39-74 + DSO e Market . . . . .	188
Tabela 30 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 60-74 + DSO e Market e 39-74 + DSO e Market . . . . .	189

## LISTA DE CÓDIGOS-FONTE

Código-fonte 1	– API mosaik para descrição de cenários de co-simulação . . . . .	80
Código-fonte 2	– Configuração de simulador mosaik e agente PADE integrados em co-simulação. . . . .	96
Código-fonte 3	– Código exemplo de implementação da classe mosaikCon . . . . .	96

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SEP	Sistema Elétrico de Potência
<i>TES</i>	<i>Transactive Energy System</i>
CML	Custo Marginal Local
REI	Redes Elétricas Inteligentes
<i>SiMSG</i>	<i>Simulation Model for Smart Grids</i>
<i>SiMTES</i>	<i>Simulation Model for Transactive Energy Systems</i>
<i>ns-3</i>	<i>network simulator 3</i>
SMA	Sistema Multi-Agente
<i>PADE</i>	<i>Python Agent DEvelopment framework</i>
<i>FIPA</i>	<i>Foudation for Intelligent Physical Agents</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
SIN	Sistema Interligado Nacional
ACL	Ambiente de Contratação Livre
<i>DSO</i>	<i>Distribution System Operator</i>
<i>EMS</i>	<i>Energy Management System</i>
<i>TSO</i>	<i>Transmission System Operator</i>
<i>LMP</i>	<i>Locational Marginal Price</i>
<i>DLMP</i>	<i>Distribution Locational Marginal Price</i>
<i>P2P</i>	<i>Peer to peer</i>
<i>MILP</i>	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
<i>VPP</i>	<i>Virtual Power Plant</i>
<i>CPES</i>	<i>Cyber Physical Energy System</i>
<i>API</i>	<i>Application Programming Interface</i>
AI	Agente Inteligente
AMS	Agent Management System

VEs	Veículos Elétricos
IED	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
UML	<i>Unified Modeling Language</i>
AID	<i>Agent IDentifier</i>
ACOM	Agente Comunicação
JSON	<i>JavaScript Object Notation</i>
KS	<i>Kernel Simulation</i>
IM	<i>Integration Modules</i>
SGCM-4.0	<i>Smart Grid Conceptual Model 4.0</i>
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
MIQP	<i>Mixed Integer Quadratic Programming</i>
SRC	Simulador de Rede de Comunicação
SGAM	<i>Smart Grid Architecture Model</i>
AP	Agente Prosumidor
AC	Agente Concentrador
AD	Agente DSO
AM	Agente Mercado
HEMS	<i>Home Energy Management System</i>
HVAC	<i>Heating, Ventilation and Air-Conditioning</i>
LPWA	<i>Low Power Wide Area</i>
6TiSCH	<i>IPv6 no modo Time-Slotted Channel Hopping do IEEE 802.15.4e</i>
IETF	<i>European Telecommunications Standard Institute</i>
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
PER	<i>Packet Error-Rate</i>
TDMA	Acesso Múltiplo por Divisão de Tempo
RSSI	<i>Received Signal Strength Indicator</i>
FMI	<i>Funcional Mock-up Interface</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$z$	índice das variáveis e parâmetros referentes ao cenário considerado.
$t$	índice das variáveis e parâmetros referentes ao intervalo de tempo considerado.
$l$	índice das variáveis e parâmetros referentes à barra da rede elétrica considerada.
$k$	índice de variáveis e parâmetros, referentes ao AC associado.
$\pi(z)$	probabilidade de ocorrência de cenários.
$APP_t^{(bl)}$	variável de otimização que representa os valores de demanda de energia no mercado bilateral no intervalo de tempo $t$ .
$APP_{z,t}^{(tr)}$	variável de otimização que representa os valores de demanda de energia no mercado em tempo real no intervalo de tempo $t$ .
$ACP_{t,l}^{(result)}$	variável de otimização que representa o valor resultante de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandado pelo prosumidor no barramento $l$ no intervalo de tempo $t$ .
$ADP_{t,l}^{(result)}$	variável de otimização que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandados inicialmente pelo prosumidor no barramento $l$ no intervalo de tempo $t$ .
$\overline{ADP}_{t,l}^{(result)}$	variável de otimização que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento de rede controláveis diretamente no barramento $l$ no intervalo de tempo $t$ .
$APP_t^{char}$	variável de otimização que representa o valor de carga no dispositivo de armazenamento do prosumidor.
$APP_t^{dischar}$	variável de otimização que representa o valor de descarga no dispositivo de armazenamento do prosumidor.
$APSOC_t$	variável de otimização que representa o estado de carga no dispositivo de armazenamento do prosumidor.
$\delta_t^{(char)}$	variável inteira associada à determinação do valor da variável $P_t^{char}$ .
$\delta_t^{(dischar)}$	variável inteira associada à determinação do valor da variável $P_t^{dischar}$ .

$\Phi_t^{(bl)}$	parâmetro representando o custo de compra de energia para mercado bilateral.
$\Phi_{z,t}^{(tr)}$	parâmetro representando o custo de compra de energia para o mercado em tempo real.
$\Delta t$	parâmetro de duração do intervalo de tempo em cada negociação de mercado em tempo real.
$APSOC_{max}$	parâmetro de valor máximo permitido para $SOC_t$ .
$APSOC_{min}$	parâmetro de valor mínimo permitido para $SOC_t$ .
$ACP_{t,l}^{(init)}$	parâmetro que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandados inicialmente pelo prosumidor no barramento $l$ no intervalo de tempo $t$ .
$ADP_{t,l}^{(init)}$	parâmetro que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandados inicialmente pelo prosumidor no barramento $l$ no intervalo de tempo $t$ .
$\overline{ADP}_{t,l}^{(init)}$	parâmetro que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento de rede controláveis diretamente no barramento $l$ no intervalo de tempo $t$ .
$C_k$	parâmetro de peso associado à diferença entre a proposta e a programação resultante para um AC $k$ . Quanto mais próximo de 1 $C_k$ , menor será a diferença entre a programação proposta pelo AC e a programação resultante após o procedimento de otimização.
$D_l$	parâmetro de peso associado à programação de AP. Quanto mais próximo de 1 $D_l$ , menor será a diferença entre a programação proposta pelo AP e a programação resultante após o procedimento de otimização.
$ADP_{trans}^{max}(t)$	parâmetro de limite de potência suportado por transformador de distribuição.
$U_{Min}$	parâmetro de nível mínimo de tensão permitido na rede elétrica.
$U_{Max}$	parâmetro de nível máximo de tensão permitido na rede elétrica.
$U_0(t, l)$	parâmetro de nível de tensão inicial em cada barramento do sistema, sem considerar a interferência de dispositivos de armazenamento de energia que fornecem serviços ancilares.

$\Delta U(t, l)$  variação de tensão nos barramentos do sistema por interferência de dispositivos de armazenamento de energia que prestam serviços ancilares.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>26</b>
<b>1.1</b>	<b>Contexto e Motivações</b>	<b>26</b>
<i>1.1.1</i>	<i>Integração de recursos energéticos distribuídos à rede elétrica</i>	<i>26</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Mercados locais de eletricidade e sistemas de energia transativos</i>	<i>26</i>
<i>1.1.3</i>	<i>Comercialização da Energia Elétrica</i>	<i>27</i>
<i>1.1.4</i>	<i>Representação de sistemas multidomínio e co-simulação</i>	<i>29</i>
<b>1.2</b>	<b>Hipótese Principal</b>	<b>30</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b>	<b>31</b>
<i>1.3.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	<i>31</i>
<i>1.3.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>31</i>
<b>1.4</b>	<b>Contribuições</b>	<b>32</b>
<i>1.4.1</i>	<i>Contribuições Científicas</i>	<i>32</i>
<i>1.4.2</i>	<i>Contribuições Acadêmicas</i>	<i>32</i>
<b>1.5</b>	<b>Metodologia</b>	<b>33</b>
<b>1.6</b>	<b>Organização do documento</b>	<b>34</b>
<b>2</b>	<b>RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SISTEMAS ELÉTRICOS BASEADOS EM TRANSAÇÕES</b>	<b>36</b>
<b>2.1</b>	<b>Recursos energéticos distribuídos</b>	<b>36</b>
<i>2.1.1</i>	<i>Geração distribuída</i>	<i>36</i>
<i>2.1.2</i>	<i>Armazenamento distribuído</i>	<i>37</i>
<i>2.1.3</i>	<i>Resposta da demanda</i>	<i>39</i>
<b>2.2</b>	<b>Mercados de Eletricidade</b>	<b>41</b>
<i>2.2.1</i>	<i>Modelos de mercado de eletricidade</i>	<i>41</i>
<b>2.3</b>	<b>Sistemas de distribuição ativos</b>	<b>45</b>
<b>2.4</b>	<b>Classificação de sistemas de gerenciamento de energia na distribuição</b>	<b>47</b>
<b>2.5</b>	<b>Sistemas elétricos baseados em transações</b>	<b>49</b>
<i>2.5.1</i>	<i>Definições de Sistemas de Energia Transativos</i>	<i>49</i>
<i>2.5.2</i>	<i>Aplicabilidade de TES</i>	<i>51</i>
<i>2.5.3</i>	<i>Sistemas de Preço Marginal Locacional da Distribuição</i>	<i>52</i>
<i>2.5.4</i>	<i>Classificação e critérios para concepção de TES</i>	<i>54</i>



2.5.5	<i>Exemplos de aplicação do conceito de TES</i> . . . . .	59
2.5.5.1	<i>O conceito PowerMatcher</i> . . . . .	59
2.5.5.2	<i>Controle baseado em transações e sujeito às restrições da rede elétrica para operação segura da rede elétrica</i> . . . . .	61
2.6	<b>Considerações finais do capítulo</b> . . . . .	64
3	<b>CO-SIMULAÇÃO APLICADA À ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS</b> . . . . .	66
3.1	<b>Definições e conceitos básicos sobre co-simulação</b> . . . . .	67
3.1.1	<i>Elementos de uma co-simulação</i> . . . . .	68
3.2	<b>Aplicação de co-simulação em redes elétricas inteligentes</b> . . . . .	69
3.3	<b>O co-simulador mosaik</b> . . . . .	76
3.3.1	<i>API de simulação do mosaik</i> . . . . .	77
3.3.2	<i>API de descrição de cenários de co-simulação do mosaik</i> . . . . .	79
3.3.3	<i>Gerenciador de simuladores do mosaik</i> . . . . .	80
3.3.4	<i>Gerenciador do processo integrado de co-simulação do mosaik</i> . . . . .	82
3.4	<b>Considerações finais do capítulo</b> . . . . .	84
4	<b>SISTEMAS MULTI-AGENTES E PLATAFORMA PADE</b> . . . . .	85
4.1	<b>Conceitos e definições de sistemas multi-agentes</b> . . . . .	85
4.1.1	<i>Agentes Inteligentes</i> . . . . .	85
4.2	<b>Comunicação entre Agentes</b> . . . . .	87
4.3	<b>Plataforma de execução de agentes</b> . . . . .	88
4.4	<b>Protocolos de comunicação definidos pela FIPA</b> . . . . .	88
4.5	<b>Aplicações de SMA em sistemas de potência</b> . . . . .	89
4.6	<b>Python Agent Development Framework</b> . . . . .	93
4.6.1	<i>Execução de agentes</i> . . . . .	94
4.7	<b>Integração PADE/mosaik</b> . . . . .	95
4.8	<b>Integração PADE/ns-3</b> . . . . .	100
4.9	<b>Considerações finais do capítulo</b> . . . . .	103
5	<b>MODELO DE SIMULAÇÃO PARA REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (SIMSG)</b> . . . . .	104
5.1	<b>Metodologia de modelos de simulação recasting</b> . . . . .	105
5.2	<b>Modelos de Simulação Aplicados à Redes Elétricas Inteligentes</b> . . . . .	108

5.3	<b>SiMSG: Um Modelo de Simulação para Redes Elétricas Inteligentes . . .</b>	111
5.4	<b>Considerações finais do capítulo . . . . .</b>	115
6	<b>SIMTES: MODELO DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS DE ENER- GIA TRANSATIVOS . . . . .</b>	117
6.1	<b>Definição de um estudo de caso para demonstração da arquitetura do SiMTES . . . . .</b>	118
6.1.1	<i>Modelo de mercado de eletricidade associado à arquitetura do SiMTES . . .</i>	119
6.1.2	<i>Sistema multi-agentes associado à arquitetura do SiMTES . . . . .</i>	122
6.1.3	<i>Recursos Energéticos Distribuídos utilizados no estudo de caso . . . . .</i>	128
6.1.4	<i>Modelos de otimização associados ao sistema multi-agente desenvolvido . .</i>	131
6.1.4.1	<i>Modelo de otimização do Agente Prosumidor . . . . .</i>	131
6.1.4.2	<i>Modelo de otimização do Agente Concentrador . . . . .</i>	135
6.1.4.3	<i>Modelo de otimização do Agente DSO . . . . .</i>	137
6.1.4.4	<i>Implementação do modelo de controle baseado em transações considerando restrições operacionais da rede elétrica . . . . .</i>	139
6.1.5	<i>Rede de comunicação utilizada no estudo de caso . . . . .</i>	143
6.2	<b>Resultados obtidos no processo de co-simulação do estudo de caso . . . .</b>	145
6.2.1	<i>Descrição do cenário de co-simulação . . . . .</i>	145
6.2.2	<i>Simulação do processo de programação da operação . . . . .</i>	146
6.2.3	<i>Simulação do processo de operação . . . . .</i>	153
6.2.3.1	<i>Simulação do processo de comunicação . . . . .</i>	157
6.3	<b>Considerações finais do capítulo . . . . .</b>	161
7	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	163
7.1	<b>Conclusões . . . . .</b>	164
7.2	<b>Trabalhos futuros . . . . .</b>	165
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	167
	<b>APÊNDICES . . . . .</b>	174
	<b>APÊNDICE A -DADOS DA CO-SIMULAÇÃO . . . . .</b>	174
	<b>APÊNDICE B -LOCALIZAÇÃO DOS NÓS DA REDE ELÉTRICA . .</b>	181
	<b>APÊNDICE C -MATRIZ DE ADJACÊNCIAS UTILIZADAS PARA CRI- AÇÃO DE LINKS DE COMUNICAÇÃO . . . . .</b>	182

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contexto e Motivações

### 1.1.1 *Integração de recursos energéticos distribuídos à rede elétrica*

Com o avanço das tecnologias para inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), constituídos principalmente de fontes renováveis, armazenamento de energia, eletrificação dos dispositivos (a exemplo dos veículos elétricos), e gerenciamento energético pelo lado da demanda, torna-se cada vez mais dinâmica a transformação no setor elétrico em todo o mundo. Somado aos avanços tecnológicos ocorridos nos últimos anos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, destacam-se as mudanças no *modus operandi* do setor elétrico iniciada na década de 1980, que altera a forma organizacional do setor e o modo de controlar e negociar a energia elétrica (TOMALSQUIM; FILHO, 2019).

Dessa forma, observa-se um desenvolvimento sinérgico no setor elétrico movido pela descarbonização, descentralização e digitalização da economia. Neste contexto, recursos energéticos de grande e pequeno porte compõem o Sistema Elétrico de Potência (SEP), com inserção cada vez mais crescente de geração renovável variável, recursos de armazenamento de energia e participação do consumidor no mercado de eletricidade (GWAC, 2019).

Esse processo de modernização da rede elétrica vem ocorrendo de diferentes formas nos diferentes países e regiões, dependendo principalmente das características técnicas do sistema, do nível de desenvolvimento econômico, de políticas de centralização do estado, das características geopolíticas e da matriz energética de energia elétrica de cada país (MAYO, 2012).

### 1.1.2 *Mercados locais de eletricidade e sistemas de energia transativos*

No que diz respeito à estrutura de mercado, as principais transformações se deram inicialmente no âmbito dos mercados atacadistas de eletricidade, envolvendo os grandes produtores, consumidores e comercializadores. Uma vez estabelecido o modelo de mercado livre atacadista, a comercialização de energia elétrica para consumidores de menor porte também sofreu alterações, com a possibilidade de livre escolha dos fornecedores de energia elétrica, estabelecendo os chamados mercados varejistas de eletricidade (HUNT, 2002).

Com a presença cada vez mais significativa de RED e a larga utilização de medidores inteligentes, que possibilitam, entre outros recursos, armazenamento de dados e implementação

de funções avançadas de controle e gestão da demanda, modelos de mercado varejista mais inovadores começam a ser propostos em trabalhos acadêmicos e em projetos de pesquisa e desenvolvimento (HU *et al.*, 2017; HU *et al.*, 2017; KOK, 2013; ABRISHAMBAF *et al.*, 2019). Esses novos modelos de mercado têm como objetivos principais propor soluções para uma rede elétrica mais eficiente, moderna, com tecnologias limpas e renováveis e com capacidade para se adaptar a diferentes condições operacionais da rede de distribuição, sempre levando em consideração os requisitos de confiabilidade e qualidade operacional do sistema elétrico (TOMALSQUIM; FILHO, 2019).

Uma tendência apontada em diversos trabalhos e publicações acadêmicas indica que novas estratégias de controle e de integração de REDs às redes de distribuição de energia elétrica, podem ser implementadas por meio da aplicação do conceito de mercados locais de eletricidade no gerenciamento e na coordenação dos novos recursos integrados ao sistema elétrico de distribuição. As principais premissas de implementação desses mercados locais de eletricidade são a maximização de benefícios e a minimização dos impactos na rede elétrica. Esses mercados locais podem ter arquiteturas com diferentes níveis de centralização do controle e de autonomia das entidades participantes (KOK; WIDERGREN, 2016).

Um conceito que vem sendo investigado em trabalhos acadêmicos com bastante frequência nos últimos anos é o de mercados de energia elétrica baseados em transações, ou no inglês *Transactive Energy System (TES)*. Este crescente interesse no assunto pode ser comprovado pelo gráfico de número de trabalhos publicados vs. ano, mostrado na Figura 1, obtido como resultado de busca na base científica SCOPUS com a expressão *Transactive AND Energy*. De acordo com HU *et al.* (2017), em comparação com os métodos convencionais de operação da rede elétrica, nesse tipo de arquitetura as ações de controle dos RED são tomadas principalmente baseadas em sinais econômicos, podendo ainda serem incorporados na operação aspectos relacionados a prioridades, preferências e custos associados aos prosumidores.

### **1.1.3 Comercialização da Energia Elétrica**

Cada uma das tendências identificadas pelas empresas que compõem o setor elétrico e o mercado de energia, que incluem instalação em larga escala de RED na rede de distribuição (PROCOPIOU *et al.*, 2019); substituição da frota de veículos à combustão por veículos elétricos (HU *et al.*, 2017); e a reestruturação dos mercados varejistas de eletricidade (MASIELLO; AGUERO, 2016), irão impactar no atual modelo do setor elétrico e com isso criar possibilidades

Figura 1 – Número de trabalhos publicados na área de TES por ano (desde 2003), de acordo com a base científica SCOPUS



Fonte: (SCOPUS, 2021)

para serem explorados novos modelos de negócios, que poderão utilizar *TES* como conceito base de integração tecnológica e garantia de segurança operacional (ABRISHAMBAF *et al.*, 2019).

O conceito de *TES* já vem sendo implementado há algum tempo nos denominados mercados atacadistas de eletricidade. Nesses mercados de eletricidade o preço da energia elétrica pode variar para cada intervalo de tempo bem definido. Em mercados do tipo dia seguinte (*day-ahead*), os preços são definidos para cada hora, ou a cada 30 ou 15 minutos. Essas variações de preço, por hora ou fração de hora, também ocorrem nos mercados do tipo intradiários (*intraday*), que trabalham em conjunto com o mercado do dia seguinte para ajudar a garantir o equilíbrio necessário entre oferta e demanda, já que neles é possível negociar a energia mais perto do momento da entrega física do insumo. Essas variações de preço refletem principalmente o custo de produção da eletricidade baseado em princípios básicos de teoria econômica, como a lei da oferta e da demanda (CONEJO *et al.*, 2010). Além disso, o custo da entrega da energia pode variar conforme a localização da instalação elétrica considerada (geração ou consumo), de acordo com a viabilidade técnica da entrega da energia elétrica, uma vez que o setor elétrico está caracterizado como uma indústria de rede, ou seja, que depende de um sistema de transmissão/distribuição. Esse custo é calculado com base em algoritmos de Custo Marginal Local (CML) (MAYO, 2012).

O conceito de *TES* possibilita a implementação de estratégias de controle otimizadas

e distribuídas baseadas em sinais econômicos que preservam aspectos de preferência e necessidades individuais dos prosumidores. Uma das principais dificuldades desse tipo de arquitetura, no entanto, é a garantia da confiabilidade da rede de comunicação, indispensável para a viabilidade e aplicabilidade dos *TES*. Esse requisito é ainda mais verdadeiro quando se objetiva sua aplicação no nível de redes de distribuição, que possuem um número de unidades consumidoras mais elevado e níveis de capilaridade bem diferentes das redes de transmissão.

#### **1.1.4 Representação de sistemas multidomínio e co-simulação**

As Redes Elétricas Inteligentes (REI) conectam diversas tecnologias de energia utilizando como meio de integração a rede de comunicação, transformando assim a rede elétrica em um sistema transdisciplinar de múltiplos domínios. Os softwares de simulação disponíveis para avaliar a integração dos diferentes componentes de cada sistema normalmente cobrem apenas um subdomínio, ao mesmo tempo que também simplificam os demais componentes de subdomínios distintos (PALENSKY *et al.*, 2017b).

Um exemplo claro da necessidade de integração desses paradigmas de simulação heterogêneos é a simulação de tecnologias de comunicação, que normalmente é implementada como uma simulação de evento discreto, enquanto o modelo do sistema de energia é executado como uma simulação de tamanho de passo de tempo fixo ou contínuo.

Um esquema de simulações híbridas pode ser uma solução para este problema, ou seja, *solvers* unificados que têm capacidade de representar diversos modelos. No entanto, geralmente esses métodos não têm capacidade de representações em grande escala e, portanto, podem ser usados apenas para análise de componentes e casos de uso simples, não para estudos de sistema completos.

A realização de testes de campo, é uma outra possibilidade para a realização de testes em sistemas multidomínio, sendo sem dúvida esse tipo de testes necessários e benéficos para que questões práticas possam ser verificadas com maior precisão. No entanto, testes como estes são por vezes caros e em muitas situações inviáveis ou demorados para que resultados prospectivos possam ser obtidos. Dessa forma o processo de simulação é indispensável para que sistemas complexos de controle na rede elétrica possam ser implementados.

Um dos recursos que podem ser utilizados para solucionar essa dificuldade é coordenar diferentes simuladores em um processo de simulação integrado, denominado de co-simulação, que possibilita a conexão de diferentes instâncias de simulação, utilizando uma entidade central

denominada co-simulador (PALENSKY *et al.*, 2017b). Dessa forma, a co-simulação realiza o acoplamento de modelos de subdomínio que são descritos e executados em seus ambientes nativos, utilizando para isso *solvers* especializados e bibliotecas de modelagem já testadas e validadas em grande número de aplicações.

Diante do contexto apresentado, que envolve a modernização da rede elétrica, o desafio da integração de diferentes tecnologias de RED no sistema de distribuição, e a necessidade de representação de sistemas multidomínio para realizar simulações mais realistas do ambiente de redes elétricas inteligentes, este trabalho busca propor um modelo de simulação para aplicações de redes elétricas inteligentes *Simulation Model for Smart Grids (SiMSG)* (baseado em co-simulação, sistemas multiagentes e uma metodologia de simulação chamada *recasting*), ou reformulação, e uma aplicação desse modelo no domínio de sistemas elétricos baseados em transações econômicas para a orquestração de RED na rede de distribuição de energia elétrica, *Simulation Model for Transactive Energy Systems (SiMTES)*.

Esses elementos combinados oferecem uma alternativa de interesse para o desenvolvimento e análise de sistemas no contexto de *TES*, e para exploração e desenvolvimento de novos negócios com a integração de RED às redes de distribuição, mantidos os critérios de confiabilidade e eficiência da rede elétrica.

## 1.2 Hipótese Principal

A principal hipótese adotada neste trabalho foi que “para simular e analisar os diversos domínios envolvidos no desenvolvimento de estratégias de controle e gerenciamento de um conjunto de REDs em uma rede de distribuição de energia elétrica, se faz necessário um modelo de simulação formal com simuladores de múltiplos domínios integrados em uma arquitetura de co-simulação”. Diante desta premissa, faz-se de interesse que esse modelo seja flexível o suficiente para permitir sua aplicação em diferentes fins específicos como, por exemplo, gerenciamento de múltiplas microrredes, recomposição automática, proteção adaptativa, avaliação da qualidade da energia para distúrbios sustentados, dentre outros. Nesta tese, o modelo de simulação computacional proposto para aplicações de redes elétricas inteligentes abrigará uma arquitetura para a orquestração de REDs baseada em um sistema de transações econômicas de energia.

Para instanciar o modelo de simulação geral *SiMSG* em um modelo de simulação mais específico *SiMTES*, uma plataforma de simulação é definida, sendo composta por, entre

outros elementos, um simulador de rede elétrica, um simulador de controle e um simulador de rede de comunicação. Esses subsistemas que compõem a arquitetura *SiMTEs* são integrados e coordenados por meio de co-simulação, identificando os elementos e procedimentos de integração propostos pela metodologia *recasting*.

### 1.3 Objetivos

#### 1.3.1 *Objetivo geral*

O objetivo geral desta tese é o desenvolvimento e avaliação de um modelo de simulação computacional de redes elétricas inteligentes para apoiar testes e simulações de novas estratégias de controle aplicadas ao sistema de distribuição de energia utilizando para isso os conceitos de co-simulação, sistemas multiagentes e uma metodologia para modelagem de simulações.

#### 1.3.2 *Objetivos específicos*

- avaliar o modelo de simulação proposto por meio da implementação e simulação de uma arquitetura de *TES* para a orquestração de RED;
- desenvolver um sistema de gestão e controle de RED baseado no valor econômico da energia;
- implementar e analisar um sistema de transação de energia em ambiente de co-simulação;
- desenvolver e implementar esquema de otimização distribuída para obtenção de valores econômicos (preços) de energia que podem ser usados como sinal de controle para equilíbrio da oferta e demanda;
- definir os comportamentos e objetivos de agentes que atuam no controle e coordenação de RED e entidades do mercado de energia, e executá-los no simulador PADE;
- integrar o simulador de redes de comunicação *network simulator 3 (ns-3)* ao ambiente de execução PADE;
- modelar uma rede de comunicação de baixo consumo energético e taxa de transmissão de dados limitada e aplicá-la ao esquema de *TES* proposto e implementado por meio de comportamentos de Sistema Multi-Agente (SMA).



## 1.4 Contribuições

### 1.4.1 Contribuições Científicas

As principais contribuições científicas realizadas nesse trabalho foram:

- proposição de um modelo de simulação para redes elétricas inteligentes (*SiMSG*) baseado na combinação dos conceitos de co-simulação, sistemas multiagentes e na metodologia para desenvolvimento de modelos de simulação *recasting*;
- desenvolvimento do *SiMTES*, um modelo de simulação para *TES* implementado com base no *SiMSG*, que implementa a combinação dos conceitos desenvolvidos em Hu *et al.* (2017) e em Kok (2013), utilizando ferramentas que permitem análises multi-domínio;
- proposição e co-simulação de um modelo de mercado varejista baseado em dois ambientes de contratação: futuro bilateral e SPOT de tempo real;
- proposição de esquema de serviço ancilar baseado na atuação de sistemas de armazenamento flexíveis em duas categorias: sistemas de armazenamento de rede diretamente controláveis e sistemas de armazenamento de prosumidor baseado em controle transativo econômico.

### 1.4.2 Contribuições Acadêmicas

Dentro do contexto de desenvolvimento do trabalho, foram realizadas as publicações listadas na Tabela 1 que podem ser listadas como contribuições deixadas à comunidade acadêmica.

Tabela 1 – Lista de publicações relacionadas ao trabalho desenvolvido.

<b>Título</b>	<b>Publicação</b>	<b>Digital Object Identifier</b>
Python-based multi-agent platform for application on power grids	International Transactions on Electrical Energy Systems	10.1002/2050-7038.12012
Mosaik and PADE: Multiagents and Co-simulation for smart grids modeling	Revista de Informática Teórica e Aplicada	10.22456/2175-2745.95095
Retail electricity market model for active power distribution systems	IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)	10.1109/ISGT-LA.2019.8895346

Fonte: Própria do autor.

## 1.5 Metodologia

Para alcançar os objetivos estabelecidos neste trabalho inicialmente desenvolveu-se o *SiMSG*, um modelo de simulação baseado em Durán (2020), que é capaz de representar aplicações voltadas para redes elétricas inteligentes, baseado nos conceitos de co-simulação, sistemas multiagentes e na metodologia *recasting* para modelos de simulação computacionais. Também foi necessário implementar uma instância do modelo de simulação proposto inicialmente por meio do desenvolvimento de uma arquitetura de *TES* para a orquestração de RED, baseada nos conceitos de sistemas multiagentes e algoritmos de otimização que utilizam decomposição dual baseada em multiplicadores de Lagrange.

Inserida no modelo de simulação, a arquitetura de *TES* pode ser desenvolvida e simulada em um contexto multidomínio. Entre os componentes da arquitetura proposta, estão:

- modelos de RED presentes nas unidades consumidoras e conectados à rede elétrica, implementados utilizando comportamentos descritos em linguagem de programação *Python*;
- agentes caracterizando cada um dos principais atores do modelo de *TES* proposto, desenvolvidos em linguagem de programação *Python*, utilizando o framework *Python Agent DEvelopment framework (PADE)* (MELO *et al.*, 2019);
- modelos de otimização que utilizam decomposição dual baseada em multiplicadores de Lagrange para implementação dos comportamentos de definição das programações dos dispositivos de armazenamento e da resolução de conflitos ocasionados por eventuais violações nas restrições operacionais da rede elétrica;
- ambiente de co-simulação com ferramentas para: execução de fluxo de carga da rede elétrica, resolução dos modelos de otimização e representação dos modelos de comunicação integrados, utilizando o framework *mosaik* para execução de co-simulação (SCHÜTTE *et al.*, 2011);
- protocolos e tecnologias de comunicação para a troca de mensagens entre os agentes, representados com o simulador de comunicação *ns-3*. O simulador de protocolos de comunicação *ns-3* foi desenvolvido em linguagem de programação *C++* e conta com uma vasta biblioteca de modelos e ferramentas para avaliação dos diferentes aspectos presentes nas tecnologias de comunicação, tendo sido integrado ao framework *PADE*.

## 1.6 Organização do documento

A tese está organizada em seis capítulos, nos quais os principais temas abordados no trabalho serão apresentados e discutidos:

- Capítulo 1:** Apresenta a contextualização do trabalho no cenário de transformação que vem passando o setor elétrico com a mudança de paradigma tanto em sua forma organizacional como física. Apresenta as principais motivações e a metodologia utilizada no desenvolvimento da proposta. Lista e explica o objetivo geral e os objetivos específicos, além de especificar a hipótese principal do trabalho;
- Capítulo 2:** Apresenta e descreve as principais categorias de REDs consideradas atualmente no ambiente de redes elétricas inteligentes. Introduce o conceito de mercados competitivos de energia. Apresenta a evolução do mercado livre de energia no contexto nacional e discute sobre o estado da arte dos mercados varejistas de eletricidade e de iniciativas de mercados locais de eletricidade. Apresenta o conceito de *TES* bem como as principais iniciativas que buscam sua implementação em sistemas reais;
- Capítulo 3:** Apresenta, define e classifica o conceito de co-simulação além de realizar uma breve revisão sobre o estado da arte sobre a aplicação de co-simulação em REI. A plataforma para co-simulações mosaik é apresentada e seus principais componentes descritos;
- Capítulo 4:** Apresenta os principais conceitos relacionados à tecnologia de agentes inteligentes e sistemas multiagentes, assim como os padrões estabelecidos pela *Foudation for Intelligent Physical Agents (FIPA)*, tais como arquitetura de execução, padronização de mensagens, ontologias e protocolos de interação. A plataforma *PADE* é apresentada e sua integração com o framework mosaik é detalhada, assim como o módulo de integração dos agentes com o simulador de redes de comunicação ns-3;
- Capítulo 5:** Apresenta o conceito de modelo de simulação como um conjunto de componentes que integrados fornecem resultados funcionais na análise do sistema simulado. Define o *SiMSG* como um modelo de simulação para análise em regime permanente de aplicações voltadas para redes elétricas inteligentes. Compara o *SiMSG* com outros modelos conhecidos de compatibilização de tecnologias às REIs.
- Capítulo 6:** Aplica o conceito de modelo de simulação para redes elétricas inteligentes no domínio de sistemas de energia transativos, dando origem ao *SiMTES*, que é um modelo de simulação especificado para *TES*, e que incorpora tecnologias como modelos de agentes inteligentes, simuladores do sistema elétrico, simuladores dos sistemas de comunicação e integração

dos simuladores no esquema de co-simulação. As regras e o modelo de mercado baseado em dois estágios, programação e operação, é apresentado, comparado com outros possíveis modelos e justificado. Apresenta os resultados do estudo de caso realizado em uma rede elétrica de distribuição com trechos em média e em baixa tensão contendo 71 nós, e com larga presença de RED, tais como dispositivos de armazenamento, geração distribuída e cargas controláveis. Os resultados das simulações são analisados e discutidos;

**Capítulo 7:** Apresenta as conclusões do trabalho, destacando as principais contribuições e reforçando o carácter inovador da abordagem adotada na tese. Pontos para análises futuras também são enumerados e discutidos.

## 2 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SISTEMAS ELÉTRICOS BASEADOS EM TRANSAÇÕES

### 2.1 Recursos energéticos distribuídos

É crescente a inserção de RED na rede elétrica de distribuição. Esse processo de transformação da estrutura do sistema elétrico tem o potencial de gerar alterações bastante significativas na forma como o sistema é planejado, projetado e principalmente operado, por alterarem o padrão de consumo, a intensidade e a direção do fluxo de potência na rede, os processos de controle de tensão e frequência, entre outros (WANG *et al.*, 2015).

Pode-se definir como RED “os dispositivos de geração ou armazenamento de energia localizados nas instalações dos consumidores ou no sistema de distribuição capazes de suprir parcial ou totalmente a demanda local e, em determinadas condições, injetar potência na rede de transmissão” (TOMALSQUIM; FILHO, 2019).

Nesta seção é dada uma breve visão geral a respeito dos principais RED: geração distribuída, sistemas de armazenamento distribuído e resposta da demanda. Os veículos elétricos embora possam entrar na categoria de armazenamento distribuído geralmente são tratados como um RED a parte, neste trabalho, porém, não serão considerados.

#### 2.1.1 Geração distribuída

Existem diversas definições para geração distribuída que classificam esses dispositivos como unidades de geração de pequeno porte, conectadas na rede de distribuição, diretamente ou no interior de unidades consumidoras, e que não possuem despacho centralizado pelo operador do sistema de transmissão. Algumas das tecnologias mais comumente utilizadas para esse tipo de fonte são os painéis fotovoltaicos, geração eólica, cogeração, geradores de emergência, pequenas centrais hidrelétricas, entre outras (DUGAN; MCDERMOTT, 2002).

No Brasil, considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica a partir de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, com exceção dos empreendimentos hidrelétricos, com capacidade instalada superior a 30 MW, e termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%, conforme especificado no Decreto-Lei nº 5.163/04, art. 14.

Com o objetivo de estimular a adoção das fontes de geração distribuída, consideradas mais vantajosas do ponto de vista de preservação do meio ambiente, por utilizarem em sua

maioria fontes de energia limpas e renováveis, alguns mecanismos de remuneração para essas fontes vêm sendo propostos, os mais utilizados sendo as tarifas do tipo *Feed In* e *Net Metering*.

A tarifa do tipo *Feed In* é caracterizada como o preço que as distribuidoras devem pagar aos produtores de energia com fontes de geração limpa por kWh produzido. Neste tipo de tarifa, os proprietários da geração distribuída obtêm três principais benefícios: pagamento pela energia produzida, mesmo que seja utilizada pelo próprio produtor; pagamento adicional pela energia exportada à rede; e redução na conta padrão do produtor de energia, por ter usado sua própria energia gerada.

Na tarifa *Net Metering* é realizada a medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais, registrando-se o valor líquido da energia (net metering) no ponto de conexão. Caso a energia gerada for maior que a carga, o consumidor recebe crédito ou desconto em energia na próxima fatura. Caso contrário, ele pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

Como pode ser verificado nas definições dos tipos de tarifa para geração distribuída, na tarifa *Feed In* a medição é realizada diretamente nos terminais da fonte, enquanto na tarifa *Net Metering* a medição é realizada no ponto de conexão do consumidor com a rede elétrica da concessionária. Os dois tipos de tarifas são utilizados em diferentes países do mundo, ocorrendo inclusive casos de combinação dos dois tipos de tarifa em uma mesma instalação (TOMALSQUIM; FILHO, 2019).

No Brasil, a geração solar fotovoltaica distribuída, está em níveis mais avançados de desenvolvimento no país e mostra, no curto prazo, perspectivas mais promissoras.

### **2.1.2 Armazenamento distribuído**

Por possuírem a maioria das fontes de geração distribuída característica de geração intermitente, é muito importante a disseminação de sua instalação em conjunto com sistemas de armazenamento de energia, pois podem contribuir de maneira direta com ações que visem a continuidade no fornecimento e a qualidade da energia na rede elétrica. Algumas das principais aplicações dos sistemas de armazenamento de energia podem ser citadas:

- suporte a sistemas de geração;
- equilíbrio ao atendimento da curva de carga;
- auxílio no controle de frequência;
- mitigação de flutuações de tensão;

- aumento da confiabilidade de fornecimento.

Uma das formas de classificar os sistemas de armazenamento de energia é quanto a sua tecnologia constitutiva. Uma classificação possível neste quesito divide os sistemas de armazenamento em três possibilidades: armazenamento mecânico, armazenamento elétrico e armazenamento eletroquímico.

No armazenamento mecânico, a tecnologia mais promissora é a de armazenamento hídrico, em que o armazenamento é realizado por meio de um sistema de bombeamento para reservatório elevado, em hidrelétricas reversíveis. Outras tecnologias que podem ser utilizadas nesta categoria são o armazenamento a ar comprimido e os volantes de inércia.

O sistemas de armazenamento do tipo elétrico pode ser utilizado quando é necessário respostas super rápidas, ou seja, em escalas de tempo bem reduzidas, ajudando por exemplo no controle da frequência da rede elétrica. São exemplos desse tipo de tecnologia as bobinas supercondutoras e sistemas capacitivos.

O armazenamento eletroquímico, ou sistemas de baterias, talvez seja um dos mais conhecidos por sua grande disseminação em diversos tipos de dispositivos, tais como dispositivos de computação e de comunicação móvel, assim como nos veículos elétricos. As tecnologias desse tipo mais difundidas são as células de hidrogênio e baterias de sódio e de íons de lítio.

Como fatores que constituem impedimento para a disseminação dos dispositivos de armazenamento na rede elétrica é possível citar os altos custos de capital ainda associados a esses dispositivos e algumas barreiras regulatórias e de mercado, como por exemplo, mecanismos de compensação de receita, ausência de mercados e de sinais de preço que indiquem os momentos oportunos de carga e descarga do armazenamento. Já as incertezas e os riscos estão entre as barreiras de modelos de negócio.

A nível mundial, um notável desenvolvimento no mercado de sistemas de armazenamento vem sendo observado. A partir de 2006, a potência instalada no mundo quase que triplicou, passando de aproximadamente 1,4 GW em 2006 para 3,8 GW em 2015. A maior parte desse crescimento está associado aos sistemas de baterias, que passaram de 0,6 GW para aproximadamente 1,7 GW. As baterias com tecnologia de íons de lítio são as mais largamente utilizadas, principalmente nos veículos elétricos, por apresentarem características de baixa autodescarga e elevada densidade de energia (VAZQUEZ *et al.*, 2010).

Outros dados que merecem destaque são que grande parte da capacidade de armazenamento presente nas redes elétricas de distribuição (média e baixa tensão) é composta por

baterias de íons de lítio, aproximadamente 70% do total. Quanto à capacidade total instalada nas redes de distribuição, é possível estimar que 50% são instalações entre 10 kW e 2 MW, 30% são instalações entre 2 MW e 6 MW e 20% são instalações abaixo de 10 kW (CIGRÉ, 2018).

### **2.1.3 Resposta da demanda**

De acordo com Energy (2006) o termo Resposta da Demanda pode ser definido como:

um mecanismo de alterações no uso de eletricidade por consumidores finais de seus padrões normais de consumo em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou a pagamentos de incentivos projetados para induzir um menor uso de eletricidade em momentos de altos preços de mercado no atacado ou quando a confiabilidade do sistema está comprometida.

A partir da resposta da demanda, podem ser estabelecidas estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda, definido em (TOLMASQUIM, 2011) como “um processo que visa modificar o comportamento do consumidor, por meio de sinais de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização, entre outros mecanismos, a fim de melhorar a eficiência econômica do mercado, a segurança e a adequação do fornecimento de energia”. Na mesma linha dessa definição, Palensky e Dietrich (2011) definem o gerenciamento pelo lado da demanda como “toda ação de gerenciamento de recursos energéticos que é realizada no lado da demanda de um sistema de energia, desde a troca de lâmpadas incandescentes antigas por lâmpadas LED, até a instalação de um sofisticado sistema de gerenciamento dinâmico de carga”. Palensky e Dietrich (2011) mencionam ainda a tendência da mudança de eixo dessas ações antes coordenadas pelas concessionárias e agora cada vez mais orientadas para os consumidores.

Podem ser citadas como alguns dos benefícios diretos do mecanismo de resposta da demanda à rede de distribuição os seguintes efeitos (TOLMASQUIM, 2011):

- Redução da demanda pico: subtraindo o consumo nos horários de pico do sistema;
- Preenchimento dos vales: aumentando o consumo em períodos de pouca utilização do sistema, elevando o fator de carga do sistema;
- Deslocamento da demanda máxima: associando a redução da demanda com o preenchimento dos vales e causando a redistribuição do consumo ao longo do dia;
- Flexibilização da curva de carga: estimulando os consumidores a admitirem eventuais cortes ou redução da qualidade da energia fornecida em troca de benefícios financeiros.



- Aumento ou redução do consumo total: reduzindo as tarifas para estimular o consumo em determinados períodos do dia, ou reduzindo a carga por meio de ações de eficiência energética.

Existem, portando, diversos aspectos que conferem aos mecanismos de resposta da demanda uma importância crescente nos processos de planejamento e operação do sistema elétrico, pois permitem aos consumidores responderem com eficiência aos sinais de preços, otimizando o uso dos recursos do sistema e ajudando a reduzir os custos de energia, assim como a volatilidade dos preços. Outro importante aspecto dos mecanismos de resposta da demanda é a possibilidade de utilizá-los para implementar a integração de nova capacidade de geração renovável, gerenciar restrições de rede e situações de contingência, além de fornecer serviços auxiliares para manter a estabilidade do sistema.

Além disso, os mecanismos de resposta da demanda representam um grande potencial de flexibilização para a rede elétrica, podendo resultar tanto em aumento quanto em redução e/ou deslocamento temporal da carga, uma vez que as taxas crescentes de inserção de geração distribuída no sistema tem exigido maior flexibilidade na operação sendo necessária a modulação da demanda nos dois sentidos.

A classificação mais difundida dos tipos de programas de resposta da demanda é a que divide estes em dois tipos: resposta da demanda com base em incentivos e resposta da demanda com base em preços.

Nos programas baseados em incentivos, a gestão da demanda é alcançada pelo compromisso dos consumidores em ajustar seu consumo de energia frente a uma solicitação do operador do sistema. O operador do sistema realiza solicitações em geral em situações nas quais o suprimento energético está comprometido. Esses programas têm foco na melhoria da confiabilidade do sistema. A vantagem dos programas baseados em incentivos é o aumento da flexibilidade do lado da demanda, apoiando a integração das energias renováveis e otimizando a utilização da infraestrutura de geração e transmissão além de reduzir a necessidade de investimentos na rede.

Já nos programas baseados em preços se busca influenciar a demanda de energia do cliente por meio de variação nas tarifas. Esses programas indicam a resposta do consumidor aos sinais de preço, em que existe a possibilidade de escolher tarifação compatível com preços de mercado por hora ou em tempo real, de modo que os consumidores possam adaptar seu comportamento, utilizando automação ou gestão pessoal, para economizar em custos com

eletricidade.

Quanto aos programas baseados em preços, vale ressaltar que estes baseiam-se no conceito de tarifas dinâmicas, ou seja, as tarifas de eletricidade não são fixas e variam ao longo do tempo seguindo o custo da eletricidade em tempo real. Tais tarifas são projetadas para que o uso dos ativos do sistema elétrico seja otimizado. Nesses programas, o consumidor responde aos sinais de preço, mas não participa diretamente do mercado de eletricidade.

## **2.2 Mercados de Eletricidade**

Como será apresentado nesse capítulo, a integração de REDs no sistema de distribuição utilizando como esquema de controle sinais de mercado vem sendo vastamente estudada e objeto de projetos pilotos e pesquisas que visam avaliar essa tecnologia para utilização em esquemas reais de utilização (KOK; WIDERGREN, 2016).

Importantes mudanças na estrutura do setor elétrico vêm ocorrendo nas últimas décadas em diferentes partes do mundo onde um movimento de substituição de mercados monopolistas por mercados desregulados e abertos à competição é observado (MAYO, 2012).

O mercado de energia elétrica pode ser definido como um ambiente onde são conduzidas as negociações de compra e venda de energia de um sistema de eletricidade. A implementação de um mercado de eletricidade funcional está intimamente ligado à arquitetura do sistema de potência no qual está inserido, levando em consideração, portanto, características como tipo de geração, comportamento e necessidades dos consumidores, a própria estrutura física dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo, entre outros aspectos.

No cenário de mercados competitivos, a comercialização de energia vem se tornando um componente indispensável aos modelos de negócios de cada um dos envolvidos na indústria de eletricidade. O estabelecimento de mercados competitivos de energia no nível de atacado já é uma realidade em muitos países, mas alguns mercados varejistas internacionais também adotam as mesmas práticas de livre comercialização de energia.

### **2.2.1 Modelos de mercado de eletricidade**

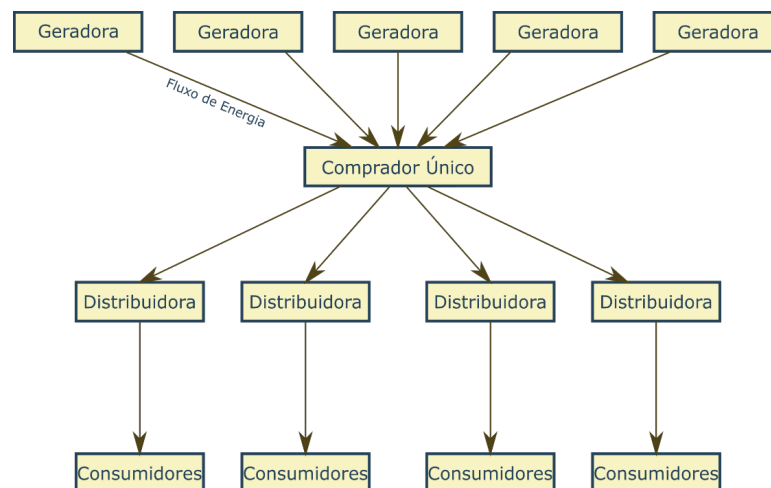
Muitos são os modelos de mercado de eletricidade, sendo importante, antes de definir um modelo que seja tomado como base para os estudos que se seguirão, apresentar alguns dos mais comuns.

Para uma indústria de eletricidade que se estrutura em um modelo organizacional verticalizado, não há maiores complexidades, existe apenas o mercado atacadista e uma vez que os agentes de geração, transmissão e comercialização pertencem a uma mesma empresa, não existe de fato um mercado competitivo de eletricidade. Já para o modelo organizacional de característica horizontalizada, em que diferentes agentes atuam nos diferentes setores da indústria de eletricidade, seguindo a classificação apresentada em Mayo (2012), é possível distinguir três principais modelos de organização de mercado. São eles:

- modelo de provisionamento competitivo ou modelo de comprador único;
- modelo atacadista competitivo;
- modelo varejista competitivo.

No modelo chamado de comprador único o objetivo é promover a competição no setor de geração como forma de atrair novas unidades geradoras para o sistema. Existe, entretanto, um comprador único responsável por adquirir a energia dos agentes produtores e repassá-la às concessionárias. O preço de venda é regulado e o comprador, em geral, busca as gerações mais baratas. Ainda existe, nesse modelo, um monopólio de venda da energia pelas distribuidoras aos consumidores finais, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Modelo de comprador único

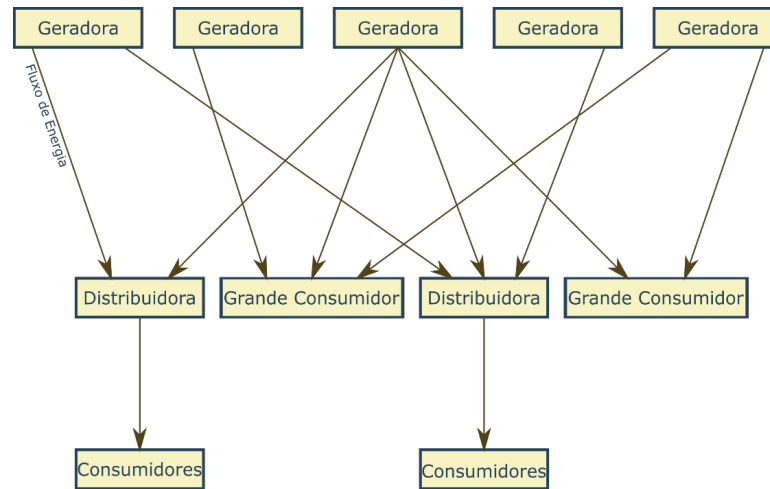


Fonte: Adaptado de (HUNT, 2002)

No modelo chamado de competição atacadista, a figura do comprador único desaparece para que tanto as distribuidoras quanto os grandes consumidores possam negociar a compra de energia diretamente com as geradoras, caracterizando, portanto, um mercado de atacado realmente competitivo. A venda no varejo, entretanto, ainda é monopólio das empresas concessionárias. Na Figura 3 é apresentado um diagrama que representa as relações entre os

agentes em um modelo atacadista competitivo.

Figura 3 – Modelo atacadista competitivo



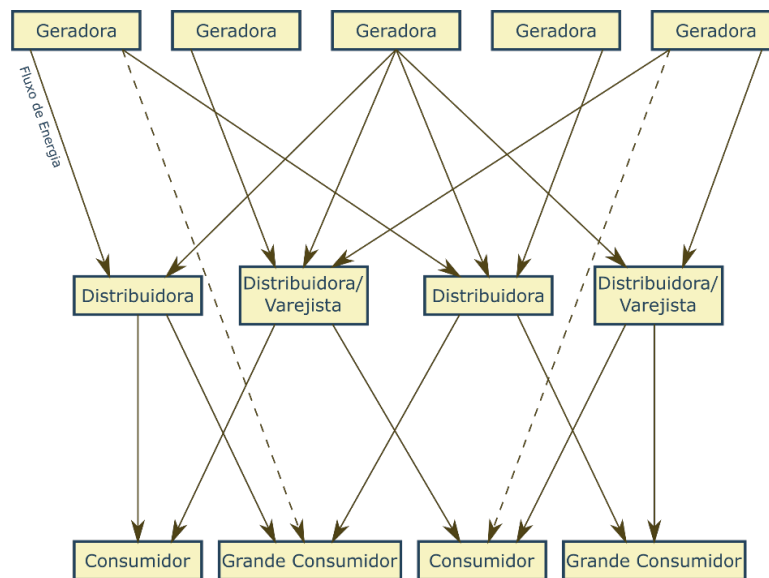
Fonte: Adaptado de (HUNT, 2002)

No Brasil, é possível associar o modelo de comprador único, Figura 2, ao período até a década de 80, em que o setor elétrico brasileiro possuía uma estrutura tipicamente centralizada com as empresas do setor pertencentes ao Estado. A partir das reformas propostas na década de 90 a estrutura passa a ser mais parecida com a de um modelo atacadista competitivo, Figura 3, com a implementação de estruturas como a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), Operador Nacional do Sistema (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além da criação do ambiente de contratação regulado, que opera principalmente por meio de leilões, e do ambiente de contratação livre, em que a maioria das transações são realizadas por meio de contratos bilaterais, dando origem à figura do consumidor livre.

Em virtude da complexidade natural aos sistemas compostos por uma grande quantidade de agentes com responsabilidades e interesses distintos, no modelo atacadista competitivo é preciso estabelecer novos agentes necessários à coordenação do mercado com o sistema de potência que também tem suas próprias características e dessa forma facilitar e validar as negociações realizadas. Além do operador de mercado (aquele que conduz o mercado), cria-se a figura do operador do sistema, que tem a função de coordenar a programação e despacho das gerações, garantindo a operação confiável do sistema de potência. Outra entidade comum nesse modelo é a figura das comercializadoras, agentes com alto entendimento da dinâmica do mercado e que podem comprar e vender energia ou até atuar em nome de outros agentes nos ambientes de negociação.

No modelo de competição varejista, o mercado varejista é aberto à competição, o que permite aos consumidores escolher de quem comprar energia, em geral de um agregador ou varejista. A competição no varejo possibilita que empresas provedoras de energia pressionem o setor de geração por preços menores e forneçam mercados mais líquidos para financiar novas plantas de geração. Na Figura 4 é possível visualizar um esquema das transações de energia num mercado varejista competitivo.

Figura 4 – Competição varejista



Fonte: Adaptado de (HUNT, 2002)

A competição no varejo ainda não está largamente consolidada no mundo, mas vem sendo discutida em diversos países e avança à medida que os meios tecnológicos e legais possibilitam sua implantação. A abertura do mercado competitivo à todos os consumidores é uma possibilidade que traz grandes desafios e requer mudanças em diversos aspectos técnicos e legais nos sistemas de potência, sendo o enfoque de diversos estudos na área.

No Brasil, as barreiras que permitem a participação de consumidores cativos em ambiente de comercialização livre têm sido paulatinamente removidas uma vez que a legislação brasileira atualmente em vigor provê os dispositivos legais necessários para aplicação de um modelo varejista competitivo, sendo os patamares de carga mínimos para a migração de consumidores para o mercado livre poderem ser revistos. Logo, é possível que o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) seja extinto, mediante a progressiva e gradual revisão da demanda mínima exigida às unidades de consumo para tornarem-se livres (SCHOR, 2018).

O que de fato está se concretizando por meio da portaria 465/2019 do Ministério de

Minas e Energia, onde são estabelecidos prazos para novas faixas de consumidores na abertura do mercado livre. De acordo com a referida portaria, a partir de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1,5 MW em qualquer nível de tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os consumidores com carga igual ou maior que 1 MW poderão ser livres a partir de janeiro de 2022, enquanto os que possuem carga igual ou maior que 500 kW poderão comprar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) em janeiro de 2023 (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2019). A referida portaria estabelece ainda que até 31 de janeiro de 2022, ANEEL e CCEE deverão apresentar estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga menor que 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e um proposta de cronograma de abertura a ser iniciada em janeiro de 2024 (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2019).

### **2.3 Sistemas de distribuição ativos**

A abertura e modernização do mercado varejista de eletricidade é uma forte tendência que se observa principalmente nos países em que as alterações que visam a implementação do conceito de redes elétricas inteligentes já se encontram em nível avançado de desenvolvimento. Entretanto, se fazem necessários criteriosos estudos que tenham como objetivo identificar e propor arquiteturas organizacionais que além de garantir a segurança operacional da rede elétrica tragam benefícios de ordem econômica e eficiência aos consumidores. Isso só poderá ocorrer quando as disposições legais do setor elétrico estiverem preparadas para acomodar essas novas perspectivas de participação ativa dos consumidores, assim como os requisitos técnicos necessários também apresentem garantia de pleno funcionamento mediante realização de rigorosos testes e simulações.

De acordo com Zinaman *et al.* (2015), a evolução dos sistemas de potência será marcada, dentre outras características, pelos seguintes aspectos:

- redução dos custos associados às energias renováveis;
- inovações no uso de dados, por sistemas inteligentes, tecnologias de dados e pela otimização desses sistemas;
- maior engajamento dos consumidores e pela maior diversificação dos participantes nos mercados de energia.

A redução dos custos associados às energias renováveis implicam no aumento de

instalações de REDs. Entende-se por recurso energético distribuído as tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica localizados na região de um sistema de distribuição, geralmente conectados a unidades consumidoras (KOK; WIDERGREN, 2016). A ampla instalação de REDs na rede de distribuição traz inúmeras consequências técnicas e econômicas à indústria de eletricidade. Já as inovações técnicas nas áreas de computação e análise de dados fornecem as ferramentas necessárias para coordenar um sistema composto de agentes independentes e distribuídos. Finalmente, com a implementação dos REDs é inevitável uma tendência de engajamento dos consumidores no mercado de energia, demandando novos produtos e serviços e respondendo aos custos de geração e congestionamento da rede elétrica.

A atuação conjunta dessas tendências caracteriza um novo modelo de sistema de distribuição, em que os consumidores são mais ativos, participam da geração e gestão de energia e estão munidos de equipamentos e ferramentas tecnológicas que os permitem agir como tal (ZINAMAN *et al.*, 2015). Esse novo modelo de rede de distribuição é comumente denominado de redes de distribuição ativas, ou seja, redes que são capazes de integrar, operar e controlar sistemas com elevados níveis de penetração de REDs (KOK, 2013).

Nesse novo cenário, o fluxo energético dentro de um sistema de distribuição deixa de ser unidirecional, da concessionária para os consumidores, e passa a ser bidirecional, podendo circular no sentido oposto, dos consumidores para a concessionária. Quanto aos aspectos de mercado, em redes ativas de distribuição, a precificação da eletricidade em tempo real pode ser encarada como uma plataforma facilitadora de ações dos REDs para oferecer serviços de balanço energético na operação do sistema. Com isso, o mercado em tempo real pode contribuir para manter a segurança e a confiabilidade do sistema de potência (WANG *et al.*, 2015).

Um modelo de sistema de distribuição de acordo com as características de inovação das REI é proposto por Zinaman *et al.* (2015) com uma temática de reorganização dos papéis das atuais entidades em novos agentes do sistema de distribuição. Uma dessas novas entidades é o Operador do Sistema de Distribuição (do inglês *Distribution System Operator (DSO)*) que tem como função operar e gerenciar a rede elétrica, por exemplo, coordenando e agregando as gerações distribuídas para agendamento e programação de despachos, e em algumas arquiteturas podendo inclusive operar o mercado de distribuição de energia, exercendo ações como venda de energia no varejo ou fornecimento de serviços de eletricidade padrão.

Outro agente destacado no modelo de rede de distribuição proposto em Zinaman *et al.* (2015) são as companhias distribuidoras de energia, empresas com fins lucrativos cuja função

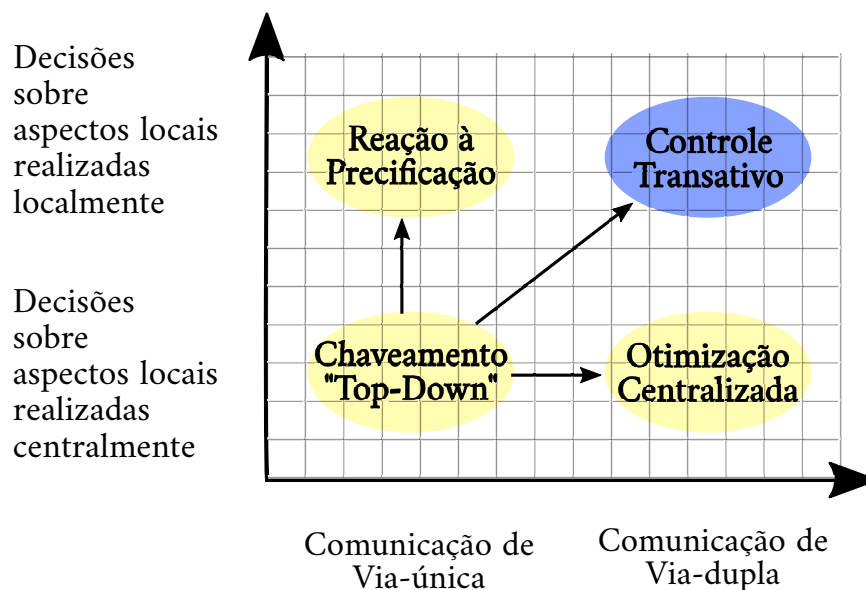
é fornecer serviços de rede diversificados aos consumidores, como, por exemplo, fornecimento de eletricidade, serviços de gerenciamento de energia, venda ou locação de sistemas de geração ou armazenamento, podendo também utilizar os REDs disponíveis para promover serviços de rede.

Diante desse cenário de inovações nas redes de distribuição, com geração advinda de fontes intermitentes e demanda responsiva, os modelos de mercado de eletricidade atualmente em vigor não são apropriados, uma vez que as novas características do sistema causam incertezas e variabilidades, tornando ineficazes as técnicas de gerenciamento e controle da rede elétrica atualmente utilizadas pelos operadores do sistema (CONEJO; SIOSHANSI, 2018).

## 2.4 Classificação de sistemas de gerenciamento de energia na distribuição

De acordo com a classificação apresentada em Kok e Widergren (2016), os sistemas de gerenciamento de energia no contexto de REI podem ser classificados em quatro categorias com relação ao controle dos recursos energéticos locais, em um esquema centralizado ou descentralizado, e à tecnologia de comunicação necessária, unidirecional ou bidirecional, conforme representação indicada na Figura 5.

Figura 5 – Classificação dos sistemas de gerenciamento de energia em redes elétricas inteligentes



Fonte: Kok e Widergren (2016)

- A primeira categoria se refere a sistemas de controle centralizado com comunicação unidirecional. Podem ser citados como desta categoria sistemas de gerenciamento de demanda



- centralizados que enviam comandos de ligar/desligar, utilizando o método chamado de controle direto de carga. Apesar de simples implementação, essa abordagem não consegue fazer uso de todo o potencial de resposta dos dispositivos responsivos;
- Na segunda categoria se encontram sistemas de controle centralizados com comunicação bidirecional. Nesses sistemas, decisões a respeito de recursos energéticos locais continuam sendo realizadas de maneira centralizada, mas utilizando comunicação de via dupla, ou seja, aspectos de preferências locais são considerados pelo controlador central. Exemplos de aplicação dessa categoria podem incluir dispositivos que têm capacidade de envio de dados para um sistema central de processamento que realiza otimizações e envia aos dispositivos programações otimizadas com base nas informações fornecidas inicialmente. Essa abordagem, no entanto, apresenta restrições quanto à privacidade das informações do usuário e também quanto aos aspectos de escalabilidade, já que se trata de um esquema de controle centralizado;
  - Podem ser classificados na terceira categoria sistemas com características de controle descentralizado e comunicação unidirecional. Nesta categoria estão os sistemas que recebem sinais de preço para um período de tempo futuro. Utilizando o sinal de preço, a operação de dispositivos responsivos pode ser otimizada economicamente por um controlador inteligente local capaz de aumentar o consumo durante os períodos de preço baixo e/ou aumentar a geração durante os períodos de preço alto, e nesse processo levar em consideração os estados do dispositivo e as preferências do usuário. Essa abordagem consegue liberar todo o potencial de resposta do prosumidor, no entanto, a reação desses controladores a cada sinal de preço é difícil de prever sem conhecer o estado de cada dispositivo e as preferências do usuário final.
  - Por último têm-se sistemas com capacidades de controle distribuído e comunicação bidirecional. Trata-se da própria classificação de sistemas de controle por transações, ou *TES*, que inclui métodos de controle em que prosumidores residenciais, comerciais ou industriais atuam direta ou indiretamente (por meio de entidades agregadoras) em mercados de eletricidade, negociando entre si ou com entidades posicionadas em níveis superiores da cadeia de produção, venda e compra de energia. Analogamente à abordagem de reação a sinais de preço, a operação dos dispositivos flexíveis é otimizada economicamente por um controlador inteligente local que recebe informações de preço e leva em consideração os estados dos dispositivos e as preferências do usuário para controlar localmente a demanda

e/ou produção dos recursos energéticos. Este é o mesmo procedimento adotado na abordagem de reação a sinais de preço, exceto que, antes que a reação ao sinal de preço ocorra, o controlador local comunica a flexibilidade disponível combinada com suas preferências e condições para um sistema de mercado eletrônico por meio de uma transação de mercado (oferta de preço/quantidade).

Dessa forma em um *TES*, uma vez que todos os recursos energéticos participem do sistema de mercado estabelecido com base na reação pretendida a uma determinada faixa de níveis de preços, a reação de todo o conjunto de dispositivos também pode ser obtida antecipadamente e o mecanismo de mercado pode determinar um preço de equilíbrio apropriado entre oferta e demanda.

Do ponto de vista do usuário final ou consumidor de energia, o sistema de gestão de energia local atua no mercado em nome do usuário e reage aos sinais de preço resultantes. Ao contrário da abordagem de otimização centralizada, nenhum controle externo direto é utilizado, no entanto, de uma perspectiva de sistema, os participantes se envolvem em ações de controle coordenadas.

Com essa abordagem de *TES*, o mecanismo de resposta à demanda é aperfeiçoado passando de uma simples influência com uma resposta geral incerta, para o patamar de um mecanismo de controle baseado em interações de mercado cujos sinais de preço dinâmico são obtidos em colaboração e que servirá como um sinal de controle para acionar uma reação previsível do sistema (KOK; WIDERGREN, 2016).

## **2.5 Sistemas elétricos baseados em transações**

### ***2.5.1 Definições de Sistemas de Energia Transativos***

Com base na discussão apresentada na seção 2.3, é possível concluir que um novo modelo de redes elétricas de distribuição deve ser desenvolvido para acomodar as inovações tecnológicas e crescimento de RED no sistema. Esse novo modelo de rede, denominado na literatura de sistemas ativos de distribuição, vem sendo estudado e relatado em diversos trabalhos. Entre estes trabalhos destaca-se a abordagem de *TES*, um dos temas em que se apoiam as contribuições desta tese.

Antes de iniciar uma discussão mais aprofundada sobre os aspectos teóricos e as implicações práticas que estão relacionadas aos *TES*, é importante destacar algumas definições

propostas na literatura a respeito do termo *TES*.

Em GWAC (2019), *TES* é definido como “um sistema de mecanismos econômicos e de controle que permite o equilíbrio dinâmico entre geração e demanda ao longo de toda a infraestrutura da rede elétrica utilizando valor econômico como parâmetro operacional”.

Para Hertzog (2013), o conceito de *TES* pode ser definido como:

uma representação via software da rede elétrica, gerenciada por incentivos de mercado para garantir confiabilidade e resiliência. Isto é feito com aplicações de software que utilizam sinais econômicos e informações operacionais para coordenar e gerenciar a produção e o consumo de eletricidade pelos dispositivos conectados à rede elétrica.

Em Atamturk e Zafar (2014), tem-se que “*TES* descrevem a convergência de tecnologias, políticas, e gatilhos financeiros em um mercado ativo de prosumidores que podem ser unidades residenciais, veículos elétricos, microrredes, plantas de energia virtualizadas, entre outros ativos”.

De acordo com Yin *et al.* (2019), o conceito de *TES* é apresentado como “um conjunto de técnicas para gerenciar a geração, consumo ou fluxo de energia na rede elétrica por meio do uso de recursos econômicos ou de mercado, considerando as restrições de confiabilidade da rede elétrica”.

Por fim, para John (2013), o termo *TES* pode ser entendido como:

um mercado livre, baseado em tecnologias de internet em que consumidores e sistemas de gerenciamento da rede elétrica podem negociar soluções adequadas para seus objetivos conflitantes e decidir a respeito de preços justos para seus serviços em intervalos ditos de tempo próximo do real.

Levando em consideração as definições de *TES* apresentadas, Abrishambaf *et al.* (2019) aponta a definição de GWAC (2019) como uma das mais difundidas e aceitas, sendo que outras definições foram derivadas desta e estabelece o conceito de *TES* como sistemas que buscam, por meio de mecanismos de mercado, gerar equilíbrio entre as partes de geração e consumo de eletricidade, sempre levando em consideração as restrições técnicas impostas pela rede elétrica. Portanto, das definições apresentadas e das características mencionadas é possível estabelecer os *TES* como uma abordagem que tem como principal objetivo a coordenação de grandes quantidades de RED responsivos conectados na rede elétrica.

### 2.5.2 Aplicabilidade de TES

Os TES podem ser aplicados em qualquer nível da rede elétrica, seja no nível dos prosumidores que negociam o excesso de energia gerada ou escolhem de quais fontes desejam comprar energia, seja no nível de microrrede em que esquemas avançados de controle podem prover serviços de flexibilidade à rede elétrica, ou ainda no nível de distribuição em que os operadores do sistema de distribuição podem prover diferentes tipos de oportunidades aos prosumidores no mercado de energia.

Dessa forma uma das principais características dos TES é a capacidade de aplicação do conceito em diferentes níveis da estrutura funcional da indústria de eletricidade. Por exemplo, é possível a aplicação de um mercado de energia baseado em transações no nível de mercado atacadista, como já acontece em diversas partes do mundo, ao mesmo tempo que também é estudado sua aplicação no nível de mercado local, com o objetivo de proporcionar aos prosumidores de pequena escala vender e comprar energia localmente.

Utilizando o framework de TES é possível realizar esquemas de otimização distribuída mantendo sempre os aspectos de segurança operacional da rede elétrica. No processo de otimização distribuída, o sinal de preço desenvolve papel fundamental uma vez que tem a característica de linguagem universal, aspecto indispensável para a integração de diferentes dispositivos e sistemas. Dessa forma, baseado em esquemas de otimização distribuída, os prosumidores podem negociar recursos de flexibilidade para seu próprio benefício e do sistema (ABRISHAMBAF *et al.*, 2019).

Por meio da utilização dos RED presentes nos prosumidores e utilizando o conceito de TES é possível oferecer acesso aos prosumidores tanto a produtos de mercados locais de eletricidade quanto participação em mercados atacadistas, com o propósito de promover a disseminação de RED e garantir a segurança operacional da rede. O conceito de controle pelo lado da demanda passa então por uma generalização, podendo incluir a participação não só de cargas mas também de recursos de geração e armazenamento que podem ser utilizados para manter o equilíbrio entre demanda e geração. Esses sistemas baseados em TES irão exigir avançados sistemas de comunicação e de controle com capacidade para realizar tanto transações econômicas quanto gerenciamento da rede elétrica, o que irá envolver alguns dispositivos chaves como os medidores inteligentes (*smart meters*) e sistemas de gerenciamento de energia (do inglês *Energy Management System (EMS)*).

No contexto de TES com a presença de diferentes tipos de RED utilizando como

sinal de controle os valores econômicos da energia a ser negociada, a figura do *DSO* tem grande importância. O *DSO* é responsável por coordenar os diversos RED conectados à rede elétrica, assim como realizar intercâmbio de energia e serviços de flexibilização da carga com os níveis superiores do sistema elétrico por meio de procedimentos de interface com o operador do sistema de transmissão (do inglês *Transmission System Operator (TSO)*). Também entre as funções do *DSO* encontram-se: prevenção de congestionamento no sistema de distribuição, limitação do número de conexões de RED em casos de perda de coordenação pelo *TES* e ainda ativação de recursos de proteção primária para prevenir maiores danos à rede elétrica (ABRISHAMBAF *et al.*, 2019).

### **2.5.3 Sistemas de Preço Marginal Locacional da Distribuição**

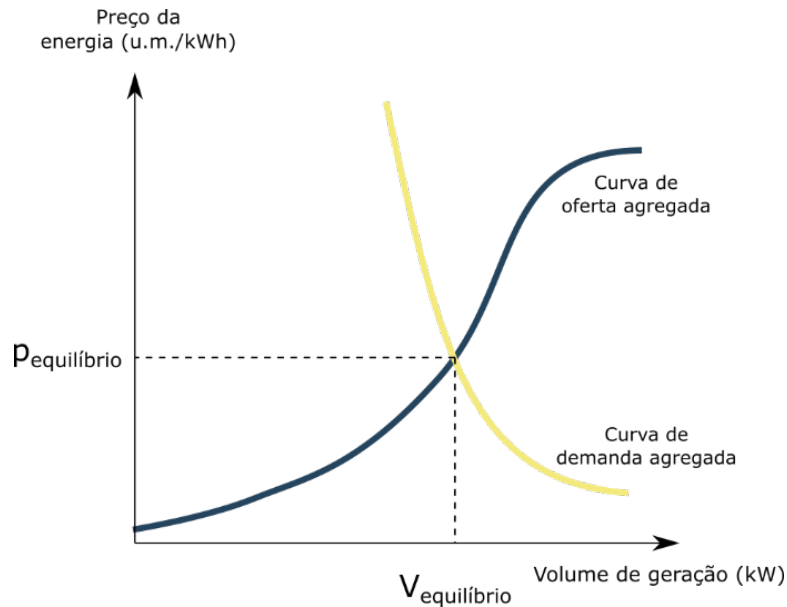
Como é de conhecimento, a rede elétrica de maneira geral pode ser representada como um conjunto de linhas de transmissão/distribuição que interconectam nós/barras em que estão conectadas as cargas e gerações conforme o fluxo de energia resultante no nó em questão.

No nível de mercados atacadistas de eletricidade, na operação de mercados do tipo *pool* de energia em que existe competição na geração podendo haver ou não elasticidade de demanda, podem haver dois estágios: estágio de despacho sem restrições e estágio de despacho com restrições de segurança.

Para o estágio de despacho sem restrições, o preço da energia é determinado pelo ponto de encontro das curvas de oferta e demanda, conforme mostrado na Figura 6, para cada nó do sistema e para cada intervalo de tempo considerado, conforme as convenções do mercado. Realizado esse procedimento tem-se que os geradores com valores de oferta menores que o valor de fechamento do mercado são classificados como geradores dentro de mérito, enquanto os geradores que apresentaram propostas com valores acima do valor de fechamento do mercado são classificados como fora de mérito. O preço ofertado pelo último gerador despachado para atender a demanda determina o “preço marginal do sistema”. Esse valor é o valor a ser recebido por todos os geradores acionados naquele intervalo de tempo para cada MWh produzido e também o preço pago por todos os consumidores para cada MWh consumido, independente dos lances e ofertas apresentados no mercado.

É papel do operador do sistema executar em programa apropriado de fluxo de carga as possíveis ocorrências de restrições operacionais na rede elétrica. As restrições podem ser fruto de congestionamento do sistema de transmissão ou ainda de sobrecargas ocasionadas pela

Figura 6 – Formação de preço em *pool* de energia.



Fonte: Adaptado de (MAYO, 2012)

ocorrência de contingências. Caso não haja ocorrência de restrições, o despacho é realizado nesse estágio.

No caso em que se constata restrições operacionais na rede elétrica, o operador se encarrega de realizar o despacho de recursos de geração menos econômicos, ou seja, daquelas unidades de geração fora de mérito. A esse procedimento denomina-se “despacho com restrição de segurança”. Esse custo incremental do sistema resultante do re-despacho otimizado estabelece o custo hipotético de produção do MWh (MAYO, 2012).

A este último procedimento descrito, denomina-se “apreçamento marginal locacional” ou “apreçamento nodal”. Conforme descrito em Mayo (2012): “O apreçamento nodal resulta da aplicação de um processo de programação linear que minimiza os custos totais da energia da região, sujeita a restrições que refletem as limitações físicas do sistema.”.

Esse processo de preço marginal locacional (do inglês *Locational Marginal Price (LMP)*) gera três componentes:

- o custo de produzir energia elétrica;
- o custo das perdas elétricas nas linhas de transmissão; e
- o custo de entrega da energia produzida.

Os custos desses três componentes geram sinais de preço para cada região do sistema e ainda indicam aspectos como: necessidade de reforço da transmissão ou de melhora no nível de resposta pelo lado da demanda. Áreas com preços mais altos atraem mais investimentos,

umentam a competição e melhoram o funcionamento do sistema como um todo.

Conforme apontado em (PRADO *et al.*, 2019), há um interesse crescente na indústria global em explorar a utilização de conceitos aplicados em mercados atacadistas de eletricidade para fornecer sinais econômicos que podem ser usados para coordenar a inserção de *clusters* de RED na rede elétrica. É o caso, por exemplo, da introdução do conceito de *LMP* nos modelos de mercados de eletricidade locais, ou *Distribution Locational Marginal Price (DLMP)*. Esse conceito tem recebido atenção crescente como uma opção para integrar os mecanismos de mercado que visam coordenar RED principalmente com relação à prevenção de violação das restrições operacionais da rede elétrica.

#### 2.5.4 *Classificação e critérios para concepção de TES*

Para o bom funcionamento e a operação eficiente de *TES* é de extrema importância a consideração de alguns fatores reconhecidamente preponderantes na implementação de mecanismos de mercado que atendam às necessidades atuais e futuras dos sistemas elétricos, conforme os critérios necessários no processo de modernização da rede elétrica. Em Küster *et al.* (2020) é realizado um levantamento em que são identificados e categorizados os principais critérios associados à concepção de mercados de eletricidade eficientes, realizáveis e funcionais.

A primeira categoria de concepção de *TES* identificada por Küster *et al.* (2020) trata sobre os *requisitos necessários à concepção de mecanismos de mercado eficientes*. Entre os principais requisitos listados em Küster *et al.* (2020) estão: interoperabilidade, elementos relacionados à proteção da privacidade dos dados dos usuários e escalabilidade das aplicações de mercado. Aspectos de proteção de dados dos agentes envolvidos nos mercados de eletricidade têm despertado a atenção de inúmeras entidades quanto ao assunto. A escalabilidade das aplicações de mercado merecem atenção prioritária desde a fase de concepção do conceito até as fases finais de implantação das soluções propostas.

Na segunda categoria de concepção de *TES* estão a *estrutura dos mercados e os mecanismos de operação*. Nesse critério de concepção de mercados de eletricidade, dentre as diferentes aplicações de mercado propostas é possível identificar dois paradigmas centrais, quais sejam: *bilateral trading* ou aplicações *Peer to peer (P2P)*, arquiteturas de mercados em que as transações de energia ocorrem livre e diretamente entre os prosumidores, e *pools* de energia competitivos ou *transactive energy*, onde as transações de mercado são agregadas por uma entidade central de mercado que realiza o fechamento do mercado e transmite o preço

final para todos os envolvidos nas transações. Para os mercados que apresentam estrutura do tipo *transactive energy* com *pools* de energia, dois principais tipos de mecanismos de operação são utilizados: *double auctions*, que são caracterizados por iteração única, e negociação por consenso, que são caracterizados por múltiplas iterações até que se obtenha o preço final da energia negociada.

Comparando essas duas estruturas de mercado predominantes, *P2P* e *transactive energy* algumas observações quanto às suas características intrínsecas são apresentadas. Por exemplo, nos sistemas *P2P*, a negociação direta entre duas partes não é possível sem a interferência de um agente, *DSO*, que avalie os impactos da transação realizada na rede elétrica. Quanto à estrutura de *transactive energy*, mecanismos semelhantes aos encontrados nos mercados atacadistas poderiam ser implementados, com as devidas adaptações, também no sistemas de distribuição de eletricidade, como por exemplo a implementação de um sistemas de *DLMP*.

Ainda com relação à categoria de estrutura de mercados, quanto à implementação de *TES*, para HU *et al.* (2017) os principais métodos utilizados tanto na literatura relacionada ao tema como em projetos que aplicam o conceito de *TES* podem ser separados em duas classes: métodos de troca de informação única e métodos de troca de informação iterativa.

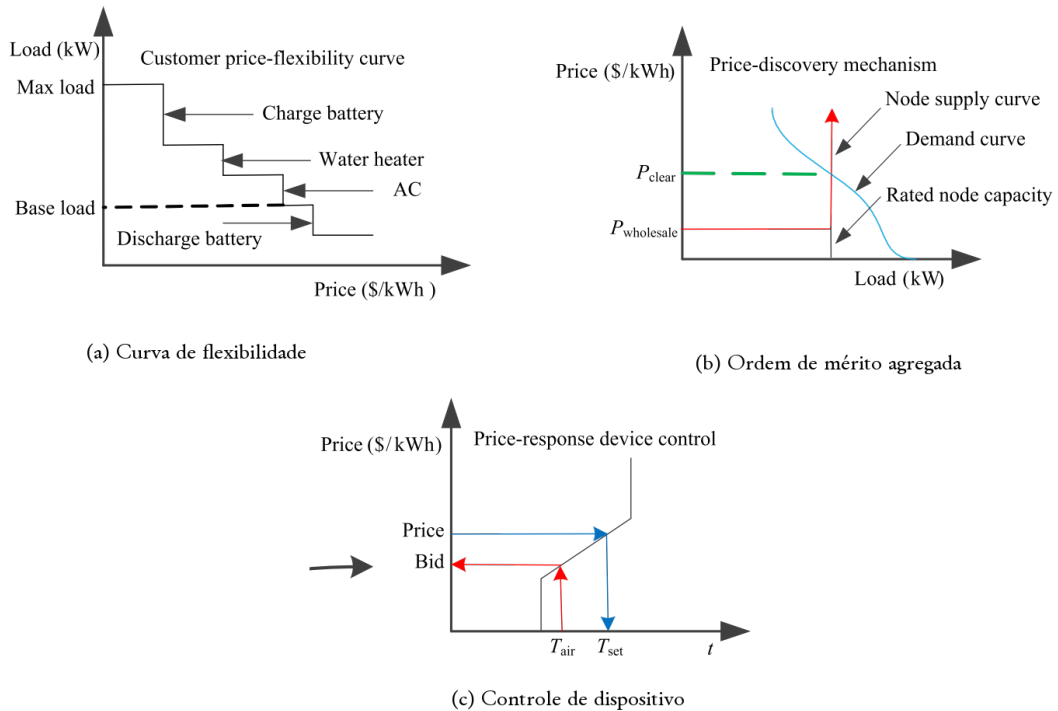
O método de implementação está relacionado à forma como o equilíbrio entre os agentes atuantes no mercado é alcançado. Para o método de troca de informação única tem-se um procedimento como o de sistemas utilizados no fechamento de mercado baseado em ordem de mérito de propostas em que as propostas de venda são agrupadas segundo uma ordem crescente de valor *vs.* volume e as ordem de compra são agrupadas em ordem decrescente de valor *vs.* volume de energia. O preço que fecha o mercado é aquele em que as curvas de compra e de venda se interceptam. Já o método de troca de informação iterativa tem seu resultado para o valor de fechamento do mercado matematicamente obtido por um algoritmo de otimização baseado em decomposição dual, uma técnica de decomposição de algoritmos de otimização com a finalidade de atingir a resolução de problemas de forma distribuída.

Como exemplo do método de troca de informação única, na Figura 7 é mostrado um exemplo do método utilizado em um esquema de resolução de congestionamento da rede elétrica. Inicialmente cada agente oferta sua capacidade de flexibilidade (para cada rodada de negociação, por exemplo a cada 15 minutos) para uma entidade que opera o sistema e que agrega as propostas, Figura 7a. Em seguida um processo de descoberta do valor, baseado na ordem de mérito das propostas e obedecendo às restrições operacionais da rede elétrica fecha o mercado,



Figura 7b. Por fim o valor de fechamento do mercado é utilizado pelos agentes para controlar os dispositivos de acordo com suas configurações de flexibilidade, Figura 7c.

Figura 7 – Método de informação única utilizada na resolução de congestionamento da rede elétrica

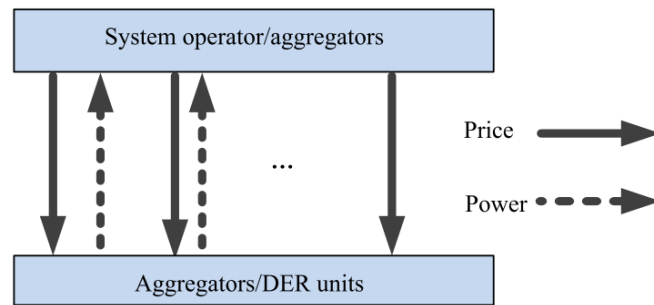


Fonte: (HU *et al.*, 2017)

O método de troca de informação iterativa normalmente utiliza algoritmos de otimização baseados em decomposição dual em que as variáveis duais são geralmente interpretadas como preços que refletem o equilíbrio ou apenas como sinais de controle (HU *et al.*, 2017). Na Figura 8 é mostrado um exemplo de coordenação entre dois tipos de agentes. De um lado tem-se a figura do operador/agregador e do outro a figura de prosumidores/agregadores. O nível superior da negociação envia sinais de preços para o nível inferior que responde com suas respectivas programações de potência e após uma série de iterações um consenso deve ser atingido entre as partes negociantes. É usual que o nível superior, de posse dos limites operacionais da rede elétrica, estabeleça o ponto de encerramento para o procedimento de negociação.

Para HU *et al.* (2017), a principal diferença entre as duas abordagens é o tempo de troca de informações entre os agentes. O método de informação única envolve menor complexidade, requer menos requisitos de comunicação e maior facilidade de escalabilidade, enquanto o método de comunicação iterativa oferece maior oportunidade de troca de informações relacionadas a condições operacionais, no entanto, precisa de tempos consideravelmente maiores

Figura 8 – Método de informação iterativa



Fonte: (HU *et al.*, 2017)

para convergir em relação ao outro método. Outra característica dos diferentes métodos de negociação é sua preferência de aplicação, sendo o primeiro preferido na fase de operação e o último na fase de planejamento/programação.

A terceira categoria de concepção de *TES* trata sobre a *amplitude temporal dos diferentes tipos de mercado de eletricidade*. De acordo com Küster *et al.* (2020) um dos maiores apelos na implantação de *TES* tem sido a utilização de esquemas de mercado com apreçamento dinâmico e em tempo real, ou seja, com janelas de tempo da ordem de 5 a 15 minutos antes da entrega física da energia negociada. Além disso também é bastante presente na literatura sobre o assunto estudos de integração entre mercados de tempo real e mercados do tipo *day-ahead* como forma de mitigação dos riscos inerentes aos mercados de tempo real, assim como o recurso de agregação de RED como forma de participação ativa dos prosumidores em mercados atacadistas de eletricidade e aperfeiçoando a contribuição dos prosumidores na estrutura da indústria de eletricidade. Dessa forma, por exemplo, em Esfahani *et al.* (2019) uma estratégia de otimização no gerenciamento de RED de que combina a participação em série em mercados *day-ahead*, *hour-ahead* e *real-time* é proposta e analisada.

Na quarta categoria de concepção de *TES* são identificadas as *estratégias de compra/venda de eletricidade*. Considerando mecanismos de operação de mercado do tipo *double auction* quanto aos recursos produtores de eletricidade, como é o caso dos geradores distribuídos, a estratégia seguida quanto à proposição de lances de venda de eletricidade é do tipo de preço marginal, ou seja, somente custos de produção de curto prazo são considerados na estratégia de oferta de lance. Já os lances para compra de eletricidade são realizados com base na expectativa de preços futuros, realizadas por meio de previsões que levam em consideração o histórico de preços de transações de mercado anteriores. O preço resultante para essa rodada de negociações será aquele que consegue equilibrar demanda e produção de eletricidade da maneira mais eficaz

tanto para produtores quanto para consumidores.

Por fim a quinta categoria de concepção de *TES* está relacionada aos *modelos de otimização* utilizados nos diferentes esquemas de mercado propostos por diferentes trabalhos sobre o assunto. As estruturas de mercado propostas, sejam elas quais forem, só apresentarão bons resultados se um nível ótimo de redução de custos ou maximização de ganhos, por parte de todos os que participam ativamente do mercado, puder ser atingida, sempre respeitando as restrições operacionais impostas pela rede elétrica. Sendo assim, de maneira geral, as arquiteturas de mercado propostas tomam a forma de um fluxo de potência ótimo multi-objetivo que leva em consideração as restrições de rede elétrica assim como as especificidades da estrutura de mercado proposta. Outro aspecto importante nessa categoria é a possibilidade de escalabilidade dos métodos de otimização propostos tendo em vista o elevado número de agentes envolvidos na operação das rede elétricas de distribuição. Na Tabela 2 são enumerados alguns métodos de otimização em conjunto com a função objetivo utilizados para a formulação de mecanismo de mercado encontrados em trabalhos acadêmicos na área de *TES*.

Tabela 2 – Métodos de otimização e funções objetivo utilizadas em conjunto, encontrados na literatura arrespeito de *TES*

<b>Método de otimização</b>	<b>Função objetivo</b>
<i>MILP</i>	Minimizar o custo da energia para um determinado intervalo de tempo Despacho econômico de unidades térmicas considerando a geração de uma microrrede Maximizar o bem estar social
Algoritmos de decomposição dual	Minimizar a função de custo através de camadas de operação entre operador de mercado, agregador e prosumidor
Otimização por enxame de partículas (PSO)	Minimizar a função de custo por meio do saldo de energia comprada e vendida para o mercado de transação
Métodos heurísticos iterativos	Minimizar os custos atuais e futuros e as perdas da rede
Varredura direta-inversa	Minimizar o congestionamento da rede
Método de Sub-gradiente	Minimizar o custo de carregamento de veículos elétricos
Predictor corrector proximal multiplier	Fluxo de potência ótimo
Artificial bee colony	Minimizar desequilíbrio de energia previsto em uma microrrede
Grasshopper optimization algorithm	Minimizar perdas na rede elétrica
Double-auction mechanism	Minimizar ocorrência de congestionamentos na rede elétrica Minimizar o desequilíbrio entre produção e consumo de energia e a dependência da rede elétrica de distribuição
Teoria dos jogos	Minimizar o custo por meio da redução da demanda de pico Maximizar lucro de geradores e varejistas e minimizar custo de operação de consumidores

Fonte: Adaptado de (KüSTER *et al.*, 2020)

### 2.5.5 Exemplos de aplicação do conceito de TES

Para melhor compreensão dos conceitos apresentados nesta seção e que se referem à definição e classificação das diferentes abordagens de implementação de TES, serão apresentadas com maiores detalhes dois trabalhos que abordam de maneira bastante evidente aqueles conceitos relacionados tanto aos TES baseados em troca de informação única, quanto aos baseados em troca de informação interativa e que serviram de base para a elaboração do estudo de caso de aplicação do modelo de simulação computacional para TES proposto neste trabalho.

#### 2.5.5.1 O conceito PowerMatcher

O conceito de *PowerMatcher* (combinador de energia) foi inicialmente apresentado no ano de 2004, mas após uma série de refinamentos e evoluções é descrito em detalhes em Kok (2013) que propõe um modelo de mercado competitivo com preço de energia em tempo real, e que tem como principais objetivos realizar o equilíbrio entre demanda e oferta de energia em clusters de RED, tomando como base os conceitos de sistemas multiagentes, algoritmos de controle baseado em dinâmicas de mercado e apreçamento marginal locacional aplicado a sistemas de distribuição.

O *PowerMatcher* define um controle de mercado descentralizado, em que as principais entidades consideradas são: dispositivos, concentradores, objetivos e mercado. Cada dispositivo equivale a uma entidade que consome e/ou produz energia elétrica e que tem certo conhecimento do seu estado atual de funcionamento e das suas necessidades futuras de energia. São estabelecidos seis tipos de dispositivos em que a grande maioria dos RED podem ser classificados:

- dispositivos de operação estocástica: são aqueles dependentes de recursos externos não controláveis diretamente para produzir eletricidade. É o caso de gerações baseadas em células fotovoltaicas e energia eólica;
- dispositivos de operação ajustável: são dispositivos que permitem certa flexibilidade em sua operação por meio do ajuste temporal de suas curvas de consumo ou produção, como é o caso, por exemplo, de alguns eletrodomésticos e do carregamento de veículos elétricos;
- dispositivos de armazenamento de recursos externos: são dispositivos que produzem um recurso, que não seja eletricidade, que estão sujeitos a algum tipo de armazenamento. Exemplos desses dispositivos são os processos de aquecimento ou resfriamento, cujo

objetivo de operação é manter uma determinada temperatura dentro de dois limites. Os dispositivos desta categoria podem ser consumidores de eletricidade (aquecimento ou resfriamento elétrico) e produtores (geração combinada de calor e energia).

- dispositivos de armazenamento de eletricidade: são dispositivos com capacidade de armazenar energia elétrica de uma forma mais direta e imediata, como é o caso das baterias, por exemplo;
- dispositivos livremente controláveis: são dispositivos que podem a qualquer momento serem acionados ou desativados sem maiores restrições (despacháveis). Nesta categoria estão incluídos os geradores à combustão; e
- dispositivos de livre utilização pelo usuário: são aqueles que dependem de ações diretas dos usuários, portanto, imprevisíveis do ponto de vista de utilização, como por exemplo, dispositivos de iluminação, entretenimento, e dispositivos elétricos de uso geral. Como não há previsibilidade no seu comportamento, podem ser, de certa maneira, comparados àqueles de operação estocástica.

Com o objetivo de obter escalabilidade podem existir no sistema agentes intermediários, concentradores, que agregam as curvas de demanda/oferta evitando a sobrecarga do agente de mercado, que caso contrário poderia sofrer com a tarefa de agregar um número muito elevado de curvas de oferta.

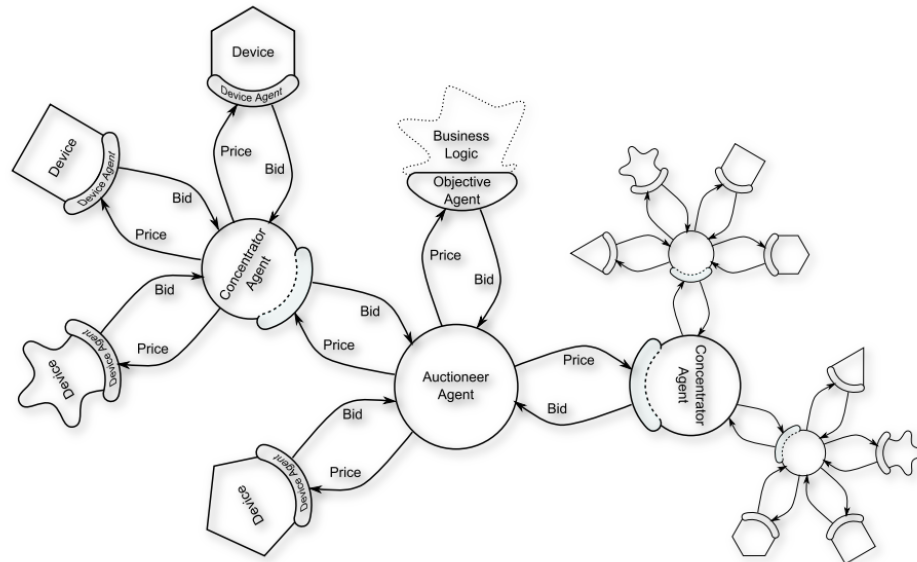
O agente mercado tem como função encontrar um valor de preço de equilíbrio, ou seja, o ponto de encontro das curvas de demanda e de oferta, para cada intervalo de tempo estabelecido, realizando a liquidação dos lances na agregação final de todas as propostas recebidas dos dispositivos, individualmente ou previamente agregadas pelos concentradores.

Pode haver ainda a figura de agente objetivo, ou seja, um agente que forneça ao *cluster* de dispositivos o seu propósito. Por exemplo, caso não exista a figura do agente objetivo, o *cluster* terá como objetivo explícito equilibrar demanda e oferta, mas também é possível que o *cluster* de dispositivos tenha como objetivo se comportar como uma planta de energia virtual (do inglês *Virtual Power Plant (VPP)*) devendo obedecer o ponto de ajuste externo que dependerá das negociações externas realizada pelo agente objetivo e que são repassadas ao sistema por meio de parâmetros de ajuste ao agente mercado.

Na Figura 9 é mostrado a estrutura hierárquica dos agentes que são organizados no formato de um grafo de árvore, em que as folhas do grafo são dos agentes dispositivos, a raiz o agente de mercado, que pode ter associado um agente ao objetivo, e o agente concentrador como

agente intermediário.

Figura 9 – Estrutura em formato de grafo de árvore dos agentes *PowerMatcher*



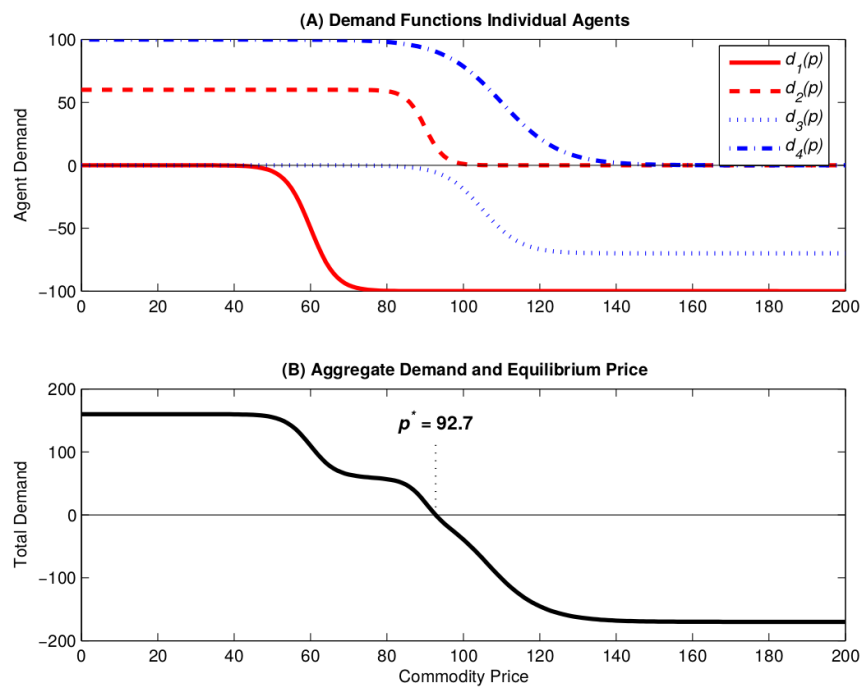
Fonte: (KOK, 2013)

Os lances ofertados pelos agentes dispositivos devem ter a forma de curvas volume vs. preço de energia e são enviados ao agente de mercado, que liquida o mercado de acordo com o objetivo estabelecido para o *cluster* definido pelo agente objetivo. Nesse modelo, o controle do sistema é feito pela própria dinâmica de demanda e oferta do mercado, ao invés de depender de uma identidade central para determinar de forma independente o consumo e despacho de cada unidade. Esse procedimento de determinação do preço que liquida o mercado é bem semelhante ao utilizado nos leilões de energia do mercado atacadista e pode ser visualizado na Figura 10, em que os valores positivos de demanda são considerados consumo e valores negativos de demanda são considerados produção.

#### 2.5.5.2 Controle baseado em transações e sujeito às restrições da rede elétrica para operação segura da rede elétrica

O conceito de *PowerMatcher* mostrado na seção anterior aborda principalmente o aspecto de mercado em tempo real aplicado à operação do sistema elétrico. Hu *et al.* (2017) apresentam um método de *TES* que considera restrições operacionais e que tem por objetivo a coordenação de RED integrados à rede elétrica de distribuição. Aspectos como sobrecarga de transformadores ou níveis de tensão fora da faixa adequada de operação são incorporados dentro

Figura 10 – Curvas de demanda dos dispositivos, agregadas para definir o preço de liquidação atual



Fonte: (KOK, 2013)

do conceito de *TES*.

Na simulação do sistema proposto em Hu *et al.* (2017) são consideradas as figuras de quatro principais entidades:

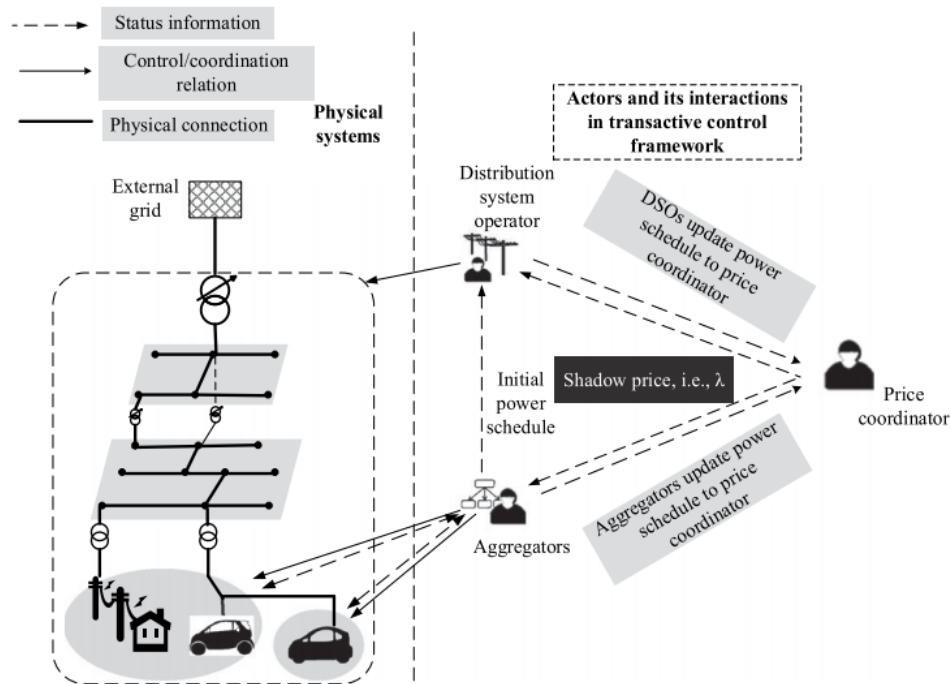
- prosumidores: representam as unidades em que estão conectados os RED e as cargas elétricas do sistema. Os RED podem disponibilizar ou não o serviço de flexibilidade ao operador do sistema;
- agregadores: são entidades que reúnem diversos prosumidores com o objetivo de representar seus interesses diante do mercado de energia. Dessa forma os agregadores participam diretamente do processo de descoberta de preço juntamente com o operador do sistema e o operador de mercado;
- operador do sistema de distribuição: entidade que verifica todos os aspectos relacionados às restrições operacionais da rede elétrica, garantindo assim a segurança operacional da rede;
- operador do mercado: entidade que tem como objetivo coordenar as interações entre os agregadores e o operador do sistema por meio da definição de preços dinâmicos nas diversas barras do sistema para cada intervalo de tempo de operação.

Vale destacar a diferença de atribuições dos agentes que participam do esquema de

controle proposto por Hu *et al.* (2017) em relação ao modelo estabelecido em Zinaman *et al.* (2015), comentado na seção 2.3. Neste o operador de rede opera o mercado, enquanto naquele há papéis distintos para o operador de rede e para o operador de mercado.

As interações existentes entre as entidades descritas acima são representadas na Figura 11 por meio de um diagrama esquemático.

Figura 11 – Representação das integrações entre as entidades participantes do TES proposto em (HU *et al.*, 2017)



Fonte: (HU *et al.*, 2017)

O sistema de controle baseado em transações proposto em Hu *et al.* (2017) é definido em duas fases. Na primeira fase os prosumidores indicam para o agregador suas curvas de carga e de geração, se houver, e o agregador gera uma programação otimizada para os dispositivos de armazenamento (no caso desse trabalho são considerados veículos elétricos). Na segunda fase, os agregadores e o operador do sistema interagem com o operador de mercado por meio de um processo iterativo (troca de informações de programação elétrica e de valores de energia obtidos) que busca estabelecer uma programação consensual entre as entidades para cada uma das barras do sistema e para cada instante de tempo considerado. Esse processo tem como objetivo evitar a violação das restrições operacionais da rede elétrica sob responsabilidade do operador do sistema de distribuição.

Na Figura 12 são mostradas cada uma das ações realizadas pelos agentes nas duas



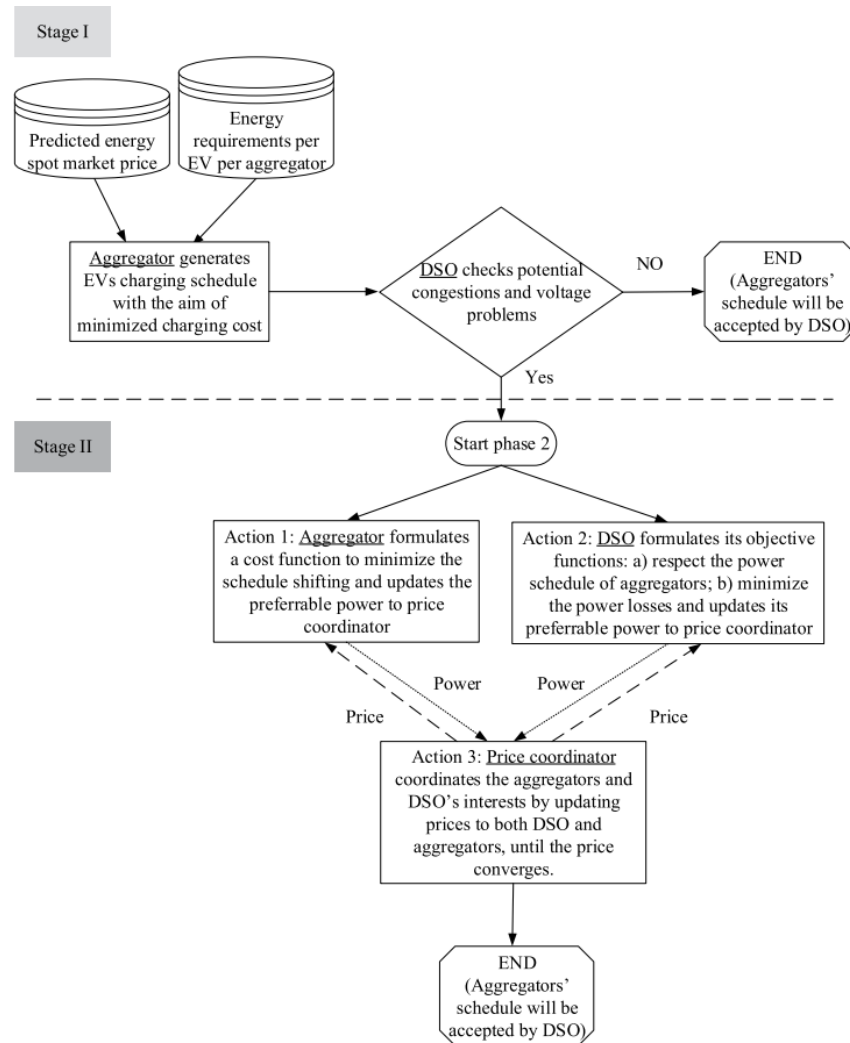
fases de operação do esquema proposto. A segunda fase de operação só irá ocorrer se o *DSO* encontrar na programação proposta ocorrências de congestionamento das linhas e/ou violação dos níveis de tensão adequados. A segunda fase, ou fase iterativa, é caracterizada pelas ações de cada um dos agentes que são: os agregadores executam um processo de otimização com função de custo que visa minimizar as alterações nas programação dos RED, esse procedimento é realizado cada vez que o agregador recebe valores atualizados de preço pelo operador do mercado. Já o *DSO* formula seu processo de otimização com base em uma função de custo que vise respeitar as programações propostas pelos agregadores, mas que também leve em consideração as restrições operacionais impostas pela rede elétrica. O operador do mercado recebe as proposições tanto dos agregadores quanto do operador do sistema e atualiza os valores de preço até que os agentes atinjam um consenso.

A decomposição do problema global de otimização da programação dos RED considerando as restrições operacionais da rede elétrica, para que assim seja solucionado de forma distribuída, é alcançada utilizando a técnica de decomposição em multiplicadores de Lagrange, ou decomposição dual, em que as restrições comuns às entidades participantes do processo de otimização são relaxadas e expressas em função de termos conhecidos como multiplicadores de Lagrange. Na linguagem de mercado, no caso específico de mercados de eletricidade, o valor encontrado para os multiplicadores de Lagrange, após estabelecido o consenso entre as partes negociantes, é conhecido como *shadow price*. Uma explicação detalhada sobre a interpretação dos valores de *shadow price* é realizada na subseção 6.1.4.4.

## **2.6 Considerações finais do capítulo**

A transição do sistema elétrico para o paradigma de REI tem seu foco principalmente na rede de distribuição, onde a presença crescente da participação de fontes de energia renováveis não despacháveis é observada em quase todos os países. Os consumidores passam de uma atitude meramente passiva de consumir energia para uma participação ativa na dinâmica do SEP consumindo e produzindo energia de forma flexível, otimizando seu uso de eletricidade para atender às suas necessidades e preferências. Quando o nível de penetração de RED na rede elétrica começa a interferir nos parâmetros usuais de operação do SEP, o desafio de coordenar um número crescente de agentes na operação da infraestrutura elétrica se torna evidente. Portanto, para lidar com esses desafios, os RED devem estar envolvidos ativamente nas tarefas de operação e coordenação da rede.

Figura 12 – Diagrama de ações executadas por cada agente, em cada fase operacional, no processo proposto em (HU *et al.*, 2017)



Fonte: (HU *et al.*, 2017)

É nessa dinâmica que as técnicas de *TES*, que empregam mecanismos de mercado como elementos integrantes e essenciais do processo de controle, vêm sendo propostas como uma solução aplicável, como já acontece em mercados atacadistas de eletricidade, no processo de integração de RED e ao desenvolvimento do paradigma de uma arquitetura distribuída do sistema de comunicação e controle das REI.

### 3 CO-SIMULAÇÃO APLICADA À ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Em decorrência do modelo de economia global, observa-se uma tendência de desenvolvimento de produtos em processo de cooperação ou “colaboração distribuída” em que diferentes domínios do conhecimento colaboram entre si para alcançar objetivos propostos. É um desafio para as diversas equipes de desenvolvimento e também para os responsáveis por gerenciar o processo como um todo a fase de integração dos componentes desenvolvidos para gerar o produto final. De acordo com Gomes *et al.* (2018), quanto menor o tempo de integração das subpartes do produto, mais eficiente se torna o processo de desenvolvimento, uma vez que integrações rápidas e frequentes dessas subpartes geram respostas parciais dos comportamentos esperados, refinam os modelos em desenvolvimento e colaboram com correções de possíveis inconsistências que podem ocorrer durante os diferentes processos necessários na elaboração de protótipos.

Ainda em Gomes *et al.* (2018), é mencionado que as três principais dificuldades de integração das diferentes subpartes em desenvolvimento de um produto são:

- em sua grande maioria as ferramentas de hardware e de software utilizadas no desenvolvimento das subpartes de um produto são específicas para o domínio em questão;
- diversos modelos utilizados ou desenvolvidos como subparte do produto final possuem restrições de propriedade intelectual e não podem ser compartilhadas livremente sem que haja violação dessas restrições;
- a natureza das diferentes subpartes podem dificultar uma integração, podendo existir componentes de software, modelos matemáticos complexos, hardware especializados e até mesmo componentes humanos na fase de operação do produto final.

Outra questão que se apresenta nesse novo paradigma de desenvolvimento distribuído de produtos é a possibilidade de reutilização de soluções já desenvolvidas e que não havendo formas flexíveis de integração das subpartes de um produto, podem exigir amplo processo de adaptação e até mesmo de nova implementação, desperdiçando recursos humanos, financeiros e atrasando o desenvolvimento devido à necessidade de retrabalhos em componentes que já foram implementados anteriormente.

Em virtude da necessidade de integração de soluções multidomínio e de todas as dificuldades apresentadas nesse processo, a técnica de co-simulação vem despertando o interesse da comunidade científica e da indústria de modo geral.

### 3.1 Definições e conceitos básicos sobre co-simulação

Em um sistema complexo formado por diversas unidades de simulação, quando estas são integradas umas com as outras por meio de acoplamentos de entradas e saídas, é possível gerar um traçado de comportamento do sistema como um todo. Um tipo especial de simulação ocorre quando esse traçado de comportamento gerado é a combinação das simulações de diversas unidades de simulação acopladas, a esse procedimento dá-se o nome de *co-simulação*.

De maneira geral, co-simulação é o conjunto de técnicas e aspectos teóricos que se integram para possibilitar a simulação de um sistema complexo, composto por duas ou mais unidades de simulação. Cada unidade de simulação pode ser entendida como um sistema capaz de desenvolver comportamentos que consomem dados de entrada e geram dados de saída.

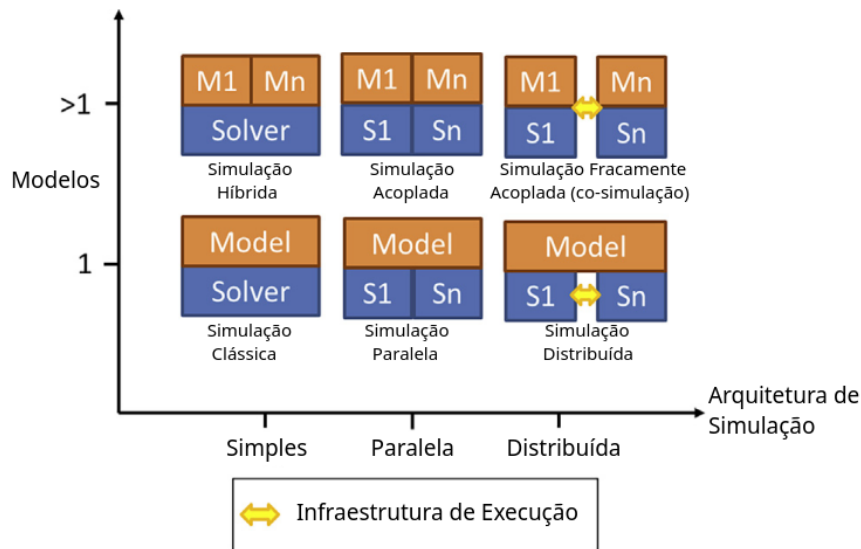
Portanto, uma das principais entidades necessárias à implementação de uma co-simulação é a figura do *co-simulador* ou *orquestrador* ou ainda *co-simulation master algorithm*, ou seja, um elemento necessário para realizar a integração entre as diferentes unidades de simulação, inicializando suas condições de partida, controlando como o tempo de simulação avança em cada uma delas e movendo os dados das saídas para as entradas das unidades de simulação de acordo com as informações fornecidas no *cenário de co-simulação*, que é o conjunto de informações necessárias para a obtenção de uma co-simulação coerente.

Em Schloegl *et al.* (2015) uma classificação é realizada quanto aos tipos de simulação de acordo com a relação entre *solvers* e modelos:

- um modelo e um solver (simulação simples);
- um modelo e mais de um solver (simulação paralela);
- mais de um modelo e um solver (simulação híbrida);
- mais de um modelo e mais de um solver (co-simulação);

Em Vogt *et al.* (2018) essa classificação é ampliada de acordo com os dados mostrados na Figura 13, que adiciona mais duas categorias à classificação proposta por Schloegl *et al.* (2015) por meio do acréscimo dos conceitos de co-simulação e simulação distribuída, que exigem algum tipo de comunicação externa entre modelos e/ou *solvers* (*runtime infrastructure*), distinguindo as arquiteturas de simulação em três categorias: simples (apenas um *solver* sendo executado), paralela (múltiplos *solvers* em uma única máquina sendo executados por meio das arquiteturas de processamento paralelo dos modernos processadores) e distribuída (múltiplos *solvers* em mais de uma máquina sendo executados por meio de troca de mensagens em ambiente de redes de computadores).

Figura 13 – Tipos de simulação adotados em diferentes trabalhos



Fonte: (VOGT *et al.*, 2018)

Conforme pode ser verificado na classificação dos tipos de simulação apresentados na Figura 13, a técnica de co-simulação une as vantagens das técnicas de simulação híbrida que utiliza diferentes métodos de modelagem (diferentes linguagens de programação, interfaces gráficas para configuração de parâmetros, diferentes bibliotecas matemáticas) e das técnicas de simulação paralela/distribuída que permitem a execução dos solvers em paralelo. No entanto, o nível de complexidade de implementação desse tipo de abordagem também é maior que o das abordagens de modelo e/ou solver únicos.

### 3.1.1 Elementos de uma co-simulação

Como mostrado na Figura 13, é possível separar inicialmente três componentes básicos em um processo de co-simulação: modelo, *solver* e infraestrutura de tempo de execução.

Nesse contexto, um modelo descreve um sistema no mundo real utilizando para isso principalmente regras lógicas e/ou matemáticas. É possível categorizar modelos, por exemplo, quanto às suas propriedades temporais (estático ou dinâmico) ou quanto a sua natureza (discreto ou contínuo), entre outros requisitos. Sistemas de potência são geralmente modelados por meio de equações algébricas, probabilísticas e diferenciais. Por outro lado as redes de comunicação geralmente são modeladas utilizando uma abordagem de sistemas a eventos discretos, ou seja, sistemas em que as mudanças de estado ocorrem em instantes discretos no tempo e um evento leva tempo zero para acontecer, ocorrendo instantaneamente. Outra forma de representar sistemas é descrevê-los por meio de séries de dados obtidas de medições realizadas nos processos reais

que se deseja representar.

Os *solvers* são métodos de solução aplicados na resolução de modelos matemáticos computacionais que podem gerar respostas exatas ou aproximadas, de acordo com um critério de precisão previamente estabelecido. Assim, na simulação de sistemas de potência geralmente utiliza-se métodos numéricos para solucionar os modelos matemáticos que descrevem as dinâmicas da rede elétrica ou de algum dispositivo associado a ela. Já os modelos de rede de comunicação utilizam *loops* computacionais que processam os eventos gerados pelos modelos descritivos dos dispositivos de recepção e transmissão de dados e dos canais de comunicação, assim como das lógicas estabelecidas pelos protocolos de comunicação. Neste tipo de *loop* computacional é essencial que os eventos gerados sejam tratados de uma forma casualmente correta, ou seja, na ordem correta em que ocorreram. Os *solvers* podem resolver mais de um modelo diferente ou serem capazes de solucionar muitas instâncias do mesmo modelo com parâmetros diferentes.

Por fim a camada que realiza a integração das diferentes unidades de simulação é a infraestrutura de tempo de execução, essencial no processo de co-simulação. Nessa camada são realizados os processos de orquestração, coordenação e troca de informações entre as unidades de simulação (VOGT *et al.*, 2018). A arquitetura da infraestrutura de tempo de execução pode ser centralizada ou distribuída. Dependendo da abordagem computacional de co-simulação utilizada, os requisitos da infraestrutura de tempo de execução podem variar bastante, como é caso de ambientes de co-simulação que envolvem somente computação paralela, como é o caso de processadores de múltiplos núcleos físicos que possuem uma latência de comunicação da ordem de  $100\mu s$ , ou ambientes de computação distribuída que envolvem comunicação por meio de uma rede de computadores com latências de comunicação que podem variar de aproximadamente  $10ms$  até alguns poucos segundos. Esses dois grupos requerem diferentes estratégias de programação e, portanto, apresentam seus próprios desafios para a infraestrutura de tempo de execução.

### **3.2 Aplicação de co-simulação em redes elétricas inteligentes**

Entende-se por redes elétricas inteligentes a tendência de integração de uma infraestrutura de comunicação no monitoramento e gerenciamento em tempo real do fornecimento de eletricidade, com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre os diferentes atores envolvidos neste processo (RED, prosumidores, geradores, comercializadores, operadores do

sistema, entre outros), possibilitando, portanto, melhores índices de previsibilidade de eventos, eficiência e transparência nas operações (MOMOH, 2012).

Inevitavelmente a realização de análises, estudos e simulações que tenham como objetivo evoluir o conhecimento na temática das REI levará à implementação de sistemas multidomínio e transdisciplinares. No entanto, é comum que a maioria das ferramentas de simulação sejam especializadas em um domínio único, representando possíveis aspectos de outros domínios envolvidos por meio de simplificações (PALENSKY *et al.*, 2017b).

Conforme já mostrado nas seções anteriores deste trabalho, a técnica de co-simulação tem como objetivo a integração de diferentes simuladores com o objetivo de proporcionar análises de elevado nível de representatividade dos sistemas multidomínio simulados.

A realização de simulações computacionais com o objetivo de analisar diversos aspectos dos sistemas de potência é um procedimento comum e largamente utilizado, por exemplo, em estudos de planejamento e operação do sistema elétrico como: estudos de expansão da geração e da transmissão no longo e no curto prazo; análises de mercado; verificação dos ajustes de dispositivos de proteção; estudos de confiabilidade da rede elétrica; entre outros.

Com os recentes avanços na integração de tecnologias de comunicação e de RED na rede elétrica, os sistemas elétricos vêm passando por transformações que têm por objetivo consolidar os denominados *Cyber Physical Energy System (CPES)*, ou seja, um *sistema de sistemas* que possui componentes predominantes tanto de hardware quanto de software. Nos *CPES* algoritmos de controle (software) geram saídas e enviam comandos para os componentes físicos (hardware) que atuam em um determinado ambiente com o objetivo de modificá-lo. As possíveis alterações geradas no ambiente são percebidas por meio de tecnologias de sensoriamento que realimentam os algoritmos de controle, fechando assim o *loop* de interações. Os *CPES* têm por característica predominante integrar domínios conceitualmente distintos dos sistemas de potência físicos, como por exemplo: as dinâmicas dos RED; as restrições na operação das redes elétricas; e outras infraestruturas de rede baseadas em tecnologias digitais de informação e comunicação (STEINBRINK *et al.*, 2019).

Tendo em vista a tendência de acoplamento entre diferentes domínios com o objetivo de implementar um *CPES*, é necessário que as simulações realizadas nesse contexto tenham capacidade de representar os diferentes aspectos de cada um desses domínios para que possa ter uma visão integral dos *CPES*. Infelizmente, a tendência de desenvolvimento das ferramentas para simulação e análise dos sistemas elétricos de potência foi nas últimas décadas a de desenvol-

vimento de ferramentas especializadas em subdomínios específicos, com simuladores voltados apenas para aplicações bem delimitadas. Por exemplo, não é possível representar, sem incorrer em diversas simplificações, as características dos sistemas de comunicação em um simulador de fluxo de carga ou de transitórios eletromagnéticos, e vice-versa.

De acordo com (PALENSKY *et al.*, 2017b), existem quatro principais abordagens para representação, simulação e realização de testes em sistemas elétricos multidomínio, como os *CPES*:

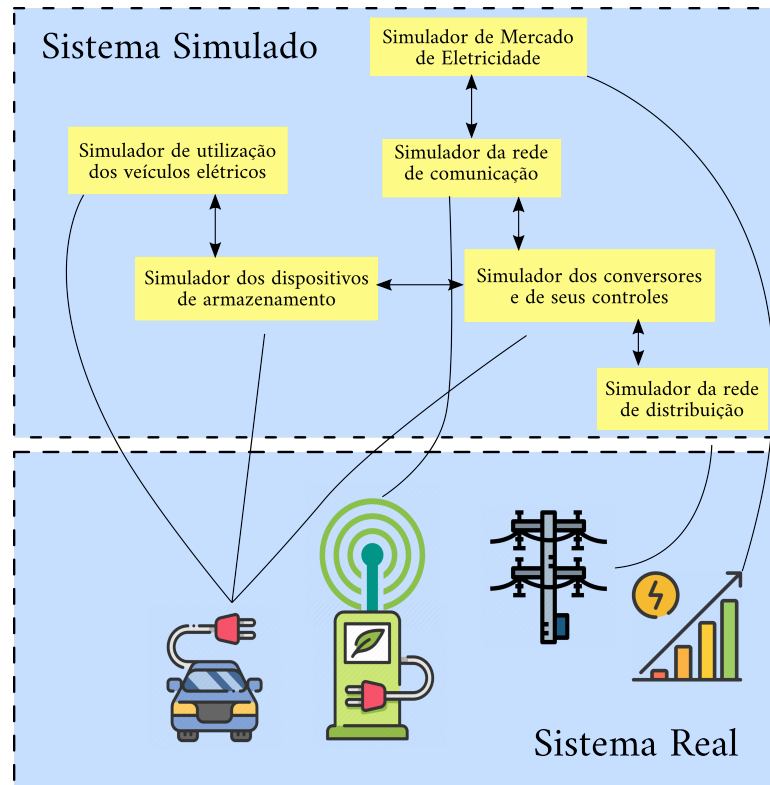
- testes de campo: são abordagens financeiramente custosas e por isso inviáveis em testes que exigem representação de sistemas em larga escala além de estarem limitados à realização de análises na escala de tempo real. Como vantagens de sua aplicação pode-se mencionar a maior confiabilidade dos resultados obtidos.
- mapeamento dos comportamentos de todos os sistemas em um único domínio: nessa abordagem, inevitavelmente se incorre em simplificações e, portanto, perda de representatividade dos domínios secundários integrados ao domínio principal da ferramenta de simulação à medida que aumenta-se a complexidade dos sistemas simulados. Sem dúvida essa abordagem gera modelos mais fáceis de serem gerenciados sem maiores complexidades de execução.
- utilização de uma linguagem de simulação universal: linguagens para simulação de sistemas multidomínio como, por exemplo, Modelica ou MATLAB/Simulink têm foco na representação e simulação de sistemas multidomínio gerando modelos sucintos e simplificados, mas que apresentam dificuldades no quesito de escalabilidade;
- acoplamento do conjunto de subdomínios que compõem o sistema de sistemas: fornecem uma maneira viável de representação especializada de cada subsistema uma vez que acopla diferentes plataformas de simulação em um processo único. No entanto, suas principais dificuldades ocorrem com relação aos procedimentos de integração e coordenação entre os diferentes processos de simulação.

Um bom exemplo para visualização dos conceitos de co-simulação de sistemas elétricos no contexto de REI é a realização de simulações para analisar os impactos da integração de veículos elétricos na rede de distribuição. Na Figura 14 são mostradas alguns dos aspectos que podem compor tal análise, utilizando para isso o acoplamento em co-simulação de ferramentas que simulem dinâmicas de: rede elétrica, rede de comunicação, sistemas de armazenamento de energia, comportamentos dos usuários na utilização dos veículos elétricos, conversores de



eletrônica de potência utilizados nos sistemas de carregamento dos veículos e as possíveis dinâmicas de mercado utilizadas como mecanismo de controle e coordenação de RED.

Figura 14 – Co-simulação de veículos elétricos e seus sub-sistemas.



Fonte: (PALENSKY *et al.*, 2017b)

Como pode ser verificado no exemplo mostrado na Figura 14, diferentes subdomínios precisam ser integrados em um processo de simulação holístico, ou seja, que englobe a generalidade dos domínios envolvidos, para que os níveis de precisão necessários sejam alcançados e se aproximem daqueles obtidos em testes de campo com elementos físicos e reais. Só assim é possível compreender possíveis problemas e implementar melhorias que visem a eficiência nos processos.

Para melhor compreender como a técnica de co-simulação vem sendo aplicada nos trabalhos que analisam diferentes aspectos dos sistemas elétricos de potência Vogt *et al.* (2018) realizaram levantamento na literatura técnica/acadêmica com o objetivo de catalogar, classificar e estabelecer padrões que permitam visualizar os diferentes estados de aplicação da co-simulação, mais especificamente no estudo das redes elétricas inteligentes. Na Tabela 3 são mostrados as diferentes áreas em que foram categorizados os trabalhos encontrados (sistemas integrados (IS), consumidores e varejo (CV), sistema de distribuição (D), sistema de transmissão (T), sistemas de

transmissão e distribuição (TD), sócio econômico (SE)), assim como suas subdivisões, baseadas nas áreas de pesquisas estabelecidas pela Plataforma Europeia de Tecnologias de Redes Elétricas Inteligentes. Os nomes de cada uma das áreas categorizadas são intuitivos, valendo ressaltar o significado da área de *Sistemas Integrados* que agrupa temas em que não é possível uma separação explícita entre as partes envolvidas, ou temas que se aplicam a mais de um ator na indústria de eletricidade, como é o caso, por exemplo, de serviços ancilares, monitoramento da rede elétrica, recomposição de sistemas, entre outros.

Tabela 3 – Áreas de redes elétricas inteligentes pesquisadas

Área	Sub-área
Sistemas Integrados (IS)	<p><b>IS1</b> Interações e responsabilidades entre operadores da rede de distribuição e demais agentes.</p> <p><b>IS2</b> Questões de compatibilidade entre mercados de eletricidade transnacionais.</p> <p><b>IS3</b> Serviços ancilares e operação de sistemas elétricos sustentáveis.</p> <p><b>IS4</b> Técnicas avançadas de previsão aplicadas na operação e no fornecimento de energia.</p> <p><b>IS5</b> Monitoramento da rede elétrica.</p> <p><b>IS6</b> Arquiteturas e ferramentas para operação em condições anormais de funcionamento.</p> <p><b>IS7</b> Armazenamento de energia em suas diversas formas.</p> <p><b>IS8</b> Sistemas de informação e comunicação em REI.</p> <p><b>IS9</b> Ferramentas de treinamento.</p> <p><b>IS10</b> Sistemas e modelos de pré-padronização.</p> <p><b>IS11</b> Materiais.</p>
Consum.e varejo (RC)	<p><b>RC1</b> Mercados de energia considerando restrições na rede elétrica.</p> <p><b>RC2</b> Tecnologia de informação e comunicação para consumidores.</p> <p><b>RC3</b> Veículos elétricos em unidades consumidores inteligentes.</p>
Sistema de Distribuição (D)	<p><b>D1</b> Demanda flexível e resposta na geração para operação segura do sistema de distribuição.</p> <p><b>D2</b> Proteção de sistema de distribuição.</p> <p><b>D3</b> Planejamento de infraestrutura integrada e distribuída de armazenamento de energia.</p> <p><b>D4</b> Integração de veículos elétricos no sistema de distribuição.</p> <p><b>D5</b> Operação de DSO baseada em risco.</p> <p><b>D6</b> Segurança de tecnologia da informação e comunicação em REI.</p> <p><b>D7</b> Eletrônica de potência aplicada em REI.</p> <p><b>D8</b> Redes de distribuição em corrente contínua, uma opção futura.</p>
Sistema de Transmissão (T)	<p><b>T1</b> Infraestrutura de rede transmissão.</p> <p><b>T2</b> Redes de transmissão baseada em HVDC.</p> <p><b>T3</b> Armazenamento de energia em massa na operação e planejamento do sistema elétrico.</p> <p><b>T4</b> Inércia rotacional de energia considerando longas distâncias.</p> <p><b>T5</b> Tecnologias de armazenamento de energia aplicadas em serviços de eletricidade no consumidor.</p> <p><b>T6</b> Incentivos, monitoramento e controle para grandes consumidores.</p>
Sistemas de Transmissão e Distribuição (TD)	<b>TD1</b> Sistema de gerenciamento de ativos da rede elétrica
Socio Econômico (SE)	

Fonte: (VOGT *et al.*, 2018)

Entre os resultados apresentados pela pesquisa realizada por Vogt *et al.* (2018) destacam-se dois de maior importância no contexto do presente trabalho e que dão uma visão geral da aplicação da técnica de co-simulação em sistemas elétricos de potência, são: a correlação entre as áreas de pesquisa e as ferramentas de simulação mais utilizadas nas análises e a distribuição da quantidade de trabalhos pesquisados entre as diferentes áreas de pesquisa.

Com relação à correlação existente entre as áreas de pesquisa e as ferramentas de simulação utilizadas nas análises de co-simulação o gráfico mostrado na Figura 15 expressa os dados obtidos, mostrando que as áreas de pesquisa *sistemas de distribuição (D)* e *sistemas integrados (IS)* contêm trabalhos que utilizam quase todas as ferramentas de simulação analisadas. Os trabalhos categorizados na área de *sistemas de distribuição (D)* utilizam com maior frequência as ferramentas Omnet++, Power Factory, Matlab e Modelica, enquanto as aplicações focadas em *sistemas integrados (IS)* utilizam com maior frequência as ferramentas ns2, Omnet++, Power Factory, Matlab e Modelica.

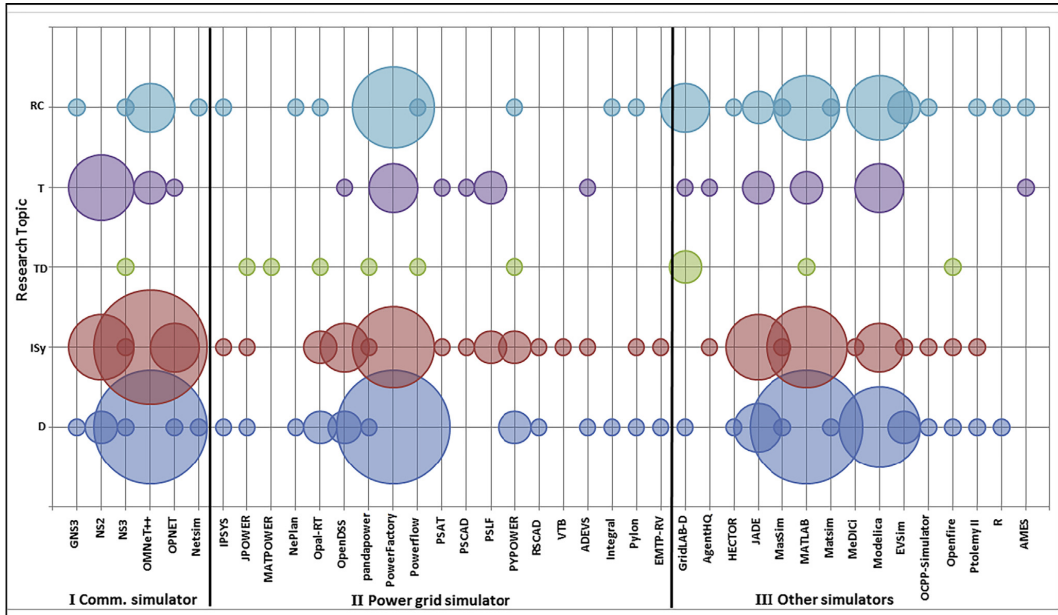
Também é possível verificar que a área de *Sistemas de Transmissão (T)* tem um conjunto bastante restrito de ferramentas utilizadas, entre as quais o simulador de redes de comunicação ns-2, o software Power Factory e a linguagem Modelica parecem destacar-se. Outras ferramentas que se destacam são os simuladores de sistemas de distribuição OpenDSS e PyPower nas áreas de *sistemas de distribuição (S)* e *sistemas integrados (IS)* e o framework para desenvolvimento de sistemas multiagentes JADE, bastante utilizado em todas as áreas com exceção da área *sistemas de transmissão e distribuição (TD)*.

O gráfico mostrado na Figura 16 mostra a distribuição da quantidade de trabalhos pesquisados entre as diferentes áreas de pesquisa analisadas. A maioria dos trabalhos abordaram temas que os incluíram em mais de uma área de pesquisa, o que no total gerou um histograma com frequência total de 62 pontos e uma média 2,4 áreas de pesquisa por co-simulação. Destacam-se a grande quantidade de co-simulações realizadas nas áreas de *Sistemas de Distribuição (D)* e de *Sistemas Integrados (IS)* em comparação à baixa frequência de co-simulações nas demais áreas.

Para os *Sistemas de Distribuição (D)*, os trabalhos concentram-se nos tópicos de métodos de controle em sistemas de distribuição (D1) e acoplamento de simulações de redes de distribuição de eletricidade e sistemas de comunicação (D6). Já na área de *Sistemas Integrados (IS)* destacam-se os trabalhos abordando monitoramento de redes de transmissão (IS5) e restauração de sistemas mediante ocorrência de contingências (IS6).

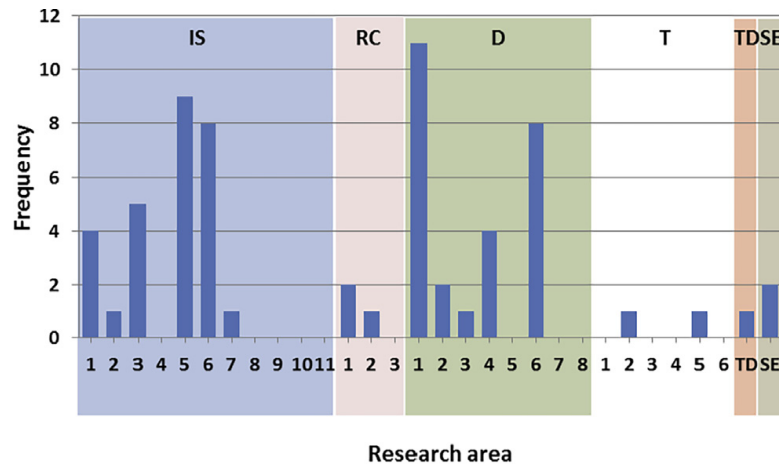
Outros dados importantes mostrados no levantamento realizado em Vogt *et al.* (2018)

Figura 15 – Correlação entre áreas de pesquisa e ferramentas de simulação



Fonte: (VOGT *et al.*, 2018)

Figura 16 – Distribuição da quantidade de trabalhos pesquisados entre as diferentes áreas de pesquisa analisadas em (VOGT *et al.*, 2018).



Fonte: (VOGT *et al.*, 2018)

são as plataformas de simulação utilizadas pelos trabalhos catalogados, quais áreas as co-simulações estão sendo aplicadas, assim como a quantidade de barras dos sistemas utilizados como teste nas aplicações, conforme mostrado na Tabela 4. É importante perceber a quantidade de plataformas diferentes disponíveis para realização de análises de co-simulação em REI, sendo a plataforma *mosaik* a mais aplicada entre as plataformas avaliadas e que será abordada detalhadamente na seção 3.3.

Tabela 4 – Plataformas de co-simulação e algumas de suas aplicações em trabalhos de pesquisa.

Nome da cosimulação	Qtd. de Aplicações	Tam. da rede de aplic. (barras)	Área de pesquisa da aplicação
GECO	3	39; 39; 127	IS05, IS06
ADEVs	3	12; 17	IS05, IS06, D06
BoFit	1	ND	TD01
DACCOSIM	2	Sem rede	SE
EPOCHS	3	5; 145; 4	IS05, IS06
FNCS	2	18; ND	IS01, D01, D06, RC01, RC02
GridIQ	1	6	IS05, IS06
GridSpice	1	> 2935	IS01, IS03, D04
INSPIRE	3	39; 39	IS05, IS06, T02
MACSimJX	3	7; 14; ~ 11; ND	IS05, IS06, IS07, D01
MECSYCO	1	~ 12	D01, D02, D06
mosaik	6	~ 52; 3; 38; ND; ~ 130	IS01, IS03, D01, D04
OpSim	5	635; ND; 1210; 117,000	IS01, IS03, D01, D06
PowerNet	1	2	D06
Ptolemy	3	Sem rede	IS05, IS06
VirGil	2	7; 10	D01, SE
VPNET	2	5; ND	D02, D06
SMB	3	14; ND; ~ 7	IS03, D01, D04
OrPHEuS	3	>137	D03, T05

Fonte: Adaptado de (VOGT *et al.*, 2018)

### 3.3 O co-simulador mosaik

No contexto de redes elétricas inteligentes e de co-simulações, o framework mosaik (SCHÜTTE *et al.*, 2011) é uma ferramenta de especial interesse. O mosaik é um framework para execução de co-simulação desenvolvido em linguagem de programação Python<sup>1</sup> e que adota o método de sincronização de simuladores por eventos discretos, isto é, o tempo de simulação progride de forma descontínua e o algoritmo co-simulador do mosaik cria uma programação com pontos de sincronização predefinidos, enviando comandos para cada simulador quando o algoritmo progride no tempo. Um grafo de programação acíclico direcionado é utilizado para determinar a ordem desses comandos de progresso.

O mosaik é desenvolvido por pesquisadores do instituto alemão de pesquisa e desenvolvimento OFFIS vinculado à universidade Carl von Ossietzky em Oldenburg, sendo utilizado em inúmeras aplicações de co-simulação voltadas à análise de sistemas no contexto de REI, conforme aponta o levantamento realizado em (VOGT *et al.*, 2018) e mostrado neste trabalho na Tabela 4.

<sup>1</sup> Considerada uma linguagem de fácil aprendizagem e com muitos recursos para computação numérica, Python vem sendo cada vez mais utilizada pela comunidade acadêmica em diversas áreas de conhecimento (BROWN *et al.*, 2017). Algumas ferramentas voltadas à realização de análises científicas e com elevado grau de aceitação da comunidade acadêmica vêm sendo desenvolvidas em Python.

A principal funcionalidade provida pelo mosaik é a integração de processos de simulação existentes em um contexto comum, com a finalidade de representar a dinâmica não só dos sistemas elétricos mas de cada um dos componentes que integram o ambiente das redes elétricas inteligentes, como infraestrutura de comunicação, dispositivos de controle, mecanismos de mercados, entre outros (SCHÜTTE *et al.*, 2011). Cada um dos simuladores são executados separadamente, com seu próprio loop de eventos, e o mosaik se encarrega de sincronizar os processos de simulação e gerenciar a troca de dados entre eles, provendo as seguintes funcionalidades:

- *Application Programming Interface (API)* para possibilitar a comunicação mosaik/Simulador/mosaik;
- Implementação de manipuladores para diferentes tipo de processos de simulação;
- Composição de cenários de simulação;
- Coordenação do andamento temporal dos simuladores e geração de uma base de dados comum, viabilizando a troca de dados entre os simuladores.

São quatro os principais componentes que integram o ambiente de co-simulação mosaik:

- Uma API para simulação;
- Uma API de descrição de cenários de co-simulação;
- Um mecanismo de gerenciamento de simuladores;
- Um gerenciador do processo integrado de co-simulação.

Cada um desses componentes do mosaik está brevemente descrito nas subseções seguintes.

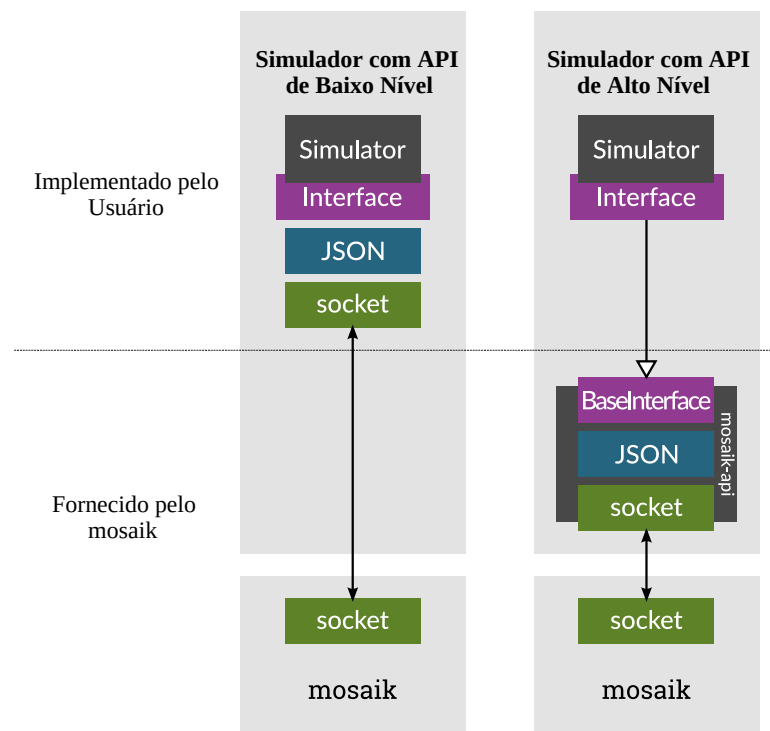
### **3.3.1 API de simulação do mosaik**

Para prover o ambiente de co-simulação, o mosaik utiliza uma *API* que permite a integração de diferentes processos de simulação em uma base de tempo comum. Existem duas opções de utilização da *API* de simulação do mosaik: de alto e de baixo nível.

Conforme mostrado na Figura 17, tanto na *API* de alto nível quanto na *API* de baixo nível, o mosaik provê comunicação com cada uma das instâncias de simulação enviando mensagens padronizadas no formato JSON por meio de *sockets* TCP/IP. A *API* de alto nível é utilizada para integrar simuladores que não possuem loop de execução próprio e que podem ser modelados em linguagem de programação Python. Essa implementação da *API* de alto nível

do mosaik trata-se de um módulo Python que pode ser importado e utilizado em um arquivo de código fonte. Suas classes implementam a comunicação direta com o núcleo de simulação do mosaik e deixam transparente ao usuário os processos necessários à integração.

Figura 17 – Modelo de API mosaik de alto nível e de baixo nível



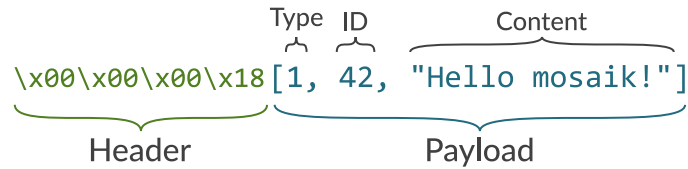
Fonte: (OFFIS, 2020)

A *API* de baixo nível deve ser utilizada em simuladores que possuem loop de execução próprio, ou ainda, que não possam ser implementados utilizando Python. Nesse caso, a implementação dos sockets TCP/IP e o tratamento das mensagens JSON enviadas pelo mosaik devem ser realizadas no simulador. As mensagens enviadas pelo co-simulador mosaik ao simulador integrado via *API* de baixo nível seguem o padrão estabelecido na Figura 18, em que o campo *Header* indica o número de bytes, codificado em *unsigned integer (uint32)*, contidos no campo *Payload*, que é codificado em UTF-8 e contém uma lista no formato JSON com três campos:

- *Type*: Codificação para classificar tipo de mensagem sendo 0 para requisição, 1 para resposta e 2 para falha;
- *ID*: Identificador único para cada requisição enviada pelo mosaik para os simuladores. As respostas precisam ter o mesmo identificador que a mensagem de requisição;
- *Content*: Conteúdo da mensagem, padronizado como uma lista JSON e que depende do

tipo de mensagem.

Figura 18 – Padrão de mensagem utilizado pela API do co-simulador mosaik



Fonte: (OFFIS, 2020)

### 3.3.2 API de descrição de cenários de co-simulação do mosaik

A API de descrição de cenários disponibilizada pelo mosaik possibilita a criação de cenários utilizando a linguagem de programação python. Nesse procedimento os simuladores que compõem a co-simulação e os modelos associados a estes são inicializados e instanciados, utilizando a abstração de entidades de simulação, podendo um simulador possuir diversas entidades de simulação que podem ser conectadas a entidades de outros simuladores, estabelecendo assim um fluxo de dados entre os simuladores.

A composição do cenário de simulação disponibilizado pela API mosaik de definição de cenários de co-simulação, conforme mostrado no Código-fonte 1 é composta de quatro ações principais:

- *configuração*: consiste inicialmente na importação do módulo python `mosaik` seguida da especificação dos simuladores e modelos com a definição de seus métodos de inicialização. Isso é feito via utilização de um dicionário python (`sim_config`) com elementos de sintaxe pré-definidos pelo `mosaik`. Por fim a classe `mosaik.World()` é instanciada (`world`) tendo como parâmetro o dicionário (`sim_config`) de configuração dos simuladores;
- *inicialização* de simuladores: nesse passo os simuladores (`simulator_0`, `simulator_1`) são inicializados (`world.start()`) com seus respectivos modelos (`ExampleSim`);
- *instanciação* de modelos e simuladores: juntamente com a declaração de configuração dos simuladores, que ocorre no dicionário python (`sim`), também são declarados os modelos encapsulados por cada um dos simuladores utilizados. Esses modelos de simulação são acessíveis via os objetos retornados pelo método `world.start()` (nesse caso `simulator_0.A` e `simulator_1.B`). Dessa forma são criadas instâncias dos modelos de simulação (`a_set`, `b_set`).



- *conexão* entre simuladores: as instâncias dos modelos de simuladores obtidas no passo anterior podem então serem conectadas entre si utilizando o método `World.connect()`, em que são indicadas as instâncias a serem conectadas, bem como as variáveis de saída (`val_out`) e entrada (`val_in`) de dados.

### Código-fonte 1 – API mosaik para descrição de cenários de co-simulação

```

1 # Setup
2 import mosaik
3
4 sim_config = {
5     'ExampleSim': {'python': 'example_sim.mosaik:ExampleSim'},
6 }
7
8 world = mosaik.World(sim_config)
9
10 # Start simulators
11 simulator_0 = world.start('ExampleSim', step_size=2)
12 simulator_1 = world.start('ExampleSim')
13
14 # Instantiate models
15 a_set = [simulator_0.A(init_val=i) for i in range(3)]
16 b_set = simulator_1.B.create(3, init_val=1)
17
18 # Connect entities
19 for a, b in zip(a_set, b_set):
20     world.connect(a, b, ('val_out', 'val_in'))
21
22 # Run simulation
23 world.run(until=10)

```

### 3.3.3 Gerenciador de simuladores do mosaik

O módulo `mosaik` de gerenciamento de simuladores é o responsável por coordenar cada passo da co-simulação por meio do envio de mensagens de coordenação definidas de acordo

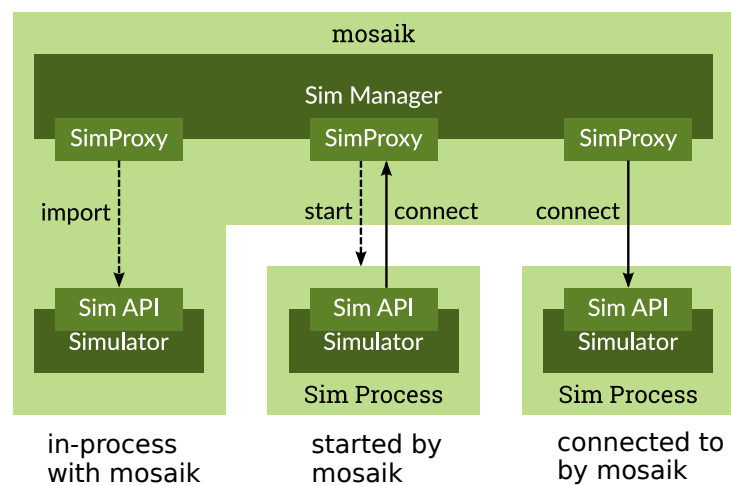
com a *API* mosaik de simulação.

O módulo mosaik de gerenciamento de simuladores é capaz de integrar simuladores em uma das três categorias seguintes:

- *started by mosaik*: iniciar um novo processo de simulação;
- *connected to by mosaik*: conectar a um processo de simulação já em execução;
- *in-process with mosaik*: importar um módulo de simulação e executá-lo em seu próprio *loop* de simulação, caso este seja escrito em Python 3 (este procedimento tem a vantagem de reduzir a quantidade de memória utilizada na execução do simulador e também diminuir a quantidade de mensagens trocadas entre os simuladores, uma vez que está sendo executado pelo próprio *loop* de simulação mosaik).

A questão mais relevante a ser definida pelo desenvolvedor da co-simulação é a necessidade de execução de simuladores em paralelo uma vez que essa opção não é possível quando se utiliza a API mosaik de integração de alto nível (*in-process with mosaik*), pois neste caso o mosaik executa todos os simuladores em uma *thread* única, impedindo sua execução em paralelo. A execução em paralelo dos simuladores só será possível de ser realizada caso os simuladores sejam integrados nas categorias *started by mosaik* ou *connected to by mosaik*, pois os simuladores conectados nestas categorias não são sub-processos do processo em que o mosaik é executado. Cada um dos modos de execução mosaik são representados na Figura 19.

Figura 19 – Representação dos modos de execução de simuladores disponibilizados pelo mosaik.



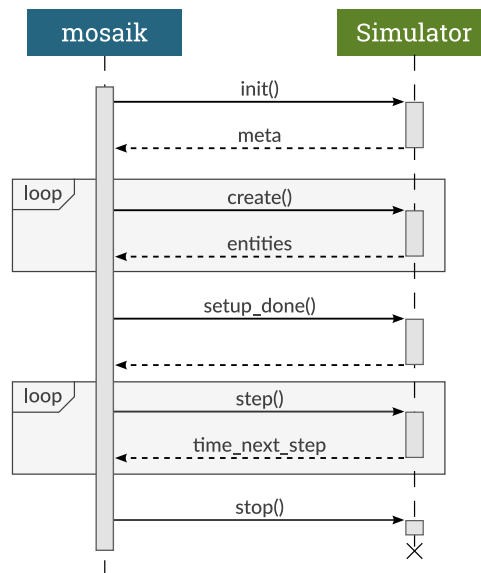
Fonte: (OFFIS, 2020)

O mosaik realiza os procedimentos de criação de cenário, controle do fluxo de informações e compartilhamento de base de dados comum, como já mencionado anteriormente,

por meio de mensagens padronizadas para cada um dos simuladores gerenciados no processo de co-simulação. Na Figura 20 são apresentadas as mensagens mais comuns utilizadas pelo mosaik, destacando-se:

- *init(sid, sim\_params)*: Inicializa o simulador com o identificador sid e recebe parâmetros adicionais passados pela API do mosaik;
- *create(num, model, model\_params)*: Cria num instâncias do modelo especificado com os parâmetros enviados pela API do mosaik;
- *step(time, inputs)*: Executa um passo de simulação no tempo especificado pelo mecanismo de sincronismo do mosaik com os valores de entrada enviados por outro simulador previamente conectado à instância de simulação e retornando à API do mosaik o tempo para a próxima chamada de execução do simulador;
- *get\_data(outputs)*: Recebe requisição para envio de dados, previamente especificados, à API do mosaik que cuidará em direcioná-los ao simulador que os receberá como parâmetro *input* do método *setup*.

Figura 20 – Tipos de mensagens da API mosaik



Fonte: (OFFIS, 2020)

### 3.3.4 Gerenciador do processo integrado de co-simulação do mosaik

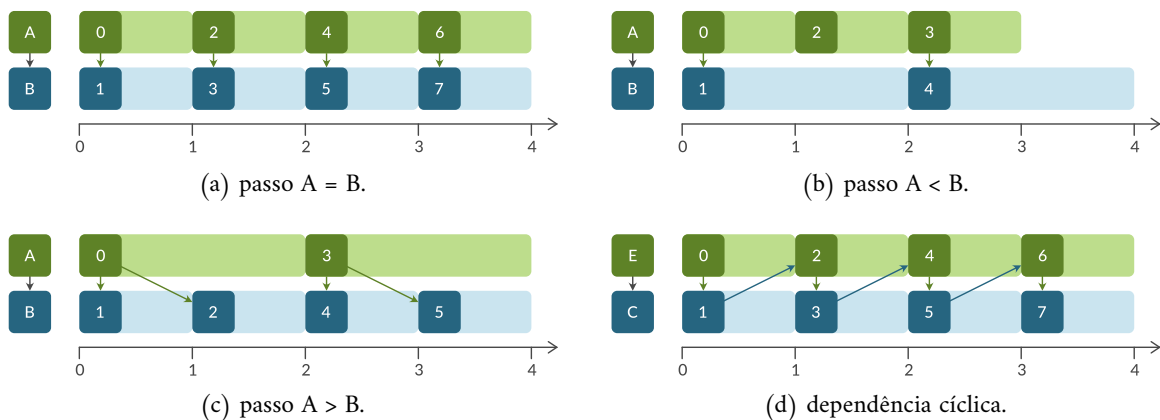
O mosaik utiliza a biblioteca, desenvolvida em python, para simulação de sistemas a eventos discretos SimPy, sendo capaz de gerenciar simuladores com diferentes passos de

simulação e até permitindo alteração dos valores de passos de simulação durante sua execução. O tempo de simulação mosaik não possui uma unidade de tempo associada, mas a convenção é que sejam utilizados segundos como uma unidade de tempo padrão. No entanto, caso o desenvolvedor considere que existe um acordo em outra unidade de tempo entre “todos” os simuladores envolvidos (por exemplo milissegundos ou minutos), esse procedimento pode ser adotado sem maiores problemas (OFFIS, 2020).

Nesse processo de coordenação da co-simulação, é essencial lidar com as dependências de dados entre os simuladores. De maneira concreta, o mecanismo mosaik de gerenciamento da co-simulação só autoriza execução de um passo de simulação quando existe a solicitação de um dado de saída a ser alimentado na entrada de outro simulador. Também é função do mosaik permitir a execução em paralelo de simuladores que não possuem dependências mútuas com outros simuladores.

Na Figura 21 é possível visualizar as quatro situações possíveis de troca de dados entre os simuladores de uma co-simulação coordenada pelo mosaik.

Figura 21 – Possíveis dependências de dados existentes entre simuladores e tratadas pelo mosaik



Fonte: (OFFIS, 2020)

Na Figura 21a os simuladores A e B têm passos de mesmo tamanho e por isso a troca de informações entre eles é totalmente sincronizada. Na Figura 21b o simulador B tem um passo maior que o simulador A, mas como existe uma dependência de dados de B com relação a A, os dados são sincronizados sempre que B necessita avançar um passo. Na Figura 21c o simulador A tem um passo maior que o do simulador B, e como existe dependência de B para com A, uma reutilização dos dados de A é realizada por B, sempre que A ainda tiver dados atualizados. Por fim, na Figura 21d é demonstrada uma situação de dependência cíclica de dados entre os simuladores E e C, neste caso não é possível enviar dados de E para C e de C para E no

mesmo intervalo de tempo. Assim, primeiro E avança (de  $t=0$  para  $t=1$ ), envia os dados de saída para a entrada de C, que assim pode executar seu passo de simulação e fornecer sua saída para E poder avançar novamente e assim por diante.

Uma observação de cunho prático é indicar que a questão de dependências cíclicas de dados não pode ser resolvida somente por meio da *API* mosaik de simulação, ou seja, não é possível ao se descrever o cenário de simulação fornecer a informação, por exemplo de `connect(E, C)` e `connect(C, E)` ao mesmo tempo. Ao invés disso o desenvolvedor deverá declarar `connect(E, C, async_requests=True)` e utilizar a *asynchronous callback* `set_data()` para enviar comandos de C para E.

### 3.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram discutidos conceitos fundamentais de co-simulação de sistemas, especificamente co-simulação aplicada à análise de REI. Tipos de co-simulação, interfaces de software, aspectos numéricos, coordenação de simuladores, o framework mosaik, entre outros assuntos relacionados ao tema foram discutidos avaliando sua possível aplicação tanto no domínio de sistemas de energia quanto no de sistemas de comunicação.

Co-simulação, como pode ser verificado por meio de pesquisa bibliográfica sobre o assunto, vem se mostrando uma ferramenta poderosa para lidar com sistemas complexos e heterogêneos e que não podem ser investigados de forma analítica ou puramente experimental. Por meio da implementação de um ambiente de co-simulação a modelagem de sistemas multi-domínio é facilitada, uma vez que os subdomínios individuais são descritos por meio de suas ferramentas e linguagens nativas (PALENSKY *et al.*, 2017b).

Quanto à aplicação do conceito de co-simulação em REI, muitas são as vantagens verificadas, dentre elas é possível citar: ferramentas consolidadas com modelos já validados podem ser utilizadas, composição de sistemas heterogêneos em um ambiente de simulação integrado (por exemplo, simulação de redes de energia elétrica integradas às redes de fornecimento de gás atuando em conjunto com dispositivos de aquecimento), e a característica de modularidade intrínseca à própria arquitetura de co-simulação (PALENSKY *et al.*, 2017a).

## 4 SISTEMAS MULTI-AGENTES E PLATAFORMA PADE

O SEP está em transição tecnológica em direção ao que é denominado de REI. As transformações no SEP ocorrem em toda cadeia de energia elétrica, desde a geração até o consumo final (infraestrutura de transmissão e distribuição de energia, tecnologias de geração e conversão de eletricidade, novos dispositivos elétricos com utilização rapidamente disseminada nas unidades consumidoras), com mudanças inclusive na estrutura de suprimento, passando de uma configuração essencialmente centralizada para uma configuração distribuída (SUJIL *et al.*, 2018).

As mudanças regulatórias dos sistemas elétricos têm promovido a participação de um maior número de agentes na cadeia de eletricidade, com influência na operação do SEP. O grande avanço da geração distribuída de natureza renovável em sua maioria e dos sistemas de armazenamento de energia têm contribuído para essas mudanças, em especial nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Dessa forma novas estratégias de controle são necessárias para manter os importantes requisitos de segurança operacional da rede elétrica, mediante novas e crescentes condições de aleatoriedade dos comportamentos, tanto de cargas quanto de fontes, além da explosão numérica e da dispersão geográfica dos componentes a serem controlados.

Os Sistema Multi-Agente (SMA) vêm sendo estudados e indicados por inúmeros trabalhos acadêmicos como uma solução viável e eficiente para modelar, representar, simular e implementar esquemas de controle distribuído que se adequem a essa nova forma de estrutura dos sistemas elétricos de potência. Por meio de comportamentos simples e de habilidades sociais, que fazem os agentes competirem ou cooperarem entre si, é possível alcançar níveis de inteligência coletiva e distribuída que contribuem para a convergência de objetivos globais.

### 4.1 Conceitos e definições de sistemas multi-agentes

#### 4.1.1 Agentes Inteligentes

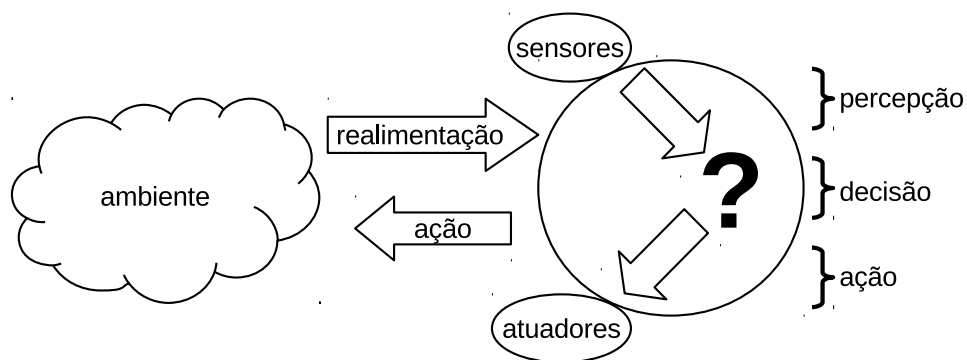
O conceito de Agente Inteligente (AI) tem sido utilizado em diversas aplicações computacionais que fazem uso dessa tecnologia no desenvolvimento de suas tarefas, sendo empregado em áreas como inteligência artificial, banco de dados, sistemas operacionais, redes de computadores, sistemas elétricos, entre outras aplicações (BELLIFEMINE *et al.*, 2007).

Muitos campos da ciência e da engenharia vêm desenvolvendo pesquisas que utilizam Agentes Inteligentes como técnica de resolução de problemas complexos. Para alguns destes problemas uma abordagem distribuída é mais conveniente, facilitando sua modelagem e/ou resolução.

De acordo com Wooldridge e Jennings (1995), um agente é um sistema de computador que está situado em um ambiente (físico, virtual ou virtualizado) e que é capaz de agir, de modo autônomo, neste ambiente a fim de atingir os objetivos que lhe foram especificados.

Na Figura 22 é mostrado o esquema representativo de um agente atuando sobre um ambiente específico. De acordo com Wooldridge e Jennings (1995), em muitos casos o agente não tem controle direto sobre o ambiente com o qual interage, ou seja, o agente só tem controle parcial sobre o ambiente, podendo apenas influenciá-lo. Este tipo de comportamento não determinístico, implica que uma mesma ação, pode gerar diferentes resultados no ambiente em circunstâncias aparentemente iguais, gerando inclusive resultados não desejados. Dessa forma, agentes que interagem nestas circunstâncias devem estar preparados para reações adversas do ambiente.

Figura 22 – Representação esquemática de um agente interagindo com seu ambiente



Fonte: (WOOLDRIDGE, 2009)

Em Wooldridge e Jennings (1995), algumas características esperadas em um agente inteligente são listadas com o objetivo de responder à questão de quando é possível afirmar que um agente possui comportamento inteligente. São elas:

- Reatividade: AI devem ser capazes de perceber alterações em seu ambiente e num curto intervalo de tempo realizar as ações necessárias para que seus objetivos especificados possam ser alcançados;
- Proatividade: AI devem ser capazes de tomar decisões de forma autônoma, ou seja, sem a

necessidade de serem solicitados para isso;

- **Habilidade Social:** AI devem ser capazes de interagir com outros agentes, sempre que for necessário para realizar seus objetivos.

A partir de um ponto de vista mais social e ainda tomando as definições encontradas em Wooldridge e Jennings (1995), um sistema multi-agente é definido como:

“sistemas compostos por múltiplos elementos computacionais chamados de agentes, que interagem entre si. Os agentes apresentam duas importantes habilidades: realizam ações autonomamente, decidindo por si só o que precisam fazer para atingir os objetivos para que foram especificados; interagem entre si, apresentando comportamentos semelhantes às interações sociais cotidianas dos seres humanos: cooperação, coordenação, negociação, entre outras”. (Tradução própria)

Na definição apresentada por McArthur *et al.* (2007) dá-se ênfase à execução do objetivo específico de cada agente e da interação entre agentes, que leva a alcançar o objetivo global definido pelo projetista:

“Um SMA é simplesmente um sistema composto de dois ou mais agentes ou AI. É importante notar que não existe no sistema um objetivo global preestabelecido, apenas os objetivos locais implementados em cada agente separadamente. As intenções desejadas pelo desenvolvedor do SMA devem ser alcançadas por meio das interações executadas entre os agentes visando atingir seus próprios objetivos”. (Tradução Própria)

## 4.2 Comunicação entre Agentes

De acordo com as definições de SMA apresentadas, é evidente a grande importância e o papel central que a comunicação desempenha para interação dos agentes interna e externamente. No entanto, para que seja possível o pleno estabelecimento de comunicação entre dois agentes é necessário que ambos compreendam e saibam interpretar o conteúdo das mensagens transmitidas, tanto no nível de semântica (ontologia), quanto no nível de sintaxe (protocolo).

Com o intuito de padronizar alguns aspectos essenciais dos SMA e proporcionar interoperabilidade, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) instituiu uma organização para cuidar das questões relacionados à padronização de diversos aspectos relacionados aos SMA. Essa organização é a *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA), que está vinculada à Sociedade de Computação do IEEE. A FIPA tem por objetivo principal definir padrões para tecnologias baseadas em agentes, proporcionando interoperabilidade entre diferentes SMA e outras tecnologias (FIPA, 2021). A organização foi originalmente criada em 1996 por um grupo de entidades acadêmicas e industriais com o objetivo de definir padrões e



especificações que permitissem a usabilidade desses sistemas em uma ampla gama de aplicações (BELLIFEMINE *et al.*, 2007).

A *FIPA* define padrões relacionados a três aspectos centrais dos SMA: comunicação, gerenciamento e arquitetura dos agentes. Nas subseções que seguem serão apresentados alguns dos principais conceitos definidos pela *FIPA* referentes à comunicação e gerenciamento de agentes.

### 4.3 Plataforma de execução de agentes

A *FIPA* define um modelo padronizado de plataforma de agentes que é composto de quatro elementos principais (FIPA00023, 2004):

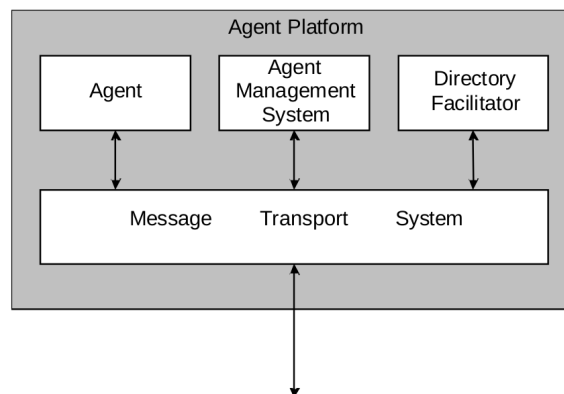
- *Agentes*: São os agentes responsáveis por executar suas atividades na plataforma e que constituem o corpo do SMA.
- *Agent Management System (AMS)* : É o agente que supervisiona o acesso e a utilização da plataforma de agentes. Só um *AMS* é permitido em uma plataforma multi-agente. Cada agente precisa da permissão do *AMS* para poder entrar na plataforma e ficar visível para os demais agentes;
- *Directory Facilitator (DF)*: Este agente provê o serviço de cadastro e busca por serviços à plataforma, ou seja, é por meio do *DF* que os agentes que possuem serviços para disponibilizar aos demais cadastram seus serviços e é também por meio do *DF* que os agentes que precisam de serviços procuram por eles.
- *Message Transport System (MTS)*: É a camada de software que controla todas as trocas de mensagens no SMA, incluindo mensagens entre agentes numa mesma plataforma e também entre agentes em diferentes plataformas.

O relacionamento destes componentes pode ser visualizado na Figura 23.

### 4.4 Protocolos de comunicação definidos pela FIPA

Entre os padrões estabelecidos pela *FIPA* estão as definições de protocolos de interações entre agentes. Protocolos definem o formato e a ordem das mensagens trocadas entre duas ou mais entidades comunicantes, assim como as ações realizadas na transmissão e/ou no recebimento de mensagens (KUROSE; ROSS, 2010). Os protocolos de comunicação *FIPA* são compostos por uma sequência predeterminada de mensagens para estabelecer comunicação entre

Figura 23 – Elementos constituintes de uma plataforma multi-agente.



Fonte: Adaptado de (FIPA00023, 2004)

dois ou mais agentes que têm um objetivo específico. Este objetivo pode ser, por exemplo, o envio de uma requisição, uma negociação, ou uma ação de monitoramento do comportamento de outro agente. Os protocolos definidos pela *FIPA* e utilizados nas implementações deste trabalho são:

- *FIPA Request Interaction Protocol Specification* (FIPA00026, 2004): implementa um ato comunicativo baseado no típico esquema de interação cliente-servidor, bastante utilizado em arquiteturas de internet;
- *FIPA Contract Net Interaction Protocol Specification* (FIPA00029, 2004): implementa um esquema de leilão em que se busca um objetivo específico e ao final de uma rodada de ofertas se define os lances aceitos e os lances descartados;
- *FIPA Subscribe Interaction Protocol Specification* (FIPA00035, 2004): implementa um ato comunicativo baseado no típico esquema de interação editor-assinante em que após um assinante cadastrar-se junto a um determinado editor, receberá as notificações deste sempre que um evento de interesse for percebido pelo editor.

#### 4.5 Aplicações de SMA em sistemas de potência

Em Sujil *et al.* (2018), um levantamento bibliográfico de trabalhos que aplicam SMA em diversas áreas de pesquisa relacionadas com sistemas de potência é realizado. As áreas de pesquisa consideradas foram baseadas em McArthur2007a com o acréscimo de algumas áreas que ganharam destaque desde a realização deste último levantamento, conforme mostrado na Tabela 5.

O crescimento do número de unidades de geração distribuída instaladas na rede

Tabela 5 – Áreas de aplicação de SMA em sistemas elétricos de potência

Área	Qtd. de trabalhos
Gerenciamento de redes elétricas de distribuição com presença de GD	16
Gerenciamento de veículos elétricos	14
Mercados de energia	3
Sistemas de controle e gerenciamento de energia	10
Planejamento da expansão da geração	2
Microrredes	19
Aprimoramento da estabilidade transitória de sistemas elétricos	3
Deteção de faltas, proteção e autorecomposição de sistemas	17
Redes elétricas inteligentes	9

Fonte: (SUJIL *et al.*, 2018)

elétrica de distribuição, vem tornando cada vez mais complexo o gerenciamento e coordenação desses recursos energéticos. Os sistemas multi-agentes vêm sendo utilizados em diversas aplicações como técnica base no desenvolvimento de soluções para mitigar os impactos da grande penetração de geração distribuída na rede elétrica. Essas aplicações, em geral, têm como objetivos equilibrar demanda e oferta de energia elétrica, reduzir o custo da utilização de energia por meio de técnicas de gerenciamento eficiente e permitir que geradores distribuídos maximizem seus recursos, sempre levando em consideração as restrições operacionais da rede elétrica. Também é tema comum de pesquisas o desenvolvimento de métodos de limitações dos níveis de tensão e corrente nos dispositivos da rede elétrica e maximização do nível de carga e do número de unidades consumidoras atendidas. Abordagens em problemas como regulação de tensão em alimentadores de distribuição desequilibrados com penetração de geração distribuída por meio de SMA podem superar as limitações já encontradas em técnicas de controle tradicionais causadas pela comunicação unilateral com outros componentes e quantidade insuficiente de informações obtidas das unidades de geração distribuída.

Um exemplo da aplicação de SMA na mitigação dos problemas causados pela alta penetração de geração distribuída no sistema elétrico é o trabalho de Elmitwally *et al.* (2014) em que um sistema de controle baseado em agentes é proposto em uma rede de distribuição com capacidade de corrigir possíveis violações de tensão na rede, prevenir a ocorrência de congestionamentos nas linhas e gerenciar a injeção de reativos dos geradores. Já em Issicaba (2013) é proposta uma arquitetura de controle orientada a blocos e baseada em SMA para suporte da operação de redes de distribuição incluindo integração de RED. A arquitetura de

SMA foi desenvolvida de acordo com os conceitos presentes no paradigma de redes elétricas inteligentes, tais como o controle descentralizado, integração de RED em procedimentos de operação, modernização dos sistemas de energia elétrica e aumento dos níveis de confiabilidade da rede elétrica.

Outro tema relevante no contexto de redes elétricas inteligentes é a inserção de Veículos Elétricos (VEs) no sistema de potência, evento que se não for tratado com a devida atenção pelos agentes da indústria de eletricidade pode vir a causar grandes impactos na rede elétrica devido à ausência de métodos inteligentes e coordenados de carregamento desses VEs, principalmente no sistema de distribuição. A coordenação do carregamento de VEs vem sendo alvo de inúmeras pesquisas em que esquemas de controle centralizado foram propostos como solução para gerenciar o carregamento da frota, mas que estão limitados à aplicações com número restrito de veículos. Essa abordagem centralizada não é capaz de gerenciar grandes quantidades de VEs devido às inúmeras possibilidades de falhas de comunicação, bem como da necessidade de recursos computacionais significativos para processar a grande quantidade de informações locais enviadas ao controlador central. Diversos autores vêm propondo sistemas multi-agentes na operação de mercados locais de eletricidade e de microrredes com participação de VEs. Nesses trabalhos com base nas características de mobilidade dos VEs, o conceito de agente móvel (possibilidade dos agentes migrarem de plataforma de execução) é bastante explorado (SUJIL *et al.*, 2018).

Com a integração desses novos elementos no sistema elétrico de potência, o desenvolvimento de sistemas de gerenciamento de energia (do inglês *EMS*) tem se tornado uma área de intensa pesquisa. Algumas pesquisas concentram-se no desenvolvimento de *EMS* para microrredes baseados na tecnologia de sistemas multi-agentes. As microrredes são unidades controláveis compostas por RED, cargas e dispositivos de controle. A operação e controle de recursos energéticos distribuídos agrupados em porções bem delimitadas da rede, daí as microrredes, é uma abordagem bastante explorada com o objetivo de garantir a segurança e estabilidade da rede elétrica. Muitos trabalhos vêm propondo sistemas multi-agentes para monitoramento e controle de microrredes, mostrando a viabilidade de estratégia de controle baseadas em SMA em aplicações como operação em tempo real dos componentes da microrrede tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado.

Em Almada *et al.* (2018) a técnica de controle por inclinação foi aplicada para o controle primário de geradores distribuídos em uma microrrede, e o restabelecimento dos

desvios de frequência e tensão ao valor nominal, sendo realizados por uma estratégia de controle secundário baseado em SMA desenvolvido em plataforma de código aberto *PADE* integrada em simulações da microrrede utilizando o software PSCAD.

Vale ressaltar que as arquiteturas de *EMS* exploradas podem ser do tipo centralizada ou descentralizada e são aplicadas em esquemas de otimização: da programação de energia, dos custos operacionais, do compartilhamento de carga e do ciclo de vida das unidades de armazenamento. É sabido que sistemas de gerenciamento centralizados possuem benefícios como observabilidade completa da operação e aplicabilidade precisa do algoritmo de otimização, mas também estão sujeitos a desvantagens como: a exigência de mais recursos computacionais, maior custo de comunicação e problemas com escalabilidade e flexibilidade. Já em abordagens de sistemas de gerenciamento descentralizados, como os SMA, tem-se a redução na quantidade de informações a serem trocadas e conseqüentemente a utilização de esquemas de comunicação menos caros e complexos além da melhora dos níveis de confiabilidade, quando o sistema é projetado evitando-se pontos únicos de falha, que é funcionalidade de implementação com nível elevado de dificuldade em arquiteturas centralizadas.

A comunicação e a tomada de decisão autônoma vêm desempenhando um papel cada vez mais essencial em dispositivos de proteção, detecção de falhas e auto-recuperação da rede elétrica, como a aplicação de SMA para *self-healing* proposta em Sampaio *et al.* (2017). Em Marçal *et al.* (2016) um sistema de SMA utiliza os recursos disponibilizados por uma microrrede conectada a uma rede elétrica de distribuição em um esquema de recomposição automática. A abordagem descentralizada é utilizada com sucesso também para melhorar a detecção e isolamento de falhas em redes elétricas com mudanças recorrentes devido às variações de carga e de topologia. Uma aplicação de SMA que demonstra bem esse conceito na coordenação de dispositivos de proteção em alimentadores de distribuição, como relés de sobrecorrente (RSC), foi utilizada em Sampaio *et al.* (2020) em que um sistema de *self-healing* integrado a um sistema de proteção adaptativa baseado em SMA. Os agentes responsáveis pela proteção adaptativa são capazes de alterar o grupo de ajustes dos RSC assim como calcular novos ajustes que garantem a coordenação dos sistemas de proteção. Dessa forma, os impactos adversos causados pela restauração da rede nos sistemas de proteção das redes de distribuição que contêm geração distribuída são minimizados, utilizando o recurso de negociação entre os agentes para maximizar o número de cargas restauradas.

Em Sampaio (2017) é proposta uma metodologia de Projetos Orientados a Agentes

aplicados para automação dos sistemas de distribuição com diferentes características topológicas, operacionais e de automação. O projeto arquitetural do SMA para automação da distribuição proposto compreende módulos para diagnóstico de falta, localização e isolamento de falta, recomposição automática, proteção adaptativa, gerenciamento de geração distribuída, gerenciamento de microrredes, gerenciamento de medição de energia, controle de tensão, monitoramento de equipamentos e gestão de ativos da rede elétrica. Os vários sistemas comunicam-se entre si utilizando o padrão *FIPA*, integrados a Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) de proteção e controle.

#### 4.6 Python Agent Development Framework

O *PADE* é uma plataforma para desenvolvimento de SMA, que utiliza a linguagem de programação Python como base para suas *API* e funcionalidades. Foi projetado visando uma abordagem simples e direta, com o objetivo de facilitar a integração de agentes executados em diferentes dispositivos. A plataforma agrega alguns dos padrões estabelecidos pela *FIPA* visando a interoperabilidade de SMA desenvolvidos e executados em diferentes plataformas.

De acordo com Bellifemine *et al.* (2007), uma plataforma para desenvolvimento de SMA deve fornecer três recursos principais: uma biblioteca para construir agentes, que permite implementar os padrões de interoperabilidade definidos pelo *FIPA*; um ambiente de execução distribuído para que os agentes possam se comunicar e realizar suas tarefas, mesmo que estejam em máquinas ou plataformas diferentes; um ambiente (gráfico ou de linha de comando) que permite monitorar e controlar as atividades relacionadas aos agentes em execução.

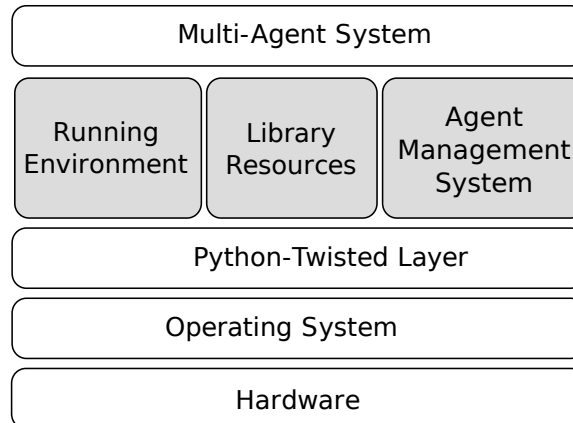
O *PADE* utiliza como base as ferramentas disponíveis na biblioteca Python para implementação de sistemas distribuídos e assíncronos Twisted (MATRIX, 2021).

Na Figura 24 é mostrada a arquitetura dos módulos *PADE* construídos sobre a camada de suporte Python-Twisted, permitindo que aplicativos multi-agentes sejam desenvolvidos e implementados usando suas bibliotecas e ambiente de execução. A plataforma *PADE* é controlada por um agente denominado *AMS*, responsável por gerir o funcionamento da plataforma e realizar tarefas como criação e eliminação de agentes.

O *PADE* fornece diversos recursos para o desenvolvimento de sistemas multi-agentes, como por exemplo:

- biblioteca de abstração para implementação de agentes e seus respectivos comportamentos, utilizando conceitos de orientação à objetos;

Figura 24 – PADE architecture



Fonte: (MELO *et al.*, 2019)

- ambiente adequado à execução dos agentes, flexível e baseado em sessões de usuários;
- módulo para implementação e tratamento de mensagens no padrão *FIPA-ACL*;
- módulo para filtragem de mensagens;
- módulo para implementação de protocolos conforme definido pelo padrão *FIPA*;
- módulo para implementação de comportamentos cíclicos e temporais;
- armazenamento de mensagens em banco de dados para análise futura;
- capacidade de enviar objetos serializados como conteúdo de mensagens *FIPA-ACL*;
- interface gráfica de gerenciamento baseada em tecnologias web;
- interface de linha de comando para lançar o ambiente de execução e os próprios agentes.

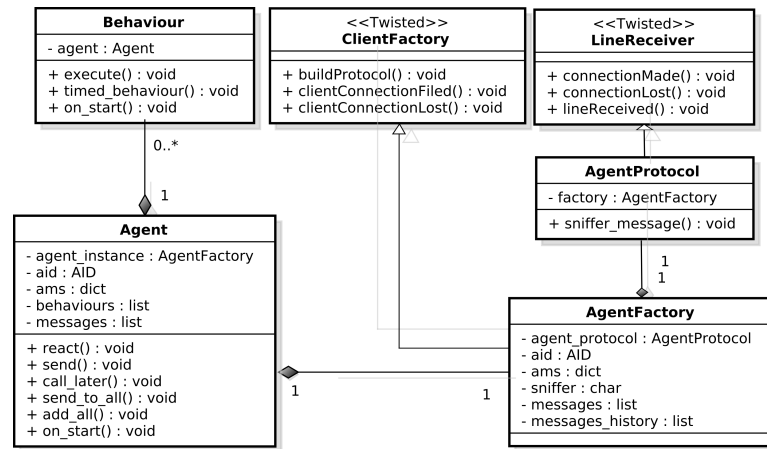
A plataforma *PADE* pode ser executada em qualquer hardware em que seja possível a instalação da distribuição padrão do Python (CPython 3.7 or later), ou seja, um dos sistemas operacionais padrões de mercado (Linux/Windows/MacOSX). Isso inclui as populares placas de desenvolvimento de sistemas embarcados que executam versões de Linux com processadores de arquitetura ARM.

#### 4.6.1 Execução de agentes

Na implementação de agentes utilizando os módulos disponibilizadas pela plataforma *PADE* é preciso obedecer à estrutura mostrada na Figura 25 em que é apresentado um diagrama padrão da *Unified Modeling Language (UML)* descrevendo a organização estrutural geral dos agentes *PADE*, ou seja, a classe *Agent* e suas respectivas interações com outras classes.

Todos os agentes que utilizam os módulos da plataforma devem herdar as características da classe *Agent*, que implementa um protocolo definido pelas bibliotecas *Twisted*,

Figura 25 – Classes in PADE framework using UML standard



Fonte: (MELO *et al.*, 2019)

mostrado na Figura 25 pelas classes *AgentProtocol* e *AgentFactory*. Também considera que um determinado agente pode se comportar simultaneamente como cliente e servidor. Ou seja, um agente corresponde a um nó de conexão na rede, que pode iniciar a troca de mensagens, embora também esteja disponível para responder a solicitações de outros nós da rede, simplesmente considerando que seus respectivos endereços sejam conhecidos.

Um agente na plataforma é identificado por seu *Agent Identifier (AID)* correspondente, que tem a seguinte composição: nome\_local@endereço\_IP:porta. Um exemplo de *AID* para um agente com nome local Prosumer72 executado na porta 5002 do IP 192.168.1.2 é o prosumer72@192.168.1.2:5002.

#### 4.7 Integração PADE/mosaik

Para integrar os agentes do ambiente de execução do *PADE* com o gerenciador de co-simulação do mosaik, é necessário utilizar a *API* mosaik de baixo nível, descrita na subseção 3.3.1, uma vez que apesar do código fonte dos agentes *PADE* estar em Python, o que possibilitaria a utilização da *API* mosaik de alto nível, o *PADE* possui um *loop* de execução próprio (o *loop* de eventos do Twisted) e, portanto, não possibilita a integração em alto nível com o mosaik. A *API* de baixo nível irá enviar uma sequência de mensagens padronizadas em formato JSON para um socket TCP/IP previamente informado nas configurações do mosaik, que deverá receber, processar e responder às mensagens que o mosaik enviar.

O mosaik utiliza em vários de seus métodos de configuração uma estrutura de dados Python chamada dicionário (um conjunto de pares [*chave*, *valor*]). Dessa forma, o primeiro



procedimento para que o *PADE* possa estar integrado com o mosaik é a inclusão do nome do modelo que irá representar os agentes *PADE*, assim como seu endereço na rede (endereço IP e porta de execução do agente) no dicionário que fornece informações a respeito dos simuladores que serão executados durante o ciclo de simulação. Um dicionário contendo essas configurações é apresentado no Código-fonte 2, em que são exibidas as declarações de simuladores que utilizam a *API* de alto nível e o modelo que representa um agente *PADE* utilizando sua *API* de baixo nível.

Código-fonte 2 – Configuração de simulador mosaik e agente *PADE* integrados em co-simulação.

```

1 sim_config = {
2     "ExampleSim": {"python": "example_sim:ExampleSim"},
3     "PadeSim": {"connect": "127.0.0.1:20000"}
4 }
```

No Código-fonte 2 a palavra chave `connect` indica um endereço e uma porta na qual o mosaik tentará estabelecer uma conexão após ser inicializado. Portanto, no momento em que o co-simulador mosaik for inicializado, o agente *PADE* já deve estar em execução. Também é necessário que esse agente implemente uma classe para tratar as requisições enviadas pelo mosaik. A relação dessa classe de definição da *API PADE/mosaik* com a classe *PADE* que implementa os agentes pode ser visualizada de maneira esquemática na Figura 26 por meio do diagrama UML que exibe as relação da classe `mosaikSim` com a classe `Agent` do *PADE*.

Após estabelecida a conexão entre o co-simulador mosaik e o agente *PADE*, o processo de gerenciamento de simulações do mosaik inicia o envio de mensagens de controle para o agente *PADE*. Essas mensagens são identificadas pelo agente e processadas separadamente pelos métodos desenvolvidos na classe `mosaikCon`, conforme mostrado na Figura 26.

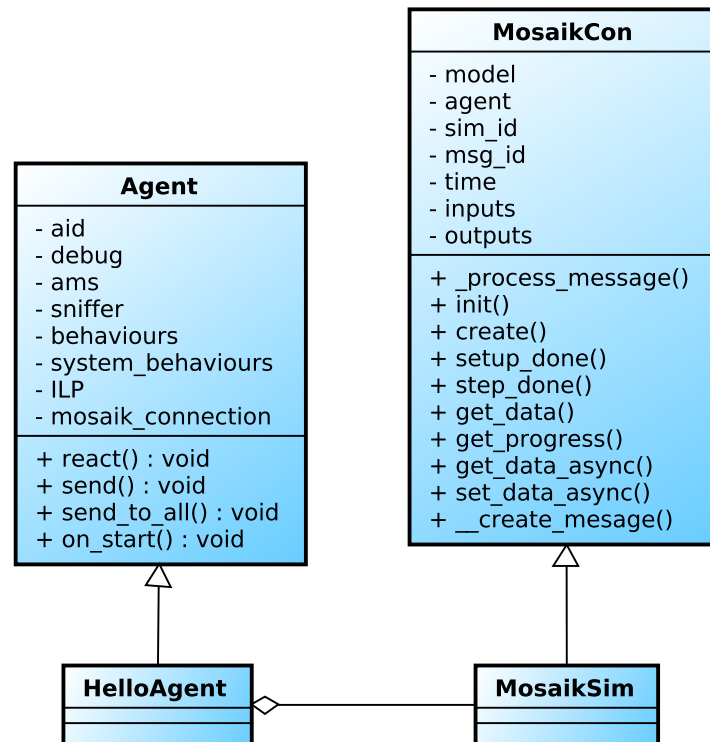
Um exemplo de classe que herda a classe `mosaikCon` no código fonte de um agente *PADE* pode ser visualizada no Código-fonte 3. A classe `mosaikSim` implementa os métodos da classe `mosaikCon`, que estão sendo sobrescritos de acordo com as ações a serem desempenhadas pelo agente.

Código-fonte 3 – Código exemplo de implementação da classe `mosaikCon`

```

1 class mosaikSim(mosaikCon):
```

Figura 26 – Diagrama de classes UML.



Fonte: (MELO *et al.*, 2019)

```

2
3 def __init__(self, agent):
4     super(mosaikSim, self).__init__(MOSAIK_MODELS, agent)
5     self.entities = list()
6     self.loc_name = self.agent.aid.localname
7
8 def create(self, num, model, init_val, medium_val):
9     entities_info = list()
10    for i in range(num):
11        self.entities.append(init_val)
12        entities_info.append(
13            {'eid': self.sim_id + '.' + str(i),
14             'type': model})
15    return entities_info
16
17 def step(self, time, inputs):
18    if time % 501 == 0 and time != 0:
  
```

```

19         display_message(self.loc_name, '{:4d}'.format(time))
20     return time + self.time_step
21
22     def get_data(self, outputs):
23         response = dict()
24         for model, list_values in outputs.items():
25             response[model] = dict()
26             for value in list_values:
27                 response[model][value] = 1.0
28     return response

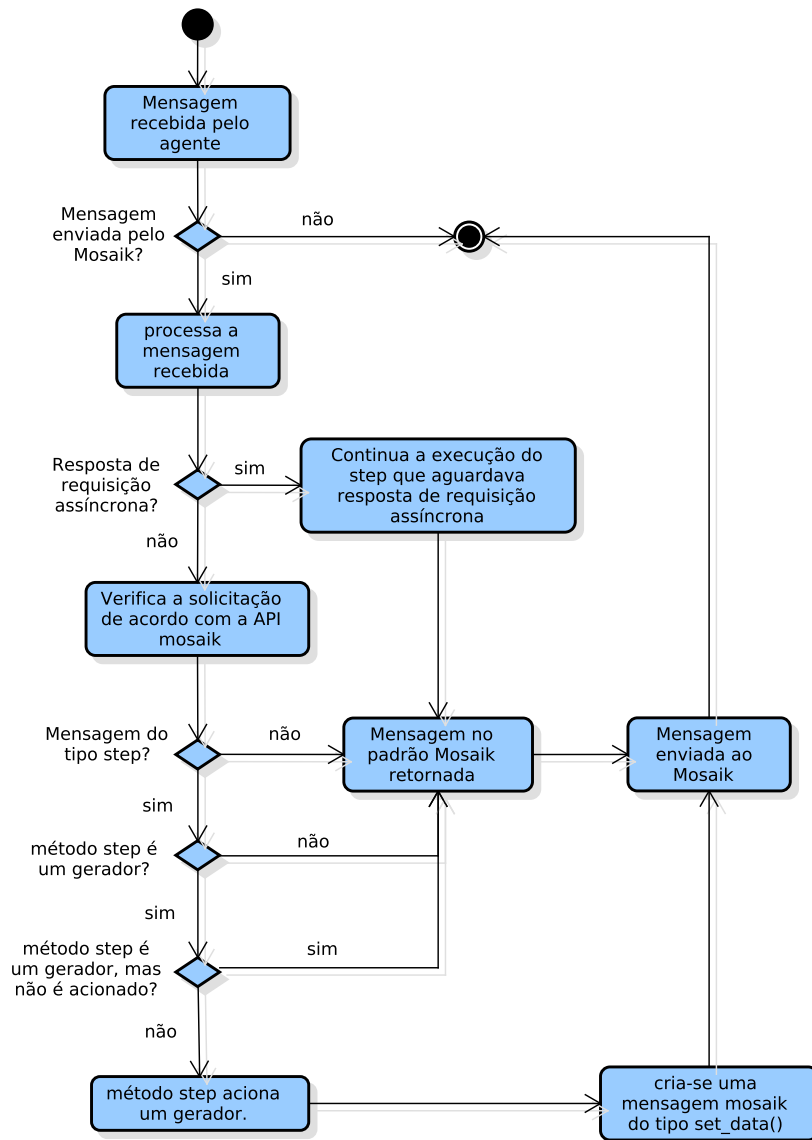
```

As ações realizadas pelo driver *PADE*/mosaik estão descritas esquematicamente no diagrama de atividades mostrado na Figura 27. Conforme apresentado em sua documentação (OFFIS, 2020), o mosaik não possui uma implementação pré-definida em sua *API* de chamadas síncronas para tratar do problema de comunicação cíclica, ou seja, quando existe um comportamento de supervisão e controle entre duas entidades quaisquer simuladas no processo de co-simulação. Quando se faz necessário a implementação deste tipo de ação, o mosaik utiliza chamadas assíncronas do tipo `set_data()` em que a entidade de controle envia comandos para a entidade supervisionada por meio de uma chamada assíncrona. Os dados enviados para a entidade de destino são armazenados em um buffer pelo co-simulador mosaik e enviados como entrada da entidade de destino em seu próximo passo de simulação.

Em código, tanto na *API* mosaik de alto nível quanto no driver desenvolvido para integrar o *PADE* ao mosaik, isso é feito utilizando o conceito de geradores Python que possibilita a suspensão da execução de um método e sua subsequente retomada após o recebimento da resposta assíncrona do co-simulador. Sempre que um método python contém a palavra reservada `yield` trata-se de um gerador. No entanto, caso essa palavra esteja dentro de uma estrutura condicional `if`, por exemplo, o comportamento do gerador pode se tornar complexo. Na verdade, o mosaik pode ou não retornar algum valor quando em uma execução assíncrona, dependendo da ação realizada. Por exemplo, se a chamada assíncrona for para solicitar ao co-simulador o valor atual em percentual de execução do processo de co-simulação utilizando a chamada assíncrona `get_data()`, um valor é retornado.

A realização de chamadas assíncronas pelas entidades de simulação dentro do processo de co-simulação coordenado pelo mosaik só pode ser realizada dentro do método

Figura 27 – Diagrama de atividades descrevendo as ações realizadas pelo driver de integração PADE/mosaik



Fonte: Própria do autor

step() de cada simulador e é utilizada para resolver a questão de fluxos de dados cíclicos entre os simuladores, uma vez que é preciso dizer explicitamente ao mosaik qual simulador executar primeiro neste tipo de situação, por isso há maior complexidade em tratar a execução do método step() conforme mostrado no diagrama do Figura 27 já que três tipos de comportamentos distintos podem ser implementados.

#### 4.8 Integração PADE/ns-3

Um dos aspectos mais relevantes na execução das estratégias de controle desenvolvidas para integração segura dos RED no SEP é o sistema de comunicação, podendo em alguns casos, inviabilizar a operação de determinadas aplicações, principalmente as que dependem de baixas taxas de latência. Assim, é importante que estes efeitos sejam incluídos em estratégias de teste e validação de quaisquer sistemas associados às REI. Conforme a visão proposta em (ANCILLOTTI *et al.*, 2013), para a implementação das funcionalidade de coleta, distribuição e análise de dados, assim como de automação e otimização das funções de controle, dois componentes principais são necessários: infraestrutura de comunicação e plataformas de middleware.

A infraestrutura de comunicação é constituída por protocolos, redes e tecnologias que têm como função prover conectividade entre os dispositivos (sensores, atuadores e controladores) e permitir que o fluxo de informações possa ser transportado ao longo do sistema elétrico de potência. Já as plataformas de middleware são camadas de software posicionadas entre as aplicações de controle e a infraestrutura de comunicação. Softwares middleware são executados nos dispositivos pertencentes à infraestrutura de comunicação com a finalidade de prover: serviços eficientes de gerenciamento de dados, protocolos de comunicação e interfaces de programação padronizados para aplicações distribuídas (ANCILLOTTI *et al.*, 2013).

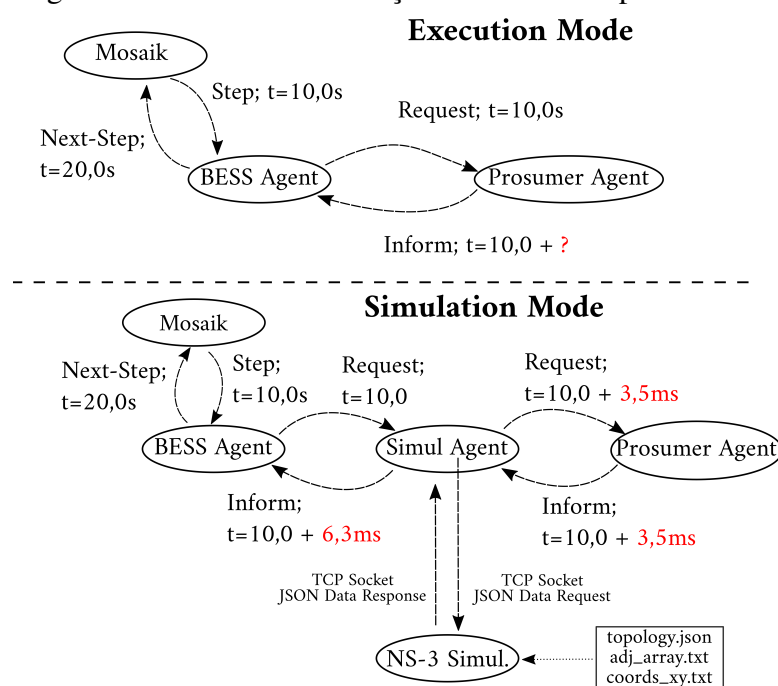
Com base nesses conceitos, a avaliação de aplicações voltadas para controle, automação, gerenciamento e monitoramento no ambiente de redes elétricas inteligentes fica incompleta quando esses dois importantes aspectos (infraestrutura de comunicação e plataformas de middleware) da infraestrutura de redes elétricas inteligentes não são avaliados. A proposta de modelo de simulação computacional desenvolvida neste trabalho utiliza na implementação da camada de middleware a plataforma de SMA. Já a infraestrutura de comunicação é representada utilizando um software para simulação de redes de comunicação baseado em eventos discretos, neste caso o software livre *ns-3*.

O mecanismo utilizado para a realização das simulações dos canais de comunicação, da topologia da rede, dos tempos de latência no envio de mensagens, taxa de envio e perdas de pacotes está baseado no módulo para co-simulação de sistemas de comunicação em sistemas de distribuição de redes elétricas inteligentes desenvolvido em Souza *et al.* (2020). Este módulo consiste em uma adaptação do mecanismo de simulação *ns-3* possibilitando maior controle sobre o *loop* de simulação, permitindo, por exemplo, que o simulador executado para um determinado

intervalo de tempo, retorne os resultados preliminares e volte a ser executado novamente. Dessa forma, após a etapa de configuração da topologia de comunicação a ser simulada, para cada chamada recebida pelo mecanismo de *schedule* do *mosaik* é realizada uma simulação de envio de mensagens, conforme os parâmetros configurados no simulador *ns-3*.

Um ponto importante a ser mencionado é que no modelo de simulação computacional proposto neste trabalho o módulo de simulação da comunicação, que no exemplo proposto utiliza o software *ns-3*, foi adaptado para processar as mensagens trocadas entre os agentes simulados e não as mensagens processadas pelo *mosaik*, como implementado em (SOUZA *et al.*, 2020). Para isso uma nova topologia do ambiente de execução *PADÉ* foi desenvolvida por meio do acréscimo de um módulo de simulação, em contraste com o módulo de execução já existente. Essa topologia de desenvolvimento se baseia no trabalho apresentado em (PERKONIGG *et al.*, 2015) e está demonstrada na Figura 28.

Figura 28 – Modo de simulação desenvolvido para o PADÉ

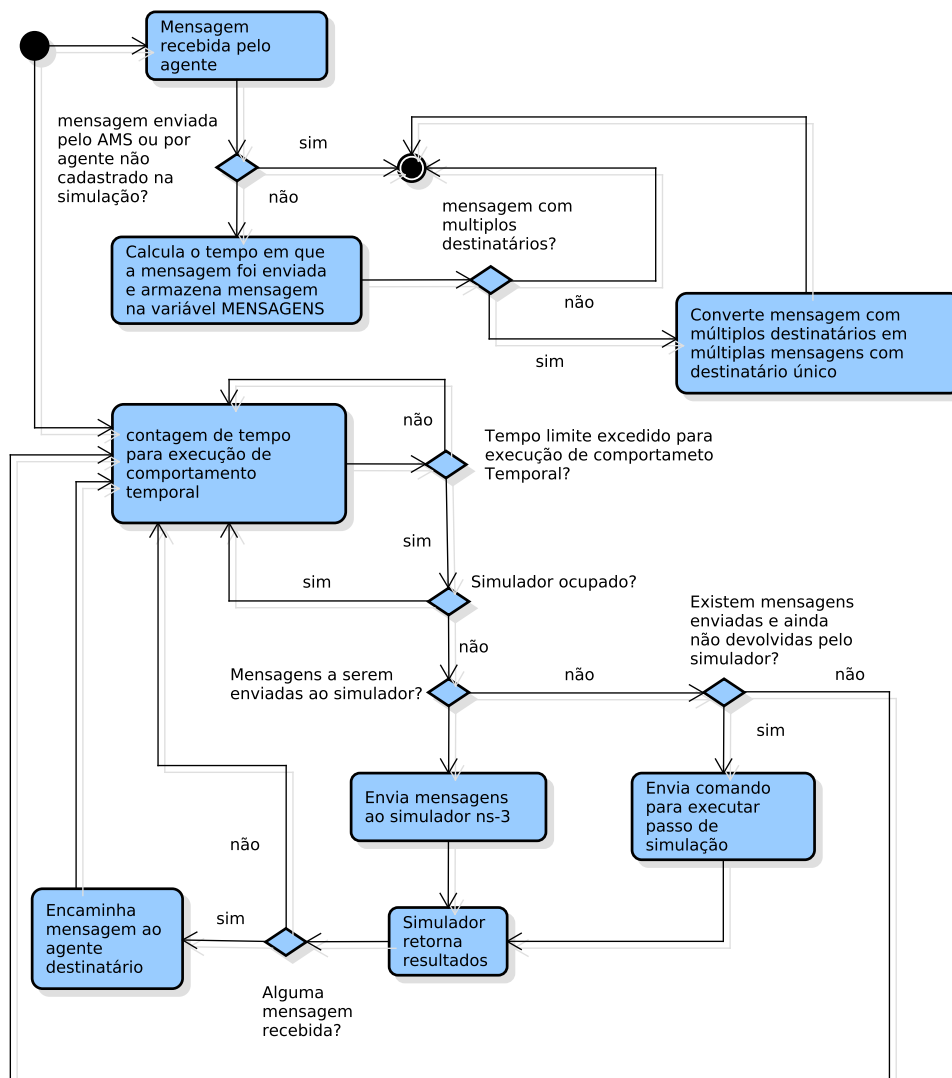


Fonte: Própria do autor

Na Figura 28 é possível perceber que as mensagens ao invés de serem entregues diretamente ao agente destinatário são entregues a um agente intermediário, chamado de Agente Comunicação (ACOM). O ACOM recebe as mensagens, registra cada uma delas e envia seus dados para o *ns-3*. À medida que os resultados de simulação do envio das mensagens vão sendo devolvidos pelo simulador de comunicação ao ACOM, este identifica a mensagem simulada,

atualiza a fila de mensagens enviadas e encaminha a mensagem ao agente destinatário original. Este procedimento é descrito em detalhes no diagrama de atividades mostrado na Figura 29.

Figura 29 – Diagrama de atividades do agente comunicação ACOM



Fonte: Própria do autor

Para a correta representação da rede de comunicação e dos seus efeitos sobre a troca de mensagens, é necessário fornecer ao módulo de simulação dados de interligação dos nós (matriz de adjacências) contendo a topologia dos links de comunicação e as coordenadas geográficas dos agentes simulados. O processo de determinação da matriz de adjacências pode variar bastante dependendo da tecnologia de comunicação considerada, por exemplo, ao se optar por uma rede de comunicação com ou sem fio. O procedimento de determinação da matriz de adjacência será descrito em detalhes para uma rede de comunicação sem fio na subseção 6.1.5 do Capítulo 5 em que se demonstra a aplicação do modelo de simulação proposto por meio de

um estudo de caso.

Os links de comunicação entre os agentes são considerados ponto a ponto e devem ser informados parâmetros de: velocidade, atraso e taxa de erro do canal, necessários à parametrização dos modelos do simulador. Na integração *PADE/ns-3* o simulador *ns-3*, que utiliza bibliotecas de código fonte desenvolvidas na linguagem de programação C++, é lançado como um processo servidor à espera de solicitações via sockets TCP/IP.

Essas solicitações ao simulador *ns-3* são realizadas por meio do ACOM, que funcionando como uma espécie de proxy que agrega e transmite as informações recebidas dos demais agentes, organiza os dados necessários à simulação e envia-os ao simulador *ns-3* no padrão *JavaScript Object Notation (JSON)*.

Após a execução da simulação, o ACOM recebe os tempos de envio das mensagens, ou a notificação de perda de mensagens e as reencaminha para seus agentes destinatários originais.

#### **4.9 Considerações finais do capítulo**

Das informações, trabalhos e conceitos mostrados no decorrer deste capítulo define-se SMA como um conceito que envolve as tecnologias de sistemas distribuídos, redes de comunicação, inteligência artificial e técnicas de decomposição de problemas em múltiplas tarefas independentes. Dessa forma, seguindo a tendência de arquiteturas descentralizadas do SEP, SMA têm se mostrado uma abordagem adequada tanto para modelagem quanto para implementação de *EMS* que requerem operação coordenada.

No entanto, a falta de padrões introduziu uma grande variedade de técnicas e métodos sendo usados na literatura. Dessa forma, as ações promovidas pela *FIPA* visam estabelecer padrões e assim alcançar a interoperabilidade entre as diversas plataformas de SMA, entre as quais o *PADE* se destaca como uma plataforma escrita em uma linguagem de programação moderna, com ferramentas amplamente utilizadas e flexível para aplicações tanto no ambiente de produção quanto no ambiente de simulação.

Além disso, o *PADE* conta com integrações ao co-simulador *mosaik*, possibilitando sua utilização em conjunto com outras ferramentas especializadas em domínios particulares de aplicação, assim como uma integração direta ao simulador de redes comunicação *ns-3*, que também proporciona maior fidelidade às simulações, adicionando mais um aspecto de realismo aos resultados obtidos.



## 5 MODELO DE SIMULAÇÃO PARA REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (SIMSG)

No contexto de simulação computacional, os processos simulados são comumente chamados de *sistemas*, ou seja, um conjunto de entidades que interagem entre si com a finalidade de atingir um objetivo específico (LAW, 2015). Sistemas podem ser caracterizados por meio de *estados*, que são um conjunto de variáveis necessárias para descrever o sistema em instante de tempo específico. Para a realização de estudos e análises em um determinado sistema, os diversos aspectos de interesse que representam sua dinâmica geralmente são traduzidos em termos de expressões lógicas ou matemáticas, chamadas de *modelos*.

Caso as relações dos modelos de interesse sejam simples o suficiente, é possível a utilização de métodos matemáticos como álgebra, cálculo ou teoria das probabilidades para obter informações úteis a respeito do comportamento do sistema a ser analisado. As respostas obtidas desses métodos matemáticos são chamadas de *respostas analíticas*. No entanto, na grande maioria dos sistemas dinâmicos reais não é possível a implementação de métodos que resultem na obtenção de respostas analíticas, uma vez que, por sua natureza complexa, necessitam de procedimentos mais elaborados na realização de análises.

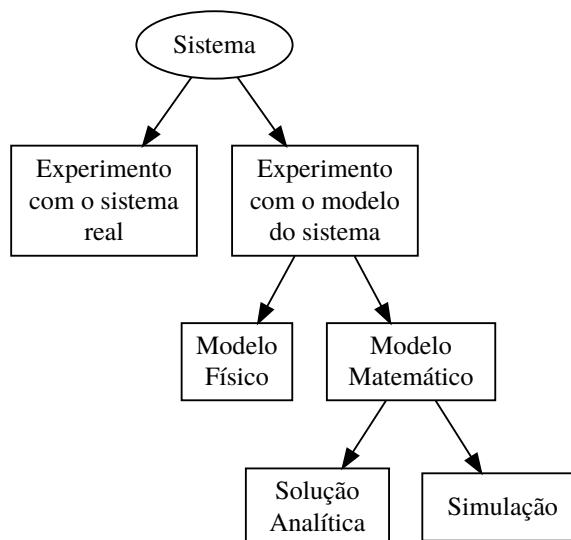
Nesses casos, as *simulações computacionais* são alternativas que, por meio da utilização de técnicas e métodos numéricos, levam a soluções com níveis de precisão adequados às aplicações dos modelos (LAW, 2015).

Geralmente duas situações principais podem requerer que um sistema seja estudado, isto é, analisado em algum de seus aspectos constitutivos e, portanto, modelado e/ou testado. A primeira, é a necessidade de conhecer melhor as relações existentes entre as diversas partes que compõem um sistema. Já a segunda, seria a necessidade de prever o comportamento do sistema mediante novas condições operacionais. Na Figura 30 são mostrados os possíveis métodos para a realização de estudos nos sistemas, dentre os quais as simulações são o foco deste trabalho.

A classificação apresentada na Figura 30 mostra que quando se constrói um modelo para representar um sistema dinâmico por meio de simulação, tem-se um *modelo de simulação*. De acordo com Hartmann (1996):

“ simulações estão intimamente relacionadas à modelos dinâmicos. De forma mais concreta, uma simulação é executada quando as equações matemáticas de um modelo dinâmico são executadas. O modelo de simulação tem por objetivo imitar a evolução do sistema no tempo. De outra forma, uma simulação imita um processo por outro processo e se a simulação é executada em um computador, então é chamada de simulação computacional.”

Figura 30 – Possibilidades para a realização de estudos de sistemas



Fonte: (LAW, 2015)

### 5.1 Metodologia de modelos de simulação recasting

Em Durán (2020) é realizada uma análise detalhada a respeito da arquitetura dos modelos de simulação computacional. O autor concluiu que a compreensão que se tem atualmente a respeito de modelos de simulação computacional precisa ser alterada, uma vez que grande parte dos pesquisadores interessados no assunto assume que simulações computacionais podem ser classificadas como métodos que apenas facilitam a realização de cálculos por meio de métodos numéricos e que nada mais são que modelos matemáticos solucionados mecanicamente.

Ainda de acordo com Durán (2020), outro grupo menor de pesquisadores assume que uma metodologia de simulação computacional apresenta novidades e diferenças fundamentais em relação à simples implementação de modelos matemáticos em um computador, e que envolve elementos adicionais não presentes em outras abordagens de simulação. Dessa forma, o processo de simulação computacional é visto em um sentido amplo, que se refere a todo o processo de construção, utilização e justificação de um modelo que envolve cálculos matemáticos intratáveis analiticamente (FRIGG; REISS, 2009). Essas visões de simulação computacional em um sentido amplo não abordam, no entanto, questões como organização, relacionamento e funcionalidades das partes que constituem um modelo de simulação (DURÁN, 2020).

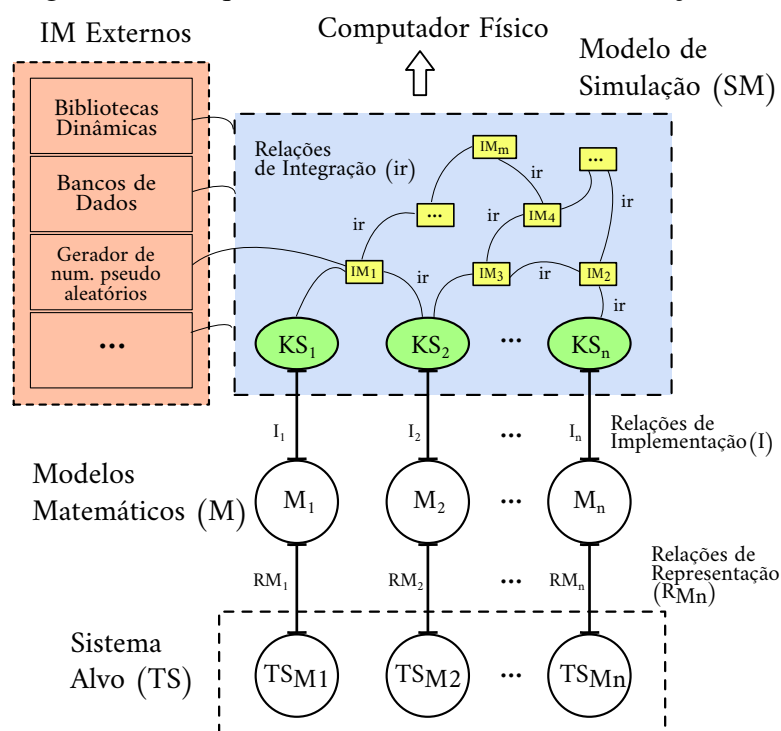
Dessa forma, em Durán (2020) é elaborada uma arquitetura de modelos de simulação computacional, considerando-os como um conjunto de modelos matemáticos, banco de dados, módulos de integração, entre outras partes constituintes, além de analisar técnicas para

a integração desse conjunto de unidades em um todo coerente. A essa técnica de integração de modelos Durán (2020) dá o nome de *recasting* ou reformulação, relacionada à concepção mais ampla de simulação computacional que constitui em modelo computacional de simulação, justificando sua proposição com a seguinte afirmação:

uma análise mais detalhada da arquitetura dos modelos de simulação é urgentemente necessária, especialmente quando filósofos discutem ainda a epistemologia de simulação computacional e a maior parte dessa discussão é baseada na alegação enganosa de que modelos matemáticos são implementados diretamente em computadores físicos.

Um meta modelo de simulação é definido em Durán (2020) como um tipo de modelo com uma estrutura rica e complexa que engloba pelos menos duas unidades de análise diferentes: *Kernel Simulation (KS)* e *Integration Modules (IM)* e envolve três formas de relacionamento: representação, implementação e integração. Essas unidades de análise e relacionamento são mostradas na Figura 31.

Figura 31 – Arquitetura do meta modelo de simulação.



Fonte: (DURÁN, 2020)

As unidades de *KS* mostradas na Figura 31 representam a implementação dos modelos matemáticos no formalismo de uma linguagem de programação, ou seja, em uma representação passível de execução por um computador. As unidades *IM* têm a função de facilitar a

integração, conexão e funcionalidade entre os *KS* por meio de duas funções fundamentais: integração (de bancos de dados externos, protocolos, bibliotecas, etc) e sincronismo/compatibilidade entre esses elementos constitutivos do modelo de simulação. O *Target System* é o próprio sistema que se pretende simular ou representar.

Em resumo, modelos matemáticos são implementados em unidades *KS* que, por sua vez, são integrados por meio de unidades *IM*, para assim ser gerado um modelo computacional completamente executável e funcional. Essa visão apresentada por Durán (2020) difere da visão de outros autores em que simulações computacionais são tratadas como simples implementações de modelos matemáticos para gerar resultados úteis. Pode-se então considerar modelos de simulação como um conjunto de entidades com funções bem definidas, que ao serem consideradas em conjunto apresentam funcionalidades complexas, tais como: aquisição de dados de diferentes fontes, integração de diferentes protocolos de comunicação, viabilização de compartilhamento de informações entre módulos diferentes, entre outras.

Assim, a definição de modelo de simulação computacional defendida por Durán (2020) é a de uma estrutura complexa com duas características principais: o agrupamento de uma multiplicidade de modelos matemáticos em um modelo de simulação totalmente operacional; e a inclusão no modelo de simulação de módulos, estruturas e agregações que vão além da mera alteração e implementação de modelos matemáticos nas unidades de *KS* correspondentes.

Dada a complexidade na implementação de modelos de simulação, a metodologia *recasting* é definida por Durán (2020) como: “todo o processo de conversão do modelo de simulação em uma simulação operacional e que pode ser dividido em três procedimentos principais: implementação da multiplicidade de modelos matemáticos em seus *KS* correspondentes; integração dos *KS* ao modelo de simulação por meio de *IM*; e agregação de *IM* externos ao modelo de simulação”.

Na fase de implementação a multiplicidade de modelos matemáticos que constituem o sistema a ser simulado são implementados em termos de *KS*, ou seja, de unidades capazes de ser interpretadas e executadas por um computador físico. Dada a natureza heterogênea dos modelos matemáticos implementados por meio das unidades de *KS*, se faz necessária uma fase de integração com o objetivo de obter um modelo de simulação funcional, computacionalmente tratável e representacionalmente sólido. Dessa forma, é necessário um procedimento de integração entre um *KS* que implemente, por exemplo, um modelo de medições realizadas em instantes de tempo discreto com uma determinada taxa de amostragem e um *KS* que implemente um

sistema de tempo contínuo descrito por um conjunto de equações diferenciais.

Nesta fase evidencia-se a importância dos *IM* que executam funções de ligação entre as partes do modelo de simulação com o propósito de torná-lo computável ou exequível. Existem múltiplos propósitos para os *IM*, entre os quais vale destacar: fornecer coesão e interação entre o *KS* (por exemplo, protocolos de comunicação, sincronização em computação paralela e distribuída, sincronização de subprocessos); permitir a sua integração (por exemplo, integração de multi-escalas no tempo e no espaço, integração de parâmetros), manutenção dos padrões de tratabilidade para o modelo de simulação (por exemplo, tempo de resposta e velocidade de processamento); garantia de computabilidade (por exemplo, gerenciamento de rotinas de controle de erro, verificações de desempenho e I/O); e provimento de modularidade (por exemplo, escalabilidade, manutenção) (DURÁN, 2020).

É em decorrência dessa reformulação de modelos matemáticos em *KS*, que diferem em inúmeros aspectos como escala, parâmetros e resolução, que os *IM* são indispensáveis em um modelo de simulação funcional, atuando como unidades de ligação que permitem que o modelo de simulação gere uma simulação bem-sucedida.

Por fim, a etapa de agregação consiste em incluir *IM* externos como unidades constitutivas do modelo de simulação. Exemplos típicos são bancos de dados, motores de números pseudoaleatórios e outras formas de software e bibliotecas, que contribuem para uma simulação coerente. É importante ressaltar que nenhuma dessas agregações está relacionada à implementação de um modelo matemático no modelo de simulação, não se tratando, portanto, de *KS*, conforme mostrado na Figura 31.

## 5.2 Modelos de Simulação Aplicados à Redes Elétricas Inteligentes

Ao definir-se modelos de simulação como uma multiplicidade de módulos acoplados por meio de diferentes estruturas para compor simulações funcionais, é possível traçar um paralelo com o conceito de co-simulação como uma abordagem aplicada e útil na realização de simulações coerentes de sistemas complexos, compostos por uma combinação de comportamentos de entidades multidomínio.

De acordo com o conceito de co-simulação apresentado no Capítulo 3, as unidades de simulação são definidas como caixas pretas independentes e um orquestrador é necessário para acoplá-las e controlar como o tempo simulado progride em cada unidade, movendo os dados de saídas para entradas de acordo com um cenário de co-simulação. A composição das

unidades de simulação, um orquestrador e um cenário de co-simulação, produz uma unidade de co-simulação, que também pode ser interpretada como um substituto do sistema acoplado real, conforme o meta-modelo de simulação proposto por (DURÁN, 2020).

Associado aos conceitos de uma metodologia para formulação de modelos de simulação e de co-simulação de sistemas, que pode ser entendida como uma forma de implementação do modelo de simulação apresentado na Figura 31, é possível associar também o conceito de SMA, que é uma abordagem amplamente aplicada para construir sistemas com funções flexíveis e extensíveis em hardware ou software e para modelar sistemas complexos/distribuídos (MCARTHUR *et al.*, 2007).

O meta-modelo de simulação apresentada por (DURÁN, 2020) fornece a base conceitual necessária para a integração dos modelos matemáticos associados às dinâmicas dos sistemas físico modelados que podem estar relacionados a, por exemplo, aplicações de gerenciamento de múltiplas microrredes, modelo de recomposição automática, modelo de proteção adaptativa, avaliação da qualidade da energia para distúrbios sustentados, dentre outros.

Esses modelos matemáticos descritos em suas implementações computacionais, ou *Kernel Simulations*, precisam, além de serem representados e integrados computacionalmente, estar coordenados de modo que, em virtude da abrangência de múltiplos domínios de análise, haja sincronismo e assim resultados coerentes possam ser obtidos. Além disso, é necessário expressar características de autonomia não determinísticas, típicas em simulações de sistemas de controle distribuídos, mas que no caso de sistemas elétricos precisa estar associada à segurança operacional da rede elétrica. Essas características podem ser representadas propriamente por meio do conceito de SMA que representa tanto os comportamentos independentes de prosumidores quanto de entidades de controle do sistema elétrico, mecanismos de mercado, e outros aspectos de regulação.

Em contrapartida com a aplicação de um modelo de simulação funcional, tal como o descrito em (DURÁN, 2020), para redes elétricas inteligentes, o *Smart Grid Conceptual Model 4.0 (SGCM-4.0)* foi desenvolvido pelo *National Institute of Standards and Technology (NIST)* como um modelo conceitual que visa facilitar a implementação de sistemas interoperáveis. O *SGCM-4.0* define, além dos domínios físicos da distribuição, transmissão e geração (incluindo REDs), mais quatro domínios associados ao fluxo de informações de monitoramento e controle da rede elétrica, são eles (GOPSTEIN *et al.*, 2021):

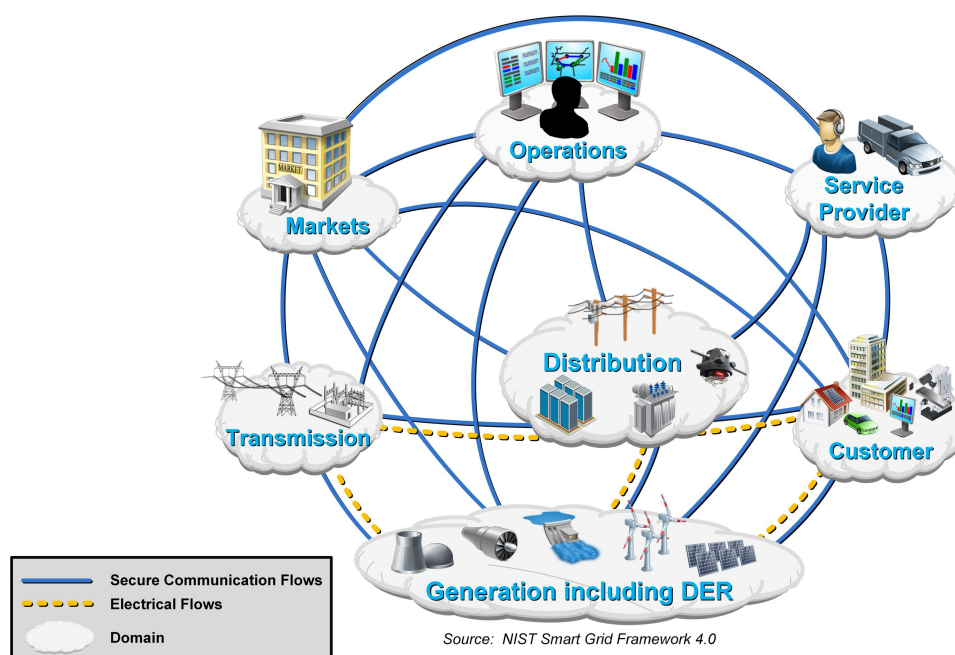
- Domínio de consumidor: Usuários finais de eletricidade. Também pode gerar, armazenar e

gerenciar o uso de energia. Tradicionalmente, três tipos de clientes são considerados, cada um com seu próprio subdomínio: residencial, comercial e industrial;

- Domínio de mercados: Facilitadores e participantes nos mercados de eletricidade e outros mecanismos econômicos usados para dirigir transações e otimizar os resultados do sistema;
- Domínio de provedor de serviços: Os agentes responsáveis por disponibilizar prestação de serviços a consumidores de eletricidade e concessionárias de serviços públicos;
- Domínio de operações: Domínio em que se encontram os agentes responsáveis por gerenciar os fluxos de eletricidade na rede garantindo a segurança operacional e continuidade dos serviços disponibilizados aos consumidores.

Na Figura 32 estão indicados cada um dos domínios definidos no *SGCM-4.0*, assim como suas interligações via fluxo elétrico e de dados.

Figura 32 – Domínios e suas interligações definidos no *NIST Smart Grid Conceptual Model 4.0*.



Fonte: (GOPSTEIN *et al.*, 2021).

Com sua representação visual de domínios, interfaces e fluxos elétricos e de comunicação, o *SGCM-4.0* oferece suporte a uma compreensão coletiva dos atores, funções e responsabilidades necessárias para garantir o controle e eficiência nas operações diárias da rede elétrica. O modelo ajuda a entender como a transição para uma rede inteligente e interoperável pode modificar as expectativas e funções de diferentes componentes ou colaboradores do sistema. De acordo com Gopstein *et al.* (2021) “associados aos domínios de Geração (incluindo REDs),

Operações, Distribuição e Consumidor, o *SGCM-4.0* ajuda a esclarecer questões emergentes e oportunidades associadas à introdução de novos REDs localizados nas instalações dos consumidores, assim como aspectos relacionados ao aumento de ações operacionais cada vez mais distribuídas”.

O *SGCM-4.0* se concentra nas principais considerações de interfaces e interoperabilidade e não identifica todas as possíveis questões relacionadas à rede elétrica. Por exemplo, as funções financeiras definidas no domínio de mercados são diretamente relevantes para as operações por meio de estratégias de preços ou outras atividades econômicas que servem como plataforma para sinais de controle do sistema, ou seja ações de *TES* (GOPSTEIN *et al.*, 2021). Além disso o *SGCM-4.0* permite que questões inter-domínios sejam identificadas e compreendidas em seu contexto, fornecendo assim suporte na elaboração de políticas de interesse dos agentes envolvidos nas ações de planejamento.

### 5.3 SiMSG: Um Modelo de Simulação para Redes Elétricas Inteligentes

Com base no conceito de modelo computacional de simulação, a metodologia *recasting* é aplicada para representação, simulação e análise de sistemas aplicados às redes elétricas inteligentes. A sigla *SiMSG* diz respeito a *Simulation Model for Smart Grids* ou Modelo de Simulação para redes elétricas inteligentes.

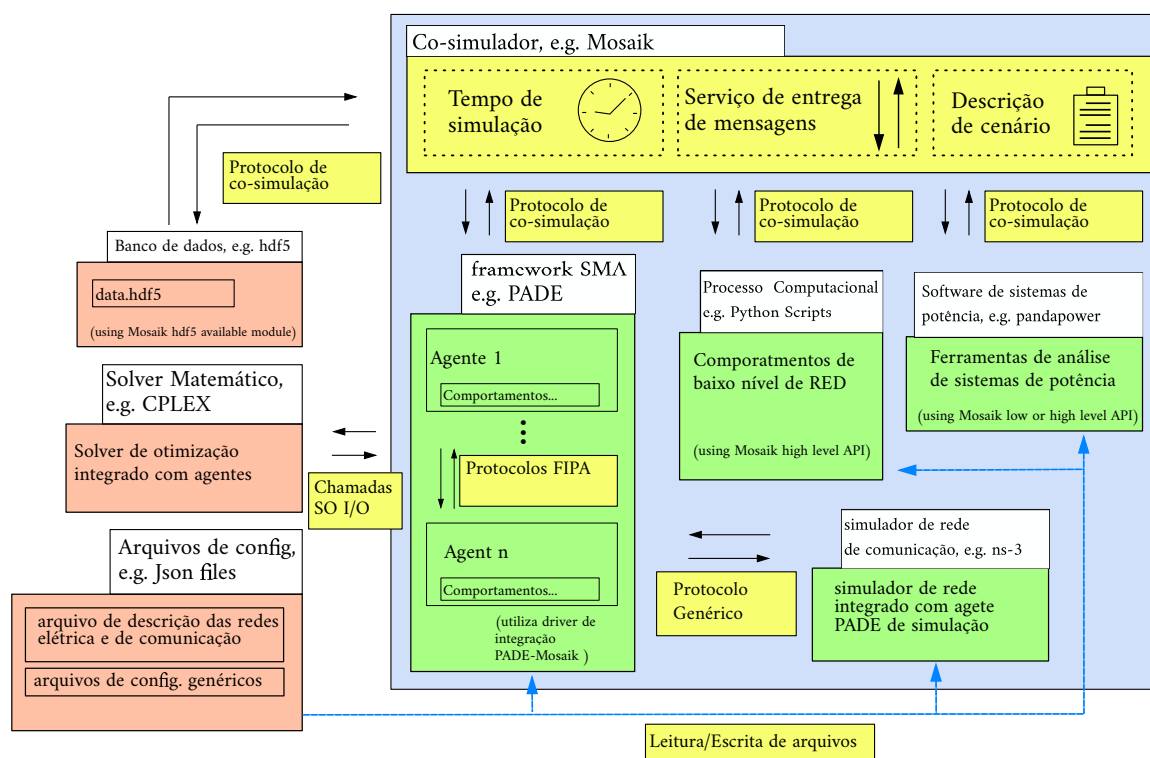
O *SiMSG* consiste essencialmente em um modelo de simulação em que aplica-se a metodologia *recasting* para definição de *KS* (núcleo de simulação), *IM* (integração de modelos), *M* (modelos) e todas as relações de integração (*ir*), implementação (*I*) e representação (*RM*). A metodologia integra diferentes ferramentas que atuam em conjunto em um ambiente de execução coordenado, distribuído e compartilhado. Esse modelo de simulação tem capacidade de representar comportamentos de sistemas pertencentes à diferentes domínios e com diferentes níveis de autonomia, integrando funcionalidades esperadas das redes inteligentes e representando as peculiaridades de cada um destes domínios.

O *SiMSG* fornece um modelo objetivo para representação, modelagem, simulação e análise de aplicações no ambiente de redes elétricas inteligentes com foco em sistemas de gerenciamento de energia voltados para o sistema de distribuição, mas não limitado a ele, podendo haver possibilidade de aplicação nos mais diversos domínios de operação do sistema elétrico de potência, tal como nos domínios especificados no *SGCM-4.0*, desenvolvido pelo *NIST* em (GOPSTEIN *et al.*, 2021).



Em associação ao *SGCM-4.0*, o *SiMSG* pode possibilitar o fornecimento de funcionalidades que permitam uma avaliação quantitativa das relações e interfaces definidas nos modelos do *SGCM-4.0*, uma vez que, com base no meta-modelo de simulação computacional mostrado na Figura 31, o *SiMSG* define os componentes *KSs*, *IMs* e suas relações internas e externas compondo um modelo de simulação computacional executável e funcional, conforme mostrado na Figura 33.

Figura 33 – Estrutura de componentes e suas interligações do *SiMSG*.



Fonte: Própria do autor.

Levando em consideração a aderência do modelo de simulação computacional proposto, *SiMSG*, em relação à cada uma das partes que compõem o meta-modelo de simulação descrito em (DURÁN, 2020) (exibido na Figura 31), apresentam-se como *KS* (blocos verdes) os elementos de representação das dinâmicas características de cada domínio. Dessa forma, no *SiMSG*, os agentes são identificados como *KS*, pois representam os componentes ativos da simulação, como por exemplo: comportamentos autônomos dos prosumidores, sistemas de controle e gerenciamento, entidades de supervisão da rede elétrica, entidades de agregação de recursos energéticos e de lógicas de negócio, entre outros. Também implementam modelos matemáticos, ou seja, são Kernel Simulation, os simuladores da rede elétrica, da rede de comunicação e scripts em linguagens de programação genéricas que simulem as dinâmicas dos

REDs.

Já como *IM* (blocos amarelos) estão caracterizados todos os elementos que têm como função principal a coordenação e o sincronismo entre os diferentes *KS* que compõem a simulação. No *SiMSG* estão nesse grupo os seguintes elementos: Protocolos de comunicação *FIPA* entre os agentes, mensagens de sincronismo do co-simulador mosaik, interações por meio de sockets *Transmission Control Protocol (TCP)/Internet Protocol (IP)* entre ambiente de execução de agentes e simulador de rede comunicação assim como chamadas inter-processos do sistema operacional relacionadas ao modelo de simulação, como as que ocorrem quando, por exemplo, um dos agentes precisa acionar um solver de otimização matemática.

Por fim tem-se os *IM* externos (blocos vermelhos) que são elementos constitutivos do modelo de simulação mas que não estão diretamente relacionados aos *KS*, como por exemplo bibliotecas de software, conjuntos de dados estruturados, bancos de dados, etc. No *SiMSG* especifica-se como *IM* externos os solvers de otimização matemática, os scripts de leitura e escrita em bancos de dados e arquivos de configuração baseados em padrões de dados estruturados (Json, XML, etc).

Os módulos especificados para integrarem o modelo de simulação *SiMSG* são:

- Orquestrador de co-simulação: plataforma responsável pela integração e coordenação dos diversos simuladores do *SiMSG*;
- SMA: sistema multiagente que implementa os comportamentos e atos comunicativos dos módulos de controle do *SiMSG*;
- REDs: representação das características de cada um dos REDs que fazem parte da simulação, por meio de scripts em linguagem de programação;
- Simulação do sistema de potência: módulo que fornece resposta da rede elétrica para cada etapa de co-simulação de acordo com a análise específica e de acordo com os parâmetros de variação de carga, geração, armazenamento e parâmetros intrínsecos da rede elétrica de distribuição;
- Solver para programação matemática/estocástica: solver utilizado para otimizar modelos como *MILP* estocástico e *Mixed Integer Quadratic Programming (MIQP)* executados por agentes de controle;
- Simulador de Rede de Comunicação (SRC): ferramenta integrada ao ambiente de execução do SMA;
- *Database*: Banco de dados com capacidade de armazenar grandes volumes de dados

gerados por qualquer um dos simuladores integrados no modelo de simulação de forma que fiquem disponíveis para realização de análises posteriores;

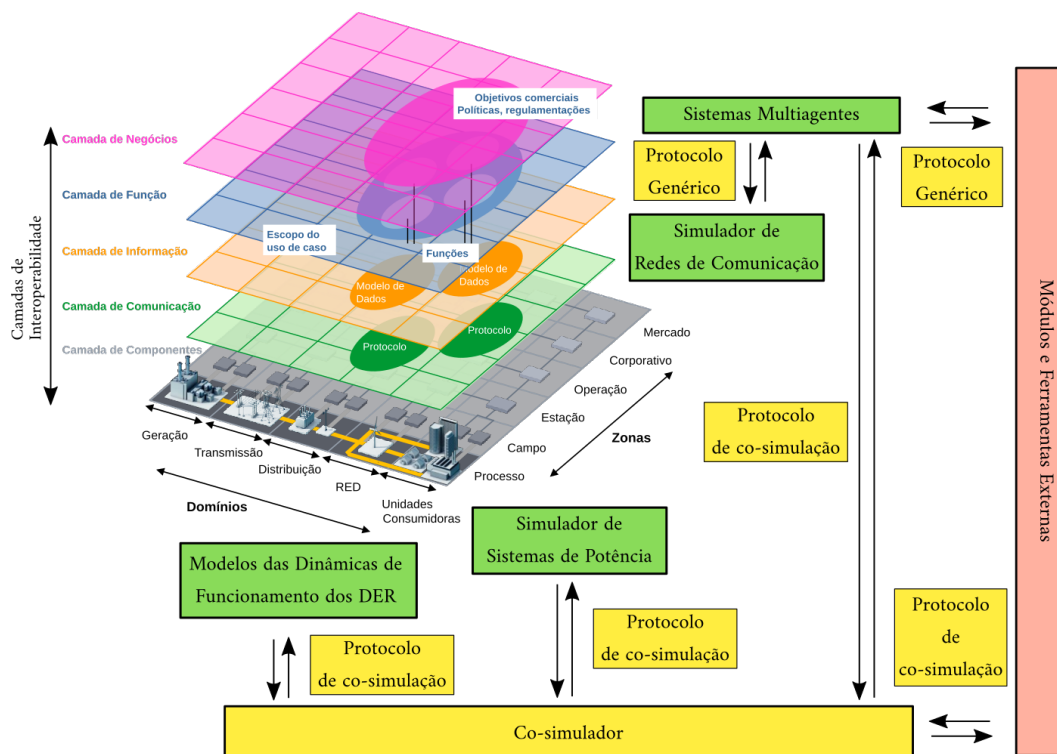
- Arquivos de configuração: Arquivos utilizados para descrições de aspectos gerais na simulação, tais como: topologia da rede elétrica, definição e posicionamento de RED, definição do número de agentes e das relações entre eles e configuração dos cenários de simulação, entre outros.

Outra possível comparação que pode ser realizada com o modelo proposto pelo *SiMSG* é com a arquitetura de domínios, zonas e camadas de interoperabilidade propostas pelo *Smart Grid Architecture Model (SGAM)*. O *SGAM* é resultado de um dos grupos de trabalho do *Smart Grid Coordination Group (SG-CG)*, constituído por três comitês europeus de normalização, CEN, CENELEC e ETSI. Trata-se de um modelo de referência que permite uma abordagem sistemática para diferentes soluções em REIs, fornecendo representações visuais do atual estado de implementação da rede elétrica e das evoluções esperadas em cenários futuros (CEN-CENELEC-ETSI; SG-CG, 2014). Além de utilizado em processos de normalização, o *SGAM* também pode ser empregado em projetos dentro de REIs para:

- Visualizar e comparar diferentes abordagens de arquiteturas, paradigmas, roteiros e perspectivas;
- Fornecer um guia para análise de cenários com potencial de implementação;
- Assegurar um entendimento comum entre diferentes partes interessadas;
- Identificar normas e lacunas de padronização;
- Visualizar o escopo do projeto;
- Ajudar com o gerenciamento da complexidade crescente das soluções aplicadas ao conceito de REIs.

O *SGAM* subdivide em dois eixos a gestão de processos energéticos (relacionados aos domínios físicos em que a energia elétrica é gerada, transformada, transportada, distribuída e consumida) e a gestão da informação (que diz respeito aos níveis hierárquicos que separam ou agregam funcionalmente o gerenciamento do sistema de potência). Um terceiro eixo, perpendicular aos dois primeiros, modela cinco camadas de interoperabilidade entre sistemas e componentes, mostradas na Figura 34 em harmonia com os principais componentes do *SiMSG* que por sua vez podem ser utilizados para realizar análises quantitativas nos modelos de interoperabilidade propostos para aplicações em REIs desenvolvidas utilizando os conceitos do *SGAM*.

Figura 34 – Modelo SiMSG posicionado nos domínios, zonas e camadas definidos pelo SGAM.



Fonte: Adaptada de (CEN-CENELEC-ETSI; SG-CG, 2014).

#### 5.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os conceitos de um modelo de simulação para redes elétricas inteligentes (do inglês *Simulation Model for Smart Grids (SiMSG)*), fornecendo uma compreensão de cada um dos componentes que o integram. O *SiMSG* tem como base o meta-modelo de simulação computacional proposto por (DURÁN, 2020), uma visão de modelo de simulação que engloba diversos elementos que formam um todo coerente com estruturas de representação matemática de modelos dinâmicos, implementação computacional desses modelos e integração de recursos de processamento distribuídos.

Na definição do *SiMSG* foram identificados cada um dos componentes base e estabelecidas as associações desses componentes com tecnologias de aplicações concretas. Para a modelagem de comportamentos distribuídos, definiu-se a utilização de SMA; para modelagem das dinâmicas de dispositivos físicos, definiu-se a utilização de *scripts* de programação; para representação das dinâmicas do sistema elétrico, a integração de ferramenta de simulação de fluxo de carga, curto-circuito entre outros tipos de análises; para análise da rede de comunicação está definida também a integração de ferramenta específica para simular as condições de envio e

recebimento de mensagens utilizando protocolos de comunicação e os parâmetros do meio de transmissão; por fim todos os elementos que compõem a simulação são integrados via ferramenta de co-simulação.

Por meio da aplicação do modelo de simulação *SiMSG* em uma arquitetura de *TES*, origina-se um modelo de simulação para sistemas de energia transativos, o *SiMTES*, que é descrito, aplicado e testado em um estudo de caso no Capítulo 6.

## 6 SIMTES: MODELO DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS DE ENERGIA TRANSATIVOS

Com base na descrição dos módulos que integram o modelo de simulação *SiMSG* foram definidas as ferramentas utilizadas para possibilitar a criação de uma instância funcional do modelo de simulação proposto para aplicação em redes elétricas inteligentes, dando origem ao *SiMTES* que é um modelo de simulação específico para sistemas de energia transativos. As ferramentas utilizadas em cada módulo *SiMTES* são:

- Orquestrador de co-simulação: Utilização da plataforma de co-simulação mosaik;
- SMA: Utilização da plataforma para modelagem e execução de sistemas multiagentes *PADE*;
- REDs: As dinâmicas específicas de cada RED e outros aspectos físicos complementares foram modelados e integrados na co-simulação por meio de *scripts* em linguagem de programação Python;
- Simulação do sistema de potência: O MyGrid, uma ferramenta de cálculo de fluxo de carga baseada no método de varredura direta-inversa, foi usada para representar a rede elétrica na arquitetura proposta. Além do MyGrid a biblioteca panda-power foi utilizado para algumas funções específicas internas aos agentes, conforme explicado na subseção 2.1.2;
- Solver para programação matemática/estocástica: O solver CPLEX integrado aos agentes foi utilizado por meio da biblioteca Python para programação matemática PyOmo;
- SRC: Utilizou-se o SRC *ns-3* que é integrado ao SMA por meio de um módulo de integração *PADE/ns-3*;
- Database: Foi utilizada a biblioteca Python h5py que possibilita a construção de um simulador integrado ao ambiente de co-simulação com capacidade de armazenar grandes volumes de dados, no formato *hdf5*, gerados por qualquer um dos simuladores integrados no modelo de simulação;
- Arquivos de configuração JSON: Arquivos utilizados para descrições de aspectos gerais na simulação, tais como: topologia da rede elétrica, definição e posicionamento de RED, definição do número de agentes e das relações entre eles e configuração dos cenários para co-simulação, entre outros;

## 6.1 Definição de um estudo de caso para demonstração da arquitetura do SiMTES

Para comprovar a aplicabilidade do modelo de simulação proposto para sistemas de energia transativos, *SiMTES*, será realizada a implementação de um caso teste de arquitetura para *TES* em que serão utilizados e descritos cada um dos conceitos chave do modelo de simulação.

De maneira geral, o caso teste simulado tem como objetivo coordenar um conjunto de REDs conectados nas instalações elétricas de prosumidores que por sua vez estão conectados na rede elétrica de distribuição de baixa tensão. Para simular comportamento e ações dos prosumidores, estes serão modelados utilizando o framework *PADE* na implementação de agentes. Os prosumidores serão designados por Agente Prosumidor (AP). Por apresentarem alguns comportamentos particulares, como, por exemplo, valores não determinísticos de potência de saída (no caso de fontes intermitentes), memória do nível de energia (no caso de dispositivos de armazenamento) e localização variável (no caso de veículos elétricos), os REDs serão modelados diretamente em linguagem de programação, neste caso Python, e tratados como unidades de simulação distintas dos agentes prosumidores, tendo como interface de comunicação o mecanismo de troca de informações mosaik.

Além dos prosumidores, o modelo considera a existência de mais três papéis distintos que participam do esquema de controle proposto. O primeiro desses três papéis é executado pelos Agente Concentrador (AC), que estão alocados na posição dos transformadores de distribuição e possuem duas funções bem definidas: a primeira função é realizar a interface entre as redes de média e de baixa tensão, agregando as informações provenientes dos prosumidores e interagindo com as demais entidades superiores; já a segunda função é acionar dispositivos de armazenamento diretamente controláveis, pertencentes ao operador da rede elétrica, e dispersos geograficamente com o objetivo de auxiliar na segurança operacional da rede elétrica de distribuição.

O segundo papel no modelo de *TES* proposto tem a função de analisar todas as operações de consumo e produção de energia dos RED com o objetivo de evitar que restrições operacionais sejam violadas, quem executa essa função é o Agente DSO (AD), ou seja, o operador da rede elétrica de distribuição.

Por fim, tem-se o papel de gerenciamento de transações de mercado, executado pelo Agente Mercado (AM) que verifica tanto as propostas de compra e venda de energia pelos prosumidores quanto as análises operacionais do AD, e por meio de um mecanismo de otimização matemática, descrito na subseção 6.1.4, gera um sinal de preço que visa estabelecer o consenso entre as partes com interesses conflitantes.

Cada agente participante do estudo de caso e seus comportamentos, assim como os modelos matemáticos de otimização propostos, serão analisados nas subseções seguintes.

A topologia da rede elétrica de distribuição utilizada para aplicação da arquitetura de *TES* proposta pode ser visualizada na Figura 35. Trata-se de um sistema composto por sete nós em tensão primária de distribuição de 13,8kV e cinco subsistemas em tensão secundária de distribuição de 0,380kV com número de nós variando entre sete e vinte e três. Para cada barra do sistema de baixa tensão associa-se um agente prosumidor com seus respectivos RED, que são uma combinação entre três tipos possíveis de RED: geração fotovoltaica, dispositivo de armazenamento de prosumidor (em azul na Figura 35) e dispositivo de armazenamento de rede (em vermelho na Figura 35). A diferença existente entre os dispositivos de armazenamento é que os dispositivos de armazenamento de prosumidor estão totalmente sob controle deste, e só podem ser influenciados pelos mecanismos de controle da rede elétrica via valores econômicos. Já os dispositivos de armazenamento de rede são controlados diretamente pelo AD, prestando serviço ancilar à rede elétrica. Para cada transformador mostrado na Figura 35 está associado um AC.

A disposição dos REDs na rede da Figura 35 é aleatória, podendo em cada nó não haver nenhum RED, apenas um, dois ou os três tipos possíveis. Essa característica de distribuição dos REDs na rede elétrica pode não representar em alguns casos uma total adesão à realidade, pois é muito comum, por exemplo, a utilização de armazenamento somente em conjunto com geração fotovoltaica. Essa característica, no entanto, comprova a flexibilidade da arquitetura de simulação que pode acomodar qualquer possibilidade de combinação de REDs, inclusive as situações menos prováveis.

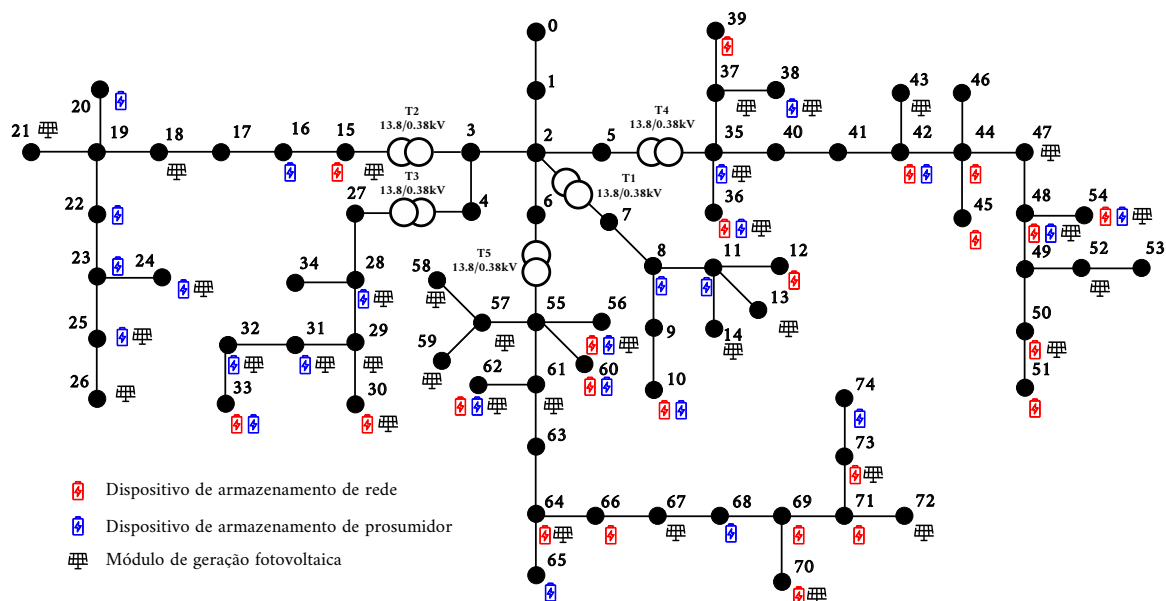
### **6.1.1 Modelo de mercado de eletricidade associado à arquitetura do *SiMTES***

Para demonstrar as funcionalidades de representação e análise do *SiMTES* propõe-se um modelo de mercado varejista competitivo com agentes atuando de forma ativa na rede. O sistema proposto é baseado no modelo apresentado em Hu *et al.* (2017), com modificações, e assume a existência de uma infraestrutura de comunicação adequada para a troca de mensagens entre as entidades participantes. Aspectos relacionados à rede de comunicação serão analisados em detalhes na subseção 6.1.5.

Propõe-se um mercado de energia varejista aberto à competição com dois ambientes de contratação de energia: um mercado futuro com tarifas fixas e um mercado SPOT com preços



Figura 35 – Rede elétrica utilizada como caso teste para realização de testes no modelo de simulação proposto



Fonte: Própria do autor.

informados em tempo real (15 minutos antes da entrega da energia). Esse modelo foi optado por representar uma solução intermediária entre os modelos de mercado propostos por Hu *et al.* (2017), que apresenta um modelo somente com mercado *day-ahead*, e Kok (2013), que propõe um modelo somente com mercado em tempo real, que objetiva equilibrar os valores de geração e demanda em determinado agrupamento de prosumidores. Dessa forma, com o modelo de mercado proposto têm-se um modelo híbrido em que são contempladas tanto a possibilidade de compra de energia sem maiores riscos financeiros, em um mercado futuro com preço pré-estabelecido, quanto a possibilidade de correr um pouco mais de risco e realizar compras ou vendas de excedentes de geração em um ambiente de preço dinâmico.

Um terceiro procedimento de mercado, além dos já mencionados mercados futuro bilateral e SPOT de tempo real, é a realização de procedimento para definição do valor de *DLMP* caso o AD encontre a ocorrência de violação das restrições operacionais da rede elétrica em suas análises de fluxo de carga. Como será mostrado no Capítulo 6, após o procedimento iterativo de definição do *DLMP*, sinais de preços são gerados para cada uma das barras do sistema para cada instante de tempo, alterando assim os valores que seriam aplicados na ocorrência normal do mercado SPOT de tempo real e conseqüentemente a programação dos dispositivos que disponibilizam sua flexibilidade ao mercado. Essa variação de preços deve ser vista como uma oportunidade de ganhos para aqueles prosumidores que ofertam suas disponibilidades para o mercado e assim têm suas programações alteradas de acordo com o processo iterativo

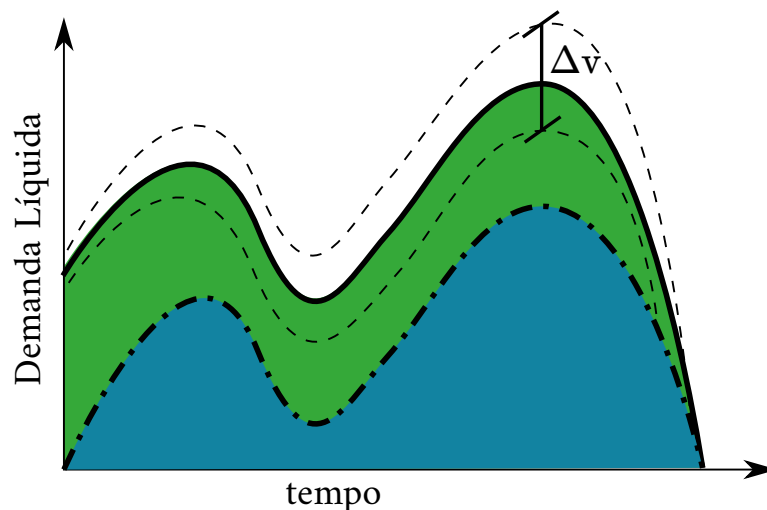
de definição do *DLMP*. A presença de dispositivos de armazenamento de rede diretamente controláveis pelo operador têm o objetivo de aumentar o nível de controlabilidade do operador da rede elétrica mediante situações de eminente violação das restrições operacionais da rede elétrica. O mecanismo de descoberta de preço das violações de restrições operacionais é descrito em detalhes na subseção 6.1.4. A questão da repartição dos custos desse tipo de serviço ancilar prestado pelos dispositivos de armazenamento diretamente controláveis pelo operador do sistema não será objeto deste trabalho.

É importante mencionar que o mercado do tipo futuro bilateral foi pensado como um mercado de base em que os prosumidores pudessem garantir seu fornecimento de energia independente das variações de preço e das condições de geração distribuída, portanto, nesse ambiente só é possível a compra de energia elétrica pelos prosumidores. Já o mercado SPOT de tempo real foi pensado como um ambiente de negociação mais dinâmico em que é possível tanto a compra quanto a venda de energia elétrica diretamente ao AM que por sua vez repassa os valores de preços a cada 15 minutos para os prosumidores que tanto precisam suprir suas necessidades de consumo quanto também àqueles que estão com excedente de geração e querem vender energia elétrica e lucrar com a negociação. Como já foi mencionado, esse procedimento deve, no entanto, passar por uma análise do AD para garantir que as transações de mercado não acarretem a ocorrência de violação das restrições operacionais da rede elétrica.

Para melhor compreensão do funcionamento do mercado, na Figura 56 é mostrado um gráfico de demanda líquida vs. tempo, para um período de 24 horas. Um prosumidor que deseja ter sua demanda por energia elétrica atendida deve participar dos dois tipos de mercados considerados (futuro bilateral e de tempo real). Na figura é possível visualizar os montantes de energia contratado para todo o período de operação considerado (24 horas) assim como os valores de energia contratados para cada um dos períodos de operação (cada 15 minutos) do mercado SPOT em tempo real. No modelo proposto é possível variar a quantidade de energia comprada tanto no mercado futuro quanto no SPOT. Na figura também pode ser visualizada uma faixa de incerteza relacionada aos valores de contratação de energia no mercado SPOT de tempo real. Essa incerteza é decorrente da diferença de tempo que existe entre o momento da programação e o momento da operação efetiva do sistema com a entrega dos valores acordados na fase anterior. À medida que o tempo se aproxima do instante da entrega da energia a incerteza tende a diminuir, e os valores programados podem sofrer alterações, por isso a necessidade da realização do mercado de tempo real. A diferença entre o valor de energia programado e o valor

de energia efetivamente gerado ou consumido é submetida a um valor mais elevado como forma de estímulo ao prosumidor para obedecer sua programação.

Figura 36 – Curva de demanda de prosumidor com destaque dos valores de contratação de energia elétrica nos dois mercados definidos



- Valor de energia elétrica adquirida via mercado bilateral de preço fixo
- Valor de energia elétrica proposto para ser adquirido via mercado spot de tempo real
- $\Delta v$  Faixa de variações na contratação de energia elétrica no mercado spot de tempo real, passível de multa

Fonte: Própria do autor.

### 6.1.2 Sistema multi-agentes associado à arquitetura do SiMTEs

Em REI, é comum que a maioria dos dispositivos que executam as funções de controle das aplicações desenvolvidas encontrem-se dispersas geograficamente e ao mesmo tempo sejam executadas em diversas plataformas de hardware e de software. Uma abordagem para desenvolvimento de sistemas com processamento distribuído já estabelecida em aplicações para sistemas de potência são os SMA. A abordagem de SMA permite modelar entidades autônomas com comportamentos flexíveis e capazes de se comunicar umas com as outras utilizando protocolos de interação padronizados, inseridas em um ambiente de simulação que pode ser integrado ao ambiente físico em análise.

O conceito de simulação via SMA em conjunto com implementação e análise de TES é uma característica central do SiMTEs, e para demonstrá-la, o estudo de caso no qual a

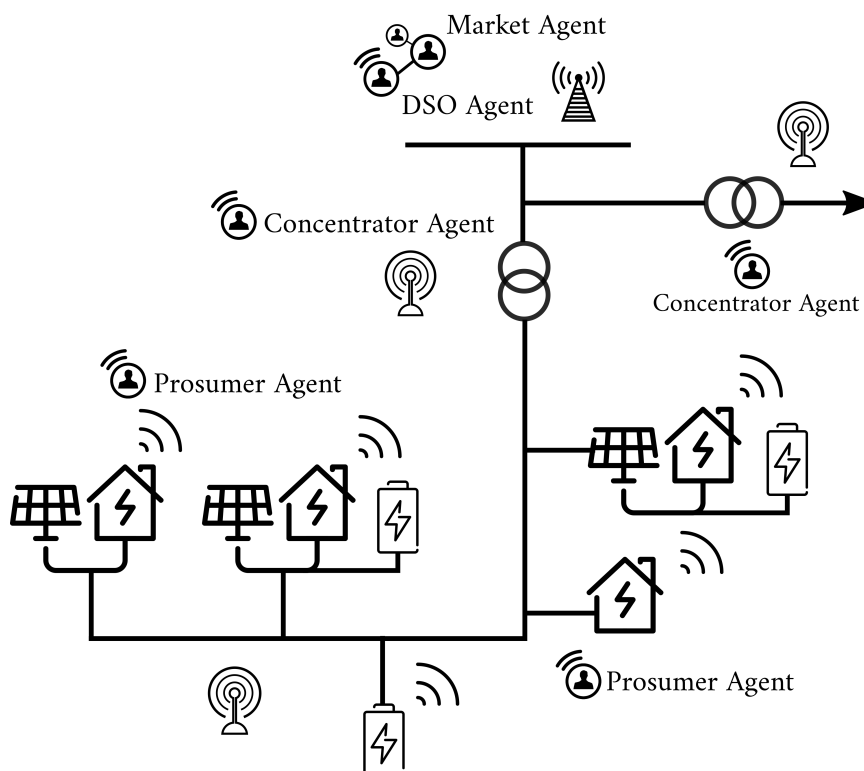
arquitetura *SiMTEs* será aplicada é descrito em termos de definições e comportamentos dos agentes. Quatro agentes principais são desenvolvidos seguindo uma estrutura hierárquica baseada em (KOK, 2013):

- Agente Prosumidor (AP): Este agente faz o papel de um Sistema Doméstico de Gerenciamento de Energia (HEMS do inglês *Home Energy Management System*), e tem três funções principais: controlar por meio do envio de comandos os RED presentes em uma instalação residencial; com base em resultados de um modelo de otimização estocástica, tomar decisões relacionadas à compra de energia em mercados do tipo contratação bilateral e mercado de tempo real; responder aos comandos enviados pelo Agente Concentrador (descrito no tópico abaixo) para participação nos leilões do mercado de tempo real e enviar propostas de compra/venda de energia no mercado de contratação bilateral;
- Agente Concentrador (AC): O AC é um agente intermediário entre o AP, presente nas unidades prosumidoras, e os agentes DSO (AD) e Mercado (AM), entidades com domínio de atuação no nível de subestação de distribuição. As funções relacionadas ao AC são duas: controlar os dispositivos de armazenamento auxiliares distribuídos ao longo da rede elétrica e agregar informações/mensagens dos agentes AP com o objetivo de prover escalabilidade ao sistema, diminuindo a sobrecarga de processamento dos agentes do nível superior;
- Agente DSO (AD): A maximização dos lucros na venda de energia e/ou minimização dos custos por parte dos prosumidores podem, durante alguns períodos, gerar conflitos com os requisitos de confiabilidade, segurança e estabilidade do sistema elétrico e por isso precisam ser cuidadosamente solucionados. É necessário um agente que supervisione o efeito das programações registradas pelos AP de acordo com suas operações e intenções de consumo/produção de energia. Esse é o principal papel do AD, que além de possuir um modelo da rede elétrica sob sua responsabilidade, possui também um modelo de otimização baseado em Programação Mista Quadrática Inteira para análise da programação e operação dos AP, prevenindo a ocorrência de sub/sobre tensão e ultrapassagem do limite térmico dos condutores e transformadores, de forma a minimizar o impacto sobre a programação dos AP.
- Agente Mercado (AM): durante a fase de programação da operação, o AM é responsável por coordenar o processo de descoberta de preços marginais de acordo com as propostas de consumo/geração de eletricidade enviadas pelos AP por meio dos AC, sempre levando em

consideração as limitações operacionais da rede elétrica, sob supervisão do AD. Na fase de operação, o AM verifica as propostas de compra e venda de energia dos prosumidores no mercado de tempo real e sob orientação do DSO, no caso de desvio da programação prevista e ocorrência de restrições operacionais na rede elétrica, coordena processo de descoberta de preços marginais também para o mercado de tempo real.

A estrutura hierárquica dos agentes, do ponto de vista de comunicação, está mostrada na Figura 37. Conforme descrição apresentada dos agentes e de forma resumida, o AP modela o comportamento de um *Home Energy Management System (HEMS)*, recebendo comandos e informações externas e enviando comandos para os RED presentes na unidade consumidora; o AC agrega informações vindas dos AP além de comandar dispositivos de armazenamento distribuídos ao longo da rede; o AD analisa informações de programação dos AP e AC e supervisiona a ocorrência de violação das restrições da rede elétrica de distribuição. Por fim, o AM verifica as operações econômicas de execução de contratos bilaterais e do mercado de energia de tempo real, coordenando o processo de descoberta de preços marginais tanto na fase de programação da operação quanto na fase de operação.

Figura 37 – Representação dos agentes AP, AC, AD e AM na rede elétrica de distribuição, baseada na proposta de (KOK, 2013).



Fonte: Própria do autor.

Os agentes e seus comportamentos foram implementados utilizando a plataforma para desenvolvimento de SMA, *PADE* conforme descrito na seção 4.6. Os agentes utilizam protocolos de comunicação de camada de aplicação padronizados, sendo o *FIPA-ContractNet* um protocolo voltado para procedimentos de negociação entre agentes (FIPA, 2002a), o protocolo utilizado nos principais atos comunicativos como nas chamadas dos leilões de mercado de eletricidade. O envio de comandos e/ou informações diversas é realizado utilizando o protocolo *FIPA-Request* (FIPA, 2002b) e o envio de informações de interesse geral é realizado por meio do protocolo *FIPA-Subscribe*.

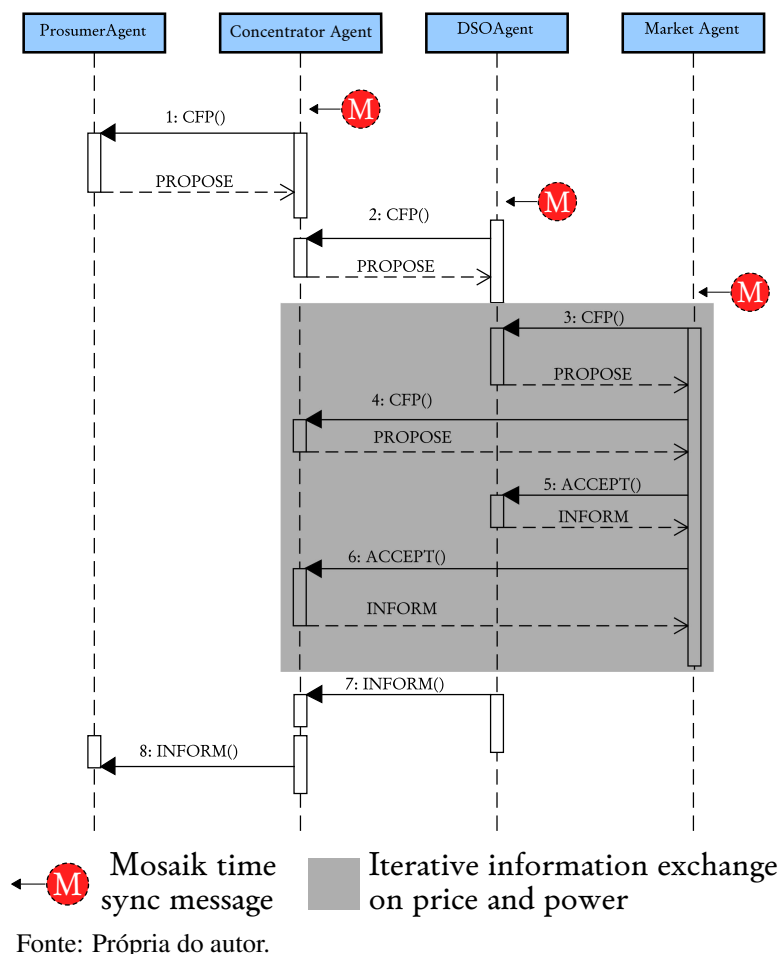
Os agentes são integrados ao ambiente de co-simulação via módulo desenvolvido para prover integração com a *API* de baixo nível do mosaik (*sockets TCP/IP*). Quando uma mensagem chega a um agente que tenha ativado o módulo de integração mosaik-*PADE*, uma verificação classifica o tipo de mensagem recebida, tratando-a de acordo com os métodos definidos na *API* de co-simulação (OFFIS, 2020). Essas mensagens são codificadas em *JSON*, padrão estabelecido nos atos comunicativos do mosaik.

As mensagens trocadas entre os agentes estão demonstradas no diagrama de sequência mostrado na Figura 38 em que é possível visualizar cada fase operacional do mercado de energia elétrica desenvolvido, assim como as mensagens trocadas entre os agentes para que as negociações estabelecidas possam ser realizadas. Dessa forma, assim que o AC recebe mensagem do tipo step do co-simulador mosaik (ver subseção 3.3.3), dá início à solicitação ao AP. Esse procedimento é repetido pelo AD que solicita dados ao AC assim que recebe mensagem step do co-simulador mosaik. A fase que mais demanda esforços do sistema de comunicação é a fase de negociação entre o AM e os agentes AD e AC, principalmente quando o AD encontra violações das restrições operacionais da rede elétrica.

No fluxograma da Figura 39 são mostradas cada uma das etapas realizadas pelos agentes nas fases de programação e de operação.

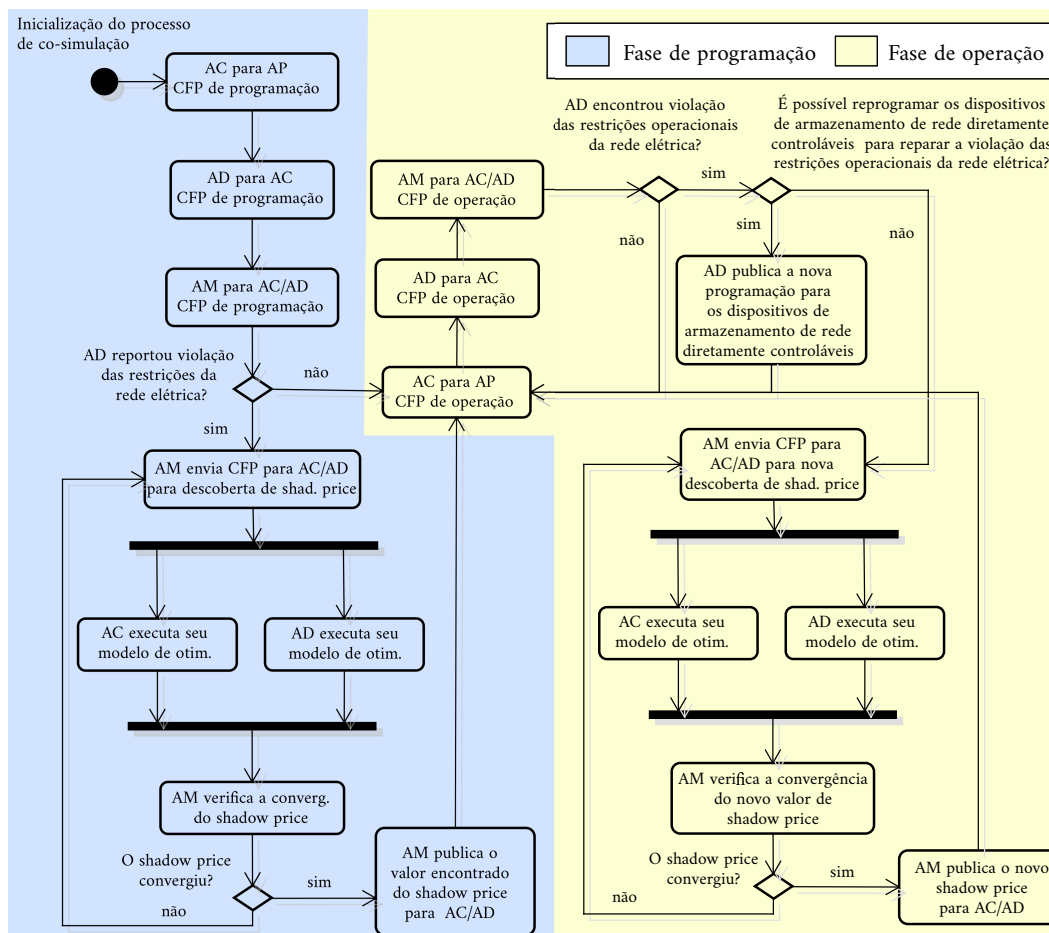
Na fase de programação da operação, que ocorre em um período de tempo anterior ao início efetivo da operação dos recursos energéticos, dos dispositivos de controle e da realização de verificações das condições operacionais da rede elétrica, distinguem-se quatro ciclos distintos. No primeiro ciclo os AP são solicitados pelos AC para que enviem suas programações de consumo/produção. No segundo ciclo os AC são solicitados pelos AD para que enviem as programações dos AP e dos dispositivos de armazenamento de rede sob sua supervisão. Ainda no segundo ciclo, após a recepção dos dados enviados pelos ACs, o AD realiza as análises de

Figura 38 – Representação das mensagens trocadas entre os agentes nas fases de programação e operação.



impacto das programações dos APs e ACs na rede elétrica, executando um fluxo de carga para todo o período analisado de 24h, na arquitetura de TES proposta. No terceiro ciclo o AM solicita dos ACs as programações de consumo/produção e do AD os resultados de suas análises. Se não houver registro pelo AD de ocorrência de restrições operacionais na rede elétrica, a execução do quarto ciclo não é necessária e a fase de programação da operação pode ser encerrada. Caso contrário o quarto ciclo é iniciado pelo AM solicitando aos AC que realizem alterações nas programações dos dispositivos de armazenamento dos APs e ao AD que também calcule as alterações necessárias nos fluxos de potência de cada nó da rede de modo que as restrições operacionais sejam eliminadas. Esse procedimento é iterativo e está baseado na técnica de decomposição dual do problema de otimização em multiplicadores de Lagrange, se repetindo até que as programações calculadas por ACs e AD coincidam e um sinal de preço locacional da energia elétrica (*DLMP*) para cada nó do sistema e para cada instante de tempo considerado seja definido. O procedimento de negociação entre os agentes para eliminação das violações de

Figura 39 – Diagrama das atividades realizadas pelos agentes em cada uma das fases de execução da co-simulação.



Fonte: Própria do autor.

restrições operacionais está exemplificado na subseção 6.2.2.

A fase de operação também é dividida em quatro ciclos semelhantes aos da fase de programação da operação, contando apenas com algumas diferenças. A primeira diferença é que estes ciclos ocorrem na fase de operação do sistema, com uma antecedência de 15 minutos da entrega real da eletricidade e se repetem a cada 15 minutos até que se encerre a programação (24h) definido na fase anterior. Os ciclos da fase de operação são semelhantes aos da fase de programação da operação, com a diferença que as programações enviadas pelos AP e AC são compostas apenas pelo valor programado para o próximo intervalo de tempo, o que torna a comunicação mais rápida, assim como diminui o esforço computacional requerido na solução dos modelos de otimização. No entanto, a principal diferença entre as fases de operação e programação da operação ocorre principalmente no terceiro ciclo, caso restrições na rede elétrica sejam encontradas pelo AD, devido às alterações ocorridas nas programações dos APs. Inicialmente o AD realiza a tentativa de solucionar a restrição operacional utilizando somente os



dispositivos de armazenamento de rede. Se uma solução da restrição operacional for possível utilizando somente os dispositivos de armazenamento de rede, as instruções necessárias são enviadas aos ACs e o quarto ciclo não é iniciado. Caso não seja possível a solução da restrição utilizando somente os dispositivos de armazenamento de rede, então um quarto ciclo semelhante ao da fase de programação da operação é iniciado com a realização de procedimento iterativo para que os APs possam ajudar também a solucionar a restrição operacional de tempo real, o que dá origem a um preço de energia elétrica de tempo real.

### 6.1.3 Recursos Energéticos Distribuídos utilizados no estudo de caso

Um dos fatores determinantes para modernização da rede elétrica foi o desenvolvimento de REDs, tais como fontes de energias renováveis (notadamente solar e eólica) e sistemas de armazenamento (incluindo sistemas de armazenamento móveis como os presentes nos veículos elétricos). No entanto, a integração de RED pode ser problemática do ponto de vista técnico, exigindo estratégias de controle inovadoras, dentre as quais *TES* é uma das mais promissoras (ABRISHAMBAF *et al.*, 2019).

Na arquitetura para a plataforma de testes de *TES*, os RED são tratados como entidades distintas dos agentes, de forma que os comportamentos de cada tipo de RED possam ser tratados de forma independente e separada dos comportamentos de controle, negociação e otimização dos agentes. Sendo assim um simulador exclusivo para modelar os comportamentos de cada um dos REDs foi desenvolvido. Esse simulador foi desenvolvido utilizando scripts em linguagem de programação Python para a modelagem dos comportamentos e a *API Mosaik* de alto nível para integração das entidades de simulação no ambiente de co-simulação.

No estudo de caso desenvolvido serão considerados os seguintes tipos de REDs:

- geração intermitente: são dispositivos de geração intermitente modelados como um banco de dados de medições, uma vez que não são considerados fontes despacháveis. Os dados também foram obtidos da suíte de testes *Simbench*;
- dispositivos de armazenamento de energia: são dispositivos de armazenamento de energia, especificamente do tipo baterias que realizam conversão eletroquímica de energia elétrica. Para definir estes dispositivos são necessários alguns parâmetros que serão descritos e utilizados nos modelos matemáticos na subseção 6.1.4.

Outros RED comumente utilizados em aplicações de *TES* são dispositivos térmicos de aquecimento, ventilação e de ar-condicionado, no inglês *Heating, Ventilation and Air-*

*Conditioning (HVAC)* e veículos elétricos. Como não foram desenvolvidos modelos de otimização para integrar as dinâmicas desses tipos de RED, eles não serão considerados neste trabalho, sendo proposta sua incorporação nas análises como trabalho futuro.

Além dos REDs mencionados acima, estão modeladas, para cada prosumidor, cargas de comportamento aleatório, que são as cargas acionadas aleatoriamente e diretamente pelos usuários (ou seja, sem automatismos) de uma determinada unidade consumidora, seja ela residencial, comercial ou industrial. Esses dispositivos são modelados basicamente como um banco de dados de medições realizadas na rede elétrica obtido da suíte de testes para redes elétricas de distribuição *Simbench* (Spalthoff *et al.*, 2019).

Conforme descrito no início desta seção, para cada nó da rede elétrica de distribuição de baixa tensão especificada neste estudo de caso está associado um AP que tem sobre seu domínio diferentes tipos de RED. Para cada AP diferentes RED são atribuídos, de forma aleatória, obedecendo os valores mostrados na Tabela 6 em que são exibidos os valores possíveis ou de mínimo/máximo para os atributos dos RED.

Tabela 6 – características dos RED.

Tipo de dispositivo	Potência (min/max)	Capacidade de armazenamento.	Taxa de carg./desc.
carga não controlável	2,0/4,0 kW	-	-
geração não despachável	2,5 kW	-	-
disp. de armazenamento prosumidor	2,4 kW	8,0 kWh	0,3 h <sup>-1</sup>
disp. de armazenamento de rede	6,0 kW	20,0 kWh	0,3 h <sup>-1</sup>

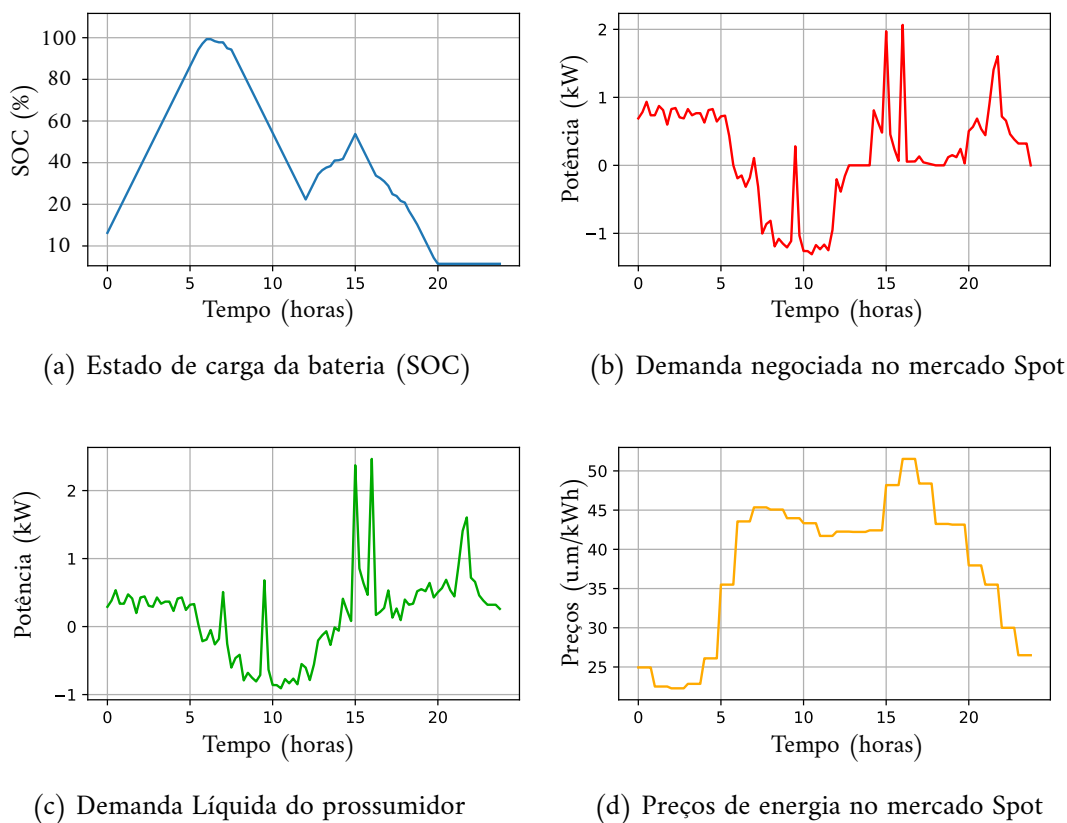
Fonte: Próprio do autor.

3: Taxa de carga/descarga dada em função do valor de capacidade de armazenamento.

Para os dispositivos de armazenamento, o valor máximo de fluxo de potência é determinado pelo produto entre a característica de tamanho do sistema de armazenamento e a característica de tipo de interface de rede do RED, ou seja, a taxa de carga/descarga do dispositivo, representando assim o máximo fluxo de potência no dispositivo para cada intervalo de tempo considerado. A programação do dispositivo de armazenamento dos prosumidores, é determinada pela execução de um algoritmo de otimização estocástica conforme descrito na subseção 6.1.4.1. Na Figura 40 é mostrado um exemplo de curva de carga/descarga do dispositivo de armazenamento obtido pelo processo de otimização estocástico, assim como dados de previsão de carga a ser consumida, previsão de energia a ser negociada no mercado de tempo real e os preços desse tipo de mercado para um dos cenários utilizados na otimização estocástica. São utilizados inicialmente nove cenários diferentes de carga/geração/preços que

são reduzidos posteriormente para três cenários utilizando o métodos de distância para manter a representatividade dos cenários. Esse procedimento tem como objetivo reduzir o esforço computacional do processo de otimização que dependendo do número de cenários a ser analisado pode inviabilizar a execução do método.

Figura 40 – Dados provenientes dos cenários de carga, geração e mercado de eletricidade utilizados no processo de otimização.



Fonte: Própria do autor.

A Tabela 6 também mostra as características dos dispositivos de armazenamento diretamente controláveis pelo AD, referidos na tabela como dispositivos de armazenamento de rede. Os ACs além da função de agregar dados dos APs, também gerenciam os dispositivos de armazenamento controláveis distribuídos pela rede e que têm por objetivo ofertar serviços ancilares à rede elétrica, promovendo a redução dos impactos que a livre programação dos APs pode causar. A programação destes dispositivos é determinada pelo AD ao executar um algoritmo de otimização que tem como objetivo principal corrigir possíveis violações de restrições operacionais utilizando somente os dispositivos de armazenamento de rede. Caso isso não seja possível, então um processo iterativo deve ser realizado e coordenado pelo AM com a participação de AD e ACs na alteração das programações dos dispositivos de armazenamento dos

prosumidores para que também auxiliem na segurança operacional da rede elétrica. Para cada AC é atribuído um número de dispositivos de armazenamento de rede que é uma porcentagem do número total de APs na sub-rede sobre o domínio do AC.

#### **6.1.4 Modelos de otimização associados ao sistema multi-agente desenvolvido**

Técnicas de otimização aplicadas em sistemas de potência em áreas como planejamento e operação, alocação de dispositivos, restauração e reconfiguração de sistemas, análise de confiabilidade, entre outros, há muito vêm sendo abordadas em trabalhos acadêmicos e aplicadas em projetos de pesquisa e desenvolvimento. Diversas técnicas vêm sendo propostas tais como: programação linear/quadrática, programação inteira, programação mista, algoritmos evolutivos, algoritmos de enxame de partículas (PSO), redes neurais, e técnicas de inteligência computacional. Em virtude da grande incerteza relacionada a alguns componentes constituintes do SEP como geração dependente de fontes intermitentes (radiação solar e velocidade do vento, por exemplo), preços no mercado de eletricidade e comportamento da demanda de consumo de eletricidade, a aplicação de técnicas de otimização estocásticas vêm apresentando bons resultados, como em (SOARES *et al.*, 2017).

Visando a representação de comportamentos que estejam associados à presença de sistemas de otimização no gerenciamento dos RED, com o objetivo de minimizar os custos operacionais da unidade consumidora, foram desenvolvidos modelos de otimização do tipo *MILP*, considerando fatores de incerteza como geração intermitente, curva de consumo e preços do mercado de energia.

Já nos agentes AC e AD, modelos de otimização do *MIQP* foram utilizados com duas finalidades: evitar a violação das restrições operacionais da rede elétrica; e realizar o primeiro objetivo, desviando o mínimo possível das propostas de programação enviadas pelos agentes prosumidores, atendendo condições pré estabelecidas por estes, como, por exemplo, o nível de carregamento total de seus dispositivos de armazenamento.

Os modelos de otimização de cada um dos agentes considerados são apresentados em detalhes nas subseções 6.1.4.1, 6.1.4.2, 6.1.4.3.

##### **6.1.4.1 Modelo de otimização do Agente Prosumidor**

O modelo de otimização estocástica atribuído às decisões do AP foi baseado em (TAVARES *et al.*, 2019) e consiste em encontrar os valores de energia a serem contratado em

um mercado do tipo contratação bilateral, entre AP e AM, enquanto leva em consideração a existência de um mercado do tipo tempo real e a possibilidade de armazenamento de energia elétrica pelo prosumidor. O processo de tomada de decisão pode ser formulado como um problema estocástico do tipo *MILP* de dois estágios. No primeiro estágio o AP deve tomar duas decisões: quanto de energia contratar no ambiente de contratação bilateral e qual a programação do dispositivo de armazenamento. Já no segundo estágio, os lances de compra e venda de energia no mercado de tempo real são definidos com base nos cenários gerados a partir de um banco de dados de previsões de geração/consumo de eletricidade e preços no mercado de tempo real. As decisões realizadas no primeiro estágio não podem ser desfeitas no segundo.

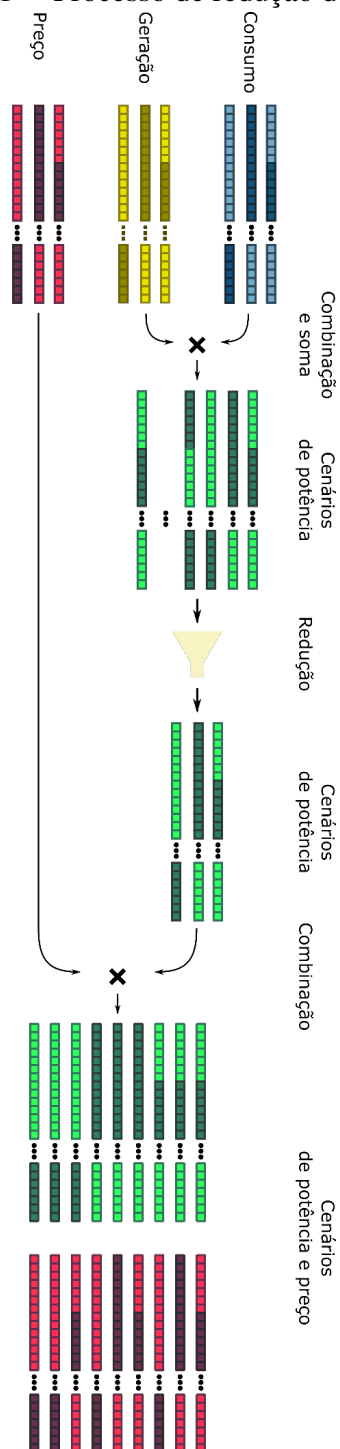
Antes que uma solução para o problema de otimização possa ser encontrada, é necessário gerar cenários futuros para as variáveis estocásticas consideradas. Em seguida, os cenários gerados devem ser reduzidos em número para que o problema seja computacionalmente viável. A geração de cenários é feita, portanto, por meio de amostragem direta em bases de dados. Neste estudo de caso, a base de dados utilizada para valores de geração e consumo de eletricidade em unidades prosumidoras foi a disponibilizada pela biblioteca *Simbench* (Spalhoff *et al.*, 2019). Já para os valores de preço de energia elétrica utilizou-se dados do portal (ENERGINET, 2020) que disponibiliza valores de preço de eletricidade no mercado *day-ahead* dos países nórdicos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca).

Após gerados os cenários de preço, consumo e geração, é necessário combiná-los e reduzi-los em número, já que a utilização direta de todas as combinações tornariam a otimização computacionalmente inviável. O método de redução escolhido foi a variação seleção direta da redução da distância de Kantorovich. A redução foi feita em etapas:

- Passo 1: Cada conjunto gerado (geração, consumo e preço) foi reduzido de 10 para 3 cenários.
- Passo 2: Os cenários de geração e consumo foram combinados, resultando em 9 cenários de potência, cujas probabilidades foram obtidas pela multiplicação das probabilidades individuais do par geração-consumo combinado.
- Passo 3: Os 9 cenários de potência foram reduzidos para 3 cenários. Caso o prosumidor não possua geração, os 3 cenários reduzidos de consumo obtidos no Passo 1 já são os cenários reduzidos de potência.
- Passo 4: Combina-se os 3 cenários de potência com os 3 cenários de preços reduzidos. Obtêm-se, então, 9 cenários de preço-potência, cujas probabilidades foram obtidas pela multiplicação das probabilidades individuais do par preço-potência combinado.

A Figura 41 esquematiza o processo de combinação de cenários reduzidos para gerar os 9 cenários finais utilizados durante a otimização.

Figura 41 – Processo de redução de cenários



Fonte: (TAVARES, 2019)

O problema de otimização foi modelado usando o PySP (WATSON *et al.*, 2012), um

submódulo Pyomo (HART *et al.*, 2011) para otimização estocástica e resolvido com o solver CPLEX.

O objetivo da otimização é minimizar o custo operacional esperado do prosumidor. A função objetivo do problema é explicada na equação 6.1, dada em unidades monetárias (u.m), e representa o valor esperado do custo operacional do prosumidor. Como saída do processo de otimização, são esperados os valores de energia a ser comprada de forma antecipada no mercado do tipo bilateral, assim como a programação do dispositivo de armazenamento presente no prosumidor.

$$\min \left[ \sum_{t=1}^{N_T} \left( \Phi_t^{(bl)} \cdot APP_t^{(bl)} \right) \cdot \Delta t + \sum_{z=1}^{N_Z} \sum_{t=1}^{N_T} \left( \Phi_{z,t}^{(tr)} \cdot APP_{z,t}^{(tr)} \right) \cdot \pi(z) \cdot \Delta t \right] \quad (6.1)$$

Sujeito às restrições:

$$APP_t^{(bl)} \geq 0 \quad (6.2)$$

$$APP_t^{(bl)} + APP_{z,t}^{(tr)} \geq APP_{z,t}^T \quad (6.3)$$

$$APP_{z,t}^{(tr)} \geq APP_{z,t}^T \mid APP_{z,t}^T \leq 0 \quad (6.4)$$

$$APP_{z,t}^{(tr)} \geq 0 \mid APP_{z,t}^T \geq 0 \quad (6.5)$$

$$\delta_t^{(char)} + \delta_t^{(dischar)} \leq 1 \quad (6.6)$$

$$APP_t^{char} \leq \delta_t^{(char)} \cdot APSOC_{max} \quad (6.7)$$

$$APP_t^{dischar} \leq \delta_t^{(dischar)} \cdot APSOC_{min} \quad (6.8)$$

$$APSOC_{t+1} = APSOC_t + (APP_t^{char} - APP_t^{dischar}) \cdot \Delta t \quad (6.9)$$

Em que:

$z, t$  índices das variáveis e parâmetros referentes a cenário e tempo, respectivamente.

$APP_t^{(bl)}$  variável de otimização que representa os valores de demanda de energia no mercado bilateral no intervalo de tempo  $t$ .

$APP_{z,t}^{(tr)}$	variável de otimização que representa os valores de demanda de energia no mercado em tempo real no intervalo de tempo $t$ .
$\Phi_t^{(bl)}$	custo de compra de energia para mercado bilateral.
$\Phi_{z,t}^{(tr)}$	custo de compra de energia para o mercado em tempo real.
$\Delta t$	duração do intervalo de tempo em cada negociação de mercado em tempo real.
$APP_t^{char}$	variável de otimização que representa o valor de carga no dispositivo de armazenamento do prosumidor.
$APP_t^{dischar}$	variável de otimização que representa o valor de descarga no dispositivo de armazenamento do prosumidor.
$APSOC_t$ :	variável de otimização que representa o estado de carga no dispositivo de armazenamento do prosumidor.
$SOC_{max}$	valor máximo permitido para $SOC_t$ .
$SOC_{min}$	valor mínimo permitido para $SOC_t$ .
$\delta_t^{(char)} / \delta_t^{(dischar)}$	variáveis inteiras para determinar os valores de $P_t^{char} / P_t^{dischar}$ , respectivamente.
$\pi(z)$	probabilidade de ocorrência de cenários.

A restrição 6.2 estabelece a impossibilidade de venda de energia pelos consumidores no mercado de contratação bilateral. A restrição 6.3 formula o balanço energético, garantindo o fornecimento de energia ao consumidor, seja por meio de contratos bilaterais, seja pela compra/venda de energia no mercado em tempo real. Na restrição 6.4, é estabelecido que se a geração ultrapassar a demanda de energia do consumidor, esse excedente deve ser armazenado ou vendido no mercado em tempo real. A restrição 6.5 estabelece a impossibilidade de venda no mercado em tempo real da energia adquirida por meio de contrato bilateral. As restrições 6.6, 6.7, 6.8, 6.9 estão relacionadas à operação dos dispositivos de armazenamento.

#### 6.1.4.2 Modelo de otimização do Agente Concentrador

O modelo de controle adotado neste trabalho foi implementado com base no conceito apresentado em (HU *et al.*, 2017) em que um esquema de decomposição em multiplicadores de Lagrange é realizado na função objetivo do problema como um todo. Dessa forma, primeiro é necessário estabelecer a função objetivo dos dois principais atores envolvidos na etapa de



negociação da programação de carga/geração da rede elétrica, que são os agentes AC e AD.

O objetivo do agente AC é manter a programação de carga/geração proposta pelos AP, alterando essa programação o mínimo possível por motivos de violação das restrições operacionais da rede elétrica. Neste caso a programação inicialmente proposta pelo AP não poderá ser executada. Dessa forma a função objetivo do AC é mostrada na equação 6.10.

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} C_k \cdot (ACP_{t,l}^{(init)} - ACP_{t,l}^{(result)})^2 \quad (6.10)$$

Sujeito às restrições:

$$\sum_{t=1}^{N_T} ACP_{t,l}^{(result)} \cdot \Delta t \geq \sum_{t=1}^{N_T} D_l \cdot ACP_{t,l}^{(init)} \cdot \Delta t, \forall l, k \quad (6.11)$$

Em que:

- $k$  índice de variáveis e parâmetros, referentes ao AC associado.
- $ACP_{t,l}^{(result)}$  variável de otimização que representa o valor resultante de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandado pelo prosumidor no barramento  $l$  no intervalo de tempo  $t$ .
- $ACP_{t,l}^{(init)}$  parâmetro que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandados inicialmente pelo prosumidor no barramento  $l$  no intervalo de tempo  $t$ .
- $C_k$  fator de peso associado à diferença entre a proposta e a programação resultante para um AC  $k$ . Quanto mais próximo de 1 for  $C_k$ , menor será a diferença entre a programação proposta pelo AC e a programação resultante após o procedimento de otimização.
- $D_l$  fator de peso associado à programação de AP. Quanto mais próximo de 1 for  $D_l$ , menor será a diferença entre a programação proposta pelo AP e a programação resultante após o procedimento de otimização.

### 6.1.4.3 Modelo de otimização do Agente DSO

No modelo de mercado considerado neste estudo de caso, os prosumidores podem contratar energia de duas formas: por meio de contratos bilaterais e/ou em um mercado em tempo real que ocorre em intervalos sequenciais a cada 15 minutos antes da entrega física da energia pelos produtores aos consumidores. Como as ações dos consumidores podem impactar diretamente nos níveis de confiabilidade operacional, segurança e qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, todas as transações de mercado precisam ser validadas pelo *DSO*, neste caso pelo AD. Ao identificar as violações das restrições da rede elétrica, o AD deve atuar por meio de dois níveis de interferência na operação da rede elétrica.

- No primeiro nível de interferência, o *DSO* solicita a prestação de serviços ancilares aos dispositivos de armazenamento de rede, que são diretamente controláveis e distribuídos em toda a rede elétrica, de acordo com o processo de otimização baseado em *MIQP*.
- No segundo nível de interferência na rede elétrica, caso os dispositivos de armazenamento de rede diretamente controláveis pelo *DSO* não sejam capazes de eliminar as violações de restrições operacionais da rede elétrica, o AM iniciará um procedimento de descoberta de sinal de preço para resolução dessas violações.

O modelo de otimização baseado em *MIQP* e utilizado pelo *DSO* tem como objetivo principal prevenir a ocorrência de violação às restrições operacionais da rede elétrica, interferindo o menos possível nos cronogramas propostos pelos prosumidores. Este objetivo é representado matematicamente na Equação 6.12.

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \left[ a \cdot (ADP_{t,l}^{(init)} - ADP_{t,l}^{(result)})^2 + b \cdot (\overline{ADP}_{t,l}^{(init)} - \overline{ADP}_{t,l}^{(result)})^2 \right] \quad (6.12)$$

Sujeito às restrições:

$$\sum_{l=1}^{N_B} \left( ADP_{t,l}^{(result)} + \overline{ADP}_{t,l}^{(result)} \right) \leq ADP_{trans}^{max}(t), \forall t \quad (6.13)$$

$$U_{Min} \leq U_0(t,l) + \Delta U(t,l) \leq U_{Max}, \forall l, t \quad (6.14)$$

Em que:

- $ADP_{t,l}^{(init)}$  parâmetro que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandados inicialmente pelo prosumidor no barramento  $l$  no intervalo de tempo  $t$ .
- $ADP_{t,l}^{(result)}$  variável de otimização que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento demandados inicialmente pelo prosumidor no barramento  $l$  no intervalo de tempo  $t$ .
- $\overline{ADP}_{t,l}^{(init)}$  parâmetro que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento de rede controláveis diretamente no barramento  $l$  no intervalo de tempo  $t$ .
- $\overline{ADP}_{t,l}^{(result)}$  variável de otimização que representa o valor de energia associado aos dispositivos de armazenamento de rede controláveis diretamente no barramento  $l$  no intervalo de tempo  $t$ .
- $ADP_{trans}^{max}(t)$  limite de potência suportado por transformador de distribuição.
- $U_{Min}$  nível mínimo de tensão permitido na rede elétrica.
- $U_{Max}$  nível máximo de tensão permitido na rede elétrica.
- $U_0(t,l)$  nível de tensão inicial em cada barramento do sistema, sem considerar a interferência de dispositivos de armazenamento de energia que fornecem serviços ancilares.
- $\Delta U(t,l)$  variação de tensão nos barramentos do sistema por interferência de dispositivos de armazenamento de energia que prestam serviços ancilares.
- $a, b$  constantes que podem variar entre 0 e 1 e cuja soma deve ser igual a 1. Definem o grau de participação na resolução das restrições operacionais da rede elétrica dos dispositivos de armazenamento de prosumidor e de rede, respectivamente.

A restrição de tensão descrita na Equação 6.14 é calculada com base em um método de sensibilidade de tensão de acordo com a Equação 6.15, em que  $\mathbf{J}$  é a matriz Jacobiana obtida na última iteração do algoritmo de *Newton-Raphson* para cálculo do fluxo de potência.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \Theta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \Theta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}} \begin{bmatrix} \Delta \Theta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

Considerando não haver variação da potência reativa, por não se considerar esse tipo de controle na modelagem proposta, o cálculo das variações nos níveis de tensão de acordo com a variação líquida de potência ativa nos nós do sistema pode ser realizado, derivando o equacionamento da Equação 6.15, conforme apresentado nas Equação 6.16 e Equação 6.17.

$$\begin{bmatrix} \Delta\Theta(t,l) \\ \Delta U(t,l) \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P(t,l) \\ \Delta Q(t,l) \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{-1} \begin{bmatrix} ADP_{t,l}^{(result)} + \overline{ADP}_{t,l}^{(result)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.16)$$

$$\Delta U(t,l) = \mathbf{J}_{21}^{-1} \cdot \left( ADP_{t,l}^{(result)} + \overline{ADP}_{t,l}^{(result)} \right) \quad (6.17)$$

Conforme descrito em (HU *et al.*, 2017), essa abordagem se mostra uma boa aproximação para o objetivo do modelo proposto.

Como para o cálculo da variação dos níveis de tensão nas barras do sistema, a serem utilizados pelos *solvers* de otimização, é necessário a obtenção do inverso da matriz Jacobiana do sistema na última iteração do algoritmo de fluxo de carga *Newton-Raphson*, foi necessário a utilização do software *pandapower* (THURNER *et al.*, 2018), uma vez que o fluxo de carga do *MyGrid*, utilizado pela plataforma de co-simulação para registro dos valores de simulação, está implementado apenas em varredura direta-inversa.

#### 6.1.4.4 Implementação do modelo de controle baseado em transações considerando restrições operacionais da rede elétrica

Levando em consideração as funções objetivos de AC e AD, é possível formular um procedimento de maximização do bem-estar global do sistema, ou seja, levando em consideração tanto a minimização dos custos dos prosumidores assim como mitigando o impacto negativo das programações dos dispositivos na rede elétrica. O equacionamento necessário para obter-se o máximo bem-estar global do sistema está contido nas equações 6.18, 6.19, 6.20, 6.21 e 6.22:

$$\min \sum_{k=1}^{N_F} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} C_k \cdot (ACP_{k,t,l}^{(init)} - ACP_{k,t,l}^{(result)})^2 + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \left[ a \cdot (ADP_{t,l}^{(init)} - ADP_{t,l}^{(result)})^2 + b \cdot (\overline{ADP}_{t,l}^{(init)} - \overline{ADP}_{t,l}^{(result)})^2 \right] \quad (6.18)$$

Sujeito às restrições:

$$ACP_{k,t,l}^{(result)} = ADP_{t,l}^{(result)}, \forall t, k \quad (6.19)$$

$$\sum_{t=1}^{N_T} ACP_{t,l}^{(result)} \cdot \Delta t \geq \sum_{t=1}^{N_T} D_l \cdot ACP_{t,l}^{(init)} \cdot \Delta t, \forall t, l \quad (6.20)$$

$$\sum_{l=1}^{N_B} \left( ADP_{t,l}^{(result)} + \overline{ADP}_{t,l}^{(result)} \right) \leq ADP_{trans}^{max}(t), \forall t \quad (6.21)$$

$$U_{Min} \leq U_0(t, l) + \Delta U(t, l) \leq U_{Max}, \forall l, t \quad (6.22)$$

Conforme descrito em Boyd2004 a decomposição dual de uma função objetivo conforme a descrita na Equação 6.19 tem uma interessante interpretação econômica. Neste ponto é interessante uma breve discussão a respeito dessa interpretação. Supondo que a variável  $x$  denota como uma empresa opera e  $f_0(x)$  denota o custo de operação em  $x$ , ou seja,  $f_0(x)$  é o lucro (digamos, em unidade monetária) obtido na condição operacional  $x$ . Cada restrição  $f_i(x) \leq 0$  representa algum limite, como um limite de recursos (por exemplo, espaço de armazém ou mão de obra, entre outros). A condição operacional que maximiza o lucro, respeitando os limites, pode ser encontrada resolvendo o problema de otimização descrito na Equação 6.23.

$$\begin{aligned} &\text{minimizar } f_0(x) \\ &\text{sujeito a } f_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (6.23)$$

Pensando em um segundo cenário, em que os limites das restrições podem ser violados pagando-se um custo adicional que é linear ao valor da violação medida por  $f_i$ . Assim, o pagamento feito pela empresa para o  $i$ -ésimo limite ou restrição é  $\lambda_i f_i(x)$ . Pagamentos também podem ser feitos à empresa caso as restrições não sejam justas, ou seja, se  $f_i(x) < 0$ , nesse caso  $\lambda_i f_i(x)$  representa um pagamento à empresa. O coeficiente  $\lambda_i$  tem a interpretação do preço por violar  $f_i(x) \leq 0$ ; e pelo mesmo preço, a empresa poderá também vender qualquer porção “não utilizada” da  $i$ -ésima restrição. Assumindo  $\lambda_i \geq 0$ . Ou seja, a empresa deve pagar pelas violações e receber receita caso as restrições não sejam justas.

Como exemplo, supondo que a primeira restrição no problema original,  $f_1(x) \leq 0$ , represente um limite no espaço do armazém (por exemplo, em metros quadrados). Nesse novo arranjo, tem-se a possibilidade de que a empresa possa alugar espaço extra de depósito a um custo de  $\lambda_1$  em unidade monetária por metro quadrado ou também alugar espaço não utilizado, pela mesma taxa.

O custo total para a empresa, para a condição operacional  $x$ , e os preços de restrição  $\lambda_i$ , é  $L(x, \lambda) = f_0(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i f_i(x)$ . A empresa obviamente operará de forma a minimizar seu custo total  $L(x, \lambda)$ , o que resulta em um custo  $g(\lambda)$ . A função dual representa, portanto, o custo ótimo para a empresa, em função do vetor de restrição de preços  $\lambda$ . O valor dual ótimo,  $d^*$ , é o custo ótimo para a empresa sob o conjunto de preços menos favorável.

Usando esta interpretação, é possível parafrasear a dualidade fraca da seguinte forma: O custo ótimo para a empresa no segundo cenário (em que as violações de restrição podem ser compradas e vendidas) é menor ou igual ao custo na situação original (que tem restrições que não podem ser violadas), mesmo com os preços mais desfavoráveis. Isso é óbvio: se  $x^*$  for ótimo no primeiro cenário, então o custo operacional de  $x^*$  no segundo cenário será menor do que  $f_0(x^*)$ , uma vez que alguma receita pode ser derivada das restrições que não são justas. O *gap* de dualidade ótimo é então a vantagem mínima possível para a empresa de poder pagar por violações de restrições (e receber pagamentos por restrições não justas).

Agora, supondo que a dualidade forte se mantenha e o ótimo dual seja alcançado. É possível interpretar um  $\lambda^*$  dual ótimo como um conjunto de preços para os quais não há vantagem para a empresa em pagar por violações de restrição (ou receber pagamentos por restrições não justas). Por essa razão, um  $\lambda^*$  ideal dual é às vezes chamado de conjunto de preços sombra (em inglês *shadow prices*) para o problema original.

O mesmo raciocínio apresentado para o problema do armazenamento pode ser aplicado para o problema de orquestração de REDs na rede elétrica de distribuição, considerando as restrições operacionais como os limites operacionais da rede elétrica. Este trabalho não entrará no mérito da questão de como tratar os valores encontrados para  $\lambda(t, l)$  como valores financeiros reais. Os valores de preços encontrados serão interpretados apenas como uma variável de controle que identifica as condições de desequilíbrio entre os recursos energéticos e as restrições operacionais da rede, indicando as ações necessárias a serem tomadas pelos controladores associados às partes que estão em negociação, permitindo dessa forma que uma condição de equilíbrio seja encontrada.

A partir do equacionamento de bem-estar global do sistema, descrito na Equação 6.19, é possível decompor o processo de otimização e formular um procedimento para solucionar o problema de forma distribuída. Utilizando os conceitos de multiplicador de Lagrange para a restrição expressa na Equação 6.19, que implica na igualdade das variáveis  $ACP_{k,t,l}^{(result)}$  e  $ADP_{t,l}^{(result)}$ , considerando as demais restrições implícitas, é possível reescrever a função objetivo

de bem-estar global conforme expresso na Equação 6.24.

$$\begin{aligned}
L(\lambda(t,l), ACP_{k,t,l}^{(result)}, \overline{ADP}_{t,l}^{(result)}) = & \quad (6.24) \\
& \sum_{k=1}^{N_F} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} C_k \cdot (ACP_{k,t,l}^{(init)} - ACP_{k,t,l}^{(result)})^2 + \\
\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \left[ a \cdot (ADP_{t,l}^{(init)} - ADP_{t,l}^{(result)})^2 + b \cdot (\overline{ADP}_{t,l}^{(init)} - \overline{ADP}_{t,l}^{(result)})^2 \right] + & \\
\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \lambda(t,l) \cdot (ACP_{k,t,l}^{(result)} - ADP_{t,l}^{(result)}) &
\end{aligned}$$

Dessa forma, para que os agentes entrem em acordo, é necessário chegar à condição  $ACP_{k,t,l}^{(result)} = ADP_{t,l}^{(result)}$ . Isso é garantido por meio da implementação de um processo iterativo baseado no método de subgradiente que permita a resolução do problema através da troca de informações entre os agentes envolvidos.

Considerando  $\lambda(t,l)$  como o multiplicador de Lagrange para o tempo  $t$  e o barramento  $l$ , a função objetivo de AC para um dado passo  $\omega$  do processo iterativo é dada pela equação 6.25:

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} C_k \cdot (ACP_{t,l}^{(init)} - ACP_{t,l}^{(result)})^2 + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \lambda_{\omega}(t,l) \cdot ACP_{t,l}^{(result)} \quad (6.25)$$

Sujeito às restrições:

$$\sum_{t=1}^{N_T} ACP_{t,l}^{(result)} \cdot \Delta t \geq \sum_{t=1}^{N_T} D_l \cdot ACP_{t,l}^{(init)} \cdot \Delta t, \forall l, k \quad (6.26)$$

Para o AD a função objetivo para um dado passo  $\omega$  é dada pela Equação 6.27:

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \left[ a \cdot (ADP_{t,l}^{(init)} - ADP_{t,l}^{(result)})^2 + b \cdot (\overline{ADP}_{t,l}^{(init)} - \overline{ADP}_{t,l}^{(result)})^2 \right] - \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_B} \lambda_{\omega}(t,l) \cdot ADP_{t,l}^{(result)} \quad (6.27)$$

Sujeito às restrições:

$$\sum_{l=1}^{N_B} \left( ADP_{t,l}^{(result)} + \overline{ADP}_{t,l}^{(result)} \right) \leq ADP_{trans}^{max}(t), \forall t \quad (6.28)$$

$$U_{Min} \leq U_0(t,l) + \Delta U(t,l) \leq U_{Max}, \forall l, t \quad (6.29)$$

O AM coordena as interações entre os agentes AC e AD e inicia cada rodada de execução do problema caso a condição  $|\lambda_{\omega}(t, l) - \lambda_{\omega+1}(t, l)| \leq \varepsilon$  não seja respeitada, em que  $\varepsilon$  é definido como um valor de precisão desejada, em virtude do relaxamento da restrição  $ACP_{t,l}^{(result)} = ADP_{t,l}^{(result)}$  do problema inicial. Caso a precisão desejada não seja atingida, uma nova rodada de execução é realizada com o valor de  $\lambda_{\omega}(t, l)$  sendo atualizado de acordo com a equação 6.30 e  $\alpha_{\omega}$  sendo uma constante de atualização que pode variar entre 0 e 1:

$$\lambda_{\omega+1}(t, l) = \lambda_{\omega}(t, l) + \alpha_{\omega} \cdot \left( ACP_{t,l}^{(result)} - ADP_{t,l}^{(result)} \right) \quad (6.30)$$

### 6.1.5 Rede de comunicação utilizada no estudo de caso

Para a troca das mensagens entre os agentes que integram o *TES*, foi adotado para o módulo de comunicação a tarefa de simular um comportamento compatível com o visto em redes *Low Power Wide Area (LPWA)*, que permite que dispositivos de baixa potência transmitam mensagens a distâncias de até dezenas de quilômetros com baixa taxa de dados (Petajajarvi *et al.*, 2015). Nesse sentido, uma das tecnologias mais adequadas é o *IPv6 no modo Time-Slotted Channel Hopping do IEEE 802.15.4e (6TiSCH)*, que é apoiado pelo *European Telecommunications Standard Institute (IETF)* e permite a implementação de uma topologia de malha. Essa topologia permite que cada mensagem seja transmitida por grandes distâncias usando vários saltos. A arquitetura *6TiSCH* limita as possíveis variações da pilha da rede, de forma que também especifica o uso do *User Datagram Protocol (UDP)* na camada de transporte, reduzindo a latência e o *overhead*.

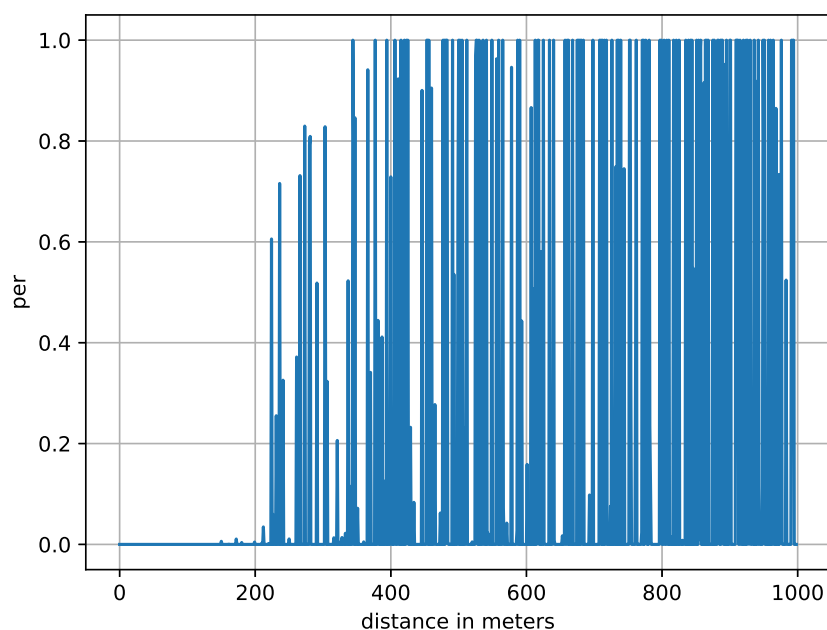
Para obter os principais parâmetros usados na simulação do *ns-3*, ou seja, *Packet Error-Rate (PER)* e atraso de envio, foi utilizado o Simulador *6TiSCH* (MUNICIO *et al.*, 2019). Supõe-se que o *6TiSCH* usa o protocolo 802.15.4g no modo de operação 1 para a banda de frequência ISM dos EUA, o que resulta em uma taxa de transmissão de 50 kbps (IEEE... , 2012) com 16 canais disponíveis. O Acesso Múltiplo por Divisão de Tempo (TDMA) com salto de canal é usado a fim de aumentar a resiliência contra desvanecimento e interferência multi-percurso. Para permitir a comunicação entre dois nós, um *timeslot* e uma frequência específicos são alocados para o link de comunicação. Um grupo de *timeslots* é denominado *slotframe*, que se repete no tempo. Assume-se o valor padrão de 101 *timeslots* e que cada *slotframe* leva 4,04 segundos para ser executado, o que permite que cada um dos *timeslots* seja largo o suficiente para acomodar o *frame* (com um máximo de 127 bytes de acordo com o IEEE



802.15.4) seguido por um reconhecimento.

Para lidar com as variações de longo prazo no ambiente de propagação, o modelo de propagação de Pister-Hack (LE *et al.*, 2009) é utilizado. Nesse modelo, o indicador de intensidade do sinal recebido, do inglês *Received Signal Strength Indicator (RSSI)*, é calculado usando o modelo Friis, que é usado para obter o *RSSI* em um cenário de espaço livre para uma determinada distância e, em seguida, subtraído por uma variável uniforme variando de 0 a 40 dB. Esta é a abordagem padrão para o Simulador *6TiSCH* (MUNICIO *et al.*, 2019). Assumindo que quaisquer sinais de interferência são tratados como ruído, a conversão *RSSI* para *PER* é feita usando a Tabela 7, com valores obtidos a partir dos resultados apresentados em (Prando *et al.*, 2019). Assim, o nível de sensibilidade (ou seja,  $-106,37\text{dBm}$ ) resulta em um  $PER = 1,0$ , que diminui com o aumento do *RSSI*. Tal comportamento pode ser visualizado na Figura 42, em que o parâmetro *PER* aumenta com a distância. Observa-se também o comportamento aleatório do modelo de propagação de Pister-Hack demonstrado, por exemplo, para distâncias de 1 km entre os agentes, em que embora a probabilidade de queda de pacotes seja muito alta, existem cenários onde a comunicação pode ser realizada com um *PER* relativamente baixo.

Figura 42 – *PER* versus distância usando o modelo de propagação de Pister-Hack (LE *et al.*, 2009) com um nível de sensibilidade de  $-106,37\text{ dBm}$  e conversão de *RSSI* para *PER* mostrado na Tabela 7 e obtido de (Prando *et al.*, 2019, Fig. 3).



Fonte: Própria do autor.

Os resultados obtidos com o Simulador *6TiSCH* com todos os parâmetros acima mencionados são usados para obter o *PER* e a latência para configurar o SRC. Finalmente, a matriz de adjacência é gerada usando as coordenadas geográficas dos agentes de forma que haja um link de comunicação viável entre dois agentes sempre que o *PER* estiver abaixo de 0,5.

A localização dos agentes é disposta em coordenadas (x, y) gerada aleatoriamente sendo a localização de um agente qualquer *i* dada pela localização do agente *i* – 1 adicionada de uma distância gerada por uma distribuição uniforme entre 10 e 25 metros. As distâncias entre os agentes e a matriz de adjacências entre eles está mostrada nos Apêndice B e Apêndice C, respectivamente.

Tabela 7 – conversão de RSSI para PER.

RSSI (dBm)	PER
Nível de sensibilidade	1,0000
+1	0,8
+2	0,4
+3	0,15
+4	0,03
+5	0,006
+6	0,0015
+7	0

Fonte: (Prando *et al.*, 2019)

## 6.2 Resultados obtidos no processo de co-simulação do estudo de caso

### 6.2.1 Descrição do cenário de co-simulação

Para a realização do processo de co-simulação serão considerados os seguintes níveis de penetração de RED na rede elétrica:

- Geração solar intermitente: 50% do total de barras do sistema de distribuição em baixa tensão;
- Armazenamento de energia gerenciada pelos prosumidores: 30% do total de barras do sistema em baixa tensão;
- Armazenamento de energia destinada ao provimento de serviços ancilares: 30% do total de barras do sistema de distribuição em baixa tensão.

Após a definição dos cenários de co-simulação em que são inicializados cada um dos simuladores, definidas as interfaces de comunicação e as relações entre cada interface, uma co-simulação com período de avaliação de 24h é executada, conforme as configurações descritas

para a arquitetura proposta e para esse estudo de caso.

Os resultados obtidos do processo de co-simulação serão analisados em dois contextos específicos:

- resultados da simulação do processo de programação da operação;
- resultados da simulação do processo de operação do sistema;

Para o contexto de simulação do processo de operação do sistema, além dos resultados relacionados às dinâmicas da rede elétrica e de seus REDs também serão apresentados os resultados relacionados ao processo de comunicação entre os agentes nos diferentes atos comunicativos estabelecidos na arquitetura do modelo de simulação.

### **6.2.2 Simulação do processo de programação da operação**

Conforme explicitado na subseção 6.1.2, a fase de operação da programação se caracteriza por uma série de passos bem definidos, resumidamente:

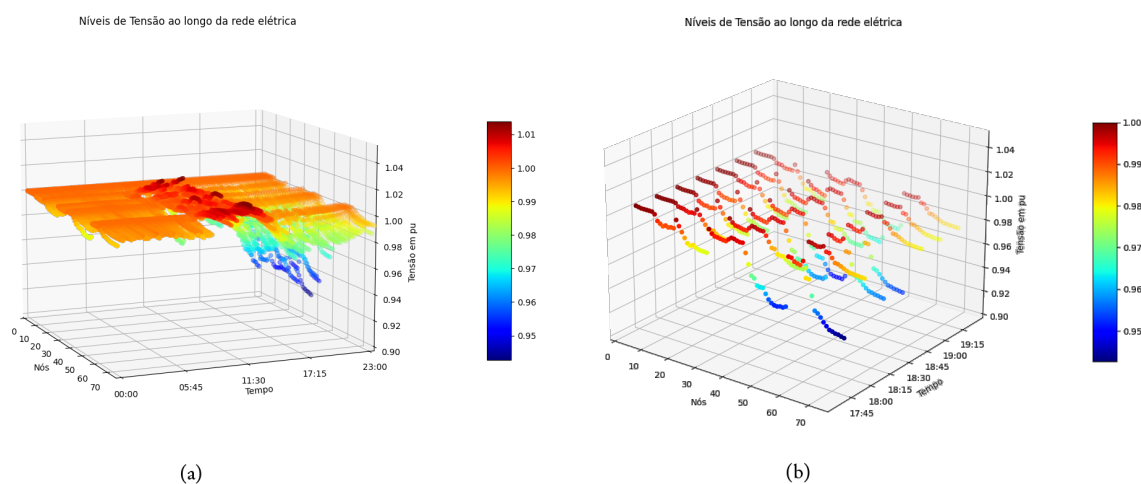
- Solicitação das programações dos AP pelos AC;
- Solicitação das programações dos AP e dos dispositivos de armazenamento de rede subordinados aos AC pelo AD;
- Solicitação das programações dos prosumidores e dispositivos de armazenamento de rede subordinados aos AC pelo AM, que também solicita ao AD os resultados de suas análises que além de levarem em consideração as programações dos prosumidores e dos dispositivos de armazenamento de rede (a programação desses dispositivos é realizada pelo próprio AD) também consideram as restrições operacionais da rede elétrica, ou seja, para este estudo de caso, níveis de tensão e carregamento dos condutores;
- Caso sejam reportados pelo AD ocorrência de restrições na rede elétrica, então um procedimento iterativo é realizado pelo AM para descoberta do preço da eletricidade que irá solucionar as restrições da rede elétrica identificadas pelo *DSO*.

Na Figura 43 são exibidos dois gráficos com os níveis de tensão em pu para cada um dos nós do sistema<sup>1</sup>, considerando somente a demanda líquida da rede, ou seja o valor equivalente de consumo e geração agregados, sem considerar nenhum tipo de injeção ou absorção de potência por parte tanto dos dispositivos de armazenamento de rede quanto dos prosumidores.

<sup>1</sup> No gráfico da Figura 43 assim como nos demais gráficos de barras tridimensionais apresentados neste capítulo, as cores das barras indicam uma escala de valor que varia de tons de azul para valores mínimos a tons de vermelho para valores máximos, não levando em consideração valores de referência como por exemplo níveis operacionais adequados de tensão, mas unicamente os valores absolutos dessas grandezas em relação aos demais valores presentes no mesmo gráfico.

Na Figura 43a os níveis de tensão nos nós da rede elétrica são exibidos para todo o período de simulação, ou seja, 24 horas. Na Figura 43b são mostrados somente os valores de tensão no horário entre 17:45 e 19:15, horário crítico para ocorrência de subtensões. Esses valores baixos de tensão no sistema, ocorrem em decorrência dos elevados valores de demanda consumida e também da diminuição de injeção de potência pelas gerações fotovoltaicas.

Figura 43 – Níveis de tensão na rede para cada um dos nós (a) para todo o período de simulação; (b) para o horário entre 17:45 e 19:15.



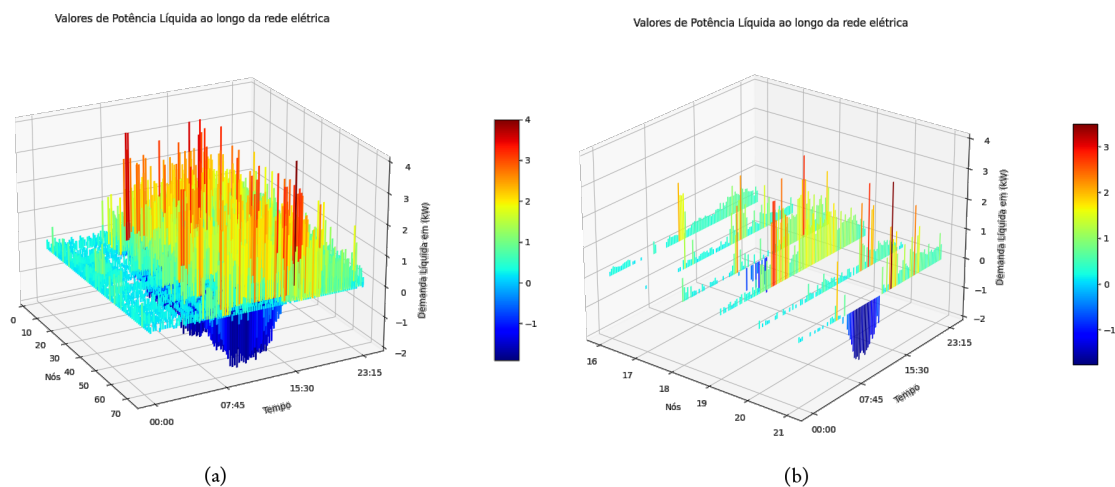
Fonte: Própria do autor.

Nas Tabela 10 e Tabela 11, presentes no Apêndice A, são mostrados os valores máximos e mínimos, respectivamente, de tensão em pu para cada nó da rede com seu horário de ocorrência, excluindo os nós com tensão abaixo de 1,01 pu e acima de 0,99 nas tabelas de valores máximos e mínimos respectivamente. Também nesse caso considera-se somente a curva de demanda líquida de base do sistema.

Na Figura 44a são mostradas as curvas de demanda líquida, ou seja, a resultante entre geração e demanda de consumo, para cada um dos nós da rede, já na Figura 44b as programações de demanda líquida para os nós de 9 a 12 são mostradas. Nas Tabela 12 e Tabela 13, presentes no Apêndice A, são mostrados os valores máximos e mínimos de demanda líquida de base para cada nó da rede, juntamente com seus horários de ocorrência. De acordo com os valores observados é possível verificar que os valores máximos de demanda ocorrem no período entre 16:00 e 19:30 compreendendo o horário de pico do sistema elétrico, ocasionado pelo próprio aumento do consumo, mas também agravado pela saída da geração fotovoltaica.

Com base nas curvas de demanda líquida de base, conforme mostrado na Figura 44, que compreende as cargas e dispositivos de geração em que não é possível realizar alterações

Figura 44 – Demanda líquida em kW para (a) cada um dos nós e (b) para os nós 9 a 12.



Fonte: Própria do autor.

de programação, é realizado processo de programação dos dispositivos de armazenamento de rede, programados pelo AD e de prosumidores, programados individualmente por cada um dos sistemas de controle dos mesmos prosumidores.

Para o estudo de caso em questão, foi estabelecido limite de capacidade de condução de corrente para transformadores e linhas de distribuição, assim como níveis mínimos e máximos de tensão nos nós da rede, 0,97 pu e 1,03 pu respectivamente. Caso ocorra violação das restrições operacionais da rede elétrica citadas acima, é realizado o procedimento de negociação.

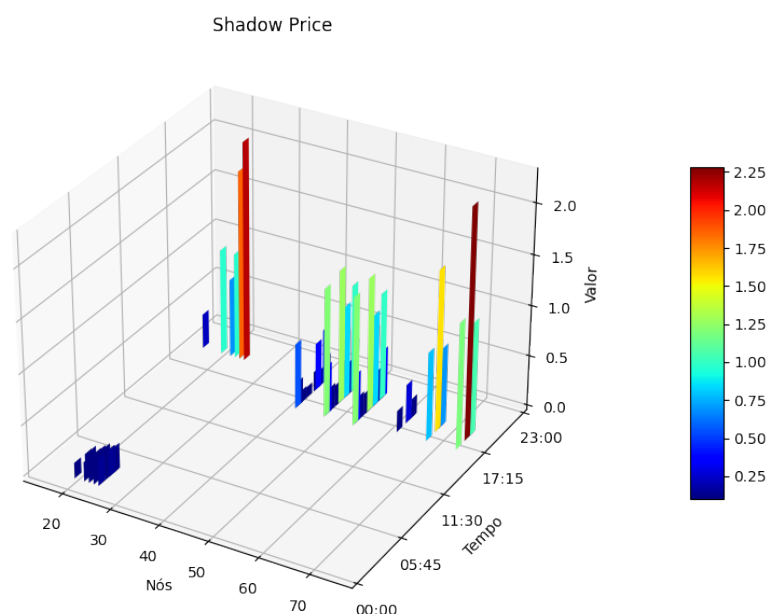
Para a rede elétrica com as características definidas na seção 6.1 chegou-se, após 8 rodadas de interações de negociação entre os agentes AD (que representa os interesses da rede elétrica) e AC (que representam os interesses dos prosumidores) e gerenciadas pelo AM, o agente de mercado, aos valores máximos de *shadow price*<sup>2</sup> indicados na Tabela 8, presente no Apêndice A, e mostrados para cada nó da rede e horário de simulação na Figura 45.

Já na Figura 46 e na Tabela 9, presente no Apêndice A, são mostrados os valores de potência de saída dos dispositivos de armazenamento de rede programados pelo AD para garantir que as restrições operacionais da rede elétrica não serão violadas.

Analisando as Figuras 45 (*shadow price*) e 46 (*demanda líquida dos sistemas de armazenamento controlados diretamente*) está clara a correlação existente entre os valores desses dois parâmetros operacionais do estudo de caso realizado. Isso se deve ao fato de que ambos os parâmetros têm atuação nos momentos em que são detectadas as violações das restrições operacionais da rede elétrica, neste caso, no momento em que há violação do limite inferior de

<sup>2</sup> Para uma definição detalhada do termo *shadow price* consultar a subseção 6.1.4.4

Figura 45 – Preço adicional encontrado no processo de programação da operação.



Fonte: Própria do autor.

tensão, que foi configurado para 0,97 pu.

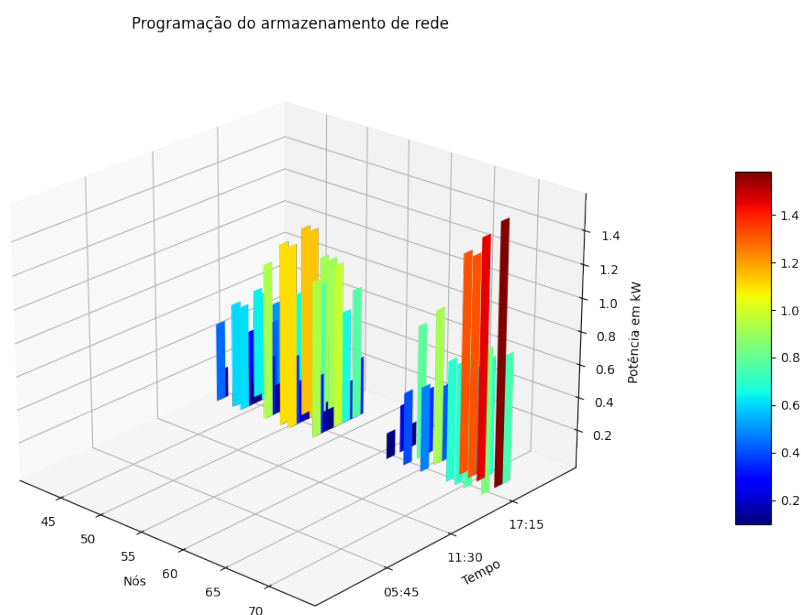
Na Figura 47 são mostradas as tensões do sistema em cada nó e em cada período de 15 minutos, após a inserção da influência dos dispositivos de armazenamento de rede e dos prosumidores.

Nas Tabela 14 e Tabela 15, presentes no Apêndice A, são mostrados os valores máximos e mínimos, respectivamente, de tensão em pu para cada nó da rede com seu horário de ocorrência após a inserção da influência dos dispositivos de armazenamento, excluindo os nós com tensão abaixo de 1,01 pu e acima de 0,99 nas tabelas de valores máximos e mínimos respectivamente.

Na Figura 48 são mostradas as curvas de demanda líquida, ou seja, a resultante entre geração e demanda de consumo, para cada um dos nós da rede após a inserção do efeito dos dispositivos de armazenamento, com destaque para melhor visualização dos nós 9 a 12. Nas Tabela 16 e Tabela 17, presentes no Apêndice A, são mostrados os valores máximos e mínimos de demanda líquida de base para cada nó da rede, juntamente com seus horários de ocorrência, de acordo com os dados apresentados na Figura 48.

Para os horários mais críticos para a rede elétrica de testes proposta, considerando níveis de tensões nas barras, ou seja o horários de 17:45h e de 10:00h, para sub e sobre tensões, respectivamente é possível verificar na Figura 49 o gráfico das tensões ao longo dos nós da

Figura 46 – Programação dos dispositivos de armazenamento de rede definida pelo AD.



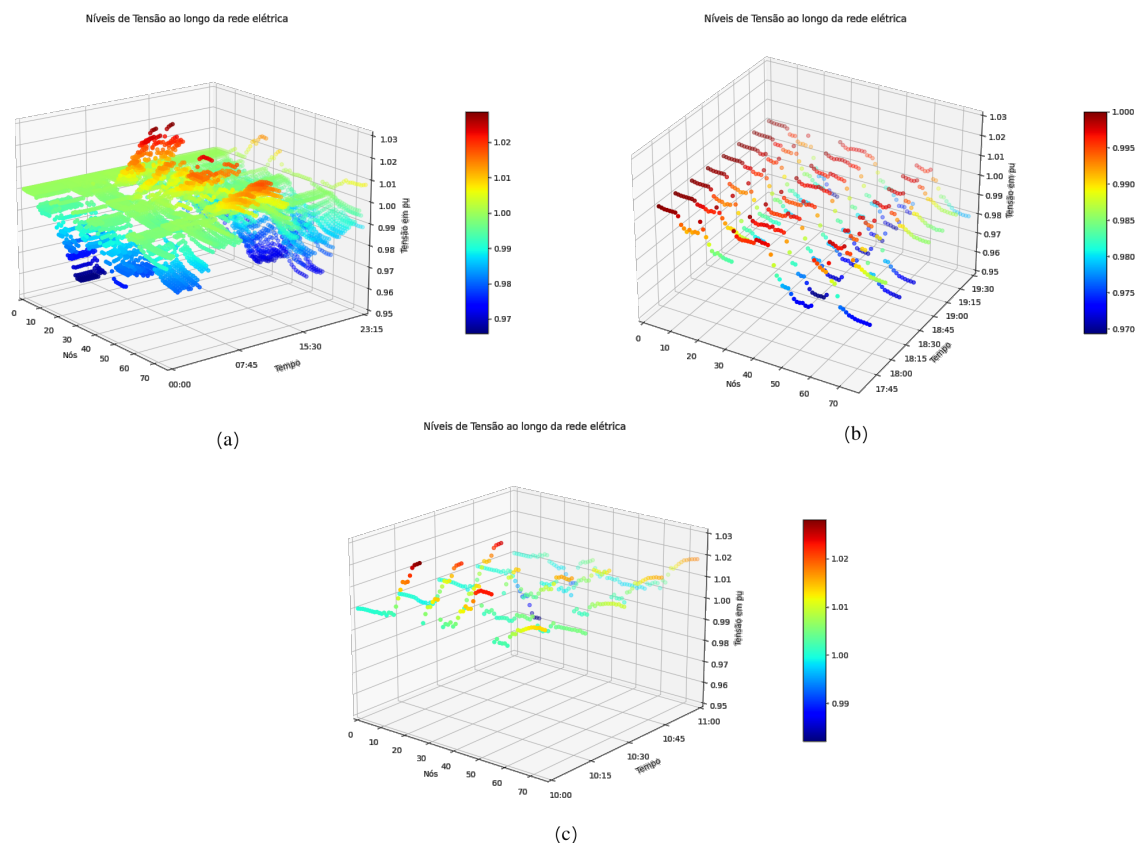
Fonte: Própria do autor.

rede para as situações do sistema sem armazenamento e após a inserção dos dispositivos de armazenamento. Dessa forma é possível notar a atuação dos dispositivos de armazenamento que atuam elevando os valores de tensão tanto para os nós mais prejudicados no período de 17:45h, quanto para os nós que já possuem tensões elevadas no período de 10:00h mas que estão abaixo do valor limite de 1,03 pu.

Tomando como exemplo o nó 74, por ser aquele com os piores níveis de subtensão e que possui dispositivo de armazenamento associado, conforme mostrado na Figura 35, são mostradas na Figura 50 as programações tanto das demandas associadas às cargas usuais quanto as demandas associadas ao dispositivo de armazenamento do prosumidor destacando também a demanda líquida resultante da composição das duas parcelas de demanda. No gráfico apresentado é possível visualizar claramente o comportamento do dispositivo de armazenamento que carrega durante o período da madrugada com, preços mais favoráveis e descarrega ao longo do dia com o objetivo de minimizar os custos do prosumidor, e também obedecendo à negociação estabelecida entre os agentes AC e AD para que a rede elétrica não seja prejudicada com a violação de alguma restrição operacional.

Na mesma Figura 50 também é mostrado o gráfico de tensões ao longo do tempo ainda para o nó 74. No gráfico das tensões é possível visualizar dois efeitos bem definidos, sendo o primeiro e mais importante efeito a elevação da tensão às 17:45 de 0,94 pu para 0,97

Figura 47 – Níveis de tensão na rede após inserção do dispositivos de armazenamento para cada um dos nós e (a) para todo o período de simulação (b) para o período entre 17:45h e 19:15h (c) para o período entre 10:00h e 11:00h



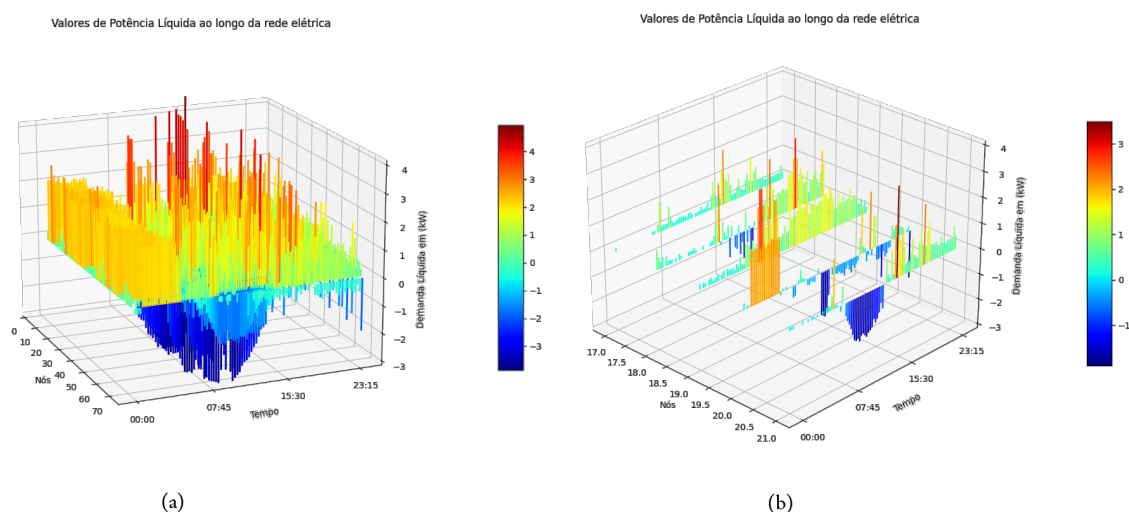
Fonte: Própria do autor.

pu, ou seja, dentro da margem de objetivo buscada pelo sistema de orquestração dos RED. O segundo efeito é a diminuição do nível de tensão, em relação à situação sem a presença dos dispositivos de armazenamento, no período da madrugada, efeito já esperado em decorrência do comportamento similar e simultâneo de carregamento dos demais dispositivos de armazenamento de prosumidores presentes ao longo da rede elétrica.

Ainda durante a fase de programação da operação da rede elétrica é de interesse a análise das demandas programadas adotadas pelos agentes AC e AD ao longo do processo de negociação realizado para a descoberta do *shadow-price* que visa a resolução dos conflitos ocorridos entre estes dois agentes. Nas Figura 51 e Figura 52 são mostradas as curvas de demanda programada pelos agentes AC e AD nos nós 74 e 25 respectivamente. Nas Figuras é possível visualizar como as programações de demanda dos dois agentes evolui à medida que o procedimento de negociação avança, chegando à convergência para cada um dos nós da rede em cada um dos instantes de tempo.

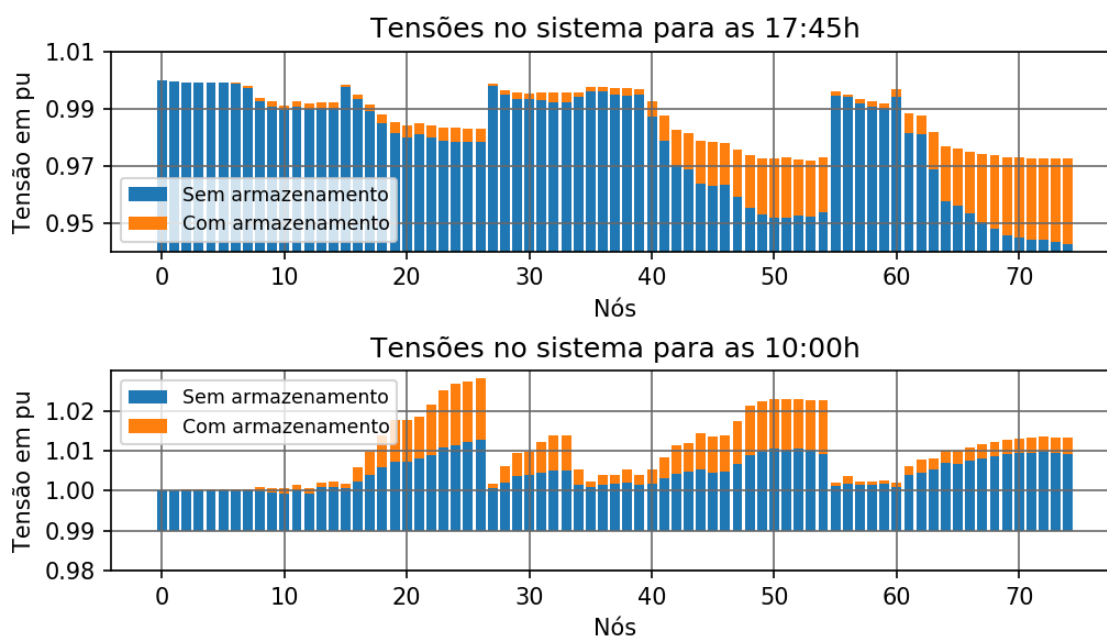


Figura 48 – Demanda líquida em kW após a inserção dos dispositivos de armazenamento para (a) cada um dos nós e (b) para os nós 9 a 12.



Fonte: Própria do autor.

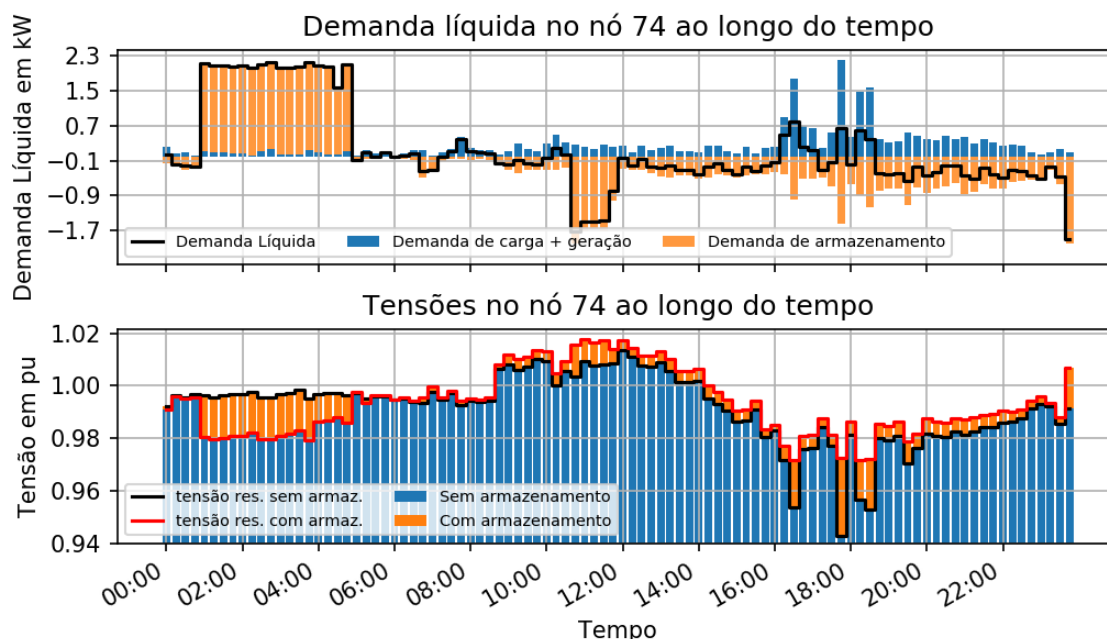
Figura 49 – Níveis de tensões em pu, com e sem armazenamento, ao longo dos nós da rede para os horários de 17:45h e 10:00h.



Fonte: Própria do autor.

O procedimento de negociação da programação das demandas pode ser melhor visualizado nos gráficos da Figura 53 em que é possível uma visualização dos valores de demanda programada nos nós 74 e 25 nos horários de 17:45h e 19:30h respectivamente para os nós 74 e 25. No gráfico relacionado ao nó 74 é possível visualizar o valor de demanda injetada na rede programada pelo AC aumentar de -0,42 kW para -1,56 kW, enquanto os valores de demanda programada pelo AD ir de -2,0 kW para -1,57 kW. Já para o nó 25 o valor da demanda

Figura 50 – Gráficos de composição de demandas em kW e de tensões em pu para o nó 74 exibidas ao longo do tempo.



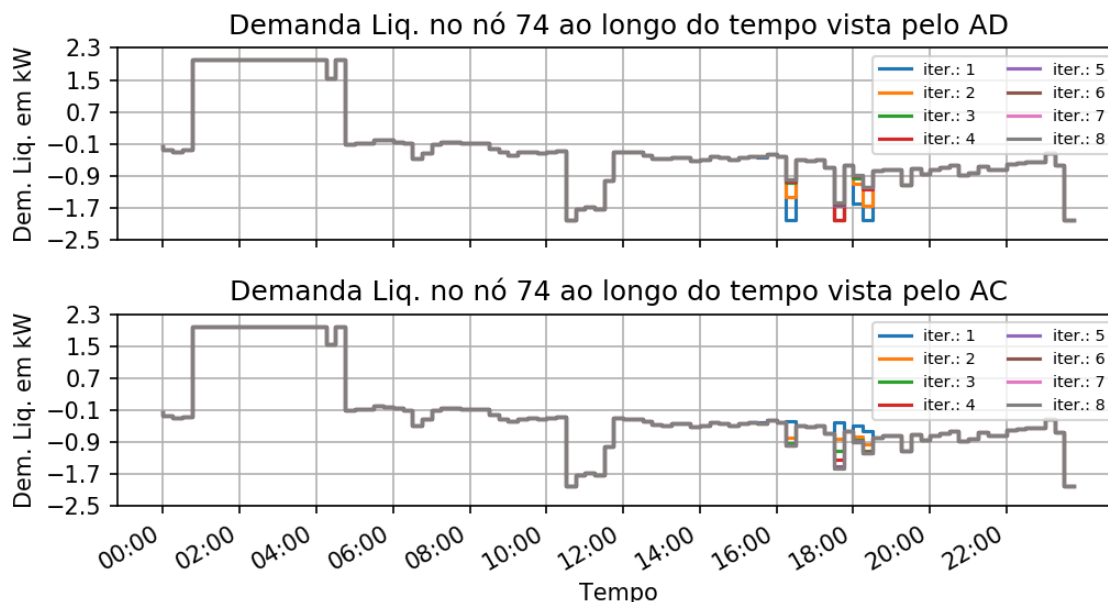
Fonte: Própria do autor.

programada pelo AC passa de 2,0 kW para 0,95 kW, enquanto a demanda programada pelo AD permanece constante em 0,8 kW. No segundo caso mesmo com a diferença de 150 W entre as programações dos agentes AC e AD, a ocorrência de violações nas restrições da rede elétrica é superada, liberando o AC de diminuir ainda mais a sua demanda em relação ao valor programado inicialmente.

### 6.2.3 Simulação do processo de operação

Após encerrado o processo de negociação entre os agentes AC e AD intermediado pelo agente AM, é finalizada a fase de programação da operação e iniciada a fase de operação da rede elétrica. Para essa situação os valores acordados na fase de programação são executados via processo de co-simulação que coordena a passagem do tempo para cada um dos simuladores que compõem o processo de simulação. Conforme descrito na subseção 6.1.2, os agentes enviam os valores a serem executados num fluxo parecido com o que ocorre na fase de programação mas que se repete em ciclos de 15 minutos para cada iteração de agentes. Para dar maior realismo à simulação, um mecanismo de alteração aleatória dos valores de demanda líquida dos prosumidores foi implementado podendo alterar os valores programados anteriormente em até +/- 10%.

Figura 51 – Gráficos das programações de demanda em kW ao longo do tempo para o nó 74 adotados pelos agentes AD (gráfico superior) e AC (gráfico inferior) para cada iteração de negociação.



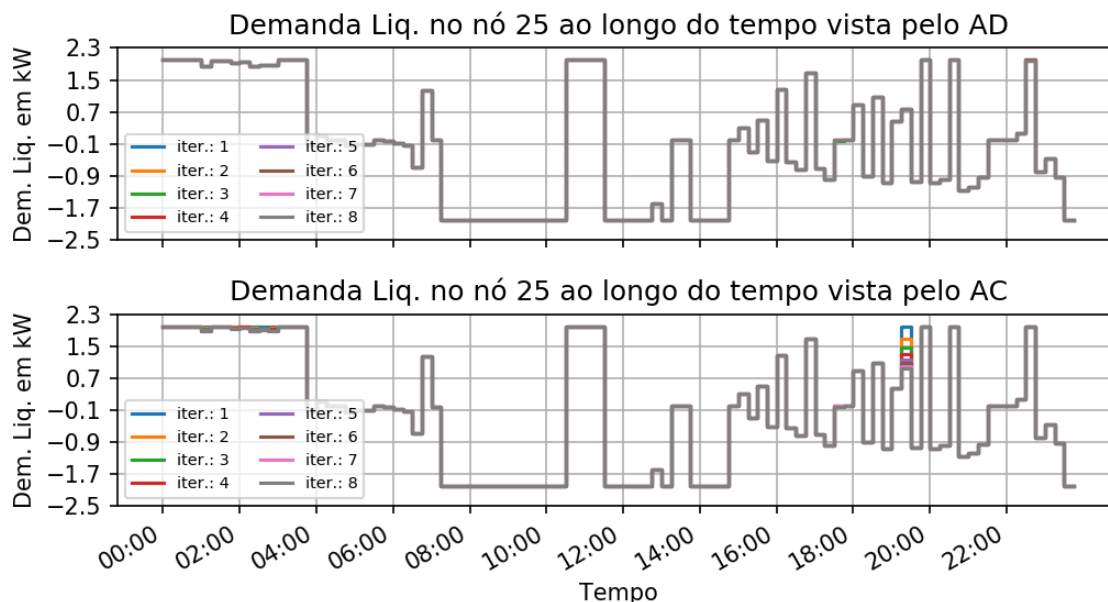
Fonte: Própria do autor.

No caso de verificação de violação de alguma das restrições operacionais da rede elétrica uma reprogramação dos dispositivos de armazenamento de rede é executada. E caso não seja possível solucionar a violação da restrição operacional, uma rodada de negociação entre AC e AD é executada para que os dispositivos de armazenamento dos prosumidores possam auxiliar também na solução do problema operacional. Para este caso o processo de negociação demanda bem menos esforço computacional por parte dos agentes participantes pois o período a ser reprogramado é de apenas 01 intervalo de tempo.

Na Figura 54 são exibidos três gráficos com os níveis de tensão em pu para cada um dos nós do sistema, obtidos da co-simulação durante a fase de operação. Na Figura 54-a os níveis de tensão nos nós da rede elétrica são exibidos para todo o período de simulação, ou seja, 24 horas. Na Figura 54-b os valores de tensão nos nós se referem ao período entre 17:45h e 19:15h, período considerado crítico para baixos níveis de tensão no sistema, em decorrência dos elevados valores de demanda consumida e também da diminuição de injeção de potência pelas gerações fotovoltaicas. Por fim, na Figura 54-c os valores de tensão nos nós se referem ao período entre 10:00h e 11:00h, período considerado crítico para níveis de tensão elevados no sistema, em decorrência dos níveis de potência ativa injetados na rede pelas gerações fotovoltaicas.

Nas Tabela 18 e Tabela 19, presentes no Apêndice A, são mostrados os valores

Figura 52 – Gráficos das programações de demanda em kW ao longo do tempo para o nó 25 adotados pelos agentes AC (gráfico superior) e AD (gráfico inferior) para cada iteração de negociação.



Fonte: Própria do autor.

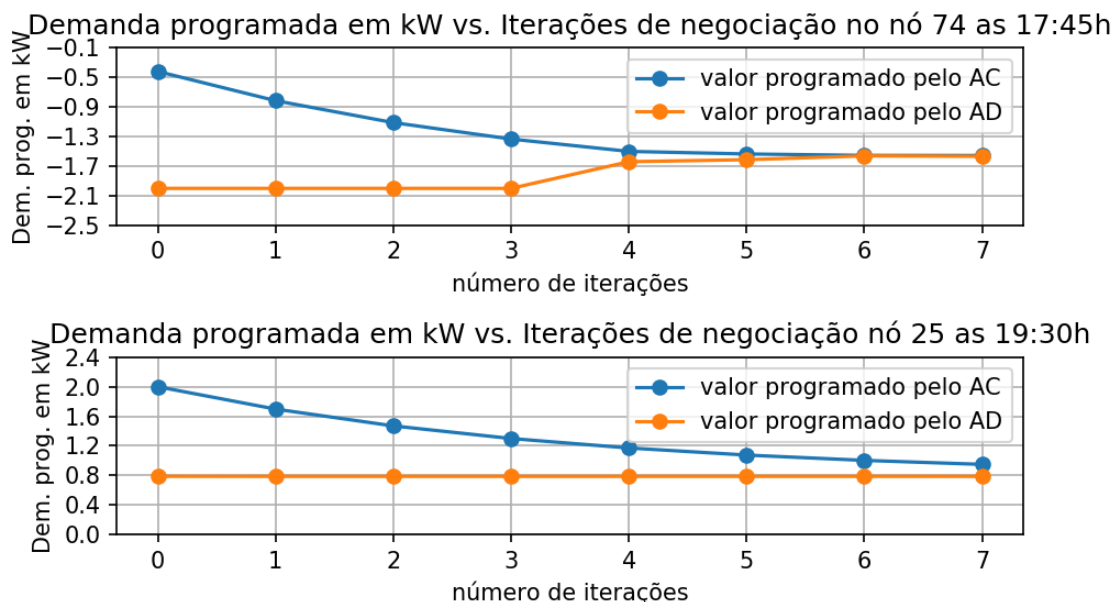
máximos e mínimos, respectivamente, de tensão em pu para cada nó da rede com seu horário de ocorrência, excluindo os nós com tensão abaixo de 1,01 pu e acima de 0,99 nas tabelas de valores máximos e mínimos respectivamente. Também nesse caso os dados foram obtidos do processo de co-simulação na fase de operação.

Da mesma forma que os dados relacionados ao nível de tensão nos nós do sistema durante o processo de co-simulação para a fase de operação do sistema foram obtidos, também foram os dados de demanda líquida em cada nó da rede elétrica, ou seja a combinação das injeções e consumos de eletricidade por parte de cargas, geradores e dispositivos de armazenamento. Na Figura 55a são mostrados os valores de demanda líquida para cada nó da rede durante todo o período de co-simulação. Já na Figura 55b são mostrados os valores de demanda líquida somente para os nós 9, 10, 11 e 12.

Nas Tabela 20 e Tabela 21, presentes no Apêndice A, são mostrados os valores máximos e mínimos de demanda líquida de base para cada nó da rede, juntamente com seus horários de ocorrência, de acordo com os dados apresentados na Figura 55.

Também durante o processo de co-simulação da fase de operação do sistema elétrico são coletados dados de compra e venda de energia tanto no mercado futuro bilateral, quanto no mercado SPOT de tempo real, que são realizados de acordo com os resultados dos algoritmos

Figura 53 – Gráficos das programações de demanda em kW para os nós 74 e 25 nos tempos 17:45h e 19:30, respectivamente, ao longo do processo de negociação entre os agentes AC e AD



Fonte: Própria do autor.

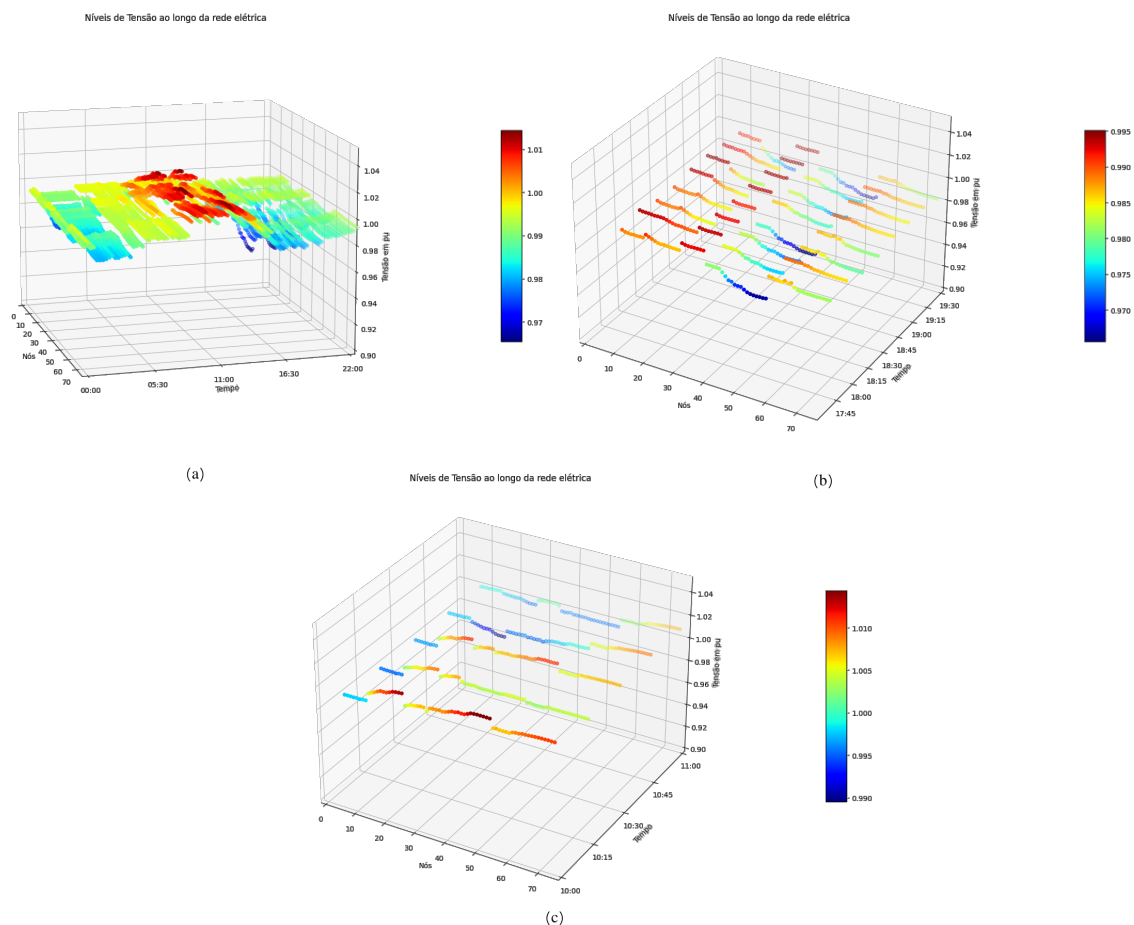
de otimização estocástica executados por cada prosumidor para determinar a programação de seus dispositivos de armazenamento, quando presente, e também dos valores de energia a serem adquiridos no mercado futuro bilateral para todo o período de simulação. Os valores a serem adquiridos no mercado de energia SPOT de tempo real só são definidos 15 minutos antes da entrega/consumo da energia à medida que a co-simulação avança no tempo.

Na Figura 56 são exibidos os valores de energia negociados (compra/venda) tanto no mercado futuro bilateral quanto no mercado SPOT de tempo real para quatro nós da rede elétrica: 15, 24, 32 e 52. Nos gráficos apresentados, os valores positivos representam a energia comprada, enquanto os valores negativos representam a energia vendida. Nota-se também que como mencionado na descrição do mercado do tipo futuro bilateral, só é possível compra de energia, enquanto o mercado SPOT de tempo real aceita transações tanto de compra quanto de venda de energia.

Outra característica importante de ser destacada é a predominância dos valores de energia comprada no mercado futuro bilateral na faixa de horários entre 16:00h e 20:00h, quando os preços do mercado SPOT de tempo real tendem a ser mais elevados, conforme mostrado na Figura 57, e não há produção de energia pelas fontes fotovoltaicas.

Na Figura 57 são mostrados, além de um cenário para os valores de energia ao longo

Figura 54 – Níveis de tensão na rede para cada um dos nós e (a) para todo o período de simulação (b) para o período entre 17:45h e 19:15h (c) para o período entre 10:00h e 11:00h



Fonte: Própria do autor.

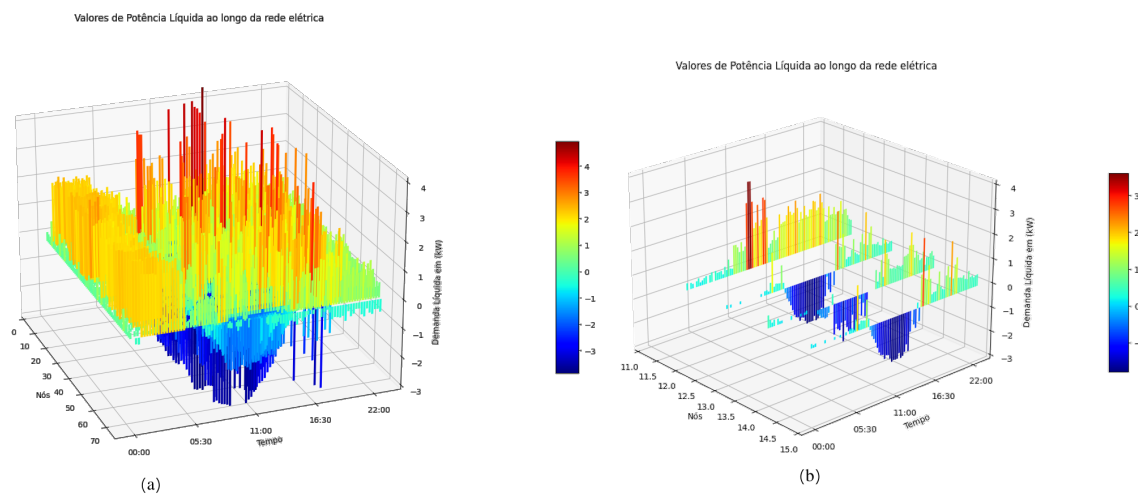
do dia negociados no mercado SPOT de tempo real, o valor fixo cobrado pela energia adquirida no mercado futuro bilateral.

### 6.2.3.1 Simulação do processo de comunicação

O sistema de controle proposto inclui cada um dos elementos em que estão sendo executados os agentes da arquitetura simulada, dessa forma é possível listar como elementos de execução os seguintes dispositivos:

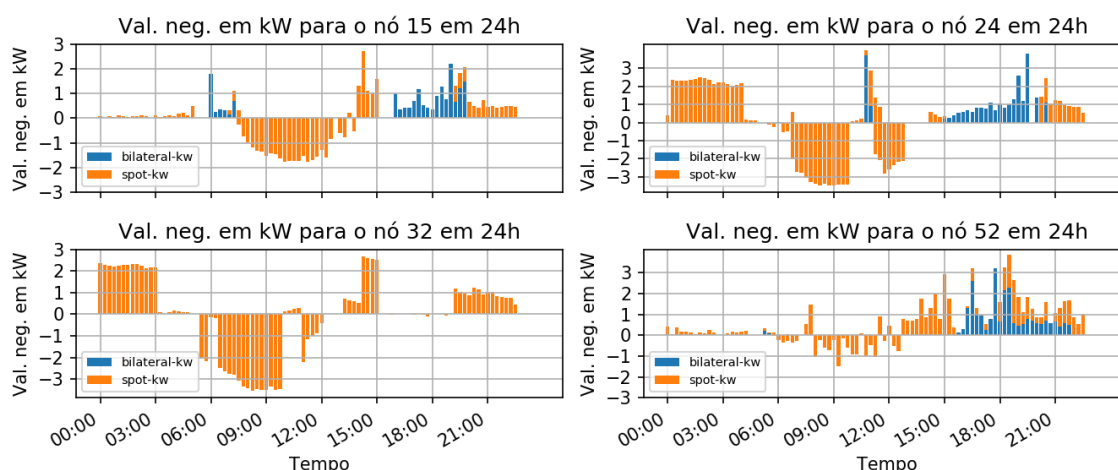
- os sistemas de gerenciamento de energia presentes nas residências dos prosumidores;
- os concentradores presentes em cada transformador de distribuição da rede elétrica, que recebem e agregam os dados dos prosumidores; e
- os hardwares em que estão sendo executadas instâncias do agente DSO (AD) e do agente mercado (AM) alocados na subestação de distribuição de eletricidade.

Figura 55 – Demanda líquida em kW obtida no processo de co-simulação para a fase de operação para (a) cada um dos nós e (b) para os nós 9 a 12.



Fonte: Própria do autor.

Figura 56 – Valores de energia adquiridos tanto no mercado futuro bilateral quanto no mercado SPOT de tempo real para quatro nós da rede elétrica: 15, 24, 32 e 52.

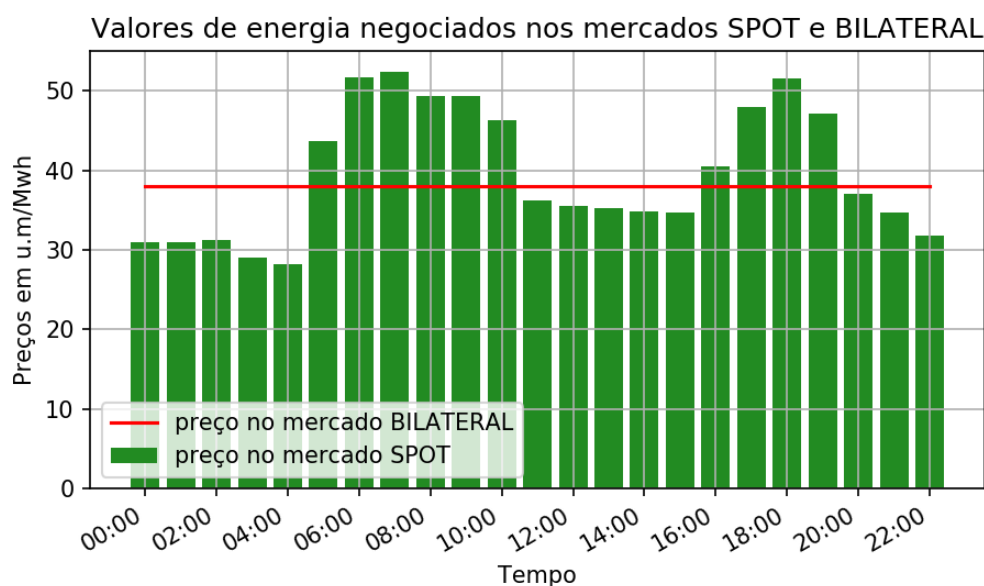


Fonte: Própria do autor.

As características da rede de comunicação que integra esses componentes da arquitetura utilizada na co-simulação estão descritas na subseção 6.1.5 e trata-se de uma rede do tipo *LPWA* de tecnologia *6TiSCH*. De acordo com os requisitos de comunicação estabelecidos para a execução dessa tecnologia o simulador *ns-3* foi configurado e aos dados gerados pela rede de comunicação obtidos e armazenados com a ajuda do módulo para simulação da comunicação disponibilizado pelo *PADE* e que realiza interface com o simulador *ns-3*, conforme descrito na seção 4.8.

Para entender melhor os dados obtidos das mensagens enviadas entre os agentes durante a simulação do sistema é necessário compreender os três ciclos de trocas de mensagens

Figura 57 – Valores de energia no mercado SPOT de tempo real e no mercado de futuro bilateral.



Fonte: Própria do autor.

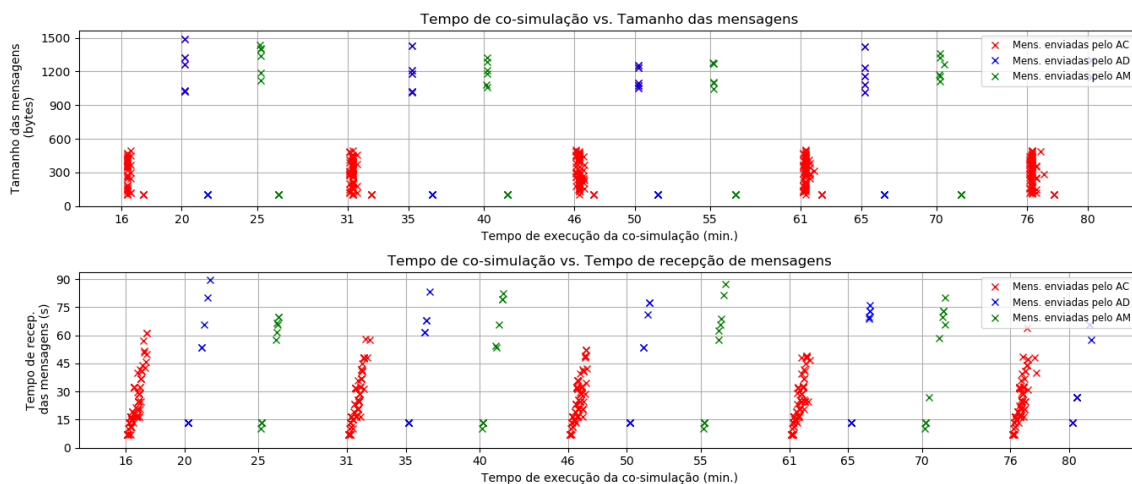
que ocorre a cada 15 minutos durante a fase de operação da rede elétrica. O primeiro ciclo de mensagens ocorre entre AC e seus respectivos AP (indicado pelos pontos em vermelho na Figura 58), considerando uma janela de 15 minutos esse procedimento é iniciado após o primeiro minuto da janela. Já o segundo ciclo de mensagens ocorre entre AD e ACs (indicado pelos pontos em azul na Figura 58), em que a programação de cada um dos prosumidores e dos dispositivos de armazenamento de rede são solicitados pelo AD para verificação das restrições operacionais, esse procedimento ocorre no minuto 5 da janela de execução. Por fim, o terceiro ciclo de mensagens ocorre periodicamente entre AM, AC e AD (indicado pelos pontos em verde na Figura 58), que o AM executa o mercado SPOT de tempo real, solicitando as proposições dos AC e as análises de restrições do AD, esse procedimento ocorre no minuto 10 da janela de execução.

Explicados cada um dos ciclos de comunicação entre os agentes é possível analisar os gráficos mostrados na Figura 58. No primeiro gráfico é mostrado no eixo das abcissas o tempo de simulação em que os eventos de trocas de mensagens entre os agentes vão se sucedendo, conforme explicado anteriormente. É possível verificar a repetição dos ciclos de troca de mensagens entre os agentes a cada 15 minutos, e no eixo das ordenadas encontram-se os tamanhos, em bytes, de cada uma das mensagens trocadas pelos agentes, as mensagens variam entre 100 e 1500 bytes de tamanho. O segundo gráfico, da Figura 58 segue a mesma lógica do primeiro, mas ao invés do eixo das ordenadas indicar tamanho das mensagens indica tempo de



recepção das mensagens trocadas entre os agentes. Como é possível observar no gráfico, o tempo de recepção das mensagens varia entre valores próximos a 10 segundos e podendo chegar em alguns casos a algo em torno de 90 segundos.

Figura 58 – Gráficos representando cada uma das mensagens trocadas pelos agentes durante a co-simulação. (a) Tamanho das mensagens vs. tempo de simulação. (b) Tempo de recebimento das mensagens vs. tempo de simulação.

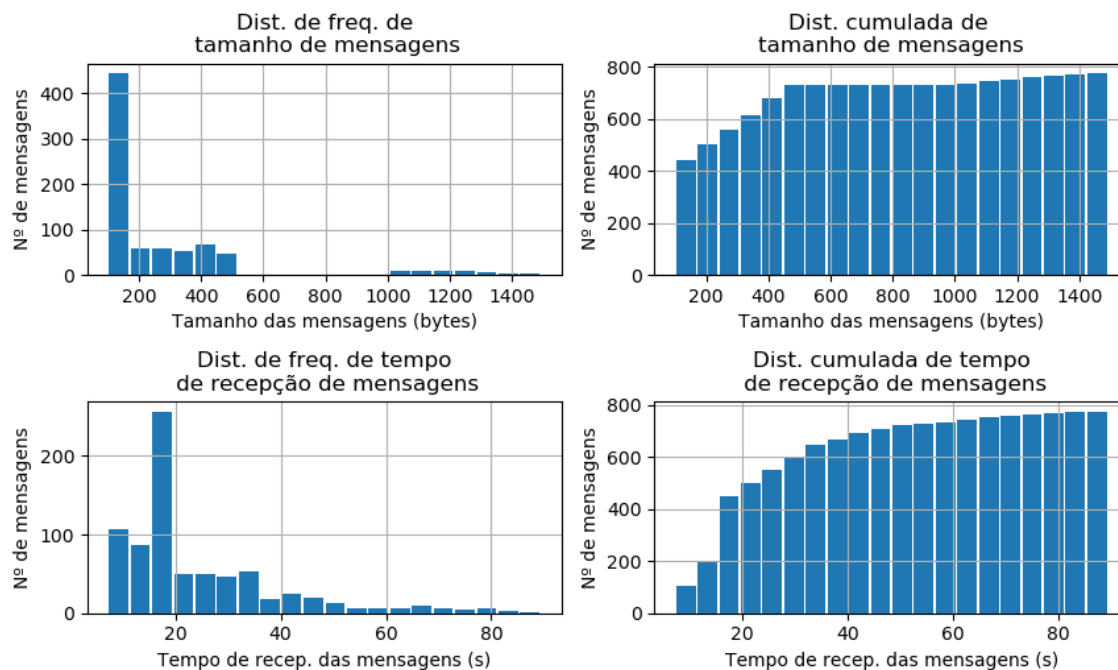


Fonte: Própria do autor.

No gráfico da Figura 59 são apresentados 4 gráficos que permitem realizar uma análise quantitativa dos dados apresentados na Figura 58. O primeiro gráfico indica, por meio de um histograma, a frequência de tamanho das mensagens trocadas entre os agentes. Neste gráfico fica visível que o tamanho das mensagens se concentra em duas regiões: entre 100 e 500 bytes e entre 1000 e 1500 bytes, sendo a grande maioria das mensagens na região inferior a 200 bytes. O segundo gráfico trata-se da função de distribuição acumulada de tamanho de mensagens em que é possível visualizar com mais clareza a concentração das mensagens abaixo de 500 bytes, ou seja, das 775 mensagens analisadas em torno de 700 estão na região entre 100 e 500 bytes.

O terceiro gráfico trata-se de um histograma contendo a frequência do tempo de recepção das mensagens trocadas entre os agentes. Neste caso há uma concentração dos tempos de recepção das mensagens na faixa de tempo abaixo de 40 segundos, e uma calda rasteira da distribuição que se estende até valores um pouco acima de 80 segundos. O quarto gráfico trata-se da função de distribuição acumulada de tempo de recepção de mensagens em que é possível visualizar que das 775 mensagens analisadas um pouco mais de 600 têm um tempo de recepção abaixo de 40 segundos, com o restante das mensagens aumentando seu tempo de recepção gradualmente até o valor máximo um pouco acima de 80 segundos.

Figura 59 – Gráficos de análise das mensagens trocadas pelos agentes durante a co-simulação. (a) Distribuição de frequência de tamanho das mensagens (b) Distribuição acumulada de tamanho de mensagens. (c) Distribuição de frequência de tempo de recepção das mensagens (d) Distribuição acumulada de tempo de recepção de mensagens.



Fonte: Própria do autor.

Com base nos dados de tamanho e de tempo de recepção de mensagens é possível concluir que a tecnologia de comunicação adotada não representa um gargalo para a implementação da arquitetura de controle proposta pois entre as fases de comunicação iniciadas pelos agentes AC, AD e AM existe um período mínimo de quatro minutos para a conclusão da troca de dados, tempo considerado satisfatório de acordo com os dados obtidos da co-simulação.

### 6.3 Considerações finais do capítulo

Na definição do *SiMTES* uma arquitetura para orquestração de REDs integrados na rede elétrica de distribuição é proposta com duas fases operacionais: programação da operação e operação do sistema elétrico, assim como dois ambientes de negociação de energia: mercado futuro bilateral e mercado SPOT de tempo real. Para modelagem dos comportamentos de cada um dos agentes que compõem o sistema aplica-se o *framework* para modelagem e execução de agentes *PADE*; para representação das dinâmicas dos REDs, *scripts* em linguagem de programação Python; para análises de fluxo de carga, o software *MyGrid*; para modelagem da rede de

comunicação, o software *ns-3*; por fim para integrar todos esses componentes, a infraestrutura de co-simulação *mosaik*.

Cada componente da arquitetura de simulação é definido nas seções que compõem o capítulo, tais como: tipos e número de agentes, descrição dos comportamentos dos agentes, regras de mercado, rede elétrica e características dos REDs considerados, modelos de otimização acoplados aos agentes e rede/protocolos de comunicação. Os resultados obtidos da aplicação do *SiMTES* no estudo de caso descrito são apresentados na seção 6.2 e discutidos no Capítulo 7.

## 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A introdução de recursos energéticos distribuídos, localizados nas instalações dos consumidores e conectados à rede de distribuição, tem provocado grandes alterações no paradigma de operação das redes elétricas. Com o aumento da penetração dos REDs, tem havido alterações no padrão de consumo de energia e nas possibilidades de comercialização dos novos serviços e produtos decorrentes dos REDs. Assim, além dos desafios de operação da rede, também surgem questões relacionadas tanto ao planejamento quanto ao âmbito econômico tarifário.

Nesse novo cenário, com integração de grandes quantidades de recursos energéticos distribuídos na rede elétrica, o horizonte de planejamento das distribuidoras torna-se um desafio. Primeiro, por considerar que a maior parte da geração distribuída é constituída por fontes intermitentes, cuja previsão de disponibilidade é mais restrita em curto prazo. Também, pelas incertezas em relação ao comportamento de um novo componente do processo de expansão da rede: o prosumidor.

Dessa maneira, a maior presença de REDs sob o controle dos consumidores, indica a necessidade de mudanças nos processos de planejamento e operação tradicionalmente adotados para as redes de distribuição. As concessionárias terão que negociar sua participação na expansão e operação da rede com os prosumidores. Isso será possível por meio de um arranjo regulatório favorável à nova situação e também por meio de programas de incentivos, que os orientem a adotar práticas de geração e de consumo que contribuam para uma otimização da operação da rede de distribuição.

Nesse processo, a digitalização das redes elétricas torna-se componente fundamental para implementação das mudanças no paradigma de planejamento e operação da rede elétrica. Os aspectos de sinergia e de complementaridade estabelecidos entre os recursos energéticos distribuídos e as redes elétricas inteligentes formam assim o núcleo central do processo tecnológico que está em implantação nas redes de distribuição.

A implementação de modelos de simulação computacional que contemplem os diversos domínios envolvidos no ambiente de aplicações das redes elétricas inteligentes e que sejam capazes de gerar resultados que se aproximem o máximo possível daqueles obtidos caso o sistema fosse implementado fisicamente é essencial para dar agilizar ao processo de testes, análises e validação das soluções propostas na integração eficiente, segura e confiável de arquiteturas de orquestração de REDs na rede elétrica.

## 7.1 Conclusões

No contexto apresentado, este trabalho propôs um modelo de simulação computacional para realização de análises em sistemas aplicados às redes elétricas inteligentes, denominado *SiMSG*, e uma instância desse modelo para representação e análise de sistemas de energia transativos, denominado *SiMTES*. O conceito do *SiMSG* tem por base a integração de diferentes modelos e simuladores em um ambiente de co-simulação. Para a aplicação do *SiMSG* no conceito de *SiMTES* uma arquitetura de *TES* foi proposta para validar e testar o modelo de simulação e cada um de seus componentes.

A arquitetura de *TES* foi implementada, testada e validada apresentando resultados que atestam sua eficiência. Na arquitetura proposta destacam-se as figuras dos REDs que possuem flexibilidade, neste caso os dispositivos de armazenamento, e que foram divididos em dispositivos de rede diretamente controláveis e dispositivos de armazenamento de prosumidores. Estes podem ter seus comportamentos influenciados caso haja ocorrência de violação das restrições na rede elétrica. A ativação coerente de cada um desses recursos pode ser comprovada por meio dos resultados mostrados no Capítulo 6.

Para a validação dos modelos de simulação *SiMSG/SiMTES*, um ambiente de co-simulação foi desenvolvido e executado, possuindo integração com diversos componentes tanto de controle, como é o caso dos agentes inteligentes desenvolvidos em *PADE*, quanto de análise, como no caso da ferramenta de fluxo de carga, executada para simular a rede elétrica, e da ferramenta utilizada para representação dos efeitos da rede de comunicação.

O algoritmo de otimização distribuído utilizado na arquitetura de *TES* faz uso de um mecanismo de *TES* por meio de interações entre os agentes para coordenar os objetivos de cada parte interessada, prosumidores e *DSO*. O esquema proposto tem por objetivo mediar os interesses conflitantes para que sejam solucionados. A arquitetura *TES* foi implementada dentro da estrutura de agentes e de co-simulação, obtendo uma implementação com características próximas de um sistema a ser executado em condições reais, uma vez que realiza troca de mensagens em um padrão estabelecido para SMA, o padrão *FIPA*, e modela cada um dos comportamentos necessários para a estrutura de controle também utilizando as soluções propostas pela *FIPA* por meio de um framework para modelagem de SMA, o *PADE*.

Diferentes ferramentas de análise e simulação foram integradas aos agentes desenvolvidos em *PADE*, tais como: o solver de modelos de otimização matemática (CPLEX), o próprio co-simulador mosaik e o simulador de redes de comunicação *ns-3*, que gerou dados para que o

esquema de comunicação proposto na arquitetura *TES* pudesse ser avaliado. As características do sistema de comunicação proposto, do tipo *LPWA*, de acordo com os resultados obtidos no Capítulo 6, se mostraram capazes de acomodar as necessidades de comunicação dos agentes.

Assim, apoiado em três conceitos básicos principais, o *SiMSG* combina: um modelo de simulação computacional com seus elementos de integração e representação matemática; recursos de integração de diferentes unidades de simulação por meio de um método de co-simulação; e representação de comportamentos autônomos estabelecidos em agentes inteligentes. Este conjunto de recursos pode ser visualizado por meio de sua aplicação em uma arquitetura de *TES* e abre a possibilidade de desenvolver configurações complexas para testar dispositivos virtuais e físicos, enquanto integra novos algoritmos e estratégias.

Os conceitos-chave do *SiMSG* foram demonstrados no desenvolvimento de uma aplicação, o *SiMTES*, que gerou resultados experimentais, mostrando a aplicabilidade da arquitetura de *TES*, e do modelo de simulação proposto, comprovando assim a viabilidade deste esquema em um sistema com características de sistema real.

## 7.2 Trabalhos futuros

Devido a complexidade dos temas abordados e da necessidade de delimitação de escopo do trabalho, muitos aspectos não puderam ser analisados e, portanto, implementados, sendo sugeridos aqui como possibilidades de continuidade do trabalho desenvolvido. Cada uma das propostas visa a ampliação do escopo de um modelo de simulação para *TES* e sua aplicação em um sistema teste com características reais.

A utilização de interfaces de co-simulação padronizadas, utilizando para isso o conceito de *Functional Mock-up Interface (FMI)* pode inserir no modelo de simulação proposto um aspecto a mais de padronização que colabora para a interoperabilidade do esquema apresentado.

Uma possibilidade interessante de análise no estudo de caso desenvolvido seria a integração de recursos energéticos distribuídos como os veículos elétricos que inserem um componente maior de aleatoriedade no modelo de *TES* proposto e que é um desafio cada vez mais presente na realidade da operação do sistema de distribuição de eletricidade. Assim também podem ser modelados e inseridos nos modelos de controle e de otimização dos prosumidores, aspectos de gerenciamento de demanda por meio de esquemas de cargas flexíveis com possibilidade de interrupção ou de postergação de acionamento.

Ainda no escopo de aperfeiçoamento da representação de REDs, propõe-se estudar

a localização ótima de recursos de armazenamento na rede de distribuição, uma vez que essa localização e dimensionamento ótimo dos recursos energéticos utilizados pelo *DSO* implicaria em menor investimento e melhor resposta à dinâmica dos prosumidores. Também fica como proposição futura a realização de análises a respeito do custo associados à prestação do serviço ancilar pelos dispositivos de armazenamento de rede e de prosumidores, a fim de que esse serviço possa ser devidamente regulado e identificado de quais fontes poderão vir os recursos necessários para tal fim.

Na simulação de redes de comunicação muitas possibilidades podem ser analisadas por meio da modelagem de tecnologias diversas, tais como diferentes meios físicos de comunicação e protocolos. Com os resultados obtidos é possível verificar os impactos na operação dos *TES* propostos para cada uma das alternativas testadas.

Outra possibilidade de extensão do trabalho seria a adição dentro do modelo de simulação de um módulo específico para a representação de dispositivos de automação da rede elétrica já existentes na infraestrutura da rede de distribuição, tais como dispositivos de seccionamento, bancos de capacitores, reguladores de tensão, sensores de medição, entre outros. A modelagem e integração desses equipamentos dentro da estrutura do modelo de simulação deve ser seguida da implementação de modelos matemáticos de otimização que insiram dentro da arquitetura de *TES* as melhorias proporcionadas pelas funções desempenhadas por esses equipamentos.

## REFERÊNCIAS

- ABRISHAMBAF, O.; LEZAMA, F.; FARIA, P.; VALE, Z. Towards transactive energy systems: An analysis on current trends. **Energy Strategy Reviews**, Elsevier, v. 26, p. 100418, nov 2019. ISSN 2211-467X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19301105>.
- ALMADA, J. B.; ALMEIDA, R. G.; LEÃO, R. P. S.; LIMA, F. K. de A.; SAMPAIO, R. F.; BARROSO, G. C. Sistemas de controle distribuído aplicado a microrredes. In: SOCIEDADE BRASILEIRA DE AUTOMÁTICA. **Anais do XXII Congresso Brasileiro de Automática**. [S. l.], 2018. p. 1–8.
- ANCILLOTTI, E.; BRUNO, R.; CONTI, M. **The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges**. 2013.
- ATAMTURK, N.; ZAFAR, M. Transactive energy: a surreal vision or a necessary and feasible solution to grid problems. **California Public Utilities Commission Policy & Planning Division**, 2014.
- BELLIFEMINE, F.; CAIRE, G.; GREENWOOD, D. **Developing Multi-Agent Systems with JADE**. [S. l.: s. n.], 2007. ISBN 9780470057476.
- Brasil. Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019**. Brasília, 2019. Diário Oficial da União, 16 de dez. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 24 mar. 2019.
- BROWN, T.; HÖRSCH, J.; SCHLACHTBERGER, D. PyPSA: Python for Power System Analysis. 2017. ISSN 2049-9647. Disponível em: <http://arxiv.org/abs/1707.09913v0><http://dx.doi.org/10.5334/jors.188>.
- CEN-CENELEC-ETSI; SG-CG. Sgam user manual: Applying, testing refining the smart grid architecture model (sgam). **Document for the M/490 Mandate Smart Grids Methodology New Applications - SG-CG/M490/K**, 2014. Disponível em: [https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC\\_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Grids/4\\_sgcg\\_methodology\\_sgamusermanual.pdf](https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Grids/4_sgcg_methodology_sgamusermanual.pdf).
- CIGRÉ. **Technical Brochure: The impact of battery energy storage systems on distribution networks**. Paris: [S. n.], 2018. Disponível em: <https://e-cigre.org/publication/721-the-impact-of-battery-energy-storage-systems-on-distribution-networks>. Acesso em: 27 set. 2021.
- CONEJO, A. J.; CARRION, M.; MORALES, J. M. **Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets**. 1. ed. [S. l.]: Springer, 2010. (International Series in Operations Research and Management Science). ISBN 978-1-4419-7421-1.
- CONEJO, A. J.; SIOSHANSI, R. Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier, v. 98, n. January, p. 520–530, 2018. ISSN 01420615. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.014>.
- DUGAN, R.; MCDERMOTT, T. Distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 8, n. 2, p. 19–25, 2002.



DURÁN, J. M. What is a Simulation Model? **Minds and Machines**, Springer Netherlands, n. February, 2020. ISSN 15728641. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11023-020-09520-z>.

ELMITWALLY, A.; ELSAID, M.; ELGAMAL, M.; CHEN, Z. A fuzzy-multiagent self-healing scheme for a distribution system with distributed generations. **IEEE Trans Power Syst**, v. 30, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2366072>.

ENERGINET, E. D. S. **Nordpool Spot Market Data**. 2020. Prices and turnover at the Nordpool spot market for electricity for DK1 (West Denmark) and DK2 (East Denmark). Disponível em: <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/nordpoolmarket>. Acesso em: 19 de mar. 2020.

ENERGY, U. D. of. **Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them**. [S. l.], 2006. 122 p. Disponível em: <https://eta.lbl.gov/publications/benefits-demand-response-electricity>. Acesso em: 28 set. 2021.

Esfahani, M. M.; Hariri, A.; Mohammed, O. A. A multiagent-based game-theoretic and optimization approach for market operation of multimicrogrid systems. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 1, p. 280–292, 2019.

FIPA. **FIPA Contract Net Interaction Protocol Specification**. 2002. [online] <http://www.fipa.org/specs/fipa00029/SC00029H.html>. Disponível em: <http://www.fipa.org/specs/fipa00029/SC00029H.html>.

FIPA. **FIPA Request Interaction Protocol Specification**. 2002. [online] <http://www.fipa.org/specs/fipa00026/SC00026H.html>. Disponível em: <http://www.fipa.org/specs/fipa00026/SC00026H.html>.

FOUNDATION FOR INTELLIGENT PHYSICAL AGENTS. **FIPA 00023**: Fipa agent management specification. 2004. Disponível em: <http://www.fipa.org/specs/fipa00023/>. Acesso em: 09 fev. 2021.

FOUNDATION FOR INTELLIGENT PHYSICAL AGENTS. **FIPA 00026**: Fipa request interaction protocol specification. 2004. Disponível em: <http://www.fipa.org/specs/fipa00023/>. Acesso em: 09 fev. 2021.

FOUNDATION FOR INTELLIGENT PHYSICAL AGENTS. **FIPA 00029**: Fipa contract net interaction protocol specification. 2004. Disponível em: <http://www.fipa.org/specs/fipa00029/>. Acesso em: 09 fev. 2021.

FOUNDATION FOR INTELLIGENT PHYSICAL AGENTS. **FIPA 00035**: Fipa subscribe interaction protocol specification. 2004. Disponível em: <http://www.fipa.org/specs/fipa00035/>. Acesso em: 09 fev. 2021.

FOUNDATION FOR INTELLIGENT PHYSICAL AGENTS. **The Foundation for Intelligent Physical Agents standards**. 2021. Disponível em: <http://www.fipa.org/bdt/acarosp>. Acesso em: 09 fev. 2021.

FRIGG, R.; REISS, J. The philosophy of simulation: Hot new issues or same old stew? **Synthese**, Springer, v. 169, n. 3, p. 593–613, 2009. ISSN 00397857, 15730964. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/40271311>.

GOMES, C.; THULE, C.; BROMAN, D.; LARSEN, P. G.; VANGHELuwe, H. Co-simulation: A survey. **ACM Comput. Surv.**, Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, v. 51, n. 3, maio 2018. ISSN 0360-0300. Disponível em: <https://doi.org/10.1145/3179993>.

GOPSTEIN, A.; NGUYEN, C.; O'FALLON, C.; HASTINGS, N.; WOLLMAN, D. **NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0**. [S. l.]: Special Publication (NIST SP), National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD, 2021.

HART, W. E.; WATSON, J.-P.; WOODRUFF, D. L. Pyomo: modeling and solving mathematical programs in python. **Mathematical Programming Computation**, Springer, v. 3, n. 3, p. 219–260, 2011.

HARTMANN, S. The world as a process. In: \_\_\_\_\_. **Modelling and Simulation in the Social Sciences from the Philosophy of Science Point of View**. Dordrecht: Springer Netherlands, 1996. p. 77–100. ISBN 978-94-015-8686-3. Disponível em: [https://doi.org/10.1007/978-94-015-8686-3\\_5](https://doi.org/10.1007/978-94-015-8686-3_5).

HERTZOG, C. “transactive energy—american perspectives on grid transformations. 2013.

HU, J.; YANG, G.; BINDNER, H. W.; XUE, Y. Application of network-constrained transactive control to electric vehicle charging for secure grid operation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 8, n. 2, p. 505–515, apr 2017. ISSN 1949-3029. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7565647/>.

HU, J.; YANG, G.; KOK, K.; XUE, Y.; BINDNER, H. W. Transactive control: a framework for operating power systems characterized by high penetration of distributed energy resources. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer Berlin Heidelberg, v. 5, n. 3, p. 451–464, may 2017. ISSN 2196-5625. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/s40565-016-0228-1>.

HUNT, S. **Making the competition work in electricity**. 1. ed. [S. l.]: John Wiley & Sons, 2002. ISBN 0-471-22098-1.

IEEE Standard for Local and metropolitan area networks—Part 15.4: Low-Rate Wireless Personal Area Networks (LR-WPANs) Amendment 3: Physical Layer (PHY) Specifications for Low-Data-Rate, Wireless, Smart Metering Utility Networks. **IEEE Std 802.15.4g-2012 (Amendment to IEEE Std 802.15.4-2011)**, p. 1–252, 2012.

ISSICABA, D. **Block-Oriented Agent-Based Architecture to Support the Power Distribution System Operation**. Tese (Doutorado) – Faculty of Engineering of University of Porto, 2013.

JOHN, J. S. A how-to guide for transactive energy. **Greentech Media Inc, Cambridge**, 2013.

KOK, K. **The PowerMatcher: SmartCoordination for the Smart Electricity Grid**. 314 p. Tese (Doutorado) – Vrije Universiteit Amsterdam, 2013.

KOK, K.; WIDERGREN, S. A society of devices: Integrating intelligent distributed resources with transactive energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 34–45, 2016.

KUROSE, J. F.; ROSS, K. W. **Redes de Computadores e a Internet: Uma abordagem top-down**. Trad. 5 ed. São Paulo: Pearson, 2010.

KÜSTER, K. K.; AOKI, A. R.; LAMBERT-TORRES, G. Transaction-based operation of electric distribution systems: A review. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 1, p. e12194, 2020. E12194 2050-7038.12194. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12194>.

- LAW, A. M. **Simulation Modeling & Analysis**. 5. ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2015.
- LE, H.-P.; JOHN, M.; PISTER, K. Energy-aware routing in wireless sensor networks with adaptive energy-slope control. In: **EE290Q-2 Spring**. [S. l.: s. n.], 2009.
- MARÇAL, F. A. A.; LEÃO, R. P. S.; ALMADA, J. B.; SAMPAIO, R. F.; ANTUNES, F. L.; ROCHA, J. E.; BARROSO, G. C. Multi-agent systems applied for restoration of power networks supported by micro grids. In: IEEE. **2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [S. l.], 2016. p. 1–7.
- MASIELLO, R.; AGUERO, J. R. Sharing the ride of power: Understanding transactive energy in the ecosystem of energy economics. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 3, p. 70–78, 2016. ISSN 15407977.
- MATRIX, T. **Documentação disponível online do framework Twisted**. 2021. Disponível em: <https://twistedmatrix.com/trac/wiki/Documentation>.
- MAYO, R. **Mercados De Eletricidade**. [S. l.]: Synergia Editora, 2012. ISBN 9788561325787.
- MCARTHUR, S. D. J.; DAVIDSON, E. M.; CATTERSON, V. M.; DIMEAS, A. L.; HATZIARGYRIOU, N. D.; PONCI, F.; FUNABASHI, T. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1743–1752, nov 2007. ISSN 0885-8950. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4349106/>.
- MELO, L. S.; SAMPAIO, R. F.; LEÃO, R. P. S.; BARROSO, G. C.; BEZERRA, J. R. Python based multiagent platform for application on power grids. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 6, jun 2019. ISSN 2050-7038. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12012>.
- MOMOH, J. Smart grid architectural designs. In: \_\_\_\_\_. **Smart Grid**. John Wiley Sons, Ltd, 2012. cap. 1, p. 1–15. ISBN 9781118156117. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118156117.ch1>.
- MUNICIO, E.; DANEELS, G.; VUCINIC, M.; LATRÉ, S.; FAMAÉY, J.; TANAKA, Y.; BRUN, K.; MURAOKA, K.; VILAJOSANA, X.; WATTEYNE, T. Simulating 6tisch networks. **Transactions on Emerging Telecommunications Technologies**, v. 30, n. 3, p. e3494, 2019. E3494 ett.3494. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ett.3494>.
- OFFIS. **Mosaik Documentation**. 2020. [online] <https://mosaik.readthedocs.io/en/latest/>. Disponível em: <https://mosaik.readthedocs.io/en/latest/>.
- PALENSKY, P.; DIETRICH, D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 7, n. 3, p. 381–388, 2011.
- PALENSKY, P.; MEER, A. A. Van der; LÓPEZ, C. D.; JOSEPH, A.; PAN, K. Applied Cosimulation of Intelligent Power Systems. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, n. June, p. 6–21, 2017.

PALENSKY, P.; Van Der Meer, A. A.; LOPEZ, C. D.; JOSEPH, A.; PAN, K. Cosimulation of Intelligent Power Systems: Fundamentals, Software Architecture, Numerics, and Coupling. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 11, n. 1, p. 34–50, mar 2017. ISSN 1932-4529. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7883974/>.

PERKONIGG, F.; BRUJIC, D.; RISTIC, M. Platform for multiagent application development incorporating accurate communications modeling. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 11, n. 3, p. 728–736, 2015. ISSN 15513203.

Petajarvi, J.; Mikhaylov, K.; Roivainen, A.; Hanninen, T.; Pettissalo, M. On the coverage of lpwans: range evaluation and channel attenuation model for lora technology. In: **2015 14th International Conference on ITS Telecommunications (ITST)**. [S. l.: s. n.], 2015. p. 55–59.

PRADO, J. C. do; QIAO, W.; QU, L.; AGÜERO, J. R. The next-generation retail electricity market in the context of distributed energy resources: Vision and integrating framework. **Energies**, v. 12, n. 3, 2019. ISSN 1996-1073. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/3/491>.

Prando, L. R.; de Lima, E. R.; de Moraes, L. S.; Biehl Hamerschmidt, M.; Fraindenraich, G. Experimental performance comparison of emerging low power wide area networking (lpwan) technologies for iot. In: **2019 IEEE 5th World Forum on Internet of Things (WF-IoT)**. [S. l.: s. n.], 2019. p. 905–908.

PROCOPIOU, A. T.; PETROU, K.; OCHOA, L. F.; LANGSTAFF, T.; THEUNISSEN, J. Adaptive decentralized control of residential storage in pv-rich mv-lv networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 34, n. 3, p. 2378–2389, 2019. ISSN 08858950.

SAMPAIO, F. C.; LEÃO, R. P.; SAMPAIO, R. F.; MELO, L. S.; BARROSO, G. C. A multi-agent-based integrated self-healing and adaptive protection system for power distribution systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 188, p. 106525, 2020. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620303291>.

SAMPAIO, R. F. **Sistema de automação distribuído: uma abordagem baseada em multiagente aplicada a sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Ceará, 2017.

SAMPAIO, R. F.; MELO, L. S.; LEÃO, R. P.; BARROSO, G. C.; BEZERRA, J. R. Automatic restoration system for power distribution networks based on multi-agent systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 11, p. 475–484(9), January 2017. ISSN 1751-8687. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2016.1018>.

SCHLOEGL, F.; ROHJANS, S.; LEHNHOFF, S.; VELASQUEZ, J.; STEINBRINK, C.; PALENSKY, P. Towards a classification scheme for co-simulation approaches in energy systems. In: **2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)**. IEEE, 2015. p. 516–521. ISBN 978-1-4799-7736-9. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7315262/>.

SCHOR, J. M. **Abertura do mercado livre de Energia elétrica**. [S. l.]: Synergia Editora, 2018. ISBN 9788568483794.

SCHÜTTE, S.; SCHERFKE, S.; TRÖSCHEL, M. Mosaik: A framework for modular simulation of active components in smart grids. In: **2011 IEEE 1st International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation, SGMS 2011**. [S. l.: s. n.], 2011. p. 55–60. ISBN 9781467301954.

SOARES, J.; Fotouhi Ghazvini, M. A.; BORGES, N.; VALE, Z. A stochastic model for energy resources management considering demand response in smart grids. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 143, p. 599–610, 2017. ISSN 03787796. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.056>.

SOUZA, E. de; ARDAKANIAN, O.; NIKOLAIDIS, I. A Co-simulation Platform for Evaluating Cyber Security and Control Applications in the Smart Grid. In: **Proceedings of the IEEE International Conference on Communications (ICC)**. [S. l.]: IEEE, 2020.

Spalthoff, C.; Sarajlic, D.; Kittl, C.; Drauz, S.; Kneiske, T.; Rehtanz, C.; Braun, M. Simbench: Open source time series of power load, storage and generation for the simulation of electrical distribution grids. In: **International ETG-Congress 2019; ETG Symposium**. [S. l.: s. n.], 2019. p. 1–6.

STEINBRINK, C.; BLANK-BABAZADEH, M.; EL-AMA, A.; HOLLY, S.; LÜERS, B.; NEBEL-WENNER, M.; ACOSTA, R. P.; RAUB, T.; SCHWARZ, J. S.; STARK, S.; NIESSE, A.; LEHNHOFF, S. CPES testing with MOSAIK: Co-Simulation planning, execution and analysis. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 9, n. 5, 2019. ISSN 20763417.

SUJIL, A.; VERMA, J.; KUMAR, R. Multi agent system: concepts, platforms and applications in power systems. **Artificial Intelligence Review**, Springer Netherlands, v. 49, n. 2, p. 153–182, 2018. ISSN 15737462.

TAVARES, T. M. **Modelo de mercado varejista de eletricidade para sistemas de distribuição ativos**. Tese (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

TAVARES, T. M.; MELO, L. S.; LEAO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F.; BARROSO, G. C. Retail electricity market model for active power distribution systems. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. IEEE, 2019. p. 1–6. ISBN 978-1-5386-9567-8. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8895346/>.

THE GRIDWISE ARCHITECTURE COUNCIL. **GridWise Transactive Energy Framework version 1.1**. United States, 2019. Disponível em: [https://www.gridwiseac.org/pdfs/pnnl\\_22946\\_gwac\\_te\\_framework\\_july\\_2019\\_v1\\_1.pdf](https://www.gridwiseac.org/pdfs/pnnl_22946_gwac_te_framework_july_2019_v1_1.pdf). Acesso em: 19 mar. 2021.

THURNER, L.; SCHEIDLER, A.; SCHAFER, F.; MENKE, J.-H.; DOLLICHON, J.; MEIER, F.; MEINECKE, S.; BRAUN, M. Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 6, p. 6510–6521, nov 2018. ISSN 0885-8950. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8344496/>.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. [S. l.]: Synergia Editora, 2011. ISBN 9788561325596.

TOMALSQUIM, M. T.; FILHO, M. M. **Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades**. [S. l.]: Synergia Editora, 2019. ISBN 978-85-68483-94-7.

VAZQUEZ, S.; LUKIC, S. M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L. G.; CARRASCO, J. M. Energy storage systems for transport and grid applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010.

VOGT, M.; MARTEN, F.; BRAUN, M. A survey and statistical analysis of smart grid co-simulations. **Applied Energy**, Elsevier, v. 222, n. February, p. 67–78, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.123>.

WANG, Q.; ZHANG, C.; DING, Y.; XYDIS, G.; WANG, J.; ØSTERGAARD, J. Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 138, p. 695–706, 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.048>.

WATSON, J.-P.; WOODRUFF, D. L.; HART, W. E. Pysp: modeling and solving stochastic programs in python. **Mathematical Programming Computation**, Springer, v. 4, n. 2, p. 109–149, 2012.

WOOLDRIDGE, M. **An Introduction to MultiAgent Systems**. 2nd. ed. [S. l.]: Wiley Publishing, 2009. ISBN 0470519460.

WOOLDRIDGE, M.; JENNINGS, N. R. Intelligent agents: theory and practice. **The Knowledge Engineering Review**, Cambridge University Press, v. 10, n. 2, p. 115–152, 1995.

YIN, S.; WANG, J.; QIU, F. Decentralized electricity market with transactive energy—a path forward. **The Electricity Journal**, Elsevier, v. 32, n. 4, p. 7–13, 2019.

ZINAMAN, O.; MILLER, M.; ADIL, A.; ARENT, D.; COCHRAN, J.; VORA, R.; AGGARWAL, S.; BIPATH, M.; LINVILL, C.; DAVID, A.; KAUFFMAN, R.; FUTCH, M.; ARCOS, E. V.; VALENZUELA, J. M.; MARTINOT, E.; BAZILIAN, M.; PILLAI, R. K. Power systems of the future: A 21st century power partnership thought leadership report. 2 2015. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1171135>.

## APÊNDICE A – DADOS DA CO-SIMULAÇÃO

Neste apêndice se encontram as tabelas de dados referentes principalmente à valores máximos e mínimos de ocorrência das grandezas mostradas nos gráficos do Capítulo 6. Nas legendas das tabelas está indicado a figura a que estão associados os dados mostrados.

Tabela 8 – Valores máximos de shadow price e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com shadow price nulo. Dados ilustrados na Figura 45

<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>
<b>8</b>	17:45:00	0,01	<b>28</b>	17:45:00	0,01	<b>54</b>	17:45:00	1,33
<b>10</b>	17:45:00	0,01	<b>31</b>	17:45:00	0,01	<b>56</b>	17:45:00	0,05
<b>11</b>	17:45:00	0,01	<b>32</b>	17:45:00	0,01	<b>60</b>	16:30:00	0,03
<b>16</b>	19:30:00	0,34	<b>33</b>	17:45:00	0,01	<b>62</b>	17:45:00	0,39
<b>20</b>	19:30:00	1,05	<b>35</b>	17:45:00	0,04	<b>65</b>	19:30:00	0,01
<b>22</b>	19:30:00	0,78	<b>36</b>	17:45:00	0,04	<b>68</b>	17:45:00	1,60
<b>23</b>	19:30:00	1,05	<b>38</b>	17:45:00	0,04	<b>74</b>	17:45:00	2,28
<b>24</b>	19:30:00	1,89	<b>42</b>	15:45:00	0,65			
<b>25</b>	19:30:00	2,18	<b>48</b>	17:45:00	1,33			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 9 – Valores máximos de potência injetada pelos dispositivos de armazenamento de rede e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de potência injetada nula. Dados ilustrados na Figura 46

<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>
<b>10</b>	17:45:00	0,01	<b>44</b>	17:45:00	0,67	<b>62</b>	17:45:00	0,29
<b>12</b>	17:45:00	0,01	<b>45</b>	17:45:00	0,67	<b>64</b>	17:45:00	0,81
<b>15</b>	19:30:00	0,03	<b>48</b>	17:45:00	1,00	<b>66</b>	17:45:00	0,94
<b>30</b>	17:45:00	0,01	<b>50</b>	17:45:00	1,16	<b>69</b>	17:45:00	1,33
<b>33</b>	17:45:00	0,01	<b>51</b>	17:45:00	1,16	<b>70</b>	17:45:00	1,33
<b>36</b>	17:45:00	0,03	<b>54</b>	17:45:00	1,00	<b>71</b>	17:45:00	1,46
<b>39</b>	17:45:00	0,03	<b>56</b>	17:45:00	0,04	<b>73</b>	17:45:00	1,58
<b>42</b>	17:45:00	0,51	<b>60</b>	17:45:00	0,04			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 10 – Valores máximos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão abaixo de 1,01 pu. Dados ilustrados na Figura 43.

<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>
18	10:00:00	1,01	31	12:00:00	1,01	50	10:00:00	1,01	67	08:45:00	1,01
19	10:00:00	1,01	32	09:45:00	1,01	51	10:00:00	1,01	68	08:45:00	1,01
20	10:00:00	1,01	33	09:45:00	1,01	52	10:00:00	1,01	69	08:45:00	1,01
21	09:45:00	1,01	42	12:00:00	1,01	53	10:00:00	1,01	70	08:45:00	1,01
22	08:45:00	1,01	43	12:00:00	1,01	54	10:00:00	1,01	71	08:45:00	1,01
23	08:45:00	1,01	44	10:00:00	1,01	61	12:00:00	1,01	72	08:45:00	1,01
24	08:45:00	1,01	45	12:00:00	1,01	62	12:00:00	1,01	73	08:45:00	1,01
25	08:45:00	1,01	46	12:00:00	1,01	63	09:45:00	1,01	74	08:45:00	1,01
26	08:45:00	1,01	47	10:00:00	1,01	64	08:45:00	1,01			
29	12:00:00	1,01	48	10:00:00	1,01	65	08:45:00	1,01			
30	12:00:00	1,01	49	10:00:00	1,01	66	08:45:00	1,01			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 11 – Valores mínimos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão acima de 0,99 pu. Dados ilustrados na Figura 43.

<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>
17	19:30:00	0,98	41	15:45:00	0,98	51	17:45:00	0,95	67	17:45:00	0,95
18	19:30:00	0,97	42	16:30:00	0,97	52	17:45:00	0,95	68	17:45:00	0,95
19	19:30:00	0,97	43	16:30:00	0,97	53	17:45:00	0,95	69	17:45:00	0,95
20	19:30:00	0,97	44	17:45:00	0,96	54	17:45:00	0,95	70	17:45:00	0,95
21	19:30:00	0,97	45	17:45:00	0,96	61	16:30:00	0,98	71	17:45:00	0,94
22	18:30:00	0,97	46	17:45:00	0,96	62	16:30:00	0,98	72	17:45:00	0,94
23	19:30:00	0,96	47	17:45:00	0,96	63	16:30:00	0,97	73	17:45:00	0,94
24	19:30:00	0,96	48	18:30:00	0,95	64	17:45:00	0,96	74	17:45:00	0,94
25	19:30:00	0,96	49	17:45:00	0,95	65	16:30:00	0,96			
26	19:30:00	0,96	50	17:45:00	0,95	66	17:45:00	0,95			

Fonte: Própria do autor.



Tabela 12 – Valores máximos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida abaixo de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 44.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
7	17:45:00	3,40	24	19:30:00	1,82	41	15:00:00	2,1	58	08:15:00	2,5
8	17:45:00	3,00	25	19:30:00	1,62	42	15:45:00	2,0	59	17:45:00	3,0
9	15:00:00	2,50	26	19:30:00	1,01	43	17:45:00	3,1	60	10:45:00	2,2
10	17:45:00	3,20	27	10:45:00	2,00	44	17:45:00	2,0	61	15:00:00	1,4
11	15:45:00	3,55	28	17:45:00	2,00	45	13:15:00	2,3	62	19:30:00	1,3
12	08:15:00	3,60	29	08:15:00	2,16	46	12:45:00	2,1	63	17:45:00	3,2
13	15:00:00	2,42	30	19:30:00	1,11	47	08:15:00	3,0	64	17:45:00	4,0
14	15:45:00	1,88	31	19:30:00	1,26	48	15:00:00	2,0	65	17:45:00	3,0
15	15:00:00	2,72	32	19:30:00	1,57	49	15:45:00	3,1	66	17:45:00	3,2
16	10:45:00	2,00	33	15:00:00	2,30	50	17:45:00	2,0	67	17:45:00	3,1
17	15:00:00	2,20	34	12:45:00	3,20	51	10:45:00	2,0	68	10:45:00	2,4
18	19:30:00	2,80	35	17:00:00	2,31	52	15:45:00	3,1	69	15:45:00	3,0
19	08:15:00	2,80	36	19:30:00	1,31	53	15:00:00	2,0	70	17:45:00	2,5
20	17:45:00	2,80	37	19:30:00	1,57	54	17:45:00	3,3	71	17:45:00	2,0
21	15:00:00	3,50	38	18:15:00	1,27	55	17:45:00	2,0	72	15:00:00	2,4
22	15:45:00	3,10	39	10:45:00	3,30	56	15:45:00	2,1	73	08:15:00	2,2
23	10:45:00	2,80	40	15:45:00	2,00	57	14:30:00	2,9	74	17:45:00	2,2

Fonte: Própria do autor.

Tabela 13 – Valores mínimos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida acima de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 44.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
13	10:45:00	-1,79	29	11:00:00	-1,42	44	09:00:00	-1,89	61	12:00:00	-1,86
14	10:00:00	-1,65	30	12:00:00	-1,67	48	09:45:00	-1,84	62	10:30:00	-1,66
15	10:45:00	-1,77	31	12:00:00	-1,63	50	11:15:00	-1,84	64	12:15:00	-1,73
18	13:15:00	-1,21	32	09:00:00	-1,56	52	10:00:00	-1,48	67	12:15:00	-1,83
21	09:45:00	-1,75	35	13:30:00	-1,49	54	12:15:00	-1,82	70	12:15:00	-1,83
24	09:00:00	-1,49	36	09:00:00	-1,63	56	10:00:00	-1,66	72	09:45:00	-1,82
25	12:00:00	-1,58	37	12:00:00	-1,60	57	09:00:00	-0,26	73	11:00:00	-1,42
26	12:00:00	-1,73	38	11:00:00	-1,64	58	11:00:00	-1,37			
28	11:15:00	-1,84	43	12:15:00	-1,83	59	12:15:00	-1,83			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 14 – Valores máximos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão abaixo de 1,01 pu. Dados ilustrados na Figura 47.

<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>
<b>16</b>	10:00:00	1,01	<b>29</b>	08:45:00	1,01	<b>45</b>	08:45:00	1,01	<b>63</b>	08:45:00	1,01
<b>17</b>	08:45:00	1,01	<b>30</b>	08:30:00	1,01	<b>46</b>	08:45:00	1,01	<b>64</b>	08:45:00	1,01
<b>18</b>	07:30:00	1,01	<b>31</b>	07:15:00	1,01	<b>47</b>	10:00:00	1,02	<b>65</b>	08:45:00	1,01
<b>19</b>	10:00:00	1,02	<b>32</b>	07:15:00	1,01	<b>48</b>	10:00:00	1,02	<b>66</b>	08:45:00	1,01
<b>20</b>	10:00:00	1,02	<b>33</b>	07:15:00	1,01	<b>49</b>	08:45:00	1,02	<b>67</b>	08:45:00	1,01
<b>21</b>	09:15:00	1,02	<b>34</b>	09:00:00	1,01	<b>50</b>	08:45:00	1,02	<b>68</b>	12:00:00	1,02
<b>22</b>	08:45:00	1,02	<b>38</b>	09:45:00	1,01	<b>51</b>	08:45:00	1,02	<b>69</b>	11:00:00	1,02
<b>23</b>	10:00:00	1,03	<b>40</b>	10:00:00	1,01	<b>52</b>	08:45:00	1,02	<b>70</b>	11:00:00	1,02
<b>24</b>	10:00:00	1,03	<b>41</b>	08:45:00	1,01	<b>53</b>	08:45:00	1,02	<b>71</b>	10:45:00	1,02
<b>25</b>	10:00:00	1,03	<b>42</b>	08:45:00	1,01	<b>54</b>	08:45:00	1,02	<b>72</b>	10:45:00	1,02
<b>26</b>	10:00:00	1,03	<b>43</b>	08:45:00	1,01	<b>61</b>	09:00:00	1,01	<b>73</b>	10:45:00	1,02
<b>28</b>	09:00:00	1,01	<b>44</b>	08:45:00	1,01	<b>62</b>	09:00:00	1,01	<b>74</b>	10:45:00	1,02

Fonte: Própria do autor.

Tabela 15 – Valores mínimos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão acima de 0,99 pu. Dados ilustrados na Figura 47.

<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>	<b>nó</b>	<b>período</b>	<b>valor</b>
<b>18</b>	01:00:00	0,98	<b>32</b>	00:30:00	0,98	<b>49</b>	15:45:00	0,97	<b>66</b>	01:00:00	0,98
<b>19</b>	01:15:00	0,97	<b>33</b>	00:30:00	0,98	<b>50</b>	15:45:00	0,97	<b>67</b>	16:30:00	0,97
<b>20</b>	01:00:00	0,97	<b>42</b>	15:45:00	0,98	<b>51</b>	16:00:00	0,97	<b>68</b>	16:30:00	0,97
<b>21</b>	01:15:00	0,97	<b>43</b>	16:00:00	0,98	<b>52</b>	15:45:00	0,97	<b>69</b>	16:30:00	0,97
<b>22</b>	01:00:00	0,97	<b>44</b>	00:00:00	0,98	<b>53</b>	15:45:00	0,97	<b>70</b>	16:30:00	0,97
<b>23</b>	01:00:00	0,97	<b>45</b>	00:00:00	0,98	<b>54</b>	16:00:00	0,97	<b>71</b>	16:30:00	0,97
<b>24</b>	01:00:00	0,97	<b>46</b>	00:00:00	0,98	<b>63</b>	16:30:00	0,98	<b>72</b>	16:30:00	0,97
<b>25</b>	01:00:00	0,97	<b>47</b>	17:00:00	0,97	<b>64</b>	16:15:00	0,98	<b>73</b>	16:30:00	0,97
<b>26</b>	01:00:00	0,97	<b>48</b>	16:00:00	0,97	<b>65</b>	01:15:00	0,98	<b>74</b>	16:30:00	0,97

Fonte: Própria do autor.

Tabela 16 – Valores máximos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida abaixo de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 48.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
7	17:45:00	3,40	24	10:45:00	3,75	41	15:00:00	2,10	58	08:15:00	2,46
8	17:45:00	2,60	25	10:45:00	3,30	42	03:00:00	2,16	59	17:45:00	3,00
9	15:00:00	2,50	26	19:30:00	1,01	43	17:45:00	3,10	60	00:30:00	2,30
10	17:45:00	2,77	27	10:45:00	2,00	44	16:30:00	1,50	61	15:00:00	1,42
11	14:30:00	4,93	28	16:30:00	3,62	45	13:15:00	2,30	62	17:30:00	2,77
12	08:15:00	3,60	29	08:15:00	2,16	46	12:45:00	2,10	63	17:45:00	3,20
13	15:00:00	2,42	30	19:30:00	1,10	47	08:15:00	3,00	64	17:45:00	3,19
14	15:45:00	1,88	31	00:30:00	2,34	48	17:15:00	2,43	65	02:45:00	2,22
15	15:00:00	2,72	32	15:00:00	2,68	49	15:45:00	3,10	66	17:45:00	2,26
16	02:45:00	2,23	33	00:30:00	2,09	50	16:30:00	1,38	67	17:45:00	3,10
17	15:00:00	2,20	34	12:45:00	3,20	51	10:45:00	2,00	68	02:45:00	2,29
18	19:30:00	2,80	35	17:00:00	4,31	52	15:45:00	3,08	69	15:45:00	3,00
19	08:15:00	2,80	36	10:45:00	2,75	53	15:00:00	2,00	70	16:30:00	1,30
20	17:45:00	2,26	37	19:30:00	1,57	54	00:00:00	2,31	71	18:15:00	0,85
21	15:00:00	3,50	38	14:45:00	2,62	55	17:45:00	2,00	72	15:00:00	2,40
22	15:15:00	4,27	39	10:45:00	3,30	56	15:45:00	4,10	73	08:15:00	2,16
23	22:00:00	2,92	40	15:45:00	2,00	57	14:30:00	2,87	74	02:45:00	2,16

Fonte: Própria do autor.

Tabela 17 – Valores mínimos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida acima de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 48.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
8	15:00:00	-1,92	25	12:00:00	-3,58	43	12:15:00	-1,83	62	10:30:00	-3,66
10	15:00:00	-1,91	26	12:00:00	-1,73	44	09:00:00	-1,89	64	12:15:00	-1,73
11	23:45:00	-0,53	28	11:15:00	-3,84	48	09:45:00	-3,84	65	23:45:00	-1,87
13	10:45:00	-1,79	29	11:00:00	-1,42	50	11:15:00	-1,84	67	12:15:00	-1,83
14	10:00:00	-1,65	30	12:00:00	-1,67	51	17:45:00	-0,78	68	23:45:00	-1,51
15	10:45:00	-1,77	31	10:30:00	-3,11	52	10:00:00	-1,48	69	17:45:00	-0,42
16	23:45:00	-1,59	32	09:00:00	-3,56	54	14:00:00	-3,78	70	12:15:00	-1,83
18	13:15:00	-1,21	33	10:45:00	-1,91	56	10:00:00	-3,66	72	09:45:00	-1,82
20	23:45:00	-1,88	35	13:15:00	-3,46	57	09:00:00	-0,26	73	11:00:00	-1,42
21	09:45:00	-1,75	36	09:00:00	-3,63	58	11:00:00	-1,37	74	23:45:00	-1,91
22	11:30:00	-1,06	37	12:00:00	-1,60	59	12:15:00	-1,83			
23	23:45:00	-1,42	38	11:00:00	-3,64	60	17:45:00	-1,62			
24	09:00:00	-3,49	42	17:45:00	-1,90	61	12:00:00	-1,86			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 18 – Valores máximos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão abaixo de 1,01 pu. Dados ilustrados na Figura 54 e obtidos no processo de co-simulação da operação.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
15	12:00:00	1,01	31	09:00:00	1,01	46	08:45:00	1,01	61	09:00:00	1,01
16	10:00:00	1,01	32	08:45:00	1,01	47	08:45:00	1,01	62	09:00:00	1,01
17	08:45:00	1,01	33	08:45:00	1,01	48	08:45:00	1,01	63	09:00:00	1,01
18	08:45:00	1,01	34	09:45:00	1,01	49	08:45:00	1,01	64	09:00:00	1,01
19	08:45:00	1,01	35	09:00:00	1,01	50	08:45:00	1,01	65	09:00:00	1,01
20	08:45:00	1,01	36	09:00:00	1,01	51	08:45:00	1,01	66	09:00:00	1,01
21	08:45:00	1,01	37	09:00:00	1,01	52	08:45:00	1,01	67	09:00:00	1,01
22	08:45:00	1,01	38	09:00:00	1,01	53	08:45:00	1,01	68	09:00:00	1,01
23	08:45:00	1,01	39	09:00:00	1,01	54	08:45:00	1,01	69	09:00:00	1,01
24	08:45:00	1,01	40	09:00:00	1,01	55	09:00:00	1,01	70	09:00:00	1,01
25	08:45:00	1,01	41	08:45:00	1,01	56	09:00:00	1,01	71	09:00:00	1,01
26	08:45:00	1,01	42	08:45:00	1,01	57	09:00:00	1,01	72	09:00:00	1,01
28	09:00:00	1,01	43	08:45:00	1,01	58	09:00:00	1,01	73	09:00:00	1,01
29	09:00:00	1,01	44	08:45:00	1,01	59	09:00:00	1,01	74	09:00:00	1,01
30	09:00:00	1,01	45	08:45:00	1,01	60	09:00:00	1,01			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 19 – Valores mínimos de tensão em pu e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de tensão acima de 0,99 pu. Dados ilustrados na Figura 54 e obtidos no processo de co-simulação da operação.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
15	19:30:00	0,98	35	15:45:00	0,98	48	15:45:00	0,97	63	01:00:00	0,98
16	01:00:00	0,98	36	15:45:00	0,98	49	15:45:00	0,97	64	01:00:00	0,98
17	01:00:00	0,98	37	15:45:00	0,98	50	15:45:00	0,97	65	01:00:00	0,98
18	01:00:00	0,98	38	02:00:00	0,98	51	15:45:00	0,97	66	01:00:00	0,98
19	01:00:00	0,98	39	02:30:00	0,98	52	15:45:00	0,97	67	01:00:00	0,98
20	01:00:00	0,98	40	02:00:00	0,98	53	15:45:00	0,97	68	01:00:00	0,98
21	01:00:00	0,98	41	18:30:00	0,97	54	15:45:00	0,97	69	01:00:00	0,98
22	19:30:00	0,97	42	15:45:00	0,97	56	16:30:00	0,98	70	01:00:00	0,98
23	19:30:00	0,97	43	15:45:00	0,97	57	16:30:00	0,98	71	01:00:00	0,98
24	19:30:00	0,97	44	15:45:00	0,97	58	16:30:00	0,98	72	01:00:00	0,98
25	19:30:00	0,97	45	15:45:00	0,97	59	16:30:00	0,98	73	01:00:00	0,98
26	19:30:00	0,97	46	15:45:00	0,97	61	01:00:00	0,98	74	01:00:00	0,98
33	00:30:00	0,98	47	15:45:00	0,97	62	01:00:00	0,98			

Fonte: Própria do autor.

Tabela 20 – Valores máximos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida acima de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 55 e obtidos no processo de co-simulação da operação.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
7	17:45:00	3,40	24	19:30:00	3,82	41	15:00:00	2,10	58	08:15:00	2,46
8	02:45:00	2,22	25	19:30:00	3,62	42	03:00:00	2,16	59	17:45:00	3,00
9	15:00:00	2,50	26	19:30:00	1,01	43	17:45:00	3,10	60	00:30:00	2,23
10	02:45:00	2,23	27	10:45:00	2,00	44	17:45:00	1,96	61	15:00:00	1,42
11	14:30:00	4,93	28	16:30:00	3,61	45	13:15:00	2,30	62	17:30:00	2,77
12	08:15:00	3,60	29	08:15:00	2,16	46	12:45:00	2,10	63	17:45:00	3,20
13	15:00:00	2,42	30	19:30:00	1,11	47	08:15:00	3,00	64	17:45:00	3,78
14	15:45:00	1,88	31	00:30:00	2,34	48	15:45:00	3,04	65	02:45:00	2,22
15	15:00:00	2,72	32	15:00:00	2,68	49	15:45:00	3,10	66	17:45:00	2,98
16	02:45:00	2,24	33	00:30:00	2,09	50	17:45:00	1,96	67	17:45:00	3,10
17	15:00:00	2,20	34	12:45:00	3,20	51	10:45:00	2,00	68	02:45:00	2,30
18	19:30:00	2,80	35	17:00:00	4,31	52	15:45:00	3,08	69	12:15:00	2,63
19	08:15:00	2,80	36	10:45:00	2,75	53	15:00:00	2,00	70	17:45:00	2,28
20	17:45:00	2,25	37	19:30:00	1,57	54	17:45:00	3,20	71	16:15:00	0,82
21	15:00:00	3,50	38	14:45:00	2,62	55	17:45:00	2,00	72	15:00:00	2,40
22	15:15:00	4,27	39	10:45:00	3,30	56	15:45:00	2,98	73	08:15:00	2,16
23	22:00:00	2,92	40	15:45:00	2,00	57	14:30:00	2,87	74	02:45:00	2,16

Fonte: Própria do autor.

Tabela 21 – Valores mínimos de demanda líquida em kW e seus respectivos horários de ocorrência para cada um dos nós do sistema, excluindo os nós com valores de demanda líquida abaixo de 0,0 kW. Dados ilustrados na Figura 55 e obtidos no processo de co-simulação da operação.

nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor	nó	período	valor
8	15:00:00	-1,91	24	09:00:00	-3,49	38	11:00:00	-3,64	60	17:45:00	-2,38
10	15:00:00	-1,91	25	12:00:00	-3,58	42	17:45:00	-1,43	61	12:00:00	-1,86
11	17:45:00	-0,24	26	12:00:00	-1,73	43	12:15:00	-1,83	62	17:45:00	-7,12
13	10:45:00	-1,78	28	11:15:00	-3,84	44	09:00:00	-1,89	64	12:15:00	-1,73
14	10:00:00	-1,65	29	11:00:00	-1,42	48	09:45:00	-3,84	67	12:15:00	-1,83
15	10:45:00	-1,77	30	12:00:00	-1,67	50	11:15:00	-1,84	68	17:45:00	-1,48
16	17:45:00	-0,02	31	10:30:00	-3,02	52	10:00:00	-1,48	70	12:15:00	-1,82
18	13:15:00	-1,21	32	09:00:00	-3,54	54	14:00:00	-3,78	71	17:45:00	-2,98
20	11:15:00	-1,78	33	10:45:00	-1,91	56	10:00:00	-3,65	72	09:45:00	-1,82
21	09:45:00	-1,75	35	13:15:00	-3,46	57	09:00:00	-0,26	73	11:00:00	-1,42
22	11:30:00	-1,06	36	10:15:00	-3,56	58	11:00:00	-1,36	74	10:45:00	-1,72
23	16:30:00	-0,01	37	12:00:00	-1,6	59	12:15:00	-1,83			

Fonte: Própria do autor.

## APÊNDICE B – LOCALIZAÇÃO DOS NÓS DA REDE ELÉTRICA

Tabela 22 – Posições no plano XY de cada um dos nós da rede para utilização pelo simulador de rede de comunicação.

nó	coord. x (m)	coord. y (m)	nó	coord. x (m)	coord. y (m)	nó	coord. x (m)	coord. y (m)
0	10	10	26	374	372	52	833	811
1	20	20	27	396	390	53	855	834
2	94	89	28	407	413	54	880	858
3	272	261	29	431	425	55	894	883
4	452	459	30	449	447	56	905	899
5	695	697	31	466	470	57	920	912
6	1058	1057	32	476	492	58	944	929
7	38	36	33	489	506	59	961	954
8	48	55	34	505	529	60	985	972
9	62	67	35	524	541	61	1009	982
10	83	78	36	545	562	62	1020	1006
11	108	88	37	555	582	63	1036	1026
12	118	110	38	571	598	64	1050	1044
13	137	128	39	595	612	65	1070	1068
14	162	152	40	610	622	66	1095	1088
15	183	168	41	632	638	67	1113	1113
16	196	178	42	643	663	68	1123	1136
17	209	192	43	668	679	69	1142	1151
18	222	204	44	690	695	70	1152	1170
19	243	228	45	701	707	71	1169	1182
20	259	253	46	716	717	72	1182	1193
21	277	266	47	736	730	73	1195	1209
22	295	287	48	761	751	74	1209	1232
23	317	305	49	783	769	<b>DSO</b>	0	0
24	338	329	50	794	787	<b>Market</b>	0	0
25	358	351	51	816	801			

Fonte: Própria do autor.

**APÊNDICE C – MATRIZ DE ADJACÊNCIAS UTILIZADAS PARA CRIAÇÃO DE LINKS DE COMUNICAÇÃO**

Tabela 23 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 0-19 e 0-38

nó/nó	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
8	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
9	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
11	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0
12	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
13	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0
14	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
16	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1
17	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
18	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1
19	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
20	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
21	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
22	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
23	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
24	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
25	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
26	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
27	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.

Tabela 24 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 20-39 e 0-38

nó/nó	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1

Fonte: Própria do autor.



Tabela 25 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 40-59 e 0-38

nó/nó	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.

Tabela 26 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 60-74 + DSO e Market e 0-38

nó/nó	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	DSO	Market
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.

Tabela 27 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 0-19 e 39-74 +  
DSO e Market

nó/nó	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
39	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
72	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DSO	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Market	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.

Tabela 28 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 20-39 e 39-74 +  
DSO e Market

nó/nó	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DSO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Market	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.

Tabela 29 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 40-59 e 39-74 +  
DSO e Market

nó/nó	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
40	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
41	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
42	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
43	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
44	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
46	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
47	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
48	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0
54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
DSO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Market	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.

Tabela 30 – Matriz de Adjacências de links de comunicação entre os nós 60-74 + DSO e Market e 39-74 + DSO e Market

nó/nó	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	DSO	Market
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
56	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
57	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
60	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
61	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
62	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
63	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
64	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
65	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
66	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
67	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
68	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0
70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0
71	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0
72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0
73	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0
74	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
DSO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Market	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Própria do autor.